

Révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2023-2027

Document de Seconde consultation publique

11 décembre 2023

Sommaire

Introduction	5
Chapitre I. Synthèse de la première consultation publique	7
I.1. La régulation tarifaire.....	7
I.2. Les relations entre Senelec et ses clients	7
I.3. Les normes et obligations	7
Chapitre II. Projections soumises par Senelec	9
II.1. Les projections de demande.....	9
II.1.1. Hypothèses et Méthodologie.....	9
II.1.2. Prévisions de la demande	11
II.1.3. Les prévisions de besoin production	13
II.2. Les projections de dépenses d'investissements	13
II.3. Les projections de production	14
II.4. Les projections de charges d'exploitation.....	14
Chapitre III. Projections retenues par la CRSE.....	16
III.1. Les projections de la demande	16
III.2. Les projections de dépenses d'investissement.....	16
III.3. Les projections de production	18
III.4. Les projections de charges d'exploitation.....	18
III.4.1. Le transport des combustibles.....	18
III.4.2. Les charges de personnel	19
III.4.3. Les services extérieurs	20
III.4.4. Les impôts et taxes	20
III.4.5. Les autres charges	20
Chapitre IV. Méthodologie de révision	25
IV.1. Détermination des revenus requis de référence	25
IV.2. Formule d'indexation des revenus requis	26
IV.3. Détermination du facteur d'économie d'échelle	27
IV.4. Détermination de l'indice composite d'inflation	28
Chapitre V. Points analysés	29
V.1. Définitions de revenus requis par activité.....	29
V.2. Détermination du tarif de transport.....	30
V.3. Prise en charge du combustible.....	31
V.4. Intégration des impôts et taxes comme « passthrough ».....	33
V.5. Traitement des exportations	33
Chapitre VI. Premières conclusions de la CRSE.....	35
VI.1. Détermination des revenus requis	35
VI.1.1. Données économiques de référence.....	35
VI.1.2. Charges d'exploitation et de maintenance.....	37
VI.1.3. Base tarifaire	38
VI.1.4. Revenus requis de référence	42
VI.1.4.1. Revenus requis de référence de Senelec	42
VI.1.4.2. Revenus requis de référence de l'activité Production-Senelec et les Achats d'énergie	43
VI.1.4.4. Revenus requis de référence de l'activité Transport.....	44
VI.1.4.5. Revenus requis de référence de l'activité Distribution-Vente	45
VI.2. Éléments de paramétrage de la Formule de contrôle des revenus	45
VI.2.1. Le Facteur d'économie d'échelle	46
VI.2.2. L'indice composite d'inflation.....	47
VI.2.3. Les Revenus régulés requis de référence	54
VI.2.4. Les Ventes de référence	54
VI.3. Formule de contrôle des revenus de Senelec	55
VI.3.1. Le Revenu Maximum Autorisé (RMA).....	55

VI.3.2.	Indexation et ajustement des tarifs	58
VI.3.3.	Compensation de revenus	59
VI.3.4.	Durée de validité de la Formule de contrôle des revenus	59
VI.4.	Résultats de l'application de la Formule de contrôle des revenus	60
VI.4.1.	Revenus maximum autorisés	60
VI.4.2.	Évaluation du Revenu Maximum Autorisé.....	60
ANNEXES	62
Annexe 1 :	Normes et obligations pour la période 2023-2027	63
Annexe 2 :	Synthèse de la première consultation publique	72
Annexe 3 :	Détermination du taux de rentabilité normal.....	76
Annexe 4 :	Les projections de coûts soumises par Senelec	85
Annexe 5 :	Les prochaines étapes du processus de révision des conditions tarifaires.....	88

Liste des Tableaux

Tableau 1 :	Données socio-économiques et démographiques (2023-2027)	10
Tableau 2 :	Besoin en électricité des grands projets.....	11
Tableau 3 :	Projection de la demande Basse Tension	12
Tableau 4 :	Projection de la demande Moyenne Tension.....	12
Tableau 5 :	Projection de la demande Haute Tension	12
Tableau 6 :	Clientèle par niveau de tension.....	12
Tableau 7 :	Nombre de clients domestiques par zone	13
Tableau 8 :	Prévision de la production et de la pointe sur la période.....	13
Tableau 9 :	Projection des dépenses d'investissements sur la période.....	14
Tableau 10 :	Evolution de la capacité de production	14
Tableau 11 :	Projection des charges d'exploitation.....	15
Tableau 12 :	Poids des charges d'exploitation	15
Tableau 13 :	Investissements non éligibles par la CRSE dans la base tarifaire	17
Tableau 14 :	Financements à rechercher	17
Tableau 15 :	Investissements à intégrer dans la base tarifaire.....	17
Tableau 16 :	Investissements éligibles dans la base tarifaire par activité.....	17
Tableau 17 :	Financement des projets retenus dans la base tarifaire	18
Tableau 18 :	Transport de combustible retenu par la CRSE	19
Tableau 19 :	Charges de personnel retenues par la CRSE	20
Tableau 20 :	Synthèse des charges d'exploitation retraitées en millions de francs.....	21
Tableau 21 :	Les charges de Senelec retenues par la CRSE.....	22
Tableau 22 :	Répartition des charges Senelec retenues par la CRSE en %	22
Tableau 23 :	Les coûts de « Production-Senelec » et Achats d'énergies retenus par la CRSE.....	23
Tableau 24 :	Répartition des coûts de « Production-Senelec » et achats d'énergie en %	23
Tableau 25 :	Les coûts de l'activité « Transport » retenus par la CRSE.....	24
Tableau 26 :	Répartition des coûts de l'activité « Transport » retenus par la CRSE en %	24
Tableau 27 :	Les coûts des activités « Distribution-ventes » retenus par la CRSE (en francs courants)	24
Tableau 28 :	Répartition des coûts des activités « Distribution-ventes » retenus par la CRSE en %	24
Tableau 29 :	Evolution des prix des combustibles et des indices de prix	36
Tableau 30 :	Calcul du taux de rentabilité normal	36
Tableau 31 :	Projections de charges d'exploitation et de maintenance (francs constants de 2022)	37
Tableau 32 :	Les amortissements et les impôts et taxes	37
Tableau 33 :	Réalisations de la période 2020-2022.....	38
Tableau 34 :	Projections d'investissement intégré dans la base tarifaire	38
Tableau 35 :	Détermination du BFR Normatif en nombre de jour de CA	39
Tableau 36 :	Besoin en fonds de roulement normatif de référence BFR.....	39
Tableau 37 :	Base Tarifaire de la période 2023-2027	40
Tableau 38 :	Base tarifaire moyenne par activité	40
Tableau 39 :	Répartition de la base tarifaire par activité.....	40
Tableau 40 :	Base tarifaire par activité.....	41
Tableau 41 :	Revenus requis de Senelec en francs constants sur la période 2023-2027	43

Tableau 42 :	Revenus requis de l'activité Production de Senelec et des achats d'énergie en francs constants sur la période 2023-2027	44
Tableau 43 :	Revenus requis de l'activité de Transport en francs constants sur la période 2023-2027	44
Tableau 44 :	Revenus requis de l'activité Distribution-Vente en francs constants sur la période 2023-2027	45
Tableau 45 :	Charges variables de Senelec	46
Tableau 46 :	Charges variables de Senelec production	46
Tableau 47 :	Charges variables d'achats d'énergie	47
Tableau 48 :	Charges variables de l'activité Transport	47
Tableau 49 :	Charges variables des activités Distribution- vente.....	47
Tableau 50 :	Charges indexées sur l'inflation locale de Senelec	48
Tableau 51 :	Charges indexées sur l'inflation locale de Senelec-Production.....	48
Tableau 52 :	Charges indexées sur l'inflation locale achat énergie	48
Tableau 53 :	Charges indexées sur l'inflation locale de l'activité Transport	48
Tableau 54 :	Charges indexées sur l'inflation locale de l'activité Distribution vente.....	49
Tableau 55 :	Charges indexées sur l'inflation étrangère de Senelec	49
Tableau 56 :	Charges indexées sur l'inflation étrangère de Senelec-Production	49
Tableau 57 :	Charges indexées sur l'inflation étrangère pour les achats d'énergie.....	49
Tableau 58 :	Charges indexées sur l'inflation étrangère de l'activité de Transport	50
Tableau 59 :	Charges indexées sur l'inflation étrangère de l'activité de Distribution vente.....	50
Tableau 60 :	Charges en combustibles et répartition par type de combustibles pour Senelec	50
Tableau 61 :	Charges en combustibles et répartition type de combustibles pour Senelec-Production	50
Tableau 62 :	Charges en combustibles et répartition type de combustibles pour les achats d'énergie	51
Tableau 63 :	Coût des pertes de Transport	51
Tableau 64 :	Coût des pertes de Distribution vente.....	51
Tableau 65 :	Charges non indexées sur un indice des prix de Senelec	51
Tableau 66 :	Charges non indexées sur un indice des prix de Senelec Production	52
Tableau 67 :	Charges non indexées sur un indice des prix pour les achats d'énergie	52
Tableau 68 :	Charges non indexées sur un indice des prix pour l'activité Transport.....	52
Tableau 69 :	Charges non indexées sur un indice des prix pour les activités Distribution et Vente	52
Tableau 70 :	Niveau de référence des indices d'inflation et des prix des combustibles	53
Tableau 71 :	Synthèse des facteurs de pondération et d'économie d'échelle.....	53
Tableau 72 :	Revenus requis de référence par niveau de Tension.....	54
Tableau 73 :	Ventes de référence de la période 2023-2027	54
Tableau 74 :	Calcul du Revenu Maximum Autorisé avec la Formule aux conditions économiques de 2022	60
Tableau 75 :	RMA et écarts de revenus aux conditions économiques de 2022	61
Tableau 76 :	Revenus Maximum aux conditions économiques de 2023	61
Tableau 77 :	Revenus Maximum moyens aux conditions économiques de 2023	61

Acronymes et abréviations

- AFD : Agence Française de Développement
 ASER : Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale
 BEI : Banque Européenne d'Investissement
 BID : Banque Islamique de Développement
 BM : Banque Mondiale
 BOAD: Banque Ouest Africaine de Développement
 BT : Basse Tension
 CER : Concession d'Electrification Rurale
 CRSE : Commission de Régulation du Secteur de l'Energie

DO : Diesel Oil
DRCE : Délégation Régionale Centre Est
DRCO : Délégation Régionale Centre Ouest
DRN : Délégation Régionale Nord
DRS : Délégation Régionale Sud
ENF : Energie non Fournie
FER : Fonds d'Electrification Rurale
FO : Fuel Oil
FSE : Fonds spécial de Soutien au Secteur de l'Energie
GO : Gasoil
GWh : Giga watt heure
GNL : Gaz naturel liquéfié
HT : Haute Tension
IDA : l'Association Internationale de Développement
IPP : Indépendant Power Producer
LPDSE : Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie
MPE : Ministère du Pétrole et des Energies
MFB : Ministère du Finance et du budget
MEPC : Ministère de l'Economie du plan et de la coopération
MT : Moyenne Tension
MW : Méga watt
O&M : Opération et Maintenance
PASE : Programme d'Appui au Secteur de l'Electricité
PIB : Produit Intérieur Brut
PNUD : Programme des Nations Unies pour le Développement
PPP : Partenariat Public Privé
PSE : Plan Sénégal Emergent
PTF : Partenaire Technique et Financier
PVDE : Prévision de la Demande d'Electricité dans les Pays en Voie de Développement
PwC : Price Waterhouse Coopers
RER : Redevance Electrification Rurale
RGPHAE : Recensement Général de la Population et de l'Habitat, de l'Agriculture et de l'Elevage
RI : Réseau interconnecté de SENELEC
RMA : Revenu Maximum Autorisé
RNI : Réseau Non interconnecté de SENELEC
TCMA: Taux de croissance moyen annuel

Introduction

La régulation tarifaire au Sénégal est basée sur le principe de prix et de revenus plafonds. Ce mode de régulation tarifaire vise à garantir la viabilité économique et financière des opérateurs tout en préservant les droits des consommateurs en matière de prix et de qualité de service.

Les dispositions de l'article 61 alinéa 5 de la loi n° 2021-31 du 09 juillet 2021 portant Code de l'électricité prévoient que les conditions tarifaires ainsi que la période durant laquelle elles resteront en vigueur sont définies dans les conventions de délégation de service public.

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

La CRSE fixe et autorise les niveaux de revenus qu'elle juge satisfaisants pour permettre aux titulaires de titres d'exercice d'obtenir un taux de rentabilité normal par rapport à une base tarifaire spécifiée et des dépenses permises, conformément à l'article 61 alinéa 3 de la loi précitée.

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

Ainsi, la CRSE a fixé, par Décision n° 2020-56 du 30 décembre 2020, les conditions tarifaires applicables à Senelec pour la période 2020-2022.

Le décret n° 98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires précise la procédure et les délais pour la révision des conditions tarifaires. Il prévoit que celle-ci doit être lancée douze (12) mois au moins avant l'expiration de la période durant laquelle les conditions tarifaires sont en vigueur.

Dans ce cadre, la CRSE a lancé le 02 mars 2022 le processus de révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2023-2027.

La première consultation publique a eu lieu du 15 novembre au 16 décembre 2022. Elle a porté sur :

- le bilan de l'exploitation de Senelec durant la période 2020-2022 ;
- les normes et obligations de Senelec fixées par le Ministre chargé de l'Energie pour la période 2023-2027 ;
- la méthodologie de révision des conditions tarifaires.

Dans ce cadre, la CRSE a organisé une journée de partage du document de la première consultation le 17 décembre 2022 à laquelle ont pris part :

- l'Assemblée Nationale ;
- le Conseil Economique, Social et Environnemental ;
- le Ministère du Pétrole et des Energies ;
- le Ministère des Finances et du Budget ;
- Senelec ;
- les associations de consommateurs.

Cette journée a permis à la CRSE de recueillir les observations et les recommandations des parties prenantes.

Pour la seconde phase du processus, le chronogramme initial prévoyait la transmission, au mois de juin 2022, par Senelec des projections de coûts du programme d'investissement. La première version de ces projections a été reçue par la CRSE au mois de mai 2023 ; soit un retard de 11 mois qui a impacté les délais.

Un premier examen des éléments transmis avait permis de constater que ceux-ci ne fournissaient pas d'informations suffisantes et comportaient des insuffisances qui ne permettaient pas une bonne compréhension et une analyse convenable des projections. Pour échanger sur les projections, la CRSE a organisé des ateliers techniques avec Senelec aux mois de juillet et de septembre 2023 en présence des services du Ministère des Finances et du Budget et ceux du Ministère du Pétrole et des Energies. La CRSE a formulé des observations sur les projections de coûts. Elle a également échangé avec les acteurs sur les contraintes majeures que sont, entre autres :

- Les risques de retard dans la mise en œuvre de la stratégie « Gas-to-power » notamment la disponibilité du gaz local et l'utilisation du gaz naturel liquéfié durant la phase transitoire de ladite stratégie ;
- Les retards dans la mise en œuvre des projets de centrales de production au gaz et les projets de centrales hydroélectriques dans le cadre de l'OMVS et de l'OMVG ;
- La signature par l'Etat et Senelec de l'avenant au Contrat de Concession de Senelec modifiant la période de validité des conditions tarifaires, comme prévu par le plan tarifaire.

Il s'y ajoute le calendrier de l'évolution institutionnelle du secteur avec la séparation des activités de Senelec et l'ouverture du marché national de l'électricité.

Sur cette base, la CRSE a demandé à Senelec d'élaborer de nouvelles projections pour la période 2023-2027, tenant compte des observations formulées.

À la suite de l'atelier et des différents échanges, Senelec a transmis à la CRSE la version finale des projections le 13 octobre 2023.

Le document, objet de la seconde consultation publique, fait une synthèse de la première consultation publique et analyse les projections de coûts et le programme d'investissement pour la période 2023-2027. Il expose également les premières conclusions de la CRSE sur les conditions tarifaires de la période 2023-2027.

La consultation publique se déroule du 11 au 26 décembre 2023.

La CRSE invite toutes les personnes intéressées à formuler leurs observations et avis, au plus tard le 26 décembre 2023 à 17 heures par :

- courrier adressé au Président de la CRSE et déposé à la CRSE, Ex camp Lat Dior BR 11701 ;
- courrier électronique à l'adresse suivante : consultation@crse.sn.

Chapitre I. Synthèse de la première consultation publique

La première consultation publique a permis de recueillir les avis et observations des parties prenantes. Elle s'est appuyée sur un Document présentant la synthèse du bilan de l'exploitation de Senelec durant la période 2020-2022, l'analyse du respect par Senelec des normes et obligations contractuelles durant la même période, les nouvelles normes de qualité du service fixées à Senelec par le Ministre chargé de l'Énergie pour la période 2023-2027 et la méthodologie de détermination des revenus de Senelec.

Les contributions ont porté essentiellement sur la régulation tarifaire, les relations entre Senelec et ses clients ainsi que les normes et obligations fixées à Senelec.

I.1. La régulation tarifaire

Les discussions ont porté notamment sur :

- les charges d'exploitation et maintenance de Senelec ;
- la prise en considération de la filialisation de Senelec dans la nouvelle période tarifaire
- la tarification du prépaiement (Woyofal).

I.2. Les relations entre Senelec et ses clients

Les discussions et observations ont porté sur :

- le renforcement de la communication sur le prépaiement « Woyofal », notamment son mode de fonctionnement ;
- l'évaluation de l'application des tarifs du prépaiement « Woyofal ».

I.3. Les normes et obligations

Les questions soulevées ont concerné :

- les procédures mises en place par la CRSE en cas de retard et d'absence de transmission des données relatives aux normes ;
- la mise en place d'outils et de procédures pour renforcer le suivi de la qualité de service.

Le Ministre chargé de l'Énergie a précisé dans ce cadre que les améliorations suivantes ont été apportées aux normes et obligations de la période 2023-2027 :

- la valeur cible de l'Énergie Non Fournie (ENF) a été réduite de 1% à 0,5% de l'énergie totale vendue au détail ;
- le remplacement de deux factures estimées par an par une facture estimée par an ;
- la disponibilité en continu des services d'achat de crédit pour le prépaiement ;
- la réduction du délai moyen d'attente du client en cas de panne (SAIDI) ;
- l'introduction d'une incitation contractuelle en cas de non-respect du SAIFI.

Le détail des normes et obligations retenues pour la période 2023-2027 est présenté en annexe 1.

Le résumé des sujets abordés lors de la première consultation publique sont présentés en annexe 2.

Chapitre II. Projections soumises par Senelec

Senelec a accusé du retard dans la soumission à la CRSE des projections de coûts nécessaires pour la détermination des conditions tarifaires demandées par la CRSE. Ainsi, plusieurs versions des projections, dont la première reçue au mois de juin 2023, ont été soumises. Les ateliers et les séances de travail organisés par la CRSE ont permis à Senelec de transmettre la dernière version des projections de coûts le 13 octobre 2023. Cette situation a entraîné un retard de près de 16 mois sur le chronogramme initial de détermination des conditions tarifaires de la période 2023-2027.

Les projections pour la période 2023-2027 ont été élaborées sur la base de la stratégie de développement du secteur de l'électricité, des normes et obligations fixées par le Ministre chargé de l'Energie et des hypothèses macro-économiques. Elles comportent :

- les projections de demande ;
- les projections de production ;
- les projections de dépenses d'investissements ; et
- les projections de charges d'exploitation et de maintenance.

Après leur validation par la CRSE, les projections servent de base à la définition des nouvelles conditions tarifaires de Senelec.

II.1. Les projections de demande

II.1.1. Hypothèses et Méthodologie

Les projections de la demande ont été élaborées par Senelec en utilisant un modèle de machine learning LSTM. Il s'agit d'un outil d'apprentissage automatique qui construit des modèles prédictifs capables d'apprendre et de s'améliorer automatiquement à partir de données historiques ou de simulations, sans nécessiter une programmation explicite.

Pour alimenter ce modèle, des données spécifiques de consommation et de production pour chaque variable de 2010 à 2022 ont été utilisées. De plus, il intègre des données socio-économiques à moyen et long terme du Sénégal, ainsi que des hypothèses techniques liées au développement du réseau électrique et à l'intégration de grands projets ayant une forte demande en électricité. Ce modèle permet de faire des projections de demandes plus précises et plus fiables.

Les résultats sont désagrégés par zone géographique et par catégorie de clients.

a. Données journalières de consommations et de production

Les données journalières de consommations et de production entre 2010 et 2022 sont considérées dans ce modèle. Elles ont été complétées avec les courbes de charge pour chaque heure, les données de ventes détaillées, l'évolution du nombre de clients ainsi que les incidents et les pertes de réseaux.

b. Données et hypothèses socio-économique et démographique

Pour augmenter le champs d'analyse, des données socio-économiques et démographiques sont intégrées. Il s'agit des données sur la population issues de la base de données de l'ANSD, des hypothèses de projection sur le taux d'urbanisation faites à partir de l'historique issu des rapports de L'ANSD ainsi que les données sur le taux d'électrification.

Tableau 1 : Données socio-économiques et démographiques (2023-2027)

Année	Population totale	Taux de croissance du PIB réel	Taux d'électrification nationale	Taux d'urbanisation
2022	17 738 768	5,25%	77,30%	48,33%
2023	18 275 715	10,54%	82,70%	48,53%
2024	18 826 342	6,88%	90,00%	48,73%
2025	19 390 723	5,85%	95%	48,93%
2026	19 970 127	6,43%	95%	49,13%
2027	20 564 891	7,16%	95%	49,33%

Source : projections de Senelec

Le tableau ci-dessus nous indique que la population totale augmente sur la période 2023-2027. Elle devrait ainsi passer de 17 738 768 en 2022 à 20 564 891 en 2027, soit un taux de croissance moyen annuel de 3%. Le taux de croissance du PIB réel progresse également de façon soutenue.

Le taux d'électrification nationale et le taux d'urbanisation indiquent un niveau d'accès important à l'électricité au niveau national et reflètent une tendance vers une urbanisation croissante de la population.

c. Les données culturelles et calendaires

Un calendrier regroupant les éléments saisonniers tels que les week-ends, les vacances scolaires, les jours fériés, les saisons (pluie ou sèche), les jours de fête (Ramadan, Pâques, etc.) a été élaboré sur la base des données historiques de consommation de la clientèle de Senelec et de production. Ce calendrier permet de prendre en compte l'ensemble des effets liés à ces jours spéciaux passés et futurs induisant un changement de comportement dans la consommation d'électricité.

d. Les données et hypothèses techniques

Les données et hypothèses techniques du parc de production et des performances techniques du système électrique font partie des données essentielles au modèle dans son apprentissage de la prévision à moyen et long terme.

Le rendement global, rapport entre les ventes et la production brute, est utilisé pour déterminer la production nécessaire afin de satisfaire la demande. Ce rendement intègre des facteurs inhérents à l'exploitation d'un système électrique, tels que la consommation des auxiliaires, les pertes techniques au niveau des réseaux de transport et de distribution ainsi que les pertes commerciales.

L'analyse des paramètres révèle une amélioration du taux de rendement du réseau électrique qui pourrait atteindre 87% avec un facteur de charge à 69% en 2027.

e. Hypothèses d'intégration des grands projets

Dans le modèle, l'intégration des projets ayant une forte demande en électricité dans le réseau électrique est importante. Ces projets ont fait l'objet d'analyse et choisis selon leurs probabilités de survenance et de pertinence dans le réseau interconnecté national.

Ce tableau répertorie les besoins en électricité en GWh pour différentes entités ou industries sur la période 2023-2027.

Tableau 2 : Besoin en électricité des grands projets

	2023	2024	2025	2026	2027
Ventes (GWh)	-	159	673	2077	2150
Port Minéralier - Pétrolier - Bargny	-	-	109	348	348
Station de Pompage Mékhé 2	-	26	63	63	63
Station de Pompage Dakar 2	-	58	58	58	58
Usine de dessalement	-	-	80	123	137
Station de Pompage Bayakh	-	-	-	29	29
BRT	-	55	61	62	65
CIMAF	-	-	-	162	162
Sabadola-Euromine - Or Niakafiri société - SGO - Teranga	-	-	166	166	166
IAMGold	-	-	-	103	114
CIMENTS DU SAHEL	-	-	-	302	302
FABRIMETAL SINDIA	-	-	-	228	228
TOSYALI IRON & STEEL	-	-	-	254	285
METAL AFRIQUE SINDIA	-	-	-	43	57
BATIMENT NATIONS UNIES	-	20	20	20	20
AGROPOLE DU CENTRE (MODULE CENTRAL KAOLACK)	-	-	18	18	18
AGROPOLE DU SUD (MODULE CENTRAL ADEANE)	-	-	73	73	73
AGROPOLE DU SUD (MODULE REGIONAL SEDHIOU)	-	-	13	13	13
AGROPOLE DU SUD (MODULE REGIONAL KOLDA)	-	-	13	13	13

II.1.2. Prévisions de la demande

a. Estimation de la demande désagrégée

Le modèle LSTM permet d'effectuer des prévisions par mois de la demande en électricité du réseau interconnecté. Cette demande globale est désagrégée par niveau de tension, par zone géographique et par catégorie tarifaire sur la base des hypothèses de répartition.

À partir des tendances récentes de la demande, Senelec a déterminé des facteurs de répartition de la demande par niveau de tension, de puissance et de catégorie tarifaire à partir des historiques de la demande des 10 dernières années.

- Demande Basse Tension

La demande en Basse Tension devrait passer de 2 955 GWh en 2022 à 4 678 GWh en 2027 soit une augmentation annuelle moyenne de 9,6% sur la période.

La part de la demande Basse Tension dans la demande totale reste inchangée sur la période.

Tableau 3 : Projection de la demande Basse Tension

ANNEE	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TCAM
BASSE TENSION	2 955	3 219	3 859	4 248	4 523	4 678	9,6%
P_DPP	895	867	869	747	573	362	-16,6%
P_DMP	42	43	51	52	51	48	2,7%
P_DGP	21	24	27	30	32	33	9,5%
P_PPP	148	147	160	155	142	124	-3,5%
P_PMP	158	161	157	138	110	75	-13,8%
P_PGP	331	359	400	441	469	486	8,0%
EP	66	67	93	103	109	113	11,4%
W_DPP	1 043	1 243	1 669	2 046	2 402	2 715	21,1%
W_DMP	50	68	66	77	86	94	13,5%
W_PPP	146	173	230	275	315	349	19,0%
W_PMP	53	66	135	184	233	279	39,4%

- **Demande Moyenne Tension**

La demande en moyenne tension augmente sensiblement sur la période. Elle passe de 1 199 GWh en 2022 à 1 863,8 GWh en 2027 soit une augmentation moyenne annuel de 10% sur la période.

