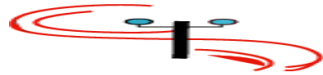




République du Sénégal



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

Révision des conditions tarifaires de SENELEC

Période tarifaire 2010-2014

Seconde consultation publique

Document de consultation

Avril 2010



SOMMAIRE

Synthèse de la première consultation	4
1. Les conditions tarifaires	4
2. Les relations entre SENELEC et ses clients.....	4
3. Les normes et obligations.....	5
4. La place et le fonctionnement de la CRSE.....	5
5. La réforme institutionnelle de SENELEC.....	5
Projections de SENELEC.....	6
1. Les projections de la demande	6
1.1. Méthodologie et hypothèses.....	6
1.1.1. Données générales.....	6
1.1.2. Données macroéconomiques.....	8
1.1.3. Rendement.....	8
1.1.4. Facteur de charge	8
1.2. Prévisions de la demande	9
2. Les projections de dépenses d'investissement	11
3. Les projections de production et de coûts	12
Méthodologie de révision de la Formule.....	14
1.1. Détermination des revenus requis de référence.....	14
1.2. Indexation des revenus requis	14
1.3. Détermination du facteur d'économie d'échelle	17
1.4. Détermination de l'index d'inflation.....	17
Premières conclusions de la Commission	19
1. Questions analysées.....	19
1.1. Revenus requis de référence et facteurs de pondération des indices d'inflation.....	19
1.2. Périodicité d'indexation	22
1.3. Période d'inflation de référence	23
1.4. Révision exceptionnelle	24
1.5. Facteur d'économie d'échelle	24
1.6. Inflation étrangère de référence.....	25
1.7. Durée de validité des conditions tarifaires	25
2. Détermination des revenus requis	25
2.1. Données économiques de référence	25
2.1.1. Inflation	25
2.1.2. Taux de rentabilité.....	26
2.2. Charges d'exploitation	27
2.3. Rémunération des capitaux investis	27
2.4. Revenus requis	28
3. Eléments de paramétrage de la Formule de contrôle des revenus.....	29
3.1. Facteur d'économie d'échelle.....	29
3.2. Indice composite d'inflation.....	29
3.3. Revenus régulés requis de référence	32
3.4. Ventes de référence	32
3.5. Structure de la Formule de contrôle des revenus	33
4. Nouvelles conditions tarifaires : Eléments du projet de décision	33
5. Résultats de l'application des nouvelles conditions tarifaires.....	37
5.1. Revenus autorisés	37



5.2. Evolution des tarifs.....	38
Annexes	39
1. Synthèse des questions soulevées lors de la première consultation publique	40
2. Note sur le coût du capital.....	56
3. Document de SENELEC sur les projections de coûts.....	62
4. Les prochaines étapes du processus	106



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 modifiée par la loi n°2002-01 du 10 janvier 2002, 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 signé le 31 mars 1999, 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 cinq (5) 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 de SENELEC notamment.

Au terme de la période initiale 1999-2004, les conditions tarifaires définies dans le Contrat de Concession de SENELEC ont été révisées par la Décision n°2005-02 du 10 août 2005, à la fin d'un processus comportant deux consultations publiques. Ces nouvelles conditions tarifaires étant définies pour la période 2005-2009, elles cessent d'être applicables à la fin de l'année 2009.

Le décret n° 98-335 du 21 avril 1998 prévoit la procédure à suivre pour la révision des conditions tarifaires, qui 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 démarré le processus de révision des conditions tarifaires de SENELEC en décembre 2008, pour arriver à la formulation de nouvelles conditions tarifaires à la fin de l'année 2009.

Une première consultation publique a été organisée du 10 au 27 novembre 2009, sur le bilan de l'exploitation de SENELEC durant la période 2005-2009 et son appréciation de l'adéquation de la formule actuelle de contrôle des revenus, sur les normes et obligations de SENELEC pour la période 2010-2014 publiées par le Ministère de l'Energie et sur la méthodologie de révision des conditions tarifaires.

L'objet de la seconde consultation publique dont le présent rapport constitue le document de base, est de présenter une synthèse de la première consultation publique, les projections établies par SENELEC pour la période 2010-2014 et les premières conclusions de la Commission. Elle a lieu du 19 au 30 avril 2010.

La Commission invite toutes les personnes intéressées à formuler, au plus tard le 30 avril 2010 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,
- lors des rencontres organisées par la CRSE,
- en demandant à être entendues par la Commission.

SYNTHÈSE DE LA PREMIÈRE CONSULTATION

La première consultation publique a permis de recueillir les avis et observations de nombreux acteurs du secteur. Les journalistes, les universitaires, les associations de consommateurs, le patronat et les opérateurs du secteur ont manifesté leur intérêt pour le sujet qui leur a été présenté au cours des diverses rencontres organisées par la Commission.

Cette consultation s'est appuyée sur un document regroupant une synthèse du bilan de l'exploitation de SENELEC durant la période 2005-2009, une analyse du respect par SENELEC de ses obligations contractuelles durant la même période, les nouvelles normes fixées à SENELEC par le Ministre chargé de l'Énergie et une présentation du système de régulation de SENELEC.

Les contributions recueillies durant cette consultation ont porté essentiellement sur :

- Les conditions tarifaires ;
- Les relations entre SENELEC et ses clients ;
- Les normes et obligations ;
- La place et le fonctionnement de la CRSE ;
- La réforme institutionnelle de SENELEC.

1. Les conditions tarifaires

Les conditions tarifaires, objet principal de la première consultation publique, ont suscité de nombreux avis et observations sur les modalités de définition et de paramétrage de la Formule de contrôle des revenus, sur la méthodologie de révision des conditions tarifaires et sur la tarification. Ces sujets abordés ont concerné principalement :

- la prise en compte de charges supplémentaires et/ou situations exceptionnelles en cours de période ;
- les modalités de fixation des paramètres de la Formule de contrôle des revenus ;
- la rémunération de la Base Tarifaire ;
- la révision exceptionnelle de la Formule de contrôle des revenus en cours de période ;
- la durée de validité des nouvelles conditions tarifaires.

2. Les relations entre SENELEC et ses clients

Les interrogations ont porté sur :

- la communication ;
- les relations commerciales, notamment les conditions d'abonnement, l'accueil, le nombre des caisses de paiement et l'identification des agents de SENELEC ;
- la facturation et les délais de présentation des factures ;



- les conditions de coupure et de remise de l'électricité pour défaut de paiement ;
- le recouvrement des arriérés de paiement des gros débiteurs.

3. Les normes et obligations

Les questions soulevées ont concerné :

- la méthodologie de détermination et de fixation des normes ;
- l'énergie non fournie et son impact, ainsi que la visibilité sur les factures de la pénalité appliquée à SENELEC pour manquement à la norme ;
- le contrôle de la qualité des installations intérieures ;
- les objectifs d'électrification.

4. La place et le fonctionnement de la CRSE

Les sujets abordés ont porté sur :

- la communication ;
- une meilleure implication de la CRSE dans le traitement de certains dossiers ;
- les mécanismes à mettre en place pour inciter l'opérateur à un fonctionnement optimal et pour éviter l'asymétrie d'information.

5. La réforme institutionnelle de SENELEC

Les interrogations ont porté sur :

- le renforcement de la CRSE pour l'adapter notamment au nouveau contexte de sociétés dégroupées ;
- la relation entre les nouvelles conditions tarifaires et la filialisation programmée de SENELEC ;
- l'impact de la réforme sur les tarifs et la qualité du service de l'électricité.

Toutes les questions soulevées au cours de cette consultation, ainsi que les réponses qui y ont été apportées, sont présentées en annexe 1.

PROJECTIONS DE SENELEC

SENELEC a soumis des projections pour la période 2010-2014, basées sur sa stratégie de développement, les normes et obligations (de service, de qualité et d'extension) fixées par le Ministre chargé de l'énergie pour la période et les hypothèses macro-économiques du Gouvernement.

Ces projections ont fait l'objet d'une analyse complète par la CRSE qui a demandé à SENELEC des explications et des corrections sur certains points, particulièrement sur les projections de la demande, le fonctionnement du parc de production, l'évolution de certains postes de dépenses et le programme d'investissements.

Les projections validées et présentées ci-après, servent de base à la définition des nouvelles conditions tarifaires de SENELEC.

1. Les projections de la demande

1.1. Méthodologie et hypothèses

Les projections de la demande ont été élaborées par SENELEC à partir du modèle PVDE (prévision de la demande d'électricité dans les pays en voie de développement), sur la base d'un découpage de celle-ci en 3 parties :

- la demande domestique qui comprend la demande du secteur résidentiel et celle de l'éclairage public ;
- la demande professionnelle constituée de la demande du secteur industriel, des grands services, des commerces et des activités informelles ;
- la demande des grands projets identifiés sur la période d'étude et dont les besoins en énergie et en puissance sont fournis par les promoteurs concernés et les services compétents.

1.1.1. Données générales

a. La demande domestique

La demande du secteur résidentiel est liée au degré d'électrification des ménages, au taux de pénétration des équipements électriques et aux consommations unitaires de ces ménages. Concernant la demande pour l'éclairage public, l'hypothèse retenue est que son évolution dans chaque zone suit celle de la desserte.

b. La demande des usagers professionnels

Elle est constituée de la demande des clients alimentés en Basse Tension (BT) ou en Moyenne Tension (MT) et concerne les 3 secteurs d'activités économiques : primaire, secondaire, tertiaire. L'intensité énergétique de chaque activité économique est le paramètre utilisé pour projeter sa demande. Elle est définie comme étant le rapport de la consommation d'électricité d'une année donnée à la production de biens et services ou à la valeur ajoutée. Sa valeur de l'année 1995 a été considérée pour toute la période 2010-2014.

c. La demande des grands projets

La demande des grands projets est évaluée par SENELEC à partir de leur besoin en puissance et du nombre d'heures d'utilisation de celle-ci suivant trois scénarios correspondant aux scénarios bas : (1000 heures), moyen (4000 heures) et fort (8000 heures), avec un facteur de puissance ($\cos \phi$) de 0,8 ; ceci pour les projets dont la demande n'est pas directement fournie par leurs promoteurs. Les principaux projets retenus pour la période 2010-2014 sont :

- La poursuite de l'aménagement des périmètres de culture irrigués dans la basse vallée du fleuve Sénégal par la SAED, avec un objectif de 81 400 ha irrigués en 2015, au rythme de 1500 ha par an, pour une consommation spécifique à l'hectare de 330 kWh/an.
- Les projets de la SAPCO sur la petite cote : Pointe Sarène en 2011 pour une demande en puissance de 7 MW et Mbodiène en 2014 pour une demande de 21 MW.
- L'aéroport Blaise DIAGNE dont les besoins sont estimés à 6 MW pour une mise en service à partir de 2011.
- La Zone Economique Spéciale Intégrée dont la demande est établie comme suit :

Demande	2012	2013	2014
Puissance (MW)	5	10	15
Energie (GWh)	14,1	28,1	48,3

- Le projet de construction d'un surpresseur par la SONES en octobre 2011 pour une puissance estimée à 6 MVA ;
- Le projet d'implantation d'une usine de production de bois et d'acier par la société SIBA, en septembre 2011, pour une demande de 6 MVA ;
- Le projet de Cimenterie Kirène avec un besoin de puissance estimé à 25 MW à partir de 2012 ;
- Le projet Dangote Industries Sénégal consistant en l'installation d'une cimenterie à Pout pour des besoins estimés en moyenne à 12,5 MW en 2011 ; 24,2 MW en 2012 et 25 MW à partir de 2013.
- Projet d'installation d'une usine de fabrication de fer à béton et des produits métalliques par la société SOMETA (Société Métallurgie d'Afrique), pour des besoins estimés à 6 MVA à partir de 2011

Sur cette base et avec quelques ajustements opérés par SENELEC pour tenir compte des contraintes et du niveau d'avancement, le scénario moyen de la demande en GWh des projets, se présente ainsi qu'il suit :

PROJETS MT	2010	2011	2012	2013	2014
Aéroport Blaise Diagne			12,0	24,0	24,0
Zone économique Spéciale intégrée			10,5	21,1	31,6
SAPCO		3,5	7,0	7,0	17,0
* Pointe Sarène		3,5	7,0	7,0	7,0
* Mbodiène					10,0
Projets (SAED)	0,7	1,4	2,1	2,8	3,5
TOTAL	0,7	4,9	31,6	54,9	76,1
PROJETS HT	2010	2011	2012	2013	2014
SIBA		19,2	19,2	19,2	19,2
SOMETA		6,4	19,2	19,2	19,2
SONES		4,8	19,2	19,2	19,2
DANGOTE		40,0	77,4	80,0	80,0
TOTAL		70,4	135,0	137,6	137,6

1.1.2. Données macroéconomiques

Pour le scénario moyen des projections de la demande, scénario de base pour les nouvelles conditions tarifaires, SENELEC a retenu des hypothèses macroéconomiques basées sur le maintien des tendances économiques observées dans un passé récent et retenues dans le cadrage macroéconomique à court et moyen terme.

Ainsi, sur toute la période, la croissance réelle du PIB est projetée à 5% en moyenne annuelle et l'inflation à 2,5% par année.

1.1.3. Rendement

Le rendement global, rapport des ventes à la production brute, est utilisé pour déterminer la production nécessaire pour satisfaire totalement la demande de consommations des clients (ventes). Ce rendement intègre des facteurs inhérents à l'exploitation d'un système électrique, telles que la consommation des auxiliaires, les pertes techniques au niveau des réseaux et les pertes commerciales découlant de la fraude et des problèmes de facturation.

En 2009, le rendement global est estimé par SENELEC à 80%. Une amélioration d'au moins de 1% est attendu en 2010, ce qui portera le rendement à 81%. A partir de 2011, il est prévu une amélioration annuelle du rendement de 0,5% pour atteindre 83% en 2014. Ainsi, une réduction des pertes de 3 points est attendue sur la période 2010-2014.

Tableau 1 : Hypothèses de rendement

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Rendement global	80,0%	81,0%	81,5%	82,0%	82,5%	83,0%
Consommation des auxiliaires	3,2%	2,4%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Pertes de réseaux (distribution et transport) ⁽¹⁾	16,8%	16,6%	16,0%	15,5%	15,0%	14,5%

(1) Pertes techniques et non techniques

1.1.4. Facteur de charge

Le facteur de charge est le rapport entre la production annuelle effective du système et son productible obtenu en multipliant la pointe de puissance appelée par le système par le nombre d'heures de l'année (8 760 heures). Ce facteur permet de déterminer la pointe de demande en puissance à partir de la demande en énergie. Il a été fixé par SENELEC à 66% en 2010 pour le réseau interconnecté qui concentre plus de 95% de la demande du pays, sur la base de la moyenne des facteurs notés sur les 5 années précédentes. Par la

suite, une amélioration de 0,5% par année est prévue, compte tenu de l'impact des projets.

Pour Boutoute, Tambacounda et les centres isolés, les facteurs de charge sont fixés sur la période à 54%, 65% et 46% respectivement.

1.2. Prévisions de la demande

a. Les prévisions de consommations

Sur la base des hypothèses ci-dessus, les prévisions de consommations (ventes facturées) se chiffrent à 12.979 GWh sur la période 2010-2014. Elles évoluent de 2.175 GWh en 2010 à 2.991 GWh en 2014.

Comparées aux ventes de 2009 soumises par SENELEC dans son bilan, ces prévisions font ressortir une croissance de 49% sur la période correspondant à une moyenne annuelle de 8,36%. Sur la période 2005-2009, les ventes ont progressé de 4,33% par an en moyenne.

Il convient également de noter la forte augmentation des ventes Haute Tension entre 2010 et 2012 du fait de nouveaux clients. Sur la période 2005-2009, les ventes Haute Tension avaient baissé de 10% en moyenne par année.

Ces projections, ainsi que leur taux de progression, sont détaillées dans les tableaux 2 et 3 ci-après.

Tableau 2 : Prévisions de consommation (GWh)

Prévisions de consommations (GWh)	2009*	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Basse Tension	1 313,01	1 417,63	1 527,10	1 630,30	1 745,46	1 878,55	8 199,04
Usage Domestique	886,57	955,80	1 027,52	1 093,28	1 170,21	1 259,16	5 505,99
Usage Professionnel	386,38	419,83	453,05	485,08	519,45	559,16	2 436,57
Eclairage public	40,05	42,00	46,53	51,95	55,80	60,22	256,48
Moyenne Tension	580,13	633,55	669,39	729,36	787,49	845,37	3 665,16
Tarif Courte utilisation (TCU)		26,80	28,34	30,90	33,38	35,84	155,26
Tarif Général (TG)		513,29	532,95	572,62	610,61	648,23	2 877,70
Tarif Longue utilisation (TLU)		83,05	87,28	94,62	101,87	109,26	476,09
Concessionnaires électrification rurale		10,41	20,81	31,22	41,63	52,04	156,11
Haute Tension	109,28	124,17	195,76	261,76	265,76	267,29	1 114,75
Normal	-	123,94	195,53	261,53	265,53	267,06	1 113,58
Secours	-	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	1,17
Ventes globales	2 002,41	2 175,35	2 392,25	2 621,43	2 798,72	2 991,21	12 978,96

* Valeurs du bilan de la période 2005-2009 soumis par SENELEC

Tableau 3 : Evolution de la consommation (%)

Taux d'évolution de la consommation	2010**	2011	2012	2013	2014	2014/2009 **	TCMA***
Basse Tension	7,97%	7,72%	6,76%	7,06%	7,62%	43%	7,43%
Usage Domestique	7,81%	7,50%	6,40%	7,04%	7,60%	42%	7,27%
Usage Professionnel	8,66%	7,91%	7,07%	7,09%	7,65%	45%	7,67%
Eclairage public	4,86%	10,79%	11,65%	7,41%	7,93%	50%	8,50%
Moyenne Tension	9,21%	5,66%	8,96%	7,97%	7,35%	46%	7,82%
Tarif Courte utilisation (TCU)		5,74%	9,04%	8,01%	7,36%		
Tarif Général (TG)		3,83%	7,44%	6,63%	6,16%		
Tarif Longue utilisation (TLU)		5,09%	8,41%	7,67%	7,25%		
Concessionnaires électrification rurale		100,00%	50,00%	33,33%	25,00%		
Haute Tension	13,63%	57,65%	33,71%	1,53%	0,57%	145%	19,59%
Normal		57,76%	33,76%	1,53%	0,57%		
Secours		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
Ventes globales	8,64%	9,97%	9,58%	6,76%	6,88%	49,38%	8,36%

** Par rapport aux valeurs de 2009 soumises par SENELEC dans son Bilan 2005-2009

*** Taux de Croissance Moyenne Annuelle

b. Les prévisions de demande de production

Avec les prévisions de consommation et les hypothèses de rendement, les centrales de SENELEC et des producteurs privés indépendants devront produire 15.814 GWh sur la période 2010-2014 pour satisfaire totalement la demande de consommation des clients, tenant compte de la consommation des auxiliaires et des pertes sur le réseau.

Tableau 4 : Prévisions de la demande de production (GWh)

(en GWh)	2009*	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Demande de Consommation	2 002,41	2 175,35	2 392,25	2 621,43	2 798,72	2 991,21	12 978,96
Demande de Production nette **	2 449,73	2 621,17	2 861,90	3 116,94	3 307,58	3 513,77	15 421,35
Demande de Production brute ***	2 504,37	2 685,62	2 935,28	3 196,86	3 392,39	3 603,86	15 814,01

* Valeurs du bilan de la période 2005-2009 soumis par SENELEC

** Demande de Consommation + Pertes réseaux

*** Demande production nette + Consommations auxiliaires de production

c. Les prévisions de pointe de puissance

Avec les prévisions de demande de production et les hypothèses de facteurs de charge, la puissance de pointe à couvrir par les centrales de SENELEC et des producteurs privés indépendants du réseau interconnecté (RI), varie de 442,2 MW en 2010 à 576 MW en 2014 pour le scénario moyen.

Tableau 5 : Prévisions de la pointe de puissance (MW)

(en MW)	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Pointe du RI	423,8	442,2	479,7	518,5	546,2	576,0
Evolution Pointe		4,34%	8,48%	8,09%	5,34%	5,46%

2. Les projections de dépenses d'investissement

Pour faire face à ses prévisions de la demande dans le respect des normes et obligations définies par le Ministre chargé de l'Énergie, SENELEC projette d'investir 224,159 milliards de FCFA de 2009 sur la période 2010-2014, compte non tenu des investissements à réaliser par les producteurs indépendants. Le détail de ces investissements est présenté dans le rapport de SENELEC en annexe 3.

Indexés avec l'inflation locale, à raison de 3% par année, les investissements propres de SENELEC, résumés par le tableau 6 ci-dessous, s'élèvent à 241,036 milliards sur la période, dont 55,966 milliards concernent la production ; 114,236 milliards le transport ; 53,605 milliards la distribution et 17,229 milliards les autres investissements, avec une forte concentration (60%) sur les deux premières années.

Tableau 6 : Prévisions des investissements de SENELEC

Investissements (millions de FCFA)	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Renouvellements/Réhabilitations	9 541	9 634	5 645	2 945	1 923	29 689
Production	2 884	4 830	3 103	1 478	595	12 890
Transport	2 267	4 522	2 542	1 467	1 329	12 127
Distribution	4 390	281	-	-	-	4 672
Autres	-	-	-	-	-	-
Extensions	54 344	70 742	29 180	38 168	18 913	211 347
Production	8 788	18 029	8 576	5 072	2 612	43 076
Transport	20 884	25 260	16 221	28 415	11 328	102 109
Distribution	20 702	23 304	1 547	1 641	1 740	48 933
Autres	3 970	4 150	2 836	3 040	3 233	17 229
TOTAL	63 885	80 375	34 826	41 113	20 836	241 036
Production	11 672	22 859	11 679	6 550	3 207	55 966
Transport	23 151	29 782	18 764	29 883	12 656	114 236
Distribution	25 092	23 585	1 547	1 641	1 740	53 605
Autres	3 970	4 150	2 836	3 040	3 233	17 229

Ces investissements seront amortis sur quinze (15) années pour les équipements de production, vingt-cinq (25) années pour les équipements de transport et de distribution et vingt (20) années pour les autres équipements.

Les investissements réalisés par les producteurs indépendants concernent, pour un montant de 238,624 milliards de FCFA, les deux centrales au charbon de 125 MW chacune, dont la mise en service est prévue en avril 2012 pour la première tranche et en octobre 2012 pour la seconde tranche.

Par ailleurs, il est prévu dans le cadre des réalisations de l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS), la mise en service en 2013 de la centrale hydroélectrique de Félou d'une puissance de 59 MW pour un volume d'investissement de 82,5 milliards de FCFA. La quote-part du Sénégal est fixée à 25% du productible de la centrale.

3. Les projections de production et de coûts

Les investissements projetés devraient permettre d'accroître la capacité installée de production du système global de 285,6 MW et la puissance assignée de 239,05 MW sur la période.

La disponibilité de ces capacités de production s'améliore également sensiblement pour atteindre une moyenne de 82% sur la période 2010-2014 contre 74% pour la période 2005-2009.

Tableau 7 : Evolution de la capacité de production

	2009*	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Puissance installée (MW)	684,55	683,35	690,15	950,15	970,15	970,15	285,60
Puissance assignée (MW)	576,05	553,30	573,10	815,10	815,10	815,10	239,05
Coefficient de disponibilité	68%	81%	85%	74%	86%	86%	82%
Coefficient d'utilisation	74%	70%	70%	65%	53%	56%	62%

* Valeurs du bilan de la période 2005-2009 soumis par SENELEC

Avec les nouvelles capacités de production, SENELEC prévoit une livraison au réseau (production nette de SENELEC + Achats d'énergie) de 15 400 GWh sur la période pour une demande de 15 421 GWh, soit une demande non satisfaite de 21 GWh sur les cinq (5) années contre 280 GWh sur la période 2005-2009. L'énergie livrée évolue de 2 606 GWh en 2010 à 3 516 GWh en 2014.

Tableau 8 : Evolution de la production nette

	2009*	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Production nette SENELEC	1 832,40	1 941,24	2 136,29	1 518,46	852,26	1 016,18	7 464,43
Réseau Interconnecté (RI)	1 742,39	1 813,75	1 998,33	1 370,85	696,04	848,04	6 727,00
Bel air - Diesel (C1+C6)	457,41	492,94	486,54	443,51	238,73	325,18	1 986,90
Bel air - TAG (TAG4)	65,42	20,60	18,31	7,96	1,32	1,93	50,12
Cap des Biches - TAV (C3)	258,28	246,17	328,08	100,89	-	-	675,14
Cap des Biches - Diesel (C4)	530,30	501,91	385,33	300,14	186,61	217,62	1 591,61
Cap des Biches - TAG (TAG2)	-	0,02	39,79	131,07	129,63	115,44	538,06
Kahône - Diesel	430,55	441,53	387,52	208,32	77,93	88,83	1 204,14
Saint Louis - Diesel	0,44	-	-	-	-	-	-
Autre Capacité SENELEC RI (1) - Leasing	-	70,80	261,49	180,40	76,01	92,35	681,04
Réseaux Non Interconnectés (RNI)	90,01	127,49	137,96	147,61	156,22	168,15	737,43
Ziguinchor	29,60	60,95	66,37	71,20	75,39	81,08	354,99
Tambacounda	24,89	27,77	29,87	31,89	33,66	36,29	159,47
Autres centres isolés	35,52	38,77	41,72	44,52	47,17	50,79	222,97
Achats d'énergie	617,33	665,15	719,65	1 595,88	2 455,71	2 499,63	7 936,02
Hydro (Manantali, Félou etc.)	238,28	213,68	225,00	225,00	274,78	302,50	1 240,96
IPP GTI - CC	9,75	158,01	371,52	369,83	351,46	359,85	1 610,66
IPP Kounoune 1	343,89	293,46	123,13	60,28	12,32	18,83	508,03
IPP Charbon - SENDOU	-	-	-	940,77	1 817,15	1 818,45	4 576,37
PRODUCTION NETTE TOTALE	2 449,73	2 606,38	2 855,94	3 114,33	3 307,97	3 515,82	15 400,44

* Valeurs du bilan de la période 2005-2009 soumis par SENELEC

Par ailleurs, la structure de la production change considérablement avec la part de l'énergie produite à partir du charbon qui représente 30,21% en 2012, 54,93% en 2013 et 51,72% en 2014. En y ajoutant la part de l'énergie d'origine hydraulique, la demande satisfaite par des sources autres que les hydrocarbures, qui représentait 9,73% de la demande globale en 2009, atteint 37,43% en 2012 ; 63,24% en 2013 et 60,33% en 2014.

Ainsi, les charges d'exploitation de SENELEC deviendront de moins en moins sensibles aux fluctuations des prix des produits pétroliers. Dans le même temps, ces charges varient de 264,924 milliards en 2009 à 312,183 milliards en 2014, soit une croissance de 17,84%, alors que les consommations de la clientèle augmentent de 49,38% sur la même période.

Tableau 9 : Prévisions de coûts d'exploitation

Dépenses d'exploitation (en francs courants)	2009*	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Dépenses en combustible (IPP compris)	121 417	141 973	152 274	125 681	101 301	114 824	636 052
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	26 232	7 044	7 437	8 475	9 492	9 850	42 298
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)		18 831	17 825	42 542	68 561	68 489	216 248
Dépenses de personnel	22 561	24 769	25 512	26 278	27 066	27 878	131 503
Huiles et autres fournitures liées	4 524	3 394	4 015	2 680	1 781	3 925	15 795
Autres achats consommés	10 487	8 062	8 776	9 069	9 358	9 807	45 071
Transports consommés	1 029	1 189	1 294	1 337	1 380	1 446	6 647
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	40 567	23 538	26 484	29 360	32 244	34 652	146 278
Impôts et taxes	5 966	4 071	4 564	4 858	5 163	5 573	24 229
Autres charges	7 309	3 472	3 893	4 144	4 404	4 754	20 667
Redevances RTS	2 845	2 636	2 820	1 811	870	1 063	9 200
Redevances CRSE	956	930	958	987	1 016	1 047	4 938
Dotation aux amortissements	21 030	20 476	24 342	26 074	27 924	28 875	127 691
Coûts totaux d'exploitation	264 924	260 385	280 193	283 296	290 561	312 183	1 426 618

* Valeurs du bilan de la période 2005-2009 soumis par SENELEC

Tableau 10 : Répartition des prévisions de coûts d'exploitation

Dépenses d'exploitation (en francs courants)	2009*	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Dépenses en combustible (IPP compris)	45,8%	54,5%	54,3%	44,4%	34,9%	36,8%	44,6%
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	9,9%	2,7%	2,7%	3,0%	3,3%	3,2%	3,0%
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)		7,2%	6,4%	15,0%	23,6%	21,9%	15,2%
Dépenses de personnel	8,5%	9,5%	9,1%	9,3%	9,3%	8,9%	9,2%
Huiles et autres fournitures liées	1,7%	1,3%	1,4%	0,9%	0,6%	1,3%	1,1%
Autres achats consommés	4,0%	3,1%	3,1%	3,2%	3,2%	3,1%	3,2%
Transports consommés	0,4%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	15,3%	9,0%	9,5%	10,4%	11,1%	11,1%	10,3%
Impôts et taxes	2,3%	1,6%	1,6%	1,7%	1,8%	1,8%	1,7%
Autres charges	2,8%	1,3%	1,4%	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%
Redevances RTS	1,1%	1,0%	1,0%	0,6%	0,3%	0,3%	0,6%
Redevances CRSE	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Dotation aux amortissements	7,9%	7,9%	8,7%	9,2%	9,6%	9,2%	9,0%
Coûts totaux d'exploitation	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

* Valeurs du bilan de la période 2005-2009 soumis par SENELEC

MÉTHODOLOGIE DE RÉVISION DE LA FORMULE

1.1. Détermination des revenus requis de référence

Les nouvelles conditions tarifaires qui découleront de la révision en cours, doivent assurer à SENELEC un niveau de revenus (**Revenus Requis : RR**) suffisant pour couvrir ses coûts raisonnables d'exploitation et de maintenance ainsi que ses besoins en investissements et avoir un taux de rentabilité normal par rapport à la Base Tarifaire.

$$RR = E\&M + D + T + r \cdot Ki$$

Avec

- **E&M** : Coûts d'exploitation et de maintenance selon les projections ;
- **D** : Amortissement des investissements projetés ;
- **T** : Impôts et taxes à supporter
- **Ki** : Base Tarifaire correspondant à la valeur nette des actifs immobilisés ;
- **r** : Taux de rentabilité normal

Le montant de ces revenus requis, déterminé à partir des projections de coûts soumises par SENELEC et validées par la CRSE, constituera le revenu maximum autorisé de SENELEC aux conditions économiques de référence et pour les ventes de référence qui ont servi à déterminer ces revenus ; ceci compte non tenu des redevances, corrections de revenus et pénalités à intégrer.

