



Révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022

Document de Seconde consultation publique

16 octobre 2020

Sommaire

Introduction.....	5
Chapitre I. Synthèse de la première consultation publique	8
I.1. La régulation tarifaire.....	8
I.2. Les relations entre Senelec et ses clients	8
I.3. Les normes et obligations	8
Chapitre II. Projections soumises par Senelec	10
II.1. Les projections de demande.....	10
II.1.1. Méthodologie et hypothèses.....	10
II.1.1.1. Données générales.....	10
II.1.1.2. Données macroéconomiques.....	12
II.1.1.3. Rendement	12
II.1.1.4. Facteur de charge	13
II.1.2. Prévisions de la demande	13
II.1.2.1. Les prévisions de consommation	13
II.1.2.2. Les prévisions de production	13
II.1.2.3. Les prévisions de pointe de puissance	14
II.2. Les projections de dépenses d'investissements	14
II.3. Les projections de production	15
II.4. Les projections de charges d'exploitation.....	17
Chapitre III. Projections retenues par la Commission.....	19
III.1. Les projections de la demande	19
III.2. Les projections de dépenses d'investissement.....	19
III.3. Les projections de production	21
III.4. Les projections de charges d'exploitation.....	22
III.4.1. Le transport consommé.....	22
III.4.2. Les dépenses d'exploitation et de maintenance des centrales du RNI.....	22
III.4.3. Les charges de personnel	22
III.4.4. Les services extérieurs	23
III.4.5. Les impôts et taxes.....	23
III.4.6. Les autres charges	23
Chapitre IV. Méthodologie de révision.....	26
IV.1. Détermination des revenus requis de référence	26
IV.2. Formule d'indexation des revenus requis	27
IV.3. Détermination du facteur d'économie d'échelle	28
IV.4. Détermination de l'indice composite d'inflation	29
Chapitre V. Questions analysées.....	30
V.1. Rémunération du besoin en fonds de roulement (BFR).....	30
V.2. La durée d'amortissement des actifs.....	31
V.3. Facteur d'économie d'échelle pour chaque niveau de tension	31
V.4. La correction de revenus relative aux investissements autorisés et non réalisés	32
V.5. Le calcul du taux de rentabilité normal.....	34
V.6. Intégration d'un taux de perte sur les créances clients.....	34
Chapitre VI. Premières conclusions de la Commission	36
VI.1. Détermination des revenus requis	36
VI.1.1. Données économiques de référence.....	36
VI.1.2. Charges d'exploitation et de maintenance.....	37
VI.1.3. Rémunération de la base tarifaire.....	38
VI.1.4. Revenus requis de référence	43
VI.2. Eléments de paramétrage de la Formule de contrôle des revenus	44
VI.2.1. Le Facteur d'économie d'échelle	44
VI.2.2. L'indice composite d'inflation.....	45

VI.2.3. Les Revenus régulés requis de référence	47
VI.2.4. Les Ventes de référence	47
VI.3. Formule de contrôle des revenus	48
VI.3.1. Le Revenu Maximum Autorisé (RMA)	48
VI.3.2. Indexation et ajustement des tarifs	52
VI.3.3. Compensation de revenus	52
VI.3.4. Durée de validité de la Formule de contrôle des revenus	53
VI.4. Résultats de l'application de la Formule de contrôle des revenus	53
VI.4.1. Revenus maximum autorisés	53
VI.4.2. Evaluation des écarts de revenus à titre d'illustration.....	54

ANNEXES

Annexe 1 : Normes et obligations pour la période 2020-2022	56
Annexe 2 : Synthèse des questions discutées lors de la première consultation publique	69
Annexe 3 : Détermination du taux de rentabilité normal.....	72
Annexe 4 : Les projections de coûts soumises par Senelec	81
Annexe 5 : Les prochaines étapes du processus de révision des conditions tarifaires.....	230

Liste des Tableaux

Tableau 1 : Demande des grands projets (GWh).....	12
Tableau 2 : Prévisions de taux de croissance du PIB	12
Tableau 3 : Evolution du rendement	12
Tableau 4 : Projections du facteur de charge.....	13
Tableau 5 : Prévisions de consommation (GWh).....	13
Tableau 6 : Prévisions de production (GWh).....	14
Tableau 7 : Prévisions de la pointe de puissance (MW) par réseau	14
Tableau 8 : Prévisions des investissements de Senelec (millions de francs).....	15
Tableau 9 : Evolution de la capacité de production	15
Tableau 10 : Evolution de la production nette.....	16
Tableau 11 : Prévisions de charges d'exploitation en francs courants	17
Tableau 12 : Répartition des prévisions de coûts d'exploitation.....	18
Tableau 13 : Investissements non retenus par la Commission dans la base tarifaire	20
Tableau 14 : Investissements à intégrer dans la base tarifaire (millions de FCFA)	20
Tableau 15 : Financement des projets retenus dans la base tarifaire.....	21
Tableau 16 : Synthèse des charges d'exploitation retraités en millions de francs.....	24
Tableau 17 : Les charges retenues par la Commission en francs courants.....	25
Tableau 18 : Répartition des charges retenues par la Commission en %	25
Tableau 19 : Evolution des prix des combustibles et des indices de prix	36
Tableau 20 : Calcul du taux de rentabilité normal	37
Tableau 21 : Projections de charges d'exploitation et d'O&M en francs constants de 2019	38
Tableau 22 : Les amortissements et les impôts et taxes	38
Tableau 23 : Réalisations de la période 2017-2019 (millions FCFA).....	39
Tableau 24 : Projections d'investissement intégré dans la base tarifaire (millions de FCFA).....	40
Tableau 25 : Détermination du BFR Normatif en nombre de jour de CA	40
Tableau 26 : Besoin en fonds de roulement de référence BFR (millions de FCFA).....	41
Tableau 27 : Base Tarifaire de la période 2020-2022 en francs courants	41
Tableau 28 : Base tarifaire par activité (millions de FCFA)	42
Tableau 29 : Base tarifaire moyenne par activité (millions FCFA)	42
Tableau 30 : Répartition de la base tarifaire par activité.....	42
Tableau 31 : Revenus requis en francs constants sur la période 2020-2022	43
Tableau 32 : Revenus requis par activité (millions de FCFA)	43
Tableau 33 : Répartition du revenu requis par activité.....	43
Tableau 34 : Revenus requis unitaire de référence par activité (FCFA/kWh)	44
Tableau 35 : Part des charges variables.....	45
Tableau 36 : Part des charges indexées sur l'inflation locale.....	45
Tableau 37 : Part des charges indexées sur l'inflation étrangère	45
Tableau 38 : Part des charges en combustibles	46

Tableau 39 :	Répartition des charges en combustibles.....	46
Tableau 40 :	Part des charges non indexées sur un indice des prix.....	46
Tableau 41 :	Niveau de référence des indices d'inflation et des prix des combustibles	47
Tableau 42 :	Synthèse des facteurs de pondération des inflations	47
Tableau 43 :	Revenus requis de référence.....	47
Tableau 44 :	Ventes de référence de la période 2020-2022	47
Tableau 45 :	Calcul du Revenu Maximum Autorisé avec la Formule	53
Tableau 46 :	Ecart de revenus aux conditions économiques de 2019.....	54
Tableau 47 :	Revenu Maximum moyens aux conditions économiques de 2019	54
Tableau 48 :	Revenu Maximum aux conditions économiques du 1 ^{er} juillet 2020.....	54

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'Electricité
DO	: Diesel Oil
DRCE	: Délégation Régionale Centre Est
DRCO	: Délégation Régionale Centre Ouest
DRN	: Délégation Régionale Nord
DRS	: Délégation Régionale Sud
END	: Energie non distribuée
FER	: Fonds d'Electrification Rurale
FO	: Fuel Oil
FSE	: Fonds spécial de Soutien au Secteur de l'Energie
GO	: Gasoil
GWh	: Giga watt heure
HT	: Haute Tension
IDA	: Association Internationale de Développement-Banque mondiale
IPP	: Indépendant Power Producer
LPDSE	: Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie
MCA	: Millenium Challenge Account
MPE	: Ministère du Pétrole et des Energies
MFB	: Ministère des Finances 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 loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité a défini le principe des prix plafonds comme règle de base de la régulation tarifaire au Sénégal.

Elle prévoit également, en son article 28-alinéa 3, que les conditions tarifaires ainsi que la période durant laquelle elles resteront en vigueur seront définies dans le cahier des charges du titulaire de licence ou de concession.

En application de cette disposition, le Contrat de Concession de Senelec modifié, en son article 36 – alinéa 4 et le Cahier 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'Électricité (CRSE), après consultation des parties intéressées notamment Senelec, afin de déterminer de nouvelles conditions tarifaires.

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

Ainsi, la Commission a fixé, par Décision n° 2017-08 du 29 décembre 2017, les conditions tarifaires applicables à Senelec pour la période 2017-2019.

Le décret n° 98-335 du 21 avril 1998 détermine la procédure à suivre pour la révision des conditions tarifaires qui 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 Commission a lancé le 05 décembre 2018 le processus de révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période à venir.

La première consultation publique a eu lieu du 27 mars au 26 juin 2019. Elle a porté sur :

- le bilan de l'exploitation de Senelec durant la période 2017-2019,
- les normes et obligations de Senelec pour la période 2020-2022, fixées par le Ministre en charge de l'Energie,
- la méthodologie de révision des conditions tarifaires.

Dans ce cadre, la Commission a organisé une journée de partage du Document de consultation le 27 juin 2019 à laquelle ont pris part :

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

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

A la suite de la première consultation, le Ministre du Pétrole et des Energies a transmis à la Commission une nouvelle version des normes et obligations.

Le chronogramme mis à jour et publié lors de cette consultation avait prévu la soumission des projections de la période 2020-2022 par Senelec avant le 26 juin 2019.

Cette phase de soumission et d'analyse des projections a connu un retard conséquent de près de 12 mois qui a impacté d'autant le processus de révision des conditions tarifaires. En effet, Senelec a soumis à la Commission une première version de ses projections le 31 janvier 2020 à la suite de plusieurs relances.

Dans ce contexte, la Commission, par Décision n° 2020-06 du 13 mars 2020, a prorogé la durée de validité de celles de la période 2017-2019 jusqu'à l'entrée en vigueur des nouvelles conditions tarifaires.

Une première analyse 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.

Plusieurs rencontres par visio-conférence ont été tenues entre les experts de la CRSE et ceux de Senelec sur ces projections. Ces réunions ont permis d'échanger sur les éléments justificatifs des projections et la nécessité de prendre en considération les effets de la pandémie de Covid-19 notamment sur la demande, les charges d'exploitation et la réalisation des projets.

Ainsi, Senelec a soumis de nouvelles projections le 02 juillet 2020. Cette version a fait l'objet d'un atelier tenu du 15 au 17 juillet 2020 avec la participation des représentants du Ministère du Pétrole et des Energies et les consultants commis par la Commission.

Lors de cet atelier les discussions ont porté notamment sur :

- la projection de demande ;
- les hypothèses de projections des charges d'exploitation et de maintenance ;
- les hypothèses du plan de production et les coûts fixes et variables de production ;
- l'intégration du besoin en fonds de roulement dans la base tarifaire ;
- la correction du RMA tenant compte des investissements non réalisés ;
- le calcul du taux de rentabilité normal ;
- le programme d'investissement et les réalisations de la période 2017-2019.

A la suite de l'atelier et des différents échanges, Senelec a transmis à la Commission la version finale des projections le 12 août 2020.

Cette seconde phase du processus de révision s'est déroulée dans un contexte particulier marqué entre autres par :

- la pandémie de la Covid-19 ;
- la préparation de l'accès des tiers au réseau qui requiert la séparation des activités de Senelec ;
- la signature du second compact du MCA-Sénégal consacré à l'électricité avec une feuille de route validée par l'Etat ;
- l'objectif de l'accès universel à l'électricité à l'horizon 2025 ;
- le projet de raccordement du Réseau non interconnecté au Réseau interconnecté ;
- l'extension du périmètre rural de Senelec ;
- l'adoption de la stratégie gas to power avec l'exploitation prochaine des ressources gazières.

Le présent Document, objet de la seconde consultation publique, fait une synthèse de la première consultation publique, analyse les projections de coûts et du programme d'investissement pour la période 2020-2022 et expose les premières conclusions de la Commission. Ladite consultation est prévue du 16 octobre 2020 au 16 novembre 2020.

La Commission invite toutes les personnes intéressées à formuler, au plus tard le 16 novembre 2020 à 17 heures, des observations, commentaires ou recommandations sur les éléments contenus dans le présent Document :

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

Chapitre I. Synthèse de la première consultation publique

La première consultation publique a permis de recueillir les avis et observations des acteurs du secteur. Cette consultation s'est appuyée sur un Document présentant la synthèse du bilan de l'exploitation de Senelec durant la période 2017-2019, l'analyse du respect par Senelec des normes et obligations contractuelles durant la même période, les nouvelles normes fixées à Senelec par le Ministre chargé de l'Énergie pour la période 2020-2022 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 de Senelec.

I.1. La régulation tarifaire

Les discussions ont porté sur :

- la problématique des investissements autorisés mais non réalisés ;
- les durées d'amortissement des immobilisations pour les adapter au cycle de remboursement de la dette ;
- les indices de référence pour l'inflation étrangère ;
- le suivi des coûts de production par centrale ;
- l'amélioration de la disponibilité des centrales et du rendement de Senelec ;
- le retard de paiement de la compensation par l'État.

I.2. Les relations entre Senelec et ses clients

Les discussions et observations ont porté sur :

- l'impact de la baisse des prix du baril de pétrole sur la facture du consommateur ;
- les conditions d'abonnement, les délais de remise des factures, les délais de traitement des réclamations et les délais de rétablissement du courant en cas de coupure ;
- le traitement des plaintes pour dommage matériel ;
- l'information des clients sur les compteurs à prépaiement lors de l'abonnement ;
- les relations avec les associations de consommateurs.

I.3. Les normes et obligations

Les questions soulevées ont concerné :

- les mécanismes de détermination des normes de qualité du courant et les conditions de leur définition ;
- l'amélioration de la qualité de service ;
- les incitations contractuelles relatives au respect des normes ;
- le système de suivi-évaluation des normes et obligations ;
- la disponibilité du système de recharge pour les compteurs à prépaiement ;
- l'information des usagers sur l'application par Senelec des normes et obligations.

A la suite des échanges sur les préoccupations soulevées lors de la première consultation publique concernant les normes et obligations fixées par le Ministre en charge de l'Énergie, ce dernier y a apporté les modifications suivantes :

- définition d'objectifs de raccordement annuels ;
- rétablissement du niveau de l'incitation contractuelle relative à la norme de sécurité et à la disponibilité ;
- reconduction de la norme relative au déplacement de compteurs ;

Le détail des normes et obligations retenues pour la période 2020-2022 est présenté en annexe 1.

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

Chapitre II. Projections soumises par Senelec

Senelec a accusé du retard dans la soumission des projections de coûts demandées par la Commission. Ainsi, plusieurs versions dont la première en date du 31 janvier 2020, ont été soumises.

Les ateliers et les séances de travail organisés par la Commission ont permis à Senelec de transmettre la dernière version des projections de coûts le 12 août 2020. Cette situation a entraîné un retard de près de 12 mois sur le chronogramme de détermination des conditions tarifaires de la période 2020-2022.

Les projections pour la période 2020-2022 ont été élaborées sur la base de la stratégie de développement du secteur, des normes et obligations fixées par le Ministre chargé de l'Énergie 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 Commission, les projections servent de base à la définition des nouvelles conditions tarifaires de Senelec.

II.1. Les projections de demande

II.1.1. Méthodologie et hypothèses

Les projections de la demande ont été élaborées par Senelec à partir du modèle PVDE (prévision de la demande d'électricité dans les pays en voie de développement) afin de prévoir les investissements nécessaires pour assurer une qualité de service adéquate. Dans ce modèle, la demande est désagrégée, pour chaque zone géographique, en fonction des usages domestique, professionnel et de la demande des grands projets.

II.1.1.1. Données générales

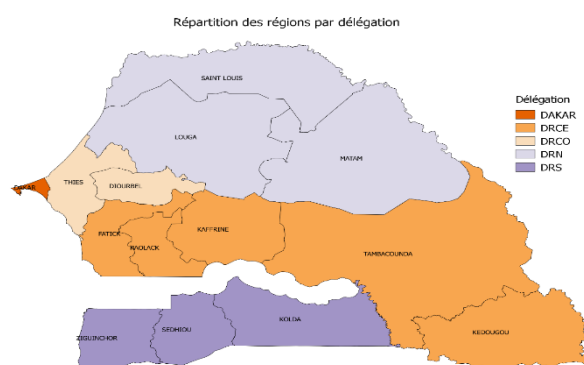
Elles concernent la définition des zones géographiques, la demande domestique, la demande professionnelle et celle des grands projets.

a. Définition des zones géographiques

La prévision de la demande est effectuée par zone géographique définie sur la base de critères socio-économiques et des statuts administratifs des localités du pays. Ainsi, cinq zones correspondant aux délégations régionales de Senelec sont retenues. Il s'agit de :

- Dakar qui couvre toute la région de Dakar ;
- Délégation Régionale Centre Est (DRCE) qui intègre les régions de Kaolack, Fatick, Kaffrine, Tambacounda et Kédougou ;
- Délégation Régionale Centre Ouest (DRCO) qui regroupe les régions de Thiès et Diourbel ;
- Délégation Régionale Nord (DRN) qui comporte Matam, Saint Louis et Louga ;
- Délégation Régionale Sud (DRS) composée par les régions de Ziguinchor, Sédhiou et Kolda.

Chaque délégation comporte une zone urbaine et une zone rurale à l'exception de celle de Dakar qui est considérée comme intégralement urbaine.



Pour chacune de ces délégations, une demande domestique et une demande professionnelle sont projetées.

b. La demande domestique

Elle comprend la demande des ménages et celle de l'éclairage public.

La demande d'énergie électrique des ménages (secteur résidentiel) est déterminée en fonction :

- du taux d'urbanisation ;
- des niveaux de revenus ;
- de la taille des ménages ;
- du taux d'électrification ; et
- de la consommation unitaire des ménages.

Le besoin d'éclairage public est évalué sur la base de l'évolution de la demande des ménages et de l'élasticité de la demande par rapport au prix.

c. La demande des usagers professionnels

La demande professionnelle est constituée de la demande du secteur industriel, des grands services, des commerces et des activités informelles. Elle concerne globalement trois secteurs économiques (primaire, secondaire et tertiaire) ainsi que l'Administration (centrale et locale). L'intensité énergétique de chaque activité économique est le paramètre utilisé pour projeter sa demande. Elle est définie comme étant le rapport de la consommation d'électricité d'une année donnée à la production de biens et services ou à la valeur ajoutée.

d. La demande des grands projets

La demande des grands projets est évaluée par Senelec à partir des besoins en puissance et du nombre d'heures d'utilisation prévues.

Les principaux projets pris en compte dans les projections de la période 2020-2022 sont :

- **Train Express Régional (TER)** : la demande du train est estimée à 13 GWh en 2020 et 72 GWh à partir de 2021.
- **Usine Keur Momar Sarr 3** : les besoins annuels en énergie de l'usine d'eau sont estimées à 84 GWh à compter de janvier 2021.
- **Station de pompage d'eau de Mékhé 2** : la demande de la station est estimée à 26 GWh en mars 2022.

Tableau 1 : Demande des grands projets (GWh)

Demande Projets	2020	2021	2022
TER	13	72	72
SDE Station Mékhé 2	0	0	26
SDE usine KMS3	0	84	84
Total Projets	13	156	182

II.1.1.2. Données macroéconomiques

Les hypothèses de taux de croissance du PIB considérées, correspondent aux prévisions de croissance du PIB à court moyen et long terme qui ont été fournies par la Direction de la Prévision et des Etudes Economiques (DPEE) du Ministère de l'Economie, du Plan et de la Coopération (MEPC). Ces prévisions tiennent compte des effets de la pandémie de Covid-19. Les dernières prévisions reçues considèrent un taux de croissance du PIB réel de 2,8 % en 2020, soit un repli de 4,9 points de croissance par rapport aux prévisions initiales de 7,7%.

Ainsi, sur la période 2020-2022, la croissance du PIB est projetée à 2,8 % en 2020. En l'absence de mise à jour, les projections initiales de 7,4% en 2021 et 12,3 % en 2022 sont maintenues.

Tableau 2 : Prévisions de taux de croissance du PIB

PIB (Milliards de FCFA)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Secteur primaire	1 351	1 415	1 436	-	-	1 567	1 608
Secteur secondaire	2 386	2 558	2 736	-	-	3 398	4 320
Secteur tertiaire	6 125	6 601	7 117	-	-	8 987	9 737
Administration	1 182	1 268	1 353	-	-	1 673	1 878
PIB (Milliards)	11 045	11 842	12 643	13 315	13 688	15 625	17 543
PIB per capita (FCFA/habitant)	746 291	776 171	803 939	-	-	907 630	988 945
Croissance PIB (%)	6,2	7,2	6,8	5,3	2,8	7,4	12,3

II.1.1.3. Rendement

Le rendement global, rapport entre les ventes et la production brute, est utilisé pour déterminer la production nécessaire pour 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 découlant de la fraude et des problèmes de facturation.

En 2019, le rendement global de Senelec est estimé à 81,2%. Des améliorations sont attendues durant la période 2020-2022 pour atteindre 84% en 2022.

Tableau 3 : Evolution du rendement

Rendement Brut	2019	2020	2021	2022
Réseau Interconnecté	82,00%	83,20%	83,50%	84,00%
Boutoute	68,80%	67,60%	-	-
Tamba	59,10%	55,90%	-	-
Centres Isolés	73,90%	82,10%	75,60%	75,60%
HI	99,00%	99,00%	99,00%	99,00%
Total	81,20%	82,50%	83,50%	84,00%

II.1.1.4. Facteur de charge

Le facteur de charge est le rapport entre la production annuelle effective du système et celle qui serait obtenue en utilisant la pointe de puissance appelée par le système durant toute l'année (8 760 heures).

Ce facteur permet d'évaluer la pointe de la demande en puissance à partir de la demande en énergie. Pour le réseau interconnecté, il est estimé à 70% en 2019. Ce niveau est passé à 70,30% en 2020 puis 70,80% en 2021 et une amélioration annuelle de 0,5 point est considérée pour 2022.

Concernant les réseaux régionaux de Boutoute et de Tambacounda, les facteurs de charge prévus sont respectivement de 62,2% et 57,9% sur la période avant l'interconnexion.

Tableau 4 : Projections du facteur de charge

Facteur de Charge	2019	2020	2021	2022
Réseau Interconnecté	70,00%	70,30%	70,80%	71,30%
Boutoute	63,50%	62,20%	-	-
Tamba	55,90%	57,90%	-	-
HT	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

II.1.2. Prévisions de la demande

II.1.2.1. Les prévisions de consommation

Sur la base des hypothèses ci-dessus, les prévisions de consommation, considérées comme la somme des prévisions de ventes d'énergie et de l'Énergie Non Fournie, se chiffrent à 12 920 GWh sur la période 2020-2022. Elles passent de 3 932 GWh en 2020 à 4 696 GWh en 2022.

Cette évolution s'explique notamment par une augmentation entre 2020 et 2022 des ventes Moyenne Tension de 19% et des ventes Haute Tension de 84%.

Tableau 5 : Prévisions de consommation (GWh)

	2019 (référence)	2020	2021	2022	2020-2022
Basse Tension	2 281	2 507	2 629	2 835	7 971
Usage Domestique	1 525	1 722	1 810	1 986	5 519
Usage Professionnel	696	719	750	775	2 243
Eclairage public	60	66	69	74	209
Moyenne Tension	1 083	1 129	1 237	1 342	3 709
Tarif Courte utilisation (TCU)	14	14	14	15	43
Tarif Général (TG)	699	709	811	871	2 391
Tarif Longue utilisation (TLU)	348	383	379	416	1 179
Concessionnaires électrification rurale	20	23	33	40	96
Haute Tension	237	266	445	489	1 201
Normal	233	262	440	484	1 186
Secours	4	4	5	5	14
Exportation	16	17	16	16	49
Ventes d'énergie	3 616	3 919	4 328	4 683	12 881
Énergie non fournie	17	13	13	13	39
Demande de consommation	3 633	3 932	4 341	4 696	12 920

II.1.2.2. Les prévisions de production

En considérant les prévisions de consommations et les hypothèses de rendement, les centrales de Senelec et celles des producteurs privés indépendants devront produire 15 510 GWh sur la période 2020-2022 pour satisfaire la demande. Ce besoin de production passe de 4 769 GWh en 2020 à 5 566 GWh en 2022, soit une croissance moyenne annuelle de 7,56%.

Tableau 6 : Prévisions de production (GWh)

	2019 (référence)	2020	2021	2022	2020-2022	TCAM
Demande de consommation	3 633	3 932	4 341	4 696	12 968	8,93%
Pertes techniques réseaux	788	788	794	826	2 408	1,60%
Demande de production nette*	4 421	4 720	5 135	5 522	15 376	7,69%
Consommations des auxiliaires	52	49	41	44	134	-5,59%
Demande de production brute	4 473	4 769	5 176	5 566	15 510	7,56%

* Demande de consommation + pertes techniques réseaux

** Demande de production nette + consommation des auxiliaires

II.1.2.3. Les prévisions de pointe de puissance

Tenant compte des prévisions de production et des hypothèses de facteurs de charge, la puissance de pointe du réseau interconnecté (RI), passe de 727 MW en 2020 à 823 MW en 2022, soit une croissance moyenne annuelle de 9,52% sur la période.

Tableau 7 : Prévisions de la pointe de puissance (MW) par réseau

	2019 (référence)	2020	2021	2022	TCAM
Réseau Interconnectée (RI)	672	727	826	883	9,52%
Ziguinchor	20	22	-	-	
Tambacounda	9	9	-	-	

II.2. Les projections de dépenses d'investissements

Pour faire face aux prévisions de demande dans le respect des normes et obligations définies par le Ministre en charge de l'Energie, Senelec projette d'investir 976 265 millions de FCFA sur la période 2020-2022 dont 318 874 millions en 2020, 250 626 millions en 2021 et 406 766 millions en 2022. Les investissements présentés dans le tableau ci-dessous et dont le détail est fourni en annexe se répartissent comme suit :

- 66 160 millions pour la production ;
- 277 888 millions pour le transport ;
- 437 139 millions pour la distribution ;
- 195 079 millions pour les autres investissements.

Il convient de noter qu'en plus des investissements que Senelec prévoit de réaliser, des investissements importants dans le domaine de la production seront effectués par des producteurs indépendants notamment dans le domaine des énergies renouvelables et de la conversion au gaz de centrales existantes.

Tableau 8 : Prévisions des investissements de Senelec (millions de francs)

Synthèse des Investissements	2020	2021	2022	Total 2020-2022	Part
PRODUCTION	16 895	30 429	18 836	66 160	7%
TRANSPORT	110 443	79 521	87 924	277 888	28%
DISTRIBUTION	137 350	102 612	197 177	437 139	45%
AUTRES	54 185	38 064	102 830	195 079	20%
Total	318 874	250 626	406 766	976 265	100%

Le détail des investissements selon leurs natures est le suivant :

Synthèse des Investissements	2020	2021	2022	Total	Part
				2020-2022	
Renouvellement /Réhabilitation	107 135	118 389	165 567	391 091	40,06%
PRODUCTION	9 856	29 479	17 886	57 220	5,86%
TRANSPORT	14 794	21 358	44 301	80 452	8,24%
DISTRIBUTION	38 841	29 488	39 412	107 742	11,04%
AUTRES	43 645	38 064	63 968	145 677	14,92%
Extension	211 739	132 237	241 199	585 175	59,94%
PRODUCTION	7 040	950	950	8 940	0,92%
TRANSPORT	95 650	58 163	43 623	197 435	20,22%
DISTRIBUTION	98 509	73 124	157 765	329 397	33,74%
AUTRES	10 541	-	38 862	49 402	5,06%
Total général	318 874	250 626	406 766	976 265	100%

Ces investissements seront amortis sur les durées suivantes :

- 15 années pour les équipements de production ;
- 25 années pour les équipements de transport et de distribution ;
- 20 années pour les autres équipements.

II.3. Les projections de production

La capacité installée connaît une augmentation sensible sur la période. Elle devrait passer de 1 473 MW en 2020 à 1 789 MW en 2022, soit une puissance supplémentaire de 354 MW sur la période. La puissance assignée suit la même tendance en passant de 1 311 MW en 2020 à 1 624 MW en 2022, soit une hausse de 363 MW.

La disponibilité moyenne de la capacité installée s'améliore pour atteindre 91,7% en 2022 contre 84,4% en 2019.

Tableau 9 : Evolution de la capacité de production

	2019	2020	2021	2022	TCAM
Puissance installée (MW)	1 436	1 473	1 743	1 789	7,6%
Puissance assignée (MW)	1 261	1 311	1 576	1 624	8,8%
Coefficient de disponibilité (%)	84,4	85,9	86,7	91,7	2,8%
Coefficient d'utilisation (%)	44,0	60,4	53,2	52,8	6,2%

Senelec prévoit une livraison au réseau (production nette de Senelec + Achats d'énergie) de 15 337 GWh sur la période 2020-2022 pour une prévision de demande nette de 15 376 GWh.

La production nette du parc de Senelec prévue sur la période est de 5 606 GWh, soit 37% de la production totale. La part prépondérante des achats d'énergie de 9 731,77 GWh (63% de production

II.4. Les projections de charges d'exploitation

Les charges d'exploitation hors amortissements et redevances soumises par Senelec s'élèvent, avec les hypothèses d'inflation retenues, à 435 832 millions en 2020, à 503 295 millions en 2021 et à 540 066 millions en 2022. En moyenne le taux de croissance annuelle (TCMA) est de 4,62% sur la période.