Tableau 4 : Projection de la demande Moyenne Tension

ANNEE	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TCAM
MT (GWh)	1 199	1 353	1 557	1 697	1 800	1 864	9,2%
TCU	16	17	20	22	23	24	8,1%
TG	774	861	991	1 079	1 145	1 186	8,9%
TLU	365	423	487	531	563	583	9,8%
CER	44	52	60	65	65	72	10,2%

- **Demande Haute Tension**

La demande en Haute Tension sera de 682,6 GWh en fin 2027. Elle affiche une hausse moyenne annuelle de 7.4% par an sur la période. Les exportations devraient avoir la même dynamique.

L'évolution de la demande attendue sur la Haute Tension et la Moyenne Tension reflète le dynamisme de l'activité économique sur la période 2023-2027.

Tableau 5 : Projection de la demande Haute Tension

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TCAM
HAUTE TENSION (GWh)	478	527,9	573,3	668	675,3	682,6	7,4%
EXPORTATION	191	259	259	259	259	259	6,3%

b. Les prévisions de la clientèle

Le nombre de clients devrait passer de 2 198 623 clients en 2022 à 3 156 477 en 2027, soit 734 000 clients supplémentaires sur la période. La clientèle Woyofal constitue 80,0% de la clientèle globale en 2023 et 87,6% en 2027.

Tableau 6 : Clientèle par niveau de tension

	2023	2024	2025	2026	2027
Clientèle	2 422 071	2 627 097	29 142 257	3 032 477	3 156 473
Basse Tension	2 418 420	2 623 245	2 910 191	3 028 182	3 151 942
P_DPP	361 971	395 869	441 839	313 909	326 500
P_DMP	3 778	4 995	5 486	4 458	4 782
P_DGP	1 237	1 254	1 347	1 442	1 546
P_PPP	80 045	18 330	19 855	20 712	21 615
P_PMP	12 698	19 257	20 856	21 541	22 255
P_PGP	8 102	8 484	8 882	9 299	9 735
EP	1 498	1 519	1 551	1 574	1 581
W_DPP	1 542 936	1 693 906	1 890 614	2 111 390	2 196 078
W_DMP	14 659	15 255	16 756	19 425	20 839
W_PPP	363 113	439 166	475 703	496 233	517 878
W_PMP	28 383	25 210	27 302	28 199	29 133
Moyenne Tension	3 641	3 839	4 049	4 272	4 509
TCU	141	139	137	135	133
TG	2 525	2 682	2 850	3 027	3 215
TLU	252	249	246	243	240
CER	723	769	816	867	921
Haute Tension	10	13	17	23	23

Tableau 7 : Nombre de clients domestiques par zone

ANNEE	2023	2024	2025	2026	2027
Dakar	802 978	729 229	756 335	784 780	814 653
Urbain	802 978	729 229	756 335	784 780	814 653
Rural	-	-	-	-	-
DRCE (Fatick-Kaolack-Kaffrine-Tamba-Kédougou)	268 216	349 540	434 259	454 443	475 644
Urbain	147 624	156 504	164 541	173 023	181 981
Rural	120 592	193 036	269 718	281 420	293 663
DRCO (Thiès-Diourbel)	448 456	510 653	532 115	551 926	572 600
Urbain	207 982	208 441	217 490	226 980	236 937
Rural	240 474	302 212	314 625	324 946	335 663
DRN (Saint_Louis-Louga-Matam)	237 779	294 686	356 453	370 720	385 638
Urbain	143 095	141 608	147 817	154 331	161 166
Rural	94 683	153 078	208 636	216 389	224 472
DRS (Ziguinchor-Sédhiou-Kolda)	167 151	227 171	276 880	288 755	301 210
Urbain	87 407	108 273	118 046	123 831	129 933
Rural	79 744	118 898	158 834	164 924	171 277
Total	1 924 580	2 111 279	2 356 042	2 450 624	2 549 745
Variation	10,60%	9,70%	11,60%	4,00%	4,00%

II.1.3. Les prévisions de besoin production

Pour déterminer la production nette d'électricité, les facteurs techniques suivant sont pris en considération en plus de la demande :

- Le rendement du réseau ;
- Les pertes au niveau des auxiliaires des centrales

Tableau 8 : Prévision de la production et de la pointe sur la période

	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Production brute (GWh)	6 405	7 644	8 894	10 764	11 093	44 800
Production nette (GWh)	6 359	7 603	8 852	10 732	11 062	44 608
Pointe (MW)	1 081	1 265	1 460	1 810	1 852	

La production nette est calculée à partir de la production brute à laquelle les consommations des auxiliaires des centrales sont déduites. La production brute passerait de 6 405 GWh à 2023 à 11 093 GWh en 2027.

La production nette globale passerait de 6 359 GWh en 2023 à 11 062 GWh en 2027. La pointe du Réseau Interconnecté est évaluée à 1 081 MW en 2023 et devrait passer à 1 852 MW en 2027.

II.2. Les projections de dépenses d'investissements

Pour satisfaire la demande dans le respect des normes de qualité de service et des obligations de raccordement définies par le Ministre chargé de l'Energie, Senelec projette des investissements de 1 666,246 milliards de FCFA sur la période 2023-2027 dont 455,237 milliards de FCFA en 2023, 492,416 milliards de FCFA en 2024, 387,025 milliards de FCFA en 2025, 177,613 milliards de FCFA en 2026 et 153,955 milliards de FCFA en 2027, soit une moyenne annuelle de 333,244 milliards de FCFA.

Les investissements sur les activités de Distribution et de Vente devraient représenter 49% des investissements prévus contre 32% pour l'activité de Transport.

Tableau 9 : Projection des dépenses d'investissements sur la période

en milliards de FCFA	2023	2024	2025	2026	2027	Total	Moyenne	Poids
PRODUCTION	11,971	22,135	46,599	44,185	57,702	182,592	36,518	11%
TRANSPORT	170,434	161,551	88,917	60,540	51,414	532,856	106,571	32%
DISTRIBUTION&COMMERCIAL	232,407	260,164	214,205	62,618	41,619	811,013	162,203	49%
HOLDING	40,425	48,566	37,304	10,270	3,220	139,785	27,957	8%
Total général	455,237	492,416	387,025	177,613	153,955	1 666,246	333,249	100%

II.3. Les projections de production

La puissance installée totale du parc de production va passer de 1 789 MW en 2022 à 2 529 MW en 2027 soit une augmentation de puissance de 740 MW. La puissance assignée suit la même tendance en passant de 1 605 MW en 2022 à 2 377 MW en 2027 soit une augmentation de puissance de 772 MW sur la période 2023-2027.

Tableau 10 : Evolution de la capacité de production

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Puissance installée (MW)	1 789	1 818	1 859	2 144	2 493	2 529
Centrales Propres Senelec	549	443	410	410	362	362
Producteurs Indépendants (IPP)	886	891	977	1 243	1 273	1 273
Parts Hydro Régional	121	121	121	305	305	305
Location Senelec	233	364	351	186	552	589
Puissance assignée (MW)	1 605	1 700	1 746	2 011	2 340	2 377
Coefficient de disponibilité (%)	91,60	89,67	93,83	94,2	94,54	92,87
Coefficient d'utilisation (%)	54,83	60,83	61,3	60,91	61,61	62,54

Senelec prévoit une fourniture sur le réseau électrique d'une production (production nette de Senelec et Achats d'énergie) de 50 483 GWh sur la période 2023-2027 pour un besoin de consommation net de 40 608 GWh.

La production nette du parc de Senelec prévue sur la période est de 9 493,94 GWh, soit 21% de la production totale alors que les achats d'énergie sont de 35 114,06 GWh, soit 79% de la production totale. Le poids de plus en plus prépondérant des achats d'énergie est dû à l'ajout de capacité supplémentaire avec les centrales hydroélectriques de Kaléta et Souapiti, la mise en service de la centrale West Africa Energy (WAE) ainsi que l'augmentation de la capacité des centrales solaires et la location de puissance supplémentaire.

II.4. Les projections de charges d'exploitation

Les charges d'exploitation hors amortissements et redevances soumises par Senelec s'élèvent à 756,594 milliards de FCFA en 2022, à 823,179 milliards de FCFA en 2023, à 938,496 milliards de FCFA en 2024, 1 042,923 milliards de FCFA en 2025, 1 232,709 milliards de FCFA en 2026 et à 1 242,693 milliards de FCFA en 2027, soit une moyenne annuelle de 1 002,765 milliards de FCFA. Le taux de croissance annuelle moyen des charges de Senelec (TCAM) est de 10,4% sur la période. Les progressions les plus fortes sont notées en 2024 et en 2026 avec respectivement des croissances de 14% et 18,2%.

Tableau 11 : Projection des charges d'exploitation

en milliards de FCFA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TCAM
Dépenses de combustibles et achats d'énergie	615,591	634,022	761,243	854,841	1 036,676	1 035,731	11,0%
Autres achats	11,641	30,398	24,600	26,578	22,109	22,983	14,6%
Transports	3,087	3,124	3,065	3,203	3,371	3,429	2,1%
Redevances versées aux institutions	5,655	8,240	8,186	9,647	10,253	10,680	13,6%
Services extérieurs (hors redevances)	32,114	56,067	45,722	46,835	46,832	47,857	8,3%
Impôts et taxes	8,502	7,184	8,732	8,005	10,242	9,166	1,5%
Autres charges	4,138	6,618	6,068	5,838	5,488	5,338	5,2%
Charges de personnel	75,866	77,525	80,878	87,977	97,738	107,509	7,2%
TOTAL	756 594	823 179	938 496	1 042 923	1 232 709	1 242 693	10,4%
Croissance annuel		8,80%	14,02%	11,12%	18,21%	0,81%	

Les dépenses en combustible et les achats d'énergies représentent les principales charges de Senelec. Ils représentent 77,02% des charges d'exploitation en 2023, 81,11% en 2024, 81,97% en 2025, 84,10% en 2026 et 83,35% en 2027.

Tableau 12 : Poids des charges d'exploitation

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Achats de matières premières et fournitures liées (combustible et achat d'énergie)	81,36%	77,02%	81,11%	81,97%	84,10%	83,35%
Autres achats	1,54%	3,69%	2,62%	2,55%	1,79%	1,85%
Transports	0,41%	0,38%	0,33%	0,31%	0,27%	0,28%
Redevances versées aux institutions	0,75%	1,00%	0,87%	0,92%	0,83%	0,86%
Services extérieurs (hors redevances)	4,24%	6,81%	4,87%	4,49%	3,80%	3,85%
Impôts et taxes	1,12%	0,87%	0,93%	0,77%	0,83%	0,74%
Autres charges	0,55%	0,80%	0,65%	0,56%	0,45%	0,43%
Charges de personnel	10,03%	9,42%	8,62%	8,44%	7,93%	8,65%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Chapitre III. Projections retenues par la CRSE

En vue de la validation des projections de Senelec, la CRSE a organisé des ateliers et des séances de travail avec Senelec en présence des services du Ministère en charge de l'Énergie et du Ministère en charge des Finances.

III.1. Les projections de la demande

Les projections de demande soumises par Senelec pour la période 2023-2027 tiennent compte notamment de la croissance économique, du développement de l'accès à l'énergie et des besoins des grands projets. Les observations de la CRSE formulées durant le processus de validation ont été intégrées dans la version finale. Ainsi, la demande projetée sur la période 2023-2027 est validée par la CRSE.

Elle sert de base à la définition des nouvelles conditions tarifaires de la période 2023-2027.

III.2. Les projections de dépenses d'investissement

Le programme d'investissement soumis par Senelec, d'un montant de 1 666,246 milliards de FCFA, a été examiné afin de déterminer les investissements éligibles à la base tarifaire et pouvant être rémunérés au cours de la période 2023-2027.

À la suite de cette analyse, la CRSE a identifié plusieurs investissements qui ne doivent pas être pris en compte en raison de leur nature, de leur mode de financement, ou de l'insuffisance des justifications fournies par Senelec. Ils concernent :

- les projets financés par l'État du Sénégal sous forme de subventions et/ou dons d'un montant de 593,456 milliards de FCFA dont 249,634 milliards de FCFA pour le transport, 310,340 milliards pour la distribution, 21,680 milliards de FCFA pour la production et 11,802 milliards de FCFA pour les autres investissements.
- les investissements relatifs au système de comptage et aux installations intérieures des clients d'un montant de 54,598 milliards de FCFA. Les investissements relatifs au système de comptage sont pris en charge dans le cadre de la définition de la redevance compteur alors que les installations intérieures concernent des clients particuliers et doivent faire l'objet de traitement spécifique.
- les projets immobiliers, d'un montant de 56,137 milliards de FCFA, pour lesquels les justifications fournies par Senelec ne permettent pas de démontrer leurs impacts sur son activité normale de production, transport, distribution et vente d'énergie électrique. Ces projets portent sur la construction de trois immeubles, d'un restaurant pour 200 personnes, d'un gymnase, d'une piscine, etc.

Le montant total des investissements non éligible est de 704,191 milliards de FCFA sur la période 2023-2027.

Le tableau ci-dessous donne la synthèse des investissements non éligibles :

Tableau 13 : Investissements non éligibles par la CRSE dans la base tarifaire

Rubriques (en milliards de FCFA)	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Dons et Subventions	110,459	170,937	154,690	85,175	72,195	593,456
Comptage et installations intérieures	12,314	15,128	14,770	12,386	0,000	54,598
Projets immobiliers	12,462	19,275	17,400	7,000	0,000	56,137
Total	135,235	205,340	186,861	104,561	72,195	704,191

Par ailleurs, la CRSE a identifié des projets d'un montant total de 187,901 milliards de FCFA éligibles à la base tarifaire. Toutefois, leur source de financement n'est pas déterminée. Compte tenu des incertitudes, la CRSE a retenu de ne pas les intégrer dans la base tarifaire. Toutefois, s'ils sont mis en œuvre, ils pourront être soumis à la CRSE dans le cadre du mécanisme de détermination du Revenu Maximum Autorisé final de chaque année.

Le tableau, ci-dessous, donne la synthèse des investissements dont les financements sont à rechercher.

Tableau 14 : Financements à rechercher

Rubriques (en milliards de FCFA)	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Dons et Subventions	22,155	35,850	51,810	31,938	46,148	187,901
Total	22,155	35,850	51,810	31,938	46,148	187,901

En déduisant les investissements non éligibles par la CRSE et les financements à rechercher d'un montant total de 892,092 milliards de FCFA, du programme d'un montant total de 1 666,246 milliards de FCFA soumis par Senelec, les nouveaux investissements qui seront intégrés dans la base tarifaire à rémunérer au titre de la période 2023-2027 s'élèvent à 774,152 milliards de FCFA.

Le tableau ci-après, présente, par activité, les montants des investissements à intégrer dans la base tarifaire.

Tableau 15 : Investissements à intégrer dans la base tarifaire

Rubriques (en milliards de FCFA)	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Production	10,179	10,983	10,550	5,700	5,700	43,112
Transport	110,464	88,855	29,167	12,025	11,525	252,035
Distribution - Ventes	158,290	134,225	95,958	20,119	15,167	423,758
Autre	18,913	17,164	12,679	3,270	3,220	55,246
Total	297,846	251,226	148,354	41,114	35,612	774,152

Pour la détermination des revenus par activités, la rubrique « Autre » est répartie proportionnellement entre les activités.

Tableau 16 : Investissements éligibles dans la base tarifaire par activité

Rubriques (en milliards de FCFA)	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Production	10,869	11,788	11,536	6,193	6,267	46,653
Transport	117,954	95,370	31,893	13,064	12,671	270,952
Distribution - Ventes	169,023	144,067	104,926	21,857	16,675	456,547
Total	297,846	251,226	148,354	41,114	35,612	774,152

Il convient de noter que les investissements intégrés dans la base tarifaire feront l'objet d'une revue à la fin chaque année. Les corrections y relatives seront faites en référence aux réalisations constatées dans les états financiers certifiés.

Le tableau, ci-après, donne le détail des investissements par source de financement.

Tableau 17 : Financement des projets retenus dans la base tarifaire

Rubriques (en milliards de FCFA)	2023		2024		2025		2026		2027		Total		
	Fonds Propres	Dettes	Fonds Propres	Dettes	Fonds Propres	Dettes	Fonds Propres	Dettes	Fonds Propres	Dettes	Fonds Propres	Dettes	FP+Dettes
Production	10,217	2,009	13,539	0,145	13,505	-	6,068	-	6,105	-	49,767	2,168	51,935
Transport	17,299	97,933	14,959	77,976	5,566	25,256	1,091	12,385	0,562	12,700	38,557	224,853	263,410
Distribution - Ventes	53,037	117,351	45,056	99,551	31,111	72,917	18,755	2,815	16,245	-	164,790	294,017	458,807
Total général	80,554	217,292	73,554	177,672	50,181	98,173	25,914	15,200	22,912	12,700	253,114	521,038	774,152

III.3. Les projections de production

Le plan de production est déterminé suivant le principe de l'ordre de mérite (dispatching économique). Il prend en considération la demande d'énergie électrique à satisfaire, les caractéristiques technico-économiques de chacune des unités de production existantes et attendues ainsi que les prix des combustibles.

Pour les besoins de la validation des projections, la CRSE a analysé les différents plans de production fournis par Senelec afin d'apprécier l'optimisation du parc de production. Dans ce cadre, elle a formulé des observations sur les facteurs susceptibles de compromettre la cohérence du plan de production. Il s'agit en particulier :

- des dates de mise en service des centrales attendues ;
- de la nature des combustibles utilisés ;
- des charges variables d'achat d'énergies hors combustibles.

Les observations de la CRSE ont été prises en considération par la Senelec dans la version finale des projections de coûts.

Ainsi, le plan de production prévu pour satisfaire la demande est considéré comme réaliste. Il reflète une planification prudente et une utilisation optimisée du parc. Par conséquent, il est validé par la CRSE.

III.4. Les projections de charges d'exploitation

La CRSE a analysé les rubriques des projections de coût de Senelec pour définir les coûts éligibles. Dans ce cadre des retraitements ont été faits sur les postes « Transport de combustibles », « Charges de personnel », « Services extérieurs », « Impôts et taxes » et « Autres charges ».

III.4.1. Le transport des combustibles

Le transport de combustibles figurant dans les projections de Senelec montre que cette rubrique passe de 14,316 milliards de FCFA en 2023 à 31,594 milliards de FCFA en 2027. Par rapport aux réalisations de 5,829 milliards de FCFA enregistrées en 2022, ce poste devrait croître de 40,2% en

moyenne par année. Cette évolution se caractérise par une multiplication par 2,5 en 2023 et par 5,4 en 2027 par rapport à 2022.

Cette situation manque de cohérence par rapport aux quantités de combustibles consommées et à l'historique des coûts de transport de Senelec sur les précédentes périodes tarifaires. Les échanges avec Senelec n'ont pas permis à la CRSE de disposer de justifications pertinentes.

Par conséquent, la CRSE a procédé à une réévaluation des montants de cette rubrique en se basant sur les moyennes historiques et les volumes de combustibles liquides. Ainsi, le coût du « Transport de combustible » retenu est de 43,469 milliards de FCFA sur la période 2023-2027 au lieu de 113,733 milliards de FCFA soumis par Senelec.

Le tableau ci-dessous présente les coûts de transport de combustible retenu par année.

Tableau 18 : Transport de combustible retenu par la CRSE

Rubriques (en milliards de FCFA)	Réalisations 2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Coûts soumis par Senelec	5,829	14,316	19,546	19,020	29,258	31,594	113,734
Coûts validés par la CRSE	-	6,021	7,726	8,086	10,593	11,044	43,469
<i>Senelec Production</i>	-	2,334	2,425	2,493	2,269	2,266	11,786
<i>IPP</i>	-	3,687	5,301	5,593	8,324	8,778	31,683
Ecart	5,829	8,295	11,820	10,934	18,665	20,550	70,265

III.4.2. Les charges de personnel

Senelec a soumis des charges de personnel pour la période de 452,034 milliards de FCFA soit une moyenne annuelle de 90,407 milliards de FCFA. Les réalisations de Senelec en 2022 sont de 77,858 milliards de FCFA. Les charges de personnels annuelles projetées varient entre 77,525 milliards de FCFA en 2023 et 107,509 milliards de FCFA en 2027.

L'effectif passe de 3 324 employés en 2022 à 3 849 employés en 2027 soit une augmentation de 445 employés sur la période.

Senelec explique cette projection par la croissance naturelle annuelle de 2% relative aux avancements ainsi que par la nécessité de recruter à partir de 2023 pour compenser les départs à la retraite et pour pourvoir les postes prioritaires vacants.

La CRSE a noté que les charges de personnel projetées par Senelec augmentent de 48% par rapport aux réalisations de 2022 alors que l'effectif progresse de 16%. Les justifications fournies par Senelec semblent insuffisantes pour expliquer cette distorsion entre l'augmentation de l'effectif et celle des charges de personnel.

Ainsi, la CRSE a procédé à une réévaluation à partir du salaire moyen par agent en 2022 (réalisations) tenant compte d'une croissance annuelle de 2% et intégrant les effectifs prévus par Senelec. Le montant des charges de personnel retenu par la CRSE se chiffre à 422,914 milliards de FCFA au lieu de 452,034 milliards de FCFA sur la période 2023-2027.

Il convient de rappeler que dans le cadre du mécanisme de fixation du Revenu Maximum Autorisé, les charges de personnels seront indexées, chaque année, sur le niveau de l'Indice des Prix à la Consommation (IHPC) au Sénégal.

Le tableau, suivant, donne la répartition annuelle des charges de personnel retenues par la CRSE.

Tableau 19 : Charges de personnel retenues par la CRSE

Rubriques (en milliards de FCFA)	Réalisations 2022	2023	2024	2025	2026	2026	Total 2023-2027
Production	13,445	13,017	8,572	8,658	8,511	8,622	47,381
Transport	8,613	9,273	11,847	13,434	15,204	18,316	68,074
Distribution - Vente	50,596	53,070	59,944	62,026	64,086	68,334	307,460
	72,654	75,360	80,363	84,118	87,801	95,273	422,914

III.4.3. Les services extérieurs

Les services extérieurs soumis par Senelec, d'un montant total de 243.314 milliards de FCFA sur la période, comportent des dépenses relevant du cycle de financement, des provisions sur des contentieux en cours ainsi que la dotation pour le Fonds de Préférence de l'Énergie pour un montant total de 54 367 millions de FCFA sur la période.

Ces coûts sont considérés comme non éligibles pour la détermination des revenus de Senelec. En effet, les coûts relevant du cycle de financement non retenus concernent les commissions sur emprunt et les services bancaires pour un montant total de 48,138 milliards de FCFA. Ces coûts sont pris en compte par la rémunération de la base tarifaire intégrant le Besoin en Fonds de Roulement.

Pour les provisions d'un montant total 4,482 milliards de FCFA sur la période tarifaire, il s'agit de coûts hypothétiques qui ne doivent pas être pris en considération dans le calcul du revenu autorisé.

La dotation au fonds de préférence est considérée comme une redevance dans la Formule de contrôle des revenus de Senelec. Par conséquent, le montant de 1,746 milliard de FCFA doit être déduit des dépenses liées aux services extérieurs.

III.4.4. Les impôts et taxes

Les amendes et pénalités fiscales pour un montant total de 6,241 milliards de FCFA sur la période n'ont pas été retenues par la CRSE du fait qu'elles ne doivent pas être supportées par les clients.

III.4.5. Les autres charges

Les subventions et dons ainsi que les provisions pour l'exploitation et les provisions pour dépréciation des stocks n'ont pas été retenues par la CRSE, car ne relevant pas de l'activité normale de Senelec ou ne devant pas être pris en compte dans les revenus requis. Le montant total est de 15,377 milliards de FCFA sur la période 2023-2027.

Il convient de souligner que les autres charges intègrent des pertes sur créances d'un montant de 10,500 milliards de FCFA sur la période 2023-2027 ; soit en moyenne 2,100 milliards par année.

Le tableau, ci-dessous, présente le détail par année des coûts retraités.

Tableau 20 : Synthèse des charges d'exploitation retraitées en millions de francs

Libellé	Période						Commentaires
	2023	2024	2025	2026	2027	Total	
Transport de combustibles							
Transport de combustibles non retenu par la CRSE	8,295	11,820	10,934	18,665	20,550	70,264	La CRSE considère que les projections de Senelec manquent de cohérence par rapport aux volumes consommés et à l'historique des coûts
Sous-total Services extérieures	8,295	11,820	10,934	18,665	20,550	70,264	
Services extérieures	-	-	-	-	-	-	
COMMISSIONS SUR AUTRES EMPRUNTS	0,380	0,003	0,003	0,003	0,003	0,393	Les commissions sur emprunts et services bancaires relèvent du cycle de financement ; ils ne doivent pas être pris en compte dans les charges d'exploitation.
SERVICES BANCAIRES	9,549	9,549	9,549	9,549	9,549	47,745	
FRAIS D'ACTES ET CONTENTIEUX	0,515	0,659	0,844	1,081	1,384	4,482	Cette rubrique à un caractère de provisions portant sur des actes relevant d'une gestion non prudente de Senelec; ils ne peuvent être éligibles aux charges régulés.
DOTATION AU FONDS DE PREFERENCE	1,746	-	-	-	-	0,002	
Sous-total Services extérieures	10,445	10,211	10,396	10,633	10,936	52,822	Cette rubrique est considérée comme une redevance dans la Formule de contrôle des coûts
Impôts et taxes	-	-	-	-	-	-	
Autres amendes et pénalités fiscales	0,940	1,934	0,638	2,252	0,477	6,241	Les amendes et pénalités relèvent d'une gestion inefficace; elles ne sont donc pas éligibles dans les charges régulés
Sous-total Impôts et taxes	0,940	1,934	0,638	2,252	0,477	6,241	
Autres charges	-	-	-	-	-	-	
SUBVENTIONS ORGANISMES	0,500	0,450	0,450	0,350	0,350	2,100	
DONS & SECOURS AUX AGENTS RETRA	0,037	0,040	0,040	0,040	0,040	0,197	
SUBV. & SECOURS AUX TIERS	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,500	
SUBV. AUX CONFRERES RELIG.	0,070	0,080	0,080	0,080	0,080	0,390	
CHARGES PROV. D'EXPLOITATION S/	2,000	1,000	1,000	1,000	1,000	6,000	
DOT. AUX PROV. DEPREC. STOCK.	0,300	1,000	0,800	0,600	0,400	3,100	
DOT. PROV. DEPREC. AUTRES COMPT	0,500	0,700	0,650	0,600	0,600	3,050	
Sous-total Autres charges	3,507	3,370	3,120	2,770	2,570	15,337	
Charges de personnel	-	-	-	-	-	-	
AJUSTEMENTS EFFECTUES PAR LA CRSE	2,571	0,515	3,859	9,937	12,236	29,119	
Sous-total Charges de personnel	-	-	-	-	-	-	Ces charges ne relèvent pas de l'exploitation normale de Senelec; elles sont hors régulation
Total général	23,187	27,338	25,088	34,320	34,533	144,464	

À la suite de ces retraitements, les charges d'exploitation hors amortissements, redevances et impôts et taxes, retenues par la CRSE se chiffrent à 5 563,687 milliards de FCFA en francs constants sur la période soit une moyenne de 1 347,324 milliards de FCFA par année.