Ces revenus peuvent être fixés pour chaque année sur la base des projections de coûts de l'année ou en considérant une valeur moyenne sur toute la période avec les projections de coûts de la période.

Ils seront indexés périodiquement sur la base des conditions économiques et des ventes réalisées en utilisant une formule d'indexation.

1.2. Indexation des revenus requis

En considérant le montant du revenu requis de référence (**RR₀**), déterminé conformément à la méthodologie présentée au point 1.1, avec les ventes de référence (**D₀**), le prix moyen plafond (**p₀**) ainsi obtenu aux conditions économiques de référence :

$$p_0 = \frac{RR_0}{D_0}$$

Dans la réalité, le revenu requis peut évoluer avec les ventes (en niveau et en structure), avec l'inflation et selon que le facteur d'économie d'échelle est considérée ou non.

Plusieurs cas, présentés ci-dessous, peuvent être considérés.

Cas 0 : Aucune évolution des ventes

Le revenu requis pour une année t est égal au revenu requis de référence indexé avec l'inflation constatée.

$$RR_t^{(0)} = \pi_t * RR_0$$

Cas 1 : Evolution des ventes en niveau seulement

Si la régulation au prix plafond est appliquée directement sur les prix (sans considérer d'économie d'échelle), le revenu requis pour une année t est ainsi obtenu :

$$RR_t^{(1)} = \pi_t * p_0 * D_t = \pi_t * RR_0 * \frac{D_t}{D_0}$$

En considérant un facteur d'économie d'échelle θ qui représente l'élasticité des charges par rapport à l'évolution des ventes, le revenu requis est obtenu en faisant une moyenne pondérée du revenu requis sans évolution des ventes : $RR_t^{(0)}$ et du revenu requis en cas d'évolution des ventes en niveau : $RR_t^{(1)}$.

$$RR_t = (1 - \theta) * RR_t^{(0)} + \theta * RR_t^{(1)}$$

En remplaçant $RR_t^{(0)}$ et $RR_t^{(1)}$ par leur formule respective, le revenu requis devient :

$$RR_t = (1 - \theta) * \pi_t * RR_0 + \theta * \pi_t * RR_0 * \frac{D_t}{D_0}$$

La partie $(1 - \theta) * \pi_t * RR_0$ représente la partie fixe du revenu requis qui n'évolue que par rapport à l'inflation.

La partie $\theta * \pi_t * RR_0 * \frac{D_t}{D_0}$ correspond à la partie variable du revenu requis qui évolue avec l'inflation et le niveau des ventes.

Cas 2 : Evolution des ventes en niveau et en structure

Pour tenir compte de l'évolution de la structure des ventes, le revenu requis de référence doit être réparti en revenus requis pour chaque niveau de tension. A cet effet, il est retenu l'hypothèse que les tarifs moyens des différents niveaux de tension évoluent de la même manière sur toute la période.

Ainsi, les tarifs constatés pour l'année de référence (2009) pour chaque niveau de tension (p_{2009}^{BT} , p_{2009}^{MT} et p_{2009}^{HT}) sont utilisés pour déterminer un tarif moyen

(p_{2009}^m), en considérant les prévisions de ventes de référence pour une année donnée :

$D_0(BT)$, $D_0(MT)$, $D_0(HT)$ et leur somme D_0

$$P_{2009}^m = \frac{P_{2009}^{BT} * D_0(BT) + P_{2009}^{MT} * D_0(MT) + P_{2009}^{HT} * D_0(HT)}{D_0}$$

Les facteurs obtenus en rapportant les tarifs de 2009 par niveau de tension au tarif moyen ainsi calculé, sont appliqués au tarif moyen de référence p_0 prévu pour cette année donnée, afin d'obtenir les tarifs de référence par niveau de tension ($p_0(BT)$, $p_0(MT)$, $p_0(HT)$).

$$p_0(BT) = p_0 * \frac{P_{2009}^{BT}}{P_{2009}^m} ; p_0(MT) = p_0 * \frac{P_{2009}^{MT}}{P_{2009}^m} ; p_0(HT) = p_0 * \frac{P_{2009}^{HT}}{P_{2009}^m}$$

Le produit du tarif de référence et de la prévision de demande pour chaque niveau de tension, correspond au revenu requis pour ce niveau de tension.

$$RR_0(BT) = p_0(BT) * D_0(BT) ; RR_0(MT) = p_0(MT) * D_0(MT) ;$$

$$RR_0(HT) = p_0(HT) * D_0(HT)$$

avec

$$RR_0 = RR_0(BT) + RR_0(MT) + RR_0(HT)$$

Ces revenus requis de référence par niveau de tension correspondent à des ventes de référence par niveau de tension : $D_0(BT)$, $D_0(MT)$, $D_0(HT)$, ils prennent les valeurs ci-après avec l'évolution des ventes par niveau de tension :

$$RR_0(BT) * \frac{D_t(BT)}{D_0(BT)} ; RR_0(MT) * \frac{D_t(MT)}{D_0(MT)} ; RR_0(HT) * \frac{D_t(HT)}{D_0(HT)}$$

Ainsi, si l'économie d'échelle n'est pas considérée, le revenu requis pour une année t serait :

$$RR_t(2) = \pi_t * \left[RR_0(BT) * \frac{D_t(BT)}{D_0(BT)} + RR_0(MT) * \frac{D_t(MT)}{D_0(MT)} + RR_0(HT) * \frac{D_t(HT)}{D_0(HT)} \right]$$

En considérant un facteur d'économie d'échelle θ , le revenu requis est obtenu en faisant la moyenne pondérée du revenu requis sans évolution des ventes : $RR_t(0)$ et du revenu requis en cas d'évolution des ventes en niveau et en structure : $RR_t(2)$.

$$RR_t = (1 - \theta) * RR_t(0) + \theta * RR_t(2)$$

En remplaçant $RR_t(0)$ et $RR_t(2)$ par leur formule respective, le revenu requis devient :

$$RR_t = (1-\theta) * \pi_t * RR_0 + \theta * \pi_t * \left[RR_0^{(BT)} * \frac{D_t^{(BT)}}{D_0^{(BT)}} + RR_0^{(MT)} * \frac{D_t^{(MT)}}{D_0^{(MT)}} + RR_0^{(HT)} * \frac{D_t^{(HT)}}{D_0^{(HT)}} \right]$$

La partie $(1-\theta) * \pi_t * RR_0$ représente la partie fixe du revenu requis qui n'évolue que par rapport à l'inflation.

La partie $\theta * \pi_t * \left[RR_0^{(BT)} * \frac{D_t^{(BT)}}{D_0^{(BT)}} + RR_0^{(MT)} * \frac{D_t^{(MT)}}{D_0^{(MT)}} + RR_0^{(HT)} * \frac{D_t^{(HT)}}{D_0^{(HT)}} \right]$ correspond

à la partie variable du revenu requis qui évolue avec l'inflation, le niveau et la structure des ventes.

Ce cas qui intègre tous les éléments d'indexation, est considéré pour la régulation des tarifs de SENELEC

1.3. Détermination du facteur d'économie d'échelle

Le facteur d'économie d'échelle qui représente l'élasticité des charges (donc du revenu requis) par rapport aux ventes, correspond au rapport entre la croissance moyenne des revenus requis et celle des ventes. Il peut être fixé pour chaque année sur la base des projections de coûts de l'année ou en considérant une valeur moyenne sur toute la période avec les projections de coûts de la période.

1.4. Détermination de l'index d'inflation

Pour la prise en charge de l'inflation, l'index considéré pour ramener les revenus requis aux conditions économiques d'une date d'indexation donnée correspond à l'indice composite d'inflation à la même date, duquel est déduit un facteur d'efficacité.

L'indice composite d'inflation est la moyenne pondérée par les facteurs définis ci-dessous, des inflations sur les trois types de charges retenues pour SENELEC, à savoir les charges en monnaie locale, les charges en combustibles et les charges en devises.

Pour la détermination des facteurs de pondération, les charges prévisionnelles de SENELEC à couvrir par ses revenus sont divisées en grandes masses :

- Les charges en monnaie locale (hors redevances et combustibles) non indexées sur une devise ;
- Les charges en combustibles, incluant les combustibles des producteurs indépendants ;
- Les charges en devise ou en monnaie locale (hors redevances et combustibles) indexées sur une devise.

Chaque partie des charges, rapportée aux charges globales, correspond au facteur de pondération de l'inflation liée à ce type de dépenses. Le même exercice permet de déterminer les facteurs de pondération des inflations des différents combustibles considérés, qui représentent la part des dépenses de ceux-ci par rapport aux dépenses globales en combustibles.

Ces facteurs peuvent être fixés pour chaque année sur la base des projections de coûts de l'année ou en considérant des valeurs moyennes pour toute la période avec les projections de coûts de la période.

L'indice composite ainsi défini, représentant l'inflation subie par l'entreprise, le facteur d'efficacité dont le but est de corriger l'inflation globale de l'économie ou du secteur par rapport à celle de l'entreprise, peut être maintenu à zéro.

PREMIÈRES CONCLUSIONS DE LA COMMISSION

L'expérience des deux premières périodes quinquennales, ainsi que les avis et observations reçus lors de la première consultation publique sur la révision des conditions tarifaires de SENELEC, font ressortir que la régulation tarifaire aux prix-plafonds basée sur les revenus maximums autorisés est un mécanisme efficace, permettant de ne pas répercuter sur les tarifs les surcoûts qui ne découlent pas de l'inflation. Elle protège également SENELEC contre le risque de demande tout en reflétant sur les tarifs toute économie issue d'une augmentation plus importante de la demande. Toutefois, quelques questions ont été soulevées à l'application des conditions tarifaires définies pour la période 2005-2009 conformément à ce principe de régulation.

Ainsi, le principe de revenus maximums autorisés est reconduit pour la période 2010-2014 en apportant éventuellement des améliorations sur le paramétrage de la Formule de contrôle des revenus et sur les mécanismes d'indexation afin de corriger à temps les conséquences de l'inflation et des baisses de prix. A cet effet, les principales questions soulevées ont été analysées.

1. Questions analysées

1.1. Revenus requis de référence et facteurs de pondération des indices d'inflation

Pour la période 2005-2009, l'option avait été faite de considérer des revenus requis et des ventes pour une année de référence, obtenus en divisant par 5 les revenus requis et les ventes de la période quinquennale. De même, pour la détermination de l'indice composite d'inflation, moyenne pondérée des inflations sectorielles (locale, étrangère et combustibles), les facteurs de pondération ont été calculés en considérant les dépenses sur toute la période. Avec cette option de lissage des paramètres de la Formule de contrôle des revenus, une valeur moyenne a été donnée à chaque facteur sur toute la période. Cette valeur pouvait alors s'écarter, d'une année à l'autre, de la répartition des charges que reflète ce facteur. Une révision exceptionnelle était alors prévue pour corriger d'éventuelles dérives en cas d'inflation trop importante.

La fixation de ces paramètres sur une base annuelle a été demandée.

Analyse

Avec les conditions économiques (inflation et demande) projetées par SENELEC au début de la période 2005-2009, l'option de lissage devait avoir pour effet un déficit de revenus de 12,444 milliards sur les trois premières années compensé par un surplus de revenus de 18,869 milliards sur les deux dernières années permettant de garantir à SENELEC ses revenus requis sur la période en valeur actualisée.

Au cours de la période, l'inflation constatée a largement dépassé les projections pour les combustibles dont les prix ont dévié des projections dès 2005, autant pour le fuel lourd que pour le diesel.

Tableau 11 : Inflations projetées et constatées sur la période 2005-2009

		2005	2006	2007	2008	2009
Inflation locale (IHPC)	Constatée	1,71%	3,86%	9,94%	10,80%	15,06%
	Projetée	3,00%	6,09%	9,27%	12,55%	15,93%
Inflation étrangère (IPC)	Constatée	1,94%	3,51%	5,03%	7,97%	8,04%
	Projetée	2,00%	4,04%	6,12%	8,24%	10,41%
Inflation sur prix fuel oil 380 (IFO)	Constatée	37,04%	90,93%	123,61%	180,76%	120,15%
	Projetée	9,81%	13,05%	15,29%	17,58%	19,95%
Inflation sur prix diesel oil (IDO)	Constatée	33,92%	65,41%	76,67%	127,14%	49,79%
	Projetée	20,42%	38,11%	47,82%	50,30%	53,59%

De ce fait, une révision exceptionnelle, ayant conduit à modifier les facteurs de pondération des indices sectoriels d'inflation à partir de 2007, a été opérée ; ce qui a induit une évolution sensible de l'indice composite d'inflation utilisé pour l'indexation des tarifs. A titre d'exemple cet indice a atteint 85,86% en 2008 avec l'option de lissage des facteurs couplée à la révision exceptionnelle, alors qu'il serait de 63,40% avec les facteurs initiaux fixés en début de période quinquennale. Si l'option de lissage n'avait pas été retenue, donc sans révision exceptionnelle, l'indice composite pour cette année aurait été de 60,55%. Le tableau ci-après résume les facteurs de pondération pour les trois cas, ainsi que l'indice composite d'inflation composite qui en découle.

Tableau 12 : Inflation composite de la période 2005-2009 (3 cas)

		2005	2006	2007	2008	2009
Cas de base : avec lissage et révision exceptionnelle	Facteur pondération inflation locale (α)	0,31	0,31	0,25	0,25	0,25
	Facteur pondération inflation étrangère (β)	0,35	0,35	0,28	0,28	0,28
	Facteur pondération prix combustibles (γ)	0,34	0,34	0,47	0,47	0,47
	Facteur pondération prix fuel oil 380 (a)	0,77	0,77	0,84	0,84	0,84
	Facteur pondération prix diesel oil 380 (b)	0,23	0,23	0,16	0,16	0,16
	Indice composite d'inflation		13,56%	31,35%	58,46%	85,86%
Cas initial : avec lissage sans révision exceptionnelle	Facteur pondération inflation locale (α)	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
	Facteur pondération inflation étrangère (β)	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
	Facteur pondération prix combustibles (γ)	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
	Facteur pondération prix fuel oil 380 (a)	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
	Facteur pondération prix diesel oil 380 (b)	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
	Indice composite d'inflation		13,56%	31,35%	43,20%	63,40%
Cas alternatif : sans lissage ni révision exceptionnelle	Facteur pondération inflation locale (α)	0,31	0,31	0,30	0,30	0,30
	Facteur pondération inflation étrangère (β)	0,29	0,33	0,40	0,39	0,38
	Facteur pondération prix combustibles (γ)	0,41	0,36	0,30	0,31	0,32
	Facteur pondération prix fuel oil 380 (a)	0,53	0,74	0,89	0,89	0,88
	Facteur pondération prix diesel oil 380 (b)	0,47	0,26	0,11	0,11	0,12
	Indice composite d'inflation		16,68%	32,70%	40,53%	60,55%

Dans le cas du lissage avec révision exceptionnelle (cas de base), le revenu maximum autorisé de SENELEC, compte non tenu des redevances, pénalités et corrections, est globalement estimé à 1 127,091 milliards de FCFA sur la période 2005-2009 (819,707 milliards en valeur actualisée). En l'absence de révision exceptionnelle (cas initial), ce revenu aurait été de 1 047,366 milliards (765,847 milliards en valeur actualisée). Il apparaît ainsi que la révision exceptionnelle, dans le cadre du lissage des paramètres, a conduit à autoriser à SENELEC un revenu supplémentaire de 75,942 milliards (46,872 milliards en valeur actualisée) pour compenser, d'une part, les pertes de revenus liées à l'option de lissage et, d'autre part, les pertes éventuelles découlant de l'inadéquation des facteurs de pondération avec l'inflation constatée.

Si les paramètres de la Formule de contrôle des revenus avait été fixés pour chaque année (cas alternatif), la révision exceptionnelle n'aurait pas été prévue et le revenu maximum autorisé aurait été de 1 051,959 milliards (772,835 milliards en valeur actualisée) sur la période. La part du revenu supplémentaire à imputer à la correction de l'effet du lissage est donc estimée à 4,593 milliards sur la période (6,988 milliards en valeur actualisée).

Le tableau ci-après résume les revenus maximums autorisés et les effets du lissage et de la révision exceptionnelle sur la période, pour les trois cas analysés.

Tableau 13 : Revenu maximum autorisé de la période 2005-2009 (3 cas)

		VAN	2005	2006	2007	2008	2009	2005-2009
Revenu Maximum Autorisé	Cas de base	819 707	160 869	190 936	231 346	288 019	256 732	1 127 091
	Cas initial	765 847	160 869	190 936	209 066	253 223	233 272	1 047 366
	Cas alternatif	772 835	170 081	197 278	211 811	248 919	223 870	1 051 959
Effet lissage et révision		46 872	-9 213	-6 342	19 536	39 100	32 862	75 942
Effet lissage seul		-6 988	-9 213	-6 342	-2 745	4 304	9 403	-4 593

Sur un autre plan, une nouvelle technologie de production (avec une structure de coûts très différente de celle des équipements existants) et des nouveaux combustibles moins chers et avec des prix plus stable (charbon et gaz naturel) apparaissent en cours de période avec la mise en service des centrales au charbon et l'utilisation accrue du gaz naturel par GTI et certaines centrales de SENELEC. Cette situation aura pour effet d'accentuer l'impact du lissage des revenus requis et des facteurs de pondération en raison de la baisse sensible des coûts à la mise en service des centrales au charbon et de l'utilisation de l'inflation sur le prix du charbon en 2010 et 2011 pour déterminer l'indice composite d'inflation alors que ce combustible ne sera utilisé qu'à partir de 2012.

Conclusion de la Commission

Afin de répartir les effets des nouveaux investissements sur toute la période et éviter les changements brusques des tarifs liés à la mise en service d'une nouvelle unité de production, l'option de lissage des revenus requis de référence, des ventes de référence et des facteurs de pondération des indices sectoriels d'inflation est reconduite pour la nouvelle période quinquennale

1.2. Périodicité d'indexation

Au début de la période 2005-2009, la périodicité d'indexation a été fixée à 3 mois. Ainsi, en considérant l'inflation constatée durant les douze mois précédant la date d'indexation, l'inflation du dernier trimestre de l'année n'était pas considérée pour déterminer le revenu autorisé de la même année, mais pour celui de l'année suivante.

Avec la tendance haussière continue de l'inflation, SENELEC avait demandé une révision de la périodicité d'indexation pour mieux considérer l'inflation du dernier trimestre. La Commission a donné une suite favorable à la requête de SENELEC en ramenant la périodicité d'indexation à un (1) mois à partir de 2006, tout en maintenant la périodicité d'ajustement des tarifs à trois (3) mois.

La mise en adéquation de la périodicité d'indexation et celle d'ajustement des tarifs tout en levant le biais lié à l'absence de prise en compte de l'inflation de la dernière période de l'année, a été analysée.

Analyse

Avec l'option de ne pas considérer l'inflation de la dernière période de l'année pour l'indexation de cette année, le revenu maximum autorisé a été de 1 110,753 milliards (805,719 milliards en valeur nette) entre 2005 et 2009, compte non tenu des redevances, pénalités et corrections. Si l'inflation de la dernière période de l'année (3 mois en 2005 et 1 mois entre 2006 et 2009) avait été considérée, ce revenu aurait été 1 127,901 milliards (819,707 milliards en valeur nette), correspondant à un manque à gagner de 17,148 milliards sur la période dont les 9 milliards de 2005 ont été pris en charge par le Gouvernement qui a versé une subvention exceptionnelle à SENELEC.

Il convient de noter que l'option a été favorable à SENELEC en 2008, année durant laquelle une baisse sensible des prix des produits pétroliers a été constatée sur le dernier trimestre, avec un surplus de revenus de 6,4 milliards.

Le tableau ci-après résume les revenus maximums autorisés et l'effet induit par l'option de ne pas prendre en compte l'inflation de la dernière période de l'année.

Tableau 14 : Impact de l'inflation de la dernière période de l'année

		VAN	2005	2006	2007	2008	2009	2005-2009
Revenu Maximum Autorisé	Sans la dernière période	805 718	152 228	189 176	223 368	294 433	251 548	1 110 753
	Avec la dernière période	819 707	160 869	190 936	231 345	288 019	256 732	1 127 901
	Impact	-13 989	-8 640	-1 760	-7 978	6 414	-5 184	-17 148

Nota : Le Gouvernement a pris en charge une partie du déficit par le versement d'une subvention exceptionnelle de 9 milliards en 2005

Pour lever totalement le biais lié à cette option, la valeur finale du revenu maximum autorisé au cours d'une année pourrait être déterminée en considérant l'inflation constatée sur toute l'année. La différence entre ce montant final du revenu maximum autorisé et le revenu perçu par SENELEC serait alors utilisée pour corriger le revenu autorisé de l'année suivante.

Conclusion de la Commission

La périodicité d'indexation est maintenue à un (1) mois sans prise en compte de l'inflation du dernier mois de l'année. La périodicité d'ajustement des tarifs est également maintenue à trois (3) mois.

1.3. Période d'inflation de référence

Dans le but d'éviter les évolutions erratiques des tarifs de l'électricité sur la base du marché du pétrole, l'indice composite d'inflation utilisé pour l'indexation des revenus était déterminé pour la période 2005-2009 en considérant la moyenne de l'inflation constatée sur les douze mois précédant la date d'indexation. Avec cette option, les tarifs de l'électricité ne reflètent que les tendances générales des prix des intrants, notamment les produits pétroliers. Ainsi, les baisses et les hausses de ces prix sur de courtes périodes ne sont pas perceptibles sur les tarifs de l'électricité, même si elles impactent les évolutions futures des tarifs.

Cette option a été à l'origine des questionnements du consommateur quand les prix des produits pétroliers baissaient alors que les tarifs de l'électricité restaient stables ou pouvaient même augmenter, ce qui a été le cas lorsque les prix des produits pétroliers ont chuté brutalement en fin septembre 2008. Par ailleurs, les tarifs de l'électricité pouvaient baisser ou rester stables alors que les prix des intrants augmentaient fortement, engendrant ainsi des tensions de trésorerie pour SENELEC.

La réduction de cette période de référence à trois (3) mois a donc été analysée.

Analyse

Les revenus autorisés (compte non tenu des redevances, corrections et pénalités) sur la base d'une période de référence de l'inflation de douze derniers mois, n'autorisaient aucune baisse de tarifs de l'électricité sur la période 2005-2008. Avec la forte chute des prix des produits sur le dernier trimestre de l'année 2008 (avec le cours du baril qui a évolué de 147 à 47 dollars), les revenus maximums issus des conditions tarifaires n'autorisaient de baisse sensible des tarifs de l'électricité qu'à partir de juillet 2009 (baisse cumulée de 12%), au moment où les prix des produits pétroliers commençaient à remonter. La baisse autorisée se poursuivait avec l'indexation aux conditions économiques du 1^{er} octobre malgré la hausse des prix des produits pétroliers.

Si les trois mois précédents la date d'indexation avaient été considérés comme période de référence de l'inflation, les revenus calculés auraient autorisé de petites baisses des tarifs de l'électricité en 2005 et 2007. En 2009, une baisse notable de 23% aurait été autorisée dès janvier suivie d'une seconde baisse de 20% en avril avant que les tarifs n'augmentent par la suite avec la hausse des prix des produits pétroliers.

Le tableau ci-après présente l'impact de la période d'inflation de référence dans les deux cas.

Tableau 15 : Impact de la période d'inflation de référence sur les tarifs

		Evolution tarifs	
		12 mois	3mois
2005	1er janvier	5,26%	8,11%
	1er avril	2,00%	-0,87%
	1er juillet	2,70%	10,86%
	1er octobre	2,58%	1,13%
2006	1er janvier	5,18%	8,85%
	1er avril	5,75%	0,95%
	1er juillet	3,74%	4,64%
	1er octobre	3,68%	1,30%
2007	1er janvier	2,48%	0,20%
	1er avril	0,64%	-2,16%
	1er juillet	1,33%	7,54%
	1er octobre	2,12%	4,56%
2008	1er janvier	14,36%	16,78%
	1er avril	5,34%	1,87%
	1er juillet	4,89%	7,12%
	1er octobre	7,43%	15,62%
2009	1er janvier	-1,96%	-23,24%
	1er avril	-4,91%	-20,13%
	1er juillet	-5,28%	8,61%
	1er octobre	-7,05%	12,76%

Il apparaît ainsi que ramener la période d'inflation de référence à trois (3) mois pourrait créer des situations très difficiles dans les cas de hausses fortes et brutales des prix des produits pétroliers, alors qu'une communication appropriée permettrait une meilleure compréhension par les consommateurs de l'effet induit par l'option de lissage de l'inflation sur les tarifs de l'électricité.

Conclusion de la Commission

La période de référence à considérer pour déterminer l'indice composite d'inflation est maintenue à douze (12) mois pour ne pas répercuter les fluctuations erratiques des prix des combustibles sur les tarifs d'électricité.

1.4. Révision exceptionnelle

Avec l'option de lissage des facteurs de pondération retenue sur la période 2005-2009, une révision exceptionnelle avait été prévue quand l'indice composite d'inflation évolue de plus de 30% par rapport à la référence et reste à ce niveau durant 12 mois.

La réduction de ce seuil de déclenchement de la révision exceptionnelle à +15% ou -15% a été demandée, ainsi que la fixation de seuils de déclenchement basés sur les indices sectoriels d'inflation.

Conclusion de la Commission

Le seuil de déclenchement de la révision exceptionnelle est maintenu à +30% ou -30% d'évolution de l'indice composite d'inflation sur douze mois consécutifs

1.5. Facteur d'économie d'échelle

Le facteur d'économie d'échelle a été considéré depuis le début de la concession de SENELEC pour protéger l'entreprise contre le risque de demande et pour refléter sur les tarifs toute économie découlant d'une demande plus importante que les prévisions. Au cours de la période 2005-2009, ce facteur a été fixé à 0,79 sur la base des projections de ventes et de coûts de SENELEC.

La suppression de ce facteur a été demandée.

Analyse

Le facteur d'économie d'échelle est lié à la régulation au prix-plafonds appliquée aux revenus. En le supprimant, le système de régulation est ramené à un price-cap pur et le risque de la demande est entièrement supporté par SENELEC. De ce fait, le principe d'avoir un facteur d'économie d'échelle ne peut pas être remis en cause tant que la régulation aux prix plafonds est appliquée au revenu.

Conclusion de la Commission

Le principe du facteur d'économie d'échelle est maintenu et sa valeur sera déterminée à partir des projections de ventes et de coûts de la période 2010-2014

1.6. Inflation étrangère de référence

Pour refléter sur les revenus l'inflation subie par les charges en devises ou monnaie locale indexée sur une devise, l'indice des Prix à la Consommation (IPC), excluant le tabac, pour l'ensemble des ménages en France a été retenu. Cette décision découle du fait que cet indice est publié régulièrement et que la plupart des contrats de SENELEC, notamment avec les producteurs indépendants, utilise cet indice pour indexer les parties considérées en devises.

Des questions ont été posées sur la pertinence de cette option.

Conclusion de la Commission

En l'absence de propositions d'un indice plus significatif pour refléter l'inflation étrangère subie par SENELEC, l'indice des prix en France est maintenu pour refléter l'inflation étrangère.

1.7. Durée de validité des conditions tarifaires

La durée de validation des conditions tarifaires a été fixée à 5 ans lors de la précédente révision ; ceci conformément aux dispositions du contrat de concession de SENELEC.

Pour la période 2010-2014, la réduction de la durée à trois (3) ans a été demandée.

Conclusion de la Commission

La durée de validité des conditions tarifaires est maintenue à cinq (5) années.

2. Détermination des revenus requis

2.1. Données économiques de référence

2.1.1. Inflation

Les hypothèses d'inflation utilisées dans les projections de SENELEC ont été retenues, à savoir une inflation sur les dépenses locales de 3% par année et sur les dépenses en devises de 2% sans changement de parité du FCFA. Le prix du fuel lourd, principal combustible, devrait augmenter de 18,6% en 2010 par rapport à la moyenne du prix de

référence en 2009. Par la suite, une évolution de 3% par année est considérée. Pour le diesel oil, une évolution de 6,63% en 2010 et de 3% pour les années suivantes est considérée. Pour le gaz naturel et le charbon, les prix prévus pour 2010 évoluent de 3% par année. L'inflation projetée sur la période est résumée par le tableau ci-après.