Tableau 11 : Prévisions de charges d'exploitation en francs courants

Charges d'exploitation (en MFCFA courants)	Estimations	Projections			TCAM 2020-2022
	2 019	2 020	2 021	2 022	
Dépenses de combustible = (1)+(2)+(3)+(4)+(5)	215 967	183 184	189 121	198 774	-2,73%
- Fuel lourd 380 HTS (1)	115 983	155 003	81 898	72 616	-14,45%
Senelec		100 364	81 898	72 616	
IPP/location		54 639	-	-	
- Fuel lourd 380 BTS (2)	62 165	17 928	23 212	26 209	-25,02%
Senelec		-	-	-	
IPP/location		17 928	23 212	26 209	
- Gasoil (3)	31 468	10 253	246	250	-80,06%
Senelec		8 704	246	250	
IPP/location		1 548	-	-	
- GNL (4)		-	83 766	99 699	19,02%
Senelec		-	12 944	28 169	
IPP/location		-	70 822	71 530	
- Charbon (5)	6 351				
Huiles et autres fournitures liées	2 775	2 305	1 295	1 422	-19,97%
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	42 636	53 431	64 454	70 790	18,41%
Dépenses fixes d'achat énergie (frais de capacité)	58 746	79 886	127 282	144 219	34,90%
Dépenses de personnel	57 621	54 230	57 403	60 273	1,51%
Autres achats consommés	6 349	13 107	15 012	15 537	34,76%
Transports consommés	1 592	1 466	2 049	2 100	9,67%
Transport combustible	3 862	10 886	4 925	4 569	5,76%
Senelec		8 012	3 975	3 470	
IPP/location		2 874	950	1 099	
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	21 537	30 594	34 100	34 953	6,89%
Autres charges	37 181	1 675	2 234	1 775	-63,72%
Impôts et taxes	23 326	5 069	5 419	5 655	-37,65%
Total charges d'exploitations hors amortissements et redevances	471 591	435 832	503 295	540 066	4,62%

Le poids des dépenses en combustible dans les charges d'exploitation passera ainsi de 42% en 2020 à 37,6% en 2021 et à 38,6% en 2022. La structure des dépenses en combustible évoluera avec la baisse de la part des fuel oil et du gasoil qui passe de 100% en 2020 à 49,8% en 2022 du fait du recours au GNL qui représentera 50,2% des dépenses en combustible en 2022.

Par ailleurs, la part des dépenses d'achat d'énergie (fixes et variables) hors combustible passera de 30,6% des charges d'exploitation en 2020 à 39,8% en 2022. Les parts des services extérieurs et des autres achats resteront relativement stables sur la période.

Tableau 12 : Répartition des prévisions de coûts d'exploitation

Charges d'exploitation (en MFCFA courants)	Estimations	Projections		
	2019	2020	2021	2022
Dépenses de combustible = (1)+(2)+(3)+(4)+(5)	45,8%	42,0%	37,6%	36,8%
- Fuel lourd 380 HTS (1)	53,7%	84,6%	43,3%	36,5%
Senelec		64,7%	100,0%	100,0%
IPP/location		35,3%	0,0%	0,0%
- Fuel lourd 380 BTS (2)	28,8%	9,8%	12,3%	13,2%
Senelec		0,0%	0,0%	0,0%
IPP/location		100,0%	100,0%	100,0%
- Gasoil (3)	14,6%	5,6%	0,1%	0,1%
Senelec		84,9%	100,0%	100,0%
IPP/location		15,1%	0,0%	0,0%
- GNL (4)	0,0%	0,0%	44,3%	50,2%
Senelec	0,0%	0,0%	2,6%	14,2%
IPP/location	6,0%	0,0%	14,1%	13,2%
- Charbon (5)	2,9%	0,0%	0,0%	0,0%
Huiles et autres fournitures liées	0,6%	0,5%	0,3%	0,3%
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	9,0%	12,3%	12,8%	13,1%
Dépenses fixes d'achat énergie (frais de capacité)	12,5%	18,3%	25,3%	26,7%
Dépenses de personnel	12,2%	12,4%	11,4%	11,2%
Autres achats consommés	1,3%	3,0%	3,0%	2,9%
Transports consommés	0,3%	0,3%	0,4%	0,4%
Transport combustible	0,8%	2,5%	1,0%	0,8%
Senelec	0,0%	1,8%	0,8%	0,6%
IPP/location	0,0%	0,7%	0,2%	0,2%
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	4,6%	7,0%	6,8%	6,5%
Autres charges	7,9%	0,4%	0,4%	0,3%
Impôts et taxes	4,9%	1,2%	1,1%	1,0%
Total charges d'exploitations hors amortissements et redevances	100%	100%	100%	100%

Chapitre III. Projections retenues par la Commission

En vue de la validation des projections de Senelec, la Commission a organisé un atelier et des séances de travail avec Senelec et le Ministère en charge de l'Énergie.

III.1. Les projections de la demande

Les projections de demande soumises par la Senelec pour la période 2020-2022 tiennent compte la croissance économique, du développement de l'accès à l'énergie et des besoins des grands projets. Les observations de la Commission ont été intégrées dans la version finale. Ainsi, les projections de demande sont validées. en conséquence validées par la Commission.

Elles servent de base à la définition des nouvelles conditions tarifaires de la période 2020-2022.

III.2. Les projections de dépenses d'investissement

Le programme d'investissement soumis par Senelec, d'un montant de 976 065 millions de FCFA, a été examiné afin de déterminer les investissements éligibles à la base tarifaire à rémunérer au cours de la période 2020-2022.

Il résulte de l'analyse du programme que les investissements ci-dessous ne doivent pas être retenus par la Commission du fait de leur nature ou de leur mode de financement ou de l'insuffisance des justifications fournies par Senelec. Il s'agit :

- des projets financés par l'Etat du Sénégal sous forme de subventions et/ou dons, notamment dans le cadre du second compact du MCA, d'un montant de 298 863 millions de FCFA dont 104 330 millions pour le transport, 118 299 millions pour la distribution, 66 171 millions pour les autres investissements et 10 063 millions pour la production.
- des investissements relatifs au système de comptage et aux installations intérieures des clients d'un montant de 1 298 millions de FCFA. Ces investissements sont supportés par les clients.
- des projets immobiliers, d'un montant de 3 600 millions FCFA, pour lesquels les justifications fournies par Senelec ne permettent pas de démontrer leurs impacts sur son activité normale. Il s'agit de la « Construction d'un Immeuble R+12 sur Vincens x Escarfait » ; et
- des investissements d'un montant cumulé sur la période de 168 285 millions de FCFA pour lesquels le contenu n'est pas clair et ou les justifications sont inexistantes et ou insuffisantes.

Le détail de ces investissements non retenus soumis par Senelec est fourni par le tableau ci-après :

La Commission note que tous les investissements soumis ne disposent pas pour le moment de financement. Les projets dont les financements sont recherchés sont évalués à 228 730 millions de FCFA sur la période 2020-2022 soit près de 45% des investissements retenus. Le tableau ci-après donne le détail des investissements par source de financement.

Tableau 15 : Financement des projets retenus dans la base tarifaire

Synthèse des Investissements	2020	2021	2022	Total 2020-2022
A RECHERCHER	49 577	79 716	99 438	228 730
AR	12 000	40 498	72 881	125 379
AR(BID)	300	1 820	1 860	3 980
AR(ECOBANK)	-	16 993	425	17 417
AR(EIFFAGE)	-	-	2 624	2 624
AR(KFW (85%))	-	1 115	4 461	5 576
EMPRUNT OBLIGATAIRE	6 674	50	-	6 724
FONDS PROPRES	30 603	19 239	17 187	67 030
FINANCEMENT	147 391	69 123	58 976	275 490
BAD	10 623	10 560	-	21 183
BID	37 487	19 751	-	57 238
BM(PASE1)	-	-	-	-
BOAD(25Mds)	22 544	-	-	22 544
BOAD(FDE)	1 914	-	-	1 914
EIFFAGE	-	-	14 000	14 000
KALPATARU 1	7 035	-	-	7 035
KALPATARU 2	4 083	14 289	2 041	20 413
KFW (70%)	7 143	6 865	1 837	15 845
KFW (85%)	4 293	-	-	4 293
SAPCO	-	-	-	-
VINCI	52 269	7 383	-	59 652
WELDY LAMONT (EXIMBANK US)	-	10 275	41 098	51 373
Total général	196 968	148 838	158 414	504 220

III.3. Les projections de production

Le plan de production est déterminé en fonction de la demande de l'électricité à satisfaire et des caractéristiques de chacune des unités de production suivant le principe de l'ordre de mérite (dispatching économique).

Pour les besoins de la validation des projections, la Commission 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. Il s'agit en particulier :

- des prix des combustibles ;
- des consommations spécifiques des centrales de productions indépendantes ;
- des pouvoirs calorifiques des combustibles ;
- des charges variables d'achat d'énergies hors combustibles.

Les observations de la Commission 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 reflète une utilisation optimale du parc. Par conséquent, il est validé par la Commission.

III.4. Les projections de charges d'exploitation

La Commission a analysé les projections de charges de Senelec et a procédé à des traitements sur les postes sur le transport consommé, les dépenses d'exploitation et de maintenance des centrales du réseau non interconnecté, les charges de personnel, les services extérieurs, les autres charges et les impôts et taxes ont été retraitées afin de ne considérer que les parts éligibles dans le RMA.

III.4.1. Le transport consommé

Senelec a prévu en 2020 des frais de voyages et de missions d'un montant de 1003 millions de FCFA. La Commission a réduit le montant de 501,5 millions de FCFA pour prendre en considération le contexte de la pandémie avec les restrictions de déplacement y afférentes ainsi que les hypothèses de révision faites par Senelec pour la mise à jour de ses prévisions initiales.

III.4.2. Les dépenses d'exploitation et de maintenance des centrales du RNI

Senelec a prévu pour la période 2020-2022 des charges fixes d'exploitation et maintenance (O&M) d'un montant total de 5 121 millions de FCFA pour les centrales du réseau non interconnecté dont 2 598 millions de FCFA en 2021 et 2022.

Les prévisions de charges fixes O&M pour les centrales du réseau non interconnecté RNI constituent un élément nouveau qui n'a pas été justifié par Senelec comme cela est le cas des centrales C6 et C7. Il s'y ajoute que l'interconnexion du RNI est prévue en 2021 ; ce qui devrait se traduire par une utilisation plus faible des centrales à défaut de leur mise en réserve ou leur déclassification.

Dans ces conditions, les charges fixes O&M relatives aux centrales du RNI n'ont pas été retenues par la Commission.

III.4.3. Les charges de personnel

Les charges de personnel de la période ont fait l'objet de retraitement afin de ne pas retenir dans le calcul des revenus requis les charges non éligibles car ne relevant pas de l'exploitation courante de Senelec. Il s'agit :

- de charges sociales relatives à des abandons de créances au profit des employés pour un montant total de 157,6 millions de FCFA sur la période;
- des dons et secours aux agents en activité pour un montant total de 4 728 millions de FCFA sur la période.

Le montant total des charges de personnel non retenues par la Commission se chiffre à 4 886 millions de FCFA dont 1 550 millions de FCFA en 2020, 1 627,5 millions de FCFA en 2021 et 1 708,9 millions de FCFA en 2022.

III.4.4. Les services extérieurs

Les charges relatives aux services extérieurs de la période non retenues par la Commission se chiffrent à 22 614 millions de FCFA sur la période. Ces charges non retenues concernent des dépenses relevant du cycle de financement et des provisions sur des contentieux en cours qui ne sont pas éligibles.

Les dépenses relevant du cycle de financement non retenues concernent les commissions sur emprunt et les services bancaires pour un montant total de 6 932 millions de FCFA.

Pour les frais de contentieux d'un montant de 15 683 millions de FCFA sur la période, il s'agit de charges relatives à des litiges en cours ou probables concernant notamment les servitudes des lignes de transports. La Commission considère que ces charges sont assimilables à des provisions qui du fait de leur nature incertaine ne doivent pas être pris en compte dans les conditions tarifaires. En conséquence, elles ne sont pas retenues.

III.4.5. Les impôts et taxes

Les amendes et pénalités fiscales pour un montant total de 1 000 millions de FCFA sur la période n'ont pas été retenues par la Commission du fait qu'elles ne doivent pas être supportées par les clients.

III.4.6. 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 Commission 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 4 346 millions de FCFA sur la période dont 3 650 millions de FCFA relatifs à diverses provisions.

Toutefois, la Commission pour tenir compte des créances irrécouvrables de Senelec, a retenu d'intégrer dans les nouvelles conditions tarifaires un taux de perte sur créances correspondant à 1% du Chiffre d'affaires des clients en post paiement. Ces pertes sur créances clients sont prises en compte au niveau des « autres charges » pour les besoins de la modélisation.

Ainsi, en plus des charges non retenues, celles ajoutées au poste « autres charges » se chiffrent à 10 630 millions de FCFA sur la période dont 3 667 millions de FCFA en 2020, 3 563 millions de FCFA en 2021 et 3 401 millions de FCFA en 2022.

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

Tableau 16 : Synthèse des charges d'exploitation retraités en millions de francs

Rubriques	Période			Montant total	Commentaires
	2020	2021	2022		
Voyage et déplacement personnel mission	- 500 000 000	-	-	- 500 000 000	Vu le contexte de COVID et les restrictions y afférents, les déplacements sont limités de manière considérable. Les budgets dédiés doivent donc faire l'objet de révisions conséquentes
Voyage et déplacements administratifs	- 1500 000	-	-	- 1500 000	
Sous-total 1: Transport	- 501 500 000	-	-	- 501 500 000	
Commissions sur autres Emprunts	- 559 859 746	- 558 110 481	- 556 399 374	- 1674 369 601	Les Commissions sur emprunts et services bancaires relèvent du cycle de financement; celles ne doivent pas être prises en compte dans les charges d'exploitation. Les autres ont un caractère de provisions portant sur des actes relevant d'une gestion non prudente de Senelec; elles ne peuvent donc être éligibles aux charges régulées
Services bancaires	- 1919 121833	- 1719 121833	- 1619 121833	- 5 257 365 500	
Frais d'actes et de contentieux	- 5 073 900 000	- 5 226 117 000	- 5 382 900 510	- 15 682 917 510	
Sous-total 2: Services extérieurs	- 7 552 881 580	- 7 503 349 315	- 7 558 421 717	- 22 614 652 611	
Autres amendes et pénalités fiscales	- 300 000 000	- 350 000 000	- 350 000 000	- 1000 000 000	Les amendes et pénalités relèvent d'une gestion inefficace; elles ne sont donc pas éligibles dans les charges régulées
Sous-total 3: Impôts et Taxes	- 300 000 000	- 350 000 000	- 350 000 000	- 1000 000 000	
Subventions aux organismes	- 100 000 000	- 106 000 000	- 112 360 000	- 318 360 000	Ces charges ne relèvent pas de l'exploitation normale de Senelec. Elles sont hors régulation
Dons et secours aux agents retraités	- 35 000 000	- 37 100 000	- 39 326 000	- 111 426 000	
Subvention et secours aux tiers	- 40 000 000	- 42 400 000	- 44 944 000	- 127 344 000	
Subvention aux confréries religieuses	- 30 000 000	- 53 000 000	- 56 180 000	- 139 180 000	
Charges provisionnées d'exploitation	- 1000 000 000	- 1500 000 000	- 1000 000 000	- 3 500 000 000	Ces subventions, dons et provisions ne sont pas éligibles dans les charges régulées. Senelec subit des pertes sur créances clients. Elles sont à considérer dans les charges d'exploitation
Dotations aux provisions et dépréciation stock	- 50 000 000	- 50 000 000	- 50 000 000	- 150 000 000	
Pertes sur créances clients	3 667 000 000	3 563 000 000	3 401 000 000	10 631 000 000	
Sous-total 4: Autres charges	2 412 000 000	1 774 500 000	2 098 190 000	6 284 690 000	
Charges sociales abandon de créances agents	- 50 000 000	- 52 500 000	- 55 125 000	- 157 625 000	Ces charges ne relèvent pas de l'exploitation normale de Senelec. Elles sont hors régulation
Dons et secours aux agents en activités	- 1500 000 000	- 1575 000 000	- 1653 750 000	- 4 728 750 000	
Sous-Total 4: Charges de personnel	- 1 550 000 000	- 1 627 500 000	- 1 708 875 000	- 4 886 375 000	
O&M / RNI	- 2 523 000 000	- 1 299 100 128	- 1 299 100 128	- 5 121 200 256	Il est prévu la connexion du RNI au réseau interconnecté. Dès lors on ne peut considérer des O&M sur le RNI
Sous-total 5: O&M	- 2 523 000 000	- 1 299 100 128	- 1 299 100 128	- 5 121 200 256	
TOTAL GENERAL CHARGES D'EXPLOITATION NON RETENUES	- 10 015 381 580	- 9 005 449 443	- 8 818 206 845	- 27 839 037 867	

À la suite de ces retraitements, le transport, les dépenses de personnel, les services extérieurs, les autres charges et les impôts et taxes ont été réévalués sur la base des hypothèses de projections de Senelec.

Ainsi les charges d'exploitation hors amortissements, redevances et impôts et taxes, retenues par la Commission s'élèvent, à 421 048 millions de FCFA en 2020, 489 222 millions de FCFA en 2021 et 525 943 millions de FCFA en 2022. En moyenne le taux de croissance annuelle (TCMA) est de 5,47% sur la période.

Le tableau ci-dessous présente les charges d'exploitation retenues par la Commission.

Tableau 17 : Les charges retenues par la Commission en francs courants

Charges d'exploitation (en MFCFA courants)	Estimations	Projections			TCAM 2020-2022
	2 019	2 020	2 021	2 022	
Dépenses de combustible = (1)+(2)+(3)+(4)+(5)	215 967	183 184	189 121	198 774	-2,73%
- Fuel lourd 380 HTS (1)	115 983	155 003	81 898	72 616	-14,45%
- Fuel lourd 380 BTS (2)	62 165	17 928	23 212	26 209	-25,02%
- Gasoil (3)	31 468	10 253	246	250	-80,06%
- GNL (4)			83 766	99 699	19,02%
- Charbon (5)	6 351				
Huiles et autres fournitures liées	2 775	2 305	1 295	1 422	-19,97%
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	42 636	50 908	63 155	69 491	17,68%
Dépenses fixes d'achat énergie (frais de capacité)	58 746	79 886	127 282	144 219	34,90%
Dépenses de personnel	57 621	52 680	55 776	58 564	0,54%
Autres achats consommés	6 349	13 107	15 012	15 537	34,76%
Transports consommés	1 592	966	2 049	2 100	9,67%
Transport combustible	3 862	10 886	4 925	4 569	5,76%
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	21 537	23 041	26 597	27 395	9,04%
Autres charges	37 181	4 087	4 009	3 873	-52,95%
Total charges d'exploitations hors amortissements, impôts et redevances	448 265	421 048	489 222	525 943	5,47%

Tableau 18 : Répartition des charges retenues par la Commission en %

Charges d'exploitation (en MFCFA courants)	Estimations	Projections		
	2 019	2 020	2 021	2 022
Dépenses de combustible = (1)+(2)+(3)+(4)+(5)	48,2%	43,5%	38,7%	37,8%
- Fuel lourd 380 HTS (1)	53,7%	84,6%	43,3%	36,5%
- Fuel lourd 380 BTS (2)	28,8%	9,8%	12,3%	13,2%
- Gasoil (3)	14,6%	5,6%	0,1%	0,1%
- GNL (4)	0,0%	0,0%	44,3%	50,2%
- Charbon (5)	2,9%	0,0%	0,0%	0,0%
Huiles et autres fournitures liées	0,6%	0,5%	0,3%	0,3%
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	9,5%	12,1%	12,9%	13,2%
Dépenses fixes d'achat énergie (frais de capacité)	13,1%	19,0%	26,0%	27,4%
Dépenses de personnel	12,9%	12,5%	11,4%	11,1%
Autres achats consommés	1,4%	3,1%	3,1%	3,0%
Transports consommés	0,4%	0,2%	0,4%	0,4%
Transport combustible	0,9%	2,6%	1,0%	0,9%
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	4,8%	5,5%	5,4%	5,2%
Autres charges	8,3%	1,0%	0,8%	0,7%
Total charges d'exploitations hors amortissements, impôts et redevances	100%	100%	100%	100%

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° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, notamment son article 28, qui prévoit une régulation par les prix plafonds ;
- du décret n° 98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination des conditions tarifaires ;
- du Contrat de Concession de Senelec modifié et de son cahier de charges ;
- des Règlements d'Application de la Commission 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 Commission relatives aux conditions tarifaires de Senelec, notamment la Décision n°2017-08 du 29 décembre 2017.

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 2020-2022.

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) 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.

La Base Tarifaire à rémunérer sur la période 2020-2022 est déterminée en considérant son niveau à la fin de l'année 2019 et les investissements projetés.

La valeur de la Base Tarifaire à la fin de l'année 2019 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 1999-2019 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'a 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. A cet effet, il est retenu l'hypothèse que les tarifs moyens des différents niveaux de tension évoluent de la même manière sur toute la période.

Ainsi, les tarifs constatés de l'année de référence (2019) pour chaque niveau de tension (p_0^{BT} , p_0^{MT} et p_0^{HT}) sont utilisés pour déterminer un tarif moyen (p_0^m), en considérant les prévisions de ventes de référence pour une année donnée : $D_i(BT)$, $D_i(MT)$, $D_i(HT)$ et leur somme D_0

$$p_{2019}^m = \frac{p_{2019}^{BT} * D_{2019}(BT) + p_{2019}^{MT} * D_{2019}(MT) + p_{2019}^{HT} * D_{2019}(HT)}{D_{2019}}$$

Les facteurs obtenus en rapportant les tarifs de 2019 par niveau de tension au tarif moyen ainsi calculé, sont appliqués au tarif moyen de référence p_0 prévu pour cette année donnée, afin d'obtenir les tarifs de référence par niveau de tension ($p_i(BT)$, $p_i(MT)$, $p_i(HT)$).

$$P_0^{(BT)} = P_0 \frac{P_{2019}^{(BT)}}{P_{2019}^m}; \quad P_0^{(MT)} = P_0 \frac{P_{2019}^{(MT)}}{P_{2019}^m}; \quad P_0^{(HT)} = P_0 \frac{P_{2019}^{(HT)}}{P_{2019}^m}.$$

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

$$RR_0^{(BT)} = p_0^{(BT)} * D_0^{(BT)} \qquad RR_0^{(MT)} = p_0^{(MT)} * D_0^{(MT)}$$

$$RR_0^{(HT)} = p_0^{(HT)} * D_0^{(HT)}$$

avec

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

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

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

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

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 de couvrir les charges fixes de Senelec en cas de baisse des ventes par rapport aux prévisions et correspond au rapport entre les dépenses d'exploitation variables issues des projections de coûts de Senelec 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 sur la base des projections de coûts de l'année.

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

Pour adapter les Revenus Requis de référence aux conditions économiques d'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 considérée. 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. Questions analysées

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

V.1. Rémunération du besoin en fonds de roulement (BFR)

Senelec a souligné dans son appréciation des conditions tarifaires de la période 2017-2019 qu'elle doit financer un fonds de roulement relativement conséquent pour éviter des ruptures dans son exploitation. Ainsi, elle demande que ce besoin en fonds de roulement, essentiellement financé par le système bancaire, soit intégré dans les nouvelles conditions tarifaires.

Analyse

Les entreprises peuvent être confrontées dans leur cycle d'exploitation à des décalages entre les délais de recouvrement des créances clients et les délais de paiement des dettes fournisseurs. Lorsque ce décalage est structurel, il se traduit par un besoin en fonds de roulement permanent dont il faut assurer le financement par des ressources stables.

En la matière, il est avéré que les délais de paiement des créances clients sont supérieurs aux délais de paiement des dettes fournisseurs. Il s'y ajoute la nécessité de constituer des stocks pour le combustible et les autres approvisionnements.

Le besoin de financement de l'exploitation résultant de ce décalage reste structurel malgré l'intégration progressive du prépaiement. Il est généralement admis dans la pratique régulatoire que la rémunération du besoin en fonds de roulement (BFR) soit prise en compte dans la détermination des tarifs ou des revenus régulés dans la mesure où il nécessite la mobilisation de ressources permanentes.

Pour évaluer le besoin en fonds de roulement, la Commission a tenu des échanges avec Senelec sur la méthode notamment et les hypothèses.

Concernant la méthode, l'approche bilancielle et l'approche normative ont été discutées. Senelec a soutenu que le BFR bilanciel doit être retenu dans la base tarifaire.

La Commission a considéré que le BFR bilanciel est issu d'une « photographie » de la situation de l'entreprise à la fin de l'année. Il s'agit en conséquence d'une vision statique qui ne reflète pas tous les aspects du besoin en fonds de roulement de Senelec. Ainsi, l'approche normative tenant compte des délais réglementaires et des contraintes structurelles auxquelles fait face l'entreprise est mieux indiquée dans le contexte actuel où il est nécessaire de poursuivre l'amélioration des performances de Senelec.

Conclusion de la Commission

La rémunération du besoin en fonds de roulement (BFR) sera intégrée dans les conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022. Le niveau du BFR sera déterminé suivant la méthode normative.

V.2. La durée d'amortissement des actifs

Senelec considère que la durée d'amortissement des actifs de la base tarifaire est différente de la maturité moyenne des emprunts de Senelec. Cette situation induit, selon elle, un décalage entre la rémunération des actifs de Senelec qui sont censés servir à faire face au service de la dette et la prise en charge du service de la dette. Senelec demande la révision de la durée d'amortissement des actifs futurs comme le prévoit la loi n° 98-29 pour réduire le décalage et refléter fidèlement la réalité économique de l'entreprise.

Analyse

L'amortissement consiste en la répartition systématique, sur la durée d'utilité du bien, de la différence entre le coût d'entrée et la valeur résiduelle prévisionnelle. Il est considéré comme un coût à intégrer dans la détermination des conditions tarifaires.

Suivant les principes économiques sur lesquels repose la régulation économique au Sénégal, la durée d'amortissement des actifs tient compte de la durée de vie des équipements. Il permet de refléter dans les revenus de l'entreprise le coût économique de l'usage de l'actif considéré.

Ce coût économique est généralement différent du niveau du service de la dette y relatif qui dépend des conditions de financement qui peuvent varier selon les projets.

Ainsi, la définition des durées d'amortissement selon le service de la dette n'est pas conforme aux principes économiques et comptables de l'amortissement. Il s'y ajoute qu'elle est de nature à susciter une distorsion non justifiée par une réalité physique, technique ou économique dans les règles d'amortissements.

Conclusion de la Commission

La Commission maintient les durées d'amortissement des actifs jusque-là utilisées. Toutefois, le recours aux amortissements par composant peut être envisagé lors des prochaines révisions des conditions tarifaires afin de mieux prendre en considération la complexité des actifs et le renouvellement périodique de certains équipements. Cependant, cette évolution nécessitera une étude spécifique sur la base tarifaire avec une décomposition de tous les actifs en tenant compte des conditions d'éligibilité.

V.3. Facteur d'économie d'échelle pour chaque niveau de tension

Le facteur d'économie d'échelle θ reflète la proportion de coûts fixes et variables. Pour Senelec l'utilisation d'un seul facteur d'économie d'échelle pour toutes les catégories tarifaires est une simplification qui ne reflète pas entièrement la véritable structure de coût de l'entreprise. Ainsi, elle propose qu'une analyse de la proportion des coûts fixes et variables selon le niveau de tension soit menée pour comparer les résultats avec la valeur moyenne et apprécier leur impact sur la Formule de contrôle des revenus.

Conclusion de la Commission

Etant donné que Senelec n'a pas fourni à la Commission des coûts analytiques par niveau de tension (Haute Tension, Moyenne Tension et Basse Tension), les facteurs d'économie d'échelle θ spécifiques à chaque niveau de tension ne peuvent être calculés et analysés par rapport à la

moyenne. La Commission considère que Senelec doit affiner sa comptabilité analytique afin de mettre à sa disposition les coûts suffisamment désagrégés selon les catégories de clients.

V.4. La correction de revenus relative aux investissements autorisés et non réalisés

Les conditions tarifaires de Senelec sont définies en considérant les projections d'investissements. Les bilans des différentes périodes tarifaires ont permis de constater que tous les investissements prévus et intégrés dans les conditions tarifaires ne sont pas réalisés. Cette situation entraîne, en l'absence de mécanisme de correction, une subsistance dans le RMA de revenus relatifs à des actifs non réalisés. Ce revenu peut être non négligeables lorsque les investissements en cause concernent des montants importants. C'est la raison pour laquelle la Commission a souligné dans le Document de la première consultation publique cette problématique. Toutes les parties prenantes à savoir le Ministère du Pétrole et des Energies, le Ministère du Finance et du Budget ainsi que Senelec et les associations de consommateurs ont convenu avec la CRSE, eu égard au montant des investissements, de la mise en place d'un mécanisme de correction du RMA sur la base des investissements prévus et réalisés.

Analyse

Selon l'article 28 de la loi n° 98-29, la base tarifaire est déterminée en considérant les « estimations des dépenses d'investissement permises, de la cession des actifs et des taux d'amortissement convenus ».

Pour déterminer la valeur de la base tarifaire d'une période, la Commission se base sur le programme d'investissements soumis par Senelec afin de déterminer les investissements à prendre en considération.

À la fin de la période tarifaire, la Commission procède à une comparaison entre les investissements autorisés en début de période et les réalisations en vue de la mise à jour de la base tarifaire pour la période à venir.

L'analyse de l'impact de la non-réalisation de la totalité des investissements intégrés dans la base tarifaire a montré l'existence dans le Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec d'amortissements et de rémunérations concernant des investissements non-réalisés. Il s'y ajoute que la Formule de contrôle des revenus ne prévoit pas un mécanisme qui permet de corriger le RMA pour déduire les investissements pris en compte mais non réalisés.

Faisant suite à ce constat, le principe de la correction du RMA à partir de 2020 afin de prendre en compte le niveau de réalisation des investissements programmés a été discuté et accepté par tous les acteurs (MPE, MFB, CRSE, Senelec).

Il s'agira pour la CRSE, dans le cadre de la définition des conditions tarifaires pour la période 2020-2022, de prévoir un mécanisme de correction du RMA final de chaque année afin de ne tenir finalement compte que du niveau de réalisation réel des investissements.