Le tableau ci-dessous présente le détail des charges d'exploitation annuelle retenues par la CRSE.

Tableau 21 : Les charges de Senelec retenues par la CRSE

Charges d'exploitation (en milliards de FCFA constant)	2022	Projections / Senelec					2023-2027	TCMA 2023-2027
		2023	2024	2025	2026	2027		
Dépenses en combustibles	387,856	422,403	523,683	584,944	728,452	770,556	3 030,037	14,72%
Huile et autre fourniture (lubrifiant)	2,029	3,344	3,381	3,407	2,549	2,482	15,163	4,11%
Transport combustible	5,829	5,845	7,282	7,400	9,412	9,527	39,466	10,32%
Dépenses fixes d'achat d'énergie (frais de capacité IPP)	143,188	167,741	201,581	207,691	270,366	256,161	1 103,539	12,34%
Dépenses variables d'achat d'énergie	76,890	87,463	94,474	151,809	166,266	167,804	667,816	16,95%
Charges de personnel	72,654	73,165	74,807	76,979	78,010	82,183	385,145	2,50%
Autres achats consommés	15,537	29,513	23,188	24,323	19,643	19,825	116,492	5,00%
Transports consommés	2,100	3,033	2,889	2,931	2,995	2,958	14,807	7,09%
Services extérieurs (hors redevances)	34,953	43,016	34,131	34,337	33,442	33,440	178,367	-0,88%
Autres charges	1,775	3,020	2,543	2,488	2,416	2,389	12,856	6,12%
Total charges d'exploitation hors amortissements, impôts et redevances	742,610	838,543	967,960	1 096,308	1 313,551	1 347,324	5 563,687	12,65%

Les charges d'exploitation devraient enregistrer une augmentation annuelle moyenne (TCMA) de 12,65% sur la période. Cette hausse est principalement liée aux coûts de production et d'achats d'énergie qui représentent plus de 83% des charges d'exploitation.

Tableau 22 : Répartition des charges Senelec retenues par la CRSE en %

Charges d'exploitation (en milliards de FCFA constant)	2022	Projections / Senelec					2023-2027	TCMA 2023-2027
		2023	2024	2025	2026	2027		
Dépenses en combustibles	387,856	422,403	523,683	584,944	728,452	770,556	3 030,037	14,72%
Huile et autre fourniture (lubrifiant)	2,029	3,344	3,381	3,407	2,549	2,482	15,163	4,11%
Transport combustible	5,829	5,845	7,282	7,400	9,412	9,527	39,466	10,32%
Dépenses fixes d'achat d'énergie (frais de capacité IPP)	143,188	167,741	201,581	207,691	270,366	256,161	1 103,539	12,34%
Dépenses variables d'achat d'énergie	76,890	87,463	94,474	151,809	166,266	167,804	667,816	16,95%
Charges de personnel	72,654	73,165	74,807	76,979	78,010	82,183	385,145	2,50%
Autres achats consommés	15,537	29,513	23,188	24,323	19,643	19,825	116,492	5,00%
Transports consommés	2,100	3,033	2,889	2,931	2,995	2,958	14,807	7,09%
Services extérieurs (hors redevances)	34,953	43,016	34,131	34,337	33,442	33,440	178,367	-0,88%
Autres charges	1,775	3,020	2,543	2,488	2,416	2,389	12,856	6,12%
Total charges d'exploitation hors amortissements, impôts et redevances	742,610	838,543	967,960	1 096,308	1 313,551	1 347,324	5 563,687	12,65%

Entre 2023 et 2027, l'analyse de la répartition des charges de Senelec retenues par la CRSE confirme la prépondérance des achats d'énergie pour répondre à la demande. Par ailleurs, les poids des dépenses de personnel et des services extérieurs restent relativement stables par rapport à la période 2020-2022.

Dans la perspective de la filialisation de Senelec et de l'accès des tiers aux réseaux, les tableaux suivants présentent la répartition des projections de coûts retenues par la CRSE entre l'activité de production de Senelec, les achats d'énergie, l'activité de transport et les activités de distribution et de vente.

Tableau 23 : Les coûts de « Production-Senelec » et Achats d'énergies retenus par la CRSE

Charges d'exploitation (en milliards de FCFA constant)	2022	Projections / Production-Senelec					2023-2027	TCMA 2023-2027
		2023	2024	2025	2026	2027		
Production Senelec								
Dépenses en combustibles	136,425	154,282	159,413	163,004	147,978	147,355	772,031	1,55%
Huile et autre fourniture (lubrifiant)	2,029	3,344	3,381	3,407	2,549	2,482	15,163	4,11%
Transport combustible	2,222	2,266	2,286	2,281	2,016	1,955	10,803	-2,53%
Dépenses fixes d'achat d'énergie (frais de capacité)	-	2,531	2,526	2,512	3,820	3,806	15,195	
Dépenses variables d'achat d'énergie	-	4,870	5,033	5,082	5,437	5,418	25,840	
Charges de personnel	13,445	12,638	7,917	7,923	7,562	7,438	43,478	-11,17%
Autres achats consommés	6,475	13,485	6,419	6,900	6,216	6,748	39,769	0,83%
Transports consommés	0,381	0,483	0,414	0,424	0,432	0,431	2,183	2,48%
Services extérieurs (hors redevances)	11,678	11,361	9,667	9,710	9,162	9,215	49,115	-4,63%
Autres charges	0,235	0,204	0,226	0,226	0,219	0,228	1,103	-0,61%
Sous total Production- Senelec	172,890	205,465	197,281	201,468	185,392	185,074	974,680	1,37%
Achats d'énergie								
Dépenses en combustibles	251,431	268,121	364,270	421,940	580,473	623,201	2 258,006	19,91%
Transport combustible	3,607	3,580	4,997	5,118	7,396	7,572	28,662	15,99%
Dépenses fixes d'achat d'énergie (frais de capacité)	143,188	165,210	199,054	205,179	266,546	252,355	1 088,344	12,00%
Dépenses variables d'achat d'énergie	76,690	82,593	89,441	146,726	160,829	162,386	641,975	16,19%
Sous total Achats d'énergie	474,915	519,503	657,762	778,964	1 015,244	1 045,514	4 016,988	17,10%
Total général	647,806	724,968	855,043	980,432	1 200,636	1 230,588	4 991,667	13,69%

Tableau 24 : Répartition des coûts de « Production-Senelec » et achats d'énergie en %

Répartition Charges d'exploitation (en milliards de FCFA constant)	2022	Projections				
		2023	2024	2025	2026	2027
Production Senelec						
Dépenses en combustibles	78,91%	75,09%	80,80%	80,91%	79,82%	79,62%
Huile et autre fourniture (lubrifiant)	1,17%	1,63%	1,71%	1,69%	1,38%	1,34%
Transport combustible	1,29%	1,10%	1,16%	1,13%	1,09%	1,06%
Dépenses fixes d'achat d'énergie (frais de capacité)	0,00%	1,23%	1,28%	1,25%	2,06%	2,06%
Dépenses variables d'achat d'énergie	0,00%	2,37%	2,55%	2,52%	2,93%	2,93%
Charges de personnel	7,78%	6,15%	4,01%	3,93%	4,08%	4,02%
Autres achats consommés	3,75%	6,56%	3,25%	3,42%	3,35%	3,65%
Transports consommés	0,22%	0,24%	0,21%	0,21%	0,23%	0,23%
Services extérieurs (hors redevances)	6,75%	5,53%	4,90%	4,82%	4,94%	4,98%
Autres charges	0,14%	0,10%	0,11%	0,11%	0,12%	0,12%
Total charges d'exploitation hors amortissements, impôts et redevances	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Achats d'énergie						
Dépenses en combustibles	52,94%	51,61%	55,38%	54,17%	57,18%	59,61%
Huile et autre fourniture (lubrifiant)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Transport combustible	0,76%	0,69%	0,76%	0,66%	0,73%	0,72%
Dépenses fixes d'achat d'énergie (frais de capacité)	30,15%	31,80%	30,26%	26,34%	26,25%	24,14%
Dépenses variables d'achat d'énergie	16,15%	15,90%	13,60%	18,84%	15,84%	15,53%
Total charges d'exploitation hors amortissements, impôts et redevances	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tableau 25 : Les coûts de l'activité « Transport » retenus par la CRSE

Charges d'exploitation (en milliards de FCFA constant de 2022)	2022	Projections / Transport					2023-2027	TCMA 2023-2027
		2023	2024	2025	2026	2027		
Charges de personnel	8,613	9,003	11,051	12,294	13,509	15,800	61,656	12,90%
Autres achats consommés	0,643	0,504	0,532	0,543	0,544	0,534	2,656	-3,65%
Transports consommés	0,424	0,562	0,492	0,504	0,514	0,511	2,582	3,82%
Services extérieurs (hors redevances)	7,563	5,842	6,139	6,085	5,949	5,897	29,911	-4,86%
Autres charges	0,218	0,082	0,092	0,091	0,089	0,090	0,444	-16,14%
Total charges d'exploitation hors amortissements, impôts et redevances	17,461	15,993	18,306	19,516	20,604	22,832	97,250	5,51%

Tableau 26 : Répartition des coûts de l'activité « Transport » retenus par la CRSE en %

Répartition Charges d'exploitation (en milliards de FCFA constant de 2022)	2022	Projections				
		2023	2024	2025	2026	2027
Charges de personnel	49,33%	56,29%	60,37%	62,99%	65,56%	69,20%
Autres achats consommés	3,68%	3,15%	2,91%	2,78%	2,64%	2,34%
Transports consommés	2,43%	3,51%	2,69%	2,58%	2,49%	2,24%
Services extérieurs (hors redevances)	43,31%	36,53%	33,54%	31,18%	28,87%	25,83%
Autres charges	1,25%	0,51%	0,50%	0,47%	0,43%	0,40%
Total charges d'exploitation hors amortissements, impôts et redevances	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Tableau 27 : Les coûts des activités « Distribution-ventes » retenus par la CRSE (en francs courants)

Répartition Charges d'exploitation (en milliards de FCFA constant de 2022)	2022	Projections				
		2023	2024	2025	2026	2027
Charges de personnel	50,596	51,524	55,839	56,763	56,939	58,946
Autres achats consommés	8,419	15,523	16,237	16,880	12,883	12,544
Transports consommés	1,295	1,988	1,984	2,004	2,050	2,016
Services extérieurs (hors redevances)	15,712	25,812	18,326	18,542	18,332	18,329
Autres charges	1,322	2,735	2,226	2,171	2,108	2,070
Total charges d'exploitation hors amortissements, impôts et redevances	77,344	97,582	94,611	96,360	92,312	93,904

Tableau 28 : Répartition des coûts des activités « Distribution-ventes » retenus par la CRSE en %

Répartition Charges d'exploitation (en milliards de FCFA constant de 2022)	2022	Projections				
		2023	2024	2025	2026	2027
Charges de personnel	65,42%	52,80%	59,02%	58,91%	61,68%	62,77%
Autres achats consommés	10,89%	15,91%	17,16%	17,52%	13,96%	13,36%
Transports consommés	1,67%	2,04%	2,10%	2,08%	2,22%	2,15%
Services extérieurs (hors redevances)	20,31%	26,45%	19,37%	19,24%	19,86%	19,52%
Autres charges	1,71%	2,80%	2,35%	2,25%	2,28%	2,20%
Total charges d'exploitation hors amortissements, impôts et redevances	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Chapitre IV. Méthodologie de révision

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

- de la Loi n° 2021-31 du 9 juillet 2021 portant Code de l'électricité, notamment son article 62, qui prévoit les méthodologies de détermination des tarifs ;
- du décret n° 98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination des conditions tarifaires ;
- du Contrat de Concession de Senelec modifié et de son cahier de charges ;
- des Règlements d'Application notamment le règlement n° 06-2003 du 03 octobre 2003 relatif à la révision programmée du contrat de concession et de licence de Senelec ; et
- des Décisions de la CRSE relatifs aux conditions tarifaires de Senelec, notamment la Décision n° 2020-56 du 31 décembre 2020.

IV.1. Détermination des revenus requis de référence

La révision des conditions tarifaires de Senelec consiste à déterminer, à partir des projections des coûts et d'investissements de Senelec validées par la CRSE, un profil de revenus requis et de prix-plafonds qui correspond aux niveaux de vente attendus pour la période 2023-2027.

Les nouvelles conditions tarifaires doivent assurer à Senelec les revenus nécessaires (Revenus Requis) pour couvrir ses charges d'exploitation et de maintenance, ses impôts et taxes et les amortissements des investissements autorisés. Elles doivent également assurer à l'entreprise une rentabilité sur les investissements (base tarifaire) permettant de rémunérer ses fonds propres et les dettes servant à financer les investissements. Cette rentabilité doit être suffisante pour attirer les capitaux privés.

Le Revenu Requis (RR) pour Senelec et pour chaque activité est déterminé comme suit :

RR = E&M + D + T + r*Ki ; avec

- **E&M** : Charges d'exploitation et de maintenance ;
- **D** : Amortissement des investissements permis ;
- **T** : Impôts et taxes à l'exception de l'impôt sur les sociétés ;
- **Ki** : Base Tarifaire correspondant à la valeur nette des actifs immobilisés ;
- **r** : Taux de rentabilité normal.

Les Revenu Requis définis ne tiennent pas compte des exportations qui sont hors du champ de la régulation tarifaire.

Les revenus requis par activité prennent en compte les pertes de transport qui constituent un coût pour l'activité de transport et les pertes de distribution et de commercialisation qui sont des coûts pour l'activité distribution et de vente.

Pour la production, l'activité de production de Senelec sera séparée des achats d'énergie.

La Base Tarifaire à rémunérer sur la période 2023-2027 est déterminée en considérant son niveau à la fin de l'année 2022 et les investissements projetés.

La valeur de la Base Tarifaire à la fin de l'année 2022 correspond, conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur, à la somme des valeurs nettes de la Base Tarifaire initiale fixée à 190 milliards au début de la concession (1999), amortie sur 25 années et des investissements permis à Senelec sur la période 1999-2022 amortis selon les règles en vigueur à laquelle sont déduites les cessions d'actifs.

Les Revenus Requis ainsi définis représentent les Revenus Maximum Autorisés de Senelec aux conditions économiques de référence compte non tenu des redevances, les corrections de revenus et des pénalités. Ces revenus sont fixés pour chaque année sur la base des projections de l'année concernée. Ils font l'objet d'indexation périodique au moyen d'une formule de contrôle des revenus.

IV.2. Formule d'indexation des revenus requis

Pour intégrer dans les revenus de référence les conditions économiques et les ventes réelles, une formule d'indexation (Formule de contrôle des revenus) est paramétrée afin de répercuter au mieux l'impact des fluctuations de l'environnement économique (le prix des combustibles, l'inflation et le taux de change) sur Senelec et sur lesquelles elle n'exerce aucune influence.

Cette formule tient compte de la structure des coûts de Senelec (coûts fixes/coûts variables) des prix des intrants et de l'évolution 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. À cet effet, les revenus requis moyens de production/achat d'énergies, de transport et de distribution-vente sont utilisés.

Le produit du revenu requis par activité (P_0) et de la prévision de demande pour chaque niveau de tension, correspond au revenu requis pour ce niveau de tension.

$$RR_0^{(BT)} = (p_0^{(prod\ et\ achat)} + p_0^{(transport)} + p_0^{(DV)}) * D_0^{(BT)}$$

$$RR_0^{(MT)} = (p_0^{(prod\ et\ achat)} + p_0^{(transport)} + p_0^{(DV)}) * D_0^{(MT)}$$

$$RR_0^{(HT)} = (p_0^{(prod\ et\ achat)} + p_0^{(transport)}) * D_0^{(HT)}$$

Cette approche permet d'évaluer de façon plus précise les Revenu Requis par niveau de tension

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 sont ajustés chaque année avec l'évolution des ventes par niveau de tension.

$$RR^{(2)} = RR_0^{(HT)} * \frac{D_t^{(HT)}}{D_0^{(HT)}} + RR_0^{(MT)} * \frac{D_t^{(MT)}}{D_0^{(MT)}} + RR_0^{(BT)} * \frac{D_t^{(BT)}}{D_0^{(BT)}}$$

Ainsi, le revenu requis pour une année t tenant compte de la structure des ventes et de l'index des prix serait :

$$RR_t^{(2)} = \pi * (RR_0^{(HT)} * \frac{D_t^{(HT)}}{D_0^{(HT)}} + RR_0^{(MT)} * \frac{D_t^{(MT)}}{D_0^{(MT)}} + RR_0^{(BT)} * \frac{D_t^{(BT)}}{D_0^{(BT)}})$$

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.

IV.3. Détermination du facteur d'économie d'échelle

Le facteur d'économie d'échelle est défini pour intégrer dans le Revenu Maximum Autorisé de Senelec les économies découlant d'un accroissement plus rapide des ventes par rapport au niveau de référence prévu dans les projections. Il permet également d'assurer la couverture des charges fixes de Senelec en cas de baisse des ventes par rapport aux prévisions. Ce facteur correspond au rapport entre les dépenses d'exploitation variables et les revenus régulés requis (somme des charges d'exploitation totales hors redevances et de la rémunération de la base tarifaire).

Le facteur d'économie d'échelle est fixé pour chaque année de la période.

IV.4. Détermination de l'indice composite d'inflation

Pour ajuster les Revenus Requis de référence en fonction des conditions économiques à une date d'indexation donnée, un indice composite d'inflation est élaboré. Cet indice est la moyenne pondérée des inflations sur les quatre catégories de charges, à savoir : les charges en monnaie locale, les charges en combustibles, les charges en devises et les charges de structures non indexées.

Pour la détermination des facteurs de pondération, les charges prévisionnelles de Senelec qui doivent être couvertes par ses revenus, sont divisées en grandes masses :

- les charges d'exploitation et de maintenance indexées sur l'inflation locale ;
- les charges en combustibles incluant les combustibles des producteurs indépendants ;
- les charges d'exploitation et de maintenance indexées sur l'inflation étrangère ;
- les charges de structure non indexées qui restent invariables sur toute la période.

Chaque catégorie de charges est rapportée aux revenus requis pour déterminer le facteur de pondération correspondant. La même méthodologie est utilisée pour déterminer les facteurs de pondération pour chaque type de combustible considéré en fonction des dépenses totales de combustibles.

Ces facteurs sont fixés pour chaque année sur la base des projections de coûts de l'année retenues. 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.

Le Revenu requis de Senelec pour une année donnée est en conséquence déterminé en considérant le niveau de l'indice composite d'inflation constaté durant l'année concernée. Toutefois, pour les besoins de l'indexation trimestrielle, le Revenu requis est estimé à chaque date d'indexation en considérant l'inflation constatée durant les trois (3) mois précédant la date d'indexation.

Chapitre V. Points analysés

Les questions analysées portent sur les modifications relatives à certains éléments et options de régulation proposées par Senelec ou à l'initiative de la CRSE. Les points analysés portent sur les modifications relatives à des éléments et options de régulation proposées par Senelec ou à l'initiative de la CRSE.

V.1. Définitions de revenus requis par activité

La loi 2021-31 du 09 juillet 2021 portant Code de l'électricité confirme l'option de la mise en place en 2024 d'un marché concurrentiel de l'électricité en vue de promouvoir la concurrence et la participation du secteur privé dans la production.

Elle définit la nature et les périmètres des activités de production, de transport, de distribution et de vente, entre autres, tout en instaurant un droit d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution.

Pour la mise en place du marché, avec l'opérationnalisation de l'accès de tiers au réseau en 2024, le Code fait obligation à Senelec de finaliser la séparation comptable de ses activités et sa filialisation par la création d'une société Holding et de trois filiales Production, Transport et Distribution-Vente d'énergie électrique.

Analyse de la CRSE

La nouvelle configuration du secteur requiert la déclinaison du revenu requis régulé de Senelec en revenus requis pour la production, le transport et la distribution vente. Cela vise principalement à fixer un tarif régulé pour l'utilisation du réseau de transport et à encadrer les coûts de l'activité de production dans le cadre de la définition du tarif régulé de vente. Cette dissociation du revenu requis repose sur la séparation comptable des activités de Senelec dont l'effectivité a été constatée par Décision de la CRSE n° 2022-45 du 04 novembre 2022 portant approbation de la séparation comptable des activités de Senelec sur la base des états financiers certifiés de l'année 2020.

Conclusion de la CRSE

Des revenus régulés spécifiques seront déterminés pour :

- **la filiale production de Senelec ;**
- **la filiale transport de Senelec en vue de la détermination du tarif d'accès des tiers au réseau ;**
- **la filiale distribution vente intégrant les coûts du réseau de distribution et ceux liés à la commercialisation.**

Le revenu requis est composé des charges d'exploitation et de maintenance, les impôts et taxes, les amortissements de la base tarifaire et la rémunération de la base tarifaire avec taux de rentabilité normal.

Les coûts des achats d'énergies pour la satisfaction de la demande au tarif de vente régulé seront également définis.

Des paramètres d'indexation seront également fixés pour chaque activité afin d'assurer un suivi régulier de leur évolution à l'occasion de chaque indexation.

V.2. Détermination du tarif de transport

La loi 2021-31 permet avec l'accès des tiers au réseau électrique qu'une entité éligible peut utiliser le réseau de Senelec pour acheminer l'électricité acquise auprès d'un producteur à un point de consommation. Cet accès au réseau de Senelec nécessite la définition par le régulateur d'un tarif pour l'utilisation des installations afin de couvrir les coûts de fourniture des services aux utilisateurs tiers. Il est convenu de s'interroger sur la répartition des revenus requis entre les acteurs sur la base de l'utilisation relative des ressources du réseau.

Pour cela, une étude sur la méthodologie de tarification du transport a été réalisée.

Analyse de la CRSE

Le transport de l'électricité comporte 2 fonctions : la fonction de transport en tant que telle et la fonction de gestion du réseau. Dans les industries électriques complètement dégroupées, ces 2 fonctions sont séparées. Elles sont aussi souvent combinées par commodité du fait de la simplicité du réseau avec un nombre très limité de producteurs et d'utilisateur du réseau de transport.

Cependant, quelle que soit la configuration, le tarif de transport doit comprendre tous les coûts identifiés de la fourniture du service de transport et la gestion du réseau de transport.

Plusieurs méthodologies de tarification du service de transport ont été identifiées : il s'agit

- (i) du tarif timbre-poste : il s'agit du type de tarification le plus utilisé au monde ; il permet de faire payer à chaque utilisateur le même prix unitaire pour le même service nonobstant les différences de lieu de production et ou de consommation.
- (ii) du tarif point à point (y compris chemin contrat, MW-km simple et MW-km flux de charge), basé sur un chemin allant du point d'injection d'énergie dans le réseau au point de consommation. Ce type de tarif reflète mieux le coût des installations utilisées qu'un tarif timbre-poste. Toutefois, son élaboration et son application sont plus complexes.
- (iii) de la tarification nodale : il s'agit de définir les tarifs de gros à différents endroits (nœud ou ensemble de nœuds) du réseau électrique, en tenant compte de la production, des flux de charge et des limites physiques du réseau de transport. La tarification nodale est en général utilisée dans les grands réseaux électriques interconnectés. Elle est très utile pour les grands réseaux fortement interconnectés présentant un risque de congestion. Toutefois, elle est complexe à appliquer dans la mesure où il faut regrouper les coûts de production et de transport à différents endroits du réseau avec dispatching zonal. La tarification nodale peut s'avérer donc peu utile pour les réseaux simples ne présentant pas de risque de congestion.
- (iv) de la tarification zonale : le réseau est divisé en zones, chaque zone ayant un tarif différent. Si un utilisateur utilise plusieurs zones pour accéder à la production, les prix de chaque zone lui sont appliqués cumulativement. Les tarifs dans chaque zone peuvent être calculés par n'importe quelle méthode décrite ci-dessus. Elle permet de partager les revenus lorsque

les zones présentent des coûts différents en tenant compte dans une certaine mesure les problèmes de distance. Néanmoins, elle pourrait induire un phénomène où la somme des tarifs zonaux individuels est supérieure à un tarif calculé sur la base des coûts globaux.

Ces approches tarifaires peuvent comporter des parts fixes basées sur la capacité et ou variables basées sur les flux.

Elles présentent divers degrés de complexité, la plus simple étant généralement le « timbre-poste » et les plus complexes étant celles qui nécessitent une analyse de flux de charge.

Conclusion de la CRSE

Compte tenu de la simplicité du réseau de transport au Sénégal avec une absence de congestion, de la nécessité de définir un tarif simple pour accompagner le développement de l'accès des tiers au réseau, de l'impératif d'éviter des disparités géographiques du tarif de transport, la CRSE retient l'utilisation de la méthodologie du « timbre-poste », sans prime fixe, pour la détermination du tarif de transport. Cette méthodologie permet une péréquation géographique tout en étant relativement simple à élaborer et à appliquer.

Pour la période tarifaire 2023-2027, la CRSE, compte tenu de l'insuffisance des informations disponibles sur les utilisations du réseau de transport par les tiers, définit un tarif par kWh livré intégrant les coûts du réseau et les coûts de gestion. Ce tarif fera l'objet d'indexation semestrielle.

V.3. Prise en charge du combustible

Senelec souhaite que l'indexation tienne compte, en plus du prix, de la nature et des quantités effectivement utilisées pour mieux refléter la modification éventuelle du schéma de production retenu qui résulterait de facteurs exogènes.

Analyse de la CRSE

Le coût du combustible est un élément du revenu requis de Senelec. Il constitue le principal poste de charge de Senelec et le principal déterminant du coût de l'électricité. Dans le cadre de la définition des conditions tarifaires, les coûts optimisés des combustibles sont projetés sur toute la période tarifaire en considérant la disponibilité du parc de production (existant et envisagé), la nature et les prix des combustibles ainsi que la consommation de combustible par kWh produite pour chaque centrale (consommation spécifique).

Cette optimisation à moyen terme permet de définir un profil de coûts qui fera l'objet d'une indexation périodique en fonction des prix des combustibles et du niveau de la demande satisfaite par Senelec.

Cette optimisation à moyen terme complétée par le mécanisme de l'indexation s'est montrée plus ou moins adaptée jusqu'en 2020 à cause notamment de la diversification limitée des combustibles (Gasoil, fuel lourd, charbon) pouvant être utilisés par Senelec.

Avec l'installation d'unités de production fonctionnant au gaz ou dual fuel (gaz ou fuels), le potentiel d'optimisation à court terme de Senelec a été élargi. Ainsi, les coûts du combustible résultant de l'optimisation à court terme peuvent, en fonction de la conjoncture, s'avérer plus efficaces que les coûts résultant de l'optimisation à moyen terme ou inversement.