Tableau 16 : Inflation projetée pour la période 2010-2014

	Année référence	Projections				
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Taux de change	655,957	655,957	655,957	655,957	655,957	655,957
Indice Inflation locale (IHPC)	127,1250	130,9388	134,8669	138,9129	143,0803	147,3727
Inflation locale annuelle		3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Inflation locale cumulée		3,00%	6,09%	9,27%	12,55%	15,93%
Indice Inflation étrangère (IPC)	118,0425	120,4034	122,8114	125,2676	127,7730	130,3285
Inflation étrangère annuelle		2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Inflation étrangère cumulée **		2,00%	4,04%	6,12%	8,24%	10,41%
Prix Fuel oil 380	215 806	255 945	263 623	271 532	279 678	288 068
Inflation fuel oil 380		18,60%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Inflation cumulée fuel oil 380		18,60%	22,16%	25,82%	29,60%	33,49%
Prix Diesel oil	325 718	347 308	357 727	368 459	379 512	390 898
Inflation Diesel oil		6,63%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Inflation cumulée Diesel oil		6,63%	9,83%	13,12%	16,52%	20,01%
Prix Fuel Distillat	331 000	352 308	362 877	373 763	384 976	396 525
Inflation Disillat		6,44%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Inflation cumulée Distillat		6,44%	9,63%	12,92%	16,31%	19,80%
Prix Kérosène	352 800	367 308	378 327	389 677	401 367	413 408
Inflation Kérosène		4,11%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Inflation cumulée Kérosène		4,11%	7,24%	10,45%	13,77%	17,18%
Prix Gaz naturel	120 000	120 000	123 600	127 308	131 127	135 061
Inflation Gaz naturel		0,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Inflation cumulée Gaz naturel		0,00%	3,00%	6,09%	9,27%	12,55%
Prix Charbon	47 765	47 765	49 198	50 673	52 194	53 759
Inflation Charbon		0,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Inflation cumulée Charbon		0,00%	3,00%	6,09%	9,27%	12,55%

2.1.2. Taux de rentabilité

Conformément aux dispositions du cahier des charges de SENELEC, le taux de rentabilité normal utilisé pour déterminer les revenus autorisés sur la période 2010-2014, est égal au coût réel du capital. Ce coût du capital est défini comme la moyenne pondérée du coût de la dette et celui des fonds propres en faisant l'hypothèse d'une part de 45% pour la dette et de 55% pour le capital.

Le coût des fonds propres est estimé à 10%, en considérant un taux de rendement sans risque après impôts pour les emprunts d'Etat au Sénégal de 6%, une prime de risque de 5% et un facteur bêta de 0,8. Le coût de la dette est estimé à 8,25%.

Avec ces éléments, le coût réel du capital après impôts est estimé à 9,21%.

Le taux d'impôts sur les profits des entreprises étant de 25% et celui sur les paiements d'intérêt (taxe sur les opérations bancaires) de 17%, le coût du capital avant impôts est de 10,2%.

Le tableau 8 ci-après présente les différents éléments de calcul du taux de rentabilité normal qui sont détaillés à l'annexe 3.

Tableau 17 : Eléments de calcul du taux de rentabilité normal

Taux de rendement sans risque après impôts emprunts de l'Etat	Rf	6,00%
Prime de risque de marché	Rm	5%
Béta		0,8
Coût des fonds propres	Re	10,00%
Coût de la dette	Rd	8,25%
ratio dette/capital	g	45%
Coût du capital après impôts	WACC ap. impôts	9,21%
Taux impôts sur intérêts	Ts	17%
Taux impôts sur profits entreprises	Tc	25%
Coûts capital avant impôts	WACC av. impôts	10,20%

2.2. Charges d'exploitation

Sur la période 2010-2014, les charges d'exploitation de SENELEC, qui sont présentées au point 3 des projections de coûts, devraient augmenter en moyenne de 3,88% par année en passant de 264,924 milliards en 2009 à 312,183 milliards en 2014

2.3. Rémunération des capitaux investis

La rémunération des capitaux investis est déterminée à partir du taux de rentabilité défini plus haut et de la valeur des actifs nets (Base Tarifaire) de SENELEC. Elle permet à l'entreprise de faire face aux frais financiers liés à ses emprunts et de rémunérer ses capitaux propres.

La valeur des actifs nets au cours d'une année découle :

- de la valeur de la Base Tarifaire au début de la Concession fixée par le Cahier de Charges de SENELEC à 190 Milliards, en considérant un amortissement sur 25 années ;
- des investissements réalisés sur la période 1999-2009 minorés de leurs amortissements et des cessions d'actifs au cours de la période ;
- des investissements à réaliser durant la période 2010-2014, tenant compte de leurs amortissements et des cessions d'actifs.

Pour la détermination de la valeur de la Base Tarifaire à rémunérer au cours d'une année, il est considéré la valeur moyenne entre les actifs nets en début d'année et ceux en fin d'année.

Avec le taux de rentabilité normal de 10,2%, la rémunération des actifs varie de 28,390 milliards en 2010 à 38,143 milliards en 2014.

Le tableau ci-dessous résume l'évolution de la Base Tarifaire et de sa rémunération.

Tableau 18 : Base Tarifaire (actifs nets) sur la période 2010-2014

Valeurs des actifs (en MFCFA courants)	Projections				
	2010	2011	2012	2013	2014
Actifs existants au début de la concession					
Valeurs début d'année	106 400	98 800	91 200	83 600	76 000
Amortissements	7 600	7 600	7 600	7 600	7 600
Cessions	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	98 800	91 200	83 600	76 000	68 400
Investissements période 1999-2009					
Valeurs début d'année	150 360	140 391	130 422	120 453	110 484
Amortissements	9 969	9 969	9 969	9 969	9 969
Cessions	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	140 391	130 422	120 453	110 484	100 514
Nouveaux investissements période 2010-2014					
Valeurs début d'année	-	60 979	134 582	160 902	191 661
Nouveaux investissements	63 885	80 375	34 826	41 113	20 836
Amortissements	2 906	6 772	8 505	10 355	11 306
Cessions	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	60 979	134 582	160 902	191 661	201 191
Total					
Valeurs début d'année	256 760	300 170	356 204	364 955	378 144
Nouveaux investissements	63 885	80 375	34 826	41 113	20 836
Amortissements	20 476	24 342	26 074	27 924	28 875
Cessions	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	300 170	356 204	364 955	378 144	370 105
Base Tarifaire	278 465	328 187	360 580	371 550	374 125
Rémunération des actifs	28 390	33 459	36 762	37 880	38 143

2.4. Revenus requis

Le revenu requis pour couvrir les charges de SENELEC et lui assurer une rémunération correcte de ses actifs, évoluent de 285,209 milliards en 2010 à 348,216 milliards en 2014, correspondant à une moyenne de 317,423 milliards sur la période. En déduisant de ces montants les revenus non régulés, provenant des activités autres que la vente d'électricité, les revenus régulés requis sont de 275,539 milliards en 2010 et 333,999 milliards en 2014, avec une moyenne de 305,633 milliards sur la période pour 2 596 GWh de prévisions de ventes. Le tableau 11 ci-dessous résume l'évolution de ces revenus.

Tableau 19 : Revenus requis en francs courants sur la période 2010-2014

En francs courants	Projections					
	2010	2011	2012	2013	2014	Moyenne
Charges d'exploitation (Hors amortissements, redevances, impôts et taxes)	232 273	247 509	249 566	255 587	275 625	252 112
Amortissements	20 476	24 342	26 074	27 924	28 875	25 538
Impôts et taxes	4 071	4 564	4 858	5 163	5 573	4 846
Rémunération des actifs	28 390	33 459	36 762	37 880	38 143	34 927
Revenus requis	285 209	309 874	317 260	326 555	348 216	317 423
Revenus non régulés	9 670	10 405	11 744	12 914	14 217	11 790
Revenus régulés requis (MFCFA)	275 539	299 469	305 516	313 640	333 999	305 633
Prévisions de vente (GWh)	2 175	2 392	2 621	2 799	2 991	2 596

En francs constants de 2009 (hors inflation), le revenu régulé requis en 2010, référence de paramétrage de la Formule de contrôle des revenus, est de 251,930 milliards en 2010 et 288,626 milliards en 2014, avec une moyenne de 272,108 milliards sur la période pour 2 596 GWh de prévisions de ventes. L'évolution des revenus requis en francs constants de 2009 est résumée par le tableau ci-après.

Tableau 20 : Revenus requis en francs constants sur la période 2010-2014

En francs constants de 2009	Projections					
	2010	2011	2012	2013	2014	Moyenne
Charges d'exploitation (Hors amortissements, redevances, impôts et taxes)	209 923	218 978	221 576	227 673	238 272	223 284
Amortissements	19 879	22 944	23 862	24 810	24 908	23 281
Impôts et taxes	3 952	4 302	4 446	4 588	4 807	4 419
Rémunération des actifs	27 563	31 539	33 642	33 656	32 902	31 860
Revenus requis	261 318	277 763	283 526	290 727	300 890	282 845
Revenus non régulés	9 388	9 808	10 747	11 474	12 263	10 736
Revenus régulés requis (MFCFA)	251 930	267 955	272 779	279 253	288 626	272 108
Prévisions de vente (GWh)	2 175	2 392	2 621	2 799	2 991	2 596

3. Éléments de paramétrage de la Formule de contrôle des revenus

Les revenus requis ont été déterminés sur la base de prévisions de ventes et d'hypothèses d'inflation qui peuvent dévier des conditions réelles sur la période 2010-2014. Ces éléments étant hors du contrôle de SENELEC, leurs fluctuations par rapport aux valeurs de référence doivent être répercutées sur les revenus autorisés, à travers une formule d'indexation permettant de déterminer ces revenus à partir des conditions réelles.

3.1. Facteur d'économie d'échelle

Sur la base des projections de la demande et de coûts soumises par SENELEC, le revenu régulé requis en francs constants de 2009 évolue de 14,57% entre 2010 et 2014, soit un taux de croissance moyenne de 3,46%, alors que les ventes évoluent de 37,50% sur la même période, soit 8,29% par an en moyenne. Ainsi, le facteur d'économie d'échelle θ , rapport entre le taux de croissance moyenne des revenus requis et celui des ventes, est estimé à 0,59.

3.2. Indice composite d'inflation

Sur la base des projections de coûts de SENELEC ramenées en francs constants de 2009, le facteur de pondération de l'inflation locale, représentant la part des charges en monnaie locale non indexées sur une devise, est estimé à 35% en moyenne sur la période, avec une faible variation.

Tableau 21 : Part des charges en monnaie locale sur la période 2010-2014

	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Huiles et autres fournitures liées	3 296	3 784	2 453	1 582	3 386	14 500
Dépenses de personnel	24 048	24 048	24 048	24 048	24 048	120 239
Autres achats consommés	7 827	8 272	8 299	8 315	8 459	41 172
Transports consommés	1 154	1 220	1 224	1 226	1 248	6 072
Autres charges	3 371	3 670	3 792	3 913	4 101	18 847
Impôts et taxes	3 952	4 302	4 446	4 588	4 807	22 095
Amortissements	19 879	22 944	23 862	24 810	24 908	116 404
Rémunération des actifs	27 563	31 539	33 642	33 656	32 902	159 302
Charges en monnaie locale	91 090	99 779	101 765	102 138	103 859	498 631
Charges globales	261 318	277 763	283 526	290 727	300 890	1 414 223
Part des charges en monnaie locale	35%	36%	36%	35%	35%	35%

Le facteur de pondération de l'inflation étrangère, part des charges en devises et en monnaie locale indexées sur une devise, est estimé à 27% en moyenne sur la période avec une plus forte variation, une valeur haute de 35% en 2013 et une valeur basse de 18% en 2010.

Tableau 22 : Part des charges en devises sur la période 2010-2014

	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	18 462	17 133	40 089	63 339	62 033	201 055
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	6 906	7 148	7 986	8 769	8 921	39 731
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	23 076	25 455	27 667	29 788	31 385	137 372
Charges en devise	48 445	49 736	75 742	101 897	102 340	378 159
Charges globales	261 318	277 763	283 526	290 727	300 890	1 414 223
Part des charges en devise	19%	18%	27%	35%	34%	27%

Le facteur de pondération de l'inflation sur les prix des combustibles est quant à lui évalué à 38% en moyenne sur la période avec aussi une forte variation, une pointe de 47% en 2010 et une valeur basse de 30% en 2013.

Tableau 23 : Part des charges en combustibles sur la période 2010-2014

	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Dépenses en combustible (IPP compris)	121 783	128 248	106 019	86 692	94 691	537 433
Charges en combustibles	121 783	128 248	106 019	86 692	94 691	537 433
Charges globales	261 318	277 763	283 526	290 727	300 890	1 414 223
Part des charges en combustibles	47%	46%	37%	30%	31%	38%

Les facteurs de pondération des inflations des différents combustibles considérés, obtenus sur les mêmes bases se résument ainsi qu'il suit

Tableau 24 : Répartition des charges en combustibles sur la période 2010-2014

	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Fuel lourd	103 860	102 021	64 626	30 255	37 141	337 903
Diesel oil	9 084	9 027	6 190	5 587	6 099	35 986
Gasoil	4 190	253	253	233	246	5 175
Kérosène	0	0	0	0	0	0
Charbon	0	0	18 119	34 999	35 024	88 141
Gaz Naturel	4 649	16 948	16 830	15 618	16 182	70 228
TOTAL	121 783	128 248	106 019	86 692	94 691	537 433

	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Fuel lourd	85%	80%	61%	35%	39%	63%
Diesel oil - Gasoil - Kérosène	11%	7%	6%	7%	7%	8%
Charbon	0%	0%	17%	40%	37%	16%
Gaz Naturel	4%	13%	16%	18%	17%	13%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Avec ces facteurs de pondération qui reflètent la structure des coûts projetés sur la période 2010-2014, l'impact sur les tarifs de l'électricité de l'inflation sur les prix des produits pétroliers (fuel lourd et diesel oil), devient de moins en moins important, en

passant de 47% en 2009 à 12% en 2013 et 14% en 2014, avec une moyenne de 27% sur la période.

Tableau 25 : Impact des inflations sectorielles sur les tarifs

Impact inflations	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Impact inflation locale	25,00%	34,86%	35,92%	35,89%	35,13%	34,52%	35,26%
Impact inflation étrangère	28,00%	18,54%	17,91%	26,71%	35,05%	34,01%	26,74%
Impact prix fuel lourd	39,48%	39,74%	36,73%	22,79%	10,41%	12,34%	23,89%
Impact prix diesel oil	7,52%	5,08%	3,34%	2,27%	2,00%	2,11%	2,91%
Impact prix gaz naturel	0,00%	1,78%	6,10%	5,94%	5,37%	5,38%	4,97%
Impact prix charbon	0,00%	0,00%	0,00%	6,39%	12,04%	11,64%	6,23%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

L'indice composite d'inflation est la moyenne pondérée par les facteurs ci-dessus, des inflations sur les trois types de charges retenues pour SENELEC, à savoir les charges en monnaie locale, les charges en combustibles et les charges en devises.

L'Indice Harmonisé des Prix à la Consommation (IHPC) au Sénégal est considéré pour l'inflation à appliquer sur les dépenses en monnaie locale. L'indice des Prix à la Consommation (IPC), excluant le tabac, pour l'ensemble des ménages en France sert de référence pour l'inflation sur les dépenses en devises. Cet indice est corrigé par l'évolution du taux de change entre le FCFA et l'Euro. La combinaison de l'évolution des prix des différents combustibles utilisés est considérée comme l'inflation de référence sur les combustibles.

Les valeurs de référence des indices sectoriels d'inflation, correspondant à la moyenne sur l'année 2009 de ces indices, sont les suivantes.

- Indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal : 127,1250 base 100 en 1996;
- Indice harmonisé des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France : 118,0425 base 100 en 1998;
- Parité du franc CFA (FCFA) par rapport à l'EURO : 655,957 ;
- Prix du fuel oil 380 : 215 806 (moyenne des prix officiels hors TVA de 2009);
- Prix du diesel oil : 325 718 (moyenne des prix officiels hors TVA de 2009);
- Prix du gaz naturel : 120 000 ;
- Prix du charbon : 47 765 ;

Les facteurs de pondération des inflations sectorielles : α , β , γ , a , b , c , d , sont résumés par le tableau ci après.

Tableau 26 : Synthèse des facteurs de pondération des inflations sectorielles

Facteurs pondération		2010	2011	2012	2013	2014	Moyenne
Inflation locale	α	0,35	0,36	0,36	0,35	0,35	0,35
Inflation étrangère	β	0,19	0,18	0,27	0,35	0,34	0,27
Inflation combustibles	γ	0,47	0,46	0,37	0,30	0,31	0,38
Fuel Oil	a	0,85	0,80	0,61	0,35	0,39	0,63
Diesel Oil	b	0,11	0,07	0,06	0,07	0,07	0,08
Gaz Naturel	c	0,04	0,13	0,16	0,18	0,17	0,13
Charbon	d	0,00	0,00	0,17	0,40	0,37	0,16

3.3. Revenus régulés requis de référence

Pour le paramétrage de la Formule de contrôle des revenus, le montant des revenus requis aux conditions économiques de référence RR_t^0 (en francs constants de 2009) est considéré. Il varie entre 251,930 milliards de FCFA en 2010 et 288,626 milliards de FCFA en 2014, et est réparti par niveau de tension ($RR_t^0(BT)$, $RR_t^0(MT)$, $RR_t^0(HT)$) conformément à la méthodologie présentée plus haut, en utilisant les tarifs moyens actuels fournis par SENELEC (122,0 FCFA/kWh pour la BT ; 115,2 FCFA/kWh pour la MT, 84,1 FCFA/kWh pour la HT). Ces montants, en millions de FCFA, sont présentés par le tableau ci-après.

Tableau 27 : Revenus régulés requis de référence sur la période 2010-2014

		2010	2011	2012	2013	2014	Moyenne
Revenu Requis total	A_0	251 930	267 955	272 779	279 253	288 626	272 108
Revenu requis basse tension	$B_0(BT)$	169 949	178 366	177 923	182 401	189 510	179 630
Revenu requis moyenne tension	$B_0(MT)$	71 718	73 827	75 162	77 706	80 528	75 789
Revenu requis haute tension	$B_0(HT)$	10 262	15 762	19 693	19 145	18 588	16 690

3.4. Ventes de référence

Les ventes de référence ($D_t^0(BT)$, $D_t^0(MT)$, $D_t^0(HT)$) à utiliser pour l'indexation des revenus requis se présentent comme suit :

Tableau 28 : Ventes de référence sur la période 2010-2014

Année t	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
$D_t^0(BT)$	1 417,63	1 527,10	1 630,30	1 745,46	1 878,55	1 639,81
$D_t^0(MT)$	633,55	669,39	729,36	787,49	845,37	733,03
$D_t^0(HT)$	124,17	195,76	261,76	265,76	267,29	222,95

3.5. Structure de la Formule de contrôle des revenus

La structure de la Formule actuelle de contrôle des revenus est maintenue en y apportant les correctifs nécessaires pour un meilleur paramétrage. Elle garde ainsi ses trois parties : une partie régulée, une partie redevances et une partie pénalités et corrections.

4. Nouvelles conditions tarifaires : Éléments du projet de décision

Formule de contrôle des revenus

En fixant ses tarifs, SENELEC fait ses meilleurs efforts pour que son revenu perçu à partir de la vente au détail d'énergie électrique au cours d'une année t , n'excède pas le revenu maximum autorisé pour cette année, déterminé selon la formule suivante :

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

t : année de détermination des revenus autorisés;

θ : facteur d'économie d'échelle, fixé à 0,59 pour la période 2010-2014 ;

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

$$A_t = A_0 * \Pi_t$$

où

A_0 est le montant des revenus requis aux conditions économiques de 2009 pour les ventes de référence, fixé à 272 108 422 895 FCFA ;

Π_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 :

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

avec

$IHPC_t$: Moyenne arithmétique, au dix millième près, de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal publié par le Ministère chargé des finances durant les douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;



IHPC₀ : Valeur de référence de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, fixée à 127,1250 base 100 en 1996 ;

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 (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

IPC₀ : Valeur de référence de l'indice harmonisé des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France, fixée à 118,0425 base 100 en 1998 ;

TC_t : Moyenne arithmétique, au millième près, de la parité du franc CFA (FCFA) par rapport à l'EURO publiée par la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) durant les douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

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

IFO_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du fuel oil 380, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Energie durant les douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

IFO₀ : Valeur de référence du prix du fuel oil 380, fixée à 215 806 ;

IDO_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du diesel oil, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Energie durant les douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

IDO₀ : Valeur de référence du prix du diesel oil, fixée à 325 718 ;

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 (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

IGN₀ : Valeur de référence du prix du gaz naturel, fixée à 120.000 ;

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'Energie durant les trois douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

ICH₀ : Valeur de référence du prix du charbon, fixée à 47 765 ;

α : Facteur de pondération de l'inflation locale, fixé à 0,35 ;

β : Facteur de pondération de l'inflation étrangère, fixé à 0,27 ;

γ : Facteur de pondération de l'inflation sur le combustible, fixé à 0,38 durant la période 2010-2014 ;

a : Facteur de pondération de l'inflation sur le fuel oil 380, fixé à 0,63 durant la période 2010-2014 ;

b : Facteur de pondération de l'inflation sur le diesel oil, fixé à 0,08 durant la période 2010-2014 ;

c : Facteur de pondération de l'inflation sur le gaz naturel, fixé à 0,13 durant la période 2010-2014 ;

d : Facteur de pondération de l'inflation sur le charbon, fixé à 0,16 durant la période 2010-2014 ;

X_t : Facteur de gain d'efficacité, fixé à zéro (0) durant la période 2010-2014.

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 2009, 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 2009 pour les ventes de référence en Basse Tension, fixés à 179 630 012 706 FCFA ;

$B_0(MT)$: Revenus requis aux conditions économiques de 2009 pour les ventes de référence en Moyenne Tension, fixés à 75 788 543 525 FCFA ;

$B_0(HT)$: Revenus requis aux conditions économiques de 2009 pour les ventes de référence en Haute Tension, fixés à 16 689 866 664 FCFA ;

$D_t(BT)$: 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 1.639,81 GWh ;

$D_t(MT)$: 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 733,03 GWh ;

$D_t(HT)$: 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 222,95 GWh.

RTS_t : Redevance payable à la Radio Télévision Sénégalaise (RTSt).

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

K_t : Facteur de correction de la différence entre les revenus perçus par SENELEC au titre de la vente au détail d'énergie électrique des usagers et/ou du Gouvernement pour une compensation de revenus (R_{t-1}) et le revenu maximum autorisé (MR_{t-1}), durant l'année t-1. Il est défini 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 en pourcent (%), égal au taux d'escompte de la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest à l'année t-1 majoré de la marge bancaire et d'une marge de deux pour cent (2%).

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);

RI_t : Facteur de correction, égal à zéro (0) la première année et dont le montant peut varier à l'issue d'une révision de la Formule de contrôle de revenus.

Périodicité de l'indexation et de l'ajustement des tarifs

Le revenu maximum autorisé, calculé conformément aux dispositions ci-dessus, est déterminé chaque mois aux conditions économiques du 1^{er} jour (dates d'indexation).

SENELEC peut demander un ajustement de ses tarifs dans le respect du revenu maximum autorisé ainsi déterminé et aux conditions ci-après :

- aux conditions économiques du 1^{er} janvier, quel que soit le taux d'ajustement découlant du revenu maximum autorisé ;
- aux conditions économiques du 1^{er} avril, du 1^{er} juillet et du 1^{er} octobre si le taux d'évolution induite par le revenu maximum autorisé est supérieure à 3% ou inférieure à -3%.

Durée de validité de la Formule de contrôle des revenus

La Formule de contrôle de revenus est fixée pour la période 2010-2014

Toutefois, elle pourra être révisée exceptionnellement avant la fin de cette période à l'initiative de SENELEC, en cas d'événement imprévisible, extérieur à la volonté de SENELEC rendant inadaptée la Formule ou suite à des accords conclus par le Gouvernement et affectant significativement les conditions d'exploitation de SENELEC.

Elle sera également révisée, à titre exceptionnel, si l'indice composite reste supérieur à 1,3 ou inférieur à 0,7 sur douze (12) dates d'indexation consécutives.

5. Résultats de l'application des nouvelles conditions tarifaires

5.1. Revenus autorisés

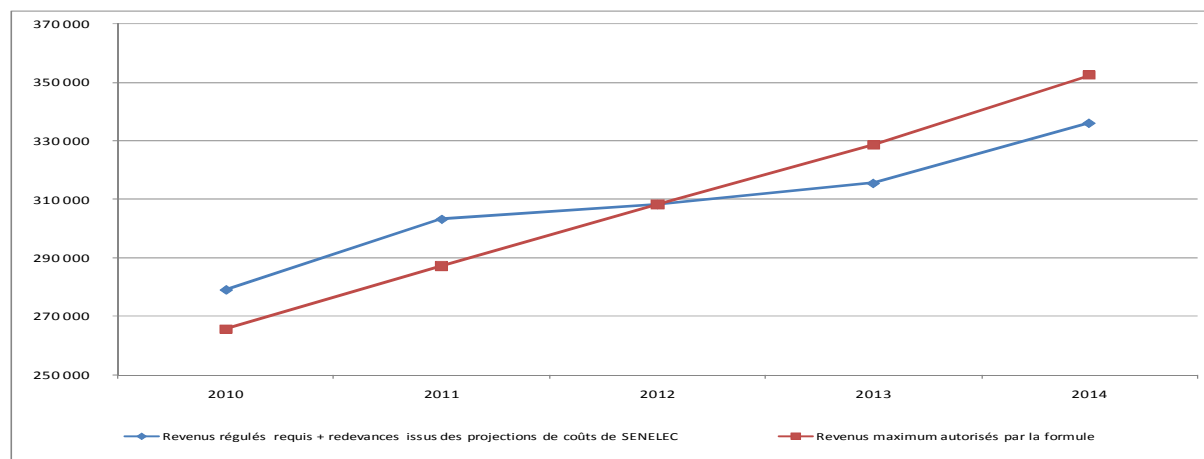
Afin de s'assurer que la Formule de contrôle des revenus définie plus haut permet de garantir à SENELEC ses revenus régulés requis, celle-ci a été utilisée pour déterminer les revenus maximums autorisés avec les projections de ventes et d'inflation soumises par SENELEC.

Les revenus maximums autorisés au 1^{er} décembre (dernière date d'indexation), compte non tenu des pénalités et corrections des revenus, varient de 265,710 milliards en 2010 à 352,417 milliards en 2014, avec un montant global sur la période 2010-2014 de 1.542,249 milliards alors que celui des revenus régulés requis est de 1.542,302 milliards. Il convient toutefois de noter que les revenus autorisés considérés année par année, s'écartent sensiblement des revenus requis, avec un écart défavorable à SENELEC sur les deux premières années, compensé par un surplus de revenus sur la période 2013-2014. Les tableaux et graphiques ci-dessous illustrent la situation.

Tableau 29 : Revenus régulés requis / Revenus autorisés

	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Revenus régulés requis + Redevances	279 105	303 247	308 314	315 527	336 109	1 542 302
Revenus régulés autorisés par la formule (1er décembre) **	265 710	287 164	308 271	328 687	352 417	1 542 249
Différence	-13 395	-16 083	-43	13 161	16 308	-53
	-4,80%	-5,30%	-0,01%	4,17%	4,85%	0,00%

** Hors pénalités et corrections de revenus



Ces écarts sont obtenus avec les inflations projetées. Ils évoluent en cas de variation sensible des niveaux de prix.

Tableau 30 : Taux de rentabilité dégagé par la SENELEC

	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Rémunération des actifs	14 995	17 376	36 719	51 041	54 450	174 581
Base Tarifaire	278 465	328 187	360 580	371 550	374 125	1 712 906
Taux de rentabilité dégagés	5,38%	5,29%	10,18%	13,74%	14,55%	10,19%

5.2. Evolution des tarifs

Sur la base des revenus autorisés par l'application de la Formule de contrôle de revenus et aux conditions économiques de 2009 (sans inflation), le tarif moyen devrait connaître une baisse de 11,01% sur la période, par rapport au tarif moyen actuel. La baisse s'appliquerait dès 2010.

Tableau 31 : Evolution des tarifs aux conditions économiques de 2009 **

	2010	2011	2012	2013	2014	2010-2014
Tarif moyen actuel	117,80					
Tarif moyen maximal	104,83	104,83	104,83	104,83	104,83	104,83
Evolution maximale tarif	-11,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-11,01%

** Hors pénalités et corrections de revenus

Avec les conditions économiques prévues (inflation prévue par SENELEC), les tarifs obtenus devraient conduire à une hausse des tarifs de 2,52%% sur la période, avec une hausse de 3,69% en 2010 suivie de petites baisses entre 2011 et 2013, et d'une légère hausse en 2014.

Tableau 32 : Evolution des tarifs avec les conditions économiques prévues

	2010	2011	2012	2013	2014	Cumul
Tarif moyen actuel	117,80					
Tarif moyen maximal (1er décembre)	122,15	121,14	120,51	120,39	120,77	120,77
Evolution maximale tarif	3,69%	-0,82%	-0,52%	-0,10%	0,32%	2,52%

** Hors pénalités et corrections de revenus de 2009

Il convient de noter que cette analyse de l'évolution des tarifs n'intègre pas l'effet des pénalités à appliquer à SENELEC pour manquement à la norme de disponibilité et de sécurité (Energie non fournie) et celui du facteur de correction de la différence entre le revenu autorisé et le revenu perçu par SENELEC en 2009.