Pour les besoins de la définition des modalités de la mise en œuvre de cette correction et pour permettre à tous les acteurs de bien appréhender la problématique et les enjeux, la CRSE a organisé des échanges avec Senelec et le Ministère en charge du Pétrole et des Energies dans le cadre de la validation des projections de coûts de la période 2020-2022.

Ces échanges ont permis de constater qu'il s'agit d'une opération complexe qui ne saurait être exclusivement arithmétique. En effet, elle nécessite la prise en compte de plusieurs paramètres tels que le facteur de responsabilité, les aléas, les gains d'efficacité, la mise en œuvre d'éventuelles solutions de substitution par Senelec qui peuvent engendrer des coûts non prévus ainsi que l'adéquation du système de suivi des investissements (avec des décalages entre les réalisations et la constatation comptable). Ainsi, une période d'apprentissage qui indiquera les adaptations méthodologiques idoines sera forcément nécessaire.

Conclusion de Commission

Le niveau de réalisation des investissements prévus sera pris en compte dans la détermination du Revenu Maximum Autorisé final de chaque année de la période 2020-2022.

Cette prise en compte se fera suivant les modalités suivantes.

- **La correction se fera à la fin de chaque année dans le cadre de la fixation du RMA final ;**
- **L'impact des investissements non réalisés dans le RMA sera déterminé suivant les mêmes règles d'intégration en termes de durée d'amortissements et de taux de rentabilité normal ;**
- **La correction concernera les projets dont les niveaux d'exécution sont strictement inférieurs à 80 % du montant projeté afin de tenir compte des décalages pouvant résulter des aléas, du système de suivi ou même de gain d'efficacité de Senelec ;**
- **Pour les projets dont le niveau d'exécution est inférieur à 80 %, les amortissements et les rémunérations y relatifs seront déterminés sur l'intégralité de la part non réalisée ;**
- **Pour tenir compte du facteur de responsabilité, la correction à prendre en compte dans le RMA correspond à 65 % de l'impact mesuré (amortissements et rémunération) des investissements non réalisés (35 % de facteur de responsabilité) ;**
- **Aucune majoration (intérêt) ne sera appliquée sur le montant à corriger dans le RMA ;**
- **Un suivi rapproché des investissements durant la période sera fait par la transmission par Senelec d'un état détaillé des réalisations, selon le format des projections, dans le cadre de la soumission du RMA au 1er juillet ;**
- **Senelec fournira à la CRSE toute information permettant d'assurer un suivi adéquat de l'exécution des investissements.**

Les modalités de correction (suivi de l'exécution, seuil de correction et facteur d'atténuation...) seront évaluées à la fin de la période et seront susceptibles d'adaptation sur la base des constats.

Au niveau de la Formule de contrôle de revenu, la définition du paramètre « facteur de correction » sera élargie en vue d'y intégrer la correction des revenus relatifs aux investissements non réalisés. Ainsi, le « facteur de correction » qui jusqu'à présent ne concerne que le surplus de revenus ou le manque à gagner de revenus de l'année précédente va désormais intégrer les éléments relatifs à la correction des effets des investissements non réalisés.

V.5. Le 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 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.

Ainsi, le WACC était jusque-là 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.
- **T_c** : taux d'impôt sur les bénéfices des entreprises pour la période.

Cependant, il est ressorti des dernières études tarifaires notamment celle réalisée dans le cadre du second compact du MCA-Sénégal que l'inclusion du taux d'impôt sur les intérêts (**T_s**) 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. Ainsi, il a été fortement recommandé de ne plus faire référence à cet élément dans le calcul du WACC d'autant plus qu'il est de nature à réduire le taux de rentabilité normal.

La Commission a organisé de larges échanges sur la question avec Senelec et le Ministère du Pétrole et des Energies. Toutes les parties ont accepté le principe de la suppression de ce facteur.

Conclusion de la Commission

Le taux rentabilité normal sera déterminé sur la base de la Formule en vigueur en considérant la non-imposition des intérêts.

Par conséquent, le WACC avant impôt sera déterminé ainsi qu'il suit :

WACC avant impôts = $1/ (1- T_c) \times$ WACC après impôts

V.6. Intégration d'un taux de perte sur les créances clients

Les entreprises du service de l'électricité sont confrontées à des risques de non-recouvrement de leurs créances auprès des clients. C'est la raison pour laquelle, il a été recommandé à la suite de l'étude à la suite de l'étude tarifaire réalisée dans le cadre du second compact du MCA-Sénégal d'intégrer dans la définition des conditions tarifaires d'un taux de perte sur les créances clients.

Analyse

Les entreprises du service de l'électricité sont confrontées à des risques de non-recouvrement de leurs créances auprès des clients. Ainsi, les créances présentant un risque de perte probable font l'objet de provisions. Lorsque la perte est certaine et définitive, la créance est constatée comme étant irrécouvrable.

Les provisions pour perte de créances ainsi que les pertes certaines sont régulièrement constatés dans les comptes de Senelec. Toutefois, celles-ci ne sont pas prises en compte dans les projections de coûts utilisées pour déterminer les conditions tarifaires.

Le caractère structurel des provisions et pertes sur les créances clients corroborent la recommandation d'intégrer un taux de perte sur créances dans les conditions tarifaires.

Conclusion de la Commission

Un taux de perte sur les créances clients de 1% sera pris en compte dans les conditions tarifaires.

Ce taux s'applique aux chiffres d'affaires concernant les clients post paiement. Le montant est inscrit dans la rubrique « autres charges » (cf. page 23).

Chapitre VI. Premières conclusions de la Commission

Les premières conclusions de la Commission portent sur :

- la détermination des revenus régulés requis pour couvrir les charges de Senelec et lui assurer une rémunération normale de ses actifs à un taux de rentabilité normal ;
- le paramétrage de la Formule de contrôle des revenus.

VI.1. Détermination des revenus requis

Les revenus requis sont déterminés à partir :

- des données économiques de référence ;
- des projections de charges d'exploitation ;
- du programme d'investissements ;
- de la rémunération de la base tarifaire à un taux de rentabilité normal.

VI.1.1. Données économiques de référence

VI.1.1.1. Inflation

Les hypothèses d'inflation utilisées par Senelec dans ses projections ont été retenues. Il s'agit d'une inflation annuelle de 3% sur les dépenses en monnaie locale et 2% sur les dépenses en monnaie étrangère sans changement de la parité FCFA/Euro.

Concernant les combustibles, les taux d'inflation annuels varient entre 1% et 1,2% selon la nature des produits.

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 19 : Evolution des prix des combustibles et des indices de prix

	Année référence	Projections		
	2019	2020	2021	2022
Taux de change	655,957	655,957	655,957	655,957
Indice Inflation locale (IHPC)	104,7583	107,9010	111,1381	114,4722
Inflation locale annuelle		1,0300	1,0300	1,0300
Inflation locale cumulée	1,0000	1,0300	1,0609	1,0927
Indice Inflation étrangère (IPC)	103,7683	105,8437	107,9605	110,1198
Inflation étrangère annuelle		1,0200	1,0200	1,0200
Inflation étrangère cumulée	1,0000	1,0200	1,0404	1,0612
Fuel lourd 380 HTS	262 375	224 218	280 242	299 473
Inflation annuelle		0,8546	1,2499	1,0686
Inflation cumulée	1,0000	0,8546	1,0681	1,1414
Fuel lourd 380 BTS	270 549	244 212	288 448	310 958
Inflation annuelle		0,9027	1,1811	1,0780
Inflation cumulée	1,0000	0,9027	1,0662	1,1494
Gasoil	363 477	295 605	379 421	415 767
Inflation annuelle		0,8133	1,2835	1,0958
Inflation cumulée	1,0000	0,8133	1,0439	1,1439
GNL	163 998	163 998	165 638	167 295
Inflation annuelle		1,0000	1,0100	1,0100
Inflation cumulée	1,0000	1,0000	1,0100	1,0201

VI.1.1.2. Taux de rentabilité normal

Conformément aux dispositions du Cahier des charges de la Senelec, le taux de rentabilité normal utilisé pour déterminer les revenus autorisés sur la période 2020-2022, est égal au coût réel du capital.

Ce coût du capital est défini comme la moyenne pondérée du coût de la dette et celui des fonds propres en faisant l'hypothèse d'une part de 45% pour la dette et de 55% pour le capital.

Le coût des fonds propres est estimé à 11,26%, en considérant un taux de rendement sans risque après impôts pour les emprunts d'Etat au Sénégal de 6,02%, une prime de risque de 8,69% et un facteur bêta de 0,6.

Le coût de la dette est estimé à 4,49% 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 8,21%.

Le taux d'impôts sur les profits des entreprises étant de 30%, le coût du capital avant impôts est de 11,73%.

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

Tableau 20 : Calcul du taux de rentabilité normal

Taux de rendement sans risque (emprunts de l'Etat du Sénégal)	Rf	6,02%
Prime de risque de marché	Rm	8,69%
Béta		0,60
Coût des fonds propres	Re	11,26%
Coût de la dette	Rd	4,49%
ratio dette/capital	g	45%
Coût du capital après impôts	WACC ap. impôts	8,21%
Taux impôts sur profits entreprises	Tc	30%
Coûts capital avant impôts	WACC av. impôts	11,73%

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

VI.1.2. Charges d'exploitation et de maintenance

Les charges d'exploitation (hors redevances) retenues par la Commission, exprimées en francs constants de 2019, présentées dans le tableau ci-dessous, sont utilisées pour la définition des nouvelles conditions tarifaires.

Tableau 21 : Projections de charges d'exploitation et d'O&M en francs constants de 2019

Charges d'exploitation (en MFCFA constants de 2019)	Estimations	Projections			TCAM 2020-2022
	2019	2020	2021	2022	
Dépenses de combustible = (1)+(2)+(3)+(4)+(5)	215 967	213 849	181 620	184 376	-5,13%
- Fuel lourd 380 HTS (1)	115 983	181 381	76 676	63 621	-18,14%
- Fuel lourd 380 BTS (2)	62 165	19 861	21 771	22 803	-28,42%
- Gasoil (3)	31 468	12 607	236	218	-80,93%
- GNL (4)	-	-	82 936	97 734	17,84%
- Charbon (5)	6 351				
Huiles et autres fournitures liées	2 775	2 238	1 221	1 302	-22,30%
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	42 636	50 625	62 532	68 306	17,01%
Dépenses fixes d'achat énergie (frais de capacité)	58 746	79 777	127 066	143 897	34,80%
Dépenses de personnel	57 621	51 146	52 574	53 594	-2,39%
Autres achats consommés	6 349	12 725	14 150	14 219	30,83%
Transports consommés	1 592	938	1 931	1 922	6,48%
Transport combustible	3 862	10 568	4 643	4 181	2,68%
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	21 537	22 589	25 564	25 815	6,90%
Autres charges	37 181	3 968	3 779	3 544	-54,32%
Total charges d'exploitations hors amortissements, impôts et redevances	448 265	448 423	475 080	501 156	3,79%

Les charges hors amortissements, redevances et impôts et taxes, s'élèvent à 448 423 millions FCFA en 2020, 475 080 millions de FCFA en 2021 et 501 156 millions de FCFA en 2022 ; soit un taux de croissance annuel moyen de 3,79% sur la période.

Les amortissements observent une croissance moyenne annuelle de 17,73% sur la période, et s'élèvent à 45 295 millions de FCFA en 2020, 47 954 millions de FCFA en 2021 et 55 030 millions de FCFA en 2022.

Les Impôts et taxes évoluent faiblement sur la période en passant de 4 769 millions de FCFA en 2020 à 5 305 millions de FCFA en 2022.

Tableau 22 : Les amortissements et les impôts et taxes

Charges d'exploitation (en MFCFA constants de 2019)	Estimation	Projections			TCAM 2020-2022
	2019	2020	2021	2022	
Impôts et taxes	23 326	4 769	5 069	5 305	-38,96%
Amortissements	33 722	45 295	47 954	55 030	17,73%

VI.1.3. Rémunération de la base tarifaire

La rémunération de la base tarifaire est déterminée à partir de la valeur des actifs nets (Base Tarifaire) de Senelec et du taux de rentabilité défini plus haut. Elle permet à l'entreprise de faire face au service de la dette et de rémunérer ses capitaux propres.

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

- de la Base Tarifaire au début de la Concession (1999), fixée par le Cahier de Charges de Senelec à 190 Milliards (à amortir sur 25 années) ;
- des investissements réalisés sur la période 1999-2019 minorés de leurs amortissements et des cessions d'actifs au cours de la période ;
- des investissements à réaliser durant la période 2020-2022, retenus par la Commission, en tenant compte des amortissements et des cessions d'actifs ; et
- du besoin en fonds de roulement.

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 précédente, de prendre en considération les projections validées et déterminer le besoin en fonds de roulement.

VI.1.3.1. Les réalisations de la période 2017-2019

Les réalisations de la période tarifaire 2017-2019 ont été arrêtées provisoirement lors de la première consultation publique à 465 572 millions de FCFA dont 69 522 millions de FCFA en 2017, 210 911 millions de FCFA en 2018 et 270 137 millions de FCFA en 2019.

Dans le cadre des projections de coûts de la période 2020-2022, Senelec a soumis les réalisations actualisées de la période 2017-2019 qui ont été discutées lors de l'atelier.

Ces réalisations se chiffrent à 376 972 millions de FCFA soit 116 825 millions de FCFA en 2017 154 987 millions de FCFA en 2018 et 105 160 millions de FCFA en 2019.

Sur la base de l'analyse du détail des réalisations, les investissements de la période 2017-2019 retenus par la Commission pour la mise à jour de la base tarifaire s'élèvent à 308 977 millions de FCFA soit un taux de réalisation de 60,5%. Ils se répartissent sur la période en investissements de Production pour un montant de 28 352 millions de FCFA, de Transport pour un montant de 158 295 millions de FCFA, de Distribution pour un montant de 91 504 millions de FCFA et Autres pour un montant de 30 826 millions de FCFA.

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

Tableau 23 : Réalisations de la période 2017-2019 (millions FCFA)

	Réalisations 2017	Réalisations 2018	Réalisations 2019	Total 2017- 2019
PRODUCTION	8 369	15 042	4 941	28 352
TRANSPORT	55 449	58 307	44 539	158 295
DISTRIBUTION	22 221	36 848	32 435	91 504
AUTRES	4 944	16 235	9 647	30 826
Total	90 982	126 433	91 561	308 977

VI.1.3.2. Les investissements retenus

Le niveau des investissements retenu par la Commission après analyse du programme d'investissements soumis par Senelec est de 504 220 millions de FCFA.

Le tableau suivant présente les montants intégrés dans la base tarifaire de la période 2020-2022.

Tableau 24 : Projections d'investissement intégré dans la base tarifaire (millions de FCFA)

Synthèse des Investissements	2020	2021	2022	Total 2020-2022
PRODUCTION	9 028	20 202	3 035	32 265
TRANSPORT	89 490	47 199	30 579	167 268
DISTRIBUTION	87 239	75 306	116 899	279 443
AUTRES	11 211	6 132	7 902	25 244
Total	196 968	148 838	158 414	504 220

VI.1.3.3. Le calcul du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement 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. La Commission a retenu les délais soumis par Senelec à l'exception du délai de rotation des stocks des autres approvisionnements qui a été ajusté. En effet, Senelec avait considéré un délai d'écoulement de 408 jours (plus d'un an) pour les « autres approvisionnements » ; ce qui ne répond pas à une gestion optimale des stocks. Ainsi, la Commission a ajusté le délai en le ramenant à six (06) mois ; soit 180 jours qui tiennent compte des contraintes pour l'acquisition des équipements notamment le processus de passation des marchés.

Sur la base de ces éléments, le BFR normatif a été arrêté à 40 jours de chiffre d'affaires.

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

Tableau 25 : Détermination du BFR Normatif en nombre de jour de CA

POSTES DU CYCLE D'EXPLOITATION	Temps d'Écoulement		Coefficient de Structure		Besoin en Fonds de Roulement Normatif (BFRN)	
	base de calcul	DE (A)	base de calcul	CS (B)	besoins (C)	ressources (D)
1. Stocks						
Matieres premieres	11 018 251 549	11,39	348 132 846 620	0,68	7,80	
Autres Approvisionnements	11 548 118 251	180,00	10 181 182 141	0,02	3,60	
Stock en Cours	2 066 898 669	2,14	348 132 846 620	0,68	1,46	
2. Clients						
Particuliers		85,00	453 426 576 384	1,0077	85,66	
Administration centrale		90,00	25 167 880 424	0,0559	5,03	
collectivités locales		120,00	17 560 881 436	0,0390	4,68	
EPAF		120,00	12 287 184 404	0,0273	3,28	
3. Compensation		126,80	35 840 339 870	0,0797	10,10	
4. Autres créances		30,00	221 843 487 299	0,44	13,09	
5. Fournisseurs	188 475 750 276	90,00	396 636 263 762	0,92		82,8467
6. Dettes HAO		30,00	51 969 460 960	0,10		3,0664
7. Dettes fiscales		30,00	85 944 173 801	0,17		5,0710
8. Dettes sociales		30,00	12 760 480 985	0,03		0,7529
9. Autres Dettes		30,00	54 353 533 246	0,11		3,2071
			TOTAL		134,71	94,9441
			BFR en jours CAHT = Total (C) - Total (D)		39,8	

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.

Le tableau ci-dessous récapitule les BFRN annuels sur la période 2020-2022.

Tableau 26 : Besoin en fonds de roulement de référence BFR (millions de FCFA)

	2020	2021	2022
Revenus requis sans BFR	545 684	589 037	634 808
Besoin en Fonds de roulement	59 801	64 552	69 568

VI.1.3.4. Base tarifaire à rémunérer

La base tarifaire à rémunérer est de 581 168 millions de FCFA en 2020, 712 198 millions de FCFA en 2021 et 819 348 millions en 2022.

Avec le taux de rentabilité normal de 11,72%, la rémunération des actifs est de 68 100 millions de FCFA en 2020, 83 450 millions de FCFA en 2021 et 96 010 millions de FCFA en 2022.

Le tableau ci-dessous présente la Base Tarifaire de la période 2020-2022.

Tableau 27 : Base Tarifaire de la période 2020-2022 en francs courants

Valeurs des actifs (en MFCFA courants)	Senelec			
	2019	2020	2021	2022
Actifs existants au début de la concession				
Valeurs début d'année	38 000	30 400	22 800	15 200
Amortissements	7 600	7 600	7 600	7 600
Cessions	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	30 400	22 800	15 200	7 600
Investissements période 1999-2019				
Valeurs début d'année	349 692	415 131	385 668	360 099
Nouveaux investissements	91 561			
Amortissements	26 122	29 463	25 569	26 149
Cessions	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	415 131	385 668	360 099	333 950
Nouveaux investissements période 2020-2022				
Valeurs début d'année		-	188 736	322 789
Nouveaux investissements		196 968	148 838	158 414
Amortissements		8 232	14 785	21 282
Cessions		-	-	-
Valeurs fin d'année		188 736	322 789	459 921
Total actifs				
Valeurs début d'année	387 692	445 531	597 204	698 088
Nouveaux investissements	91 561	196 968	148 838	158 414
Amortissements	33 722	45 295	47 954	55 030
Cessions		-	-	-
Valeurs fin d'année	445 531	597 204	698 088	801 472
Besoin en fonds de roulement		59 801	64 552	69 568
Base Tarifaire à rémunérer	416 611	581 168	712 198	819 348
Rémunération des actifs	48 818	68 100	83 454	96 010

Le tableau ci-dessous présente les bases tarifaires par activité.

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 sa base tarifaire au taux de rentabilité normal, durant la période 2020-2022 ont été déterminés en tenant compte de la demande à satisfaire et des conditions économiques de référence.

Ces revenus requis sont de 552 691 millions de FCFA en 2020, 596 598 millions en 2021 et 642 958 millions de FCFA en 2022 soit une moyenne annuelle de 597 415 millions. Ils répondent à des niveaux de vente de référence de 3 919 GWh en 2020, 4 328 GWh en 2021 et 4 683 GWh en 2022 soit une moyenne annuelle de 4 310 GWh.

Tableau 31 : Revenus requis en francs constants sur la période 2020-2022

	RR 2019	Projections					TCAM	VAN
		2020	2021	2022	2020-2022	Moyenne		
Charges d'exploitation (Hors amortissements, redevances, impôts et taxes)	381 155	448 422	475 079	501 156	1 424 657	474 886	9,6%	1 141 456
Amortissements	43 146	45 295	47 954	55 030	148 279	49 426	8,4%	118 433
Impôts et taxes	3 520	4 630	4 778	4 855	14 263	4 754	11,3%	11 455
Rémunération de la base tarifaire	62 310	68 100	83 454	96 010	247 565	82 522	15,5%	196 680
Revenus requis	490 131	566 447	611 265	657 052	1 834 764	611 588	10,3%	1 468 024
Revenus non régulés	-	13 756	14 668	14 094	42 518	14 173		34 173
Revenus régulés requis (MFCFA)	490 131	552 691	596 598	642 958	1 792 246	597 415	9,5%	1 433 850
Prévisions de vente (GWh)	3 616	3 919	4 328	4 683	12 929	4 310	9,0%	10 334
Tarifs moyen	107,09	112,52	111,15	110,43	111,30	111,30		111,38
Tarifs régulés requis (FCFA/kWh)	-	141,03	137,86	137,30	138,62	138,62		138,75
Evolution des tarifs régulés requis (%)		25,35%	24,03%	24,34%	24,54%	24,54%		24,58%

En moyenne les revenus requis de référence de la période 2020-2022 se répartissent comme suit :

- 60% pour l'activité de production ;
- 13% pour l'activité de transport ;
- 27% pour la distribution vente.

Tableau 32 : Revenus requis par activité (millions de FCFA)

	2020	2021	2022	Moyenne
Production	335 119	359 344	383 757	359 407
Transport	68 186	76 287	80 163	74 879
Distrib/Vente	149 386	160 966	179 037	163 130
Total	552 691	596 598	642 958	597 415

Tableau 33 : Répartition du revenu requis par activité

	2020	2021	2022	Moyenne
Production	61%	60%	60%	60%
Transport	12%	13%	12%	13%
Distrib/Vente	27%	27%	28%	27%
Total	100%	100%	100%	100%

En terme unitaire, le revenu requis de référence par kWh est de 141, 03 FCFA en 2020, 137, 86 FCFA en 2021 et 137, 30 en 2022 soit une moyenne sur la période de 138, 62 FCFA.

La baisse progressive du revenu de référence par kWh s'explique par la réduction du coût de production qui devrait passer de 85,51 FCFA en 2020 à 81,95 FCFA en 2022 grâce à l'utilisation progressive du gaz naturel liquéfié.

Le revenu requis de référence moyen de la période se répartit comme suit :

- 83,39 FCFA/kWh pour la production
- 17,37 FCFA /kWh pour le transport
- 37, 85 FCFA/kWh pour la distribution vente

La détermination à titre indicatif du revenu requis par activité tient compte de la répartition des pertes et repose sur l'hypothèse que toute l'énergie vendue supporte les coûts du transport, de la distribution et de la commercialisation.

Tableau 34 : Revenus requis unitaire de référence par activité (FCFA/kWh)

	2020	2021	2022	Moyenne
Production	85,51	83,03	81,95	83,39
Transport	17,40	17,63	17,12	17,37
Distrib/Vente	38,12	37,19	38,23	37,85
Total	141,03	137,86	137,30	138,62

Les revenus régulés requis, en francs constants de 2019, sont utilisés pour le paramétrage de la Formule de contrôle des revenus.

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

Les revenus régulés requis de la période 2020-2022 ont été déterminés sur la base de la demande de référence et d'hypothèses d'inflation. Les effets des variations futures de ces deux éléments exogènes à Senelec, par rapport à leurs valeurs de référence, doivent être répercutés dans les Revenus Maximum Autorisés.

Une formule d'indexation permettant de prendre en compte 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 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).

Sur la base des projections de coûts retenues par la Commission, le facteur d'économie d'échelle représenté par le poids des charges variables est de 57% en 2020, 49% en 2021 et 47% en 2022, avec une moyenne sur la période de 50%.

Tableau 35 : Part des charges variables

	2020	2021	2022	2020-2022
Charges variables	322 129	300 217	308 520	930 866
Dépenses en combustibles	213 849	181 620	184 376	579 845
Dépenses variables achat énergie	50 625	62 532	68 306	181 463
Huiles et autres fournitures liées	2 238	1 221	1 302	4 760
Autres achats consommés	12 725	14 150	14 219	41 094
Transports consommés	938	1 931	1 922	4 791
Transports combustibles	10 568	4 643	4 181	19 392
Impôts et taxes	4 630	4 778	4 855	14 263
Services extérieurs	22 589	25 563	25 815	73 967
Charges fixes	244 318	311 048	348 532	903 898
Dépenses de personnel	51 146	52 574	53 594	157 314
Frais de capacité (achat énergie)	79 777	127 066	143 897	350 740
Amortissements	45 295	47 954	55 030	148 279
Rémunération des actifs	68 100	83 454	96 010	247 565
Charges globales	566 447	611 265	657 052	1 834 764
Part variable des charges	57%	49%	47%	51%

VI.2.2. L'indice composite d'inflation

Sur la base des projections de coûts retenues en francs constants de 2019, les facteurs de pondération des différentes composantes de l'Indice sont déterminés.

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

Tableau 36 : Part des charges indexées sur l'inflation locale

	2020	2021	2022	2020-2022
Huiles et autres fournitures liées	2 238	1 221	1 302	4 760
Dépenses de personnel	51 146	52 574	53 594	157 314
Autres achats consommés	12 725	14 150	14 219	41 094
Transports consommés	938	1 931	1 922	4 791
Transport de combustible	10 568	4 643	4 181	19 392
Autres charges	3 967	3 779	3 544	11 290
Impôts et taxes	4 630	4 778	4 855	14 263
Rémunération des actifs	68 100	83 454	96 010	247 565
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	1 039	1 018	998	3 055
Charges en monnaie locale	155 351	167 549	180 625	503 525
Charges globales	566 447	611 265	657 052	1 834 764
Part des charges en monnaie locale	27%	27%	27%	27%

Le facteur de pondération des charges indexées sur l'inflation étrangère est de 7% en 2020 et 2021 et 8% en 2022, soit une moyenne de 7% sur la période.

Tableau 37 : Part des charges indexées sur l'inflation étrangère

	2020	2021	2022	2020-2022
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	14 142	15 411	19 347	48 900
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	4 428	4 341	4 256	13 024
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	22 589	25 563	25 815	73 967
Charges en devise	41 159	45 315	49 417	135 892
Charges globales	566 447	611 265	657 052	1 834 764
Part des charges indexées sur l'inflation étrangère	7%	7%	8%	7%

Le facteur de pondération de l'inflation composite des combustibles est évalué à 38% en 2020, 30% en 2021 et 28% en 2022 soit une moyenne de 32% sur la période.

Tableau 38 : Part des charges en combustibles

	2020	2021	2022	2020-2022
Dépenses en combustible (IPP compris)	213 849	181 620	184 376	579 845
Charges en combustibles	213 849	181 620	184 376	579 845
Charges globales	566 447	611 265	657 052	1 834 764
Part des charges en combustibles	38%	30%	28%	32%

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

Tableau 39 : Répartition des charges en combustibles

	2020	2021	2022	2020-2022
Fuel lourd 380 HTS	181 381	76 676	63 621	321 678
Fuel lourd 380 BTS	19 861	21 771	22 803	64 436
Gasoil	12 607	236	218	13 061
GNL	0	82 936	97 734	180 670
TOTAL (millions de FCFA)	213 849	181 620	184 376	579 845
Fuel lourd 380 HTS	0,85	0,42	0,35	0,55
Fuel lourd 380 BTS	0,09	0,12	0,12	0,11
Gasoil	0,06	0,00	0,00	0,02
GNL	-	0,46	0,53	0,31
Total	1,00	1,00	1,00	1,00

Le facteur de pondération des charges non indexées sur un indice des prix est évalué à 28% en 2020, 35% en 2021 et 37% en 2022 soit une moyenne de 28% sur la période.

Tableau 40 : Part des charges non indexées sur un indice des prix

	2020	2021	2022	2020-2022
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	74 311	121 707	138 643	334 660
Amortissement de la base tarifaire	45 295	47 954	55 030	148 279
Dépenses variables d'achat d'énergie (EnR)	36 483	47 121	48 960	132 563
Charges non indexées	156 088	216 782	242 633	615 503
Charges globales	566 447	611 265	657 052	1 834 764
Part des charges non indexées	28%	35%	37%	34%

L'indice composite d'inflation 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 non indexées.

L'Indice Harmonisé des Prix à la Consommation (IHPC) au Sénégal est considéré pour l'inflation à appliquer sur les dépenses indexées sur le FCFA. 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 une devise. 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 l'inflation de référence sur les combustibles.

Les valeurs de référence des indices sectoriels d'inflation, correspondant à la moyenne sur l'année 2019 de ces indices, sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 41 : Niveau de référence des indices d'inflation et des prix des combustibles

Indice Inflation locale (IHPC)	IHPC ₀	104,7583
Indice Inflation étrangère (IPC)	IPC ₀	103,7683
Taux de change	TC ₀	655,957
Fuel lourd 380 HTS	IHFOa ₀	262 375
Fuel lourd 380 BTS	IHFOb ₀	270 549
Gasoil	IGL ₀	250 858
GNL	IGNL ₀	163 998

Les facteurs de pondération des catégorie de charges : α , β , γ , Δ , a , b , c , d sont résumés par le tableau ci-après.

Tableau 42 : Synthèse des facteurs de pondération des inflations

Facteurs pondération		2020	2021	2022	Moyenne
Inflation locale	α	0,27	0,27	0,27	0,27
Inflation étrangère	β	0,07	0,07	0,08	0,07
Inflation combustibles	γ	0,38	0,30	0,28	0,32
Non indexées	Δ	0,28	0,35	0,37	0,33
Fuel lourd 380 HTS	a	0,85	0,42	0,35	0,54
Fuel lourd 380 BTS	b	0,09	0,12	0,12	0,11
Gasoil	c	0,06	0,00	0,00	0,02
GNL	d	0,00	0,46	0,53	0,33

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 **RR₀** (en francs constants de 2019) est considéré. Il est de 552 691 millions de FCFA en 2020, 596 598 millions de FCFA en 2021 et 642 958 millions de FCFA en 2022. Ces Revenus Requis sont répartis par niveau de tension (**RR₀(BT)**, **RR₀(MT)**, **RR₀(HT)**) en utilisant les tarifs moyens de 2019.