L'application des conditions tarifaires de la période 2020-2022 a été l'occasion pour la CRSE de constater ces deux cas de figure.

En effet en 2021, il a été constaté que la centrale Karpower ship prévue pour fonctionner au GNL à partir du deuxième semestre de l'année 2021 a continué à fonctionner au Fuel Lourd dont le prix était devenu relativement moins élevé à cause notamment de la forte augmentation des prix du GNL (le prix du Gnl a été multiplié par 5 par rapport à la référence de 2019). Cette situation a entraîné un décalage important par rapport au schéma de production retenu dans les conditions tarifaires en vigueur.

Dans la mesure où le Gnl n'avait pas été utilisé en 2021 pour la production d'électricité, la prise en compte de son prix dans le processus d'indexation aurait pu conduire à l'intégration dans le Revenu Maximum Autorisé de Senelec des coûts ne tenant pas compte de l'adaptation du schéma de production. Dans ces conditions, Senelec aurait enregistré un surplus de revenus qui ne serait pas lié à une amélioration intrinsèque de sa productivité mais à des facteurs exogènes.

Pour neutraliser les impacts de la substitution de combustible, la CRSE a revu le facteur de pondération du Fuel Lourd BTS pour y intégrer la part d'énergie qui aurait dû être produite avec le Gnl en 2021.

En 2022, cette reclassification a été maintenue. Toutefois, du fait des tensions sur les cours du baril de pétrole, du fioul lourd, du gasoil et du charbon, les revenus issus de la Formule se sont avérés insuffisants pour permettre à Senelec de couvrir les coûts de combustible jugés efficaces. Ainsi, la CRSE avait pris en compte dans le calcul du RMA final l'écart de coûts de production et d'achats d'énergie efficace non reflété par la Formule de contrôle.

Les écarts entre la planification à moyen terme de la production et l'optimisation à court terme pourraient se répéter en particulier avec les possibilités d'utilisation du gaz. Ainsi, il s'avère judicieux de prévoir dans la Formule d'indexation un mécanisme d'ajustement adapté qui permettra d'intégrer les effets de l'optimisation à court terme tout en veillant au maintien des objectifs incitatifs de la régulation au prix plafond.

Conclusion de la CRSE

La CRSE a retenu l'intégration dans le Facteur de correction des écarts entre les coûts des combustibles, les coûts fixes et variables d'achat d'énergie issus de l'application de Formule de contrôle des revenus en vigueur et les réalisations jugées efficientes.

Le montant des corrections sera déterminé chaque année en considérant les éléments suivants :

- **les consommations spécifiques de référence pour chaque unité de production ;**
- **les prix officiels des produits pétroliers ;**
- **le prix officiel du gaz ;**
- **le prix contractuel du charbon ;**
- **les frais fixes de capacité et O&M destinés aux achats d'énergie**
- **les frais variables d'achat d'énergie.**

V.4. Intégration des impôts et taxes comme « passthrough »

Senelec propose une modification du mode de traitement des impôts et taxes dans la détermination du RMA. En effet, elle suggère leur inscription dans la Formule de contrôle des revenus comme « passthrough », à la place des charges projetées jusque-là retenues, afin de prendre en considération les éventuelles évolutions de la fiscalité en cours de période tarifaire.

Analyse de la CRSE

Les impôts et taxes constituent un élément du revenu requis de Senelec. Ils sont projetés en début de période et font l'objet d'une indexation sur l'inflation locale et le niveau d'activité à chaque revue trimestrielle. La revue de la fiscalité au Sénégal montre une certaine stabilité des règles. Les changements brusques et importants y sont exceptionnels. L'historique des impôts et taxes projetés et les réalisations de Senelec confirme cette stabilité. Les écarts majeurs constatés lors des bilans des périodes tarifaires découlent en général de pénalités infligées à Senelec à la suite de vérifications fiscales. Ces pénalités ne sont pas, par nature, éligibles dans le calcul du Revenu Maximum Autorisé de Senelec. Or, inscrire les impôts et taxes comme « passthrough » pourrait inclure aussi les éventuelles pénalités.

Conclusion de la CRSE

La proposition de Senelec relative à l'inscription dans la Formule de contrôle des revenus des impôts et taxes comme « passthrough », est considérée comme non fondée. Elle n'est pas en conséquence retenue par la CRSE.

V.5. Traitement des exportations

Le réseau électrique du Sénégal est interconnecté avec les réseaux électriques des pays de la CEDEAO et de la Mauritanie dans le cadre de l'OMVS et de l'OMVG. Les interconnexions permettent aux opérateurs de différents pays d'exporter ou d'importer de l'énergie électrique en usant d'accords bilatéraux ou multilatéraux ou en recourant, à terme, au marché régional de l'électricité.

Compte tenu de l'impact que les échanges internationaux d'électricité peuvent avoir sur le système électrique du Sénégal, la CRSE juge utile de les étudier dans le cadre de la définition des conditions tarifaires de Senelec.

Analyse de la CRSE

Les exportations d'énergie et les importations non destinées à la satisfaction de la demande au tarif réglementé ne rentrent pas dans le champ de la régulation. Elles n'ont pas fait l'objet de traitement particulier durant les précédentes périodes tarifaires à cause notamment de leur caractère marginal et incertain. Compte tenu de l'ampleur que les exportations pourraient prendre durant la période tarifaire 2023-2027, il est nécessaire de les prendre en considération dans les conditions tarifaires pour éviter que les coûts y relatifs soient répercutés dans le Revenu Régulé de Senelec.

Conclusion de la CRSE

Le revenu requis de Senelec et le revenu requis pour chaque activité seront déterminés hors exportations.

Les revenus des exportations seront traités comme des revenus non régulés. Ils seront évalués en considérant le revenu requis moyen de chaque activité et déduit du Revenu Requis.

Chapitre VI. Premières conclusions de la CRSE

Les premières conclusions de la CRSE portent sur :

- la détermination des revenus régulés requis de Senelec pour couvrir les charges d'exploitation et de maintenance, les impôts et taxes les amortissements et la rémunération de la base tarifaire.
- le paramétrage de la Formule de contrôle des revenus.

Les revenus requis pour les activités de production, de transport, de distribution-vente sont également déterminés de même que les coûts des achats d'énergie.

VI.1. Détermination des revenus requis

Les revenus requis sont déterminés à partir :

- des données économiques de référence ;
- des projections de charges d'exploitation retenues par la CRSE ;
- de la base tarifaire rémunérée au taux de rentabilité normal.

VI.1.1. Données économiques de référence

VI.1.1.1. Inflation

Les hypothèses d'inflation annuelle retenues sont de 3% sur les dépenses en monnaie locale et 2% sur les dépenses en monnaie étrangère sans changement de la parité FCFA/Euro.

En ce qui concerne les combustibles, notamment le Fuel lourd 380 HTS et le Fuel lourd 380 BTS, une tendance générale à la baisse est prévue, avec des indices de prix passant de 0,8743 à 0,7356 et de 0,8594 à 0,7186 entre 2023 à 2027.

Les évolutions des prix des combustibles et des indices de prix sur la période, considérées par Senelec, sont résumées dans le tableau ci-après.

Tableau 29 : Evolution des prix des combustibles et des indices de prix

	Année référence	Projections				
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Taux de change	655,957	655,957	655,957	655,957	655,957	655,957
Indice Inflation locale (IHPC)	120,3750	123,9863	127,7058	131,5370	135,4831	131,5370
Inflation locale annuelle	0,0000	1,0300	1,0300	1,0300	1,0300	1,0300
Inflation locale cumulée	1,0000	1,0300	1,0609	1,0927	1,1255	1,1593
Indice Inflation étrangère (IPC)	111,2433	113,4682	115,7375	118,0523	120,4133	122,8216
Inflation étrangère annuelle	0,0000	1,0200	1,0200	1,0200	1,0200	1,0200
Inflation étrangère cumulée	1,0000	1,0200	1,0404	1,0612	1,0824	1,1041
Fuel oil 380 HTS	388 615	339 782	323 215	310 763	298 946	285 882
Inflation annuelle	0,0000	0,8743	0,9512	0,9615	0,9620	0,9563
Inflation cumulée	1,0000	0,8743	0,8317	0,7997	0,7693	0,7356
Fuel oil 380 BTS	404 198	347 359	329 353	316 182	304 193	290 469
Inflation annuelle	0,0000	0,8594	0,9482	0,9600	0,9621	0,9549
Inflation cumulée	1,0000	0,8594	0,8148	0,7822	0,7526	0,7186
Gasoil	665 115	504 056	498 566	504 022	499 523	496 632
Inflation annuelle	0,0000	0,7578	0,9891	1,0109	0,9911	0,9942
Inflation cumulée	1,0000	0,7578	0,7496	0,7578	0,7510	0,7467
Charbon	177 232	239 359	249 619	219 593	217 671	217 120
Inflation annuelle	0,0000	1,3505	1,0429	0,8797	0,9912	0,9975
Inflation cumulée	1,0000	1,3505	1,4084	1,2390	1,2282	1,2251

VI.1.1.2. Taux de rentabilité normal

Conformément aux dispositions du Cahier des charges de Senelec, le taux de rentabilité normal utilisé pour déterminer les revenus autorisés sur la période 2023-2027 est égal au coût réel du capital.

Le coût réel du capital est défini comme la moyenne pondérée du coût de la dette et de celui des fonds propres en considérant un ratio de dettes/capital de 45%.

Le coût des fonds propres est estimé à 11,17%, en considérant un taux de rendement sans risque après impôts pour les emprunts de l'Etat du Sénégal de 5,88%, une prime de risque de 8,69% et un facteur bêta de 0,61.

Le coût de la dette est estimé à 4,98% sur la base des dettes qui existent actuellement ainsi que sur celles que Senelec compte contracter sur la période.

Avec ces éléments, le coût réel du capital après impôts est estimé à 8,38%.

Le taux d'impôts sur les profits des entreprises étant de 30%, le coût du capital avant impôts est de 11,98%.

Le tableau ci-après présente les différents éléments de calcul du taux de rentabilité normal.

Tableau 30 : Calcul du taux de rentabilité normal

Taux de rendement sans risque (emprunts de l'Etat du Sénégal)	Rf	5,88%
Prime de risque de marché	Rm	8,69%
Bêta		0,61
Coût des fonds propres	Re	11,17%
Coût de la dette	Rd	4,99%
ratio dette/capital	g	45%
Coût du capital après impôts	WACC ap. impôts	8,39%
Taux impôts sur intérêts	Ts	0%
Taux impôts sur profits entreprises	Tc	30%
Coûts capital avant impôts	WACC av. impôts	11,98%

Le détail de la détermination du taux de rentabilité est présenté en annexe 3.

Pour le calcul de la rémunération de la base tarifaire par activité, il est nécessaire de disposer de taux de rentabilité spécifiques à chaque activité. Toutefois l'indisponibilité des informations y relatives rend pour le moment impossible ce calcul.

Ainsi, la CRSE a considéré pour la période tarifaire le taux de rentabilité global et de procéder à la répartition de la rémunération de la base tarifaire globale proportionnellement au poids de chaque activité dans la base.

VI.1.2. Charges d'exploitation et de maintenance

Les charges d'exploitation (hors redevances) retenues par la CRSE, exprimées en francs constants de 2022, présentées dans le tableau ci-dessous, sont utilisées pour la définition des nouvelles conditions tarifaire.

Tableau 31 : Projections de charges d'exploitation et de maintenance (francs constants de 2022)

Charges d'exploitation (en milliards de FCFA constant de 2022)	2022	Projections					2023-2027	TCMA 2023-2027
		2023	2024	2025	2026	2027		
Dépenses en combustibles	387,856	422,403	523,683	584,944	728,452	770,556	3 030,037	14,72%
Huile et autre fourniture (lubrifiant)	2,029	3,344	3,381	3,407	2,549	2,482	15,163	4,11%
Transport combustible	5,829	5,845	7,282	7,400	9,412	9,527	39,466	10,32%
Dépenses fixes d'achat d'énergie (frais de capacité IPP)	143,188	167,741	201,581	207,691	270,366	256,161	1 103,539	12,34%
Dépenses variables d'achat d'énergie	76,690	87,463	94,474	151,809	166,266	167,804	667,816	16,95%
Charges de personnel	72,654	73,165	74,807	76,979	78,010	82,183	385,145	2,50%
Autres achats consommés	15,537	29,513	23,188	24,323	19,643	19,825	116,492	5,00%
Transports consommés	2,100	3,033	2,889	2,931	2,995	2,958	14,807	7,09%
Services extérieurs (hors redevances)	34,953	43,016	34,131	34,337	33,442	33,440	178,367	-0,88%
Autres charges	1,775	3,020	2,543	2,488	2,416	2,389	12,856	6,12%
Total charges d'exploitation hors amortissements, impôts et redevances	742,610	838,543	967,960	1 096,308	1 313,551	1 347,324	5 563,687	12,65%

Les charges d'exploitation hors amortissements, impôts et redevances varient de 742,610 milliards de FCFA en 2022 à 1 347,324 milliards de FCFA en 2027, enregistrant ainsi un taux de croissance annuel moyen (TCAM) de 12,65% sur la période.

Les Impôts et taxes augmentent de 9,08% sur la période en passant de 4,855 milliards de FCFA en 2023 à 7 496 milliards de FCFA en 2023.

Les amortissements observent une croissance moyenne annuelle de 3,34% sur la période, et s'élèvent à 56 024 millions de FCFA en 2023 et à 67 985 millions de FCFA en 2027.

Tableau 32 : Les amortissements et les impôts et taxes

Charges d'exploitation (en milliards de FCFA constant de 2022)	2022	Projections / Senelec					2023-2027	TCMA 2023-2027
		2023	2024	2025	2026	2027		
Impôts et taxes	4,855	6,062	6,408	6,742	7,099	7,496	33,807	9,08%
Amortissements	57,696	56,024	59,461	64,862	66,557	67,985	314,889	3,34%

VI.1.3. Base tarifaire

Pour la détermination de la Base Tarifaire à rémunérer, la valeur moyenne entre les actifs nets en début d'année et ceux en fin d'année majorée du besoin en fonds de roulement est considérée.

Pour cela, il est nécessaire de mettre à jour la base tarifaire en considérant les réalisations de la période 2020-2022, de prendre en considération les projections d'investissements validées et de déterminer le besoin en fonds de roulement.

VI.1.3.1. Les réalisations de la période 2020-2022

Les réalisations de la période tarifaire 2020-2022 ont été arrêtées à 317,411 milliards de FCFA dont 151,814 milliards de FCFA en 2020, 84,899 milliards de FCFA en 2021 et 80,699 milliards de FCFA en 2022.

Ils se répartissent sur la période en investissements de Production pour un montant de 25,660 milliards de FCFA, de Transport pour un montant de 135,509 milliards de FCFA, de Distribution pour un montant de 144,505 milliards de FCFA et Autres pour un montant de 11,734 milliards de FCFA.

Le tableau, suivant, donne le détail des investissements par année et par type d'investissements.

Tableau 33 : Réalisations de la période 2020-2022

Rubriques (en milliards de FCFA)	2 020	2 021	2 022	Total	%
Production	8,719	4,085	13,634	26,438	8,33%
Transport	69,982	25,236	42,729	137,947	43,46%
Distribution	69,152	52,408	24,336	145,896	45,96%
Autres	3,961	3,169	-	7,130	2,25%
Total	151,814	84,899	80,699	317,411	100,00%

Pour rappel, les investissements intégrés dans la base tarifaire de la période tarifaire 2020-2022 étaient de 524,317 milliards soit un taux de réalisation de 61%. Les investissements non réalisés ont été corrigés lors de la détermination du RMA final de Senelec de chaque année concernée.

VI.1.3.2. Les investissements retenus

Le niveau des investissements retenu dans la base tarifaire par la CRSE, après analyse du programme d'investissements soumis par Senelec, est de 774,152 milliards de FCFA.

Le tableau, suivant, présente les montants intégrés dans la base tarifaire de la période 2023-2027.

Tableau 34 : Projections d'investissement intégré dans la base tarifaire

Rubriques (en milliards de FCFA)	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	Total
Production	10,869	11,788	11,536	6,193	6,267	46,653
Transport	117,954	95,370	31,893	13,064	12,671	270,952
Distribution - Vente	169,023	144,067	104,926	21,857	16,675	456,547
Total général	297,846	251,226	148,354	41,114	35,612	774,152

VI.1.3.3. Le Besoin en Fonds de Roulement normatif

Le Besoin en Fonds de Roulement (BFR) est déterminé suivant une approche normative sur la base des délais normatifs régissant les relations de Senelec avec ses clients, ses fournisseurs et les administrations sociale et fiscale. Sur cette base, le BFR normatif a été arrêté à 42 jours de chiffre d'affaires.

Le tableau, ci-dessous, donne le détail du calcul du BFR normatif.

Tableau 35 : Détermination du BFR Normatif en nombre de jour de CA

POSTES DU CYCLE D'EXPLOITATION	Temps d'Écoulement	Coefficient de Structure		BFR	
	DE	base de calcul	CS	besoins	ressources
1. Stocks					
Matières Premières	15,00	478 707	0,5	7,2	
Autres Approvisionnements	30,00	25 334	0,0	0,8	
Stock en Cours	5,00	100 808	0,1	0,4	
2. Clients					
Particuliers	60,00	368 055	0,3	18,8	
Administration centrale	90,00	94 373	0,1	7,2	
Collectivités Locales	120,00	94 373	0,1	9,7	
EPAF	120,00	94 373	0,1	9,7	
Compensation	126,80	229 427	0,2	24,8	
3. Autres créances	30,00	30 226	0,0	0,8	
4. Fournisseurs	90,00	387 902	0,4		35,1
5. Dettes fiscales	30,00	7 418	0,0		0,2
6. Dettes sociales	30,00	69 836	0,1		1,8
7. Autres dettes	30,00	9 401	0,0		0,2
			TOTAL	79,4	37,3
			BFR en jours CAHT	42,0	

Pour déterminer le montant du BFR normatif de référence, un revenu requis sans BFR a été préalablement calculé. Le nombre de jours de BFR est par la suite appliqué à ce montant. Ce BFR sera réparti aux différentes activités proportionnellement à leurs charges d'exploitation.

Le tableau ci-dessous récapitule les BFRN annuels sur la période 2023-2027.

Tableau 36 : Besoin en fonds de roulement normatif de référence BFR

Rubriques (en milliards de FCFA)	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027
Revenus requis sans BFR	888,317	1 024,216	1 167,913	1 387,208	1 422,805
Besoin en Fonds de Roulement	103,637	119,492	136,256	161,841	165,994
<i>BFR Production (75%)</i>	<i>77,728</i>	<i>89,619</i>	<i>102,192</i>	<i>121,381</i>	<i>124,495</i>
<i>BFR Transport (12%)</i>	<i>12,436</i>	<i>14,339</i>	<i>16,351</i>	<i>19,421</i>	<i>19,919</i>
<i>BFR Distribution (13%)</i>	<i>13,473</i>	<i>15,534</i>	<i>17,713</i>	<i>21,039</i>	<i>21,579</i>

VI.1.3.4. Base tarifaire à rémunérer

La base tarifaire à rémunérer est de 627,460 milliards de FCFA en 2022. Elle devrait croître sensiblement au cours de la période pour atteindre 1 257,382 milliards de FCFA en 2027.

Avec un taux de rentabilité de 11,98%, la rémunération de la base tarifaire de Senelec varie entre 104,168 milliards de FCFA en 2023 et 150,634 milliards de FCFA en 2027.

Le tableau ci-dessous présente la Base Tarifaire de la période 2023-2027.

Tableau 37 : Base Tarifaire de la période 2023-2027

Valeurs des actifs (en milliards de FCFA)	Senelec					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Actifs existants au début de la concession	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	15,200	7,600	-	-	-	-
Amortissements	7,600	7,600	-	-	-	-
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	7,600	-	-	-	-	-
Investissements période 1999-2022	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	594,757	637,364	601,144	564,974	528,921	492,982
Nouveaux investissements	80,699	-	-	-	-	-
Amortissements	38,092	36,220	36,170	36,054	35,939	35,775
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	637,364	601,144	564,974	528,921	492,982	457,207
Nouveaux investissements période 2023-2027	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	-	-	285,642	513,576	633,122	643,617
Nouveaux investissements	-	297,846	251,225	148,355	41,114	35,613
Amortissements	-	12,204	23,292	28,809	30,619	32,210
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	-	285,642	513,576	633,122	643,617	647,020
Total actifs	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	609,957	644,964	886,786	1 078,550	1 162,042	1 078,550
Nouveaux investissements	80,699	297,846	251,225	148,355	41,114	35,613
Amortissements	45,692	56,024	59,461	64,862	66,557	67,985
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	644,964	886,786	1 078,550	1 162,042	1 136,599	1 104,227
Besoin en fonds de roulement	-	103,637	119,492	136,256	161,841	165,994
Base Tarifaire à rémunérer	627,460	869,512	1 102,160	1 256,553	1 311,162	1 257,382
Rémunération de la base tarifaire	-	104,168	132,039	150,535	157,077	150,634

Sur la période 2023-2027, la valeur de la base tarifaire se répartit en moyenne comme suit :

- 145 109 millions FCFA pour l'activité de production
- 435 079 millions FCFA pour l'activité de transport
- 490 516 millions pour l'activité de Distribution vente

Tableau 38 : Base tarifaire moyenne par activité

Rubriques (en milliards de FCFA)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne
Production	49,817	132,318	148,618	165,942	186,915	187,044	145,109
Transport	301,435	373,437	457,608	496,962	495,328	485,707	435,079
Distribution/vente	276,209	363,756	495,934	593,649	628,919	584,631	490,516
Total base tarifaire	627,460	869,512	1 102,160	1 256,553	1 311,162	1 257,382	1 070,705

Les activités de transport et de distribution/vente représenteront en moyenne respectivement 41% et 46% de la base tarifaire sur la période 2023-2027. Les actifs de l'activité de production de Senelec constituent 14% de la base tarifaire en moyenne. Le poids de l'activité production dans la base tarifaire traduit la prépondérance des producteurs indépendants par rapport aux infrastructures de production propres à Senelec.

Tableau 39 : Répartition de la base tarifaire par activité

Rubriques (en milliards de FCFA)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne
Production	7,94%	15,22%	13,48%	13,21%	14,26%	14,88%	13,55%
Transport	48,04%	42,95%	41,52%	39,55%	37,78%	38,63%	40,63%
Distribution/vente	44,02%	41,83%	45,00%	47,24%	47,97%	46,50%	45,81%
Total base tarifaire	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Les tableaux ci-dessous présentent le détail des bases tarifaires ainsi que les rémunérations y relatives pour les activités de production, de transport et de distribution-ventes. Il convient de rappeler que, en l'absence de taux de rentabilité normal spécifique, la rémunération de la base tarifaire de Senelec est

répartie entre les différentes activités proportionnellement au poids de leurs actifs dans la base tarifaire.

Tableau 40 : Base tarifaire par activité

Valeurs des actifs (en milliards de FCFA)	Production					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Actifs existants au début de la concession	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	2,888	1,444	-	-	-	-
Amortissements	1,444	1,444	-	-	-	-
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	1,444	-	-	-	-	-
Investissements période 1999-2022	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	44,136	51,166	46,426	41,731	37,118	32,543
Nouveaux investissements	13,634	-	-	-	-	-
Amortissements	6,603	4,740	4,696	4,613	4,575	4,485
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	51,166	46,426	41,731	37,118	32,543	28,058
Nouveaux investissements période 2023-2027	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	-	-	10,144	19,697	28,954	32,454
Nouveaux investissements	-	10,869	11,788	11,536	6,193	6,267
Amortissements	-	0,725	2,235	2,280	2,692	3,110
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	-	10,144	19,697	28,954	32,454	35,611
Total actifs	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	47,024	52,610	56,571	61,428	66,071	61,428
Nouveaux investissements	13,634	10,869	11,788	11,536	6,193	6,267
Amortissements	8,047	6,909	6,931	6,893	7,267	7,595
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	52,610	56,571	61,428	66,071	64,998	63,669
Besoin en fonds de roulement	-	77,728	89,619	102,192	121,381	124,495
Base Tarifaire à rémunérer	49,817	132,318	148,618	165,942	186,915	187,044
Rémunération de la base tarifaire	-	15,852	17,804	19,880	22,392	22,408

Valeurs des actifs (en milliards de FCFA)	Transport					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Actifs existants au début de la concession	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	2,5840	1,2920	-	-	-	-
Amortissements	1,2920	1,2920	-	-	-	-
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	1,2920	-	-	-	-	-
Investissements période 1999-2022	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	286,6947	312,2985	295,1752	278,0532	260,9382	243,8283
Nouveaux investissements	42,7290	-	-	-	-	-
Amortissements	17,1252	17,1233	17,1220	17,1150	17,1099	17,1016
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	312,2985	295,1752	278,0532	260,9382	243,8283	226,7267
Nouveaux investissements période 2023-2027	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	-	-	113,2358	200,0729	222,1572	224,8900
Nouveaux investissements	-	117,9540	95,3700	31,8930	13,0640	12,6710
Amortissements	-	4,7182	8,5330	9,8087	10,3312	10,8381
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	-	113,2358	200,0729	222,1572	224,8900	226,7229
Total actifs	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	289,2787	313,5905	408,4110	478,1261	483,0954	478,1261
Nouveaux investissements	42,7290	117,9540	95,3700	31,8930	13,0640	12,6710
Amortissements	18,4172	23,1334	25,6550	26,9237	27,4412	27,9397
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	313,5905	408,4110	478,1261	483,0954	468,7182	453,4496
Besoin en fonds de roulement	-	12,4364	14,3390	16,3508	19,4209	19,9193
Base Tarifaire à rémunérer	301,4346	373,4372	457,6076	496,9615	495,3277	485,7071
Rémunération de la base tarifaire	-	44,7378	54,8214	59,5360	59,3403	58,1877

Valeurs des actifs (en milliards de FCFA)	Distribution/vente					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Actifs existants au début de la concession	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	9,7280	4,8640	-	-	-	-
Amortissements	4,8640	4,8640	-	-	-	-
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	4,8640	-	-	-	-	-
Investissements période 1999-2022	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	263,9264	273,8987	259,5420	245,1902	230,8647	216,6106
Nouveaux investissements	24,3360	-	-	-	-	-
Amortissements	14,3637	14,3567	14,3518	14,3256	14,2540	14,1882
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	273,8987	259,5420	245,1902	230,8647	216,6106	202,4224
Nouveaux investissements période 2023-2027	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	-	-	162,2621	293,8055	382,0108	386,2729
Nouveaux investissements	-	169,0230	144,0670	104,9260	21,8570	16,6750
Amortissements	-	6,7609	12,5236	16,7206	17,5949	18,2619
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	-	162,2621	293,8055	382,0108	386,2729	384,6860
Total actifs	-	-	-	-	-	-
Valeurs début d'année	273,6544	278,7627	421,8041	538,9957	612,8755	538,9957
Nouveaux investissements	24,3360	169,0230	144,0670	104,9260	21,8570	16,6750
Amortissements	19,2277	25,9816	26,8754	31,0462	31,8490	32,4501
Cessions	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	278,7627	421,8041	538,9957	612,8755	602,8835	587,1084
Besoin en fonds de roulement	-	13,4728	15,5339	17,7133	21,0393	21,5792
Base Tarifaire à rémunérer	276,2086	363,7562	495,9339	593,6489	628,9188	584,6313
Rémunération de la base tarifaire	-	43,5780	59,4129	71,1191	75,3445	70,0388

VI.1.4. Revenus requis de référence

Les revenus régulés requis pour couvrir les charges d'exploitation et de maintenance de Senelec, les amortissements et la rémunération de la base tarifaire au taux de rentabilité normal, durant la période 2023-2027 sont déterminés en tenant compte de la demande à satisfaire et des conditions économiques de référence.