Le facteur de correction est estimé à 19,352 milliards qui devraient s'ajouter aux revenus autorisés de 2010 sauf si SENELEC y renonce, alors que les pénalités qui viennent en déduction de ces revenus sont limitées à 4,670 milliards. Ainsi, l'impact de ces deux éléments se chiffrerait à 14,682 milliards, soit 6,75 FCFA/kWh, représentant une hausse de 5,73% sur les tarifs de 2010.

Ces éléments sont donnés à titre d'illustration sur la base des niveaux d'inflation et de demande projetés par SENELEC. A la pratique, leur valeur réelle dépendra de l'inflation et du niveau de demande réellement constatés.



ANNEXES



1. Synthèse des questions soulevées lors de la première consultation publique

Thèmes	Sujets abordés par les acteurs	Commentaires de la CRSE
<p>Formule de contrôle des revenus de Senelec</p> <p>-</p> <p>Méthodologie de révision</p> <p>-</p> <p>Tarifification</p>	<p>La redevance de la CRSE (RR_t) prise en compte dans la Formule de contrôle des revenus de SENELEC intègre t- elle celle des opérateurs indépendants ?</p>	<p>La valeur RR_t de la formule est la redevance due par SENELEC uniquement.</p>
	<p>Il faut prévoir la possibilité de prendre en compte dans la Formule de contrôle des revenus, des charges exceptionnelles telles que les locations de groupes, la redevance CRSE la patente payées par GTI et refacturées à SENELEC.</p>	<p>Avec les conditions tarifaires actuelles, les charges exceptionnelles peuvent être prises en charge dans les conditions précisées dans le contrat de Concession de SENELEC. Le cas de la redevance CRSE payée par GTI et refacturée à SENELEC (le contrat SENELEC-GTI ayant été signé avant l'instauration de la redevance) pourrait être examiné pour le futur sur la base des justificatifs fournis par SENELEC</p>
	<p>Il faut prévoir la possibilité d'ajuster les paramètres de la Formule en cas d'évènement exceptionnel (modification du plan de production, programme d'investissement, etc.)</p>	<p>Une telle approche est contraire aux principes de la régulation aux prix plafonds, prévus par la loi, qui veut que les conséquences (positives ou négatives) de l'exploitation soient supportées par l'opérateur sur la période de validité des conditions tarifaires.</p>
	<p>Pour une meilleure compréhension de la Formule de l'indice composite de l'inflation, il serait indiqué de faire apparaître les paramètres de référence, notamment pour IHPC, IPC et IPF.</p>	<p>La suggestion a été intégrée dans la réflexion pour la détermination des nouvelles conditions tarifaires.</p>
	<p>La pertinence de la référence à l'inflation en France (indice des prix à la consommation pour tous ménages) pour représenter l'indice étrangère IPC_t, est posée</p>	<p>La CRSE reste ouverte à toute proposition d'un indice plus significatif pour refléter l'inflation étrangère subie par SENELEC, sous réserve de la garantie de sa disponibilité en temps opportuns.</p>

Thèmes	Sujets abordés par les acteurs	Commentaires de la CRSE
<p>Formule de contrôle des revenus de Senelec</p> <p>-</p> <p>Méthodologie de révision</p> <p>-</p> <p>Tarification</p>	<p>Il convient de s'assurer que les surcoûts liés aux contre-performances de SENELEC (coûts excessifs d'affrètement du combustible, inefficacité du fuel) ne sont pas pris en compte dans la hausse du prix des produits pétroliers.</p>	<p>Les contre- performances de SENELEC ne sont pas prises en charge dans la formule de détermination du RMA de Senelec. A titre d'exemple, sur la période 2005-2009, des surcoûts sur le combustible, d'un montant de 45,6 milliards de FCFA, qui ne découlent pas de l'inflation sur les prix de référence (publiés par arrêté du Ministre en charge de l'énergie) n'ont pas été répercutés sur les tarifs. Il en est de même pour d'autres surcoûts (confère document de première consultation).</p>
	<p>Quelle assurance la CRSE peut-elle donner que les surcoûts liés aux contre-performances de SENELEC ne sont pas transférés sur les tarifs, de même que certaines dépenses, notamment l'achat de véhicules aux cadres annoncé par la presse ?</p>	
	<p>Le coût du branchement ne doit plus être un élément du tarif pour éviter la péréquation ; le client doit payer le coût que son alimentation engendre à SENELEC.</p>	<p>Dans sa politique d'accélération de l'électrification, le Gouvernement a fait l'option d'intégrer le coût du raccordement au réseau dans les tarifs pour tous les clients situés à moins de 35 m de ce réseau. Les autres supportent individuellement ce coût.</p>
	<p>Les ventes d'énergie aux concessionnaires d'électrification rurale doivent être considérées comme une autre catégorie de ventes MT dans la stratification des ventes d'énergie</p>	<p>Le niveau de tension est actuellement retenu pour la stratification des ventes. Les ventes aux concessionnaires étant une catégorie tarifaire à l'intérieur des ventes MT, il n'y a aucune raison de les considérer isolément.</p>
<p>La tarification spéciale accordée aux travailleurs de la SENELEC n'a-t-elle pas comme incidence un renchérissement des tarifs des clients ? Il est noté beaucoup de gaspillages dans la consommation d'électricité de ces travailleurs.</p>	<p>La régulation des tarifs de SENELEC étant basée sur un plafond de revenus, toute remise accordée à une catégorie tarifaire est supportée par les autres clients.</p>	

Thèmes	Sujets abordés par les acteurs	Commentaires de la CRSE
<p>Formule de contrôle des revenus de Senelec</p> <p>-</p> <p>Méthodologie de révision</p> <p>-</p> <p>Tarification</p>	<p>Il y a lieu de corriger les distorsions entre les revenus requis et ceux issus de la Formule de contrôle des revenus, résultant du choix des ventes moyennes de la période comme ventes de référence pour chaque année de la période.</p>	<p>Cette option résultait d'un consensus au moment de la fixation des conditions tarifaires 2005-2009. La question a été analysée dans le cadre des travaux de révision.</p>
	<p>Les facteurs de pondération des indices sectoriels d'inflation doivent être fixés sur une base annuelle, tels qu'ils ressortent des projections de charges de SENELEC au lieu de considérer une moyenne sur toute la période.</p>	<p>La question a été analysée dans le cadre des travaux de révision des conditions tarifaires</p>
	<p>Le Besoin en Fonds de Roulement (BFR) doit être intégré à la Base Tarifaire pour tenir compte de la couverture du coût du financement à court terme.</p>	<p>La Base Tarifaire est constituée conformément à la réglementation en vigueur, à savoir les dépenses d'investissements permises, les cessions d'actifs et des taux d'amortissements convenus. De plus, le Besoin de Fonds de Roulement découlant principalement de décisions d'exploitation courante, la requête ne peut être recevable.</p>
	<p>La rémunération de la Base Tarifaire doit être relevée en augmentant le taux de rémunération des fonds propres.</p>	<p>Le taux de rémunération de la Base Tarifaire sera calculé conformément aux dispositions de la loi et du Contrat de Concession de SENELEC.</p>
	<p>Il est suggéré d'intégrer dans les conditions tarifaires un mécanisme pour ajuster la Base Tarifaire lorsque les objectifs d'électrification sont largement dépassés et/ou que SENELEC réalise des investissements qui n'étaient pas prévus. Prévoir un facteur bonus en cas de dépassement des normes définies.</p>	<p>Le système de régulation adopté est tel que les gains ou surcoûts générés au cours de la période de validité des conditions tarifaires, ne sont pas répercutés sur les tarifs. Par ailleurs, les investissements peuvent avoir comme conséquence une réduction des charges d'exploitation et les objectifs d'électrification peuvent être dépassés du fait d'un financement autre que celui de SENELEC (Etat, client, etc.) De ce fait, un système de bonus/malus explicite pourrait biaiser les principes de régulation retenus.</p>

Thèmes	Sujets abordés par les acteurs	Commentaires de la CRSE
Formule de contrôle des revenus de Senelec - Méthodologie de révision - Tarification	<p>Le seuil de +30% ou -30% d'évolution de l'indice composite d'inflation, retenu pour déclencher une révision exceptionnelle, devrait être ramené à +15% ou -15%.</p> <p>De plus, l'évolution des indices sectoriels doit pouvoir déclencher cette révision.</p>	<p>La question a été analysée dans le cadre des travaux de révision des conditions tarifaires</p>
	<p>Pour une meilleure prise en compte des compensations de revenus dans le plan de trésorerie de SENELEC, leurs dates d'exigibilité doivent être fixées à l'avance.</p>	<p>Le problème ne concerne pas les conditions tarifaires proprement dit. Il pourra être discuté plus tard dans le cadre de l'application des nouvelles conditions.</p>
	<p>La réduction de la durée de validité des conditions tarifaires de 5 ans à 3 ans est suggérée.</p>	<p>Le contrat de concession de SENELEC prévoit une durée des conditions tarifaires de 5 ans. Toutefois, La question sera étudiée en vue de donner un avis aux parties au contrat.</p>
	<p>Les consommateurs doivent faire une présentation lors de la journée de lancement de la consultation au même titre que le Ministère de l'Énergie et SENELEC. La décentralisation des consultations au niveau des régions et l'usage des langues nationales sont préconisés pour élargir la base de consultation.</p>	<p>Les suggestions sont notées et seront exploitées lors des prochaines consultations.</p>
	<p>Prendre en compte dans la correction du revenu, les conséquences éventuelles découlant de la promulgation de la loi sur les énergies nouvelles et renouvelables dans le cas où SENELEC serait obligé d'acheter l'énergie de ces IPP particuliers.</p>	<p>Le facteur de correction RI_t de la Formule de contrôle des revenus pourrait être utilisé à cet effet.</p>
	<p>Les investissements projetés sur la période sont-ils bien pris en compte dans la détermination des conditions tarifaires de SENELEC ?</p>	<p>Les investissements projetés sont bien pris en compte.</p>

Thèmes	Sujets abordés par les acteurs	Commentaires de la CRSE
Relations SENELEC - Clients	L'interconnexion des réseaux nationaux dans le cadre des échanges régionaux doit être considérée dans la perspective de combler les déficits de production.	Tous les projets sous-régionaux et régionaux sont considérés dans le programme de développement de SENELEC et considérés dans les projections de coûts.
	Le recours aux producteurs privés indépendants ne contribue-t-il pas à renchérir le coût de l'électricité ?	Cette option découle d'un choix stratégique pour régler les problèmes de financement des investissements.
	Aucune présentation n'est faite sur les investissements projetés, leur réalisation et les appréciations de la CRSE.	Sur la période 2005-2009, le niveau de réalisation des investissements a été présenté dans le bilan fait dans le document de la première consultation publique. Pour la période 2010-2014, les investissements projetés seront présentés dans le document de seconde consultation après validation par la CRSE.
	Le délestage n'étant pas un événement fortuit, les consommateurs doivent être prévenus à l'avance. Les interruptions programmées de service doivent également être communiquées.	Un délestage peut découler d'un événement fortuit. Pour les interruptions programmées, SENELEC a l'obligation de les publier au moins 72 heures à l'avance.
	Il est demandé à SENELEC d'améliorer sa communication envers les consommateurs et les chefs d'entreprise par la mise en œuvre d'un plan conséquent de communication. Des rencontres périodiques SENELEC-Consommateurs permettraient d'améliorer les relations SENELEC-Clients. Il a été souligné la grande difficulté de voir un chef d'agence de SENELEC.	Ces questions seront suivies avec SENELEC
	L'insuffisance des caisses de paiement ouvertes au niveau des agents et le rôle d'agent d'accueil joué par des préposés à la sécurité ont été fustigés.	

Thèmes	Sujets abordés par les acteurs	Commentaires de la CRSE
Relations SENELEC - Clients	Une norme de 48 heures est opposée aux clients par SENELEC pour la remise de l'électricité après coupure.	Cette norme a été fixée à 48 heures au début de la concession. Elle est actuellement de 24 heures. La question sera suivie avec SENELEC.
	L'absence d'identification de certains agents de SENELEC qui rendent visite aux clients, est déplorée.	SENELEC a précisé que tous ses agents et prestataires sont identifiés et que le client doit refuser l'accès à toute personne qui se présente à lui sans identification.
	L'obligation faite à ceux qui demandent un nouvel abonnement d'apurer les arriérés laissé par l'ancien abonné, a été dénoncé.	SENELEC a précisé que cette obligation n'existe pas. Elle s'assure juste de l'absence de liens entre l'ancien abonné et le demandeur. La question sera suivie. De plus, le demandeur peut s'adresser à la CRSE en cas de difficultés avec SENELEC
	Des informations sont demandées sur les procédures de réclamation et d'indemnisation dans les cas de détérioration des appareils par SENELEC.	La procédure de réclamation est décrite dans le rapport des groupes de travail qui ont été mis en place pour examiner les réclamations sur les factures et dommages causés par SENELEC. Recommandation a été faite à SENELEC de mettre en place une stratégie de communication pour mieux en informer les clients.
	La publication de la liste des gros débiteurs sur l'encours des arriérés de paiement de 29 milliards est demandée, ainsi que la mise en œuvre d'un plan d'actions pour faire face à la fraude, dans l'optique d'alléger les factures des clients.	SENELEC doit faire ses meilleurs efforts pour recouvrer toutes ses créances dans le respect des droits des clients.
	Il est nécessaire d'analyser l'existant et de faire un bilan du système de prépaiement « woyafal » entamé par SENELEC. avant de l'étendre sur l'ensemble du territoire	Les résultats de la phase test du projet devront être portés à la connaissance de la CRSE qui entreprendra les actions nécessaires pour recueillir les avis des autres acteurs sur la question.

Thèmes	Sujets abordés par les acteurs	Commentaires de la CRSE
<p>Relations SENELEC - Clients</p>	<p>Une discrimination tarifaire doit être appliquée en faveur du monde rural.</p>	<p>La péréquation des tarifs appliquée dans le périmètre de SENELEC constitue une discrimination tarifaire en faveur du monde rural, au regard des coûts de fourniture de l'électricité dans cette zone. Dans les concessions d'électrification rurale, les subventions d'investissements accordées par l'Etat et la remise 20% sur le tarif de SENELEC appliqué aux concessionnaires d'électrification rurale, rentrent dans ce cadre.</p>
	<p>Il est anormal que SENELEC exige des frais de coupure et de remise dès l'établissement d'un bon de coupure même si le courant n'a pas été coupé, alors que certains retards de paiement sont imputables à SENELEC (retard de présentation des factures, accueil au niveau des guichets, inadéquation entre le nombre d'agences et le nombre de clients dans certaines zones, etc.).</p>	<p>SENELEC est autorisée à percevoir des frais de coupure et de remise en cas d'interruption de la fourniture pour défaut de paiement.</p> <p>La question sera suivie avec SENELEC.</p>
	<p>Des explications sont demandées sur la prime fixe. Est-il normal que la prime fixe représente plus de 50% de la facture d'un client ?</p>	<p>La prime fixe est un montant payé par le client sur base de la puissance mise à disposition (puissance souscrite). En cas d'inadéquation entre la puissance souscrite et le niveau de consommation, la prime fixe peut représenter une part importante de la facture.</p>
	<p>La facture d'électricité doit être plus lisible et compréhensible pour les consommateurs.</p> <p>La note explicative au verso de la facture doit être mise à jour par rapport à la nouvelle grille tarifaire.</p>	<p>La question sera suivie avec SENELEC.</p>
	<p>Quel est le processus, le mode de détermination et de fixation du niveau des normes ?</p>	<p>Les normes sont fixées par le Ministre en charge de l'énergie, après consultation de SENELEC et de la CRSE.</p>

Thèmes	Sujets abordés par les acteurs	Commentaires de la CRSE
<p align="center">Normes et obligations</p>	<p>La redistribution de la pénalité de 16 milliards pour manquement à la norme d'énergie non fournie n'est pas ressentie sur la facture. Une meilleure communication de la CRSE sur le sujet et une meilleure visibilité de la déduction des pénalités sur la facture sont demandées.</p>	<p>Pour chaque kWh non fourni au-delà du seuil fixé par la norme, une pénalité de 1074 FCFA/kWh (indexée avec l'indice harmonisé des prix au Sénégal) est exigible à SENELEC, dans la limite de 2% des ventes. Cette pénalité est déduite directement du revenu autorisé à SENELEC, donc du tarif appliqué aux clients. Sur la période 2005-2009, les 16 milliards de pénalité ont pour impact une baisse d'environ 2FCFA par kWh en moyenne sur les tarifs autorisés.</p> <p>La réflexion sera poursuivie pour une meilleure visibilité de l'application de la mesure</p>
	<p>Le délai de réalisation du contrôle de la qualité des installations intérieures est-il pris en compte dans la fixation de la norme de branchement ?</p>	<p>Le contrôle de la qualité des installations intérieures se situe en amont de la demande de branchement. Son délai de réalisation n'est pas pris en compte dans la norme.</p>
	<p>Au regard des incendies et accidents causés par les mauvaises installations électriques, il est demandé :</p> <ul style="list-style-type: none"> • un bilan de Proquelec ; • l'instauration d'un contrôle de la qualité des installations intérieures par des structures compétentes ; • la sortie du décret relatif aux installations électriques intérieures. 	<p>La question sera soumise au Ministre chargé de l'Energie.</p>
	<p>La durée de 30mn annoncée par SENELEC pour considérer une interruption du service comme un délestage est jugée excessive.</p>	<p>Une telle durée n'est pas une norme fixée par le Ministre en charge de l'énergie. La question sera examinée avec SENELEC.</p>

Thèmes	Sujets abordés par les acteurs	Commentaires de la CRSE
Normes et obligations	L'énergie non fournie suite à des effacements et dans les cas de force majeure doit être déduite de l'énergie non fournie globale pour le calcul de la pénalité.	Les normes actuelles prévoient la totalité de l'énergie non fournie pour le calcul des pénalités. Pour permettre à la CRSE de donner un avis sur la question SENELEC pourra fournir tous les justificatifs, notamment les contrats d'effacement.
	Le manque à gagner des clients du fait de l'énergie non fournie est-il évalué ?	Une telle étude n'est pas encore réalisée, mais l'objectif est de réduire l'énergie non fournie au maximum.
	Pour la fixation de la pénalité liée à la norme de disponibilité et de sécurité, l'énergie non fournie devrait être valorisée au coût marginal de production du kWh. La pénalité actuelle de 1.074 FCFA/kWh est supérieure au coût marginal réel	Le coût marginal de production du kWh de SENELEC ne reflète pas le préjudice causé au client. De plus, son niveau peut ne pas inciter l'opérateur à investir.
	Il est nécessaire d'actualiser la norme d'énergie non fournie (0,3% de la demande) par rapport au contexte et à la structure du parc de production avec la part de plus en plus importante des producteurs indépendants.	Les normes et pénalités sont fixées par le Ministre chargé de l'Énergie pour atteindre un objectif de qualité acceptable. SENELEC doit intégrer, dans ses projections, les coûts d'investissements nécessaires pour atteindre une telle qualité.
	Le barème de calcul des pénalités liées au non respect des normes est jugée trop contraignant compte tenu des difficultés d'exploitation de SENELEC	
La pénalité pour manquement à la norme de disponibilité et de sécurité (énergie non fournie) devrait servir à financer les investissements de production pour éviter cette énergie non fournie.	Il n'est pas envisageable de retourner à l'opérateur une pénalité pour manquement à ses obligations. Ceci d'autant plus que les investissements nécessaires pour respecter les normes, sont intégrés aux tarifs, de même que la rémunération de leur financement.	

Thèmes	Sujets abordés par les acteurs	Commentaires de la CRSE
Normes et obligations	L'incitation contractuelle (pénalité) pour non respect de la norme pour énergie non fournie pourrait être utilisée pour financer la recherche.	La pénalité est prévue pour les clients qui ont été lésés par le non respect de la norme.
	L'objectif de 75% de taux d'électrification est jugé insuffisant. Le recours aux énergies renouvelables est préconisé pour améliorer les ambitions d'électrification.	Le recours aux énergies renouvelables est pris en compte dans les objectifs d'électrification fixés par le Ministre chargé de l'Énergie.
	Les objectifs d'électrification rurale de SENELEC revus à la hausse pour le prochain quinquennat 2010-2014, suscitent quelques inquiétudes par rapport aux concessions d'électrification rurale.	L'électrification rurale en question se fera dans le périmètre de SENELEC.
	L'absence de normes pour l'éclairage public a été soulignée.	L'éclairage public est de la responsabilité des collectivités locales qui sont des clients de SENELEC. Ce sont les normes applicables à la clientèle qui s'appliquent pour les collectivités locales (donc pour l'éclairage public)
	Les distances prévues pour la norme sur les points de ventes des cartes prépayées sont jugées trop importantes. L'accessibilité aux cartes prépaiement pourrait être améliorée en utilisant les boutiques comme point de redistribution par exemple.	La question sera transmise au Ministre chargé de l'Énergie qui fixe les normes.
	Ne faut-il pas intégrer les normes environnementales et de sécurité dans les normes fixées par le Ministre chargé de l'énergie ?	La fixation des normes relève de différentes autorités suivant la répartition des compétences dévolues. Dans tous les cas, SENELEC est tenue de respecter les normes en vigueur au Sénégal concernant ses activités.

Thèmes	Sujets abordés par les acteurs	Commentaires de la CRSE
Normes et obligations	Vu le nombre de supports de lignes électriques défectueux ou de mauvaise qualité en ville et dans le milieu rural, des normes sur les installations de réseaux devraient être fixées.	SENELEC est tenue d'exploiter le service de l'électricité dans des conditions aptes à garantir la sécurité des personnes et des biens en bon professionnel expérimenté, conformément à son Contrat de Concession.
Place et fonctionnement de la CRSE	La CRSE doit communiquer davantage avec les clients sur les problèmes qui touchent le secteur de l'électricité, notamment les normes et obligations,	La CRSE a déjà mis en place différents outils tels que le site WEB, le Bulletin officiel et le rapport annuel. Ces outils seront renforcés en vue d'améliorer sa communication. Dans ce cadre, un guide des consommateurs est en cours d'élaboration.
	L'Etat doit jouer un rôle déterminant dans la promotion d'actions liées à l'efficacité énergétique.	Le Gouvernement a déjà adopté un plan d'actions pour la promotion de l'économie d'énergie. Dans le cadre de la réorganisation du Ministère de l'Énergie, une direction de l'économie et de la maîtrise de l'énergie a été créée pour mettre en œuvre ce plan d'actions.
	la CRSE doit s'impliquer dans le traitement des dossiers concernant les dommages subis par les clients,	L'implication de la CRSE dans le traitement des réclamations des clients se fait suivant la réglementation en vigueur et plus précisément son Règlement d'Application N° 08-2004 relatif à l'instruction des réclamations des consommateurs qui prévoit notamment une saisine préalable de SENELEC.

Thèmes	Sujets abordés par les acteurs	Commentaires de la CRSE
Place et fonctionnement de la CRSE	Y'a-t-il un mécanisme de feedback permettant à l'Etat de savoir si SENELEC remplit bien ses obligations ?	La CRSE est chargée d'assurer le suivi du respect des normes et obligations de SENELEC prévues dans son contrat de concession. La soumission périodique d'informations relatives à ses obligations permet d'avoir un feedback.
	Il faut contraindre SENELEC à respecter les normes.	SENELEC est dans l'obligation de respecter les normes. Dans le cas contraire elle est tenue de verser une pénalité. Pour la pénalité liée à l'énergie non fournie, elle est déduite des revenus autorisés à SENELEC, donc des tarifs. Les autres pénalités sont versées directement par SENELEC au client lésé. La CRSE peut être saisie sur la question par tout client en cas de difficulté avec SENELEC.
	La tarification à appliquer par le concessionnaire d'électrification rurale aux usagers Moyenne Tension (MT) n'est pas encore définie.	Ce tarif est défini dans le cadre de la fixation des conditions de chaque concessionnaire d'électrification rurale.
	Il est nécessaire de publier la liste des opérateurs en milieu rural pour que le client puisse identifier son interlocuteur en cas de retard de facturation.	La question sera suivie avec l'ASER
	Quelle est la nature juridique de la somme versée à SENELEC au moment de l'abonnement ? S'agit t il d'une caution à verser à la caisse de dépôt et de consignation ou d'une avance sur consommation ?	Ce montant constitue une avance sur la consommation. Elle se justifie par le fait que le client paye sa facture 60 jours ou 90 jours après le début de sa consommation.
	Quel est le rôle joué par la CRSE dans le règlement du différend SENELEC-GTi ? Comment a-t-on pu payer plus de 23 milliards à GTi sans aucun service rendu depuis juin 2008 ?	La CRSE a joué un rôle de facilitateur et de conciliateur dans la recherche de solution, SENELEC et GTi étant liés par un contrat commercial.

Thèmes	Sujets abordés par les acteurs	Commentaires de la CRSE
<p>Place et fonctionnement de la CRSE</p>	<p>Comment sont gérés les risques liés à l'asymétrie de l'information ?</p>	<p>La CRSE dispose de moyens juridiques et techniques à cet effet : l'obligation de l'opérateur de fournir les informations suivant le format indiqué, l'inopposabilité de la confidentialité ou du secret professionnel, un large pouvoir d'enquête.</p> <p>Par ailleurs, elle est en train de prendre les diligences nécessaires pour mettre en place un Système Informatique de Gestion des Informations de Régulation (SIGIR).</p>
	<p>Vu le besoin de renouvellement des infrastructures de Senelec pour assurer la viabilité du secteur, quels sont les mécanismes déployés par le régulateur pour inciter l'opérateur à investir ?</p>	<p>Le Gouvernement a opté pour la fixation de normes et obligations, avec des pénalités à payer en cas de non-respect, pour inciter SENELEC à réaliser les investissements nécessaires. Ces investissements sont intégrés à la Base Tarifaire rémunérée par le tarif. La CRSE a l'obligation de fixer le taux de rémunération à un niveau incitatif.</p>
	<p>La restitution des conclusions des études sur les réclamations des factures et des dommages, est toujours attendue.</p>	<p>Les rapports ont déjà été transmis. La date de restitution doit être arrêtée en accord avec le Ministère de l'énergie.</p>

Thèmes	Sujets abordés par les acteurs	Commentaires de la CRSE
<p align="center">Place et fonctionnement de la CRSE</p>	<p>Quels sont les moyens institutionnels dont dispose la CRSE pour veiller à la rationalité des décisions de gestion de SENELEC de manière proactive ?</p> <p>La CRSE doit se doter d'outils et demander l'établissement de mécanismes institutionnels pour « traquer » des niches de surcoûts dans la gestion de SENELEC et qui sont transférées aux consommateurs dans le revenu maximum autorisé.</p>	<p>Les décisions de gestion relèvent d'autres entités qui doivent veiller à contenir les charges de l'entreprise dans la limite des revenus autorisés.</p> <p>Au moment de la fixation des conditions tarifaires, la CRSE valide les projections de coûts de SENELEC pour la période de validité, en considérant son fonctionnement normal. Ainsi, elle veille à la viabilité financière de l'entreprise dans des conditions fixées à l'avance. Par la suite seuls les surcoûts découlant d'évènements ne relevant pas de la volonté de SENELEC sont répercutés sur les revenus autorisés.</p>
	<p>Il faut que la CRSE sorte de la « tyrannie du temps » imposée par le calendrier serré de révision des conditions tarifaires de SENELEC, en se donnant les délais requis pour mener la réflexion appropriée en vue d'apprécier certaines décisions et options sur la Formule de contrôle des revenus de SENELEC,</p>	<p>La réflexion sur les principes et options de régulation est permanente. La CRSE a anticipé sur beaucoup de questions. La période révision dont le calendrier est encadré par la réglementation, constitue un moment pour recueillir l'avis de tous les acteurs sur la question, avant la prise de décisions.</p>
	<p>Face à l'incompréhension, à divers niveaux, de la régulation au prix-plafond sur la base d'un revenu maximum, ne faut-il pas revenir à un prix-plafond pur en fixant directement des prix de référence à indexer avec l'inflation ?</p>	<p>La question a été analysée dans le cadre des travaux de révision en cours.</p>
	<p>Comment prendre en charge le décalage entre la fin de la date de validité de la formule courante et la fin des travaux de la révision quinquennale ?</p>	<p>Les revenus de SENELEC étant fixés sur une base annuelle, les tarifs en vigueur à la fin de l'année 2009 seront appliqués jusqu'à la fixation des nouvelles conditions tarifaires qui permettront de déterminer de nouveaux tarifs.</p>

Thèmes	Sujets abordés par les acteurs	Commentaires de la CRSE
<p align="center">Réforme institutionnelle de SENELEC</p>	<p>Comment la CRSE sera-t-elle réformée après le dégroupage des activités de SENELEC ?</p>	<p>Une étude de renforcement de la CRSE est prévue.</p>
	<p>Quelle est la relation entre les nouvelles conditions tarifaires (Formule de contrôle des revenus), le dégroupage et la filialisation de SENELEC ?</p>	<p>Les nouvelles conditions tarifaires sont établies pour une SENELEC « <i>intégrée</i> ». De nouveaux mécanismes de régulation seront définis, au besoin, dans le cadre des travaux de la réforme.</p>
	<p>La restructuration de SENELEC résoudra-t-elle les problèmes des usagers ? Les attentes du client en termes d'amélioration des performances et de fléchissement des tarifs doivent être prises en compte. La filialisation aura-t-elle un impact positif sur les tarifs et la qualité de service ?</p>	<p>L'objectif de la réforme est d'améliorer les performances de SENELEC.</p>

2. Note sur le coût du capital

1. INTRODUCTION

La Base Tarifaire de Senelec a été fixée dans son Cahier des Charges, conformément aux principes inscrits dans la loi n° 98-29 du 14 avril 1998. Elle représente la valeur des actifs de Senelec au début de la Concession. La Base Tarifaire va évoluer de la manière définie à l'article 28 de la loi sus visée et dans le Cahier des Charges, c'est à dire, sur la base «des dépenses d'investissement permises, de la cession des actifs et des taux d'amortissement convenus». Il en était, par exemple, ainsi lors de la révision des conditions tarifaires pour la période quinquennale en cours (2005-2009).