Tableau 43 : Revenus requis de référence

Revenus de référence (Mn FCFA)		2020	2021	2022	Moyenne
Revenu Requis total	A ₀	552 691	596 598	642 958	597 415
Revenu requis basse tension	B ₀ (BT)	359 346	371 562	399 195	376 643
Revenu requis moyenne tension	B ₀ (MT)	162 870	176 037	190 279	176 398
Revenu requis haute tension	B ₀ (HT)	30 474	48 999	53 484	44 375

VI.2.4. Les Ventes de référence

Les niveaux de ventes de référence (**D₀(BT)**, **D₀(MT)**, **D₀(HT)**) qui seront utilisées pour l'indexation des revenus requis sont présentées dans le tableau ci-après.

Tableau 44 : Ventes de référence de la période 2020-2022

Ventes de référence (GWh)		2020	2021	2022	Moyenne
Basse Tension	D ₀ (BT)	2 507,20	2 629,13	2 835,11	2 657,15
Moyenne Tension	D ₀ (MT)	1 128,81	1 237,33	1 342,39	1 236,17
Haute Tension	D ₀ (HT)	282,84	461,22	505,30	416,45
Ventes globales	D₀	3 918,85	4 327,67	4 682,80	4 309,77

VI.3. Formule de contrôle des revenus

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 :

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

t : année de détermination des revenus autorisés;

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

- 0,57 pour l'année 2020 ;
- 0,49 pour l'année 2021 ;
- 0,47 pour l'année 2022.

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 2019 pour les ventes de référence, fixé à :

- 552 691 000 000 FCFA pour l'année 2020 ;
- 596 598 000 000 FCFA pour l'année 2021 ;
- 642 958 000 FCFA pour l'année 2022 ;

Π 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 :

$$CI_t = \alpha * \frac{IHPC_t}{IHPC_0} + \beta * \frac{IPC_t * TC_t}{IPC_0 * TC_0} + \gamma * \left(a * \frac{IFOa_t}{IFOa_0} + b * \frac{IFOb_t}{IFOb_0} + c * \frac{IGO_t}{IGO_0} + d * \frac{IGNL_t}{IGNL_0} \right) + \Delta$$

Avec

$IHPC_t$: Moyenne arithmétique, au 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 104,7583 base 100 en 2014 ;

IPC_t : Moyenne arithmétique, au 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 103,7683 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 262 375 FCFA/tonne ;

$IFOb_t$: 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 270 549 FCFA/tonne ;

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 250 858 FCFA/m³ ;

$IGNL_t$: 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 ;

$IGNL_0$: Valeur de référence du prix du Gnl, fixée à 163 998 FCFA/tonne ;

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

- 0,27 pour l'année 2020 ;
- 0,27 pour l'année 2021 ;
- 0,27 pour l'année 2022.

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

- 0,07 pour l'année 2020 ;
- 0,07 pour l'année 2021 ;
- 0,08 pour l'année 2022.

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

- 0,38 pour l'année 2020 ;
- 0,30 pour l'année 2021 ;
- 0,28 pour l'année 2022.

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

- 0,28 pour l'année 2020 ;
- 0,35 pour l'année 2021 ;
- 0,37 pour l'année 2022.

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

- 0,85 pour l'année 2020 ;

- 0,42 pour l'année 2021 ;
- 0,35 pour l'année 2022.

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

- 0,09 pour l'année 2020 ;
- 0,12 pour l'année 2021 ;
- 0,12 pour l'année 2022.

c : Facteur de pondération de l'inflation sur le gasoil fixé à :

- 0,06 pour l'année 2020 ;
- 0,00 pour l'année 2021 ;
- 0,00 pour l'année 2022.

d : Facteur de pondération de l'inflation sur le gaz naturel liquéfié fixé à :

- 0,00 pour l'année 2020 ;
- 0,46 pour l'année 2021 ;
- 0,53 pour l'année 2022.

X_t : Facteur de gain d'efficacité, fixé à zéro (0) pour la période 2020-2022.

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_t⁰ est le montant des revenus requis l'année t, aux conditions économiques de 2019, 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

B₀(BT) : Revenus requis aux conditions économiques de 2019 pour les ventes de référence en Basse Tension fixés à :

- 359 346 000 000 FCFA pour l'année 2020 ;
- 371 562 000 000 FCFA pour l'année 2021 ;
- 399 195 000 000 FCFA pour l'année 2022.

B₀(MT) : Revenus requis aux conditions économiques de 2019 pour les ventes de référence en Moyenne Tension fixés à :

- 162 870 000 000 FCFA pour l'année 2020 ;
- 176 037 000 000 FCFA pour l'année 2021 ;
- 190 279 000 000 FCFA pour l'année 2022.

B₀(HT) : Revenus requis aux conditions économiques de 2019 pour les ventes de référence en Haute Tension fixés à :

- 30 474 000 000 FCFA pour l'année 2020 ;
- 48 999 000 000 FCFA pour l'année 2021 ;
- 53 484 000 000 FCFA pour l'année 2022.

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

$D_0(BT)$: Ventes de référence en Basse Tension fixée à :

- 2 507,20 GWh pour l'année 2020 ;
- 2 629,13 GWh pour l'année 2021 ;
- 2 835,11 GWh pour l'année 2022.

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

$D_0(MT)$: Ventes de référence en Moyenne Tension fixée à :

- 1 128,81 GWh pour l'année 2020 ;
- 1 237,33 GWh pour l'année 2021 ;
- 1 342,39 GWh pour l'année 2022.

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

$D_0(HT)$: Ventes de référence en Haute Tension fixée à :

- 282,84 GWh pour l'année 2020 ;
- 461,22 GWh pour l'année 2021 ;
- 505,30 GWh pour l'année 2022.

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

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

FP_t : Dotation du fonds de préférence

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 au niveau de réalisation des investissements prévus de l'année et non réalisés ;
- La correction relative à la variation du besoin en fonds de roulement : le BFR correspond en moyenne à 11% du RMA. Il est rémunéré au taux de rentabilité normal. Les montants du BFR pris en compte dans les revenus de référence sont de 59 801 millions FCFA en 2020, 64 552 millions FCFA en 2021 et 69 568 millions en 2022.
- 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 :

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

dans laquelle

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

ΣRev_{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 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

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 pour cette année.

A cet effet, 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 , $IGNL_t$) 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%.

VI.3.3. Compensation de revenus

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

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

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 3 ans (2020-2022). Toutefois, elle pourra être révisée exceptionnellement avant la fin de cette période à l'initiative de Senelec, en cas d'événement imprévisible, extérieur à la volonté de Senelec rendant inadaptée la Formule ou suite à des accords conclus par le Gouvernement et affectant significativement les conditions d'exploitation de Senelec.

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

VI.4.1. Revenus maximum autorisés

Afin de garantir à Senelec ses revenus, la Formule de contrôle des revenus définie plus haut, a été utilisée pour déterminer les revenus maximums autorisés avec les projections de ventes et d'inflation soumises par Senelec.

Les Revenus Maximum Autorisés ainsi calculés avec la Formule s'élèvent à 561 682 millions FCFA en 2020, 601 887 millions de FCFA en 2021 et 648 147 millions de FCFA en 2022. Ces montants correspondent aux Revenus cumulés sur la période 2020-2022 de 1 811 715 millions de FCFA issus des projections retenues par la Commission.

Tableau 45 : Calcul du Revenu Maximum Autorisé avec la Formule

	2020	2021	2022	Total
Revenu Requis de référence	552 691	596 598	642 958	1 792 246
Facteur de correction des revenus de l'année n-1	1 379			1 379
Redevance de la RtS	4 376	1 850	1 535	7 761
Redevance de Régulation	1 868	1 957	2 016	5 841
Dotation du Fonds de préférence	1 368	1 482	1 638	4 488
Revenu Maximum Autorisé de référence	561 682	601 887	648 147	1 811 715
Revenu Requis calculé avec la Formule	552 691	596 598	642 958	1 792 246
Ecart_s revenus requis	0%	0%	0%	0%
Revenu Maximum autorisé calculé avec la Formule	561 682	601 887	648 147	1 811 715
Ecart_s RMA	0%	0%	0%	0%

VI.4.2. Evaluation des écarts de revenus à titre d'illustration

Cette partie donne, à titre d'illustration sur la base des conditions tarifaires de 2020 et la demande projetée, l'évolution du Revenu Maximum Autorisé, les écarts de revenus et le taux d'ajustement moyen maximum de la période. A la pratique, leur valeur réelle dépendra de l'inflation et du niveau de demande réellement constatés.

Aux conditions économiques de 2019 (sans inflation), l'application de la Formule de contrôle de revenus détermine sur la période 2020-2022 un Revenu Maximum Autorisé de 1 811 715 millions de FCFA. Avec les tarifs actuellement en vigueur, Senelec devrait obtenir des revenus de 1 439 049 millions de FCFA, soit un écart de revenus de -372 666 millions de FCFA, correspondant à -120 749 millions en 2020, -120 878 millions de FCFA en 2021 et -131 039 millions en 2022.

Tableau 46 : Ecarts de revenus aux conditions économiques de 2019

	2020	2021	2022	Total
Revenu Maximum Autorisé	561 682	601 887	648 147	1 811 715
Revenus issus des tarifs en vigueur	440 932	481 009	517 108	1 439 049
Ecarts de revenus	- 120 749	- 120 878	- 131 039	- 372 666
Taux écart de revenus %	27,4%	25,1%	25,3%	25,9%

Avec ce niveau de revenu autorisé, le taux maximum d'ajustement du tarif moyen est de 25,9 % sur la période. Il est de 27,4% en 2020, 25,1% en 2021 et 25,3% en 2022.

Tableau 47 : Revenus Maximum moyens aux conditions économiques de 2019

	2020	2021	2022	Total
Revenu Maximum Autorisé	143,33	139,08	138,41	140,12
Revenus issus des tarifs en vigueur	113	111	110	111
Ecarts de revenus	- 31	- 28	- 28	- 29
Taux écart de revenus	27,4%	25,1%	25,3%	25,9%

En considérant les conditions économiques de l'année 2020 aux conditions économiques du 1^{er} juillet (inflation constatées jusqu'au 30 juin) le Revenu Maximum autorisé est de 1 442 196 millions de FCFA sur la période, correspondant à un écart de revenus de 359 905 millions de FCFA par rapport au revenu à percevoir avec les tarifs actuellement en vigueur de 1 085 291 millions de FCFA.

Tableau 48 : Revenus Maximum aux conditions économiques du 1^{er} juillet 2020

	2020						2021		2022		Total
	Référence	1er janvier	1er avril	1er juillet	1er octobre	31 decembre	Référence	31 decembre	Référence	31 decembre	
Revenu Maximum autorisé	561 682	526 401	534 837	477 542	496 345	499 408	601 887	573 977	648 147	623 979	1 697 365
Recette à percevoir avec les tarifs en vigueur	440 932	440 932	440 932	440 932	440 932	440 932	481 009	481 009	517 108	517 108	1 439 049
Ecart de revenus	120 749	85 469	93 905	36 610	55 412	58 476	120 878	92 969	131 039	106 871	258 316
Taux d'ajustement maximum des tarifs	27,39%	19,38%	21,30%	8,30%	12,57%	13,26%	25,13%	19,33%	25,34%	20,67%	17,95%

Dans ce cas de figure, le taux maximum d'ajustement du tarif moyen, par rapport au tarif moyen actuel, est de 17,95% sur la période.

ANNEXES

Annexe 1 : Normes et obligations pour la période 2020-2022



Ministère du Pétrole et des
Energies

REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE SENELEC

OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION ET NORMES FIXEES A SENELEC POUR LA PERIODE 2020-2022

Pour la période triennale 2015-2019, les données figurant dans le bilan fourni par Senelec indiquent que le nombre d'abonnés domestiques supplémentaires visé dans la période sous revue est globalement dépassé.

En effet, Senelec a raccordé :

- **En zone urbaine:** 273 339 nouveaux clients domestiques pour une cible de 243 192 clients, soit un taux de réalisation de 103% par rapport à l'objectif visé ;
- **En zone rurale:** 55 032 nouveaux clients domestiques pour une cible de 67 514 clients, soit un taux de réalisation de 95% par rapport à l'objectif visé.

En moyenne, le nombre de ménages raccordés par an sur la période est de 68 334 en zone urbaine et de 13 758 en zone rurale.

Ainsi, globalement sur le nombre total de 310 706 nouveaux clients domestiques ciblés, Senelec a atteint un niveau de réalisation de 328 371, soit un taux de 105%.

En ce qui concerne le taux d'électrification urbaine, il se situerait à 89% à la fin de l'année 2019; alors que, pour la même année, la contribution de Senelec au taux d'électrification rurale serait de 28 %.

Le Gouvernement ambitionne d'atteindre l'accès universel à l'électricité en 2025. Dans cette dynamique, des objectifs intermédiaires sont déclinés à travers la Nouvelle Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE 2018-2022), à savoir atteindre un taux d'électrification urbaine de 95% et un taux d'électrification rurale de 75% en 2022 qui coïncide avec la fin de la période des conditions tarifaires appliquées à Senelec.

Ainsi, **les obligations d'électrification fixées à Senelec pour la période triennale 2020-2022 tiennent de cette orientation politique majeure** dont il est attendu de Senelec une contribution significative afin de rehausser le taux d'électrification du pays et à corriger, au niveau de son périmètre, les déséquilibres entre les régions et départements.

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

A ce propos, un accent particulier devra être accordé aux 4 concessions d'électrification rurale ayant fait l'objet d'extension du périmètre de Senelec et qui couvrent les 18 départements suivants : Foundiougne, Matam, Kanel, Ranerou, Bakel, Goudiry, Rufisque, Thiès, Tivaouane, Diourbel, Bambey, Mbacké, Ziguinchor, Oussouye, Bignona, Sédhiou, Goudomp et Bounkiling.

Ainsi, les obligations d'électrification fixées à Senelec sur la période 2020-2022 consistent à raccorder 214 095 et 197 983 nouveaux abonnés domestiques respectivement en zone urbaine et rurale. En d'autres termes, Senelec devra, sur la période 2020-2022, raccorder au moins 412 078 nouveaux abonnés domestiques dans son périmètre.

Par ailleurs, des objectifs intermédiaires ont été fixés à Senelec aussi bien en zone urbaine qu'en zone rurale.

En effet, les opportunités suivantes dont bénéficie Senelec devraient permettre d'atteindre cet objectif, à savoir :

- le nombre important d'abonnés potentiels dans le périmètre de Senelec ;
- un peu plus de 300 localités électrifiées dans le cadre du programme nationale d'urgence d'électrification rurale (PNUER) mis en œuvre par le PUDC et l'ASER et transférées à Senelec pour exploitation ;
- la mise en œuvre des ambitieux programmes d'extension et de densification de réseaux distribution MT et BT financés, au profit de Senelec, par l'Etat et les partenaires techniques et financiers, compte non tenu des moyens mobilisés par Senelec sur fonds propre.

Dans cette dynamique, Senelec a mis en place un ambitieux projet dénommé « Accès universel à l'électricité » pour prendre en charge cette problématique dans son périmètre de concession.

En ce qui concerne les normes imposées à Senelec vis-à-vis de ses clients finaux pour la période 2020-2022; le bilan fourni par cette dernière durant la période sous revue a permis une appréciation permettant de procéder, dans certains cas, à des reconductions, des suppressions ou d'ajouts de normes inspirées d'indicateurs standards internationaux utilisés par les sociétés d'électricité les plus performantes, en vue de satisfaire une clientèle aux exigences sans cesse croissantes en matière de qualité de service.

Ainsi, il convient de noter :

- le maintien de l'incitation contractuelle relative à l'énergie non fournie durant toute la période 2020-2022 contrairement à la période sous revue où elle n'était appliquée que pour l'année 2019 ;
- le remplacement des trois (3) factures estimées par an par, au maximum, par (2) factures estimées dans le cadre de l'édition des factures bimestrielles ;

- le remplacement de la disponibilité des cartes à prépaiement par la disponibilité des services de prépaiement ;
- la durée de prise de rendez-vous et inspection suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur, qui est ramenée de 15 à 10 jours en zones rurales par souci d'harmonisation avec la norme appliquée aux concessionnaires d'électrification rurale ;
- l'introduction d'une norme relative à la modification du tarif applicable entre deux facturations suite à des réajustements tarifaires ;
- l'introduction, dans le cadre de la politique globale de la dématérialisation des procédures initiée par l'Etat, d'une norme sur la transmission par voie électronique de factures, sur demande de l'abonné ;
- le nombre de coupures ressenties par la clientèle avec l'indicateur usuel, à savoir le SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), étant entendu que la durée des coupures avec l'indicateur SAIDI (System Average Interruption Duration Index) est prise implicitement en compte dans l'énergie non distribuée (END).

Concernant les incitations contractuelles, il est introduit une modalité de paiement à l'abonné ayant subi le préjudice en question suivant son mode d'abonnement (post paiement ou prépaiement).

Pour ce qui est des normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale, qui sont annexées aux différentes conventions de fourniture d'électricité que Senelec a signé avec ces derniers ; elles sont reconduites, ainsi que les incitations contractuelles y relatives, dans le souci de ne pas modifier le cadre contractuel y relatif.

Par ailleurs, il convient de signaler que l'annexe VII du règlement du service de l'électricité de Senelec, et relative aux normes et obligations pour la période sous revue, devrait être remplacée pour tenir compte de celles couvrant la période 2020-2022.

Le détail des obligations d'électrification et des normes fixées à Senelec pour la période 2020-2022 est présenté ci-après.

1. Obligations d'électrification fixées à Senelec:

1.1 Zones urbaines des régions

Zones urbaines des régions	Nombre de clients UD en 2019**	Nombre de clients UD cible en 2022	Nombre de nouveaux clients UD en 2020	Nombre de nouveaux clients UD en 2021	Nombre de nouveaux clients UD en 2022	Nombre de nouveaux clients UD cible sur la période
DAKAR*	612 370	724 977	29114	50949	65506	145 569
DIORBEL	24 242	31 087	1006	1760	2263	5 029
FATICK	13 783	20 501	1084	1897	2439	5 419
KAFFRINE	6 212	10 310	552	966	1242	2 759
KAOLACK	41 800	51 337	1408	2463	3167	7 038
KEDOUGOU	3 200	5 797	424	741	953	2 118
KOLDA	13 830	22 650	1501	2626	3376	7 503
LOUGA	21 866	28 007	547	957	1230	2 734
MATAM	10 444	13 693	490	857	1102	2 448
SAINT-LOUIS	49 245	62 165	1505	2634	3387	7 527
SEDHIOU	6 067	9 264	497	869	1118	2 484
TAMBACOUNDA	20 579	25 416	852	1491	1917	4 259
THIES	126 950	149 482	2332	4081	5247	11 660
ZIGUINCHOR	27 072	37 026	1510	2642	3397	7 549
SENEGAL	977 660	1 191 711	42819	74934	96343	214 095

*Toute la région de Dakar est considérée comme zone urbaine

** Données estimées de Senelec avec comme hypothèse Budget 2019 validé

1.2 Zones rurales des régions

Zones rurales des régions	Nombre de clients UD en 2019**	Nombre de clients UD cible en 2022	Nombre de nouveaux clients UD en 2020	Nombre de nouveaux clients UD en 2021	Nombre de nouveaux clients UD en 2022	Nombre de nouveaux clients UD cible sur la période
DIORBEL	92 276	129 469	7192	12586	16182	35 961
FATICK	14 008	24 371	2137	3740	4808	10 685
KAFFRINE	2 896	4 974	340	594	764	1 698
KAOLACK	13 762	21 808	1861	3256	4186	9 303
KEDOUGOU	85	1 698	319	558	718	1 595
KOLDA	2 876	5 091	451	789	1014	2 254
LOUGA	19 085	24 190	782	1369	1760	3 911
MATAM	18 347	45 153	5433	9507	12224	27 164
SAINT-LOUIS	14 959	22 416	1339	2344	3014	6 697
SEDHIOU	2 691	32 595	5920	10361	13321	29 602
TAMBACOUNDA	5 953	10 075	743	1300	1671	3 714
THIES	50 394	84 803	7408	12964	16668	37 039
ZIGUINCHOR	12 229	40 946	5672	9926	12762	28 360
SENEGAL	249 561	447 589	39597	69294	89092	197 983

** Données estimées de Senelec avec comme hypothèse Budget 2019 validé

2. Normes relatives aux clients finaux

2.1 Normes D'APPROBATION

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles*	
	Période 2017-2019	Période 2020-2022	Période 2017-2019	Période 2020-2022
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement HT d'un distributeur indépendant confiés à une entreprise autre que Senelec	10	10	6212 F CFA par jour de retard	6269 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	6212 F CFA par jour de retard	6269 F CFA 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. Il est déduit à partir de la première facture de l'abonné et éventuellement des factures suivantes jusqu'à la hauteur des sommes dues.

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

	Normes (% de l'énergie totale vendue au détail pendant l'année)		Incitations contractuelles*	
	Période 2017-2019	Période 2020-2022	Période 2017-2019	Période 2020-2022
Année 1	1%	1%		1346 FCFA/kWh
Année 2				
Année 3			1334 FCFA/kWh	

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

2.3 NORMES SUR LE NOMBRE DE COUPURES

	Norme (nombre de coupures)*	
	Période 2017-2019	Période 2020-2022
Coupures	-	15**

* Le nombre moyen d'interruptions ressenties par un client sur une période donnée. Il est le rapport de somme totale des clients ayant ressenti des interruptions de service sur le nombre total de clients

** Le périmètre de suivi de la norme est limité dans un premier temps à la région de Dakar

2.4 NORMES LIEES AUX RELATIONS AVEC LA CLIENTELE

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles	
	Période 2017-2019	Période 2020-2022	Période 2017-2019	Période 2020-2022
Emission première facture (non estimée)	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	6212 F CFA	6269 F CFA*
Edition factures bimestrielles	2 factures estimées consécutives 3 factures estimées par an	2 factures estimées 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% montant erreur et 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 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.

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

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

2.5 NORMES DE VERIFICATION DES COMPTEURS

	Normes (Jours ouvrables)				Incitations contractuelles* (F CFA)	
	Période 2017-2019		Période 2020-2022		Période 2017-2019	Période 2020-2022
	Milieu urbain	Milieu rural	Milieu urbain	Milieu rural		
Prise de rendez-vous et inspection suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur**	10	15	10	10	6669 par jour de retard	6730 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.

2.6 NORMES SUR LA DISPONIBILITE DES SERVICES A PREPAIEMENT

	Normes <i>(jours et heures ouvrables)</i>	
	Période 2017-2019	Période 2020-2022
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	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures
	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures

2.7 NORMES SUR UN CHANGEMENT DE TARIF

	Normes*	
	Période 2017-2019	Période 2020-2022
Modification du tarif applicable entre deux facturations*	-	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

*La norme n'est pas applicable en cas de changement de grille tarifaire

2.8 NORME SUR LA TRANSMISSION PAR VOIE ELECTRONIQUE DE LA FACTURE

	Normes	
	Période 2017-2019	Période 2020-2022
Facture électronique*	-	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.

Annexe 2 : Synthèse des questions discutées lors de la première consultation publique

Annexe 3 : Détermination du taux de rentabilité normal

Tableau 4: Taux de rentabilité normal

Taux de rendement sans risque (emprunts de l'Etat du Sénégal)	Rf	6,02%
Prime de risque de marché	Rm	8,69%
Béta		0,60
Coût des fonds propres	Re	11,26%
Coût de la dette	Rd	4,49%
ratio dette/capital	g	45%
Coût du capital après impôts	WACC ap. impôts	8,21%
Taux impôts sur intérêts	Ts	0%
Taux impôts sur profits entreprises	Tc	30%
Coûts capital avant impôts	WACC av. impôts	11,73%

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



**PROJECTIONS DES COÛTS
DE SENELEC
2020 - 2022**

11 aout 202

Tableau 73 : Projets du programme "Accès Universel" - Champs d'actions	217
Tableau 74: Répartition des besoins d'investissement de chaque composante	220
Tableau 75: Plan de financement indicatif	223
Tableau 76 - Répartition des autres investissements par programme	224
Tableau 77 - Détail des autres investissements 2020-2022.....	226
Tableau 78 : Amortissements	228
Tableau 79 : Base tarifaire.....	228

Chapitre X. Introduction

La réforme du secteur électrique, effective en 1998 avec l'adoption de la loi 98-29 du 14 Avril 98 modifiée par la loi 2002-01 du 10 janvier 2002, s'est matérialisée en mars 1999 par la signature entre l'Etat et Senelec d'un contrat de concession accompagné d'un cahier de charges.

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

A cet effet, Senelec doit soumettre un rapport, qui passe en revue les projections durant la période 2020-2022.

Pour ce faire, Senelec devra faire les prévisions de la demande sur la période 2020-2022 sur la base d'hypothèses sur le rendement global, la croissance naturelle, les futurs grands projets des promoteurs, le facteur de charge et les besoins d'électrification afin de répondre aux obligations contractuelles. En outre, pour les besoins de détermination des projections de coûts sur la période tarifaire, cette demande sera soumise au parc de production retenu sur la base d'une part, de l'existant et des futures capacités additionnelles inscrites dans le programme de production à moyen terme, d'autre part en tenant en compte le planning d'entretien et les caractéristiques technico-économiques des unités.

En définitive, Senelec doit fournir son programme d'investissement triennal sur la base duquel, la rémunération des actifs sera fixée

Chapitre XI. Présentation de Senelec

I.4. Cadre Institutionnel

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

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

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

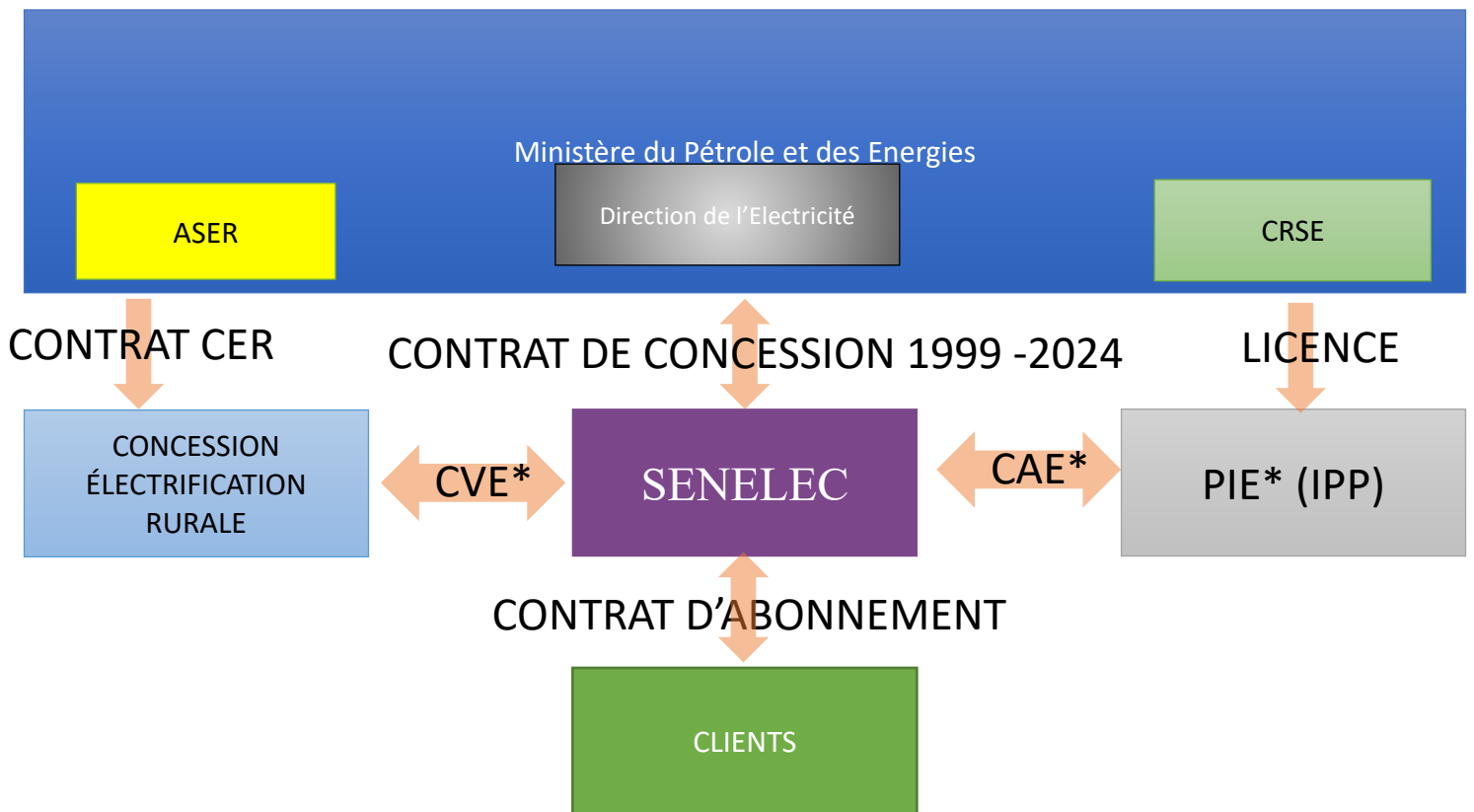
Le Ministère chargé de l'Energie est responsable de la définition et de la mise en œuvre de la politique du secteur, de la définition du plan national d'électrification et des normes applicables au secteur. Il est aussi chargé d'accorder des licences et des concessions sur recommandation de la Commission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

La CRSE est une autorité indépendante dont les décisions ont un caractère d'acte administratif susceptible de recours juridictionnel.