VI.1.4.1. Revenus requis de référence de Senelec

Les revenus régulés requis de référence de Senelec sur la période tarifaire 2023-2027 progressent au même titre que l'activité. Ils se chiffrent, en francs constants de 2022, à 942,722 milliards de FCFA en 2023, 1 102,738 milliards de FCFA en 2024, 1 255,321 milliards de FCFA en 2025, 1 479,356 milliards de FCFA en 2026 et 1 508,322 milliards de FCFA en 2027 ; soit un taux de croissance annuel moyen de 11,6%. Cette tendance est soutenue par l'augmentation des ventes qui passent de 4 672 GWh en 2023 à 9 472 GWh en 2027 ; soit une croissance annuelle de 15,2%.

Tableau 41 : Revenus requis de Senelec en francs constants sur la période 2023-2027

Rubriques (en milliards de FCFA)	RR 2022	Projections						Moyenne	TCAM
		2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027		
Dépenses en combustibles	364,410	422,403	523,683	584,944	728,452	770,556	3 030,037	606,007	16,2%
Transport combustible	4,947	5,845	7,282	7,400	9,412	9,527	39,466	7,893	14,0%
Charges d'exploitation (Hors combustibles, redevances, impôts et taxes)	323,141	410,295	436,995	503,964	575,688	567,242	2 494,185	498,837	11,9%
Amortissements	57,696	56,024	59,461	64,862	66,557	67,985	314,889	62,978	3,3%
Impôts et taxes	4,855	6,062	6,408	6,742	7,099	7,496	33,807	6,761	9,1%
Rémunération de la base tarifaire	115,657	104,168	132,039	150,535	157,077	150,634	694,453	138,891	
Revenus requis	870,706	1 004,796	1 165,868	1 318,448	1 544,285	1 573,440	6 606,837	1 321,367	12,6%
Revenus non régulés	- 45,687	- 62,075	- 63,130	- 63,127	- 64,929	- 65,117	- 318,378	- 63,676	7,3%
<i>Autres Produits</i>		- 27,248	- 29,217	- 30,013	- 32,128	- 32,527	- 151,132	- 30,226	
<i>Exportation (MFCFA)</i>		- 34,827	- 33,913	- 33,114	- 32,801	- 32,591	- 167,246	- 33,449	
Revenus régulés requis (MFCFA)	870,706	942,722	1 102,738	1 255,321	1 479,356	1 508,322	6 288,459	1 257,692	11,6%
export	519,038	664,072	811,622	943,830	1 132,981	1 166,143	4 718,649	943,730	17,6%
Revenus non couverts par les tarifs actuels (MFCFA)	351,667	278,649	291,116	311,491	346,374	342,179	1 569,809	313,962	-0,5%
	67,8%	42,0%	35,9%	33,0%	30,6%	29,3%	33,3%	34,1%	
Prévisions de vente hors export (GWh)	4 672	5 112	6 208	7 369	9 171	9 472	37 333	7 467	15,2%
Tarifs régulés requis moyen (FCFA/kWh)	186,38	184,40	177,62	170,35	161,31	159,24	168,44	168,44	-3,1%
Evolution des tarifs régulés requis (%)		-1,06%	-3,67%	-4,09%	-5,31%	-1,28%			

En terme unitaire le revenu régulé requis moyen devrait passer de 186,38 FCFA/kWh en 2022 à 168,44 FCFA/kWh (constant de 2022) en 2027 soit une baisse annuelle moyenne de 3,1%.

VI.1.4.2. Revenus requis de référence de l'activité Production-Senelec et les Achats d'énergie

Les revenus régulés requis pour l'activité Production de Senelec affichent une évolution constante au cours de la période tarifaire. Ils s'établissent à 220,051 milliards de FCFA en 2023, 215,103 milliards de FCFA en 2024, 223,132 milliards de FCFA en 2025, 210,630 milliards de FCFA en 2026 et 211,978 milliards de FCFA en 2027. La production nette de Senelec attendue (hors exportation) sur la période est de 9 494 GWh. Cette trajectoire des revenus correspondant à une croissance annuelle moyenne de 2,6% pour le Revenu requis et de 2,7% pour la production nette. Le coût moyen de production de Senelec sur la période est de 117,43 FCFA/kWh.

Les coûts d'achat d'énergie de Senelec passent de 498,311 milliards de FCFA en 2023 à 1 020,997 milliards de FCFA en 2027. Pendant cette période, la quantité d'énergie achetée auprès des IPP (hors exportation) et des unités en location augmente également, passant de 4 116,64 GWh en 2023 à 8 994,48 GWh en 2027.

Le coût des achats d'énergie enregistre une croissance annuelle moyenne de 20% alors que les quantités achetées augmentent de 17% en moyenne par an. Le coût moyen d'achats d'énergie sur la période est de 114,40 FCFA/kWh.

Tableau 42 : Revenus requis de l'activité Production de Senelec et des achats d'énergie en francs constants sur la période 2023-2027

Milliards de FCFA (constants de 2022)	RR 2022	Projections						TCAM	
		2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027		Moyenne
Senelec-Production									
Dépenses en combustibles (prix depot)	135,395	154,282	159,413	163,004	147,978	147,355	772,031	154,406	1,7%
Transport combustible	1,918	2,266	2,286	2,281	2,016	1,955	10,803	2,161	0,4%
Charges d'exploitation (Hors combustibles, redevances, impôts et taxes)	35,733	48,917	35,582	36,183	35,398	35,765	191,846	38,369	0,0%
Amortissements	7,115	6,909	6,931	6,893	7,267	7,595	35,594	7,119	1,3%
Revenus requis Senelec-Production	192,540	229,410	222,701	229,868	215,847	217,068	1 114,895	222,979	2,4%
Revenus requis hors combustibles	59,063	75,128	63,288	66,864	67,869	69,714	342,863	68,573	3,4%
Prévisions de Production nette (GWh)	1 622	1 847	1 943	1 996	1 857	1 851	9 494	1 899	2,7%
Revenu non Régulé (exportation)	6,256	9,358	7,598	6,736	5,217	5,090	33,999	6,800	-4,0%
Revenu Régulé Requis (hors exportation)	186,284	220,051	215,103	223,132	210,630	211,978	1 080,895	216,179	2,6%
Revenu régulés requis moyen (FCFA/kWh)	118,71	124,24	114,59	115,17	116,23	117,27	117,43	117,43	-0,2%
Evolution des tarifs régulés requis (%)	0	4,66%	-7,76%	0,50%	0,92%	0,89%			
Achats d'énergies -producteur indépendante, location, importation)									
Achat combustible IPP/location	229,015	268,121	364,270	421,940	580,473	623,201	2 258,006	451,601	22%
Transport combustible	3,030	3,580	4,997	5,118	7,396	7,572	28,662	5,732	20%
Dépenses variables d'achat d'énergie	66,753	82,593	89,441	146,726	160,829	162,386	641,975	128,395	19%
Dépenses fixes d'achat d'énergie (frais de capacité IPP)	133,263	165,210	199,054	205,179	266,546	252,355	1 088,344	217,669	14%
Total achats d'énergie (MnFCFA)	432,061	519,503	657,762	778,964	1 015,244	1 045,514	4 016,988	803,398	19%
Total achats d'énergie hors combustible (MnFCFA)	229,02	251,38	293,49	357,02	434,77	422,31	1 758,98	351,80	13%
Achat net d'énergie (GWh)	4 253	4 512	5 660	6 856	8 875	9 210	35 114	7 023	17%
Achat non régulé (exportation)	14,04	21,19	22,44	22,83	24,54	24,52	115,51	23,10	12%
Achat d'énergie Régulé	418,023	498,311	635,322	756,137	990,706	1 020,997	3 901,473	780,295	20%
Coût moyen énergie achetée (FCFA/kWh)	101,59	115,13	116,21	113,62	114,39	113,51	114,40	114,40	2%
Coût Total approvisionnement en énergie									
Total Revenu Requis (millions de FCFA)	624,60	748,91	880,46	1 008,83	1 231,09	1 262,58	5 131,88	1 026,38	15%
production nette Senelec et Achat d'énergie (GWh)	5 875	6 359	7 603	8 852	10 732	11 062	44 608	8 922	13%
Coût d'approvisionnement moyen (FCFA/kWh)	106,32	117,78	115,80	113,97	114,71	114,14	115,04	115,04	1%
Exportation (GWh)	190,87	259,40	259,40	259,40	259,40	259,40	1 296,98	259,40	6%
Coût de production non régulé (exportation)	20,29	30,55	30,04	29,56	29,76	29,61	149,51	29,90	8%
Coût d'approvisionnement Régulé (FCFA/kWh)	604,31	718,36	850,43	979,27	1 201,34	1 232,97	4 982,67	996,53	15%

VI.1.4.4. Revenus requis de référence de l'activité Transport

Sur la période tarifaire, les revenus régulés requis pour l'activité Transport de Senelec sont de 94,463 milliards de FCFA en 2023, 103,889 milliards de FCFA en 2024, 112,025 milliards de FCFA en 2025, 117,776 milliards de FCFA en 2026 et 119,049 milliards de FCFA en 2027 ; soit une croissance moyenne annuelle de 4,6%. Parallèlement, la quantité d'énergie soutirée du réseau (hors exportations), connaît une croissance moyenne annuelle de 12,9% en passant de à 5 774 GWh en 2022, à 10 613 GWh en 2027.

Tableau 43 : Revenus requis de l'activité de Transport en francs constants sur la période 2023-2027

Rubriques (en milliards de FCFA)	RR 2022	Projections						TCAM	
		2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027		Moyenne
Charges d'exploitation (Hors amortissements,	11,908	15,993	18,306	19,516	20,604	22,832	97,250	19,450	13,9%
Amortissements	23,824	23,133	17,122	17,115	17,110	17,102	91,582	18,316	-6,4%
Impôts et taxes	1,603	2,002	2,411	2,113	2,700	2,305	11,532	2,306	7,5%
Rémunération de la base tarifaire	50,363	44,738	54,821	59,536	59,340	58,188	276,623	55,325	2,9%
Coût des pertes de transport (MF FCFA)	10,573	12,873	15,104	17,296	21,068	21,605	87,947	17,589	15,4%
Revenus requis	98,271	98,739	107,764	115,577	120,822	122,031	564,934	112,987	4,4%
Revenus non régulés (exportation)	- 3,249	- 4,276	- 3,875	- 3,552	- 3,046	- 2,983	- 17,731	- 3,546	-1,7%
Revenus Régulé Requis	95,022	94,463	103,889	112,025	117,776	119,049	547,202	109,440	4,6%
Quantité d'énergie soutirée par le réseau hors	5 774	5 990	7 214	8 441	10 289	10 613	42 547	8 509	12,9%
Coûts d'acheminement unitaire (FCFA/kWh)	16,46	15,77	14,40	13,27	11,45	11,22	12,86	12,86	-7,4%

Le coût moyen du transport, en francs constants de 2022, devrait enregistrer une baisse annuelle moyenne de 7,4% en passant de 16,46 FCFA/kWh à 11,22 FCFA/kWh en 2027 ; correspondant à un coût moyen de 12,85 FCFA/kWh sur la période tarifaire.

VI.1.4.5. Revenus requis de référence de l'activité Distribution-Vente

Les revenus régulés requis pour les activités de Distribution et Vente de Senelec au cours de la période tarifaire 2023-2027 sont de 295,172 milliards de FCFA en moyenne. Ils devront croître de 7,4% par année en moyenne alors que les ventes en Moyenne et Basse Tension progresseront de 10,2%.

Le détail des revenus par année est présenté dans le tableau ci-dessous.

Tableau 44 : Revenus requis de l'activité Distribution-Vente en francs constants sur la période 2023-2027

Rubriques (en milliards de FCFA)	RR 2022	Projections					Moyenne	TCAM	
		2023	2024	2025	2026	2027			
Charges d'exploitation (Hors amortissements, redevances, impôts et taxes)	75,485	97,582	94,611	96,360	92,312	93,904	474,769	94,954	4,5%
Amortissements	26,757	25,982	26,875	31,046	31,849	32,450	148,202	29,640	3,9%
Impôts et taxes	2,303	2,875	3,312	3,002	3,603	3,199	15,991	3,198	6,8%
Rémunération de la base tarifaire	51,946	43,578	59,413	71,119	75,344	70,039	319,493	63,899	6,2%
Coût des pertes de Distribution/Ventes	60,693	117,207	130,882	136,389	141,060	142,999	668,535	133,707	18,7%
Revenus requis	217,184	287,224	315,094	337,916	344,167	342,591	1 626,992	325,398	9,5%
Revenus non régulés		- 27,248	- 29,217	- 30,013	- 32,128	- 32,527	- 151,132	- 30,226	
Revenus régulés requis (MFCFA)	217,184	259,976	285,877	307,903	312,039	310,064	1 475,859	295,172	7,4%
Energie livrée à la clientèle MT BT	4 194	4 584	5 550	6 151	6 586	6 824	29 694	5 939	10,2%
Coût moyen de distribution-vente de l'énergie vendue en MT&BT (MFCFA)	51,79	56,71	51,51	50,06	47,38	45,44	49,70	49,70	-2,6%

L'analyse du Revenus requis unitaire de référence par activité fait ressortir les points ci-dessous :

- Production : Les coûts de production et d'achat d'énergie sur la période varient légèrement entre 106,32 FCFA/kWh en 2022 et 114,14 FCFA/kWh en 2027 au cours de la période ; soit une croissance annuelle moyenne de 1%. Ces coûts correspondent à une moyenne 115,04 FCFA/kWh sur la période 2023-2027.
- Transport : Le coût diminue progressivement, passant de 15,77 FCFA/kWh en 2023 à 11,22 FCFA/kWh en 2027 correspondant à coût moyen de 12,86 FCFA/kWh sur la période.
- Distribution/Vente : le coût passe de 56,71 FCFA/kWh en 2023 à 45,44 FCFA/kWh en 2027, soit une moyenne de 49,70 F/kWh sur la période.

Au total, on constate une diminution progressive du revenu régulé requis moyen global, en francs constant de 2022, sur la période 2023-2027. Il passe de 186,38 FCFA/kWh en 2022 à 159,24 FCFA/kWh en 2027 ; correspondant à une baisse annuelle moyenne de 3,1%.

Les revenus régulés requis, en francs constants de 2022, sont utilisés pour le paramétrage de la Formule de contrôle des revenus.

VI.2. Éléments de paramétrage de la Formule de contrôle des revenus

Les revenus régulés requis de la période 2023-2027 ont été déterminés sur la base de la demande de référence et des conditions économiques de l'année 2022. Les effets des variations ultérieures de ces deux facteurs exogènes à l'activité de Senelec, par rapport à leurs valeurs de référence, doivent être pris en considération dans la fixation du Revenu Maximum Autorisé.

Une formule d'indexation permettant d'intégrer les effets exogènes et de déterminer les Revenus Maximum Autorisés en tenant compte des conditions économiques réelles est par conséquent paramétrée.

Les composantes de la Formule d'indexation sont :

- le Facteur d'économie d'échelle ;
- l'Indice composite d'inflation ;
- les Revenus régulés requis de référence ;
- les Ventes de référence.

VI.2.1. Le Facteur d'économie d'échelle

L'élasticité des charges de Senelec par rapport aux ventes ne pouvant pas être déterminée pour chaque année avec les projections de la demande et de coûts soumises par Senelec, le facteur d'économie d'échelle (θ) est considéré comme égal au rapport entre les dépenses d'exploitation variables et les revenus régulés requis en francs constants (somme des charges d'exploitation totales hors redevances et de la rémunération de la base tarifaire).

Il est déterminé pour Senelec comme entité intégrée et pour chaque activité.

Tableau 45 : Charges variables de Senelec

	2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027	Moyenne
Charges variables	603 698	697 981	818 380	972 274	1 016 476	4 108 810	821 762
Dépenses en combustibles	422 403	523 683	584 944	728 452	770 556	3 030 037	606 007
Dépenses variables achat énergie	87 463	94 474	151 809	166 266	167 804	667 816	133 563
Huiles et autres fournitures liées	3 344	3 381	3 407	2 549	2 482	15 163	3 033
Autres achats consommés	29 513	23 188	24 323	19 643	19 825	116 492	23 298
Transports consommés	3 033	2 889	2 931	2 995	2 958	14 807	2 961
Transports combustibles	5 845	7 282	7 400	9 412	9 527	39 466	7 893
Autres charges	3 020	2 543	2 488	2 416	2 389	12 856	2 571
Impôts et taxes	6 062	6 408	6 742	7 099	7 496	33 807	6 761
Services extérieurs	43 016	34 131	34 337	33 442	33 440	178 367	35 673
Charges fixes	401 098	467 887	500 068	572 010	556 963	2 498 027	499 605
Dépenses de personnel	73 165	74 807	76 979	78 010	82 183	385 145	77 029
Frais de capacité (achat énergie)	167 741	201 581	207 691	270 366	256 161	1 103 539	220 708
Amortissements	56 024	59 461	64 862	66 557	67 985	314 889	62 978
Rémunération des actifs	104 168	132 039	150 535	157 077	150 634	694 453	138 891
Charges globales*	1 004 796	1 165 868	1 318 448	1 544 285	1 573 440	6 606 837	1 321 367
Part variable des charges	60%	60%	62%	63%	65%	62%	62%
Part fixe des charges	40%	40%	38%	37%	35%	38%	38%

Tableau 46 : Charges variables de Senelec production

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Charges variables	191 480	187 523	192 661	174 806	175 822	184 458
Dépenses en combustibles	154 282	159 413	163 004	147 978	147 355	154 406
Dépenses variables O&M	4 870	5 033	5 082	5 437	5 418	5 168
Huiles et autres fournitures liées	3 344	3 381	3 407	2 549	2 482	3 033
Autres achats consommés	13 485	6 419	6 900	6 216	6 748	7 954
Transports consommés	483	414	424	432	431	437
Transport combustible	2 266	2 286	2 281	2 016	1 955	2 161
Autres charges	204	226	226	219	228	221
Impôts et taxes	1 185	685	1 627	796	1 991	1 257
Services extérieurs	11 361	9 667	9 710	9 162	9 215	9 823
Charges fixes	37 930	35 178	37 207	41 042	41 247	38 521
Dépenses de personnel	12 638	7 917	7 923	7 562	7 438	8 696
Dépenses Fixes O&M	2 531	2 526	2 512	3 820	3 806	3 039
Charges globales	229 410	222 701	229 868	215 847	217 068	222 979
Part variable des charges	83%	84%	84%	81%	81%	83%
Part fixe des charges	17%	16%	16%	19%	19%	17%

Tableau 47 : Charges variables d'achats d'énergie

	2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027
Charges variables	354 293	458 708	573 785	748 698	793 159	2 928 643
Achat combustible IPP/location	268 121	364 270	421 940	580 473	623 201	2 258 006
Transport combustible	3 580	4 997	5 118	7 396	7 572	28 662
Dépenses variables d'achat d'énergie	82 593	89 441	146 726	160 829	162 386	641 975
Charges fixes	165 210	199 054	205 179	266 546	252 355	1 088 344
Dépenses fixes d'achat d'énergie (frais de capacité IPP)	165 210	199 054	205 179	266 546	252 355	1 088 344
Charges globales	519 503	657 762	778 964	1 015 244	1 045 514	4 016 988
Part variable des charges	68%	70%	74%	74%	76%	73%
Part fixe des charges	32%	30%	26%	26%	24%	27%

Tableau 48 : Charges variables de l'activité Transport

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Charges variables	21 865	24 770	26 632	30 863	30 942	27 015
Autres achats consommés	504	532	543	544	534	531
Transports consommés	562	492	504	514	511	516
Autres charges	82	92	91	89	90	89
Impôts et taxes	2 002	2 411	2 113	2 700	2 305	2 306
Services extérieurs	5 842	6 139	6 085	5 949	5 897	5 982
Coût des pertes	12 873	15 104	17 296	21 068	21 605	17 589
Charges fixes	76 874	82 995	88 945	89 959	91 089	85 972
Dépenses de personnel	9 003	11 051	12 294	13 509	15 800	12 331
Amortissements	23 133	17 122	17 115	17 110	17 102	18 316
Rémunération des actifs	44 738	54 821	59 536	59 340	58 188	55 325
Charges globales*	98 739	107 764	115 577	120 822	122 031	112 987
Part variable des charges	22%	23%	23%	26%	25%	24%
Part fixe des charges	78%	77%	77%	74%	75%	76%

Tableau 49 : Charges variables des activités Distribution-vente

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Charges variables	166 140	172 967	178 988	180 035	181 157	175 857
Autres achats consommés	15 523	16 237	16 880	12 883	12 544	14 813
Transports consommés	1 988	1 984	2 004	2 050	2 016	2 008
Autres charges	2 735	2 226	2 171	2 108	2 070	2 262
Impôts et taxes	2 875	3 312	3 002	3 603	3 199	3 198
Services extérieurs	25 812	18 326	18 542	18 332	18 329	19 868
coûts des pertes de distribution vente	117 207	130 882	136 389	141 060	142 999	133 707
Charges fixes	121 084	142 127	158 928	164 133	161 434	149 541
Dépenses de personnel	51 524	55 839	56 763	56 939	58 946	56 002
Amortissements	25 982	26 875	31 046	31 849	32 450	29 640
Rémunération des actifs	43 578	59 413	71 119	75 344	70 039	63 899
Charges globales*	287 224	315 094	337 916	344 167	342 591	325 398
Part variable des charges	58%	55%	53%	52%	53%	54%
Part fixe des charges	42%	45%	47%	48%	47%	46%

VI.2.2. L'indice composite d'inflation

Sur la base des projections de coûts retenues en francs constants de 2022, les facteurs de pondération des différentes composantes de l'Indice sont déterminés.

Facteur de pondération des charges indexées sur l'inflation locale

Le facteur de pondération des charges indexées sur l'inflation locale est de 27% sur la période.

Tableau 50 : Charges indexées sur l'inflation locale de Senelec

	2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027
Huiles et autres fournitures liées	3 344	3 381	3 407	2 549	2 482	15 163
Dépenses de personnel	73 165	74 807	76 979	78 010	82 183	385 145
Autres achats consommés	29 513	23 188	24 323	19 643	19 825	116 492
Transports consommés	3 033	2 889	2 931	2 995	2 958	14 807
Transport de combustible	5 845	7 282	7 400	9 412	9 527	39 466
Autres charges	3 020	2 543	2 488	2 416	2 389	12 856
Impôts et taxes	6 062	6 408	6 742	7 099	7 496	33 807
Rémunération des actifs	104 168	132 039	150 535	157 077	150 634	694 453
Charges en monnaie locale	228 150	252 538	274 806	279 202	277 493	1 312 189
Charges globales (hors combustible)	1 004 796	1 165 868	1 318 448	1 544 285	1 573 440	6 606 837
Part des charges en monnaie locale	23%	22%	21%	18%	18%	20%

Tableau 51 : Charges indexées sur l'inflation locale de Senelec-Production

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Huiles et autres fournitures liées	3 344	3 381	3 407	2 549	2 482	3 033
Dépenses de personnel	12 638	7 917	7 923	7 562	7 438	8 696
Autres achats consommés	13 485	6 419	6 900	6 216	6 748	7 954
Transport de combustible	2 266	2 286	2 281	2 016	1 955	2 161
Transports consommés	483	414	424	432	431	437
Autres charges	204	226	226	219	228	221
Impôts et taxes	1 185	685	1 627	796	1 991	1 257
Rémunération des actifs	15 852	17 804	19 880	22 392	22 408	19 667
Charges en monnaie locale	49 457	39 132	42 668	42 183	43 679	43 424
Charges globales	229 410	222 701	229 868	215 847	217 068	222 979
Part des charges en monnaie locale	22%	18%	19%	20%	20%	19%

Tableau 52 : Charges indexées sur l'inflation locale achat énergie

	2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027
Transport de combustible	3 580	4 997	5 118	7 396	7 572	0
Charges en monnaie locale	3 580	4 997	5 118	7 396	7 572	28 662
Charges globales hors combustible	251 382	293 492	357 023	434 771	422 313	1 758 982
Part des charges en monnaie locale	1%	2%	1%	2%	2%	2%

Tableau 53 : Charges indexées sur l'inflation locale de l'activité Transport

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Dépenses de personnel	9 003	11 051	12 294	13 509	15 800	12 331
Autres achats consommés	504	532	543	544	534	531
Transports consommés	562	492	504	514	511	516
Autres charges	82	92	91	89	90	89
Impôts et taxes	2 002	2 411	2 113	2 700	2 305	2 306
Rémunération des actifs	44 738	54 821	59 536	59 340	58 188	55 325
Charges en monnaie locale	56 890	69 399	75 081	76 695	77 428	71 099
Charges globales	98 739	107 764	115 577	120 822	122 031	112 987
Part des charges en monnaie locale	58%	64%	65%	63%	63%	63%

Tableau 54 : Charges indexées sur l'inflation locale de l'activité Distribution vente

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Dépenses de personnel	51 524	55 839	56 763	56 939	58 946	56 002
Autres achats consommés	15 523	16 237	16 880	12 883	12 544	14 813
Transports consommés	1 988	1 984	2 004	2 050	2 016	2 008
Autres charges	2 735	2 226	2 171	2 108	2 070	2 262
Impôts et taxes	2 875	3 312	3 002	3 603	3 199	3 198
Rémunération des actifs	43 578	59 413	71 119	75 344	70 039	63 899
Charges en monnaie locale	118 223	139 011	151 938	152 927	148 814	142 183
Charges globales	287 224	315 094	337 916	344 167	342 591	325 398
Part des charges en monnaie locale	41%	44%	45%	44%	43%	44%

Facteur de pondération des charges indexées sur l'inflation étrangère

Le facteur de pondération des charges indexées sur l'inflation étrangère varie entre 10% en 2023 et 8% en 2027, soit une moyenne de 9% sur la période.