Par ailleurs, conformément à la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 et au décret n°98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires, le Ministre chargé de l'Energie et la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie doivent, en définissant les conditions tarifaires, autoriser un niveau de revenus qu'il juge suffisant pour permettre à Senelec d'obtenir un taux de rentabilité normal par rapport à la Base Tarifaire.

Selon les termes de la loi sus visée, «le taux de rentabilité normal est le taux de rentabilité sur capital qui, prenant en compte les risques auxquels sont assujettis les investisseurs, est suffisant pour permettre à l'entreprise d'attirer de nouveaux capitaux».

Pour la période quinquennale en cours, le taux de rentabilité normal a été fixé au niveau du coût réel du capital avant impôts sur les sociétés pour une entreprise opérant dans le domaine d'activité de Senelec **en accord avec les stipulations de son Cahier des charges**.

Il en sera de même pour la période quinquennale 2010-2014.

Pour rappel, le coût du capital est calculé comme le coût pondéré des fonds propres et de la dette (WACC) en faisant l'hypothèse de ratios financiers efficaces.

La présente note traite successivement :

- la base de calcul du taux de rentabilité normal ;
- la composition du coût du capital (aspects conceptuels) ;
- le rappel des éléments de calcul du taux de rentabilité normal pour la période 2005-2009 ;
- l'application des hypothèses proposées à la base de calcul du taux de rentabilité normal pour la période 2010-2014 ;
- les résultats obtenus ;
- conclusion ;
- la liste des documents exploités.

2. LA BASE DE CALCUL DU TAUX DE RENTABILITE NORMAL

Selon les stipulations du Cahier de charges de Senelec, le taux de rentabilité normal à prendre en compte pour la rémunération de la Base Tarifaire, sur la période 2010-2014, est le coût du capital calculé comme le coût pondéré des fonds propres et de la dette (WACC) en faisant l'hypothèse de ratios financiers efficaces.

Le WACC est déterminé comme suivant:

$$WACC \text{ avant impôts} = (1-T_s) / (1-T_c) \times WACC \text{ après impôts}$$

avec :

$$WACC \text{ après impôts} = g \times Rd + (1-g) \times Re$$

T_s : taux d'impôts sur les intérêts pour la période 2010-2014.

T_c : taux d'impôts sur les bénéfices des entreprises pour la période 2010-2014.

g : ratio dette/capital, fixé à 45 %.

Rd : coût de la dette estimé après impôts fixé de manière cohérente avec le taux de rendement sans risque après impôts estimé pour les emprunts d'Etat (R_f) défini ci-dessous.

Re : coût estimé des fonds propres.

3. LA COMPOSITION DU COUT DU CAPITAL

Le coût du capital est calculé comme le coût pondéré des fonds propres et de la dette.

3.1 Le coût des fonds propres

Le coût des fonds propres (Re) est calculé selon la méthodologie CAPM, selon laquelle le coût des fonds propres est égal au taux de rendement sans risque plus la prime de marché multipliée par le beta de l'entreprise.

Ainsi, conformément aux stipulations du Cahier des charges de Senelec, le coût des fonds propres (Re) est estimé de la manière suivante :

$$Re = R_f + \text{Beta} * R_m$$

avec

R_f : taux de rendement sans risque après impôts estimé pour les emprunts d'Etat au Sénégal durant la période considérée. En l'absence d'emprunts d'Etat, ce taux sera fixé sur la base suivante:

- Le taux de rendement avant impôts estimé sur les emprunts du Trésor français libellés en Euro durant la période fixe ultérieure, corrigé de l'inflation en utilisant un taux d'inflation estimé en France pour la période considérée.
- Une prime appliquée à ce taux reflétant le coût réel estimé d'emprunt additionnel par un gouvernement de l'Union Monétaire des Etats d'Afrique de l'Ouest, y compris une estimation de la prime qui serait payée par le Gouvernement du Sénégal si des informations sur le coût réel d'emprunt par le Gouvernement du Sénégal ne sont pas disponibles.

Le taux d'imposition utilisé pour obtenir un taux après impôts sera T_s , tel que défini ci-dessus.

Beta : moyenne des estimations 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. Ces estimations devront être ajustées pour tenir compte de 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 durant la période considérée.

Rm : une estimation de la prime de risque de marché au dessus du taux de rendement sans risque qui est requis pour un investissement dans un portefeuille d'actions diversifié durant la période considérée. Celui-ci devrait être basé sur une estimation de la valeur historique de cette prime de marché en France telle qu'elle est publiée dans la publication "Droit de Marché" (publication du cabinet "Associés en Finance", Septembre 1998 ou version révisée).

3.2 Le coût de la dette

Le coût de la dette se compose en théorie de deux éléments : le taux de rendement «sans risque» estimé pour les emprunts d'Etat, à savoir R_f exposé ci-dessus, et la prime de risque que l'entreprise doit payer pour se financer sur le marché international de la dette.

Conformément **aux stipulations du Cahier de charges de Senelec**, le coût de la dette sera fixé de manière cohérente avec le taux de rendement sans risque après impôts estimé pour les emprunts d'Etat défini ci-dessus.

4. RAPPEL DES ELEMENTS DE CALCUL DU TAUX DE RENTABILITE NORMAL POUR LA PERIODE 2005-2009

Le coût du capital après impôts pour la période était de 10,62% pour la période quinquennale 2005-2009.

Les différents éléments de calcul du taux de rentabilité normal sont rappelés ainsi qu'il suit :

Taux de rendement sans risque après impôts sur emprunts d'Etat	R_f	6,5%
Prime de risque de marché	R_m	5%
Béta		0,8
Coût des fonds propres	R_e	10,5%
Coût de la dette	R_d	8,50%
Ratio dette/capital	g	45%
Coût du capital après impôts	WACC après impôts	9,6%
Taux impôts sur les intérêts	T_s	17%
Taux impôts sur les bénéfices d'entreprises	T_c	25%
Coût du capital avant impôts	WACC avant impôts	10,62%

Source : document de la seconde consultation publique sur la révision des conditions tarifaires pour la période 2005-2009

5. HYPOTHESES RETENUES POUR LA PERIODE 2010-2014

5.1 Source des données et des informations

Les données et les informations ont été obtenues:

- à l'issue de rencontres notamment à l'Agence Nationale de la BCEAO et à la Direction du Trésor et de la Comptabilité Publique ;
- à partir des résultats des recherches effectuées notamment sur les sites Web de la BCEAO, de la Banque de France, de CGF Bourse et d'organes de régulation du secteur de l'électricité;
- sur la base des dispositions du code général des impôts, de la réglementation et des pratiques bancaires ;
- à partir des informations contenues dans le Cahier de charges de Senelec ;
- à partir des états financiers de Senelec, notamment la situation des emprunts au 31 décembre 2008.

5.2 Hypothèses proposées

a. Taux de rendement sans risque

C'est le taux de rendement sans risque après impôts estimé pour les emprunts d'Etat du Sénégal.

Les émissions d'emprunts obligataires effectuées par le Trésor du Sénégal sur la période récente se détaillent ainsi qu'il suit :

Emetteur	Montant (millions FCFA)	Date d'émission	Durée	Taux d'intérêt	Echéance Finale
Trésor du Sénégal	45 000	25-juil-05	5 ans	5,50%	25-juil-10
Trésor du Sénégal	58 709	28-juin-07	10 ans	5,50%	27-juin-17
Trésor du Sénégal	57 166	18-oct-07	5ans	5,50%	18-oct-12
Trésor du Sénégal	25 000	17-juin-08	10 ans	7,00%	17-juin-18
Trésor du Sénégal	31 107	14-oct-09	5 ans	6,50%	14-oct-14

Source : BCEAO /Situation du marché des titres publics et privés émis par appel public à l'épargne de l'Union Monétaire Ouest Africaine

L'exploitation des données du tableau ci-dessus aboutit à un taux de rendement sans risque moyen de 6%.

b. Prime de risque de marché

La prime de marché, c'est-à-dire, le taux de rendement additionnel attendu des investissements en actions, est le taux de rendement sur un portefeuille en actions largement diversifié.

Selon les **stipulations du Cahier de charges de Senelec**, celui-ci sera fixé en fonction du marché français des actions. Sa valeur se situe généralement entre 4 et 5%.

La prime de marché retenu est de 5%.

c. Calcul du Bêta (B)

- Aspects conceptuels

Le Bêta d'une société mesure la variabilité de la valeur de ses actions par rapport à celle du marché. Un coefficient Bêta de 1 est attribué à un marché boursier donné dans son ensemble puisqu'il ne varie pas par rapport à lui-même. Si sur ce marché, les mouvements d'un titre à la hausse comme à la baisse sont très amplifiés, il lui est attribué un coefficient Bêta supérieur à 1. Par contre, si le cours reste stable malgré les fluctuations du marché, il est qualifié de moins volatile et a un coefficient Bêta inférieur à 1.

- Hypothèse retenue

Le coefficient Bêta retenu, lors de la période quinquennale 2005-2009, était de 0,8. Pour les besoins de cette analyse, le coefficient de 0,8 est reconduit pour la période 2010-2014.

d. Coût de la dette

Le coût de la dette peut être estimé sur la base du taux de rendement sans risque. A ce taux, il convient d'y ajouter une prime que Senelec doit payer pour se financer sur le marché international. Il a été noté que Senelec n'a pas contracté d'emprunt sur ce marché.

Toutefois, en se basant sur un taux directeur de la Banque Centrale des Etats de l'Afrique Centrale (BCEAO) de 6,25 % et d'une marge bancaire de 2%, le coût de la dette peut être estimé à 8,25%.

e. Ratio dette/capital

Ce ratio représente le taux d'endettement, à savoir la part des dettes et emprunts à long terme sur la totalité des capitaux permanents, c'est-à-dire les capitaux propres plus les dettes et emprunts à long terme.

S'agissant de Senelec, il est **fixé dans son Cahier de charges** et se chiffre à 45 %.

f. Taux d'imposition

f.1 Sur les paiements d'intérêts

Le taux correspond au taux de la taxe sur les opérations bancaires (TOB). Il est de 17 %.

f.2 Sur les bénéfices de sociétés

Le taux correspond au taux de l'impôt sur les sociétés (I/S). Il est de 25 %.

6. LES RESULTATS OBTENUS

Sur la base des hypothèses exposées ci-dessus, le coût du capital est estimé à 10,20%.

Taux de rendement sans risque après impôts sur emprunts d'Etat	Rf	6%
Prime de risque de marché	Rm	5%
Béta		0,8
Coût des fonds propres	Re	10%
Coût de la dette	Rd	8,25%
Ratio dette/capital	g	45%
Coût du capital après impôts	WACC après impôts	9,21%
Taux impôts sur les intérêts	Ts	17%
Taux impôts sur les bénéfices d'entreprises	Tc	25%
Coût du capital avant impôts	WACC avant impôts	10,20%

7. CONCLUSION

L'analyse effectuée fait ressortir que le taux de rentabilité normal est estimé à environ 10,20%.

Ce taux permet de déterminer la rémunération de la Base Tarifaire, à savoir les capitaux investis par SENELEC à partir de ses fonds propres et de ses emprunts.

En tout état de cause, il convient de noter la place importante de la valeur du coût du capital dans la détermination des revenus de l'opérateur historique. Par conséquent, il est essentiel de faire un arbitrage judicieux entre :

- d'une part : veiller à assurer l'équilibre financier de Senelec et partant la viabilité financière du sous-secteur de l'électricité,
- et d'autre part : la nécessité de protéger les intérêts des consommateurs ; notamment ceux à faibles revenus (électricité moins chère et accessible).

8. LES DOCUMENTS EXPLOITES DANS LE CADRE DE L'ANALYSE

- le cahier de charges de Senelec ;
- la situation du marché des titres de créances de l'Union Monétaire Ouest Africaine publiée par la BCEAO ;
- l'évolution du taux d'escompte et taux de pension de la BCEAO depuis 1956 publiée par la BCEAO ;
- le communiqué de presse sorti par la BCEAO en juin 2009 portant sur la baisse de ses taux directeurs ;
- les conditions débitrices applicables par les établissements de crédit à fin novembre 2009 : source BCEAO ;
- la note d'information sur la détermination du taux de rentabilité normal élaborée en juin 2005 par la CRSE ;
- la situation des emprunts de Senelec communiquée par la Direction des Finances et de la Comptabilité de Senelec.



3. Document de SENELEC sur les projections de coûts



DIRECTION DES ETUDES GENERALES

Projections Activités de SENELEC 2010-2014

Avril 2010

**TABLE DES MATIERES**

INTRODUCTION	66
I. PRESENTATION DE SENELEC	66
I.1. CADRE INSTITUTIONNEL ET LEGISLATIF	66
I.2. NOUVELLE POLITIQUE ENERGETIQUE.....	67
I.3. PROJET DE RESTRUCTURATION DE SENELEC.....	69
I.4. ORGANISATION DE SENELEC.....	69
II. BILAN PERIODE PRECEDENTE 2005 - 2009.....	71
II.1. RESSOURCES HUMAINES.....	71
II.2. INFRASTRUCTURES INDUSTRIELLES de SENELEC EN 2009	71
II.2.1 PARC DE PRODUCTION D'ELECTRICITE.....	71
II.2.1.1 LA PUISSANCE INSTALLEE.....	72
II.2.1.2 LA PUISSANCE ASSIGNEE.....	74
II.2.1.3 PARC DE PRODUCTION PAR TYPE D'EQUIPEMENT.....	74
II.2.1.4 CENTRALES DU RESEAU INTERCONNECTE	75
La centrale diesel de Bel air (CI Diesel)	75
La centrale vapeur de bel air (CII Vapeur).....	76
La turbine à gaz de Bel Air (TAG 4).....	76
La centrale vapeur du Cap des biches (CIII vapeur)	76
Les turbines à gaz du Cap des biches (CIII TAG).....	76
La centrale diesel du Cap des Biches (CIV Diesel)	77
Les centrales diesel de Kahone.....	77
La centrale diesel de Saint-Louis	78
Centrale de production indépendante GTI	78
Centrale hydroélectrique de Manantali	78
Centrale Kounoune.....	78
Le Réseau Non Interconnecté.....	78
Centrale régionale de Boutoute	79
Le site de Tambacounda.....	79
Centres secondaires	79
II.2.2 LE TRANSPORT	79
Lignes HT.....	80
Postes HT	81
II.2.3 DISTRIBUTION	82
II.2.3.1 RESEAUX DE DISTRIBUTION DE MOYENNE TENSION.....	82
Réseaux de Distribution Moyenne Tension de Dakar.....	83
Réseaux de Distribution Moyenne Tension des Régions.....	83
II.2.3.2 RESEAU DE DISTRIBUTION BASSE TENSION	84
III. PROJECTIONS 2010 - 2014.....	85
III.1. HYPOTHESES DE BASE DES PROJECTIONS 2010-2014.....	85
III.1.1. DEMANDE ET RENDEMENT	85
Présentation des scénarios macro-économiques	87
Evaluation de la demande	88
Evaluation de la pointe.....	89
III.1.2. INFLATION LOCALE ET ETRANGERE.....	89
III.1.3. CALCUL DES REVENUS.....	89
III.1.4. PRIX DU COMBUSTIBLE	90



III.1.5. EVOLUTION DES EFFECTIFS ET DE LA MASSE SALARIALE.....	90
III.1.6. FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS.....	90
III.1.7. AUTRES ACHATS.....	90
III.1.8. TRANSPORTS CONSOMMES ET CHARGES & PERTES DIVERSES.....	90
III.1.9. SERVICES EXTERIEURS.....	90
III.1.10. REDEVANCE RTS.....	90
III.1.11. REDEVANCE CRSE.....	91
III.1.12. AUTRES REVENUS.....	91
III.2. PROJECTIONS SUR LA PERIODE 2010-2014.....	91
III.2.1. DEMANDE A SATISFAIRE SUR LA PERIODE.....	91
Evolution de la clientèle de Senelec.....	91
Evolution du rendement de Senelec.....	92
Evolution des ventes d'énergie.....	93
Projections Chiffres d'Affaires 2010-2014.....	94
III.2.2. PROJECTIONS DES DEPENSES D'INVESTISSEMENT.....	95
III.2.1 Perspectives de développement du parc de production.....	96
III.2.2. Perspectives de développement des réseaux.....	97
Boucle 90 kV de Dakar.....	97
Bouclage 225 kV (Tobène-kounoune-Mbour-Kaolack.....	97
Ligne HT 225 Kounoune-Patte d'Oie/Hann.....	98
III.2.3. AUTRES INVESTISSEMENTS.....	100
III.3. LES PROJECTIONS DE PRODUCTION ET DE COÛTS.....	102
III.3.1. Evolution du rendement de Senelec.....	103
III.3.2 Evolution des Taux De Disponibilité et d'Utilisation.....	104
III.3.3 Qualité de Service.....	104



INTRODUCTION

La réforme du secteur électrique, effective en 1998 avec l'adoption de la loi 98-29 du 14 Avril 98 modifiée par la loi 2002-01 du 10 janvier 2002, 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 les objectifs de performance à atteindre, 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 est obligée de soumettre à la tutelle et à la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité deux rapports portant respectivement sur le bilan de la période 2005-2009 et les projections 2010-2014.

Ainsi, ce second rapport passe en revue les projections durant la période 2010-2014 et s'articule autour de trois points :

- Présentation de Senelec ;
- Hypothèses de base des projections 2010-2014;
- Projections sur la période 2010-2014.

PRESENTATION DE SENELEC

CADRE INSTITUTIONNEL ET LEGISLATIF

La réforme du secteur électrique a été réalisée 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 ;
- 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 la mise en oeuvre 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 les licences et les concessions sur recommandation 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, transport et 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 de la qualité d'acheteur unique en vertu de l'article 19 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 pendant une durée de 10 ans à compter du 31 mars 1999. Au terme de la dite période, le Ministre de l'Energie a saisi le 19 juin 2008 la CRSE d'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 donnant à Senelec la responsabilité du développement de la production, en recourant à des installations de production nouvelles qui lui sont propres ou à la production indépendante. En dehors du périmètre de Senelec, des concessions seront données à des opérateurs privés par voie d'appel d'offres lancé par l'ASER.

NOUVELLE POLITIQUE ENERGETIQUE

La loi 83-72 du 05 juillet 1983 a autorisé la création de la Société Nationale d'Electricité (Senelec) et le Cahier des Clauses et Conditions Générales (CCCG) approuvé par le décret 84-1129 du 04 octobre 1984 confie à Senelec la gestion et l'exploitation des installations existantes de génération, de transmission et de distribution de l'électricité sur l'ensemble du territoire de la République du Sénégal.

En application de la loi n° 98-06 du 28 janvier 1998, l'Etat du Sénégal a décidé de procéder à l'ouverture du capital de la Société par voie de cession d'actions. La Société Nationale d'Electricité Senelec a été ainsi transformée en Société anonyme à participation publique majoritaire régie par



l'Acte Uniforme relatif au droit des sociétés commerciales et du groupement d'intérêt économique en date du 17 octobre 1993.

Le gouvernement du Sénégal a signé le 11 février 2008 une nouvelle Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE) dont les principaux axes sont les suivants :

- ❖ Le Développement et l'exploitation des potentialités énergétiques nationales notamment dans le domaine des biocarburants et des énergies renouvelables ;
- ❖ La diversification énergétique à travers la filière charbon minéral, le biocarburant, la biomasse, le solaire, l'éolienne, etc.,
- ❖ pour la production d'électricité ;
- ❖ Le recours accru à l'hydroélectricité dans le cadre de la coopération régionale notamment au sein des organismes de bassins fluviaux et du WAPP ;
- ❖ La sécurisation de l'approvisionnement en hydrocarbures du pays par le renforcement du raffinage local et la coopération avec des pays producteurs de pétrole ;
- ❖ L'adaptation de l'infrastructure énergétique à la demande en s'appuyant sur secteur public et sur le secteur privé
- ❖ L'accélération de l'accès à l'électricité, en particulier avec la promotion de l'électrification rurale et la développement des services énergétiques pour la satisfaction des activités productives et sociales.
- ❖ La maîtrise de la demande d'énergie et l'amélioration de l'efficacité énergétique ;
- ❖ La consolidation de la gouvernance du secteur de l'énergie
- ❖ La restructuration du sous secteur de l'électricité en vue d'une plus grande efficacité et d'une implication judicieuse du secteur privé
- ❖ La consolidation de la politique d'aménagement des ressources forestières en vue d'un approvisionnement durable des populations en combustibles domestiques

La nouvelle LPDSE inscrit aussi son action dans le cadre de l'OMVS, de l'OMVG et du WAPP qui privilégie les interconnexions des réseaux électriques et gaziers.

Par ailleurs, la LPDSE a retenu la restructuration financière de Senelec.

En effet, l'analyse de la situation financière de Senelec a fait ressortir un besoin recapitalisation de 109 Milliards de F CFA. Au regard de l'urgence de la restructuration financière de Senelec et de la situation des capitaux propres de l'entreprise, le Gouvernement a procédé à une augmentation de capital en 2007 de 65 milliards de F CFA. Le complément de 44 milliards F CFA a été obtenu avec la Banque Mondiale et l'AFD sous forme d'appui budgétaire. La Banque Mondiale a accordé 80 millions de dollars US, dont 24 milliards FCFA (70%) ont été versés le 27 septembre 2008 à l'Etat, et intégralement reversés à Senelec en octobre 2008. Dans ce même cadre, le Conseil d'Administration de l'AFD du 2 octobre 2008 a octroyé un prêt souverain de 30 millions d'euros à l'Etat dont 21



millions (70%) versés en décembre 2008. Ainsi, un montant de 37 milliards a été reçu en 2008 et le reliquat attendu en 2009-2010.

Un prêt non souverain de 7,8 millions d'euros devrait être consenti à SENELEC par l'AFD, pour la restructuration partielle de sa dette à Moyen et Long Termes.

Aussi, un prêt subordonné de 9 milliards F CFA en 2009 et un rééchelonnement sur cinq ans des arriérés de paiement de la dette rétrocédée de 9,5 milliards F CFA au 31 décembre 2007 sont prévus par l'Etat.

PROJET DE RESTRUCTURATION DE SENELEC

Dans le cadre de la mise en œuvre de la matrice de suivi des tâches de la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE), le Gouvernement a retenu le dégroupage des activités de Senelec selon trois filiales Production, Transport et Distribution dans le cadre d'une Holding, avec une participation judicieuse du privé national et étranger, des consommateurs et des travailleurs, à côté d'un partenaire technique international selon le calendrier suivant :

- filialisation en fin décembre 2010 ;
- décision du Gouvernement sur la participation du secteur privé au niveau des filiales en mars 2011 ;
- participation effective du secteur privé au niveau des trois filiales Production, Transport, Distribution en fin septembre 2010.

En vue de remplir les conditions du volet de la participation du secteur privé, il est prévu de finaliser d'ici mars 2011, la mise en œuvre des études stratégiques juridiques et organisationnelles, les mesures d'accompagnement institutionnelles, politiques et sociales, le business plan de chaque filiale, les mécanismes tarifaires appropriés, le renforcement de la Commission de Régulation de Secteur de l'Electricité etc.

ORGANISATION DE SENELEC

L'organisation actuelle de Senelec est basée sur l'organigramme structurel mis en place le 25 mai 2009 suivant la note de Direction N°013/2009.

L'organigramme est composé des structures suivantes :

- A. Du Directeur Général adjoint et des Directions et structures qui lui sont rattachées par Délégation du Directeur Général ;
- B. Des Directions, des Délégations Régionales et Conseillers techniques directement rattachées au Directeur Général :
 - La Direction de l'Audit et du Contrôle de gestion
 - La direction des ressources humaines
 - La Direction Production



- La Direction du Transport
- La Direction de la Distribution
- La Direction Commerciale et de la Clientèle
- La Direction des Etudes Générales
- La Direction de l'Equipeement
- La Direction des Finances et de la Comptabilité
- La Direction de la Communication
- La Direction Approvisionnement Combustibles et Passage au gaz
- Les quatre Délégations Régionales

C. Des Conseillers Techniques du Directeur Général :

- Le Conseiller Financier
- Le Conseiller Production Transport
- Le Conseiller Distribution Commercial
- Le Conseiller Energies Nouvelles et renouvelables
- La Cellule passation des Marchés
- Le Conseiller Coordonnateur des délégations Régionales

Directeur Général Adjoint :

Il supervise par délégation du Directeur Général les structures support suivantes :

- La Direction du Contrôle général
- La Direction de l'Administration, du Patrimoine et des approvisionnements
- La Direction des Affaires Juridiques
- La Direction des Systèmes d'information
- La Direction de la Qualité, de la sécurité, et de l'environnement
- Le projet de Gestion du Rendement Global
- Le Direction du Projet Maîtrise de la demande et Economie d'énergie
- Le Projet CPL et Innovation technologique

BILAN PERIODE PRECEDENTE 2005 - 2009

RESSOURCES HUMAINES

L'évolution des effectifs de Senelec au cours de cinq dernières années est présentée dans le tableau suivant :

Tableau 1 : Répartition du personnel par collège de 2005 à 2009

Collège	2005	2006	2007	2008	2009
Exécution	891	993	978	905	942
Maîtrise	1 148	1 223	1 216	1 252	1 303
Cadres	289	294	298	306	318
Total	2 328	2 510	2 492	2 463	2 563
EVOLUTION RELATIVE %	13%	7%	-1%	-1%	5%
EVOLUTION ABSOLUE	300	182	-18	-29	100

L'effectif de la société a augmenté en 2005 et 2006 avec la régularisation d'agents, précédemment en contrat à durée déterminée. Depuis 2006, on note une stabilité de l'effectif. Ainsi, dans un contexte de croissance de la clientèle et des ventes, la productivité du personnel s'est nettement améliorée (voir tableau suivant).

Tableau 2 : Evolution de la productivité du personnel

	2005	2006	2007	2008	2009
Clients par agents	257	256	278	301	326
Ventes par agents (MWh)	712	687	704	753	781
CA par agent (MFCFA)	60	65	75	88	91

INFRASTRUCTURES INDUSTRIELLES de SENELEC EN 2009

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 réseaux de distribution MT/BT.

II.2.1 PARC DE PRODUCTION D'ELECTRICITE

La production d'énergie électrique du pays est assurée par des moyens essentiellement thermiques alimentés par des hydrocarbures importés pour la grande partie par la centrale hydroélectrique de MANANTALI (OMVS) pour laquelle le quota du Sénégal est égal à 33% de l'énergie produite livrée aux états.



Avec l'augmentation de la capacité des puits de gaz de la région de Dakar, la conversion (en dual) des installations GTI, TAG 2 et 3 qui est en cours ouvre des perspectives importantes de la réduction de la facture pétrolière.

Ces moyens de production sont regroupés en centrales en fonction de leurs sites d'exploitation, ces dernières sont classées en trois sous-ensembles en fonction du type de réseau desservi :

- centrales du réseau interconnecté
- centrales régionales
- centrales secondaires.

II.2.1.1 LA PUISSANCE INSTALLEE

La puissance installée au niveau du parc de production a connu une croissance annuelle moyenne de 5,36% en passant de 554,95 MW en 2005 à 693,8 MW en 2009. Cette évolution s'explique essentiellement par :

- La mise en service de 65,8 MW (4x16, 45 MW) en 2006 à la centrale C6 de Bel Air;
- L'installation et la mise en service en 2007 de la centrale de Kounoune 67,5 MW (9 x 7,5 MW) ;
- L'installation et la mise en service en 2008 de 60 MW (4x15MW) à la centrale de Kahone 2.
- La démobilitation des centrales de location Aggreko en 2008
- Le retrait du parc de la TAG1 de C3
- Le retrait de Kahone 1

Pour le reste, il faut noter le renforcement en 2006 de la centrale de Boutoute par le groupe 805 de 5 MW, le déclassement de G157 à Tambacounda et le renforcement de la centrale par plusieurs groupes Cummins de 800 kW chacun.

En 2009, aucune mise en service n'a été effectuée au niveau du parc de production. Toutefois, il faut noter les déficits de production récurrents à Tambacounda et à Boutoute. Une augmentation significative de capacité est impérative dans ces sites pour faire face à l'évolution de la demande ou améliorer le coût de production.

Le tableau ci dessous présente les caractéristiques principales du parc de production.