Dans le cadre de la politique sectorielle définie par l'Etat, la Commission de régulation vise les objectifs suivants :

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

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



*CAE: Contrat d'Achat d'Energie

*CVE: Contrat de Vente d'Energie

*PIE: Producteur Indépendant d'Energie

I.5. Organisation

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

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

L'organisation actuelle de Senelec est basée sur l'organigramme structurel mis en place le 13 août 2019 suivant la note de Direction N° 071/2019. Elle est composée des structures suivantes :

- Des Directions directement rattachées au Directeur Général :
 - La Direction de l'Audit Interne et du Contrôle (DAIC)
 - La Direction des Etudes Générales (DEG)
 - La Direction des Affaires Juridiques (DAJ)
 - La Direction des Finances et de la Comptabilité (DFC)
 - La Direction Principale Production (DPP)
 - La Direction Principale des Réseaux (DPR)
 - La Direction Principale du Commercial (DPC)
 - La Direction Principale des Equipements (DPE)
 - La Direction Principale de la Communication et des Ressources Humaines (DPCRH)
 - La Direction Principale de la Qualité et des Supports (DPQS).

- Des Conseillers Spéciaux du Directeur Général :
 - Le Conseiller Spécial Exploitation
 - Le Conseiller Spécial Equipement Production
 - Le Conseiller Spécial Stratégie
 - Le Conseiller Spécial Revenu et DCP
 - Le Conseiller Spécial Equipement Réseaux
 - Le Conseiller Spécial Trésorerie
 - Le Conseiller Spécial Sécurité et Environnement
 - Le Conseiller Spécial Gestion Contrôle.

I.6. Orientations de la gouvernance politique

II.1.3. Le plan Sénégal Emergent

Le Sénégal a adopté, en 2014, un document stratégique à long terme intitulé « Plan Sénégal Emergent » (PSE). Référentiel de la politique économique et sociale sur le moyen et le long terme, le PSE traduit l'ambition de l'Etat du Sénégal de favoriser une croissance économique à fort impact sur le développement humain. Le PSE place le secteur de l'énergie parmi les « fondements de l'Émergence » visant à garantir un accès large et fiable à une énergie à bon marché à l'horizon 2035.

Les orientations politiques du PSE qui ont sous-tendues la stratégie actuelle de Senelec à travers le Plan Yeesal Senelec 2020 sont rappelées ci-dessous :

- Les objectifs stratégiques du Plan Sénégal Emergent (PSE) :
 - Fournir une électricité en quantité suffisante ;
 - Fournir une électricité fiable et à bas coût pour soutenir la compétitivité des entreprises ;
 - Réduire la facture d'électricité des ménages afin d'améliorer leur pouvoir d'achat ;
 - Sécuriser l'approvisionnement en hydrocarbure ;
 - Abaisser les coûts et positionner le Sénégal comme un hub pour la sous-région ;
 - Accélérer l'accès à l'électricité pour converger vers la couverture universelle.

- Les Actions stratégiques pour l'électricité :
 - Accroître les capacités de production et équilibrer le mix énergétique ;
 - Accroître la maîtrise de la demande notamment dans les ménages (incitations et normes) ;
 - Mettre à niveau le réseau de Transport et Distribution (renforcement, extension et interconnexion) ;
 - Mettre en œuvre un Programme d'urgence pour l'électrification rurale (PUER) ;
 - Redressement de Senelec (capacité d'investissement) ;
 - Attirer les investisseurs privés (1650 Mds sur 1880 Mds de Capex prévus sur 2014-2020).

II.1.4. La lettre de Politique de Développement du secteur de l'Énergie

La nouvelle Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie (LPDSE) 2019-2023, adoptée après celle de la période 2013-2017, reprecise les objectifs pour le moyen terme, qui seront à la base de l'élaboration du prochain Plan stratégique de Senelec 2021-2025 et déterminent le programme des activités de la nouvelle période des conditions tarifaires 2020-2022.

La nouvelle LPDSE 2019-2023 a pour objectif global avec la mise en œuvre des orientations du secteur à l'horizon 2023, de « Renforcer l'accès de tous à une énergie en qualité et en quantité suffisantes à moindre coût, durable et respectueuse de l'environnement », en vue de l'atteinte des objectifs d'émergence du pays clairement déclinés dans le PSE.

Pour atteindre les objectifs poursuivis par le secteur à l'horizon 2023, la LPDSE se décline en quatre (04) orientations stratégiques qui constituent les principaux axes d'intervention prioritaire en réponse aux défis majeurs identifiés. Il s'agit de :

- Sécuriser l'approvisionnement en hydrocarbures du pays en quantité, en qualité suffisante et au moindre coût et mettre en place les conditions juridiques, institutionnelles, opérationnelles pour tirer le meilleur avantage des ressources pétrolières et gazières ;
- Renforcer l'accès à l'électricité avec une bonne qualité et une continuité de service à moindre coût, de façon durable et respectueuse de l'environnement ;
- Favoriser l'accès durable des populations aux combustibles modernes de cuisson par l'utilisation de technologies efficaces et innovantes ;
- Renforcer le financement, la gouvernance, la régulation et le suivi-évaluation du secteur.

La première phase de mise en œuvre du PSE à travers le premier Plan d'Action Prioritaire (PAP 2014-2018), a amorcé une dynamique de succès nécessitant une consolidation ; Le redressement stratégique du secteur de l'énergie du Plan de relance intégré de l'électricité (PRIE) figurait parmi les objectifs de ce programme.

Le deuxième PAP 2019-2023 est précédé de ce qui semblait faire défaut, notamment une stratégie globale de long terme qui préconise un mode de fonctionnement du secteur traduisant les objectifs du PSE. Ce schéma à long terme dit « STRATEGIE ELECTRICITE 2035 » est un plan de développement du secteur de l'électricité préparé par le Millenium Challenge Corporation – MCC et l'Unité de Formulation et de Coordination du Second Compact pour le Sénégal - UFC-MCA.

II.1.5. La stratégie électricité 2035

La Vision 2035 est la cible à long terme vers laquelle tend l'ensemble du secteur de l'électricité. Elle repose sur la stratégie nationale à l'horizon 2035 décrite dans le Plan Sénégal Émergent.

En effet, la stratégie d'émergence traduit l'ambition du Sénégal de garantir un accès large et fiable à une énergie bon marché, un des fondements de l'émergence.

Sur la base de cette vision, la mission que se donne le secteur de l'électricité sera d'assurer une fourniture électrique fiable à moindre coût et un accès universel de manière équitable.

La mise en œuvre à court, moyen et long terme de la vision et la mission sectorielle passe par les principaux axes stratégiques suivants :

- Donner au secteur un environnement propice aux investissements et les capacités requises: cet axe consiste à mettre en place des canaux, instruments et procédures spécifiques plus favorables et facilitant davantage les investissements, en particulier privés complétant les ressources publiques et à repositionner et renforcer les capacités des institutions sectorielles (Ministère, régulateur, opérateurs, agences d'exécution et d'appui, etc.) pour leur permettre de mieux accomplir les fonctions nécessaires à la mise en œuvre de la vision ;
- Accélérer et garantir un accès universel de manière équitable : Cet axe se traduit par l'augmentation et la multiplication d'investissements ainsi que la mise en place d'un environnement permettant à toute la population, sans distinction aucune, d'avoir accès rapidement à une énergie électrique suffisante et de qualité ;
- Optimiser l'efficacité opérationnelle sur toute la chaîne de valeur : en s'assurant que les différents segments du secteur électrique optimisent leur performance technique, économique, commerciale et financière pour une fourniture électrique fiable et abordable et une meilleure qualité de service ;
- Assurer et maintenir la viabilité financière du secteur : à travers l'optimisation des investissements, des sources de financement et des coûts des ressources ainsi que par une gestion efficace et transparente pour avoir des niveaux tarifaires d'électricité abordables qui couvrent entièrement tous les coûts engagés de façon raisonnable et prudente.

La capacité du système en 2035 aura atteint près de 3000 MW et reposera largement sur l'exploitation des ressources gazières nationales ainsi que sur les énergies renouvelables locales (solaire, éolien) et régionales (centrales hydroélectriques OMVS, OMVG). La totalité de la population aura accès à l'électricité : 95 % seront raccordés au réseau, 5 % bénéficieront de solutions hors-réseau.

Le cadre opérationnel visé en 2035 s'articule autour d'une Senelec qui opère en holding public avec des filiales autonomes et séparées pour la Production, le Transport et la Distribution-Vente. Le marché est ouvert aux initiatives privées selon différents modèles sur les segments Production, Transport, Distribution-Vente, ainsi qu'en hors-réseau.

Un cadre réglementaire souple, réactif aux évolutions du marché, garantira la qualité des services offerts et maintiendra les tarifs à un niveau abordable.

II.1.6. La Stratégie Gaz to Power

Le secteur électrique du Sénégal reste marqué par une production principalement basée sur le pétrole, malgré l'introduction récente de centrales d'énergies renouvelables (en plus de l'hydroélectricité présente depuis le début des années 2000) dans le mix énergétique.

De ce fait, le coût de production électrique reste parmi les plus élevés de la région et représente un frein majeur à la croissance économique du pays. L'ambition du Sénégal, consignée dans le Plan Sénégal émergent, est d'avoir un prix de vente de l'électricité parmi les plus bas de la sous-région pour soutenir la compétitivité du pays. Ceci passe notamment par la diversification des sources de production d'électricité. Fort de l'engagement des plus hautes autorités sénégalaises à privilégier les sources d'énergies locales et les technologies à empreintes environnementales faibles.

Dans ce contexte, les ressources pétrolières et gazières découvertes depuis 2014 et en cours de développement au large du Sénégal constituent une opportunité certaine pour améliorer la compétitivité et le développement du secteur électrique sénégalais. Leur utilisation faciliterait ainsi l'atteinte du double objectif consistant à rendre les énergies modernes accessibles à tous et à un prix raisonnable.

Le Ministère du Pétrole et des Energies ainsi que les entités publiques du secteur sont ainsi résolument engagés dans la mise en œuvre d'une stratégie d'introduction massive du gaz naturel dans le mix énergétique. Cette stratégie est bâtie en parfaite cohérence avec les développements des projets pétroliers et gaziers, d'une part, et avec les investissements au niveau des centrales électriques, d'autre part. Elle s'intègre dans le plan directeur du secteur pétrolier et gazier du Sénégal. L'une des premières étapes de cette stratégie consiste en la mise en place d'un cadre légal, réglementaire et institutionnel adapté à cette nouvelle économie. Le Ministère du Pétrole et des Énergies a publié sa stratégie gaz pour l'électricité en décembre 2018.

I.7. Stratégie d'entreprise d'opérationnalisation

Le Plan Stratégique dénommé « Yeesal Senelec 2020 » visait à positionner Senelec sur l'orbite adéquate pour permettre au Sénégal de réaliser les objectifs stratégiques qu'il s'est définis dans le PSE à l'horizon 2030, en relevant les défis majeurs et contribuer à garantir un accès large et fiable à une énergie bon marché, facteur clé de succès du PSE.

Un nouveau Plan Stratégique est en cours de préparation pour la période 2021-2025, il reste toutefois entendu que le Plan de transformation pour le support de développement de Senelec à partir de 2020 est contenu dans le Plan Stratégique Yeesal Senelec 2016-2020.

Les objectifs visés dans le nouveau Plan Stratégique sont :

- Evaluer la mise en œuvre des recommandations du Rapport Final de Diagnostic Institutionnel, Managérial et Organisationnel de Janvier 2016, sur la base des réalisations de la période ; de relever les insuffisances sur les infrastructures, fonctionnelles, organisationnelles et autres contraintes et proposer une démarche pour leur prise en charge ;
- Evaluer les réalisations du Plan de transformation du Plan stratégique Yeesal Senelec 2020 en cours, sur la base des réalisations de la période ; relever les insuffisances infrastructurelles, fonctionnelles, organisationnelles et autres contraintes et proposer une démarche pour la prise en charge de leur traitement ;
- Etudier l'impact sur Senelec de la filialisation, suivant le cadre institutionnel et réglementaire envisagé dans le cadre de la Stratégie Electricité 2035.
- Etudier les opportunités offertes à Senelec dans les domaines suivants à travers des business case ciblés :
 - Production propre de Senelec ;
 - Participation de Senelec dans des IPPs ;
 - Génération centralisée ou décentralisée ;
 - Ouverture de l'accès aux tiers ;
 - Exportation d'énergie électrique dans le marché du WAPP ;
 - Modèle économique différencié pour les catégories de clients ;
 - Application du Décret portant sur la loi d'orientation sur les énergies renouvelables relatif aux conditions d'achat et de rémunération relatif au surplus d'énergie électrique d'origine renouvelable résultant d'une production pour consommation propre ;
 - Stockage client avant compteur ;

- Demand Response (Réponse à la demande), dans la perspective d'optimisation des investissements de production de pointe ;
 - Etude prospective du potentiel de l'industrie des véhicules électriques au Sénégal, l'estimation temporelle d'un déploiement significatif et les impacts sur le système électrique prévisibles à anticiper ;
 - Création d'une Banque Virtuelle ;
 - Commercialisation de la fibre optique et du réseau de télécommunications ;
 - Approfondissement de la digitalisation des processus de comptabilisation de l'énergie vendue dans le réseau de distribution et facturée à la clientèle, par l'installation massive de compteurs intelligents ;
 - Réduction des pertes techniques et non techniques.
- Comparer des schémas de portage de ces opportunités (interne, par filiales autonomes, en joint-venture et/ou partenariat public privé) ;

Le nouveau Plan Stratégique de Senelec pour la période des cinq (05) prochaines années (2021-2025) sera conçu sur les bases :

- De la définition du cadre de référence et d'un Scanning du cadre sectoriel ;
- D'un diagnostic des fonctions opérationnelles et supports ;
- D'une vision à atteindre par la Gestion Axée sur les Résultats (GAR), de la traduction en actions stratégiques des besoins des parties prenantes ;
- Des objectifs qui représentent la traduction des besoins des parties prenantes en objectifs d'entreprise réalisables et personnalisés ;
- De la traduction des objectifs de l'entreprise permettant de fixer des objectifs à tous les niveaux et dans tous les domaines de l'entreprise, en appui aux objectifs généraux et aux besoins des parties prenantes ;
- De la définition des objectifs des Fonctions supports, facilitant l'atteinte des objectifs opérationnels, incluant les processus, les structures organisationnelles et le système informatique ;
- D'un Programme de Travail et de budget quinquennal pour l'élaboration des plans d'actions ;
- D'un Plan d'action fixant l'agenda et les responsables de la mise en œuvre des Programmes/Projets/Chantiers ;
- D'un cadre méthodologique du Suivi-Evaluation de la mise en œuvre du Plan Stratégique et du cadre de mesure de l'atteinte des objectifs, à partir d'indicateurs objectivement vérifiables ;

- De la mise à jour du Plan Directeur du système d'information et de télécommunication de Senelec, en réalignement à la nouvelle stratégie adoptée.

Ce plan Stratégique sera défini pour Senelec-Holding et ses futures Filiales y compris la Filiale Gaz. Chaque Filiale aura à définir ultérieurement son plan Stratégique en s'appuyant sur la vision et les orientations stratégiques définies dans ce Plan Stratégique 2021-2025.

I.8. Les Points Forts

II.1.7. Certification ISO 9001 V.2015

La mise en place d'un système de management de la qualité au sein de Senelec, sur la base du référentiel ISO 9001 v 2015, s'est concrétisée par la certification du Département des Grands Comptes et du Dispatching National. Cette démarche qualité va s'étendre aux processus Distribution et Commercial afin d'aligner les pratiques de l'entreprise aux standards internationaux.

II.1.8. Notation financière

A l'issue de sa seconde évaluation, Senelec a obtenu la notation financière de long terme de « A- », en grade d'investissement, tandis que sa notation de court terme est « w-3 ». La perspective attachée à ces notations reste stable.

II.1.9. Mise en service NSIC

Dans le cadre du plan Yeesal Senelec 2020, le Nouveau Système d'Information Clientèle (NSIC) constitue une réponse technologique et commerciale pour la mise œuvre de l'approche articulée autour d'une meilleure évaluation des attentes de la clientèle et d'une offre de services innovants adaptée aux besoins spécifiques de chacun. Le nouveau système d'information de la gestion clientèle baptisé H2MC est mis en service et permet d'atteindre les objectifs suivants :

- Une couverture de tous les besoins fonctionnels actuels ;
- Le respect de toutes les procédures commerciales ;
- Une vision globale du client à travers le système ;
- La traçabilité de toutes les opérations effectuées ;
- Un système de reporting sur les données disponibles ;
- L'amélioration des performances et de la sécurité de la gestion clientèle ;
- Le suivi des normes et obligations.

II.1.10. Les Schémas Directeurs

Pour les besoins de son expansion, Senelec mène des études de planification qui constituent la référence pour les décisions d'investissement en nouvelles capacités de production, de transport, de distribution. Parmi les études à jour, nous pouvons citer :

- Le Schéma directeur production transport 2017-2035 ;
- Le Schéma directeur distribution 2017-2035 en cours de réactualisation pour tenir compte des objectifs d'accès universel à l'électricité dès 2025 ;
- Le Schéma directeur urbanisation du système d'information aligné sur la stratégie de l'entreprise.

II.1.11. Règlement de service

Le règlement de services qui comporte les règles appliquées dans les relations entre Senelec et sa clientèle a été approuvé par l'arrêté N° 13786 du 03 août 2017 du Ministre en charge de l'Energie, après avis conforme de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE).

II.1.12. Séparation comptable

Senelec a finalisé la séparation comptable qui vise à préparer le dégroupage des activités et à améliorer sa comptabilité analytique pour se conformer à l'article 38 du contrat de concession.

Les trois objectifs du projet étaient :

- Achever la dissociation comptable de la Senelec en trois activités métiers et une Holding : la Production (P), le Transport (T), la Distribution/Vente (D/V) et la Holding ;
- Elaborer la feuille de route permettant d'aboutir à la réalisation effective du dégroupage des activités métiers en trois entités : la Holding et 2 filiales : Production (P) et Transport, de Distribution et de Vente (T/D/V) ;
- Améliorer la connaissance et le pilotage des coûts des activités de Senelec, notamment par l'amélioration de la comptabilité analytique de Senelec.

La séparation est effective et les états financiers dissociés de l'exercice 2017, 2018 ont été certifiés.

II.1.13. Inventaire des immobilisations

Depuis plusieurs exercices, les états financiers de Senelec sont validés avec des réserves du fait des insuffisances dans le suivi et la gestion des immobilisations par les Commissaires aux Comptes.

Ainsi, Senelec a mené une mission relative à l'inventaire et à la réévaluation des immobilisations avec le financement de la Banque Mondiale, dans le cadre du PASE. L'objectif principal est de procéder à la décomposition des immobilisations afin de se conformer au nouveau SYSCOHADA et à son Acte Uniforme applicable à compter du 1^{er} janvier 2018.

Cette mission, finalisée en mars 2019, a permis de :

- Décomposer les immobilisations techniques en composants et sous-composants ;
- Réévaluer les immobilisations techniques et non techniques.

II.1.14. Evolution du mix énergétique

Conformément aux objectifs fixés par la loi d'orientation sur les énergies renouvelables, Senelec a soutenu le processus de renforcement de son parc de production d'énergie renouvelable avec la mise en service des centrales solaires Photovoltaïques avec les promoteurs :

- Senergy PV (le 28 juillet 2017) à Santhiou Mekhé
- Ten Merina (le 20 novembre 2017) dans la communauté rurale de Mékhé.
- Energy Resources (le 23/02/2018) à Kahone
- Innovent (le 24/07/2018) à Sakal
- Parc éolienne de Taiba Ndiaye (le 05/12/2019)

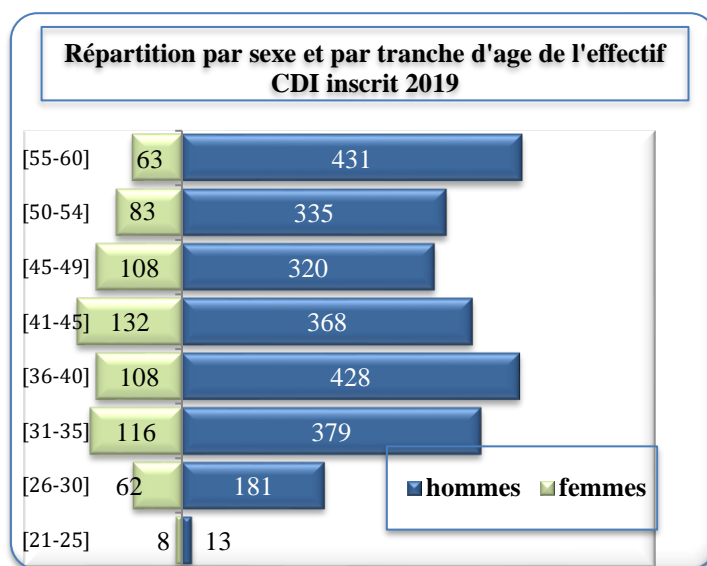
II.1.15. Contrat de performance entre Etat du Sénégal et Senelec

Un outil de gestion et de stimulation de la performance est adopté entre l'Etat du Sénégal et Senelec pour atteindre les objectifs de développement dans le secteur de l'électricité. Dans un Contrat de Performance, les deux parties prennent des engagements fermes et un dispositif de communication et d'évaluation permanente assure un régime de communication trimestriel et annuel des résultats obtenus. Dans ce contrat, un certain nombre de cibles à atteindre dans un délai maximum de trois (03) ans sont fixées à Senelec.

I.9. Les Ressources Humaines à la Senelec

Le personnel de Senelec à fin décembre 2019 est de 3 138 agents composés de 435 cadres, 1 928 agents de maîtrise et 775 agents d'exécution.

Ce personnel est réparti en 2 455 hommes et 680 femmes. L'effectif âgé de 45 à 60 ans représente 58,69 % en

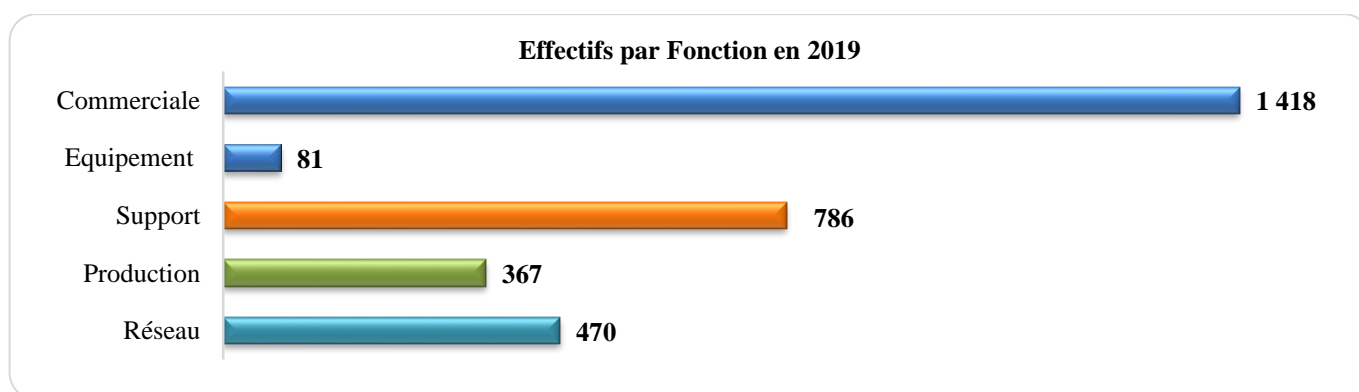


2019 contre 44,57 % en 2018. La moyenne d'âge est de 43 ans 8 mois.

Les fonctions « Support » et « Commerciale » regroupent 70,3 % de l'effectif.

Le reste est retrouvé au niveau du réseau, de la production et des structures de gestion des projets d'équipement.

Fonctions	2019	Part 2019
Réseau	470	14,99%
Production	367	11,71%
Support	786	25,07%
Equipement	81	2,58%
Commerciale	1418	45,23%
TOTAL	3 122	100%

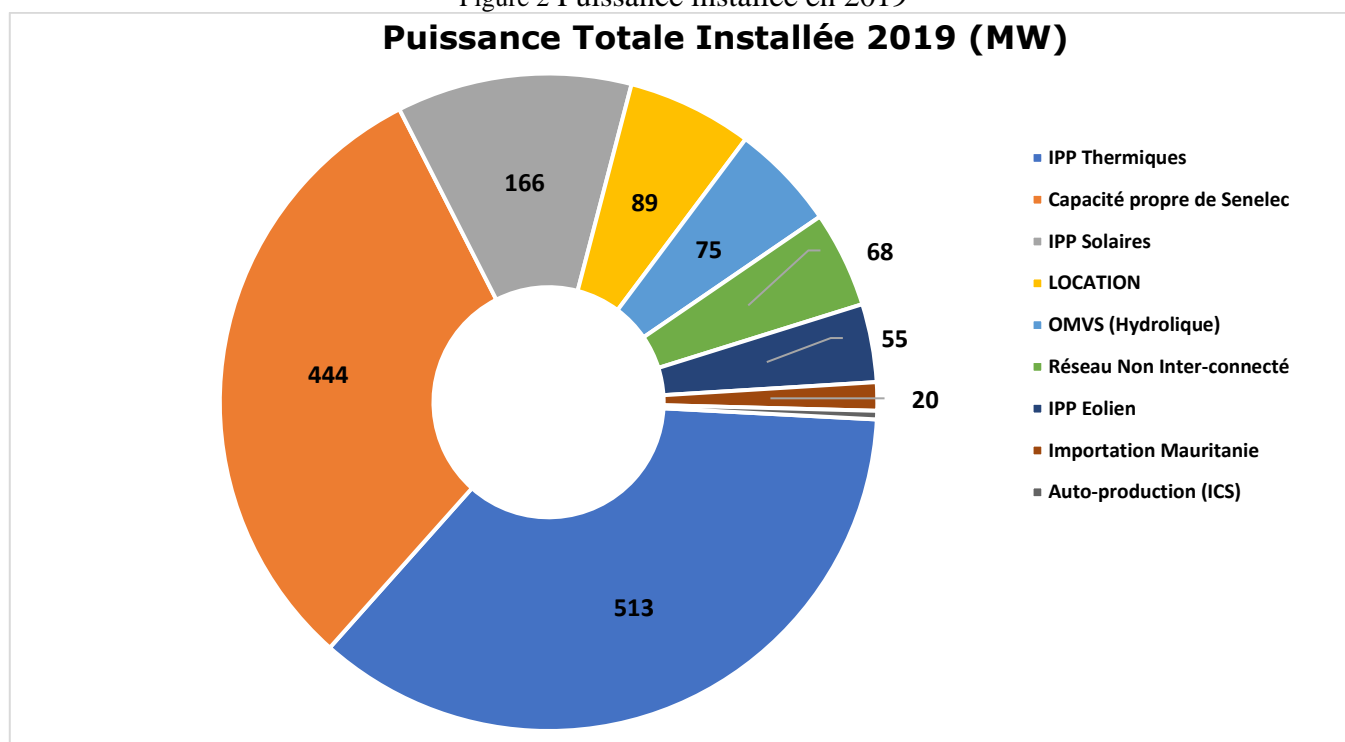


I.10. Les chiffres clés de Senelec en 2019

1.7.1 Production

La production nationale d'électricité est assurée par le parc de Senelec d'une puissance totale installée de 506 MW, soit 35,23 % du parc national et les unités des producteurs privés d'une capacité totale de 930 MW (64,77 %) ; soit une puissance totale installée de 1436 MW

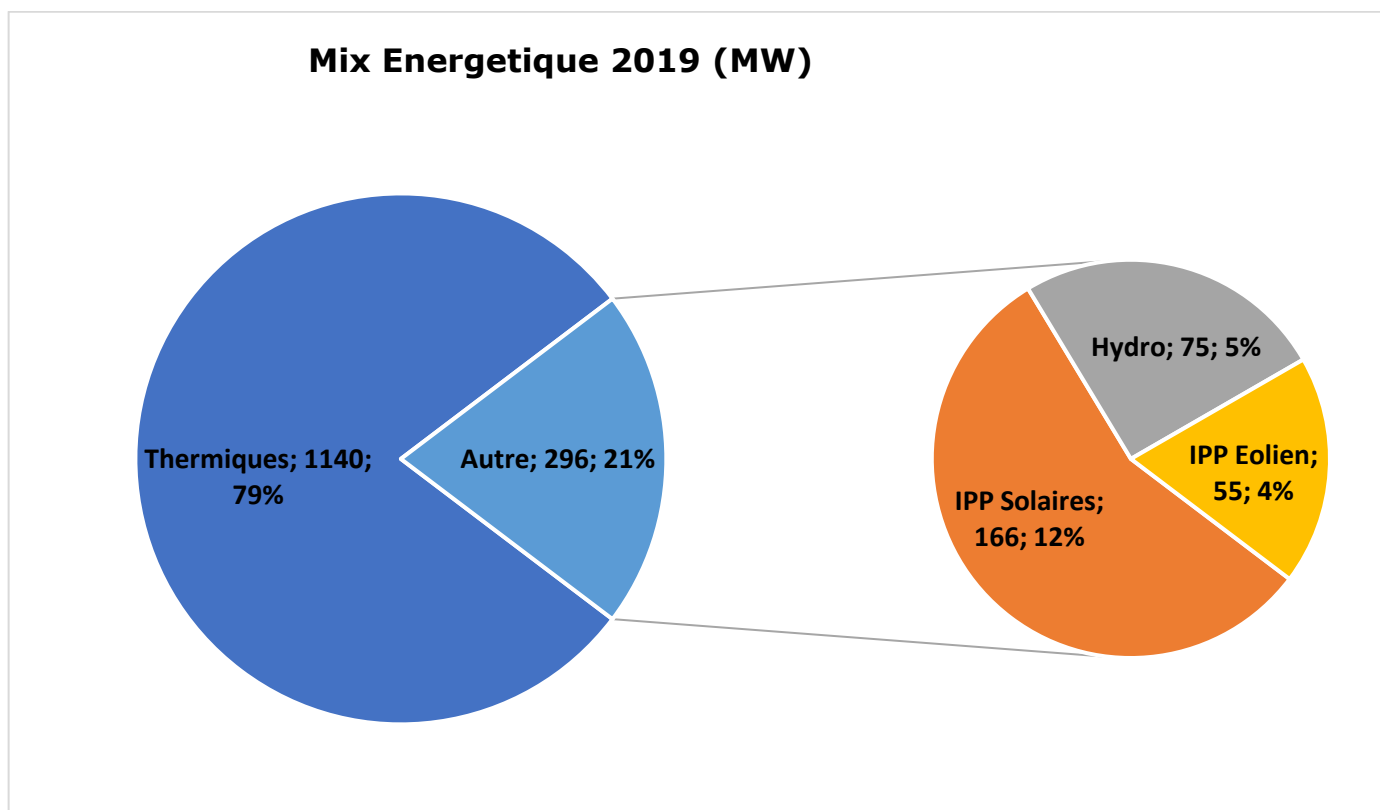
Figure 2 Puissance installée en 2019



L'année 2019 aura été marquée par le renforcement de la capacité de production de Senelec avec la mise en service de la nouvelle centrale photovoltaïque de Diass et du Parc éolien de Taïba Ndiaye, concrétisant ainsi l'un des axes forts de la lettre de politique de développement du Secteur de l'Energie notamment le renforcement du mix énergétique.