Tableau 55 : Charges indexées sur l'inflation étrangère de Senelec

	2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027
Part Dépenses variables O&M	25 877	27 563	43 671	47 159	46 923	191 192
Part Dépenses fixes et O&M	33 020	39 054	39 599	50 728	47 294	209 695
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	43 016	34 131	34 337	33 442	33 440	178 367
Charges en devise	101 913	100 748	117 607	131 329	127 657	579 254
Charges globales	1 004 796	1 165 868	1 318 448	1 544 285	1 573 440	6 606 837
Part des charges indexées sur l'inflation étrangère	10%	9%	9%	9%	8%	9%

Tableau 56 : Charges indexées sur l'inflation étrangère de Senelec- Production

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Part Dépenses variables O&M	1 441	1 468	1 462	1 542	1 515	1 486
Part Dépenses fixes O&M	498	489	479	717	703	577
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	11 361	9 667	9 710	9 162	9 215	9 823
Charges en devise	13 301	11 624	11 651	11 420	11 433	11 886
Charges globales (hors combustible)	229 410	222 701	229 868	215 847	217 068	222 979
Part des charges indexées sur l'inflation étrangère	6%	5%	5%	5%	5%	5%

Tableau 57 : Charges indexées sur l'inflation étrangère pour les achats d'énergie

	2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	24 436	26 094	42 209	45 617	45 408	183 764
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	32 522	30 852	31 296	40 009	37 273	171 952
Charges en devise	56 957	56 946	73 506	85 626	82 681	355 715
Charges globales hors combustible	519 503	657 762	778 964	1 015 244	1 045 514	4 016 988
Part des charges indexées sur l'inflation étrangère	11%	9%	9%	8%	8%	9%

Tableau 58 : Charges indexées sur l'inflation étrangère de l'activité de Transport

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	5 842	6 139	6 085	5 949	5 897	5 982
Charges en devise	5 842	6 139	6 085	5 949	5 897	5 982
Charges globales	98 739	107 764	115 577	120 822	122 031	112 987
Part des charges indexées sur l'inflation étrangère	6%	6%	5%	5%	5%	5%

Tableau 59 : Charges indexées sur l'inflation étrangère de l'activité de Distribution vente

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	25 812	18 326	18 542	18 332	18 329	19 868
Charges en devise	25 812	18 326	18 542	18 332	18 329	19 868
Charges globales	287 224	315 094	337 916	344 167	342 591	325 398
Part des charges indexées sur l'inflation étrangère	9%	6%	5%	5%	5%	6%

Facteur de pondération de l'indice composite des combustibles

Le facteur de pondération de l'inflation composite des combustibles varie entre à 42% en 2023 et 49% en 2027, soit une moyenne de 46% sur la période.

Tableau 60 : Charges en combustibles et répartition par type de combustibles pour Senelec

	2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027
Dépenses en combustible	422 403	523 683	584 944	728 452	770 556	3 030 037
Charges globales	1 004 796	1 165 868	1 318 448	1 544 285	1 573 440	6 606 837
Part des charges en combustibles	42%	45%	44%	47%	49%	46%

	2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027
Fuel lourd 380 HTS	238 225	329 843	285 883	484 708	540 224	1 878 883
Fuel lourd 380 BTS	151 685	164 954	179 067	167 583	126 574	789 862
Gasoil	10 156	19 273	108 944	68 706	94 891	301 970
Charbon	22 337	9 613	11 050	7 454	8 867	59 321
TOTAL (millions de FCFA)	422 403	523 683	584 944	728 452	770 556	3 030 037
Fuel lourd 380 HTS	56%	63%	49%	67%	70%	62%
Fuel lourd 380 BTS	36%	31%	31%	23%	16%	26%
Gasoil	2%	4%	19%	9%	12%	10%
Charbon	5%	2%	2%	1%	1%	2%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tableau 61 : Charges en combustibles et répartition type de combustibles pour Senelec-Production

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Dépenses en combustible	154 282	159 413	163 004	147 978	147 355	154 406
Charges en combustibles	154 282	159 413	163 004	147 978	147 355	154 406
Charges globales	229 410	222 701	229 868	215 847	217 068	222 979
Part des charges en combustibles	67%	72%	71%	69%	68%	69%

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Fuel lourd 380 HTS	144 125	154 285	159 084	145 798	145 161	149 691
Gasoil	10 156	5 128	3 920	2 181	2 194	4 716
TOTAL (millions de FCFA)	154 282	159 413	163 004	147 978	147 355	154 406
Fuel lourd 380 HTS	93%	97%	98%	99%	99%	97%
Gasoil	7%	3%	2%	1%	1%	3%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tableau 62 : Charges en combustibles et répartition type de combustibles pour les achats d'énergie

	2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027
Dépenses en combustible	268 121	364 270	421 940	580 473	623 201	451 601
Charges en combustibles	268 121	364 270	421 940	580 473	623 201	451 601
Charges globales	519 503	657 762	778 964	1 015 244	1 045 514	803 398
Part des charges en combustibles	52%	55%	54%	57%	60%	56%

	2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027
Fuel lourd 380 HTS	94 099	175 559	126 799	338 911	395 063	1 130 430
Fuel lourd 380 BTS	151 685	164 954	179 067	167 583	126 574	789 862
Gasoil	0	0	0	0	0	0
Gasoil	0	14 145	105 024	66 525	92 697	278 392
Charbon	22 337	9 613	11 050	7 454	8 867	59 321
TOTAL (millions de FCFA)	268 121	364 270	421 940	580 473	623 201	2 258 006
Fuel lourd 380 HTS	35%	48%	30%	58%	63%	50%
Fuel lourd 380 BTS	57%	45%	42%	29%	20%	35%
Gasoil	0%	4%	25%	11%	15%	12%
Charbon	8%	3%	3%	1%	1%	3%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Part des pertes de transport dans les charges de l'activité de Transport

Tableau 63 : Coût des pertes de Transport

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Cout pertes Transport	12 873	15 104	17 296	21 068	21 605	17 589
Charges globales	98 739	107 764	115 577	120 822	122 031	112 987
Part dans les charges	13%	14%	15%	17%	18%	16%

Part des pertes de distribution-vente dans les charges des activités de distribution et de vente

Tableau 64 : Coût des pertes de Distribution vente

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Pertes distribution vente	117 207	130 882	136 389	141 060	142 999	133 707
Charges globales	287 224	315 094	337 916	344 167	342 591	325 398
Part dans les charges	41%	42%	40%	41%	42%	41%

Les facteurs de pondération des inflations des différents combustibles considérés, sont résumés ci-après.

Facteur de pondération des charges non indexées sur un indice des prix

Le facteur de pondération des charges non indexées sur un indice des prix est évalué entre 2023 et 2027 à 26% en moyenne.

Tableau 65 : Charges non indexées sur un indice des prix de Senelec

	2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	134 721	162 527	168 092	219 638	208 867	893 844
Amortissement de la base tarifaire	56 024	59 461	64 862	66 557	67 985	314 889
Dépenses variables d'achat d'énergie (EnR)	61 586	66 911	108 137	119 108	120 882	476 624
Charges non indexées	252 331	288 899	341 091	405 303	397 733	1 685 357
Charges globales	1 004 796	1 165 868	1 318 448	1 544 285	1 573 440	6 606 837
Part des charges non indexées	25%	25%	26%	26%	25%	26%

Tableau 66 : Charges non indexées sur un indice des prix de Senelec Production

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Part Dépenses fixes O&M	2 033	2 037	2 033	3 103	3 103	2 462
Amortissement de la base tarifaire	6 909	6 931	6 893	7 267	7 595	7 119
Part Dépenses variables O&M	3 429	3 564	3 620	3 895	3 903	3 682
Charges non indexées	12 371	12 532	12 546	14 265	14 602	13 263
Charges globales (hors combustible)	229 410	222 701	229 868	215 847	217 068	222 979
Part des charges non indexées	5%	6%	5%	7%	7%	6%

Tableau 67 : Charges non indexées sur un indice des prix pour les achats d'énergie

	2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	132 689	160 490	166 059	216 535	205 763	881 535
Dépenses variables d'achat d'énergie	58 157	63 347	104 517	115 213	116 979	458 212
Charges non indexées	190 845	223 837	270 575	331 747	322 742	1 339 747
Charges globales hors combustible	519 503	657 762	778 964	1 015 244	1 045 514	4 016 988
Part des charges non indexées	37%	34%	35%	33%	31%	33%

Tableau 68 : Charges non indexées sur un indice des prix pour l'activité Transport

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Amortissement de la base tarifaire	23 133	17 122	17 115	17 110	17 102	18 316
Charges non indexées	23 133	17 122	17 115	17 110	17 102	18 316
Charges globales	98 739	107 764	115 577	120 822	122 031	112 987
Part des charges non indexées	23%	16%	15%	14%	14%	16%

Tableau 69 : Charges non indexées sur un indice des prix pour les activités Distribution et Vente

	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne 2023-2027
Amortissement de la base tarifaire	25 982	26 875	31 046	31 849	32 450	29 640
Charges non indexées	25 982	26 875	31 046	31 849	32 450	29 640
Charges globales	287 224	315 094	337 916	344 167	342 591	325 398
Part des charges non indexées	9%	9%	9%	9%	9%	9%

L'indice composite d'inflation est la moyenne pondérée des inflations sur les quatre catégories de coûts que sont : les charges en monnaie locale, les charges en combustibles, les charges en devises et les charges non indexées.

L'Indice Harmonisé des Prix à la Consommation (IHPC) au Sénégal est considéré pour l'inflation 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 indexées sur l'inflation étrangère. Cet indice est corrigé par l'évolution du taux de change entre le FCFA et l'Euro, le cas échéant. La combinaison de l'évolution des prix des différents combustibles utilisés est considérée comme étant l'indice de prix de référence pour les combustibles.

Les valeurs de référence des indices sectoriels d'inflation, correspondant à la moyenne sur l'année 2022 de ces indices, sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 70 : Niveau de référence des indices d'inflation et des prix des combustibles

Indice Inflation locale (IHPC)	IHPC ₀	120,3750
Indice Inflation étrangère (IPC)	IPC ₀	111,2433
Taux de change	TC ₀	655,957
Fuel lourd 380 HTS	IHFOa ₀	388 615
Fuel lourd 380 BTS	IHFOb ₀	404 198
Gasoil	IGO0	665 115
Charbon	ICH0	177 232

Les facteurs de pondération des catégories de charges : $\alpha, \beta, \gamma, \Delta, a, b, c, d$ sont résumés par le tableau ci-après.

Tableau 71 : Synthèse des facteurs de pondération et d'économie d'échelle

- **Facteurs de pondération et d'économie d'échelle de Senelec**

Facteurs pondération		2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne
Inflation locale	a	0,23	0,22	0,21	0,18	0,18	0,20
Inflation étrangère	β	0,10	0,09	0,09	0,09	0,08	0,09
Inflation combustibles	γ	0,42	0,45	0,44	0,47	0,49	0,46
Non indexées	Δ	0,25	0,25	0,26	0,26	0,25	0,26
Fuel lourd 380 HTS	a	0,56	0,63	0,49	0,67	0,70	0,62
Fuel lourd 380 BTS	b	0,36	0,31	0,31	0,23	0,16	0,26
Gasoil	c	0,02	0,04	0,19	0,09	0,12	0,10
Charbon	d	0,05	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02

- **Facteurs de pondération et d'économie d'échelle de Senelec-Production**

		2023	2024	2025	2026	2027	MOYENNE
α	Facteur de pondération de l'inflation locale (IHPC)	0,22	0,18	0,19	0,20	0,20	0,19
β	Facteur de pondération de l'inflation étrangère (IPC)	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
γ	Facteur de pondération de l'inflation sur les combustibles (IPF)	0,67	0,72	0,71	0,69	0,68	0,69
Δ	facteur de pondération des charges non indexées sur un indice d'inflation	0,05	0,06	0,05	0,07	0,07	0,06
a	Facteur de pondération de l'inflation sur le fuel oil 380 HTS (IFOa)	0,93	0,97	0,98	0,99	0,99	0,97
c	Facteur de pondération de l'inflation sur le Gasoil (IGO)	0,07	0,03	0,02	0,01	0,01	0,03
θ	Facteur d'économie d'échelle	0,83	0,84	0,84	0,81	0,81	0,83

- **Facteurs de pondération et d'économie d'échelle des achats d'énergie**

		2023	2024	2025	2026	2027	MOYENNE
	Facteur de pondération de l'inflation locale (IHPC)	α	0,01	0,02	0,01	0,02	0,02
	Facteur de pondération de l'inflation étrangère (IPC)	β	0,11	0,09	0,09	0,08	0,09
	Facteur de pondération de l'inflation sur les combustibles (IPF)	γ	0,52	0,55	0,54	0,57	0,56
	facteur de pondération des charges non indexées sur un indice d'inflation	Δ	0,37	0,34	0,35	0,33	0,33
	Facteur de pondération de l'inflation sur le fuel oil 380 HTS (IFOa)	a	0,35	0,48	0,30	0,58	0,63
	Facteur de pondération de l'inflation sur le fuel oil 380 BTS (IFOb)	b	0,57	0,45	0,42	0,29	0,20
	Facteur de pondération de l'inflation sur le Gasoil (IGO)	c	-	0,04	0,25	0,11	0,12
	Facteur d'économie d'échelle	θ	0,32	0,30	0,26	0,26	0,27

- **Facteurs de pondération et d'économie d'échelle de l'activité de transport**

		2023	2024	2025	2026	2027	MOYENNE
Facteur de pondération de l'inflation locale (IHPC)	α	0,58	0,64	0,65	0,63	0,63	0,63
Facteur de pondération de l'inflation étrangère (IPC)	β	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05
Facteur de pondération cout des pertes	γ	0,13	0,14	0,15	0,17	0,18	0,16
facteur de pondération des charges non indexées sur un indice d'inflation	Δ	0,23	0,16	0,15	0,14	0,14	0,16
Facteur d'économie d'échelle	θ	0,22	0,23	0,23	0,26	0,25	0,24

- **Facteurs de pondération et d'économie d'échelle des activités de Distribution Vente**

		2023	2024	2025	2026	2027	MOYENNE
Facteur de pondération de l'inflation locale (IHPC)	α	0,41	0,64	0,65	0,63	0,63	0,63
Facteur de pondération de l'inflation étrangère (IPC)	β	0,09	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05
Facteur de pondération cout des pertes de distribution vente	γ	0,41	0,14	0,15	0,17	0,18	0,16
facteur de pondération des charges non indexées sur un indice d'inflation	Δ	0,09	0,16	0,15	0,14	0,14	0,16
Facteur d'économie d'échelle	θ	0,22	0,23	0,23	0,26	0,25	0,24

VI.2.3. Les 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_0 (en francs constants de 2022) est considéré. Il est de 942 722 millions de FCFA en 2023, 1 102 738 millions de FCFA en 2024, 1 255 321 millions de FCFA en 2025, 1 479 356 millions de FCFA en 2026 et 1 508 322 millions de FCFA en 2027. Ces Revenus Requis sont répartis par niveau de tension ($RR_0(BT)$, $RR_0(MT)$, $RR_0(HT)$) à partir des cout moyen régulé par activité.

Le tableau, suivant, présente la répartition des Revenus requis de référence par niveau de tension.

Tableau 72 : Revenus requis de référence par niveau de Tension

Revenus de référence (Mn FCFA)		2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne
Revenu Requis total	A_0	942 722	1 102 738	1 255 321	1 479 356	1 508 322	1 257 692
Revenu requis Basse Tension	$B_0(BT)$	613 463	707 376	759 667	791 098	805 482	735 417
Revenu requis Moyenne Tension	$B_0(MT)$	258 630	308 837	339 292	359 526	368 170	326 891
Revenu requis Haute Tension	$B_0(HT)$	70 629	86 526	156 362	328 731	334 670	195 384
Total Revenu par niveau de tension	B_0	942 722	1 102 738	1 255 321	1 479 356	1 508 322	1 257 692

VI.2.4. Les Ventes de référence

Les niveaux de ventes de référence ($D_0(BT)$, $D_0(MT)$, $D_0(HT)$), *hors exportation*, qui seront utilisées pour l'indexation des revenus requis sont présentées dans le tableau ci-après.

Tableau 73 : Ventes de référence de la période 2023-2027

Ventes de référence (GWh) hors export		2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne
Basse Tension	$D_0(BT)$	3 218,74	3 858,57	4 247,66	4 523,05	4 678,45	4 105,29
Moyenne Tension	$D_0(MT)$	1 365,72	1 691,01	1 903,03	2 062,68	2 145,25	1 833,54
Haute Tension	$D_0(HT)$	527,94	658,71	1 218,28	2 585,40	2 648,45	1 527,75
Ventes globales	D_0	5 112,39	6 208,29	7 368,97	9 171,13	9 472,15	7 466,58

VI.3. Formule de contrôle des revenus de Senelec

VI.3.1. Le Revenu Maximum Autorisé (RMA)

Le Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec pour une année t , hors toutes taxes, au titre de la vente au détail d'énergie électrique, est déterminé avec la Formule de contrôle des revenus ci-après :

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

t : année de détermination des revenus autorisés;

θ : facteur d'économie d'échelle fixé à :

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 2022 pour les ventes de référence.

Π_t est l'indice d'inflation, déterminé par la Formule suivante :

$$\Pi_t = CI_t - X_t$$

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

$$CI_t = \alpha * \frac{IHPC_t}{IHPC_0} + \beta * \frac{IPC_t * TC_t}{IPC_0 * TC_0} + \gamma \left(a * \frac{IFOa_t}{IFOa_0} + b * \frac{IFOb_t}{IFOb_0} + c * \frac{IGO_t}{IGO_0} + d * \frac{ICH_t}{ICH_0} \right) + \Delta$$

Avec

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

$IHPC_0$: Valeur de référence de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal fixée à 120,3750 base 100 en 2014 ;

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

IPC_0 : Valeur de référence de l'indice harmonisé des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France fixée à 111,2433 base 100 en 2015 ;

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

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

$IFOa_t$: Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix ex-dépôt du fuel oil 380 HTS au Sénégal incluant les éventuelles subventions, publié par le Ministère en charge de l'Energie durant les douze mois de l'année t ;

$IFOa_0$: Valeur de référence du prix ex-dépôt du fuel oil 380 HTS fixée à 388 615 FCFA/tonne, correspondant à la moyenne de 2022 ;

$IFOb_t$: Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix ex-dépôt du fuel oil 380 BTS au Sénégal incluant les éventuelles subventions, publié par le Ministère en charge de l'Energie durant les douze mois de l'année t ;

$IFOb_0$: Valeur de référence du prix ex-dépôt du fuel oil 380 BTS fixée à 404 198 FCFA/tonne, correspondant à la moyenne de 2022 ;

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

IGO_0 : Valeur de référence du prix ex-dépôt du gasoil, fixée à 665 115 FCFA/m³, correspondant à la moyenne de 2022 ;

ICH_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du gaz naturel liquéfié, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions constatées durant les douze (12) mois de l'année t ;

ICH_0 : Valeur de référence du prix du charbon, fixée à 177 232 FCFA/tonne ;

α : Facteur de pondération de l'inflation locale ;

β : Facteur de pondération de l'inflation étrangère ;

γ : Facteur de pondération de l'inflation sur le combustible ;

Δ : Facteur de pondération des charges non indexées ;

a : Facteur de pondération de l'inflation sur le fuel oil 380 HTS ;

b : Facteur de pondération de l'inflation sur le fuel oil 380 BTS ;

c : Facteur de pondération de l'inflation sur le gasoil ;

d : Facteur de pondération de l'inflation sur le charbon ;

X_t : Facteur de gain d'efficacité, fixé à zéro (0) pour la période 2023-2027.

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'indice d'inflation, tel que déterminé ci-dessus

B_t^0 est le montant des revenus requis l'année t, aux conditions économiques de 2022, 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 Régulé requis aux conditions économiques de 2022 pour les ventes de référence en Basse Tension ;

$B_0(MT)$: Revenus Régulé requis aux conditions économiques de 2022 pour les ventes de référence en Moyenne Tension ;

$B_0(HT)$: Revenus Régulé requis aux conditions économiques de 2022 pour les ventes de référence en Haute Tension ;

$D_t(BT)$: 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 ;

$D_t(MT)$: 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 ;

$D_t(HT)$: Quantité d'énergie électrique (hors exportation), 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 (hors exportation) ;

Les valeurs de référence pour l'indexation de la part fixes et de la part variable des revenus, les facteurs de pondération ainsi les ventes de référence retenue par la CRSE pour la détermination du Revenu Maximum Autorisé de Senelec pour chaque année de la période sont présentées dans les tableaux ci-dessous.

Revenus de référence (Mn FCFA)		2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne
Revenu Requis total	A_0	942 722	1 102 738	1 255 321	1 479 356	1 508 322	1 257 692
Revenu requis Basse Tension	$B_0(BT)$	613 463	707 376	759 667	791 098	805 482	735 417
Revenu requis Moyenne Tension	$B_0(MT)$	258 630	308 837	339 292	359 526	368 170	326 891
Revenu requis Haute Tension	$B_0(HT)$	70 629	86 526	156 362	328 731	334 670	195 384
Total Revenu par niveau de tension	B_0	942 722	1 102 738	1 255 321	1 479 356	1 508 322	1 257 692

Ventes de référence (GWh) hors export		2023	2024	2025	2026	2027	
Basse Tension	$D_0(BT)$	3 218,74	3 858,57	4 247,66	4 523,05	4 678,45	
Moyenne Tension	$D_0(MT)$	1 365,72	1 691,01	1 903,03	2 062,68	2 145,25	
Haute Tension	$D_0(HT)$	527,94	658,71	1 218,28	2 585,40	2 648,45	
Ventes globales	D_0	5 112,39	6 208,29	7 368,97	9 171,13	9 472,15	

Facteurs pondération		2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne
Inflation locale	α	0,23	0,22	0,21	0,18	0,18	0,20
Inflation étrangère	β	0,10	0,09	0,09	0,09	0,08	0,09
Inflation combustibles	γ	0,42	0,45	0,44	0,47	0,49	0,46
Non indexées	Δ	0,25	0,25	0,26	0,26	0,25	0,26
Fuel lourd 380 HTS	a	0,56	0,63	0,49	0,67	0,70	0,62
Fuel lourd 380 BTS	b	0,36	0,31	0,31	0,23	0,16	0,26
Gasoil	c	0,02	0,04	0,19	0,09	0,12	0,10
Charbon	d	0,05	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02

RTS_t : Redevance payable à la Radio-Télévision Sénégalaise (RTS) pendant l'année t.

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

FP_t : Dotation du fonds de préférence de l'énergie

K_t : Facteur de correction des revenus est la somme de l'ensemble des corrections de revenus. Il est composé des éléments suivants :

- Les corrections de revenus relatives à la variation des coûts de production et d'achat d'énergie de l'année (t)

- Les corrections de revenus relatives au niveau effectif de réalisation des investissements prévus dans la base tarifaire ;
- La correction relative à la rémunération de la variation du Besoin en Fonds de Roulement (BFR).
- Ecart de revenus de l'année (t-1) correspondant à la différence entre le Revenu Maximum Autorisé de l'année précédente et les recettes de Senelec issues des ventes d'énergie électrique et de la compensation de revenus de la même année, majorée d'intérêts définie selon la Formule suivante :

$$Erev = \left(RMA_{t-1} - \sum Rev_{t-1} \right) * (1 + I_{t-1})$$

dans laquelle

RMA_{t-1} est le Revenu maximum autorisé durant l'année t-1, déterminée conformément aux dispositions ci-dessus ;

$\sum Rev_{t-1}$ est le revenu de Senelec durant l'année t-1, qui est égal à la somme des revenus tirés de la vente au détail d'énergie électrique avec les tarifs appliqués et de la compensation de revenus décidée par le Gouvernement.

I_{t-1} est un taux d'intérêt en pourcent (%), égal au taux d'intérêt légal, fixé par le Ministère en charge des finances, de l'année (t-1) majoré de la marge bancaire plus 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).

VI.3.2. Indexation et ajustement des tarifs

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

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

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

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

En soumettant ses tarifs, Senelec doit veiller à ce que les recettes issues de la vente au détail d'énergie électrique au cours d'une année (t) n'excèdent pas le Revenu Maximum Autorisé fixé par la CRSE pour la même année.

VI.3.3. Compensation de revenus

Lorsque Senelec demande un ajustement de ses tarifs dans les conditions définies ci-dessus, la CRSE peut, en application des stipulations de l'article 36 modifié du Contrat de Concession de Senelec, s'opposer à titre exceptionnel à celui-ci si l'ajustement est brusque et important à la condition de déterminer avec le Ministre chargé de l'Energie, après consultation de Senelec, toute forme de compensation appropriée.

Dans ce cas, le montant de la compensation, hors toutes taxes, dû par l'Etat à Senelec, est déterminé selon la formule ci-après :

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

avec :

i : Date d'indexation considérée ;

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

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

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

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

CP_i : Compensation, hors toutes taxes, décidée par l'Etat au titre de la compensation de l'année en cours pour les précédentes dates d'indexation.

VI.3.4. Durée de validité de la Formule de contrôle des revenus

La Formule de contrôle de revenus est fixée pour la période de 5 ans (2023-2027). Toutefois, elle pourra être révisée exceptionnellement avant la fin de cette période à l'initiative de la CRSE ou à la demande de Senelec, en cas d'événement imprévisible, extérieur à la volonté de Senelec rendant inadaptée la Formule ou à la suite d'accords conclus par le Gouvernement et affectant significativement les conditions d'exploitation de Senelec.

VI.4. Résultats de l'application de la Formule de contrôle des revenus

VI.4.1. Revenus maximum autorisés

La Formule de contrôle des revenus, définie plus haut, a été utilisée pour déterminer les Revenus Régulés Requis.

Les Revenus Régulés Requis ainsi calculés avec la Formule correspondent avec ceux issus des projections retenues par la CRSE. Les résultats obtenus avec la Formule paramétrée sont identiques à ceux calculés avec les projections retenues.

Le tableau, suivant, présente la comparaison des revenus issus du test de la Formule et ceux calculés à partir des projections.

Tableau 74 : Calcul du Revenu Maximum Autorisé avec la Formule aux conditions économiques de 2022

	2023	2024	2025	2026	2027
Révenus régulés requis	942 722	1 102 738	1 255 321	1 479 356	1 508 322
Revenus requis obtenus avec la Formule	942 722	1 102 738	1 255 321	1 479 356	1 508 322
Ecart	-	-	-	-	-
	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

VI.4.2. Évaluation du Revenu Maximum Autorisé

Cette partie donne, à titre d'illustration, sur la base des conditions tarifaires de 2023 (données de janvier à novembre 2023) et de la demande projetée, l'évolution du Revenu Maximum Autorisé, les écarts de revenus et le taux d'ajustement moyen maximum de la période. À la pratique, leurs valeurs réelles dépendront de l'inflation et du niveau de la demande réellement constatés à la fin de chaque année.