Tableau 3 : caractéristiques du parc de production : réseau interconnecté

Site	Nom de la centrale	Groupes	Date d'installation	Type de combustible	P. installée (MW)	P. Assignée Brute (MW)	CS brute Combustible (g/kWh)
Manantali	MANANTALI	Manantali	2002		66	60	
Bel air diesel	C1 DIESEL	G105	1990	Fuel	5	0	
		G106	1990	Fuel	5	4	230
	C6 Wartsila	G601	2006	Fuel	16.45	15.95	
		G602	2006	Fuel	16.45	15.95	
		G603	2006	Fuel	16.45	15.95	
Cap des biches	C4 DIESEL	G401	1989	Fuel	21	18	211
		G402	1989	Fuel	21	18	212
		G403	1997	Fuel	23	18	209
		G404	2003	Fuel	15	15	202
		G405	2003	Fuel	15	15	202
St Louis	SAINT LOUIS	G82	1979	Fuel	3	2,5	240
		G83	1979	Fuel	3	0	240
Cap des biches	C3 VAPEUR	G301	1966	Fuel	27,5	20	320
		G302	1976	Fuel	30	18	360
		G303	1978	Fuel	30	20	322
Cap des biches	C3 TAG	TAG2	1984	Diesel	20	18	380
		TAG3	1995	Kérosène	24	20	370
Bel-air	C2 TAG	TAG4	1999	Diesel	36,5	30	320
IPP Kounoune	Kounoune	KP	2007	Diesel	67.5	67.5	
Kahone	Kahone 2	G701	2008	Diesel	16.45	15	198
		G702	2008	Diesel	16.45	15	198
		G703	2008	Diesel	16.45	15	198
		G704	2008	Diesel	16.45	15	198
IPP Cap des Biches	GTI	GTI	2000	Naphta	52	50	193

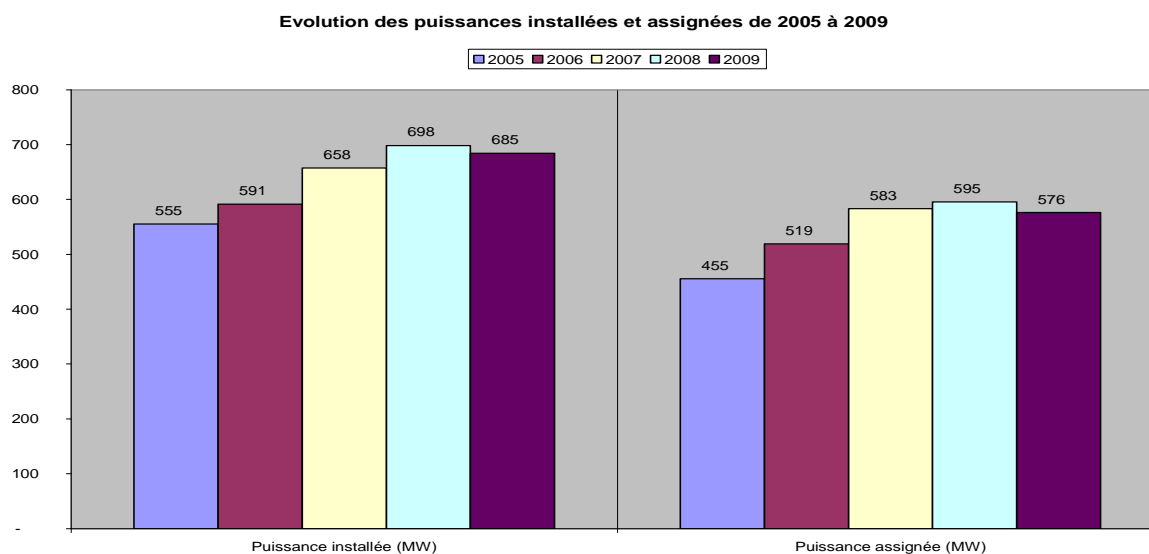
Tableau 3 : caractéristiques du parc de production : réseau non interconnecté

Site	Nom de la centrale	Groupes	Date d'installation	Type de combustible	Puissance installée (MW)	Puissance assignée Brute (MW)	CS brute Combustible (g/kWh)
Boutoute	Boutoute	G125	1984	Fuel	2,2	1,3	280
		G126	1984	Fuel	3,3	2	280
		G130	1985	Fuel	3,3	2	270
		G804	1999	Fuel	5	4	265
		G805	2005	Fuel	5	4.5	250
Tambacounda	Tamba	G128	1984	Diesel	1,2	1	245
		G240	2001	Diesel	0,8	0,7	242
		G234	2000	Diesel	0,8	0,7	242
		G236	2000	Diesel	0,8	0,7	242
		G244	2000	Diesel	0,8	0,7	242
		G243	2000	Diesel	0,8	0,7	242
		G241	2000	Diesel	0,8	0,7	242
		G248	2000	Diesel	0,8	0,7	242
Centres Secondaires.		C. SEC.		Diesel	15	10	295

II.2.1.2 LA PUISSANCE ASSIGNEE

Avec un taux de croissance annuel moyen de 5,4 % entre 2005 et 2009, la puissance assignée des groupes est passée de 455 à 576 MW en 2009. Cette situation résulte des efforts constants d'investissement en moyens de production ces quatre dernières années. L'impact de ces efforts a été atténué cependant par les effets conjugués de retrait d'exploitation de certaines unités (quatre groupes VAPEUR de CII, groupes mobiles et la TAG 1) et de la dégradation des performances de certains groupes (CI diesel, les turbines à vapeur de CIII et des 4 groupes de Kahone 1).

Le graphique ci-dessous fournit l'évolution de la puissance installée et celle de la puissance assignée.



II.2.1.3 PARC DE PRODUCTION PAR TYPE D'EQUIPEMENT

Le tableau ci dessous donne la répartition du parc par type d'équipement en 2005 et en 2009.

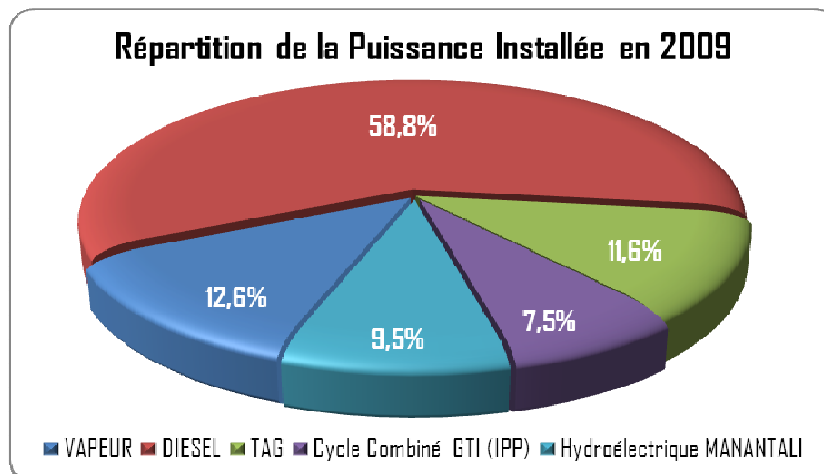
Tableau 4 : parc de production par type d'équipement

Type d'équipement du parc production	2005		2009	
	MW	%	MW	%
VAPEUR	138,7	25%	87,5	13%
DIESEL	201,25	36%	407,85	59%
TAG	97	17%	80,5	12%
Cycle Combiné GTI (IPP)	52	9%	52	8%
Hydroélectrique MANANTALI	66	12%	66	10%

Durant La période 2005 – 2009, les puissances installées du parc de Senelec ont subi des modifications notoires dans leur répartition par type de groupes. Elle est marquée par :

- La consolidation de la production privée dont le cumul de la puissance installée représente 26,7% de l'offre ;
- La nette prédominance du Diesel dans le parc avec près 59% de la puissance installée totale ;

- Le tassement du parc vapeur qui ne représente plus que 12,6 % de la puissance installée contre 25% en 2005 ;
- La diminution très nette de la part de l'hydroélectricité (au coût nettement plus économique), elle passe de 11,9% à 9,5 %
- La diminution très nette de la part des Turbines à Gaz (au coût nettement plus cher).



II.2.1.4 CENTRALES DU RESEAU INTERCONNECTE

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 93,31 % de la puissance installée en 2005 ; et cette tendance est maintenue en 2009 malgré les augmentations substantielles de puissance dans le réseau interconnecté avec un taux de 93,98%.

Le parc de production du RI est actuellement composé des équipements des centrales SENELEC de Dakar (Bel Air C2, Bel air C6, Cap des Biches), de Kahone1, de Kahone 2, de Saint-Louis, des centrales de production indépendante et de la centrale hydroélectrique de Manantali pour une puissance totale installée de 706,8 MW répartie comme suit :

- Capacité propre de Senelec (476,84 MW) ;
- Centrale de production indépendante GTI et Kounoune Power (116 MW) ;
- Centrale hydroélectrique de Manantali (66 MW).

- **La centrale diesel de Bel air (CI Diesel)**

Elle est équipée de deux unités diesel (G105, G106) de 5 MW chacune, mises en service en 1990 grâce à un financement non remboursable de la coopération japonaise. Après un fonctionnement correct pendant quelques années, l'exploitation de ces unités a connu beaucoup de perturbations entre 1997 et 1998 avec de sévères difficultés

d'approvisionnement en pièces de rechange. Ces unités actuellement indisponibles ne reviendront pas en exploitation. Il est envisagé de les déclasser dès 2010.

- **La centrale vapeur de bel air (CII Vapeur)**

Elle était équipée de quatre unités vapeur (G101, G102, G103, G104) de 12,8 MW chacune, mises en services respectivement en 1953, 1955, 1959 et 1961. Après avoir fonctionné pendant plus de quarante années avec un rendement énergétique médiocre lors des 10 dernières années, ces unités ont connu une très mauvaise disponibilité avec certaines qui étaient limitées à 5 MW. En plus, l'optimisation économique du parc pour satisfaire la demande conduisait la centrale à assurer la modulation de la charge, alors que sa technologie n'était pas la plus appropriée pour cela. Senelec a procédé à la réhabilitation des unités de cette centrale en 1997 & 1998 afin de lever leurs limitations, d'accroître la disponibilité et d'améliorer le rendement énergétique.

Cette centrale a fonctionné jusqu'en 2007 avec deux unités limitées à 7 MW (G101 et G103) avec un rendement non amélioré par rapport à la situation d'avant réhabilitation.

La centrale n'a pas fonctionné en 2009 et son déclassement est en cours.

- **La turbine à gaz de Bel Air (TAG 4)**

Elle a été mise en service en 1999 au Sénégal avec une puissance de 32 MW exploitable sur site. Il s'agit d'une unité reconditionnée après 32 900 heures de marche. Sa première mise en service date de 1987. La TAG 4 fonctionne au diesel-oil ou au gasoil sans problème majeur.

- **La centrale vapeur du Cap des biches (CIII vapeur)**

Elle est équipée de trois unités vapeur (G301 – 27,5 MW, G302 et G303 30 MW chacune) respectivement mises en service en 1966, 1974 et 1978. Malgré leur âge assez avancé, les deux dernières unités ont fonctionné correctement après leur réhabilitation en 1995 et 1996. Cependant depuis 1998, le non respect du programme d'entretien a entraîné une altération de leurs performances. La réhabilitation de la CIII sous forme de programme de recouvrement de puissance et de fiabilisation est envisagée. Celle du groupe 302 est prévue en 2010 avec le financement de la Banque Mondiale crédit IDA13, les autres tranches suivront après le retour de cette dernière.

- **Les turbines à gaz du Cap des biches (CIII TAG)**

Sur le site du cap des biches, sont installées trois turbines à gaz (TAG1, TAG2, TAG3) de 16.5 MW, 20 MW, et 24 MW, respectivement mises en service en 1971, 1984 et 1995.

La TAG3 ayant déjà fonctionné plus de 20 années avant acquisition par Senelec, a été remise à neuf avant son installation au Cap des Biches. Conçue pour fonctionner au gaz

naturel et au kérosène, celle-ci n'a jamais pu être exploitée correctement au diesel oil. C'est ainsi qu'avec la baisse de la quantité de gaz naturel disponible, cette turbine à gaz a connu beaucoup de limitations en 1999, ce qui conduit à sa transformation pour un fonctionnement au kérosène. Elle est actuellement en transformation pour revenir au gaz en fin 2009.

Depuis sa réhabilitation en 2001, la TAG2 a fonctionné de manière satisfaisante au DO. En 2008 avec l'augmentation de la capacité des puits de gaz de FORTESA, les essais de fonctionnement en continu au Gaz ont été très concluants ; mais suite à une visite IPC du groupe, une avarie a été constatée sur la directrice 2^{ème} étage. Les travaux de remise en état et de transformation sont en cours pour un retour de TAG2 fonctionnant en dual Gaz/ Diesel Oil à partir de Juillet 2009.

- **La centrale diesel du Cap des Biches (CIV Diesel)**

Elle a été équipée initialement de trois unités (G401, G402, G403). Les deux premières de 21MW ont été mises en service en 1990 et la dernière de 23 MW en 1997. Depuis février 2003, la capacité de la CIV a été portée à 89 MW après la mise en service de deux groupes (G404 et G405) de 15 MW unitaires, très performants.

Malgré quelques difficultés d'exploitation qui ont été notées à cause de retards sur le programme d'entretien, les unités ont toujours fonctionné correctement en dehors du Gr 403 qui a enregistré des incidents majeurs tant au niveau du moteur qu'au niveau de l'alternateur.

La centrale a dans l'ensemble un bon comportement.

Elle demeure en termes de performances économiques la 3^{ème} centrale la plus rentable de Senelec. Cependant les auxiliaires et le système de contrôle commande des trois premiers groupes, qui ont entre 10 et 18 ans d'âge doivent être réhabilités.

- **Les centrales diesel de Kahone**

Equipée de quatre unités de 3,5 MW chacune, mises en service en deux phases en 1982 et 1988, cette centrale Kahone 1 a fonctionné avec des contraintes d'exploitation sévères qui ont conduit à une exploitation exclusive au DO en 2008 avec seulement deux groupes en exploitation.

Le site de Kahone abrite depuis novembre 2008 une centrale Diesel de 60 MW appelée Kahone 2 qui est en exploitation sur le site ; elle est gérée à travers un contrat Opération & Maintenance avec le constructeur Wartsila.

Kahone 2 a produit son premier kWh en Octobre 2008 après une phase de marche semi industrielle et industrielle entre novembre 2008 et janvier 2009, sa réception

provisoire a été prononcée le 06 Février 2009. C'est pourquoi le déclassement des quatre groupes de Kahone 1 a été prononcé à partir de 2009.

- **La centrale diesel de Saint-Louis**

Elle est équipée de deux unités de 3,2 MW chacune mises en service en 1979. Pendant ces dernières années, le fonctionnement de cette centrale est resté très aléatoire avec des taux de disponibilité faibles. Un seul groupe G82 est actuellement en service, comme pour C2 aucune prévision n'est attachée à la centrale cette année. Le processus de son déclassement est en cours.

- **Centrale de production indépendante GTI**

Depuis Octobre 1999, la centrale de production indépendant GTI est raccordée au RI. Implantée sur le site du Cap des Biches, cette centrale en cycle combiné de 52 MW (35 MW TAG + 17 MW TAV) a été mise en service d'abord en octobre 1999 pour le cycle simple et en fin 2000 pour le cycle combiné.

Senelec et GTI ont signé un contrat sous forme BOOT d'une durée de 15 ans avec une clause de « Take or pay » portant sur un achat de 300 GWh / an. De 2005 à 2008, elle a fourni respectivement 297, 209, 240 et 86,9 GWh.

Depuis le 19 juin 2008, une avarie de transformateur fait que GTI est totalement indisponible. La difficulté majeure avec GTI reste son coût de production relativement élevé avec l'utilisation du distillat depuis l'année 2004. Des discussions Senelec - GTI sont en cours pour le retour en exploitation de la centrale et sa conversion au Gaz afin d'améliorer nettement le coût de placement de cette unité prévue pour fonctionner en base.

- **Centrale hydroélectrique de Manantali**

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, l'apport de Manantali a été considérable dans l'amélioration de la qualité et le coût de l'électricité de puis sa mise en service.

- **Centrale Kounoune**

La centrale BOO de Kounoune est équipée de 9 groupes de 7,5 MW correspondant à une puissance nominale de 67,5 MW. Cette centrale fonctionnant au fioul lourd a été mise en service en janvier 2008.

- **Le Réseau Non Interconnecté**

Le réseau non interconnecté (RNI) comprend les centrales régionales de Tambacounda et

de Boutoute (Ziguinchor) et près de 26 centres isolés répartis entre les régions de Kaolack, Tambacounda, Kolda et Ziguinchor. Le RNI dispose d'une puissance installée de 42,5 MW entièrement thermique et représentant seulement 6,01% de la puissance totale installée au niveau du pays (dont les IPP).

- **Centrale régionale de Boutoute**

Le site de Boutoute était équipé à l'origine de trois groupes (Gr 125, 126 et 130) de type diesel de puissances nominales respectives de 2,3 MW, 3,3 MW et 3,3 MW mis en service en 1984. En 1999 puis en 2005, sa capacité de production a été portée à 19,1 MW avec la mise en service deux unités diesel supplémentaires de 5 MW chacune, les groupes 804 et 805 respectivement. La demande au niveau de Ziguinchor croit très fortement, aussi malgré ces acquisitions, l'équilibre l'offre - demande est très précaire. Il est indispensable de procéder au renforcement de la centrale par une capacité d'au moins 10 MW en attendant le développement de l'interconnexion sous - régionale dans le cadre de l'OMVG.

- **Le site de Tambacounda**

La zone de Tambacounda est dotée d'une centrale régionale isolée alimentant un réseau moyenne tension de 6,6 kV depuis 1984. Actuellement, la centrale est équipée de petits groupes de 800 kW (Groupes 240 et 250) acquis en 2000 et des groupes cumins de même puissance qui renforcent le groupe 128 d'une puissance de 1,2 MW. Toutes ces unités fonctionnent exclusivement au diesel-oil avec des coûts de production très élevés. Le renforcement de la centrale avec deux unités de 3 MW fonctionnant au fuel lourd afin de réduire les coûts de production et sécuriser l'alimentation électrique de Tambacounda est un impératif.

- **Centres secondaires**

Les centres secondaires exploitées par Senelec apportent environ 15 MW de puissance nominale répartie dans 26 localités Les centres secondaires sont tous de type diesel et consomment exclusivement du diesel oil avec des coûts de production extrêmement élevés. La stratégie de Senelec est de développer les réseaux de distribution et de transport en vue de fermer la plupart de ces centres secondaires comme l'ont été récemment Ourossogui et Sédhiou.

II.2.2 LE 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. Senelec a réalisé et mis en service le Dispatching National sur le site de Mbao pour renforcer la coordination au niveau du réseau interconnecté et mieux les échanges internationaux. D'un



coût de 7,3 milliards FCFA, il comporte un immeuble, un système SCADA-EMS (scada et outils d'aide à la décision), des équipements de télé conduite et de télécommunications (CGFO), un système d'entraînement des opérateurs (DTS) et un dispatching de repli.

- **Lignes HT**

Entre 2005 et 2008, le réseau de Transport est passé de 244 km à 501,72 km soit une évolution de 105 %. Il comprend 326,72 km de lignes 90 kV de 18 tronçons et 175 km de ligne 225 kV de 2 tronçons. La période a été marquée par les projets suivants :

- Tobène-Mékhé 90kV ;
 - SOCOCIM-Mbour en 225 kV exploité actuellement en 90kV;
 - 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.

Tableau 5 : Les lignes de transport

Tronçon		U nom (kV)	Longueur (km)	Année (MES)	Observations
BEL AIR	HANN	90	5	1978	
BEL AIR	HANN	90	5,5	1991	Double Terme
BEL AIR	HANN	90	5,5	1991	
CAP DES BICHES	HANN	90	16,15	1978	
CAP DES BICHES	HANN	90	18,19	1990	Double Terme entre Hann et CDB
CAP DES BICHES	SOCOCIM	90	6,6	1959	
CAP DES BICHES	KOUNOUNE	90	6,47	2000	
SOCOCIM	THIONA	90	35,4	1959	
SOCOCIM	MBOUR	90	46,6	2006	
THIONA	TOBENE	90	31,35	1959	
TOBENE	TAIBA	90	13	1993	
TOBENE	MECKHE	90	35,79	2005	
HANN	MBAO	90	10,95	1979	
HANN	KOUNOUNE	90	22,99	1989/90	Liaison entre CH94 et CK91 en 2008
MBAO	CAP DES BICHES	90	7,18	1979	
KOUNOUNE	SOCOCIM	90	4,68	2000	
KOUNOUNE	TOBENE	90	55,37	1989	
TOUBA	KAOLACK	225	70	2008	
TOBENE	TOUBA	225	105	2009	
TOTAL			501,72		

- **Postes HT**

Entre 2005 et 2008, de nouveaux postes Haute Tension ont été mis en service sur Réseau Interconnecté. Ils viennent s'ajouter aux six existants. Il s'agit de :

- Kounoune 90 kV
- Touba 225/30 kV
- Kaolack 225/30 kV
- Mbao 90/30 kV
- Mbour 90/30 kV
- Tobène 90/30 kV
- Le poste de Bel Air a fait l'objet d'une extension comprenant 02 travées transformatrices de 50 MVA destinées au raccordement de la Centrale C6 et d'un renforcement de sa puissance installée avec 02 transformateurs de 80 MVA 90/30 kV.
- A Tobène, un nouveau poste 30 kV a été aussi créé dans le cadre du projet Tobène-Touba Kaolack.
- De plus, trois postes à Bel Air, Hann et Cap des Biches de 30 kV ont tous été remplacés par de nouvelles cellules dont des blindées au SF6 pour Hann.

Le réseau de Transport comprend ainsi onze (11) postes avec 34 transformateurs pour une puissance totale installée de 1 427 MVA répertoriés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 6 : Postes HT

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	18	30 kV
CAP DES BICHES	90/30 kV	2	73	6	30 kV
	12,5/90 kV	3	102		TG 301&TG 303&TGS
	11,5/90 kV	1	27		TR TAG2
	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
THIES THIONA	90/30 kV	2	80	9	30 kV
MBOUR	90/30 kV	1	40	6	30 kV
MBAO	90/30 kV	2	80	6	30 kV
SOCOCIM	90 kV	0	0		90 kV
KOUNOUNE	90 kV	0	0		90 kV
TOBENE	90/30 kV	1	20	2	30 kV
TOUBA	225/30 kV	2	80	4	30 kV
KAOLACK	225/30 kV	2	80	5	30 kV
	225/15 kV	2	100		TR GR 701 et 702
TOTAL		34	1427	80	

II.2.3 DISTRIBUTION

Le réseau de distribution est constitué à fin 2008 de :

- 15 sous stations à Dakar et dans les régions contre 13 en 2005 ;
- 7 746 km de lignes MT (30 kV et 6,6 kV) contre 6 827 km en 2005 ;
- 3 474 postes MT/BT contre 3 285 en 2005 ;
- 6 761 km de lignes BT.

Ce réseau de distribution moyenne tension de 30 kV et de 6,6 kV est principalement concentré dans la région de Dakar et nécessite par conséquent un développement mieux adapté aux besoins de l'ensemble de la population et de l'économie sénégalaise.

II.2.3.1 RESEAUX DE DISTRIBUTION DE MOYENNE TENSION

Les lignes moyenne tension sont issues des postes de transformation du réseau de haute tension 90 kV et constituent les réseaux de distribution. Les postes source et de répartition 90/30 kV délivrent l'électricité MT à la ville de Dakar, à sa région et à toutes les régions du



pays exceptées celles de Ziguinchor, de Kolda et de Tambacounda qui sont alimentées par des centrales régionales et des centres secondaires.

- **Réseaux de Distribution Moyenne Tension de Dakar**

En 2007 la longueur totale des lignes de distribution en moyenne tension de la région de Dakar est de 796 km dont 237 km de lignes aériennes et 556 km de lignes souterraines. Les lignes aériennes 30 kV et 6,6 kV sont réalisées avec des poutrelles en acier, des poteaux en bois ou en béton. A Dakar, un réseau de répartition 30 kV alimente cinq postes 30/6,6 kV pour distribuer l'énergie :

Tableau 7 : sous stations de distributions à Dakar

Sous Stations	Transformateurs installés	Nombre	Puissance Totale installée (MVA)
Centre Ville	1x 16,1MVA	2	31,1
	1x15 MVA		
Université	1x16,1 MVA	2	31,1
	1x15MVA		
Aéroport Yoff	1x7,9 MVA	2	15,8
	1x7,9 MVA		
Usine des Eaux	1x15MVA	2	30
	1x15MVA		
Thiaroye	1x20MVA	2	27,9
	1x7,9 MVA		

À Dakar le nombre de postes de transformation MT/BT est de 1409. Ces postes comprennent les postes clients (608), les postes mixtes (48) et les postes publics (753).

- **Réseaux de Distribution Moyenne Tension des Régions**

Hormis la région de Dakar, les réseaux de moyenne tension sont principalement alimentés soit par les postes Haute tension de Thiès, Sakal, Dagana et Matam soit par les centrales de Kaolack, Saint Louis, Tambacounda et Ziguinchor.

Au niveau des régions, la longueur totale des lignes en 2007 est de 6756 km dont 6611 km de lignes aériennes.

Un réseau de tension 5,5 kV d'une longueur de 7,8 km existe dans la région de Saint Louis. De même qu'un réseau de tension 4,16 kV d'une longueur de 3,93 km existe encore dans la région de Thiès.

Le nombre de postes de transformation quant à lui est de 1948 répartis entre les postes clients (638), les postes mixtes (67) et les postes publics (1243).

Dans les régions, le réseau alimente les postes de transformation suivants pour distribuer l'énergie :

Tableau 8: sous station de distribution dans les régions

Sous Stations	Transformateurs installés	Nombre	Puissance Totale installée (MVA)
Thiès Aviation	1x2MVA	2	4
	1x2MVA		
Richard Toll	1x7,9MVA	1	7,9
ATR Dombe	2x10MVA en tête de bêche	2	20
Kaolack	1x5MVA	2	10
	1x5MVA		
Ziguinchor	1x10MVA	2	20
	1x10MVA		

II.2.3.2 RESEAU DE DISTRIBUTION BASSE TENSION

La longueur du réseau de distribution basse tension est de 6 761 km constituée de 439 km de lignes souterraines, et de 6 322 km de lignes aériennes ainsi réparties :

- 611 km de lignes nues ;
- 5 711 km de ligne en câble pré assemblé ;

La puissance des transformateurs installés sur ces postes est comprise entre 50 kVA et 1000 kVA.

La distribution en basse tension aux consommateurs finaux se réalise en 380/220 V et 220/127 V. La tension B1 (220/127 V) qui assurait historiquement l'alimentation des clients est en cours de remplacement par la tension B2 (380 / 220 V).

PROJECTIONS 2010 - 2014

HYPOTHESES DE BASE DES PROJECTIONS 2010-2014

▪ DEMANDE ET RENDEMENT

Les prévisions de la demande d'énergie électrique ont été élaborées suivant le modèle PVDE (Prévision de la demande d'électricité dans les pays en voie de développement), modèle articulé autour de 3 fichiers :

- le fichier domestique qui regroupe le secteur résidentiel et l'Eclairage Public;
- le fichier professionnel constitué du secteur industriel, des grands services, les commerces et des activités informelles;
- les grands projets : ils ont été identifiés dans les différentes zones géographiques sur la période de l'étude. Leurs besoins en énergie et en puissance nous sont fournis par les promoteurs concernés et les services compétents.

La demande d'énergie électrique du secteur résidentiel est liée dans chaque zone, au degré d'électrification des ménages, au taux de pénétration des équipements électriques et aux consommations unitaires de ces ménages.

La demande d'énergie électrique pour l'éclairage public d'une zone, est liée au développement de son électrification et au nombre de ménages de la zone considérée. L'évolution de la demande d'éclairage public va suivre celle de la desserte.

Le fichier professionnel, composé des clients alimentés en BT ou en MT, regroupe les 3 secteurs d'activités économiques suivants que sont le primaire, le secondaire et le tertiaire: L'intensité énergétique d'une activité économique, définie à partir de la consommation d'énergie électrique d'une année donnée, rapportée à la production des biens et services ou à la valeur ajoutée de l'activité, est le paramètre explicatif des sous-secteurs d'activités décrits plus haut. Elle est exprimée en GWh/FCFA courant et peut diminuer si des mesures d'économie d'énergie sont réalisées. Elle est considérée pour la période d'étude constante à partir de la valeur de 1995.

S'agissant des grands projets, un certain nombre a été pris en compte sur la période d'étude :

- La poursuite de l'**aménagement des périmètres de cultures irrigués** dans la basse vallée du Fleuve Sénégal par la SAED, avec un objectif 81 400 ha irrigués en 2015, au rythme de 1500 ha par an, pour une consommation spécifique à l'hectare de 330 kWh/an.

Tableau 9 : Surfaces des périmètres irrigués de la SAED

PROJETS SAED (ha)	2000	2015
Dagana	27 250	41 810
Podor	16 830	25 820
Matam	6 960	10 700
Bakel	1 990	3 050
TOTAL	53 030	81 380

- **Projets de la SAPCO** sur la petite côte pour lequel les besoins ont été estimés par les promoteurs comme suit :
 - Pointe Sarène : Demande 7 MW avec un démarrage en 2011 ;
 - Mbodiène : Demande 21 MW avec un démarrage en 2014.

Partant du fonctionnement actuel de l'ensemble des hôtels de la zone de Mbour qui sont alimentés par deux départs à savoir le départ Aldiana avec une pointe de 3 à 4 MW et celui de Saly dont la pointe se situe de 6 à 7 MW, nous pensons que les besoins des nouveaux projets de la SAPCO sont surestimés. Il faut aussi tenir compte du fait que l'alimentation de nouveaux hôtels ne se traduira pas forcément par une augmentation des besoins en énergie de la zone car même avec un développement fulgurant du tourisme, une nouvelle répartition des parts de marché pourrait entraîner un tassement de la demande.