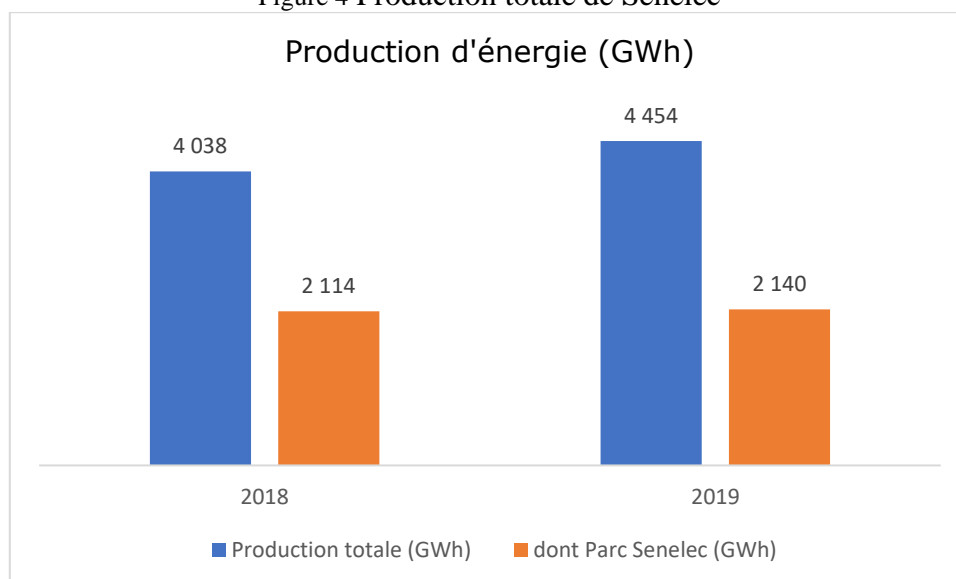
En outre, l'arrivée de la nouvelle centrale à barge Karpowership, suite à l'arrêt de la centrale à charbon de Sendou aura été décisive pour garantir l'équilibre offre demande durant la période de pointe de 2019.

Figure 3 Mix Energétique



L'énergie totale produite au cours de l'année 2019 s'élève à 4 454,00 GWh contre 4 037,92 GWh en 2018 soit une hausse de 10,30 % (+416,08 GWh). L'analyse à fin 2019 montre une production globale d'énergie par Senelec qui s'élève à 2 139,99 GWh soit 48,05 % de l'énergie totale produite, le reste a été fourni par les achats d'énergie qui s'élèvent à 2 314,00 GWh.

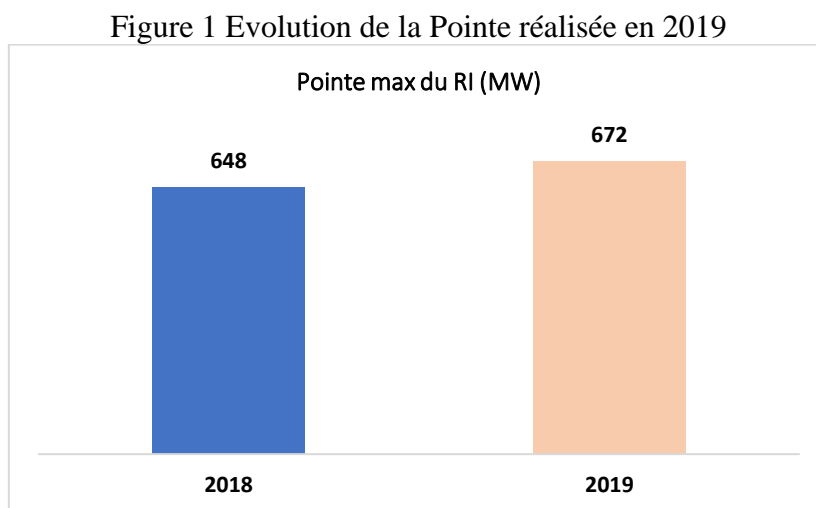
Figure 4 Production totale de Senelec



Pointe

La puissance maximale à la pointe a été de 671,84 MW contre 647,70 MW en 2018 soit une hausse de 3,73 %.

La pointe minimale réalisée est de 233 MW.



II.1.16. Réseau

Réseau de transport

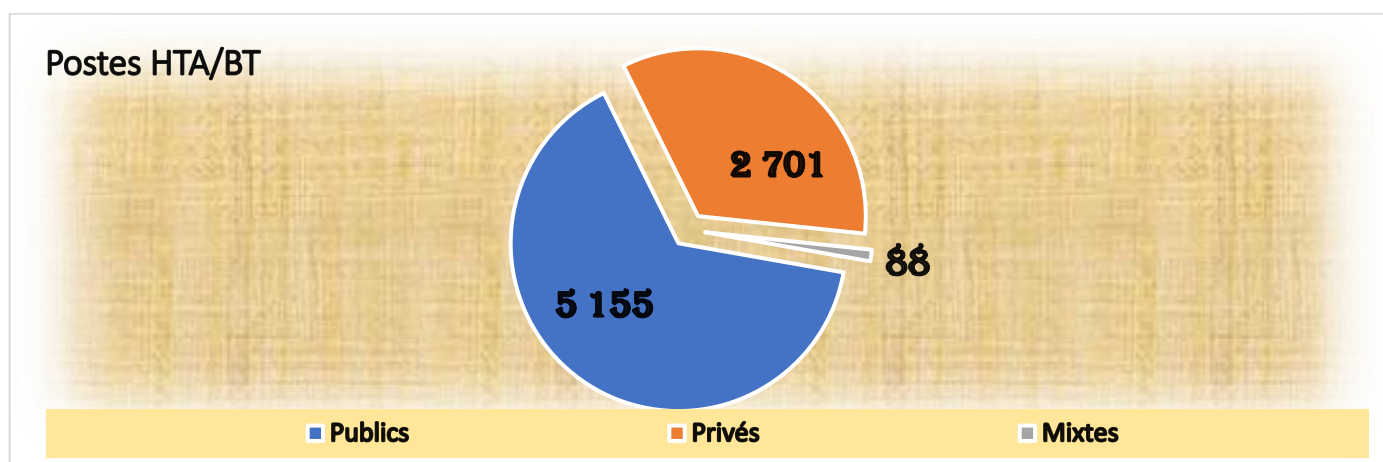
Il est composé de deux niveaux de tension le niveau 90 kV et le niveau 225 kV. En 2019, le réseau de transport représente 581 km dont 256 km de lignes 90 kV et 325 km de lignes 225 kV.

Réseau de distribution

L'énergie électrique est distribuée à la clientèle à travers 7 944 postes HTA/BT (6,6 kV ou 30 kV / 380 V).

Ces postes se répartissent en 2019 comme suit :

Figure 1 Répartition des Postes HTA/BT en 2019



Ces postes desservent 13 050 km de lignes HTA et 12 622 km de lignes BT.

Tableau 1 Evolution de la longueur du réseau HTA-BT entre 2018 et 2019

Ouvrages	Effectif en 2018	Effectif en 2019	Taux d'évolution (%)
Lignes HTA (km)	12 108	13 050	7,78 %
Lignes BT (km)	9 782	12 622	29,03 %

II.1.17. Qualité de service

Une nette amélioration de la qualité de service est notée en 2019 avec un Temps Equivalent de Coupure de 1,46 jours contre 2,09 jours en 2018 :

- L'END est passée de 22 GWh à 16,87 GWh ;
- Le SAIFI qui donne le nombre d'interruptions par année ressenti par un client est de 11,11 en 2019 contre 19,03 en 2018 ;
- Le SAIDI qui mesure la durée moyenne d'interruptions de service ressentie par un client est passé de 17h 22mn 48s en 2018 à 10h 05mn 38s en 2019.

II.1.18. Clientèle

En 2019, Senelec compte 1 596 777 clients soit un accroissement de 10,32% (+149 351 clients) par rapport 2018.

Clients	2018	2019	Variations 19/18
Basse Tension	1 444 773	1 593 788	10,31 %
Moyenne Tension	2 648	2 982	12,61 %
Haute Tension	5	6	20,00 %
Extérieur (NAWEK)	1	1	0,00 %
Total	1 447 427	1 596 777	10,32 %

II.1.19. Ventes d'énergie

L'énergie totale facturée à l'ensemble de la clientèle est de 3 613,84 GWh en 2019. Elle a augmenté de 8,55% (284,53 GWh).

Ventes (GWh)	2018	2019	Variations 19/18
Basse Tension	2 092,24	2 270,12	8,50 %
Moyenne Tension	1 022,7	1 090,74	6,65 %
Haute Tension	203,71	237,47	16,57 %
Exportations	10,66	15,50	45,45 %
Total	3 329,31	3 613,84	8,55%

II.1.20. Chiffre d'affaires sur les ventes d'énergie

Le chiffre d'affaires total réalisé sur ces ventes (hors subvention pour gel de tarif) est de 387,98 milliards de FCFA HTVA.

Ventes Hors taxes (milliards FCFA)	2018	2019	Variations 19/18
Basse Tension	228,28	247,97	8,63 %
Moyenne Tension	108,65	119,33	9,83 %
Haute Tension	16,57	19,19	15,80 %
Exportations	1,04	1,50	43,98 %
Total	354,54	387,98	9,43%

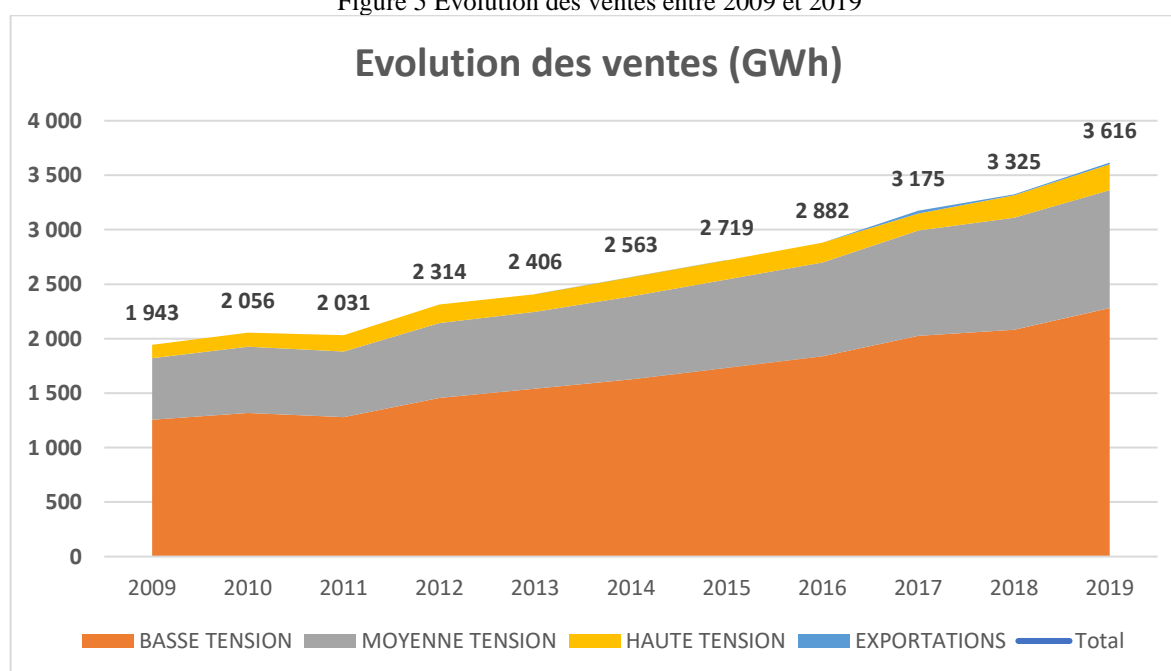
Chapitre XII. Projection de la demande

L'évaluation annuelle de la demande au cours de la période 2020-2035 est élaborée suivant le modèle PVDE (Prévision de la demande d'électricité dans les pays en voie de développement) avec comme objectif le respect des normes et obligation pour la période 2020-2022. Trois scénarios d'évolution de la demande ont été élaborés ; les hypothèses et les résultats du scénario de base pour la période 2020-2022 seront présentés dans ce document. Le rapport prévisions de la demande est disponible et pourra apporter plus de détails en dehors de la période 2020-2022 et sur les autres variantes.

I.11. Evolution récente de la demande

Les ventes d'électricité ont presque doublé en 10 ans, passant de **1 943 GWh** en 2009 à **3 616 GWh** en 2019 soit un taux d'accroissement moyen annuel de **6,41 %**. Le budget pour l'année 2020, a été fixé à **3 919 GWh** soit une croissance de **8,36 %** par rapport 2019. L'évolution n'a pas été uniforme sur la période avec une progression record de **13,90 %** observée en 2012. Ce bond s'explique par la crise énergétique de 2011 où les ventes étaient faibles.

Figure 5 Evolution des ventes entre 2009 et 2019

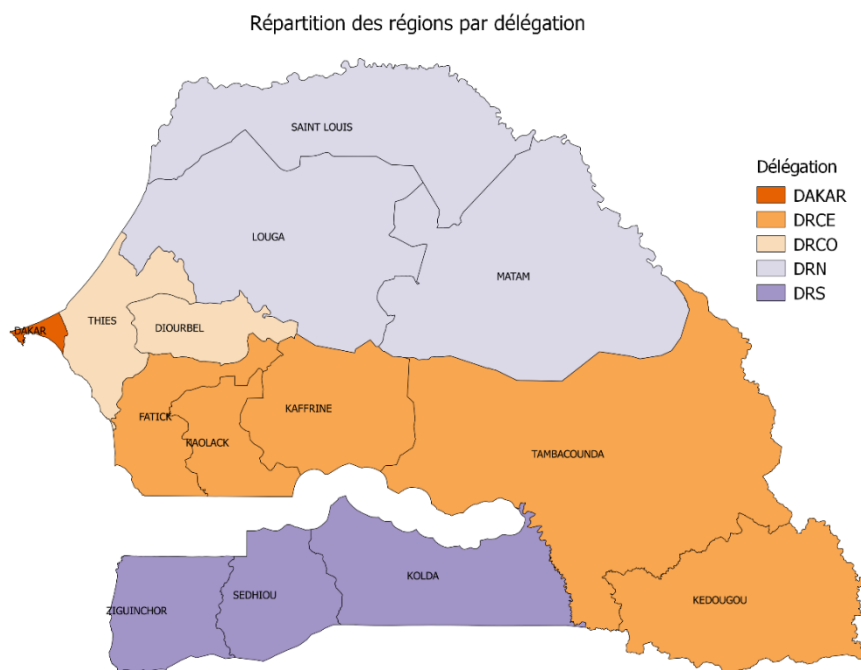


I.12. Méthodologie de prévision de la demande (modèle PVDE)

Dans le souci d’avoir des zones très homogènes, dans lesquelles les prévisions de la demande seront effectuées, des critères socio-économiques et les statuts administratifs des localités du territoire sénégalais ont été retenus pour le découpage géographique.

Ainsi, cinq (05) zones ont été définies correspondant aux délégations régionales :

- Dakar : toute la région de Dakar sera considérée comme zone urbaine.
A fin 2019, elle polarise 47 % de la clientèle et engendre 58 % de la demande ;
- DRCE regroupant les régions de Kaolack, Fatick, Kaffrine, Tamba et Kédougou. A fin 2019, elle polarise 11 % de la clientèle et engendre 7 % de la demande ;
- DRCO rassemblant les régions de Thiès et Diourbel. A fin 2019, elle polarise 24 % de la clientèle et engendre 24 % de la demande ;
- DRN avec Matam, Saint Louis et Louga. A fin 2019, elle polarise 12 % de la clientèle et engendre 10% de la demande ;
- DRS regroupant les régions de Ziguinchor, Sédhiou et Kolda. A fin 2019, elle polarise 6 % de la clientèle et engendre 3 % de la demande.



Les prévisions de la demande d'énergie électrique, selon les délégations ont été élaborées suivant le modèle PVDE (Prévision de la demande d'électricité dans les pays en voie de développement), modèle analytique articulé autour de cinq (05) secteurs :

- Le secteur résidentiel ;
- L'éclairage public ;
- Le secteur professionnel séparé selon le niveau de puissance PPP-PMP et PGP-MT ;
- Le secteur industriel avec les clients HT ;
- Les grands projets.

II.1.21. La demande résidentielle

La demande d'énergie électrique du secteur résidentiel est liée dans chaque délégation, au taux d'urbanisation, à la répartition de la population en classe selon leurs revenus, à la taille des ménages, au degré d'électrification des ménages, et à la consommation unitaire des ménages. La consommation sera répartie sur les usages suivants :

- L'éclairage ;
- Le froid alimentaire ;
- Les TV-Loisirs ;
- La Climatisation/Ventilation ;
- Et les Autres usages électriques.

En l'absence de données d'enquêtes fiables et récente, ces niveaux de consommation seront estimés afin de reconstruire fidèlement les années de référence.

Tableau 4 - Evolution de la demande annuelle des ménages (GWh) entre 2012 et 2019

Demande domestique (GWh)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Dakar	579	606	626	660	695	797	770	855
<i>Urbain</i>	579	606	626	660	695	797	770	855
<i>Rural</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
DRCE	76	81	85	94	101	106	120	133
<i>Urbain</i>	62	65	69	75	81	86	96	106
<i>Rural</i>	14	15	16	18	20	20	24	27
DRCO	195	207	218	236	260	262	294	326
<i>Urbain</i>	97	100	107	116	130	137	141	156
<i>Rural</i>	99	107	111	120	130	125	153	170
DRN	86	93	99	106	112	116	133	148
<i>Urbain</i>	57	60	64	68	73	77	84	94
<i>Rural</i>	29	33	35	37	39	40	49	54
DRS	35	38	42	45	48	50	57	63
<i>Urbain</i>	29	31	33	36	38	41	46	51
<i>Rural</i>	7	7	9	9	10	9	11	12
Total	971	1 025	1 070	1 140	1 215	1 331	1 374	1 525

II.1.22. La demande professionnelle

La demande des professionnels petite et moyenne puissance (PPP et PMP) et celle des professionnels grandes puissances (PGP et MT) seront considérées de manière différente.

En effet, la demande des PPP et PMP d'une zone sera estimée (tout comme celle de l'éclairage public) en considérant l'élasticité-demande tandis que la consommation des PGP et des clients MT d'un secteur d'activité sera liée à la valeur ajoutée et à l'intensité énergétique dudit secteur :

- Le **secteur primaire** constitué du sous-secteur de l'agriculture, de l'élevage, de la pêche artisanale, et de la foresterie ;
- Le **secteur secondaire** qui regroupe les mines, les huileries, l'énergie, les BTP et les autres industries ;
- Le **secteur tertiaire** qui comprend le commerce, le transport, les télécommunications, l'éducation, la santé et les autres services ;
- L'**administration** qui regroupe l'administration centrale et locale.

L'intensité énergétique d'une activité économique, définie à partir de la consommation d'énergie électrique d'une année donnée, rapportée à la valeur ajoutée de l'activité, est le paramètre explicatif des sous-secteurs d'activités décrits plus haut. Elle est exprimée en kWh/kF CFA courant.

Tableau 5 - Evolution de la demande sectorielle entre 2012 et 2019

Demande PGP-MT (GWh)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Secteur primaire	94	97	105	112	117	131	138	148
Secteur secondaire	273	283	305	325	341	381	402	431
Secteur tertiaire	444	460	496	528	554	620	653	700
Administration	43	44	48	51	53	60	63	67
Total	853	885	954	1015	1066	1192	1256	1345

Tableau 6 - Evolution de l'intensité énergétique sectorielle entre 2014 et 2019

Intensité Energétique (KWh/FCFA)	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Secteur primaire	0,08	0,08	0,09	0,09	0,10	0,10
Secteur secondaire	0,14	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15
Secteur tertiaire	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Administration	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Total	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10

II.1.24. Le secteur industriel

Il correspond à la demande des clients actuellement connectés au réseau haute tension. Etant donné leur nombre limité, ils seront considérés individuellement afin de mieux tenir en compte leur évolution. La demande des nouveaux clients HT est prise en compte dans la partie Grands Projets.

Tableau 11 - Evolution de la consommation des clients HT existants entre 2012 et 2019

Demande HT (GWh)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ICS	116	92	94	102	56	3	4	4
SOCOCIM	0	0	0	0	48	58	82	75
SDE	45	46	55	57	58	63	59	60
SOMETA	10	23	26	16	15	28	54	58
OLAM	0	0	0	2	5	5	5	6
FABRIMETAL	0	0	0	0	0	0	0	35
Total HT	171	160	176	177	182	156	204	237

II.1.25. Hypothèses d'intégration des grands projets

La demande des grands projets est évaluée par Senelec à partir des besoins

En puissance et du nombre d'heures d'utilisation prévues. Les principaux projets pris en compte dans les projections de la période 2020-2022 sont :

- **TER** : C'est une nouvelle génération de train plus économique en énergie et moins bruyant. Le TER est bi-mode (diesel et électricité), il doit relier Dakar à Diamniadio dans sa première phase à partir de septembre 2020 puis Dakar à AIBD distants de 55 km dans sa deuxième phase. La demande du train est estimée à **13 GWh** en 2020 et **72 GWh** à partir de 2021 ;
- **Usine Keur Momar Sarr 3** : C'est une usine d'eau d'une capacité de 200 000 m³/jour qui va sécuriser l'alimentation en eau potable du triangle Thiès-Petite Côte -Dakar. Sa mise en service est prévue en janvier 2021 avec un besoin énergétique annuel de **84 GWh** pour une puissance souscrite de **11 MW** ;
- **Station de pompage d'eau de Mékhé 2** : Sa mise en service est prévue en mars 2022 avec un besoin énergétique de **26 GWh** avec une puissance souscrite de **8 MW**.

Tableau 12 - Scénario de base : Grands projets HT

Demande Projets	Unité	2020	2021	2022
TER	GWh	13	72	72
SDE Station Mékhé 2	GWh	0	0	26
SDE usine KMS3	GWh	0	84	84
Total Projets	GWh	13	156	182

II.1.26. Evolution des paramètres techniques

Rendement

Le rendement global, rapport entre les ventes et la production brute, est utilisé pour déterminer la production nécessaire pour 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 découlant de la fraude et des problèmes de facturation.

$$\text{Rendement global}(\%) = \frac{\text{Ventes annuelles}}{\text{Production brute annuelle}} \times 100$$

En 2019, le rendement global de Senelec est estimé à **81,2 %**.

Au vu des projets d'amélioration du rendement en perspective sur la partie transport-distribution (restructuration des réseaux, pose de compteurs de rendement dans les postes de transformation) et sur la partie commerciale (sécurisation des revenus, déploiement des compteurs intelligents), une amélioration continue du rendement global est attendue avec une cible de **84 %** en 2022. Dans cette étude les réseaux de Boutoute et Tamba seront interconnectés au réseau principal de même que l'essentiel des Centres Isolés (sauf les îles du Saloum : Bassoul Bassar, Betenty, Dione War) en 2021.

Tableau 13 - Evolution du rendement brut entre 2016 et 2022

Rendement Brut	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Réseau Interconnecté	80,2%	81,1%	83,1%	82,0%	83,2%	83,5%	84,0%
Boutoute	75,0%	77,8%	63,7%	68,8%	67,6%	-	-
Tamba	81,6%	72,9%	65,9%	59,1%	55,9%	-	-
Centres Isolés	82,7%	85,6%	82,0%	73,9%	82,1%	75,6%	75,6%
HT	99,0%	99,0%	99,0%	99,0%	99,0%	99,0%	99,0%
Total	80,1%	81,0%	82,5%	81,2%	82,5%	83,5%	84,0%

Hypothèses sur la part des auxiliaires

$$\text{Part des auxiliaires}(\%) = \frac{\text{Consommation auxiliaires des groupes}}{\text{Production brute des groupes}} \times 100$$

En 2019, la part des auxiliaires est évaluée à **1,18 %** pour le RI, **1,92 %** pour Boutoute **0,28 %** pour Tamba et **0,22 %** pour les centres secondaires.

Les parts auxiliaires du RI observées en 2019 seront maintenues jusqu'en 2022.

Tableau 14 - Evolution des pertes auxiliaires entre 2012 et 2022

Part auxiliaires	2016	2017	2018	2019	2019	2020	2021	2022
Réseau Interconnecté	1,48%	1,33%	1,26%	1,26%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%
Boutoute	2,93%	2,77%	2,61%	2,61%	1,92%	1,92%	-	-
Tamba	1,34%	0,80%	1,48%	1,48%	0,28%	0,28%	-	-

Centres Isoles	0,15%	0,08%	0,12%	0,12%	0,22%	0,22%	0,22%	0,22%
----------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Facteur de charge

Le facteur de charge est le rapport entre la production annuelle effective du système et celle qui serait obtenue en utilisant la pointe de puissance appelée par le système durant toute l'année (8 760 heures).

$$\text{Facteur de Charge (\%)} = \frac{\text{Production Nette (MWh)}}{\text{Pointe (MW)} \times 8760(h)} \times 100$$

Ce facteur permet d'évaluer la pointe de la demande en puissance à partir de la demande en énergie. Pour le réseau interconnecté, il est estimé à **70,0 %** en 2019, correspondant à plus de 6 000 heures d'utilisation de la charge maximale. Un facteur de charge de **70,3 %** est projeté pour 2020 et une amélioration annuelle de **0,5** point est considérée pour 2021 et 2022 avec l'arrivée des grands projets industriels à activités intensives. Concernant les réseaux régionaux de Boutoute et de Tambacounda, les facteurs de charge prévus sont respectivement de **62,2 %** et **57,9 %** sur la période avant l'interconnexion.

Tableau 15 - Evolution du facteur de charge entre 2016 et 2022

Facteur de Charge	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Réseau Interconnecté	69,1%	69,1%	66,4%	70,0%	70,3%	70,8%	71,3%
Boutoute	54,4%	54,4%	57,5%	63,5%	62,2%	-	-
Tamba	66,2%	66,2%	56,0%	55,9%	57,9%	-	-
HT	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

II.1.27. Evolution des paramètres socio-économiques

Taux de croissance du PIB

Selon la DPEE, la croissance du PIB s'est établie d'abord à 6,2 % en 2016 puis 7,2 % en 2017 et enfin à 6,8 % en 2018. Le PIB par habitant évolue de 3,3 % en moyenne par an passant de 632 635 F CFA en 2014 à 719 766 F CFA en 2018. L'économie reste majoritairement dominée par le secteur tertiaire. Le taux de croissance du PIB réel en 2019 est de 5,3 % (les données par secteurs ne sont pas encore disponibles)

Pour le scénario de base, les hypothèses de taux de croissance du PIB considérées, correspondent aux prévisions de croissance du PIB à court moyen et long terme qui ont été fournies par la Direction de la Prévision et des Etudes Economiques (DPEE) du Ministère de l'Economie, du Plan et de la Coopération (MEPC). Dans ce contexte de pandémie de Covid-19, les dernières prévisions tablent sur un taux de croissance du PIB réel de 2,8 % en 2020, soit un repli de 4,9 points de croissance par rapport aux prévisions initiales. Ainsi, sur la période 2020-2022, la croissance du PIB est projetée à **2,8 %** en 2020, **7,4 %** en 2021 et **12,3 %** en 2022.

Tableau 16 - Evolution du PIB par secteur entre 2014 et 2019

PIB (Milliards de FCFA)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Secteur primaire	1 351	1 415	1 436	-	-	1 567	1 608
Secteur secondaire	2 386	2 558	2 736	-	-	3 398	4 320
Secteur tertiaire	6 125	6 601	7 117	-	-	8 987	9 737
Administration	1 182	1 268	1 353	-	-	1 673	1 878
PIB (Milliards)	11 045	11 842	12 643	13 315	13 688	15 625	17 543
PIB per capita (FCFA/habitant)	746 291	776 171	803 939	-	-	907 630	988 945
Croissance PIB (%)	6,2	7,2	6,8	5,3	2,8	7,4	12,3

*Source : DPEE/Ministère de l'Economie, du Plan et de la coopération (MEPC), février 2019 et avril 2020

Taux d'électrification

Le taux d'électrification est le rapport entre la population desservie et la population totale de la zone.

$$TE = TC \times TD$$

Avec :

- **TE** : Taux d'Electrification ;
- **TC** : Taux de Couverture géographique, c'est le rapport entre la population vivant dans les localités électrifiées et la population totale de la zone ;
- **TD** : Taux de Desserte, c'est le rapport entre la population ayant effectivement accès au service (desservie) et la population des localités électrifiées.

Le programme SE4ALL (Sustainable Energy for All) dans le document « Electrification Rurale du Sénégal - Agenda d'Action et Prospectus d'Investissement » élaboré en 2017, vise l'accès universel en milieu rural à l'horizon 2025, en allouant une part importante au réseau électrique pour fournir en continu une énergie de

qualité aux populations rurales. La situation de référence de l'électrification rurale en 2018 donnée dans l'étude d'opérationnalisation de l'accès universel en milieu rurale fait état de 13 816 localités à électrifier (les hameaux y compris) à partir des solutions techniques que l'extension du réseau, l'installation de mini-réseaux et les systèmes solaires individuels. A l'horizon 2025, le besoin additionnel en terme de production, découlant de la couverture par le réseau de Senelec d'une grande partie du pays est estimé à 210 MW.