Aux conditions économiques de 2022 (prix des combustibles et indices de prix de 2023), l'application de la Formule de contrôle de revenus sur la période 2023-2027 donne un Revenu Maximum Autorisé de 950,962 milliards de FCFA en 2023, soit un écart de revenu de 286,889 milliards de FCFA et un taux de couverture du RMA de 69,83%.

Sur la période le RMA moyen annuel est évalué dans ce cadre à 1 267,093 milliards de FCFA. Les revenus de Senelec avec les tarifs en vigueur (sans la suppression du tarif de la 3^e tranche du prépaiement) sont estimés en moyenne à 943,730 milliards de FCFA, soit un taux de couverture moyen du RMA de 74,48% correspondant à un écart de revenus moyen de 319,147 milliards de FCFA.

En terme unitaire le RMA moyen est évalué à 169,70 FCFA/kWh alors le tarif moyen est estimé à 126,39 FCFA/kWh soit un écart de revenu moyen de 43,31 FCFA/kWh.

Tableau 75 : RMA et écarts de revenus aux conditions économiques de 2022

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne
Revenus Régulés Requis	-	942,722	1 102,738	1 255,321	1 479,356	1 508,322	1 257,692
Facteur de correction des revenus l'année n-1	-	-	-	-	-	-	-
Redevance de la Radio Télévision Sénégalaise payable par la Senelec	-	4,326	3,982	4,608	4,474	4,608	4,400
Redevance annuelle due à la Commission de Régulation	-	2,168	2,277	2,391	2,510	2,636	2,396
Dotation du Fonds de préférence	-	1,746	1,927	2,648	3,268	3,436	2,605
Revenus Maximum Autorisé (RMA)	833,696	950,962	1 110,924	1 264,967	1 489,609	1 519,003	1 267,093
Revenus Maximum obtenus avec la Formule de contrôle des revenus	833,696	950,962	1 110,924	1 264,967	1 489,609	1 519,003	1 267,093
Revenus à percevoir avec les tarifs actuels	535,233	664,072	811,622	943,830	1 132,981	1 166,143	943,730
Taux de couverture du RMA par le tarif	64,20%	69,83%	73,06%	74,61%	76,06%	76,77%	74,48%
Ecart de revenus	298,463	286,889	299,302	321,137	356,627	352,860	323,363
Ventes d'énergie (GWh)	4 821,96	5 112,39	6 208,29	7 368,97	9 171,13	9 472,15	7 466,58
RMA moyen (FCFA/kWh)	172,90	186,01	178,94	171,66	162,42	160,37	169,70
Tarif moyen (FCFA/kWh)	111,00	129,89	130,73	128,08	123,54	123,11	126,39
Ecart de revenus moyen (FCFA/kWh)	61,90	56,12	48,21	43,58	38,89	37,25	43,31

En considérant les conditions économiques de l'année 2023 (inflation constatées jusqu'au 30 novembre 2023) le Revenu Maximum Autorisé est estimé à 923,552 milliards de FCFA en 2023 alors que les revenus avec les tarifs en vigueur sont évalués à 664,072 milliards de FCFA, soit un taux de couverture du RMA de 71,9%.

Aux conditions économiques de 2023, le RMA moyen de la période 2023-2027 est de 1 194,946 milliards de FCFA alors que les revenus attendus avec les tarifs en vigueur (sans la suppression du tarif de la 3^e tranche du prépaiement) à 943,730 milliards de FCFA, soit un taux de couverture de 79%, correspondant à un écart de revenus moyen de 251,216 milliards de FCFA.

Tableau 76 : Revenus Maximum aux conditions économiques de 2023

en milliards de FCFA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne
Revenus Maximum Autorisé	833,696	923,552	1 077,955	1 194,658	1 367,875	1 410,688	1 194,946
Revenus à percevoir avec les tarifs actuels	535,233	664,072	811,622	943,830	1 132,981	1 166,143	943,730
Écarts de Revenus	298,463	259,479	266,333	250,828	234,893	244,545	251,216
Taux de couverture du RMA	64,20%	71,90%	75,29%	79,00%	82,83%	82,66%	78,98%
Taux maximum d'ajustement	55,76%	39,07%	32,81%	26,58%	20,73%	20,97%	26,62%
Ventes d'énergie (GWh)	4 821,96	5 112,39	6 208,29	7 368,97	9 171,13	9 472,15	7 466,58

En terme unitaire, le RMA moyen sur la période tarifaire aux conditions économiques de 2023 est évalué à 160,04 FCFA/kWh alors que le tarif moyen est estimé à 126,39 FCFA/kWh, soit un écart de revenu moyen de 33,65 FCFA/kWh.

Tableau 77 : Revenus Maximum moyens aux conditions économiques de 2023

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Moyenne
Tarif moyen	111,00	129,89	130,73	128,08	123,54	123,11	126,39
Revenu Maximum Autorisé moyen	172,90	180,65	173,63	162,12	149,15	148,93	160,04
Ecart de revenu moyen	- 61,90	- 50,75	- 42,90	- 34,04	- 25,61	- 25,82	- 33,65
Taux de couverture	64%	72%	75%	79%	83%	83%	79%
Taux d'ajustement maximum	56%	39%	33%	27%	21%	21%	27%

ANNEXES

Annexe 1 : Normes et obligations pour la période 2023-2027



REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE SENELEC

OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION ET NORMES FIXEES A SENELEC POUR LA PERIODE 2023-2027

Pour la période quinquennale 2023 -2027, le Ministre chargé de l'Energie a fixé à Senelec des obligations de raccordement des ménages à l'électricité dans les zones urbaines et dans les zones rurales ainsi que des normes à respecter et les incitations contractuelles à supporter en cas de manquement à ces normes.

Les obligations d'électrification fixées à Senelec sur la période 2023-2027 consistent à raccorder 247 501 et 360 476 nouveaux abonnés domestiques respectivement en zone urbaine et rurale, soit un raccordement d'au moins 412 078 nouveaux abonnés domestiques dans son périmètre. En ce qui concerne les nouvelles normes, elles concernent celles relatives aux clients finaux et aux concessionnaires d'électrification rurale.

Le détail des obligations d'électrification et des normes fixées à Senelec pour la période 2023-2027 est présenté ci-après.

1. Obligations d'électrification

- Zones urbaines

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

Tableau 1 : Nouvelles obligations d'électrification en milieu urbain

Zones urbaines des régions	Nombre de clients UD en 2022**	Nombre de clients UD en 2027	Nombre de nouveaux clients UD en 2027
DAKAR***	719 285	885 552	166 268
DIOURBEL	32 321	37 059	4 738
FATICK	21 275	29 358	8 084
KAFFRINE	11 165	14 013	2 848
KAOLACK	57 477	63 254	5 778
KEDOUGOU	5 886	9 402	3 516
KOLDA	22 578	32 675	10 097
LOUGA	30 392	32 903	2 511
MATAM	15 278	17 636	2 357
SAINT-LOUIS	64 312	70 053	5 741
SEDHIOU	10 708	12 790	2 082
TAMBACOUNDA	30 856	34 408	3 552
THIES	176 242	191 719	15 477
ZIGUINCHOR	35 721	50 173	14 452
SENEGAL	1 233 496	1 480 997	247 501

*Toute la région de Dakar est considérée comme zone urbaine

** Données estimées par Senelec à fin 2022

- Zones rurales

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

Tableau 2 : Nouvelles obligations d'électrification en milieu rural

Zones rurales des régions	Nombre de clients UD en 2022**	Nombre de clients UD en 2027	Nombre de nouveaux clients UD en 2027
DIOURBEL	151 311	189 340	38 029
FATICK	33 694	89 606	55 913
KAFFRINE	5 895	13 857	7 962
KAOLACK	42 463	79 712	37 249
KEDOUGOU	168	6 243	6 075
KOLDA	8 419	69 796	61 377
LOUGA	31 794	42 072	10 278
MATAM	28 957	67 459	38 502
SAINT-LOUIS	26 270	32 333	6 064
SEDHIOU	9 671	48 003	38 332
TAMBACOUNDA	8 247	14 926	6 679
THIES	104 036	122 707	18 671
ZIGUINCHOR	24 577	59 923	35 346
SENEGAL	475 501	835 977	360 476

** Données estimées par Senelec à fin 2022

2. Normes et incitations contractuelles

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

- Normes relatives aux clients finaux

Tableau 3 : Normes d'approbation des demandes des clients finaux

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles*	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027	Période 2020-2022	Période 2023-2027
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement HT d'un distributeur indépendant confiés à une entreprise autre que Senelec	10	10	6269 F CFA par jour de retard	6567 F CFA par jour de retard
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement d'un abonné MT ou d'un promoteur immobilier confiés à une entreprise autre que Senelec	10	10	6269 F CFA par jour de retard	6567 F CFA par jour de retard

* Le montant s'applique pour l'année 2022. Il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal. Il est déduit à partir de la première facture de l'abonné et éventuellement des factures suivantes jusqu'à la hauteur des sommes dues.

Tableau 4 : Normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie*) pour les clients finaux

Normes (% de l'énergie totale vendue au détail pendant l'année)		Incitations contractuelles**	
Période 2020-2022	Période 2023-2027	Période 2020-2022	Période 2023-2027
1%	0,50%	1346 FCFA/kWh	1410 FCFA/kWh

La quantité d'énergie qui aurait dû être livrée par le réseau interconnecté (RI) et le réseau non interconnecté (RNI) si le transit n'avait pas été interrompu ou réduit du fait d'un déficit de production y compris le manque de combustible, d'un incident de production ; d'un incident

réseau, de travaux ou manœuvres ou de surcharges.

**Le montant s'applique pour l'année 2022. Il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal. Toutefois, le montant global des Incitations est limité à 2% du chiffre d'affaires hors taxes de l'année précédente.

Tableau 5 : Normes sur le nombre de coupure (SAIFI) pour les clients finaux

	Norme (nombre de coupures)*		Incitations contractuelles**	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027	Période 2020-2022	Période 2023-2027
Coupures	15	15	-	50 000 000 FCFA par coupure au-delà de la norme

* Le nombre moyen d'interruptions ressenties par un client sur une année donnée. Il est le rapport de la somme totale des clients ayant ressenti des interruptions de service sur le nombre total de clients. Cette norme s'applique aux clients de la région de Dakar pour la période considérée.

**Le montant global des Incitations est limité à 0,2 % du chiffre d'affaires hors taxes de l'année précédente

Tableau 58 : Normes sur délai moyen d'attente (SAIDI) pour les clients finaux

	Norme (délai moyen d'attente client)*		Incitations contractuelles	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027	Période 2020-2022	Période 2023-2027
Délai	-	1h 30mn	-	-

* Le délai moyen d'attente client est la moyenne des délais enregistrés au cours d'une année entre le moment où une déclaration d'interruption inopinée de l'alimentation électrique de clients basse tension est enregistrée par Senelec et le moment où la fourniture de l'électricité est rétablie.

Tableau 9 : Normes liées aux relations avec la clientèle

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles*	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027	Incitations contractuelles*	
			Période 2020-2022	Période 2023-2027
Emission première facture (non estimée)	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	6269 F CFA	6567F CFA*
Edition factures bimestrielles	2 factures estimées par an	1 facture estimée par an	15% facture estimée concernée	15% facture estimée concernée
Réponses aux réclamations concernant les factures**	10	10	Minimum entre 50% du montant erreur et le montant facture rectifiée	Minimum entre 50% du montant erreur et le montant facture rectifiée
Préavis avant toute interruption programmée de fourniture	3	3	-	-
Remise de courant après coupure pour défaut de paiement***	1	1	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois

* Le montant s'applique pour l'année 2022. Il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal. Il est déduit à partir de la prochaine facture de l'abonné et éventuellement des factures suivantes jusqu'à la hauteur des sommes dues.

** Incitations exigibles seulement si l'erreur induit une facture émise plus élevée que celle qu'elle aurait dû être.

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

Tableau 6 : Normes de vérification des compteurs des clients finaux

	Normes (Jours ouvrables)				Incitations contractuelles* (F CFA)	
	Période 2020-2022		Période 2023-2027		Période 2020-2022	Période 2023-2027
	Milieu urbain	Milieu rural	Milieu urbain	Milieu rural		
<i>Prise de rendez-vous et inspections suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur**</i>	10	10	10	10	6730 par jour de retard	7050 par jour de retard

* Le montant s'applique pour l'année 2019. Il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2019. Il est déduit à partir de la prochaine facture de l'abonné et éventuellement des factures suivantes jusqu'à la hauteur des sommes dues. Pour l'abonné au prépaiement, le montant est remboursé sous forme de crédit d'énergie à consommer.

** Le délai commence à courir à compter du premier contact avec l'abonné.

Tableau 7 : Normes sur la disponibilité du service prépaiement

	Normes (jours et heures ouvrables)	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027
Disponibilité des services d'achat de crédit pour le prépaiement	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures	Tous les jours et 24H/24H

Tableau 8 : Normes relatives au changement de tarifs

	Normes	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027
<i>Modification du tarif applicable entre deux facturations</i>	Relevé des consommations comportant simultanément sur la nouvelle facture, des consommations payables à l'ancien tarif et au nouveau	Relevé des consommations comportant simultanément sur la nouvelle facture, des consommations payables à l'ancien tarif et au nouveau
	Montant facture calculé selon une répartition au prorata de la durée de chaque période écoulée	Montant facture calculé selon une répartition au prorata de la durée de chaque période écoulée

Tableau 9 : Norme sur la transmission par voie électronique de la facture

	Normes	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027
<i>Facture électronique*</i>	Facture adressée par voie électronique à l'abonné qui le souhaite	Facture adressée par voie électronique à l'abonné qui le souhaite

*La facture comporte, s'il y a lieu, le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Un dispositif d'alerte par sms sera mis en place par Senelec pour informer le client.

Senelec doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

Tableau 10 : Normes de qualité du courant délivré aux clients finaux

		<i>Normes</i>	
		Période 2020-2022	Période 2023-2027
<i>Fréquence</i>		50 Hz + 5%	50 Hz + 5%
<i>Tension</i>	Basse tension	127/220V ou 220/380V + 10%	127/220V ou 220/380V + 10%
	Moyenne tension	Tension nominale autorisée + 5%	Tension nominale autorisée + 5%
	Haute tension	Tension nominale autorisée + 5%	Tension nominale autorisée + 5%

Tableau 11 : Normes de branchement des clients finaux en Basse Tension sans modification du Réseau existant

		<i>Normes (jours ouvrables)</i>		<i>Incitations contractuelles*</i>	
		Période 2020-2022	Période 2023-2027	Période 2020-2022	Période 2023-2027
<i>Visite à une personne ayant fait une demande de branchement</i>		5	5	2 fois les coûts de 1er établissement d'un nouveau branchement ; rapporté à la norme de branchement.	2 fois les coûts de 1er établissement d'un nouveau branchement ; rapporté à la norme de branchement.
<i>Travaux de branchement*</i>	Milieu urbain	5	5		
	Milieu rural	10	10		

*Par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement. Le montant des incitations pour un manquement est limité à 2 fois les coûts de premier établissement. Il est déduit à partir de la prochaine facture de l'abonné et éventuellement des factures suivantes jusqu'à la hauteur des sommes dues. Pour l'abonné au prépaiement, le montant est remboursé sous forme de crédit d'énergie à consommer.

**Le délai commence à courir à compter du moment où les frais de premier établissement ont été versés et les informations demandées ont été fournies.

Tableau 12 : Normes de branchement des clients finaux en Basse Tension avec modification du Réseau existant

		<i>Normes (jours ouvrables)</i>		<i>Incitations contractuelles*</i>	
		Période 2020-2022	Période 2023-2027	Période 2020-2022	Période 2023-2027
<i>Réponse à une demande de branchement**</i>	Milieu urbain	10	10	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement
	Milieu rural	15	15		
<i>Travaux de branchements réalisés par Senelec**</i>	Milieu urbain	30	30		
	Milieu rural	60	60		

*Par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement. Le montant des incitations pour un manquement est limité à 2 fois les coûts de premier établissement ou de déplacement de compteur.

**Le délai commence à courir à compter du moment où les frais de premier établissement ont été versés et les informations demandées ont été fournies.

- Normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale

Tableau 13 : Normes d'approbation des plans des CER

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027	Période 2020-2022	Période 2023-2027
<i>Approbation des plans et schémas soumis par le concessionnaire</i>	15	15	Passé ce délai, l'approbation est réputée acquise pour le Concessionnaire	Passé ce délai, l'approbation est réputée acquise pour le Concessionnaire

Tableau 14 : Normes de qualité du courant délivré au CER

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027	Période 2020-2022	Période 2023-2027
<i>Fournir une explication au concessionnaire</i>	7	7	6269 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite par point d'injection et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.	6567 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite par point d'injection et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.
<i>Effectuer une visite chez le Concessionnaire pour enquête et explication des mesures à prendre</i>	10 *	10*	6269 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite par point d'injection et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.	6567 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite par point d'injection et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.
<i>Apporter une solution</i>	90 *	90*	Au maximum égale à 3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence de tension comprise entre +/- 5 % et +/- 8 %, l'incitation contractuelle est égale à 20 % de la pénalité maximale. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence de tension en dehors des limites ci-dessus, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.	Au maximum égale à 3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence de tension comprise entre +/- 5 % et +/- 8 %, l'incitation contractuelle est égale à 20 % de la pénalité maximale. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence de tension en dehors des limites ci-dessus, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027	Période 2020-2022	Période 2023-2027
<i>Fournir une explication au concessionnaire</i>	7	7	6269 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite par point d'injection et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.	6567 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite par point d'injection et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.
<i>Effectuer une visite chez le Concessionnaire pour enquête et explication des mesures à prendre</i>	10 *	10*	6269 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite par point d'injection et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.	6567 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite par point d'injection et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.
<i>Apporter une solution</i>	90 *	90*	Au maximum égale à 3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence de tension comprise entre +/- 5 % et +/- 8 %, l'incitation contractuelle est égale à 20 % de la pénalité maximale. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence de tension en dehors des limites ci-dessus, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.	Au maximum égale à 3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence de tension comprise entre +/- 5 % et +/- 8 %, l'incitation contractuelle est égale à 20 % de la pénalité maximale. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence de tension en dehors des limites ci-dessus, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.

N.B :

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

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

Tableau 15 : Normes de sécurité et de disponibilité du courant délivré au CER

	Normes Période 2020-2022	Normes Période 2023-2027	Incitations contractuelles Période 2020-2022	Incitations contractuelles Période 2023-2027
<i>Durée moyenne de défaillance au cours d'un mois</i>	12 heures	12 heures	25 % du tarif de cession en vigueur pour chaque kW de puissance souscrite et pour chaque heure de défaillance au-delà de la norme de 12 heures de défaillance par mois.	25 % du tarif de cession en vigueur pour chaque kW de puissance souscrite et pour chaque heure de défaillance au-delà de la norme de 12 heures de défaillance par mois.
<i>Nombre moyen de coupures hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison</i>	10	10	3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque coupure au-delà de la norme de 10 coupures, hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.	3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque coupure au-delà de la norme de 10 coupures, hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.

N.B :

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

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

Tableau 16 : Normes de facturation de la consommation des CER

	<i>Normes Période 2020-2022</i>	<i>Normes Période 2023-2027</i>	<i>Incitations contractuelles* Période 2020-2022</i>	<i>Incitations contractuelles * Période 2023-2027</i>
<i>Emission première facture (non estimée)</i>	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	-	-
<i>Edition factures bimestrielles</i>	Maximum de 2 factures estimées consécutives et de 3 factures estimées par an	Maximum de 2 factures estimées consécutives et de 3 factures estimées par an	15% facture estimée concernée	15% facture estimée concernée
	<i>Normes Période 2020-2022</i>	<i>Normes Période 2023-2027</i>	<i>Incitations contractuelles* Période 2020-2022</i>	<i>Incitations contractuelles* Période 2023-2027</i>
<i>Réponses aux réclamations concernant les factures**</i>	10 jours ouvrables	10 jours ouvrables	Minimum entre 50% erreur et montant facture rectifiée	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée

* Incitations exigibles seulement si l'erreur induit une facture émise plus élevée que celle qu'elle aurait dû être.

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

Tableau 17 : Normes de préavis d'interruption programmée du service au CER

	<i>Normes Période 2020-2022</i>	<i>Normes Période 2023-2027</i>	<i>Incitations contractuelles Période 2020-2022</i>	<i>Incitations contractuelles Période 2023-2027</i>
<i>Préavis avant toute interruption programmée de fourniture</i>	15 jours	15 jours	5000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour en-deçà de ce délai	5000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour
<i>Remise de courant après coupure pour défaut de paiement*</i>	24 heures	24 heures	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois

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

Tableau 18 : Normes de vérification des compteurs des CER

	<i>Normes Période 2020-2022</i>	<i>Normes Période 2023-2027</i>	<i>Incitations contractuelles Période 2020-2022</i>	<i>Incitations contractuelles Période 2023-2027</i>
<i>Prise de rendez vous et proposition inspection dans le même délai suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur *</i>	10 jours ouvrables	10 jours ouvrables	10000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour au-delà de ce délai**	10000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour au-delà de ce délai**

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

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

Annexe 2 : Synthèse de la première consultation publique

Synthèse de la 1ère consultation publique sur la révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2023-2027

1. Introduction

Dans le cadre de la révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2023-2027, la CRSE a organisé une journée de partage sur le document de première consultation publique.

L'objectif de ladite journée de partage est de recueillir les observations des parties prenantes et de toutes autres parties intéressées sur le bilan de Senelec et les nouvelles normes et obligations fixées pour la période 2023-2027.

2. Déroulement de la journée de partage

La journée de partage a été présidée par M. Issa DIONE, Directeur de Cabinet du Ministre du Pétrole et des Energies. Ouvrant la séance, il a souhaité la bienvenue à tous les participants et a passé successivement la parole au Président de la CRSE et au Directeur général de la Senelec.

Le Président de la CRSE a remercié l'ensemble des participants pour leur présence et a précisé que la réglementation en vigueur confère à la Commission un rôle prépondérant dans le processus de révision des conditions tarifaires des titulaires de concessions. Il a également donné un aperçu sur la conjoncture qui a prévalu durant la période tarifaire 2020-2022 marquée par la pandémie de COVID-19 et ses conséquences, notamment l'augmentation des coûts du combustible et la perturbation des chaînes d'approvisionnement. Il a conclu en précisant que le processus de révision se poursuivrait avec la phase relative aux projections des coûts pour la période 2023-2027 et l'ensemble des observations pertinentes recueillies dans le cadre de la consultation seront prises en compte.

Le Directeur général de Senelec a commencé son intervention en remerciant la CRSE pour la tenue de l'atelier et en soulignant l'importance de la collaboration entretenue depuis de nombreuses années. Il a également évoqué les difficultés rencontrées par Senelec pendant la période 2020-2022 et les conséquences sur l'atteinte de certains objectifs, notamment la non-réalisation de certains investissements. Néanmoins, il a précisé que les résultats étaient très satisfaisants. Il a ajouté que, comme d'habitude, Senelec travaillerait avec la CRSE et le MPE pour élaborer les projections de coûts conformément aux normes et obligations d'électrification fixées par ce dernier.

Le Directeur de Cabinet du Ministre, quant à lui, s'est félicité de la tenue de l'atelier et a décliné les orientations du gouvernement dans le secteur de l'énergie et de l'électricité en particulier. Il a souligné que cet atelier serait l'occasion pour toutes les parties de formuler leurs observations et commentaires.

Après l'ouverture de la réunion, quatre présentations ont été effectuées, dont les deux (2) premières par la CRSE, la troisième par Senelec et la quatrième par la MPE, suivies de discussions et de recommandations.

2.1. Synthèse des présentations

La première présentation de la CRSE a porté sur l'application des conditions tarifaires de la période 2020-2022. À ce titre, le cadre réglementaire de la régulation tarifaire et ses principes, ainsi que les revenus requis de référence pour couvrir les coûts efficaces et satisfaire la demande ont été exposés. La formule d'indexation, les modalités d'ajustement des tarifs et l'application des conditions tarifaires par Senelec ont été passées en revue. Il a été également fait mention de l'inflation constatée et l'augmentation des produits pétroliers utilisés par Senelec, qui sont entre autres à l'origine de l'évolution du RMA de Senelec et du niveau de compensation supporté par l'Etat. Enfin, les prochaines étapes du processus de révision des conditions tarifaires, devant aboutir à la publication de la décision de la CRSE relative aux conditions tarifaires de 2023-2027 ont été présentées.

Par la suite, la seconde présentation de la CRSE a concerné le bilan du suivi des normes et obligations de Senelec pour la période 2020-2022. Après le rappel des dispositions réglementaires, les objectifs de raccordement, les normes ainsi que les incitations fixées par le MPE ainsi que les résultats ont été passés en revue. Ainsi, par rapport aux obligations d'électrification, il a été relevé que des efforts restent à faire en milieu rural, l'atteinte de l'objectif d'accès universel ; même si les objectifs intermédiaires des années 2020 et 2021 sont réalisés. Concernant les normes, celles relatives aux clients finaux ont fait l'objet d'un suivi plus exhaustif que les années précédentes, contrairement aux normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale qui ne font toujours pas objet de suivi par Senelec. En conclusion, bien que l'amélioration du respect des normes et obligations d'électrification ait été constatée, il a été recommandé à Senelec de mettre en place un système de collecte et de reporting des normes plus exhaustif pour permettre l'amélioration du suivi.

La présentation du MPE est relative aux normes et obligations qui régiront la période 2023-2027. Dans cette présentation, les changements par rapport à la période subséquente ont été soulignés, notamment la réduction de la valeur cible de l'END à 0,5 % de l'énergie totale vendue en détail, le remplacement de la possibilité pour Senelec de faire deux factures estimées par an par une seule, la disponibilité en continu des services d'achat de crédit, la définition d'une nouvelle norme sur le délai moyen d'attente des clients en cas de panne (SAIDI) et l'introduction d'une incitation contractuelle en cas de non-respect du SAIFI (indice de qualité de la disponibilité de l'énergie).

La dernière présentation est effectuée par Senelec et a porté sur le bilan de ses activités pour la période 2020-2022. Senelec a montré l'évolution de sa clientèle, de ses ventes, de son effectif par collègue et de son chiffre d'affaires. Elle a également présenté les progrès accomplis sur la gestion de la clientèle et les améliorations sur la prise en charge des réclamations et des dépannages. Le plan stratégique 2021-2025 et les faits marquants sur le plan des investissements et des infrastructures additionnelles (production, lignes de transport et de distribution additionnelles) ont également été présentés. Enfin, un point a été fait sur l'appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle des revenus avec la nécessité de prendre en considération des problématiques nouvelles.