Partant de toutes ces considérations, nous avons réduit la demande SAPCO au quart des besoins estimés pour les rendre plus réalistes.

- **Aéroport Blaise DIAGNE** dont les besoins sont estimés à 6 MW pourraient être mis en service à partir de début 2012 parce que même si les travaux sont terminés avant, son fonctionnement dépendra fortement de l'achèvement de l'autoroute à péage.
- **Zone Economique Spéciale Intégrée** pour laquelle les promoteurs avaient fourni une estimation de leur besoin sur la période étudiée. Cependant, suite à une nouvelle saisine de l'APIX, il nous a été informé que la surface à aménager initialement prévue à 200 ha est maintenant passée à 50 ha, et la date provisoire de mise en service est fixée à fin 2011. Ainsi, les besoins seront revus à la baisse proportionnellement à la surface pour aboutir aux chiffres ci-dessous:

Tableau 10 : Périmètres d'aménagements de ZESI

Projet ZESI	2012	2013	2014	2015
MW	5	10	15	17
GWh	14,1	28,1	42,2	48,3

- La demande de ce projet sera positionnée dans le scénario de base et dans le scénario fort.
- **Projet de Cimenterie à Kirène** avec un besoin de puissance estimé à 25 MW à partir de 2012. Suite à la mise en service d'une nouvelle centrale de 40 MW en décembre 2009, nous avons jugé que son raccordement au réseau de Senelec ne pourra pas intervenir dans la période 2010- 2014 vu les investissements déjà réalisés. Toutefois, il a été positionné dans le scénario fort à partir de 2013.
- **Projet Dangote Industries Sénégal** : installation d'une cimenterie à Pout pour des besoins de : 10 MW en mars 2011 ; 15 MW en sept 2011 ; 20MW en décembre 2011 et 25 MW en mars 2012 soit une moyenne de 12,5 MW en 2011 ; 24,2 MW en 2012 et 25 MW à partir de 2013.
- **Projet de construction d'un surpresseur par la SONES** : la puissance est estimée à 6 MVA pour une mise en service en octobre 2011
- **Projet SIBA** : implantation d'une usine de production de Bois et d'Acier : La demande de ce projet est 6MVA pour un démarrage en septembre 2011.
- **Projet SOMETA (Société Métallurgie d'Afrique)** : installation d'une usine de fabrication de fer à béton et des produits métalliques. Les besoins sont estimés à 6 MVA à partir de 2011
- **Projet Sabadola Gold (mine d'or de Sabadola)** ne sera pas pris en compte car la ligne devant permettre son alimentation ne sera pas en service d'ici 2014. Elle devra être réalisée avec le projet d'interconnexion sous régionale de l'OMVG.

❖ Présentation des scénarios macro-économiques

La méthodologie de projections à long terme (2010-2014) a choisi comme année de référence de la demande, l'année 2008 et s'appuie sur trois scénarios, un scénario tendanciel ou moyen, un scénario optimiste (fort) et un scénario pessimiste ou bas qui tient compte des chocs exogènes.

a) Scénario bas :

Le scénario pessimiste fait référence à une situation économique peu reluisante sur toute la période. Il intègre des chocs pluviométriques traduits par une sécheresse tous

les cinq ans et la persistance du niveau élevé des prix des produits énergétiques. Tous ces facteurs négatifs seront accentués par une mobilisation moins accrue de l'aide extérieure.

Ainsi, la croissance réelle du PIB est projetée à 2,3% en moyenne annuelle, sur l'ensemble de la période de prévision. L'inflation, mesurée par le déflateur du PIB ressortirait à 3,9% en moyenne annuelle sur la période, soit au dessus du plafond des 3% retenu par l'UEMOA.

b) Scénario moyen :

La principale hypothèse du scénario macroéconomique de base est le maintien des tendances économiques observées dans le passé récent et celles retenues dans le cadrage macroéconomique à court et moyen terme.

Ainsi, la croissance réelle du PIB est projetée à 5% en moyenne annuelle, sur l'ensemble de la période de projection. L'inflation, mesurée par le déflateur du PIB ressortirait à 2,5% en moyenne annuelle sur la période.

c) Scénario fort :

Le scénario est basé sur l'hypothèse d'une mise en œuvre d'un certain nombre de stratégies notamment la Stratégie de Croissance Accélérée (ACA) qui a pour ambition de porter la croissance économique à moyen et long terme à des niveaux susceptibles de réduire significativement la pauvreté et d'augmenter substantiellement la contribution des exportations à la croissance afin de ramener, à long terme, le déficit du compte extérieur courant hors dons en dessous du seuil de 5%.

Ainsi, la croissance réelle du PIB est projetée, en moyenne annuelle sur la période à 7,0%, tirée essentiellement par l'investissement et les exportations. L'inflation, mesurée par le déflateur du PIB devrait s'établir à 2,1% en moyenne annuelle.

Globalement, la demande des grands projets a été évaluée à partir des besoins en puissance et du nombre d'heure d'utilisation suivant trois scénarios correspondant aux scénarios bas (1000 heures), moyen (4000 heures) et fort (8000 h) avec un cosinus phi de 0,8.

Pour les besoins des projections de coûts d'exploitation du parc de production, c'est le scénario moyen qui a été retenu.

• Evaluation de la demande

Pour déterminer la demande nette d'électricité, il convient de partir de certains facteurs techniques à appliquer sur la consommation que l'on peut énumérer comme suit :

- Le rendement du réseau



- Les pertes au niveau des auxiliaires des centrales
- Les pertes techniques
- les pertes non techniques.

Le rendement global du réseau Senelec calculé à partir des ventes (corrigées de la PLNF) et de la production brute était de 77,8% en 2008. L'objectif fixé pour 2009 est de 80%, ce qui pourrait être atteint en tenant compte de la PLNF de 2009. En 2010, une amélioration d'au moins de 1% est attendue en tenant compte des efforts actuels de lutte contre la fraude pour aboutir à un rendement de 81%. A partir de 2011, il est prévu une amélioration annuelle du rendement de 0,5% jusqu'à atteindre 83% en 2014.

▪ **Evaluation de la pointe**

La pointe sur réseau est évaluée à partir de la demande brute assimilable à la production brute et du facteur de charge. Le facteur de charge du RI a évolué suivant une moyenne de 66% sur les 5 dernières années et a atteint en 2009 un niveau de 66.6%. Au vu de la dynamique des projets industriels en Moyenne Tension et en Haute Tension prévus sur les années à venir, la consommation de ces catégories de clients va devenir de plus en plus importante, comparée à la consommation en Basse Tension. Ainsi, cette répartition pourrait aboutir à une amélioration du facteur de charge estimé sur la période 2010- 2014 comme suit :

- Valeur moyenne sur les cinq dernières années attendues en 2010, soit 66%
- Amélioration annuelle d'un demi-point en moyenne entre 2011 et 2014, années pour lesquelles les projets auront un impact de plus en plus important sur la demande

Ainsi, en 2014, le facteur de charge projeté sur le RI sera de 68%.

Pour Boutoute et Tambacounda, le niveau moyen du facteur de charge sur les dernières années sera utilisé avec respectivement 54% et 65%. Concernant les centres isolés, une hypothèse de 46% sera maintenue sur la période 2010-2014.

▪ **INFLATION LOCALE ET ETRANGERE**

Les taux d'inflation locale et étrangère sont fixés respectivement à 3% et 2% par an.

▪ **CALCUL DES REVENUS**

Pour les besoins d'estimation du revenu, il sera considéré les prix moyens utilisés pour l'élaboration du Budget 2010. Les prix moyens s'établissent donc à :

- 122 FCFA/KWh en BT ;
- 115,2 F FCFA/KWh en MT et
- 84.1 FCFA/KWh en HT

Correspondant à un prix moyen global de 117,8 FCFA /KWh

▪ PRIX DU COMBUSTIBLE

Les prix de combustibles sont supposés évoluer avec une inflation annuelle de 3% à partir de 2011.

Les prix de 2010 sont ceux du budget en cours d'élaboration.

Tableau 11 : Coûts Combustibles de 2010 à 2014

Coût de combustible		2010	2011	2012	2013	2014
Fuel oil	FCFA/Tonne	255 945	263 623	271 532	279 678	288 068
Diesel oil	FCFA/Tonne	347 308	357 727	368 459	379 512	390 898
Gasoil	FCFA/Tonne	352 308	362 877	373 763	384 976	396 525
Kérosène	FCFA/Tonne	367 308	378 327	389 677	401 367	413 408
Gaz	FCFA/Tonne	120 000	123 600	127 308	131 127	135 061
Huile	FCFA/Tonne	957 878	986 614	1 016 212	1 046 699	1 078 100
Gaz	FCFA/1000 Nm3	120 000	123 600	127 308	131 127	135 061
Charbon	FCFA/Tonne	47 765	49 198	50 673	52 194	53 759

▪ EVOLUTION DES EFFECTIFS ET DE LA MASSE SALARIALE

L'effectif est maintenu constant à 2 328 agents, effectif estimé en fin 2009. Toutefois, les charges de personnel sont supposées évoluer suivant une hausse de 5% par an à partir de l'estimé 2009 (23 090 MF).

▪ FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS

Le financement des nouveaux investissements est réalisé essentiellement sur la base d'emprunts à un taux de 8,5% sur une durée de 12 ans dont 2 ans de différé. Seuls les investissements à réaliser dans le cadre de la coopération avec la Chine sont supposés obtenir des financements concessionnels (20 ans dont 5 ans de différé et un taux de 2%).

▪ AUTRES ACHATS

Les autres achats sont fixés à 10 487 millions en 2009 et évoluent suivant la croissance de la demande et celle de la production de Senelec hors centrales externalisées (C6 Bel –Air et Kahone II). La part relative de chacune de ces variables est fixée à 75% et 25%.

▪ TRANSPORTS CONSOMMES ET CHARGES & PERTES DIVERSES

Ils évoluent avec l'inflation locale au taux de 3% par an.

▪ SERVICES EXTERIEURS

Ils comprennent une partie indexée sur l'inflation locale et une partie composée des charges de capacité des IPP et de l'hydroélectricité.

▪ REDEVANCE RTS

Elle est déduite des consommations de fuel lourd 380 et d'une redevance fixe (6 330 F/tonne).

▪ **REDEVANCE CRSE**

Elle est indexée sur l'inflation locale pour les projections à compter de 2010 en partant de l'estimé 2009.

▪ **AUTRES REVENUS**

Les autres revenus sont composés des travaux et services vendus et des produits accessoires. L'évolution future des revenus « travaux et services vendus » est basée sur la croissance de la demande alors que les revenus « Production immobilisée et produits accessoires » sont fixés à zéro à compter de 2010.

PROJECTIONS SUR LA PERIODE 2010-2014

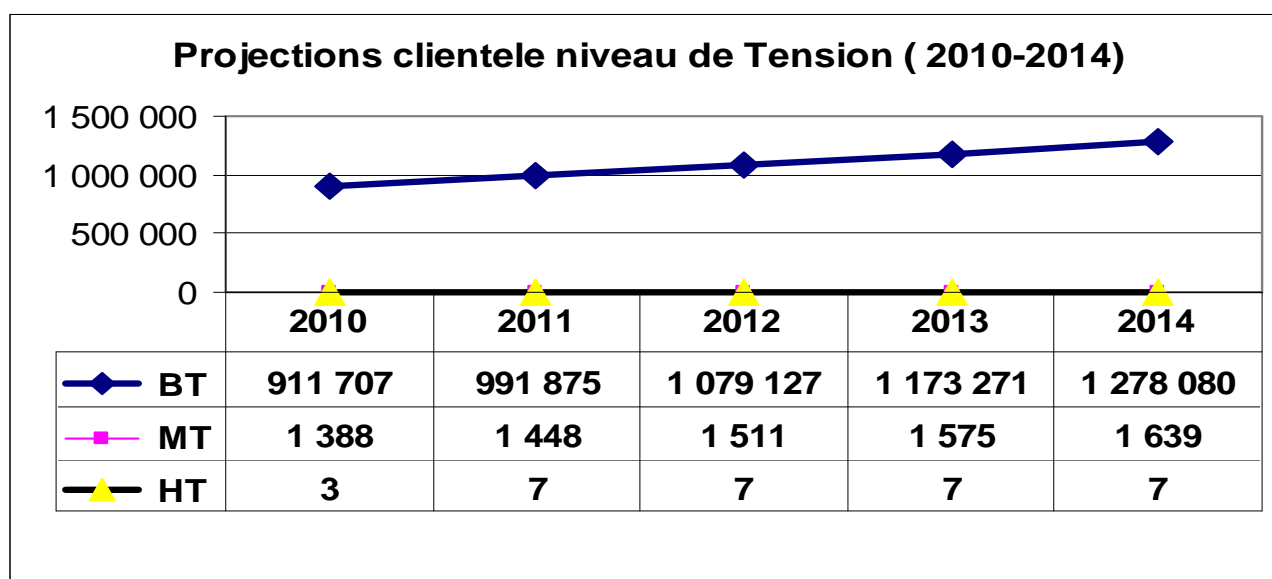
▪ **DEMANDE A SATISFAIRE SUR LA PERIODE**

▪ Evolution de la clientèle de Senelec

La clientèle BT va connaître une croissance considérable avec un taux de croissance annuel moyen de 8,81 % sur la période 2010-2014 contre un taux de 8,7 % pour la période précédente (2005-2009).

Au niveau de l'évolution des clients MT, il est prévu une augmentation de 1 388 clients en 2010 à 1 639 clients en 2014 soit une croissance annuelle moyenne de 4,24% entre contre un taux de 4,8 % sur la période 2005-2009

Pour la HT, le nombre de clients prévu sera égal à 3 en 2010 et restera constant à 7 sur la période 2011-2014

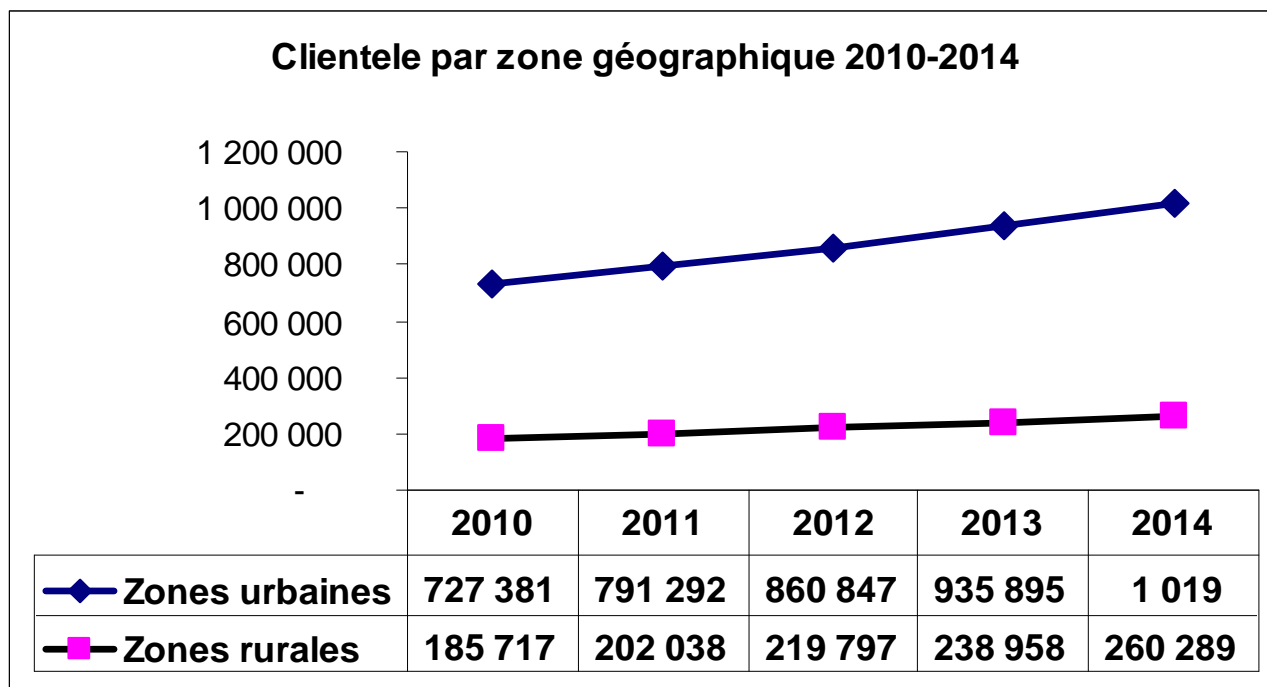


La répartition du nombre de clients par zone géographique s'est faite comme suit :

- Zones urbaines : 79,66 %

- Zones rurales : 20,34 %

Il est important de préciser que cette clientèle en zones rurales ne prend en compte les électrifications effectuées par l'ASER.



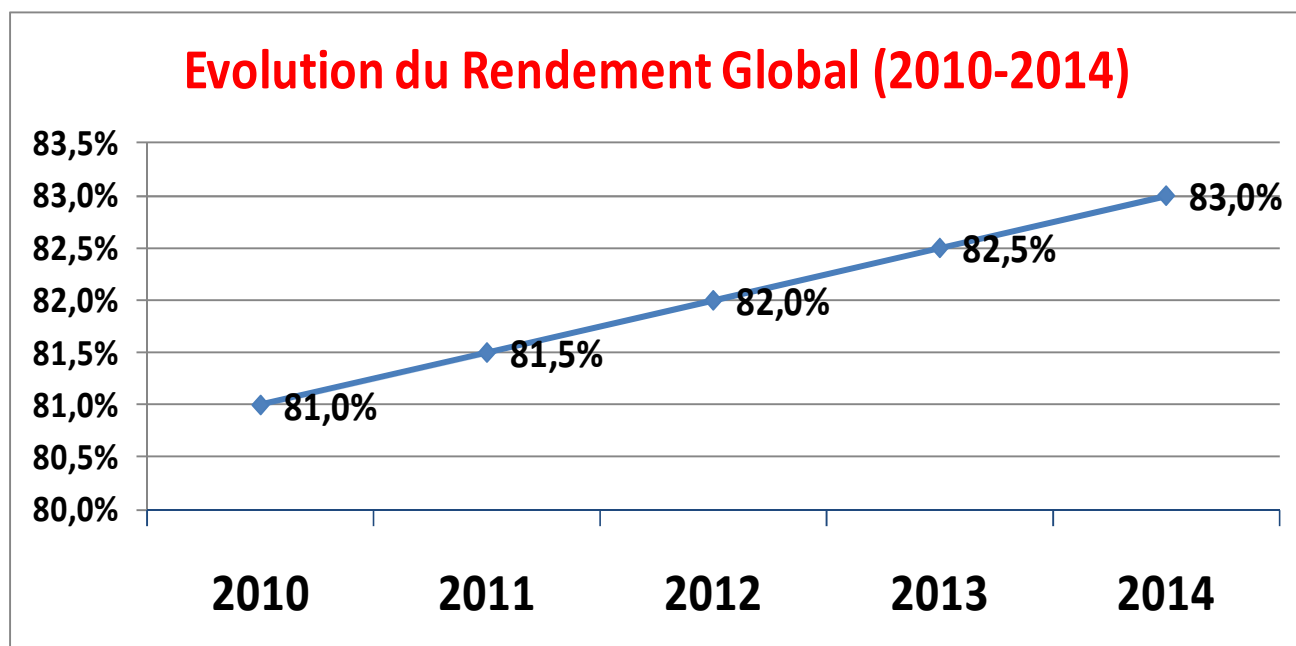
▪ Evolution du rendement de Senelec

Globalement, on note une légère amélioration du rendement de Senelec qui passe de 81% à 83% entre 2010 et 2014.

Le tableau et le graphique ci-dessous illustrent l'évolution du rendement global par réseau et pour l'ensemble du pays ainsi que la répartition des pertes entre la production, le transport et la distribution y compris le commercial.

Tableau 12 : Evolution du rendement Global de 2010 à 2014

RENDEMENT GLOBAL	2010	2011	2012	2013	2014
RI	80,9%	81,40%	81,90%	82,40%	82,90%
BOUROUTE	82,7%	83,20%	83,70%	84,20%	84,70%
TAMBA	82,0%	82,50%	83,00%	83,50%	84,00%
CENTRES ISOLES	87,8%	88,40%	88,90%	89,50%	90,00%
ENS PAYS	81,0%	81,50%	82,00%	82,50%	83,00%

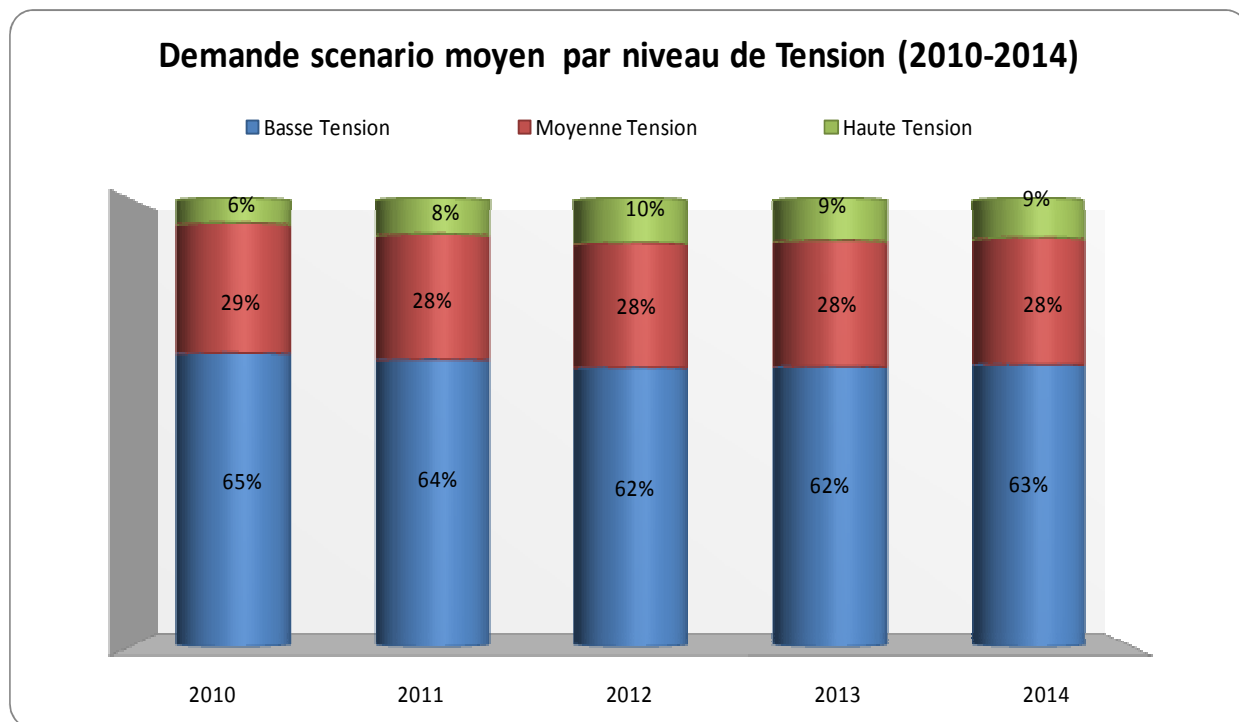


▪ Evolution des ventes d'énergie

Les ventes d'énergie vont évoluer à un taux de croissance annuel moyen de 9% au cours de la période 2010-2014. Cette demande sera tirée par la BT avec un poids moyen de 63% sur la période.

Tableau 13 : Evolution des ventes : 2010 et 2014

SCENARIO MOYEN (en GWh)	2010	2011	2012	2013	2014
Basse Tension	1417,6	1527,1	1630,3	1745,5	1878,5
Moyenne Tension	633,5	669,4	729,4	787,5	845,4
Haute Tension	124,2	195,8	261,8	265,8	267,3
TOTAL PAYS	2175,4	2392,3	2621,4	2798,7	2991,2
% croissance	12,00%	10,00%	9,60%	6,80%	6,90%

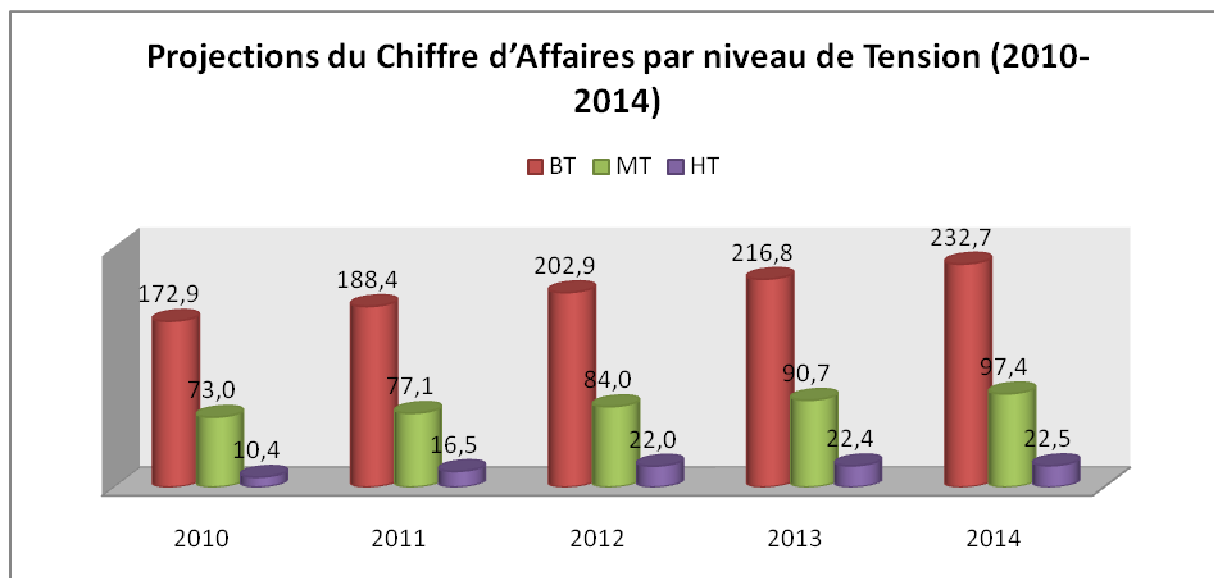


■ Projections Chiffres d'Affaires 2010-2014

Le Chiffre d'affaire passera de 267,022 Milliards de FCA en 2010 à 367,166 Milliards de FCA en 2014, soit un taux de 8,28 %.

Tableau 14 : Projection du Chiffre d'affaires

CHIFFRE D'AFFAIRES (en F CFA)	2010	2011	2012	2013	2014
BT	172 942 239 637	188 353 225 454	202 901 532 246	216 762 966 545	232 652 650 348
MT	72 960 811 508	77 088 501 719	83 994 719 201	90 689 180 283	97 354 193 456
HT	10 444 497 733	16 465 918 694	22 017 349 339	22 353 879 743	22 482 235 322
Total	256 347 550 888	281 907 647 877	308 913 602 797	329 806 028 584	352 489 081 140



■ PROJECTIONS DES DEPENSES D'INVESTISSEMENT

Pour faire face à ces prévisions de la demande et améliorer la qualité du service de l'électricité, SENELEC projette d'investir **224,159** Milliards sur la période 2010-2014, compte non tenu des investissements réalisés par les producteurs indépendants, dont **137,786** Milliards entre 2010 et 2011.

Ces investissements résumés par les tableaux ci-dessous, concernent la production pour **52,152** Milliards, le transport pour **105,188** Milliards, la distribution pour **50,967** Milliards et les Autres investissements pour **15,852** Milliards.

Tableau 15: SYNTHÈSE PROGRAMME D'INVESTISSEMENT de 2010 à 2014

	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
Investissements nouveaux	62 024	75 762	31 870	36 528	17 974	224 159
Renouvellements/Réhabilitations	9 263	9 081	5 166	2 617	1 659	27 786
Production	2 800	4 553	2 840	1 313	513	12 019
Transport	2 201	4 262	2 326	1 304	1 146	11 239
Distribution	4 262	265	0	0	0	4 528
Autres	0	0	0	0	0	0
Extensions	52 761	66 681	26 704	33 912	16 314	196 373
Production	8 532	16 994	7 848	4 506	2 253	40 133
Transport	20 276	23 810	14 845	25 247	9 771	93 949
Distribution	20 099	21 966	1 416	1 458	1 501	46 439
Autres	3 854	3 912	2 595	2 701	2 789	15 852

III.2.1 Perspectives de développement du parc de production

La stratégie de développement de l'offre de production pour satisfaire la demande à moindre coût s'est traduite ces trois dernières années par :

- la mise en service en 2006 de l'extension de Boutoute (5 MW) et de la centrale C6 de Bel-air (64 MW);
- la réalisation de l'IPP Kounoune I en 2007 (67,5 MW) ;
- la mise en service en octobre 2008 de la centrale Kahone II (64 MW).