Le taux d'électrification est projeté de sorte à atteindre les objectifs de normes et obligations qui visent un raccordement de 412 078 ménages à l'horizon 2022.

Ainsi le taux d'électrification est projeté comme suit : **69,5 %** en 2020, **72,3 %** en 2021 et **75,6 %** en 2022.

Tableau 17 - Taux d'électrification

Taux d'électrification	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Dakar	74,0	75,4	77,3	79,9	82,5	88,0	91,9	97,9	100,0	100,0	100,0
<i>Urbain</i>	74,0	75,4	77,3	79,9	82,5	88,0	91,9	97,9	100,0	100,0	100,0
<i>Rural</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
DRCE (Fatick-Kaolack-Kaffrine-Tamba-Kédougou)	25,8	25,4	25,9	26,7	27,4	29,2	30,4	32,4	35,2	44,1	53,3
<i>Urbain</i>	68,8	67,7	67,2	68,4	69,5	73,1	75,2	79,1	85,3	87,8	90,8
<i>Rural</i>	8,4	8,3	8,6	8,9	9,2	9,8	10,3	11,0	12,0	23,6	35,5
DRCO (Thiès-Diourbel)	56,0	55,1	56,6	58,5	60,4	64,6	67,6	72,1	78,8	80,0	81,7
<i>Urbain</i>	73,3	72,2	73,3	75,2	77,0	81,7	84,9	90,0	97,7	95,8	94,5
<i>Rural</i>	45,7	44,9	46,3	48,2	50,0	53,7	56,5	60,5	66,4	69,5	73,1
DRN (Saint Louis-Louga-Matam)	38,0	37,3	38,2	39,5	40,8	43,6	45,6	48,6	53,1	55,3	58,0
<i>Urbain</i>	70,3	69,3	69,0	70,3	71,4	75,2	77,5	82,1	89,0	92,2	96,0
<i>Rural</i>	22,4	21,9	22,8	23,8	24,7	26,7	28,1	30,1	33,0	34,5	36,3
DRS (Ziguinchor-Sédhiou-Kolda)	25,7	25,2	25,8	26,6	27,4	29,2	30,5	32,4	35,3	45,3	55,7
<i>Urbain</i>	55,6	54,7	54,5	55,5	56,4	59,3	60,9	64,3	69,5	71,7	74,4
<i>Rural</i>	9,5	9,3	9,7	10,1	10,4	11,2	11,8	12,6	13,8	28,6	43,8
Total	49,5	49,2	50,4	52,0	53,7	57,3	59,8	63,7	69,5	72,3	75,6

I.13. Demande à satisfaire sur la période 2020-2022

II.1.28. Projection de la clientèle

Le nombre de clients devrait être de l'ordre de 1 792 429 clients en 2020, 1 926 043 en 2021 et 2 083 796 en 2022, se soldant ainsi par une hausse moyenne sur la période 2020-2022 de 162 340 clients par an (+9,3 %/an) par rapport au réalisé 2019 qui est de 1 596 775 clients.

La clientèle Woyofal constituerait 52,8 % de la clientèle globale en 2020, 75,0 % en 2021 et 85,0 % en 2022. Par rapport aux normes et obligations dont l'objectif est de raccorder 412 078 ménages sur la période 2020-2022, il y aurait une avance de sept cent quatre-vingt-onze (791) ménages raccordés par rapport à l'objectif.

Tableau 18 - Clientèle par niveau de tension

	2019	2020	2021	2022
Clientèle	1 596 775	1 792 429	1 926 043	2 083 796
Basse Tension	1 593 786	1 789 621	1 923 003	2 080 337
P_DPP	707 808	676 614	410 233	283 033
P_DMP	6 344	5 796	3 554	2 354
P_DGP	772	882	968	1 000
P_PPP	148 739	135 145	42 799	6 800
P_PMP	17 471	16 471	14 194	13 596
P_PGP	5 674	6 081	6 408	6 735
EP	1 286	1 335	1 389	1 443
W_DPP	544 488	739 777	1 119 777	1 379 334
W_DMP	3 123	5 353	8 092	9 682
W_PPP	151 377	191 097	300 397	357 397
W_PMP	6 704	11 070	15 191	18 962
Moyenne Tension	2 983	2 801	3 032	3 450
TCU	122	109	118	121
TG	2 054	1 895	2 083	2 443
TLU	172	197	181	186
CER	635	600	650	700
Haute Tension	6	7	8	9

Tableau 19 - Nombre de clients domestiques par zone

Ménages électrifiés	2019	2020	2021	2022
Dakar	594 646	672 842	682 588	697 217
<i>Urbain</i>	594 646	672 842	682 588	697 217
DRCE (Fatick-Kaolack-Kaffrine-Tamba-Kédougou)	126 400	142 992	186 436	234 523
<i>Urbain</i>	96 924	109 645	118 422	128 638
<i>Rural</i>	29 475	33 346	68 013	105 885
DRCO (Thiès-Diourbel)	309 711	350 403	368 416	390 130
<i>Urbain</i>	152 185	172 142	175 938	181 136
<i>Rural</i>	157 526	178 261	192 478	208 994
DRN (Saint Louis-Louga-Matam)	156 198	176 685	190 841	207 322
<i>Urbain</i>	93 994	106 323	114 841	124 757
<i>Rural</i>	62 204	70 362	76 000	82 565
DRS (Ziguinchor-Sédhiou-Kolda)	75 580	85 500	114 344	146 211
<i>Urbain</i>	57 419	64 950	70 154	76 212
<i>Rural</i>	18 161	20 550	44 190	69 999
Total	1 262 535	1 428 422	1 542 624	1 675 404
Variation	10,5%	13,1%	8,0%	8,6%

II.1.29. Projection des ventes

Les ventes devraient atteindre 3 919 GWh en 2020, 4 328 GWh en 2021 et 4 683 GWh en 2022 contre 3 616 GWh réalisé en 2019 soit une hausse moyenne sur la période 2020-2022 de 339 GWh par an (+9,0 %/an). En 2022, les ventes BT constitueraient 60,54 % des ventes globales, les ventes MT 28,67 %, les ventes HT 10,45 % et les exportations 0,34 %.

Tableau 20 - Ventes par niveau de tension

Ventes (GWh)	2019	2020	2021	2022	Total 2020-2022
Basse Tension	2281	2507	2629	2835	7971
Moyenne Tension	1083	1129	1237	1342	3709
Haute Tension	237	266	445	490	1201
Exportations	16	17	16	16	49
Total	3616	3919	4328	4683	12 929
Variation	9%	8%	10%	8%	

Tableau 21 - Ventes par réseau

Ventes (GWh)	2019	2020	2021	2022
Réseau Interconnecté	3 470	3 757	4 328	4 683
Boutoute	74	81	0	0
Tamba	26	29	0	0
Centres Isolés	46	52	0	0
Total	3 616	3 919	4 328	4 683

II.1.30. Projection du chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires a été évalué en tenant compte de la hausse des tarifs intervenue en décembre 2019. En effet, il est intervenu une hausse de 6 % sur la Moyenne et la Haute Tension ; et de 10 % sur la Basse Tension en épargnant les consommations des clients domestiques sur la première tranche. En moyenne, la hausse a été de 5,2 % pour les clients domestiques petite puissance et 9,6 % pour les clients domestiques moyenne puissance.

Le chiffre d'affaires devrait atteindre 440 932 millions de F CFA en 2020, 481 009 millions de F CFA en 2021 et 517 108 millions de F CFA en 2022 contre 387 266 millions de F CFA estimé pour 2019 soit une hausse moyenne 10,2 % sur la période 2020-2022 par an.

En 2022, le chiffre d'affaires BT constituerait 61,52 % du chiffre d'affaires global, le chiffre d'affaires MT 29,99 %, le chiffre d'affaires HT 8,21 % et les exportations 0,28 %.

Tableau 22 – Evolution du Chiffre d'affaires sur la période 2020-2022

	2019	2020	2021	2022	Total 2020-2022
Basse Tension	248 745	286 638	297 814	318 129	902 581
Moyenne Tension	117 836	129 916	143 107	155 084	428 107
Haute Tension	19 188	22 835	38 665	42 473	103 973
Exportation	1 497	1 543	1 423	1 423	4 388
Total (millions de FCFA)	387 266	440 932	481 009	517 108	1 439 049

II.1.31. Projection de la production brute

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

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

La production brute est calculée à partir de la formule suivante :

$$\text{Production brute (GWh)} = \frac{\text{Ventes (GWh)}}{\text{Rendement}}$$

Pour les années 2020, 2021 et 2022, la production globale serait respectivement de 4 750 GWh, 5 183 GWh et 5 575 GWh.

Tableau 23 - Evolution de la production brute par réseau sur la période 2018-2022

Production Brute (GWh)	2019	2020	2021	2022
Réseau Interconnecté	4 228	4 514	5 183	5 575
Boutoute	115	120	0	0
Tamba	45	52	0	0
Centres Isoles	65	63	0	0
Total	4 453	4 750	5 183	5 575

II.1.32. Projection de la production nette

La production nette est calculée à partir de la production brute à laquelle on soustrait les consommations des auxiliaires des centrales.

La production nette pour 2020, 2021 et 2022 est estimée respectivement à 4 709 GWh, 5 122 GWh et 5 509 GWh.

Tableau 24 - Evolution de la production brute par réseau sur la période 2018-2022

Production Nette (GWh)	2019	2020	2021	2022
Réseau Interconnecté	4 150	4 476	5 122	5 509
Boutoute	113	117	0	0
Tamba	45	52	0	0
Centres Isoles	65	63	0	0
Total	4 373	4 709	5 122	5 509

II.1.33. Projection de la Pointe

La pointe sur le réseau est évaluée à partir de la demande assimilable à la production nette et du facteur de charge selon la formule :

$$Pointe (MW) = \frac{Production Nette (MWh)}{Facteur de Charge (\%) \times 8760(h)}$$

Sous ces hypothèses, la pointe du RI est évaluée à 727 MW en 2020, 826 MW en 2021 après l'interconnexion du RNI et des Centres Secondaires avec le RI, puis 883 MW en 2022.

Tableau 25 - Scénario de base sans MDE : Evolution de la pointe par réseau

Pointes (MW)	2019	2020	2021	2022
Réseau Interconnecté	672	727	826	883
Boutoute	20	22	0	0
Tamba	9	9	0	0
Variation (Pointe RI)	4%	8%	14%	7%

Chapitre XIII. Projections de dépenses de production

Les dépenses de production sur la période 2020-2022 ont été évaluées sur la base des données suivantes :

- La demande en énergie et en puissance sur la période 2020-2022 ;
- Les prévisions de la demande sur la période 2020-2022 ;
- Le planning de maintenance, les arrêts programmés pour entretien préventif ou pour la réhabilitation des unités ;
- Le planning de conversion des groupes au gaz ;
- Les prix des produits pétroliers et des lubrifiants ;
- Les caractéristiques techniques et économiques des machines ;
- Les productibles et les coûts de cession d'énergie des centrales hydroélectriques ;
- Les coûts unitaires d'exploitation et de maintenance des centrales.

La répartition de la production entre les différentes unités du parc est faite dans l'objectif de satisfaire la demande au moindre coût. Elle permet d'estimer les charges variables de production notamment les consommations de combustibles, d'huile ainsi que les dépenses d'exploitation et de maintenance nécessaires sur la période 2020-2022.

La simulation est réalisée en considérant des normes de fiabilité du parc définies avec une probabilité de perte de charge de trois (3) jours dans l'année pour le réseau interconnecté et de 5 jours pour les réseaux isolés.

I.14. Evolution du Parc de production

II.1.34. Mises en service de nouvelles centrales et productibles des centrales hydroélectriques sur la période 2020-2022

Mises en service de nouvelles centrales et productibles des centrales hydroélectriques 2020

- Mise en service de la location KARPOWER avec une puissance de 120 MW dont le combustible utilisé sera du fuel HFO 380 HTS pour toute l'année 2020 ;
- Le fonctionnement de la location ADDITIONNELLE KARPOWER HFO avec une puissance de 50 MW dont le combustible utilisé sera du fuel HFO 380 HTS de Juillet à Décembre 2020 ;
- Mise en service de la centrale solaire IPP Scaling Solar Touba d'une puissance de 25 MW à partir de Décembre 2020 ;
- Mise en service de la centrale solaire IPP Scaling Solar Kahone d'une puissance de 35 MW à partir de Décembre 2020 ;
- Mise en service commerciale de la centrale éolienne SARREOLE de Taiba NDIAYE d'une puissance de 158,7 MW en deux tranches dont :
 - 55,2 MW à partir de janvier 2020 ;
 - 103 MW à partir de Septembre 2020 ;
- Achat du surplus de production d'ICS d'une puissance de six (06) MW pour toute l'année ;
- Productible nette de Manantali estimé à 271 GWh et de Félou estimé à 71 GWh

Mises en service de nouvelles centrales et productibles des centrales hydroélectriques 2021

Le budget des charges variables 2021 est élaboré sur la base des hypothèses des mises en service des projets ci-après :

- Le fonctionnement de la location KARPOWER avec une puissance de 220 MW dont le combustible utilisé sera du gaz importé GNL pour toute l'année 2021 ;
- Mise en service de la centrale de MALICOUNDA avec une puissance de 120 MW dont le combustible utilisé sera le fuel lourd à partir d'Aout 2021 ;
- Mise en service de la centrale solaire IPP WALO STORAGE d'une puissance de 16 MWc à partir de Septembre 2021 avec une injection maximale de 11 MW au point d'injection avec un stockage par batterie

d'une puissance de 10 MW et d'une capacité initiale de 20 MWh utile qui permettra d'augmenter la réserve tournante du réseau interconnecté ;

- Le fonctionnement de la centrale éolienne SARREOLE de Taiba NDIAYE d'une puissance de 158,7 MW ;
- Achat du surplus de production d'ICS d'une puissance de six (06) MW pour toute l'année ;
- Productible nette de Manantali estimé à 271 GWh et de Férou estimé à 77 GWh.

Mises en service de nouvelles centrales et productibles des centrales hydroélectriques 2022

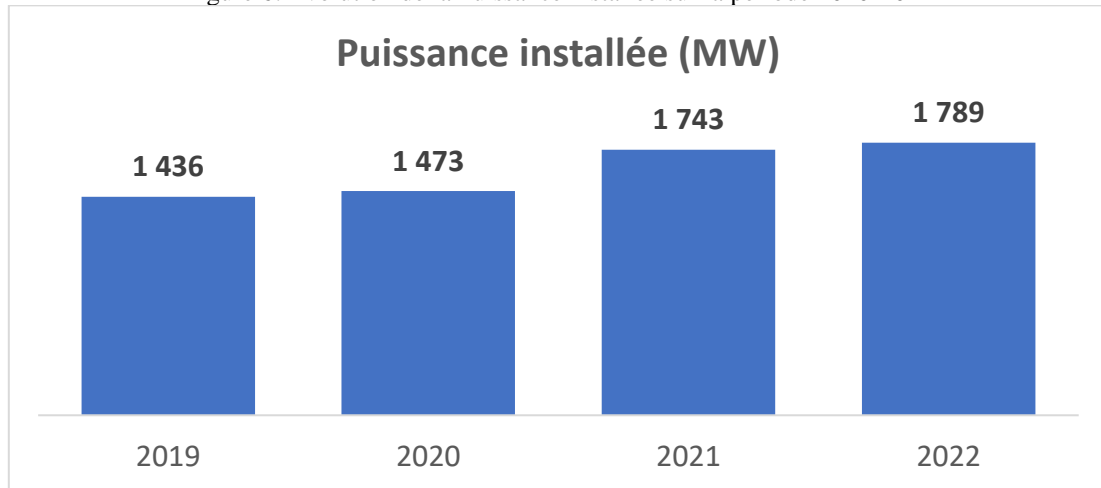
Le budget des charges variables 2022 est élaboré sur la base des hypothèses des mises en service des projets ci-après :

- Le fonctionnement de la location KARPOWER avec une puissance de 220 MW dont le combustible utilisé sera du gaz importé GNL pour toute l'année 2022 ;
- Mise en service de la centrale hydro-électrique de GOUINA avec une puissance de 46 MW et un productible de 184,8 GWh à partir de Janvier 2022 avec une puissance de 46 MW et un productible de 185 GWh à partir de Janvier 2022 ;
- Achat du surplus de production d'ICS d'une puissance de 6 MW pour toute l'année ;
- Productible net de Manantali estimé à 271 GWh et de Férou estimé à 77 GWh.

II.1.35. Puissance installée

La puissance installée totale du parc de production va passer de 1 436 MW en 2019 à 1 789 MW en 2022 soit une augmentation de puissance de 354 MW.

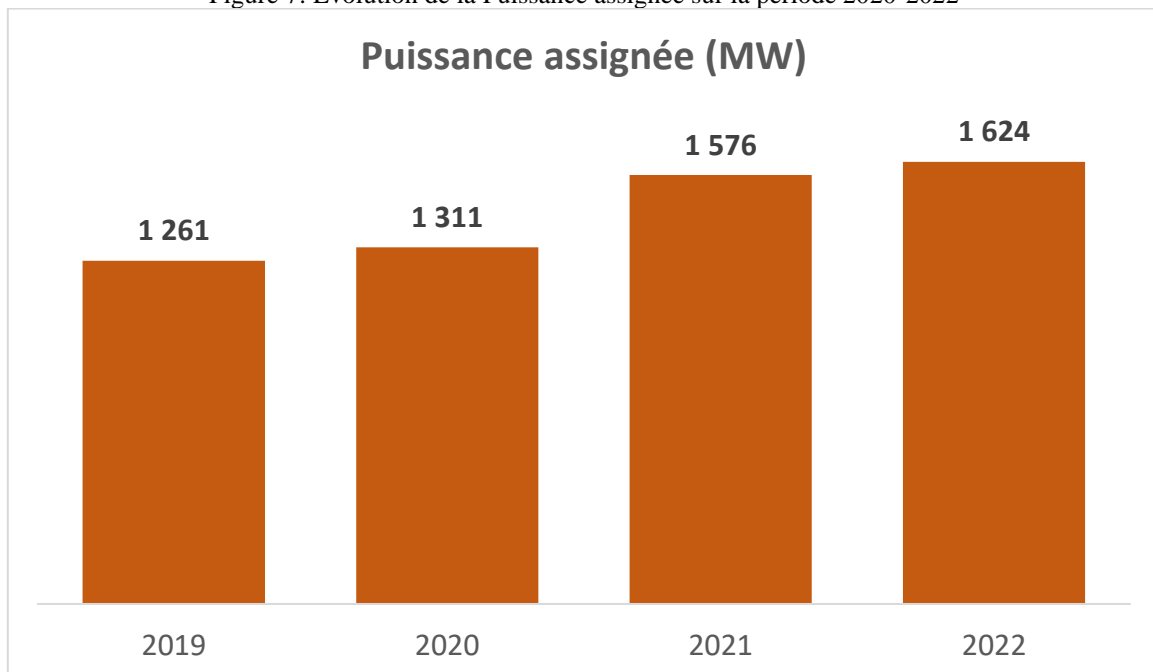
Figure 6: Evolution de la Puissance installée sur la période 2020-2022



II.1.36. Puissance assignée

La puissance assignée totale du parc de production va passer de 1 261 MW en 2019 à 1 624 MW en 2022 soit une augmentation de puissance de 363 MW sur la période 2020-2022.

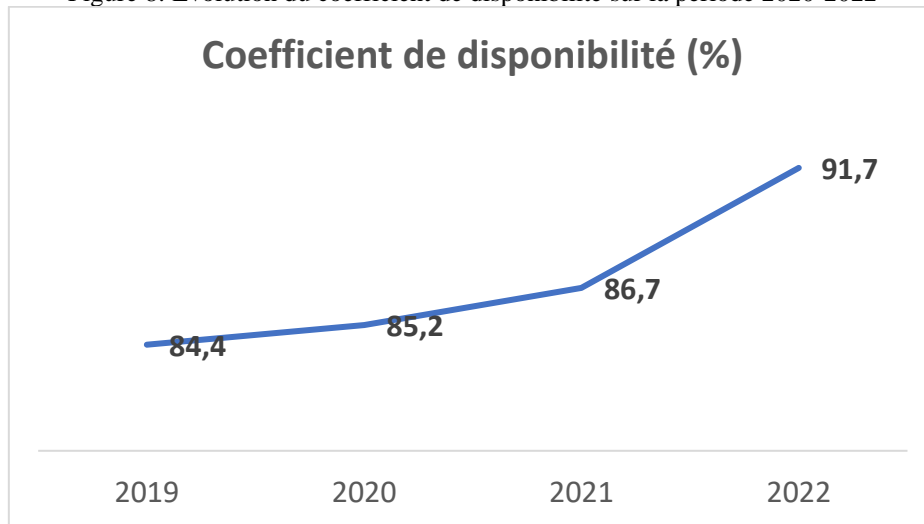
Figure 7: Evolution de la Puissance assignée sur la période 2020-2022



II.1.37. Taux de disponibilité

Les taux de disponibilité du parc de production vont s'améliorer globalement sur la période 2020-2022 passant de 84,4 % à 91,7 % soit une hausse de 7,3 points. On note un léger ralentissement en 2021 lié au planning de maintenance et aux arrêts pour conversion au Gaz.

Figure 8: Evolution du coefficient de disponibilité sur la période 2020-2022



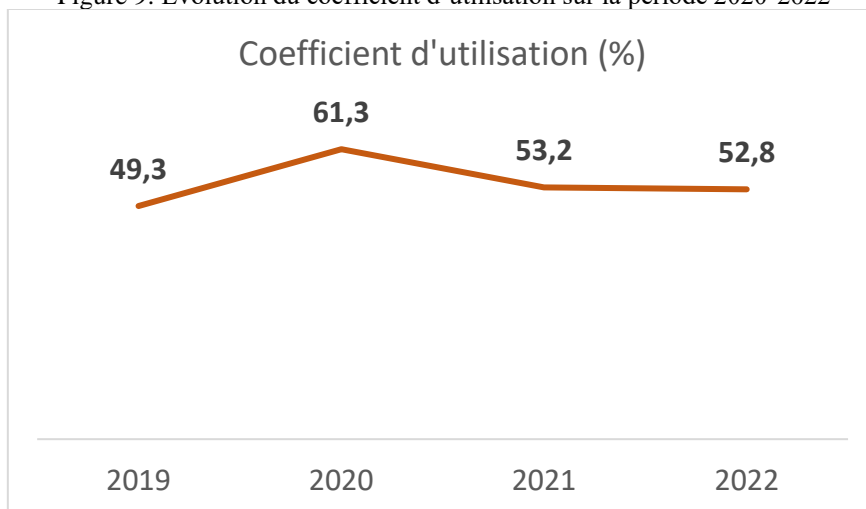
II.1.38. Taux d'utilisation

Le taux d'utilisation reflète le niveau d'utilisation de la puissance disponible.

En effet une puissance disponible peut ne pas être sollicitée du fait d'une demande faible ou d'arrêt pour maintenance programmée des ouvrages d'évacuation.

Sur la période 2020-2022, le taux d'utilisation évolue entre 61,3 % en 2020 et 52,8 % en 2022.

Figure 9: Evolution du coefficient d'utilisation sur la période 2020-2022



I.15. Le Planning de maintenance sur la période 2020-2022

II.1.39. Le Planning de maintenance 2020

Les visites majeures prévues sont les suivantes :

- L'indisponibilité du groupe 403 dont le retour est prévu en 2021 ;
- L'arrêt complet de la centrale à charbon de Sendou sur toute la période 2020 – 2022 ;
- 301 : arrêt déjà effectué au mois de janvier 2020 pour remplacement bout d'arbre turbine et inspection des paliers et des boîtes étanches, contrôle réglementaire des chaudières et remplacement des régulateurs T640 ;
- 303 : arrêt programmé à partir du 1^{er} Juin jusqu'à la fin de l'année pour nettoyage chaudière tous les quatre (04) mois, nettoyage du circuit eau de mer, contrôle réglementaire des chaudières, révision des ramoneurs ;
- TAG2 : Révision générale de l'alternateur, remplacement des baffles et révision du disjoncteur de couplage et installation du système backup and recovery aux mois de Juin et Juillet 2020 ;
- 401 : visite 6000 heures de 6 jours entre le 1^{er} et le 15 Octobre 2020 ;
- 402 : visite 6000 heures de 6 jours entre le 1^{er} et le 15 Décembre 2020 ;
- 404 : visite 6000 heures de 6 jours entre le 16 et le 31 juillet 2020 ;
- 405 : visite 48000 heures entre le 1^{er} Juin et le 15 juillet 2020 ;
- 601 : visite 96000h de 21 jours entre le 1^{er} Juin et le 15 Aout 2020 ;
- 604 : visite 96000h de 21 jours entre le 1^{er} et le 31 juillet 2020 ;
- 606 : visite 6000 heures de 6 jours entre le 1^{er} et le 15 Février 2020 ;
- 701 : visite 6000h - 6 jours entre le 10 et le 15 Septembre 2020 ;
- 702 : visite 6000h - 6 jours entre le 1^{er} et le 15 décembre 2020 ;
- 703 : visite 840000h - 30 jours entre le 01 et le 30 septembre 2020 ;
- 704 : visite 6000h – 6 jours entre le 16 et le 30 Aout 2020 ;
- 705 : visite 60000h – 30j entre le 16 octobre et le 15 novembre 2020 ;
- 706 : visite 60000h – 30 jours entre le 16 juillet et le 15 août 2020 ;
- Kahone 1 – 93 : visite 12000h – 30 jours à partir du 1^{er} Février 2020 ;
- Kahone 1 – 149 : visite 12000h – 30 jours entre le 1^{er} et le 30 Janvier 2020 / visite 6000h – 7 jours au mois d'Octobre 2020 ;
- Kahone 1 – 150 : visite 6000h – 7 jours au mois de Novembre 2020 ;
- Kounoune Power : 52,5 MW considéré pour toute l'année.

II.1.40. Le Planning de maintenance 2021

Pour ce qui concerne le réseau interconnecté en 2021, la simulation a été effectuée en tenant compte des plannings de maintenance des groupes et les nouvelles mises en service. Le tableau qui suit présente le planning de 2021.

Les visites majeures prévues sont les suivantes :

- La conversion au gaz des groupes G605 / G606 de la centrale CVI de Bel Air est programmée à partir du mois de Février pour trois (03) mois ;
- La conversion au gaz des groupes G601 / G602 / G603 et G604 de la centrale CVI de Bel Air est programmée à partir du mois de Juin pour trois (03) mois ;
- L’arrêt complet de la centrale à charbon de Sendou sur toute la période 2021 – 2022 ;
- 301 : visite 16000 heures de 25 jours au mois d’Avril 2021 et visite 24000 heures de 30 jours prévue au mois de Décembre 2021 ;
- 303 : visite 16000 heures de 25 jours prévue au mois de Mai ;
- TAG2 : visite 16000 heures de 25 jours au mois de Février et visite 8000 heures de 20 jours prévue au mois d’Octobre 2021 ;
- 401 : visite 24000 heures de 35 jours à partir du 1^{er} Avril 2021 ;
- 402 : visite 24000 heures de 40 jours à partir du 1^{er} Aout 2021 ;
- 403 : visite 6000 heures de six (06) jours entre le 1^{er} et le 15 Mars ;
- 404 : visite 48000 heures de 30 jours à partir du 1^{er} Avril 2021 ;
- 405 : visite 60000 heures de 15 jours à partir du 1^{er} Juillet 2021 ;
- 701 : visite 96000 heures de 30 jours à partir du 16 Juin 2021 ;
- 702 : visite 96000 heures de 30 jours à partir du 16 Aout 2021 ;
- 703 : visite 6000 heures de huit (08) jours à partir du 01 Juin 2021 ;
- 704 : visite 96000 heures de 30 jours à partir du 16 Avril 2021 ;
- 705 : visite 6000 heures de huit (08) jours à partir du 1^{er} Aout 2021 ;
- 706 : visite 6000 heures de huit (08) jours à partir du 16 Mai 2021 ;
- Kahone 1 – 93 : visite 6000h – 7 jours à partir du 1^{er} Février 2021 et visite 24000h – 45 jours à partir du 1^{er} Novembre 2021 ;
- Kahone 1 – 94 : visite 6000h – 7 jours à partir du 15 Février 2021 et visite 24000h – 45 jours à partir du 16 Décembre 2021 ;
- Kahone 1 – 149 : visite 24000h – 45 jours à partir du 1^{er} Juillet 2021 ;
- Kahone 1 – 150 : visite 24000h – 45 jours à partir du 16 Aout 2021 ;

- Kounoune Power : 45 MW considéré pour toute l'année ;
- Contour Global / Groupe 01 : visite 24000 heures de 15 jours à partir du 1^{er} Avril 2021 ;
- Contour Global / Groupe 02 : visite 24000 heures de 15 jours à partir du 1^{er} Mars 2021 ;
- Contour Global / Groupe 03 : visite 24000 heures de 15 jours à partir du 1^{er} février 2021 ;
- Contour Global / Groupe 05 : visite 36000 heures de 15 jours à partir du 1^{er} Aout 2021.