2.2. Synthèse des discussions

Structure	Intervenant	Observations et Commentaires
Associations des Consommateurs	Pape Djibril NDIAYE, Président ASDIC	<ol style="list-style-type: none"> 1. La procédure à suivre en cas de non-transmission des données demandées par la CRSE à Senelec 2. La problématique du Woyofal, perçue par certains consommateurs comme des irrégularités 3. Les charges d'exploitation et maintenance de Senelec
	Massokhna KANE, SOS Consommateurs	<ol style="list-style-type: none"> 1. la nécessité de communiquer davantage sur le Woyofal notamment sur son mode de fonctionnement et diverses questions susceptible d'être soulevées par les clients 2. L'audit et l'évaluation du modèle de Woyofal demandé après sa mise en œuvre depuis quelques années 3. La filialisation de Senelec notamment les délais et les modalités 4. La problématique de COSSUEL, soulevée tant pour sa mise en œuvre jugée précipitée. Il a recommandé de revoir les modalités de mise en œuvre et de les limiter aux établissements recevant du public, afin de respecter l'esprit de l'initiative et de revoir les coûts et les délais.

Annexe 3 : Détermination du taux de rentabilité normal

1. Introduction

La loi n° 2021-31 du 09 juillet 2021 portant code de l'Électricité dispose, notamment en son article 61, que la Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie (CRSE) fixe et autorise les niveaux de revenus qu'elle juge satisfaisants pour permettre aux titulaires de titres d'exercice d'obtenir un taux de rentabilité normal par rapport à une base tarifaire spécifiée et des dépenses permises.

Le Cahier des charges de Senelec annexé au Contrat de concession stipule que le taux de rentabilité sera le coût réel du capital avant imposition, pour une entreprise opérant dans le même domaine d'activité que Senelec. Aussi, le Cahier de charges énumère et détaille les paramètres et les références à prendre en compte pour la détermination du taux de rentabilité normal.

La détermination du taux de rentabilité normal pour la rémunération de la base tarifaire de Senelec sur la période 2023-2027 s'appuie sur :

- les stipulations du Cahier des charges de Senelec ;
- l'exploitation des données récentes sur le marché obligataire et le marché monétaire communiquées par la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) et par la Direction du Trésor et de la Comptabilité Publique ;
- le code général des impôts ;
- l'analyse de la situation des emprunts de Senelec au 31 décembre 2022 et l'exploitation du rapport général des Commissaires aux Comptes de Senelec sur l'exercice clos au 31 décembre 2022;
- les projections du programme d'investissement de Senelec sur la période 2023-2027 incluant les sources de son financement
- des décisions tarifaires prises par des organes de régulation.

Par ailleurs, en l'absence avérée d'informations et/ou de statistiques sur certains paramètres, les hypothèses retenues proviennent d'analyses comparatives (benchmarks) portant sur la détermination de taux de rentabilité normal de sociétés d'électricité.

La présente note traite successivement :

- les composantes du calcul du taux de rentabilité normal ;
- les paramètres du calcul du taux de rentabilité normal ;
- les résultats obtenus ;
- les documents exploités.

2. Les composantes du calcul du taux de rentabilité normal

Selon les stipulations du Cahier des charges de Senelec, le taux de rentabilité normal à prendre en compte pour la rémunération de la base tarifaire, sur la période 2023-2027, 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 avant impôts = $(1-T_s) / (1-T_c) \times$ WACC après impôts avec :

- **WACC après impôts** = $g \times R_d + (1-g) \times R_e$
- **T_s** : taux d'impôt sur les intérêts pour la période.

- **Tc** : taux d'impôt sur les bénéfices des entreprises pour la période.

Il est ressorti des dernières études menées sur les composantes du taux de rentabilité, que l'inclusion du **Ts** dans le calcul du WACC n'est requise que dans le cas de systèmes fiscaux avec imputation où les impôts déjà payés par une société sont crédités aux actionnaires et pris en compte dans la taxation des dividendes ; ce qui n'est pas le cas pour Sénégal. Sur cette base, les parties ont convenu de ne pas tenir compte du **Ts** dans le calcul du WACC.

Concernant le WACC après impôts :

- **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 (Rf) défini ci-dessous.
- **Re** : coût estimé des fonds propres.

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 :

Rf : 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.

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.

- # **R_m** : 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).

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.

3. Coût du capital

Le calcul du coût du capital (WACC) fait appel à plusieurs paramètres dont certains sont indépendants du secteur de l'électricité alors que d'autres ne le sont pas.

Les premiers sont constitués par le taux de rendement sans risque, la prime de risque du marché, le taux de l'impôt sur les sociétés.

Par contre, le coût de la dette, le coefficient Beta et le ratio dette/capital sont des paramètres qui peuvent varier d'un secteur d'activité à un autre.

Les paramètres sont calculés à partir des données fournies par les structures habilitées, la législation en vigueur, la publication prévue par le Cahier de charges de Senelec ou la littérature concernée existante le cas échéant, les pratiques adoptées par des organes de régulation, etc.

a. Taux de rendement sans risque (R_f)

C'est le taux de rendement estimé pour les emprunts obligataires de l'Etat du Sénégal. En s'inspirant de la méthodologie développée par la plupart des régulateurs européens, la moyenne des cinq dernières années du rendement des obligations d'une maturité supérieure ou égale à 5 ans émises par l'Etat du Sénégal a été utilisée pour le calcul du taux de rendement sans risque.

Ainsi, s'agissant de la période tarifaire 2023-2027, les emprunts obligataires effectués sur la période du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2022 par le Trésor du Sénégal sont considérés pour la détermination du taux de rendement. Le tableau ci-dessous présente les emprunts pris en compte.

Tableau 1 : Etats des emprunts de l'Etat sur les 5 dernières années ayant une durée supérieure ou égale à 5ans

Emetteur	Montant en millions de FCFA	Date d'émission	Durée	Taux
Trésor du Sénégal	8 907	22-déc-22	5an(s)	5,50%
Trésor du Sénégal	8 200	12-déc-22	5an(s)	5,50%
Trésor du Sénégal	11 395	28-nov-22	5an(s)	5,50%
Trésor du Sénégal	1 650	03-oct-22	7an(s)	5,85%
Trésor du Sénégal	20 000	03-oct-22	5an(s)	5,50%
Trésor du Sénégal	18 213	18-juil-22	5an(s)	5,35%
Trésor du Sénégal	7 470	18-juil-22	7an(s)	5,65%
Trésor du Sénégal	29 870	04-juil-22	5an(s)	5,40%
Trésor du Sénégal	20 686	20-juin-22	5an(s)	5,25%
Trésor du Sénégal	60 500	25-avr-22	5an(s)	5,50%
Trésor du Sénégal	57 000	11-avr-22	10an(s)	5,82%
Trésor du Sénégal	55 000	14-mars-22	7an(s)	5,65%
Trésor du Sénégal	55 000	28-févr-22	15an(s)	6,00%
Trésor du Sénégal	40 000	17-janv-22	5an(s)	5,50%
Trésor du Sénégal	75 373	13-déc-21	15an(s)	6,15%
Trésor du Sénégal	43 500	06-sept-21	7an(s)	5,80%
Trésor du Sénégal	11 500	06-sept-21	5an(s)	5,60%
Trésor du Sénégal	41 148	26-avr-21	10an(s)	6,00%
Trésor du Sénégal	13 852	12-avr-21	5an(s)	5,60%
Trésor du Sénégal	48 543	01-mars-21	7an(s)	5,80%
Trésor du Sénégal	18 662	01-mars-21	5an(s)	5,70%
Trésor du Sénégal	35 413	08-févr-21	7an(s)	5,80%
Trésor du Sénégal	18 803	08-févr-21	5an(s)	5,70%
Trésor du Sénégal	43 050	18-janv-21	5an(s)	5,70%
Trésor du Sénégal	27 500	09-nov-20	5an(s)	6,00%
Trésor du Sénégal	73 756	19-oct-20	7an(s)	6,15%
Trésor du Sénégal	42 775	19-oct-20	5an(s)	6,00%
Trésor du Sénégal	30 020	15-juin-20	5an(s)	6,00%
Trésor du Sénégal	54 024	02-06-2020	5an(s)	6,00%
Trésor du Sénégal	5 269	10-04-2020	7an(s)	6,37%
Trésor du Sénégal	23 035	10-04-2020	5an(s)	6,13%
Trésor du Sénégal	18 250	06-03-2020	7an(s)	6,30%
Trésor du Sénégal	36 750	06-03-2020	5an(s)	6,02%
Trésor du Sénégal	30 678	07-02-2020	5an(s)	5,99%
Trésor du Sénégal	49 800	06-12-2019	7an(s)	6,33%
Trésor du Sénégal	21 256	06-12-2019	5an(s)	6,03%
Trésor du Sénégal	35 713	16-09-2019	7an(s)	6,15%
Trésor du Sénégal	19 550	13-09-2019	7an(s)	6,15%
Trésor du Sénégal	19 288	07-06-2019	5an(s)	6,00%
Trésor du Sénégal	20 600	06-06-2019	5an(s)	6,00%
Trésor du Sénégal	34 400	06-06-2019	7an(s)	6,15%
moyenne pondérée				5,88%

Source : www.bceao.int.

La moyenne des emprunts obligataires ci-dessous énumérée est de 5,88% correspondant au taux de rendement sans risque.

b. Prime de risque de marché (R_m)

Selon les stipulations du Cahier des charges de Senelec, R_m est une estimation de la prime 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). Ainsi, pour Senelec, son Cahier des charges a retenu l'approche historique et non l'approche prospective pour l'estimation de la prime de risque de marché. L'indisponibilité de la publication visée par le Cahier des charges de Senelec, étant constatée, des recherches documentaires alternatives ont été effectuées pour obtenir la prime de risque de marché.

Attijari Global Research (AGR) réalise périodiquement un sondage sur les primes de risque que les investisseurs sont prêts à exiger pour investir dans l'espace UEMAO. Les résultats de ce sondage sont publiés dans un référentiel dénommé AGR Prime de Risques destiné aux institutionnels. Les résultats de ce sondage sont assez représentatifs de la réalité de l'environnement financier dans l'espace UEMOA. Dans sa publication du mois d'avril 2019, AGR chiffre la prime de risque au Sénégal à 8,69%.

La prime de risque de marché retenue pour Senelec est de 8,69% pour la période 2023-2027.

c. Calcul du Bêta (β)

Selon les stipulations du Cahier des charges de Senelec, le Bêta est la moyenne des covariances de la valeur des titres d'entreprises du secteur électrique par rapport à la valeur des titres des marchés en actions sur lesquels celles-ci sont cotées, soit aux Etats Unis soit en Europe. Ces estimations devront être ajustées pour tenir compte des variations dans les ratios de financement. Les titres utilisés pour ces calculs seront ceux d'entreprises régulées sur une base équivalente aux modalités de régulation de Senelec durant la période considérée.

Il est à noter que le Bêta est la mesure de la variabilité d'une action ou d'un titre par rapport à un indice significatif de référence (indice boursier). En théorie, les coefficients Bêta des titres plus volatils, plus spéculatifs que la moyenne du marché sont supérieurs à 1 tandis que ceux plus stables que le marché sont inférieurs à 1. L'analyse financière considère les titres des sociétés d'électricité parmi les plus stables.

Par ailleurs, la détermination du Bêta se fait le plus souvent par comparaison avec d'autres entreprises cotées exerçant la même nature d'activité.

Toutefois, s'agissant de Senelec, il y a lieu de noter : (i) : l'absence de marché organisé des actions pour des entreprises similaires à Senelec, (ii) : les entreprises visées dans le Cahier des charges se trouvent en général dans des pays qui ont libéralisé leur secteur électrique, et (iii) : l'absence de similitudes dans les systèmes de régulation entre Senelec et les entreprises considérées ; par exemple, la plupart de ces dernières n'ont pas d'activité de production à réguler.

Face à cette situation, la solution alternative consiste à considérer les références du secteur de l'électricité de façon générale. Ainsi, nous avons utilisé une base de données des Bêta des secteurs fournie par Dr. Aswath Damodaran, Professeur de Finance à la Stern School of Business de l'Université de New York mis à jour le 05 janvier 2023¹.

Le Bêta des titres du secteur de l'électricité selon la base de données considérée est de 0,61.

Conformément au Cahier des charges de Senelec, cette estimation du Bêta doit être ajustée pour tenir compte de variations dans les ratios de financement. Cette considération renvoie à la détermination du Bêta de fonds propres du secteur qui devra être adapté pour tenir compte des spécificités de Senelec.

Pour cela, le Bêta du secteur d'abord est désendetté, en considérant la structure de financement, et défiscalisé sur la base du taux d'imposition moyen afin de définir le Bêta des fonds propres du secteur.

Par la suite le Bêta des fonds propres du secteur est ajusté pour prendre en compte la structure de financement spécifique à Senelec et taux d'imposition au Sénégal afin d'obtenir le Bêta des fonds propres applicable à Senelec.

La structure de financement et le taux d'impôt moyen fournis par la base de données Damodaran sont utilisés pour déterminer le Bêta des fonds propres du secteur.

¹ http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html

Le tableau ci-dessous fourni les éléments de détermination du Bêta des fonds propres de Senelec.

Tableau 2 : Détermination du Bêta des fonds propres de Senelec

		Calculs	Valeurs
Informations sur le secteur électrique global			
(1)	Bêta des capitaux de l'industrie		0,64
(2)	Structure du capital (dette/fonds propres) pour l'industrie		74,18%
(3)	Taux d'impôts pour l'industrie		13,20%
(4)	Bêta des capitaux propres	(1)/(1+(1-(3))* (2))	0,39
Informations sur le secteur électrique Sénégalais			
(5)	part de référence des dettes		45,0%
(6)	part de référence des capitaux propres	1-(5)	55,0%
(7)	Structure de capital de référence	(5)/(6)	81,8%
(8)	Taux d'impôts sur les sociétés		30%
(9)	Beta des capitaux propres	(4)*(1+(1-(8))* (7))	0,61

Ainsi, une estimation du coefficient de Bêta à 0,61 est raisonnable pour Senelec.

d. Coût de la dette (Rd)

Selon les stipulations du Cahier de charges de Senelec, le coût de la dette est fixé de manière cohérente avec le taux appliqué aux obligations d'Etat.

La théorie financière retient que le coût de la dette peut être estimé sur la base du taux des emprunts d'Etat auquel il faut ajouter une prime de risque supplémentaire inhérente à la société concernée (Senelec). Du fait que cette donnée financière (prime de risque) n'est pas disponible généralement dans les pays africains et que Senelec bénéficie de financements en dehors des conditions du marché, la pertinence de l'application d'une telle prime à l'ensemble des dettes de Senelec se poser.

Une approche alternative consiste à estimer le coût de la dette sur la base des dettes qui existent et sur les prévisions d'endettement en considération des risques et aléas qui pourraient survenir.

Ainsi, en se basant sur les dettes de Senelec existant au 31 décembre 2019 et sur les prévisions de financement, par emprunt, de ses nouveaux investissements à intégrer dans la base tarifaire, l'estimation du coût de la dette peut être faite sur la base des hypothèses suivantes :

- détermination d'un taux moyen pondérée sur les dettes existantes
- détermination d'un taux moyen sur les prévisions de financement
- majoration de 2 points sur la moyenne des taux ci-dessus pour tenir compte des incertitudes éventuelles (mobilisation à temps, conditions d'emprunt, prise en charge par Senelec d'une quote-part dans le financement, renégociations, etc)

▪ Taux moyen des dettes financières mobilisées au cours

Les dettes de Senelec sont composées de la dette rétrocédée par l'Etat, la dette directe auprès des bailleurs et la dette directe auprès des banques locales.

En exploitant les données issues de la situation des emprunts au 31 décembre 2019 établie par Senelec et retraitée (les emprunts contractés pour financer l'exploitation), les emprunts de Senelec, considérés pour la détermination du coût de la dette, sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 3 : Dette financière de Senelec

Bailleur	Objet	Montant initial à la signature du contrat (XOF)	Date de Signature	Durée	Différé	Taux d'intérêt	Poids
ETAT	Arriérés consolidés en 2012	18 533 869 886	30/06/2012	10			2,80%
FSD 16/320	Extension de la centrale 4 du Cap des Biches	3 357 097 026	02/12/1992	30	5 ans	3,00%	0,51%
BID/0093	Centrale diesel 60 Mw Be+Air	2 361 445 200	21/09/2005	18		2,50%	0,36%
GCL 21	Boucle 90 Kv phase 1	34 235 730 000	26/10/2007	20	5 ans	2,00%	5,17%
GCL N° 2012 40442	Boucle 90 Kv phase supplémentaire	8 568 890 910	19/07/2013	20		1,50%	1,30%
GCL 25	Extension et Réhabilitation de réseaux à Dakar et sa t	47 467 377 000	14/07/2011	20	7 ans	2,00%	7,17%
BID/SE/0092	Centrale diesel 60 Mw Be+Air	8 955 326 999	21/09/2005	8		6,00%	1,35%
BID/SE/0094	Centrale diesel 60 Mw Be+Air phase 2	7 464 830 116	03/12/2005	12		5,10%	1,13%
BID/100	Centrale diesel 60 Mw Kahone 2	13 245 285 779	12/02/2010	12		3,00%	2,00%
KFW 37	Promotion de l'efficacité énergétique Phase 1	16 989 286 300	11/05/2016	20	5 ans	3,00%	2,57%
KFW 20	Promotion des énergies renouvelables	9 183 398 000	01/07/2017	20	5 ans	3,00%	1,39%
KFW 27	Promotion de l'efficacité énergétique	15 054 213 150	24/07/2017	20	5 ans	3,00%	2,28%
KFW 7	Projet Extension Centrale DIASS	4 591 699 000	28/06/2018	25	5 ans	3,00%	0,69%
KFW 18M	Projet BESS Stockage SMART GRID	11 807 226 000	11/08/2022	20	5 ans	3,00%	1,78%
BAD 36 M EUR	PROJET D'AMELIORATION DE L'ACCES A L'ELECTRICITE	23 824 358 240	17/12/2018	15		2,50%	3,60%
BOAD 13	Construction ligne 225 kv Phase 1	10 000 000 000	26/07/2011	13	4 ans	8,70%	1,51%
BOAD 15	Renforcement et réaménagement de réseaux de dist	25 000 000 000	07/02/2017	10	03 ans	7,80%	3,78%
BOUCLE DU FERLO CA	Projet Fourniture et installation de la ligne d'intercon	44 443 935 289	25/07/2019	12		3,33%	6,72%
BOUCLE DU FERLO CF	Projet Fourniture et installation de la ligne d'intercon	11 051 243 094	25/07/2019	5		3,64%	1,67%
VINCI CA	Projet de renforcement et développement du réseau	107 850 819 887	31/01/2018	12	03 ans	3,72%	16,30%
VINCI CF	Projet de renforcement et développement du réseau	25 594 969 851	31/01/2018	5	18 mois	4,15%	3,87%
WELDY CA 85M	Fourniture, transport, construction de lignes et élect	65 777 802 191	27/05/2022	20		3,27%	9,94%
WELDY CF 14M	Fourniture, transport, construction de lignes et élect	9 183 398 000	14/12/2021	5		6,03%	1,39%
BIS 15M	Construction de 06 autres projets d'énergie solaire et	15 000 000 000	22/06/2017	7		7,39%	2,27%
CBAO 10M	Refinancement d'investissements sur une période ne	10 000 000 000	06/11/2017	7	6 mois	7,31%	1,51%
VINCI PL	Projet de renforcement et développement du réseau	10 999 832 308	31/01/2018	7	2 ans	7,02%	1,66%
CBAO PAUE 5M	Programme d'accès universel à l'électricité phase 2	5 000 000 000	30/06/2020	7	1 an	7,47%	0,76%
CREDIT DU SENEGAL	Programme d'accès universel à l'électricité phase 2	7 000 000 000	30/06/2020	7	1 an	7,47%	1,06%
CORIS BANK	Programme d'accès universel à l'électricité phase 2	24 000 000 000	29/06/2020	7	1 an	7,34%	3,63%
ECOBANK	Projet de conversion de centrales au gaz ECO BANK	16 871 826 703	10/03/2021	5		7,02%	2,55%
BIS 10M	PRET COMMODITY MURABAHA 10 MILLIARDS AU 05/	10 000 000 000	22/06/2017	7		7,35%	1,51%
Emprunt Obligataire	Emprunt obligataire par APE	38 250 000 000	20/03/2018	7	2 ans	6,49%	5,78%
	Moyenne pondérée	661 663 860 928				4,19%	100,00%

Il ressort, du tableau ci-dessus, un taux moyen pondéré de 4,19%.

▪ Taux moyen sur les prévisions de financement

DEn considérant un taux moyen de 4,19% pour les dettes existantes, un taux moyen de 3,79% sur les prévisions de financement et une majoration de 1 point de pourcentage pour prendre en compte les incertitudes et aléas, **le coût de la dette peut être estimé à 4,99 % pour la période 2023-2027.**

e. Ratio dette/capital (g)

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 n'a pas connu de modification. Il est fixé dans son Cahier des charges à **45 %**

f. Taux d'imposition sur les bénéfiques de sociétés (Ts)

Le taux correspond au taux de l'impôt sur les sociétés (I/S) en vigueur. Il est de 30 % depuis la promulgation, en décembre 2012, du nouveau Code général des impôts.

4. Les résultats obtenus

Sur la base des hypothèses exposées ci-dessus, le taux de rentabilité normal est estimé à **11,98%**.

Tableau 4: Taux de rentabilité normal

Taux de rendement sans risque (emprunts de l'Etat du Sénégal)	Rf	5,88%
Prime de risque de marché	Rm	8,69%
Béta		0,61
Coût des fonds propres	Re	11,17%
Coût de la dette	Rd	4,99%
ratio dette/capital	g	45%
Coût du capital après impôts	WACC ap. impôts	8,39%
Taux impôts sur intérêts	Ts	0%
Taux impôts sur profits entreprises	Tc	30%
Coûts capital avant impôts	WACC av. impôts	11,98%

5. Les documents ou informations exploités

- le cahier de charges de Senelec
- la situation du marché des titres de créances de l'Union Monétaire Ouest Africaine publiée par la BCEAO
- les recherches et analyses documentaires
- l'évolution du taux d'escompte et taux de pension de la BCEAO depuis 1956 publiée par la BCEAO
- les conditions débitrices applicables par les établissements de crédit à fin avril 2013 : source BCEAO
- la situation des emprunts de Senelec aux 31 décembre 2019 communiquée par la Direction des Finances et de la Comptabilité de Senelec
- les projections du programme d'investissement de Senelec sur la période 2020-2022 incluant les sources de financement
- le rapport général des Commissaires aux Comptes de Senelec sur l'exercice clos au 31 décembre 2018.

Annexe 4 : Les projections de coûts soumises par Senelec

Annexe 5 : Les prochaines étapes du processus de révision des conditions tarifaires

Rubriques	Activités	Responsables	Échéances	
			Initiales	Nouveaux délais
PHASE DE BILAN DE LA PERIODE 2020-2022				
Lancement officiel	Lancement du processus de révision des conditions tarifaires de Senelec par la publication d'avis dans la presse	CRSE	02/03/2022	02/03/2022
Bilan de la période 2020-2022	Soumission par Senelec du Bilan de la période 2020-2022 tenant compte des observations de la CRSE-MPE	Senelec	27/05/2022	29/06/2022
	Soumission par Senelec du Bilan de la période 2020-2022 tenant compte des observations de la CRSE	Senelec	27/05/2022	29/06/2022
Définition des objectifs de la période 2023-2027	Publication par le Ministre chargé de l'Énergie des objectifs du secteur, incluant notamment la politique sectorielle, les normes de qualité et les objectifs d'extension du service en zones rurale et péri-urbaine pour la période 2023-2025.	Ministre chargé de l'Énergie	01/05/22	10/11/2022
Première consultation publique	publication communiqué de presse sur le lancement de la consultation son objet, sa durée et les moyen de contribuer	CRSE	16/05/2022	15/11/2022
	Publication du Document de consultation sur le site internet de la CRSE	CRSE	16/05/2022	15/11/2022
	Organisation d'une journée de partage	CRSE	17/12/2022	
	Fin 1ère consultation publique	CRSE	15/06/2022	16/12/2022
PHASE D'ELABORATION DES PROJECTIONS DE COUTS				
Projections pour la période 2023-2027	Soumission par Senelec des projections de la période 2023-2027	Senelec	16/06/2022	13/10/2023
SECONDE CONSULTATION PUBLIQUE				
Premières conclusions et lancement de la deuxième phase de consultation publique	Publication d'un rapport relatif aux premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires.	CRSE	17/08/2022	11/12/2023
	Journée de partage du rapport relatif à ses premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires		à définir	
clôture de la seconde Consultation Publique	Clôture de la seconde phase de consultation publique		17/09/2022	26/12/2023
Décision de la Commission	Publication de la Décision de la Commission	CRSE		28/12/2023
PHASE DE MISE AU POINT EVENTUELLE				
Ajustement des objectifs fixées par le Ministre chargé de l'Énergie en termes de normes et obligations pour la période 2023-2027	Ajustement éventuel des normes et obligations par le Ministre chargé de l'Énergie	Ministre chargé de l'Énergie	04/10/2022	10/01/2024
Révisions des projections pour la période 2023-2027	Révision par Senelec des projections pour la période 2023-2027 sur la base des normes et obligations ajustées	Senelec	18/10/2022	25/01/2024
Projet de décision	Publication par la Commission du projet de décision relatif aux conditions tarifaires retenues pour la période 2023-2027	CRSE	10/12/2022	24/02/2024
PHASE DE CONTESTATION EVENTUELLE				
Contestation éventuelle du projet de décision	Communication au Ministre chargé de l'Énergie et à la Commission de la contestation	Senelec	25/12/2022	10/03/2024
Choix d'un Expert	Communication au Ministre chargé de l'Énergie d'une liste d'experts indépendants	CRSE/Senelec	30/12/2022	15/03/2024
	Désignation d'un expert sur la base d'une liste fournie par Senelec et la Commission, aux frais de Senelec	Ministre chargé de l'Énergie	09/01/2023	30/03/2024
Conclusions de l'Expert	Soumission d'un avis sur la validité de la Décision de la Commission et de la contestation de Senelec	Expert	24/01/2023	14/04/2024
ENTREE EN VIGUEUR DES NOUVELLES CONDITIONS TARIFAIRES				
Décision finale	Publication par la Commission de la décision finale relative aux conditions tarifaires retenues	CRSE	31/01/2023	21/04/2024