Senelec entend poursuivre dans cette dynamique aux fins de disposer d'un parc de production moderne et fiable avec des coûts de production réduits et une disponibilité accrue par :

- Les extensions des centrales régionales de Tambacounda (2x3MW) et de Ziguinchor (2x5MW) ;
- La réalisation à court terme (2010-2013) du programme de recouvrement de puissance et de fiabilisation (PRPF) de la C3 (87,5 MW) ;
- La mise en service au niveau du RI d'un BOO Charbon de 125 MW en Avril 2012 suivi d'une extension de même capacité en Octobre 2012;
- Le déclassement d'unités vétustes et peu performantes au niveau du réseau interconnecté (Centrale de Saint-Louis et centrale CII vapeur de Bel-Air)
- La fermeture de centres secondaires très coûteux par le développement du réseau 30 kV en particulier dans les régions de Ziguinchor, Kolda et Kaolack ;
- Le développement des échanges d'énergie électrique avec les pays voisins à travers les projets intégrateurs de l'OMVS (Félou et Gouina) et de l'OMVG (Sambangalou et Kaléta) entre 2012 et 2015 ainsi que la réalisation de l'ambitieux volet énergie du WAPP.

Tableau 16: investissements Production de 2010 à 2014

PRODUCTION	2010	2011	2012	2013	2014
Réhabilitation C3 (Tranches 301, 302, 303) - Plan de Repli	809	2 070	657	660	-
Réhabilitation Autres	1 076	1 654	700	653	513
Remise à niveau C4	449	729	1 483	-	-
Réhabilitation Tamba	74	-	-	-	-
Réhabilitation Boutoute	392	100	-	-	-
REHABILITATIONS/RENOUVELLEMENTS	2 800	4 553	2 840	1 313	513
Nouvelle Centrale de Kahone 2 (60MW en 2008)	-	-	-	-	-
Deuxième Extension Centrale de Ziguinchor (5 MW)	2 781	6 684	-	-	-
Extension Centrale de Tambacounda (3 MW)	1 638	3 936	-	-	-
Pipeline HFO Port-Bel-Air	155	477	-	-	-
Dépôt 2x5000 m3 HFO et pipe à Kaolack	-	1 391	3 342	-	-
Dépôt 2x5000m3 HFO au CDB	1 236	-	-	-	-
Renouvellement groupes C. secondaires	470	-	-	-	-
Leasing 35 MW en 2010	2 253	4 506	4 506	4 506	2 253
EXTENSIONS	8 532	16 994	7 848	4 506	2 253
TOTAL PRODUCTION	11 332	21 547	10 688	5 819	2 766

III.2.2. Perspectives de développement des réseaux

III.2.2.1 TRANSPORT

Senelec consentira des investissements importants dans le réseau de transport pour réduire substantiellement les pertes techniques, améliorer considérablement la qualité de service et surtout assurer une alimentation correcte des futurs grands projets (ZESI, Aéroport etc...) qui constituent des piliers essentiels dans la Stratégie de Réduction de la Pauvreté et de la propulsion du Sénégal à un niveau économique supérieur.

Les principaux investissements de transport concernent :

- **Boucle 90 kV de Dakar**

La boucle de Dakar consiste à relier les principaux centres de consommation de la capitale par une ligne HT 90 kV financement du Gouvernement de Chine. Le coût initial d'un montant 23 393 millions dont un acompte de 30% a été payé (7018 millions). La réalisation de la Boucle 90 kV de DAKAR a été révisée suite à des avenants qui ont portés le montant du financement à 28 568 millions.

- **Bouclage 225 kV (Tobène-kounoune-Mbour-Kaolack)**

Le bouclage du réseau 225 kV Kounoune-Tobéne-Kaolack-Mbour permettra de sécuriser :

- l'alimentation de la ville de Mbour ;
- l'évacuation de la puissance de la centrale de Kahone ;
- l'évacuation de la puissance de la centrale à charbon de deux tranches de 125 MW prévues à Sendou ;



- les importations d'énergie en provenance des centrales de l'OMVG et de l'OMVS seconde génération ;
- l'alimentation de Zone Economique Spéciale Intégrée de Diass et l'Aéroport International Blaise Diagne.

• **Ligne HT 225 Kounoune-Patte d'Oie/Hann**

La réalisation de la Nouvelle Ligne HT 225 Kounoune-Patte d'Oie/Hann d'un coût estimé à 21 640 millions. La nouvelle ligne en 225 kV Kounoune-Patte d'Oie permettra d'éviter une saturation prématurée du réseau 90 kV et des postes de transformation (225/90kV) lors de l'arrivée des futures centrales à charbon de Sendou et des centrales hydroélectriques prévues dans le cadre de l'OMVG et l'OMVS.

Tableau 17: investissements transport de 2010 à 2014

TRANSPORT	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014
REHABILITATIONS					
Réhabilitation Ligne HT 90 kV Cap des Biches-Thiona-Tobène	78	67	370	420	-
Réhabilitation (Grands Travaux de Maintenance)	1 500	2 380	975	733	794
Réhabilitation des lignes 90 kV Hann- Mbao - Cap des Biches	82	324	440	-	-
Acquisition d'un transfo de secours 40 MVA-90/11-6,6 KV- 2 sorties	-	232	541	-	-
Acquisition d'un transfo de secours 20 MVA-90/30-6,6 KV- 2 sorties	-	-	-	151	352
Réactances sur TTK	540	1 260			
Transport (sous-total)	2 201	4 262	2 326	1 304	1 146
EXTENSIONS TELECOM/TELECONDUITE					
Dispatching National et autres Mouvements d'Energie et Télécoms	-	-	-	-	-
Ligne & Poste Tobène -Touba-Kaolack	-	-	-	-	-
Radiocommunication numérique (TETRA)	-	-	-	-	-
Passage en Full IP Dakar	50	53	-	-	-
Intégration au RCVD des Régions	65	200	200	173	-
Bureau Régional de Conduite Centre-Ouest	36	-	-	-	-
Bureau Régional de Conduite Sud	-	-	318	-	-
Mise en place DMS sur le BCC et les BRC	-	515	1 061	-	-
Plan directeur Télécom	21	-	-	-	-
Réhabilitation réseaux radiocomm-TEE et XRS	144	62	-	-	-
Réaménagement et Equipements divers	41	-	-	-	-
Acquisition d'onduleurs pour locaux TLC	52	53	-	-	-
Upgrade logiciel supervision RCVD+ToIP	52	-	-	-	-
extension réseau radio TEE au nord sur FO	-	-	265	-	-
Transport (sous-total)	460	883	1 844	173	-
EXTENSIONS (ordinaire)					
Nouvelle Ligne Thiona-Tobène 90 kV	-	-	-	-	-
Boucle 90 kV de DAKAR - Phase 2	15 836	5 714	-	-	-
Bouclage 225 kV Tobène-Kounoune-Mbour-Kaolack	3 980	13 930	1 990	9 800	4 200
Nouvelle Ligne HT 225 Kounoune-Tobène avec IPP Tobène	-	-	-	-	-
Nouvelle Ligne HT 225 Kounoune-Patte d'Oie/Hann	-	-	5 251	10 818	5 571
Evacuation 225 kV BOO charbon Sendou	-	593	2 370	-	-
Contournement Cap des Biches	-	-	-	-	-
GIS Cap des Biches	-	-	1 854	4 456	-
GIS Bel Air	-	2 474	-	-	-
Acquisition transfo secours à GTI	-	216	505	-	-
Renouvellement poste 30 kV de Thiona	-	-	1 030	-	-
Transport (sous total)	19 816	22 927	13 001	25 074	9 771
EXTENSIONS TOTAL	20 276	23 810	14 845	25 247	9 771
TRANSPORT INVESTISSEMENT TRANSPORT	22 477	28 072	17 171	26 550	10 917

III.2.2.2 Distribution

Les investissements qui seront consentis dans la distribution ont pour finalité d'atteindre les principaux objectifs suivants :

- ✓ Le changement de tension du réseau MT de Dakar en passant intégralement de 6,6 kV à 30 kV en vue de réduire de façon appréciable les pertes techniques sur ce réseau MT
- ✓ Le renforcement du réseau 30 kV de Dakar par la création de nouveaux départs qui permettront une plus grande souplesse d'exploitation et une amélioration de la qualité de service et la réduction de l'Energie Non Distribuée consécutive à la non reprise de la clientèle en cas de défaut sur un départ. .
- ✓ La télécommande des appareils installés dans les postes MT de manœuvres et de coupure en vue d'obtenir une meilleure qualité de service sur le réseau MT de Dakar,
- ✓ La sécurisation de l'alimentation de la clientèle pour lutter contre les pertes non techniques liées à la fraude et améliorer les revenus de Senelec
- ✓ La généralisation progressive du comptage prépayé pour réduire les créances clients et assurer des revenus anticipés
- ✓ L'extension du réseau MT et BT pour assurer un meilleur développement des ventes
- ✓ La création de nouveaux départs 30 kV au niveau de ce poste 90/30 kV de Bel – Air permettra de reprendre des charges 6,6 kV en 30 kV pour réduire les contraintes et d'éliminer progressivement le réseau 6.6 kV. Toutes ces actions ont pour finalité l'amélioration de la qualité et l'augmentation de la fiabilité de la distribution d'énergie.
- ✓ Dans le cadre du renforcement du réseau de Dakar 3^{ième} phase, l'extension du réseau 30 kV et la suppression progressive du 6,6 kV permettra d'améliorer la qualité de service sur les différents départs et éliminer les surcharges.
- ✓ Les investissements pour remplir les obligations et normes contractuelles de la 2010-2014 se chiffrent à 16 534 millions.

Tableau 18: investissements distribution de 2010 à 2014

DISTRIBUTION	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Renouvellements Réhabilitations						
Amélioration Qualité de Service	100	2 918	-	-	-	-
Développement des Ventes	200	759	-	-	-	-
Réhabilitation Réseaux Distribution Dakar	673	173	-	-	-	-
Renouvellement de la ligne MT de Nioro en 148 mm2	-	412	265	-	-	-
<i>Total Réhabilitations</i>	973	4 262	265	-	-	-
Télécommande de 40 postes MT/BT & Sous Stations	220	680	-	-	-	-
Télécommande de poste 2 ème phase	-	-	-	-	-	-
Renforcement Extension Réseau Dakar	1 173	1 004	-	-	-	-
Renforcement Extension Réseau Régions	3 035	1 643	-	-	-	-
Renforcement MT Dakar phase 2	-	575	-	-	-	-
Extension Réseau DRN/DRCO Budget	62	205	-	-	-	-
Extension Mbour et Touba	-	341	-	-	-	-
Distribution (sous-total)	4 490	4 448	-	-	-	-
EXTENSIONS (ordinaire)						
Renf-extension réseaux Dakar et Régions (Financ. Chine)	-	7 828	16 032	-	-	-
Compléments Sakal-Saint-Louis (St-Louis et Gandon)	-	245	-	-	-	-
Câble souterrain 240 mm ² St-Louis-pont Leybar (5km)	-	150	-	-	-	-
Renouvellement tronçon Kaolack - Kaffrine et Nioro	-	-	980	-	-	-
Création nouvelle ligne MT Keur Mbaye-Koungheul	-	-	330	-	-	-
Création nouvelle ligne MT Koungheul - Koumpentoum	-	-	330	-	-	-
Création nouvelle ligne MT Kaymor -Nganda	-	-	280	-	-	-
Reprise ligne antenne Palmerin en Souterrain (sur 4 km)	-	100	-	-	-	-
Ligne Moyenne tension Tanaff (Karantamba)	-	155	155	-	-	-
Distribution (sous total)	-	8 478	18 107	-	-	-
4. Investissements pour obligations d'électrification						
Renforcement -urbain	158	171	186	201	218	236
Extensions - urbain	825	253	261	268	276	285
Amélioration qualité du service consommateur	624	626	412	546	563	580
Obligations Contractuelles	342	300	200	150	150	150
Sécurisation des Evènements religieux	-	250	250	250	250	250
Compteurs aux frontières	-	450	-	-	-	-
Pré paiement (75000)	-	1 930	-	-	-	-
Banc d'étalonnage	-	1 100	-	-	-	-
Systèmes de comptage et télérelève	-	869	2 027	-	-	-
Sécurisation de la Lutte contre la fraude	800	1 225	525	-	-	-
Total Invest. pour remplir obligations d'électrification	2 749	7 174	3 859	1 416	1 458	1 501
TOTAL EXTENSIONS	7 239	20 099	21 966	1 416	1 458	501
TOTAL INVEST. DISTRIBUTION	8 212	24 361	22 231	1 416	1 458	1 501

III.2.3. AUTRES INVESTISSEMENTS

Ils concernent principalement les travaux de :

- Génie Civil des directions,
- la mise en place d'une Cartographie Numérique et d'un Système d'Information Géographique,
- la mise en place d'un Système de Gestion de Maintenance Assistée par Ordinateurs



- la mise en place d'un Système de Surveillance Unifiée des Equipement Réseaux (SUER)
- la mise en place d'un nouveau Système d'information Clientèle (SIC)
- la mise en place d'un système de Management Qualité, Sécurité et Environnement

Tableau 19 : Autres investissements de 2010 à 2014

AUTRES INVESTISSEMENTS	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014
Extensions					
Génie Civil & Autres Aménagements	406	433	437	450	464
Génie Civil COMMERCIALE	558	286	546	563	580
Génie Civil PRODUCTION	306	-	-	-	-
Génie Civil TRANSPORT	19	-	-	-	-
Génie Civil AUTRES DIRECTIONS	20	11	1 093	1 126	1 159
CARTO-TOPO-IMMO	88	-	437	450	464
Backup Centralisé	130	-	-	-	-
Divers Informatique	171	15	-	-	-
Projet Courant Porteur Ligne (CPL)	731	1 692	82	113	123
Surveillance Unifiée des Equipement Réseaux (SUER)	103	-	-	-	-
Surveillance unifiée des systèmes	155	-	-	-	-
Système d'information Clientèle (SIC)	721	255	-	-	-
Gestion de Maintenance Assistée par Ordinateur (GMAO)	-	1 061	-	-	-
Qualité, Sécurité et Environnement	448	159	-	-	-
AI Misc O	-	-	-	-	-
Autres investissements total	3 854	3 912	2 595	2 701	2 789

LES PROJECTIONS DE PRODUCTION ET DE COUTS

Ces investissements devraient permettre d'accroître la capacité de production de la SENELEC de 287 MW sur la période, d'améliorer la disponibilité de 5,1 points (86,2% en 2014) et d'augmenter le rendement, donc de réduire les pertes, de 3,2 points (84,6% en 2014).

Tableau 20 : Prévision production, achats et coefficients de disponibilité 2010 à 2014

		2010	2011	2012	2013	2014
Puissance installée	MW	683	690	950	970	970
Puissance assignée	MW	553	573	815	815	815
Coefficient de disponibilité	%	81,1	84,9	73,9	86,2	86,2
Coefficient d'utilisation	%	70,1	70,2	64,8	52,6	56,0
Production brute SENELEC	GWh	2 007	2 209	1 557	869	1 036
Production nette SENELEC	GWh	1 941	2 136	1 518	852	1 016
Achats d'énergie	GWh	665	720	1 596	2 456	2 500
Energie livrée	GWh	2 568	2 814	3 070	3 261	3 465
Rendement global	%	81,4	81,7	83,1	84,2	84,6

Avec ces hypothèses, les coûts d'exploitation de la SENELEC varient de 240 Milliards en 2010 à 283 Milliards en 2014, soit une croissance de 18,09%, alors que les consommations de la clientèle augmentent de 37,5% sur la même période.

Tableau 21 : prévisions de couts 2010-2014(millions FCFA)

	2010	2011	2012	2013	2014
Combustibles (SENELEC et IPP)	141 973	152 274	125 681	101 301	114 824
Achats d'énergie hors combustibles	7 044	7 437	8 475	9 492	9 850
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	18 831	17 825	42 542	68 561	68 489
Charges du personnel	24 769	25 512	26 278	27 066	27 878
Huiles et autres fournitures liées	3 394	4 015	2 680	1 781	3 925
Autres achats consommés	8 062	8 776	9 069	9 358	9 807
Transports consommés	1 189	1 294	1 337	1 380	1 446
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	23 538	26 484	29 360	32 244	34 652
Impôts et taxes	4 071	4 564	4 858	5 163	5 573
Autres charges	3 472	3 893	4 144	4 404	4 754
Redevances RTS	2 636	2 820	1 811	870	1 063
Redevances CRSE	930	958	987	1 016	1 047
Total	239 909	255 851	257 222	262 637	283 308

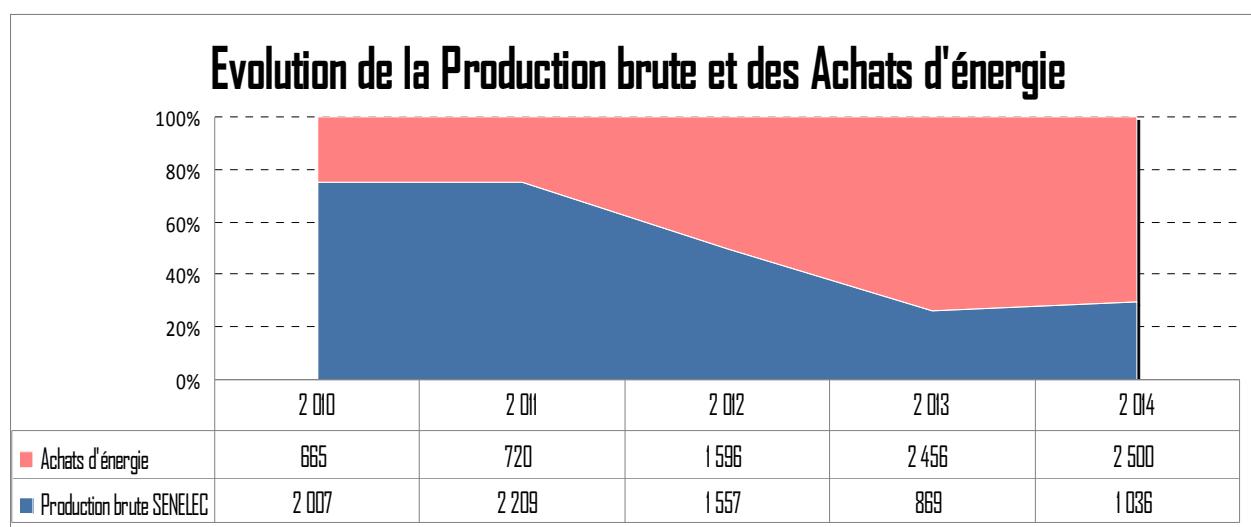
La production brute et les achats d'énergie électrique vont connaître une croissance moyenne annuelle de **7,25%** en passant de **2 672 GWh** en 2010 à **3 536 GWh** en 2014.

Cette période sera marquée par les mises en service d'une centrale diesel au fioul lourd en

leasing de 35 MW en Octobre 2010, des IPP Sendou I et II en Avril et Octobre 2012 (125 MW unitaire). Ces nouvelles unités vont entrainer une inversion de la répartition de la production entre les unités propres de Senelec et les achats d'énergie (75% / 25%). Ainsi, la production brute du parc de Senelec va passer de **2 007 GWh** en 2010 à **1 036 GWh** en 2014 alors que les achats d'énergie vont passer de **665 GWh** en 2010 à **2 500 GWh** en 2014.

Toutefois, les déficits de production resteront en dessous de 0,2% sur la période 2012-2014 ; ils seront supérieurs à la norme de 0,2% des ventes en début de période, avec un maximum 0,69% (6,8 GWh) en 2010.

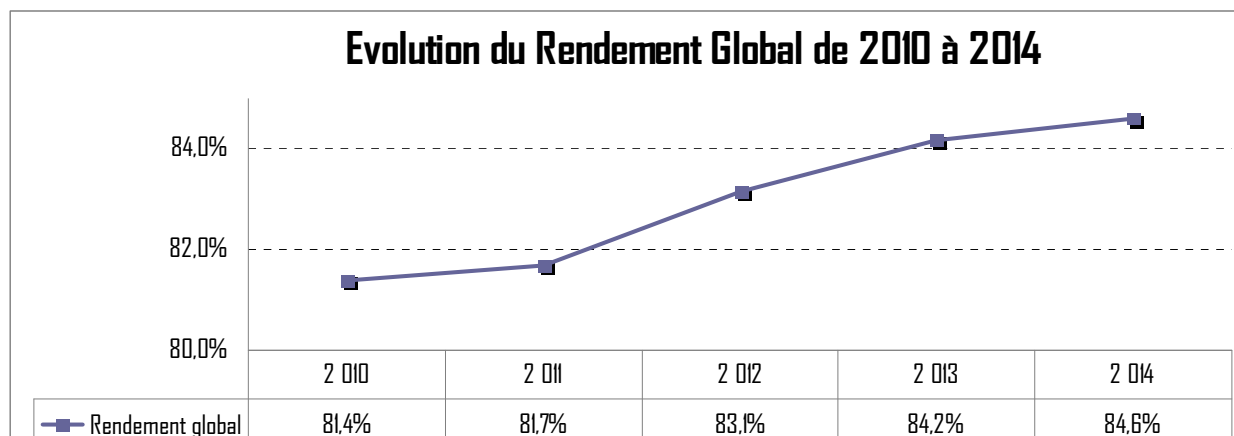
Le graphique ci-dessous présente les prévisions de la production brute propre à Senelec et des achats d'énergie électrique.



III.3.1. Evolution du rendement de Senelec

Globalement, on note une amélioration du rendement de Senelec qui passe de 81% à 84,6% entre 2010 et 2014.

Le tableau et le graphique ci-dessous illustrent l'évolution de ce rendement découlant du placement des groupes.

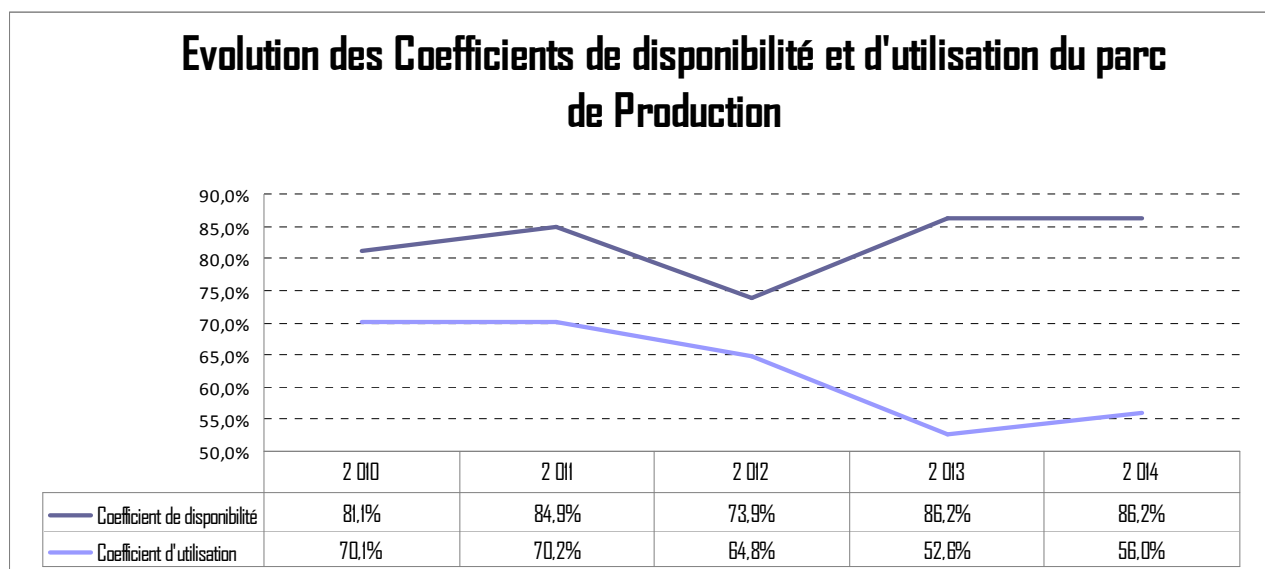


III.3.2 Evolution des Taux De Disponibilité et d'Utilisation

De 2010 à 2014, la disponibilité du parc de production va passer de 81,1% à 86,2%.

Le taux d'utilisation des groupes du RI (dont les IPP) va rester stable autour de 70,0% entre 2010 et 2011, avant de baisser pour atteindre 52,6% en 2013, puis 56,0% en 2014 avec le fonctionnement à pleine charge des IPP de Sendou.

Le graphique suivant fournit l'évolution des coefficients de disponibilité et d'utilisation du disponible (KD et KUD) entre 2010 et 2014.

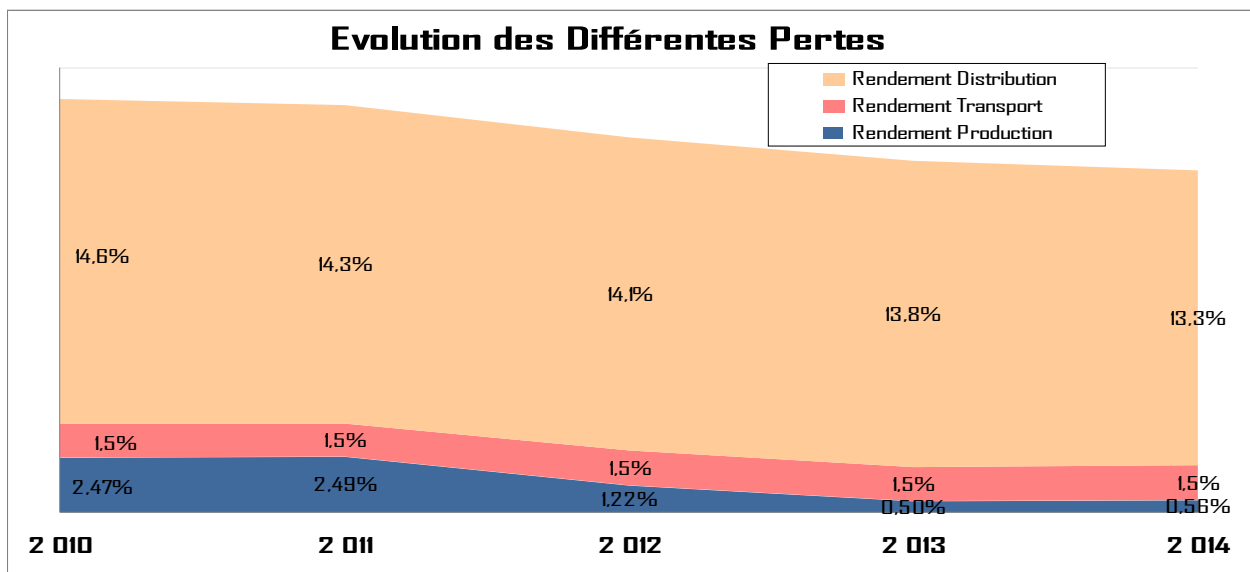


III.3.3 Qualité de Service

De 2010 à 2014, l'énergie globale non fournie va passer de 18,55 GWh en 2010 à 0,88 GWh en 2014. Ainsi, comme le montre le graphe ci-dessous, l'énergie non fournie va globalement rester en dessous de la norme proposée à Senelec pour cette période avec toutefois deux années critiques en 2010 et 2011.

Il faut noter que l'END due aux réseaux de Transport et de Distribution n'est pas prise en compte à ce stade.

Il faut noter que les pertes transport seront de l'ordre de 1,5% sur la période ; un gain sur les pertes distribution&commercial de l'ordre de 1,32% est à noter avec un taux initial de 14,61% en 2010. Le graphique suivant donne la répartition des pertes entre la production, le transport et la distribution y compris le commercial.

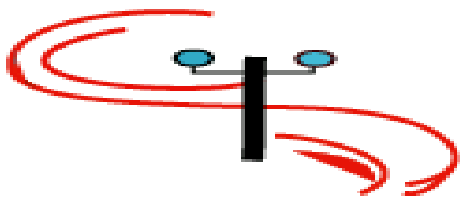




4. Les prochaines étapes du processus

Rubrique	Responsable	Action à mener	Echéance
Deuxième consultation publique	Commission	Publication d'un rapport relatif aux premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires. Publication du fait que la Formule de contrôle des revenus de SENELEC sera révisée et de la durée de la consultation.	Du 19 au 30 avril 2010
<u>Eventuellement</u> Ajustement des objectifs	Ministère chargé de l'Énergie	Publication de nouvelles orientations	05 mai 2010
<u>Eventuellement</u> Révision des projections pour la période 2010-2014	SENELEC	Soumission, au Ministre chargé de l'Énergie et à la Commission, des projections révisées sur la base des nouvelles orientations	12 mai 2005
Projet de décision	Commission	Publication d'un projet de décision relatif aux conditions tarifaires retenues pour la période 2005-2009.	11 mai 2010 (19 mai 2010 en cas d'ajustement des objectifs)
<u>Eventuellement</u> Contestation du projet de décision	SENELEC	Communication au Ministre chargé de l'Énergie et à la Commission de la contestation.	14 mai 2010 (21 mai 2010 en cas d'ajustement des objectifs)
<u>Eventuellement</u> Choix d'un expert	Ministre chargé de l'Énergie	Désignation d'un expert sur la base d'une liste fournie par SENELEC et la Commission.	21 mai 2010 (28 mai 2010 en cas d'ajustement des objectifs)

Rubrique	Responsable	Action à mener	Echéance
<u>Eventuellement</u> Conclusions de l'expert	Expert	Soumission d'un avis sur la validité de la décision de la Commission et de la contestation de SENELEC.	04 juin 2010 (11 juin 2010 en cas d'ajustement des objectifs)
Décision finale	Commission	Publication de la décision par tous moyens appropriés	17 mai 2010 (17 juin 2010 en cas d'ajustement des objectifs et de contestation du projet de décision)
Nouvelle grille tarifaire	SENELEC	Publication grille des tarifs sur la base de la nouvelle Formule de contrôle des revenus.	31 mai 2010 (1er juillet 2010 en cas d'ajustement des objectifs et de contestation du projet de décision)



Commission de régulation du secteur de l'électricité

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