II.1.41. Le Planning de maintenance 2022

Les visites majeures prévues sont les suivantes :

- La conversion au gaz du groupe G404 de la centrale CIV Extension est programmée à partir du mois d'Avril pour trois (03) mois ;
- La conversion au gaz de groupe G405 de la centrale CIV Extension est programmée à partir du mois de Juillet pour trois (03) mois ;
- 301 : visite 8000 heures de 20 jours au mois d'Aout 2022 ;
- 303 : visite 24000 heures de 20 jours prévue au mois de Mars et une visite de 8000 heures de 30 jours pour le mois de Septembre ;
- TAG2 : visite 4000 heures de 15 jours au mois d'Octobre ;
- TAG4 : Arrêt jusqu'au mois de Septembre pour conversion au gaz ;
- 401 : visite 6000 heures de 6 jours au mois de Février et visite 24000 heures de 40 jours à partir du 01 Novembre ;
- 402 : visite 6000 heures de six (06) jours au mois de Mai ;
- 403 : visite 12000 heures de 30 jours au mois de Janvier et visite de 600 heures de 6 jours entre le 1^{er} et le 15 Juillet ;
- 601 : visite 18000 heures de 21 jours à partir du 16 Novembre 2022 ;
- 602 : visite 18000 heures de 21 jours à partir du 16 Décembre 2022 ;
- 605 : visite 18000 heures de 21 jours à partir du 16 Aout 2022 ;
- 606 : visite 18000 heures de 21 jours à partir du 16 Septembre 2022 ;
- 701 : visite 6000 heures de six (06) jours à partir du 16 Avril 2022 ;
- 702 : visite 6000 heures de six (06) jours à partir du 16 Juin 2022 ;
- 703 : visite 96000 heures de 30 jours à partir du 16 Avril 2022 ;
- 704 : visite 6000 heures de six (06) jours à partir du 16 Février 2022 ;
- 705 : visite 72000 heures de 30 jours à partir du 16 Mai 2022 ;
- 706 : visite 72000 heures de 30 jours à partir du 16 Février 2022 ;

- Kahone 1 – 94 : visite 24000h – 30 jours à partir du 1^{er} Janvier (visite 24000h – 45 jours à partir du 16 Décembre 2021) ;
- Kounoune Power : 45 MW considéré pour toute l'année ;
- Contour Global / Groupe 05 : visite 36000 heures de 15 jours à partir du 1^{er} Février et conversion au gaz pour trois (03) mois à partir d'Aout ;
- Tobène Power / Groupe 01 : conversion au gaz pour trois (03) mois à partir de Janvier ;
- Tobène Power / Groupe 2 : conversion au gaz pour 3 mois à partir de Février;
- Tobène Power / Groupe 03 : conversion au gaz pour trois (03) mois à partir de Mars ;
- Tobène Power / Groupe 4 : conversion au gaz pour 3mois à partir de Mars;
- Tobène Power / Groupe 5 : conversion au gaz pour 3mois à partir de Juin ;
- Tobène Power / Groupe 6 : conversion au gaz pour 3 mois à partir de Juillet.

I.16. Hypothèses d'évolution du prix du combustibles sur la période 2020-2022

Les prix des combustibles sur la période 2020-2022 sont définis comme suit, en tenant compte des effets de la pandémie du COVID-19 sur le coût du baril de pétrole :

- De janvier à juin 2020 : les prix ex-dépôt pondérés obtenus à partir des publications mensuelles du Comité National des Hydrocarbures (CNH) ;
- De juillet à décembre 2020 : après échanges avec le CNH, nous avons retenu pour le second semestre, 50 US\$ le baril ;
- Les prix de décembre 2020 (baril à 50 US\$) sont maintenus en janvier 2021 soit une hausse de 4,51 % par rapport aux prix de janvier 2019. Pour le reste de l'année 2021, les prix sont définis suivant le profil d'évolution de l'année 2019 ;
- Les prix de l'année 2022 sont définis en considérant une hausse de 10 % par rapport aux prix de l'année 2021 (même profil que l'année 2021) ;
- Le prix moyen du gaz GNL de Karpower est de 8 US\$/MMBTU en 2020 ou 4 696 F CFA/MMBTU. Une croissance de 1 % est considérée à partir de 2021 soit 4743 F CFA/MMBTU. Le prix moyen du gaz GNL, en 2022, est défini avec une croissance de 1 % par rapport celui de 2021.
- 1 US\$ est estimé à 587 F CFA qui est la moyenne des réalisations de l'année 2019.

Les prix des produits pétroliers retenus pour la période 2020-2022 sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 26: Prix des produits pétroliers retenus pour la période 2020-2022

Type de combustible	Unité	2019	2020	2021	2022
Fuel oil 380 HTS	FCFA/tonne	265 286	223 497	277 241	304 965
Diesel oil	FCFA/tonne	405 296	380 983	423 560	465 916
Gasoil	FCFA/tonne	363 327	304 470	379 700	417 670
Charbon	FCFA/tonne	74 956	75 706	76 463	77 227
Fuel oil 380 BTS	FCFA/tonne	272 780	238 170	285 073	313 580
Huile	FCFA/tonne	1 332 638	1 345 964	1 359 424	1 373 018
Gaz GNL Karpower	FCFA/MMBTU		4 696	4 743	4 790
Gaz GNL Karpower	FCFA/1000m ³		163 998,4	165 638	167 295

I.17. Qualité de service sur la période 2020-2022

II.1.42. Tambacounda en 2020

On note des réserves après entretien quasiment supérieures à 20 % sur toute la période de l'année, ce qui correspond pour la majorité des puissances de l'ordre de 2 MW. Le tableau suivant donne un aperçu de la qualité de service du réseau de Tamba.

Tableau 27: Qualité de service du réseau de Tambacounda en 2020

	Pointe	Energie produite	Reserve après entretien	Reserve après entretien	Location additionnelle
	MW	GWh	%	MW	MW
Janvier	5,567	3,277	62,35	3,47	0,00
Février	6,451	3,436	40,70	2,63	0,00
Mars	6,646	4,2	35,43	2,35	0,00
Avril	7,747	5,048	38,61	2,99	2,00
Mai	9,07	5,974	17,62	1,60	2,00
Juin	8,48	5,328	29,46	2,50	2,00
Juillet	7,734	4,699	41,43	3,20	2,00
Août	7,403	4,639	35,25	2,61	2,00
Septembre	6,448	4,059	40,16	2,59	0,00
Octobre	6,588	4,367	37,77	2,49	0,00
Novembre	6,978	3,817	25,52	1,78	0,00
Décembre	6,395	3,502	34,69	2,22	0,00
Année 2020	9,07	52,346	17,62	1,60	2,00

II.1.43. Boutoute en 2020

Concernant Boutoute, la qualité de service est très confortable avec des niveaux de réserve après entretien quasiment supérieurs à 40 %. Ce qui ne nécessite pas de recourir à une location additionnelle.

Tableau 28: Qualité de service du réseau de Boutoute en 2020

	Pointe	Energie produite	Reserve après entretien	Reserve après entretien
	MW	GWh	%	MW
Janvier	19,434	8,425	38,35	7,45
Février	20,119	8,448	49,89	10,04
Mars	19,98	9,684	29,89	5,97
Avril	21,608	9,848	39,56	8,55
Mai	21,919	10,977	37,57	8,23
Juin	21,93	10,447	37,51	8,23
Juillet	21,542	10,717	39,98	8,61
Août	20,645	10,308	44,66	9,22
Septembre	20,018	8,213	28,59	5,72
Octobre	21,241	10,923	41,96	8,91
Novembre	21,844	9,992	38,04	8,31
Décembre	20,316	9,422	48,43	9,84
Année 2020	21,93	117,406	37,51	8,23

II.1.44. Réseau Interconnecté en 2020

Le tableau suivant donne un aperçu de la qualité de service du réseau avec la location additionnelle sur le réseau interconnecté.

Nous notons des niveaux de réserve après entretien quasiment supérieurs à 80 MW durant toute la période de l'année avec 75 MW à la pointe annuelle. La réserve N-2 est assurée soit 50 MW. Donc, la qualité de service est très confortable sur le réseau interconnecté.

Tableau 29: Qualité de service du réseau interconnecté en 2020 avec location additionnelle

	Pointe	Energie produite	Reserve après entretien	Reserve après entretien
	MW	GWh	%	MW
Janvier	614,101	323,634	21,50	132,03
Février	643,185	349,864	17,44	112,17
Mars	662,298	368,753	16,20	107,29
Avril	610,341	346,685	26,89	164,12
Mai	635,665	366,023	22,11	140,55
Juin	664,574	365,262	9,00	59,81
Juillet	671,439	395,701	13,53	90,85
Août	682,821	403,759	13,10	89,45
Septembre	693,127	400,803	12,84	89,00
Octobre	727,28	421,798	10,36	75,35
Novembre	676,37	368,171	17,24	116,61
Décembre	651,796	365,756	23,90	155,78
Année 2020	727,28	4 476,212	10,36	75,35

II.1.45. Réseau Interconnecté en 2021

Nous notons des niveaux de réserve après entretien confortable supérieurs au critère N-2 (50 MW) durant toute l'année. Le tableaux suivant donne un aperçu de la qualité de service du réseau avec location additionnelle sur le réseau interconnecté.

Tableau 30: Qualité de service du réseau interconnecté avec location additionnelle

	Pointe	Energie produite	Reserve après entretien	Reserve après entretien	Location additionnelle
	MW	GWh	%	MW	MW
Janvier	697,703	370,305	25,30	176,52	100,00
Février	730,746	400,319	15,76	115,17	100,00
Mars	752,461	421,932	18,73	140,94	100,00
Avril	693,431	396,683	21,63	149,99	100,00
Mai	722,202	418,808	25,10	181,27	100,00
Juin	755,047	417,938	11,30	85,32	100,00
Juillet	762,847	452,767	10,02	76,44	100,00
Août	775,779	461,986	20,21	156,78	100,00
Septembre	787,487	458,605	27,99	220,42	100,00
Octobre	826,29	482,626	19,73	163,03	100,00
Novembre	768,45	421,267	30,71	235,99	100,00
Décembre	740,529	418,502	36,67	271,55	100,00
Année 2021	826,29	5121,739	19,73	163,03	100,00

II.1.46. Réseau Interconnecté en 2022

Nous notons des niveaux de réserve après entretien très supérieurs au critère N-2 (50MW) durant toute l'année.

Le tableau suivant donne un aperçu de la qualité de service du réseau avec location additionnelle sur le réseau interconnecté.

Tableau 31: Qualité de service du réseau interconnecté avec location additionnelle

	Pointe	Energie produite	Reserve après entretien	Reserve après entretien	Location additionnelle
	MW	GWh	%	MW	MW
Janvier	745,191	398,308	29,96	223,26	100,00
Février	780,483	430,591	21,49	167,73	100,00
Mars	803,676	453,838	18,16	145,95	100,00
Avril	740,628	426,679	31,33	232,04	100,00
Mai	771,358	450,478	27,41	211,43	100,00
Juin	806,438	449,542	23,38	188,55	100,00
Juillet	814,769	487,004	19,16	156,11	100,00
Août	828,581	496,92	11,4	94,46	100,00
Septembre	841,086	493,285	12,15	102,19	100,00
Octobre	882,53	519,123	14,28	126,03	100,00
Novembre	820,753	453,124	24	196,98	100,00
Décembre	790,932	450,149	29,26	231,43	100,00
Année 2022	882,53	5509,039	14,28	126,03	100,00

I.18. Production et dépenses variables sur la période 2020-2022

II.1.47. Production et dépenses variables en 2020

Pour déterminer les prévisions de production, le parc a été simulé suivant le planning prévisionnel d'entretien des groupes, les caractéristiques technico-économiques et les prix des combustibles et de l'huile.

Sur l'ensemble du pays, le parc de production et les producteurs indépendants permettront de fournir une production brute de 4 755,50 GWh pour une production nette de 4 706,69 GWh, soit des pertes auxiliaires de 1,03 %.

Avec ses propres unités, Senelec fournira une production nette de 2 200,49 GWh soit 47,3 % de la production totale. Le reste de la production, soit 2 506,21 GWh provient des achats auprès des producteurs indépendants et de la location.

Les dépenses variables prévues correspondant aux achats de matières premières et fournitures liées se chiffrent à un montant global de 255 381,34 millions de F CFA correspondant à un coût variable de production brut de 53,70 F CFA/kWh, soit un coût de production net de 54,26 F CFA/kWh.

Pour les unités de Senelec, les charges variables devront atteindre 124 960,06 Millions de F CFA. Les coûts unitaires de production variables bruts et nets du parc Senelec se situent respectivement à 55,56 F CFA/kWh et 56,79 F CFA/kWh.

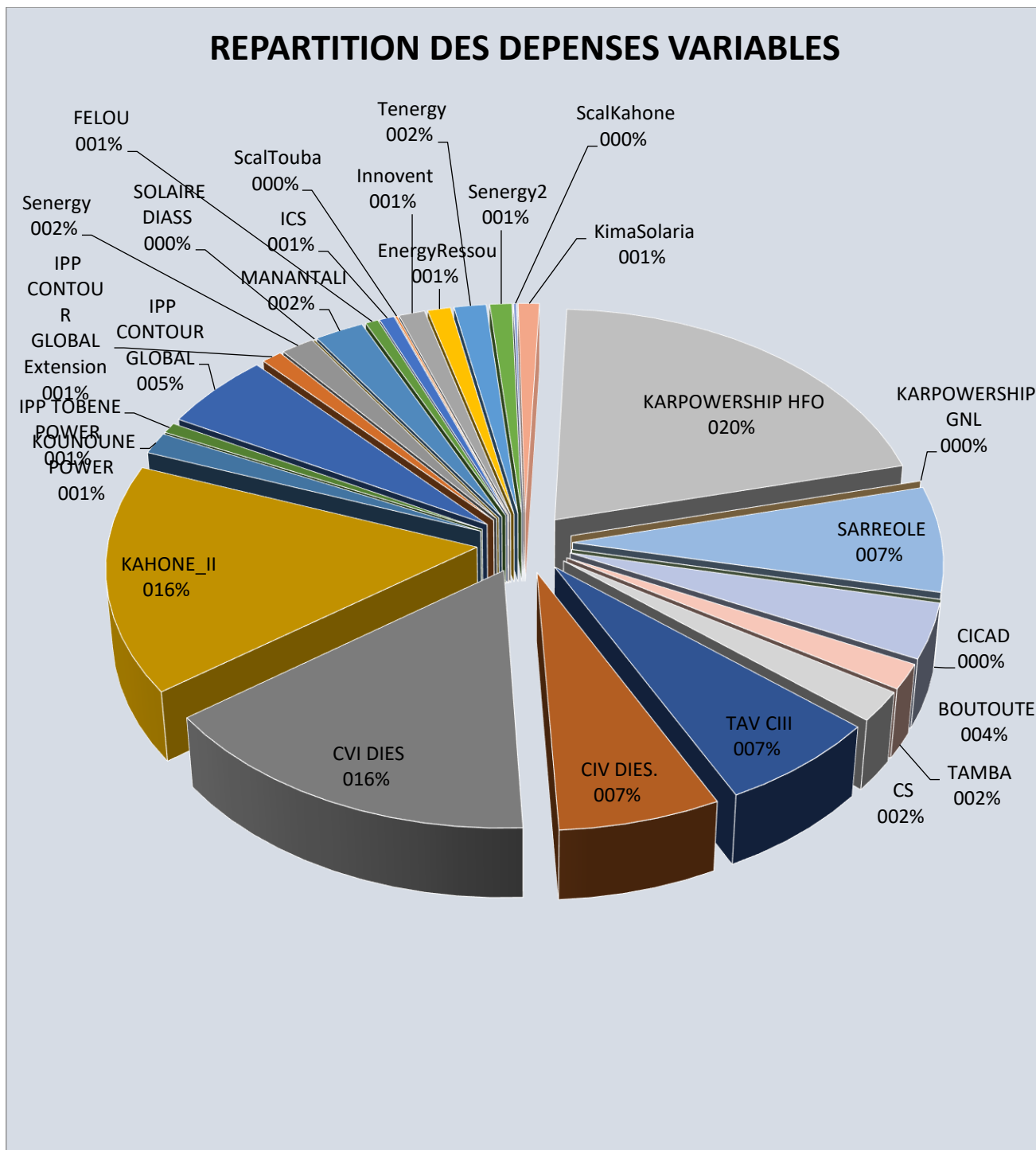
Au titre de la production indépendante représentée par Kounoune, Manantali, Félou, Tobène Power, Contour Global, ICS, Karpower, les IPP solaires et les locations, les dépenses variables prévues s'élèvent à 130 421,28 millions de F CFA correspondant à un coût unitaire variable net de 52,04 F CFA/kWh.

Le Tableau ci-après suivant présente la synthèse de la production et des dépenses variables des centrales.

Tableau 32: Synthèse de la production et des dépenses variables des centrales 2020

Groupes	brute	nette	Part. brute (%)	Totales (MF CFA)	Part (%)	F/kWh brute	F/kWh nette
TAV CIII	213 574	200 450	4,491	15 881,42	6,22	74,36	79,23
TAG CIII	-	-	-	-	-	-	-
TAG	-	-	-	-	-	-	-
CIV DIES.	311 217	300 854	6,544	15 781,56	6,18	50,71	52,46
CV DIES.	-	-	-	-	-	-	-
CVI DIES	738 806	728 668	15,536	38 128,74	14,93	51,61	52,33
KAHONE	-	-	-	-	-	-	-
KAHONE_II	721 319	710 139	15,168	38 320,97	15,01	53,13	53,96
RI SENELEC	1 984 917	1 940 111	41,739	108 112,70	42,33	54,47	55,73
LOCATION 30 MW GO phase 1	-	-	-	-	-	-	-
KOUNOUNE POWER	62 074	62 074	1,305	3 608,89	1,41	58,14	58,14
LOCATION 20 MW GO	-	-	-	-	-	-	-
IPP CONTOUR GLOBAL	232 163	232 163	4,882	12 920,78	5,06	55,65	55,65
IPP CONTOUR GLOBAL Extension	42 648	42 648	0,897	2 376,81	0,93	55,73	55,73
IPP TOBENE POWER	28 385	28 385	0,597	1 737,62	0,68	61,22	61,22
IPP TOBENE POWER Extension	-	-	-	-	-	-	-
KimaSolaria	35 490	35 490	0,746	2 434,61	0,95	68,60	68,60
Senergy	50 748	50 748	1,067	3 867,00	1,51	76,20	76,20
SOLAIRE DIASS	40 810	40 810	0,858	-	-	-	-
CESSION SOMELEC	-	-	-	-	-	-	-
MANANTALI	270 601	270 601	5,690	5 671,59	2,22	20,96	20,96
FELOU	70 989	70 989	1,493	1 487,87	0,58	20,96	20,96
ICS	40 176	40 176	0,845	1 727,57	0,68	43,00	43,00
Sendou CES	-	-	-	-	-	-	-
ScalTouba	9 790	9 790	0,206	262,37	0,10	26,80	26,80
Innovent	44 305	44 305	0,932	3 008,31	1,18	67,90	67,90
EnergyRessou	34 299	34 299	0,721	2 658,17	1,04	77,50	77,50
Tenergy	50 895	50 895	1,070	3 700,07	1,45	72,70	72,70
Senergy2	33 403	33 403	0,702	2 538,63	0,99	76,00	76,00
ScalKahone	13 710	13 710	0,288	349,61	0,14	25,50	25,50
KARPOWERSHIP HFO	968 356	968 356	20,363	49 497,14	19,38	51,11	51,11
SARREOLE	283 686	283 686	5,965	17 664,31	6,92	62,27	62,27
CICAD	2 748	2 748	0,058	-	-	-	-
KARPOWERSHIP ADDITIONNEL H	220 800	220 800	4,643	13 046,87	5,11	59,09	59,09
R.I	4 520 993	4 476 187	95,069	236 670,90	92,67	52,35	52,87
BOUTOUTE	121 105	117 410	2,547	9 289,17	3,64	76,70	79,12
TAMBA	52 493	52 340	1,104	4 275,62	1,67	81,45	81,69
CENTRES SECONDAIRES	60 908	60 756	1,281	5 145,65	2,01	84,48	84,69
R.N.I	234 507	230 506	4,931	18 710,44	7,33	79,79	81,17
SENELEC	2 249 294	2 200 487	47,3	124 960,06	48,9	55,56	56,79
ACHATS	2 506 206	2 506 206	52,7	130 421,28	51,1	52,04	52,04
SENELEC & ACHATS	4 755 500	4 706 693	100,000	255 381,34	100,00	53,70	54,26

Figure 11: Répartition des dépenses variables par centrale en 2020



II.1.48. Production et dépenses variables en 2021

Pour déterminer les prévisions de production, le parc a été simulé suivant le planning prévisionnel d’entretien des groupes, les caractéristiques technico-économiques et les prix des combustibles et de l’huile.

Sur l’ensemble du pays, le parc de production et les producteurs indépendants permettront de fournir une production brute de 5 162,94 GWh pour une production nette de 5 121,73 GWh, soit des pertes auxiliaires de 0,80 %.

Avec ses propres unités, Senelec fournira une production brute de 1 665,41 GWh soit 32,30 % de la production totale. Le reste de la production, soit 3 497,54 GWh provient des achats auprès des producteurs indépendants et de la location.

Les dépenses variables prévues correspondant aux achats de matières premières et fournitures liées se chiffrent à un montant global de 265 372,10 millions de F CFA correspondant à un coût variable de production brut de 51,40 F CFA/kWh, soit un coût de production net de 51,81 F CFA/kWh.

Pour les unités de Senelec, les charges variables devront atteindre 105 934,32 Millions de F CFA. Les coûts unitaires de production variables bruts et nets du parc Senelec se situent respectivement à 63,61 F CFA/kWh et 65,22 F CFA/kWh.

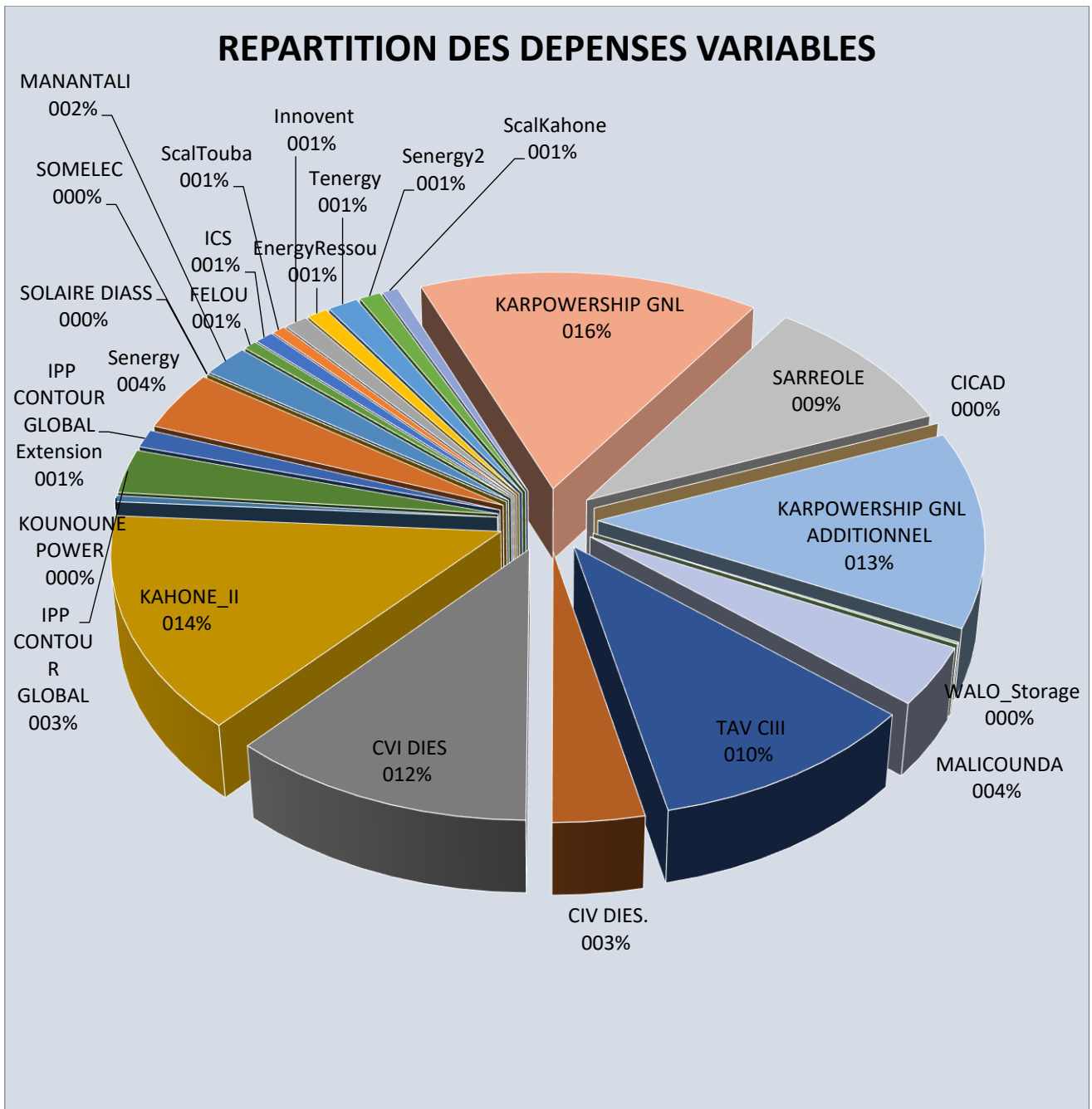
Au titre de la production indépendante représentée par Kounoune, Manantali, Félou, Tobène Power, Contour Global, ICS, Karpower, Malicounda, les IPP solaires et les locations, les dépenses variables prévues s’élèvent à 159 437,78 millions de F CFA correspondant à un coût unitaire variable net de 45,59 F CFA/kWh.

Le Tableau suivant présente la synthèse de la production et des dépenses variables des centrales.

Tableau 33: Synthèse de la production (MWh) et des dépenses variables des centrales 2021

Groupes	brute	nette	Part. brute (%)	Totales (MF CFA)	Part (%)	F/kWh brute	F/kWh nette
TAV CIII	288 957	269 964	5,597	27 750,14	10,46	96,04	102,79
CIV DIÉS.	153 786	148 797	2,979	9 265,99	3,49	60,25	62,27
CV DIÉS.	-	-	-	-	-		
CVI DIÉS	594 363	586 195	11,512	30 799,97	11,61	51,82	52,54
KAHONÉ	-	-	-	-	-		
KAHONÉ_II	584 745	575 681	11,326	38 118,22	14,36	65,19	66,21
RI SENELEC	1 621 851	1 580 637	31,413	105 934,32	39,92	65,32	67,02
KOUNOUNE POWER	15 404	15 404	0,298	1 080,95	0,41	70,17	70,17
IPP CONTOUR GLOBAL	120 592	120 592	2,336	7 763,81	2,93	64,38	64,38
IPP CONTOUR GLOBAL Extension	46 383	46 383	0,898	3 160,80	1,19	68,15	68,15
IPP TOBENE POWER	58 410	58 410	1,131	4 254,64	1,60	72,84	72,84
KimaSolaria	35 490	35 490	0,687	2 463,01	0,93	69,40	69,40
Senergy	49 962	49 962	0,968	3 897,04	1,47	78,00	78,00
SOLAIRE DIASS	40 810	40 810	0,790	-	-	-	-
MANANTALI	270 601	270 601	5,241	5 671,59	2,14	20,96	20,96
FELOU	77 074	77 074	1,493	1 615,41	0,61	20,96	20,96
ICS	52 560	52 560	1,018	2 260,08	0,85	43,00	43,00
ScalTouba	60 000	60 000	1,162	1 626,00	0,61	27,10	27,10
Innovent	40 965	40 965	0,793	2 826,59	1,07	69,00	69,00
EnergyRessou	30 891	30 891	0,598	2 489,81	0,94	80,60	80,60
Tenergy	50 454	50 454	0,977	3 738,64	1,41	74,10	74,10
Senergy2	33 173	33 173	0,643	2 623,98	0,99	79,10	79,10
ScalKahone	77 000	77 000	1,491	1 986,60	0,75	25,80	25,80
KARPOWERSHIP GNL	1 051 200	1 051 200	20,360	41 531,37	15,65	39,51	39,51
SARREOLE	376 838	376 838	7,299	25 120,02	9,47	66,66	66,66
CICAD	2 748	2 748	0,053	-	-	-	-
KARPOWERSHIP GNL ADDITIONN	876 000	876 000	16,967	34 609,47	13,04	39,51	39,51
WALO_Storage	10 070	10 070	0,195	349,10	0,13	34,67	34,67
MALICOUNDA	164 468	164 468	3,186	10 368,87	3,91	63,04	63,04
R.I	5 162 944	5 121 730	100,000	265 372,10	100,00	51,40	51,81
R.N.I	-	-	-	-	-		
SENELEC	1 665 409	1 624 195	32,3	105 934,32	39,9	63,61	65,22
ACHATS	3 497 535	3 497 535	67,7	159 437,78	60,1	45,59	45,59
SENELEC & ACHATS	5 162 944	5 121 730	100,000	265 372,10	100,00	51,40	51,81

Figure 13: Répartition des dépenses variables par centrale en 2021



II.1.50. Production et dépenses variables en 2022

Pour déterminer les prévisions de production, le parc a été simulé suivant le planning prévisionnel d'entretien des groupes, les caractéristiques technico-économiques et les prix des combustibles et de l'huile.

Sur l'ensemble du pays, le parc de production et les producteurs indépendants permettront de fournir une production brute de 5 553,04 GWh pour une production nette de 5 509,03 GWh, soit des pertes auxiliaires de 0,79 %.

Avec ses propres unités, Senelec fournira une production brute de 1 825,00 GWh soit 32,90 % de la production totale. Le reste de la production, soit 3 728,03 GWh provient des achats auprès des producteurs indépendants et de la location.

Les dépenses variables prévues correspondant aux achats de matières premières et fournitures liées se chiffrent à un montant global de 281 131,28 millions de F CFA correspondant à un coût variable de production brut de 50,63 F CFA/kWh, soit un coût de production net de 51,03 F CFA/kWh.

Pour les unités de Senelec, les charges variables devront atteindre 111 502,90 Millions de F CFA. Les coûts unitaires de production variables bruts et nets du parc Senelec se situent respectivement à 61,10 F CFA/kWh et 62,61 F CFA/kWh.

Au titre de la production indépendante représentée par Kounoune, Manantali, Félou, Tobène Power, Contour Global, ICS, Karpower, Malicounda, les IPP solaires et les locations, les dépenses variables prévues s'élèvent à 169 628,38 millions de F CFA correspondant à un coût unitaire variable net de 45,50 F CFA/kWh.

Le Tableau suivant présente la synthèse de la production et des dépenses variables des centrales.

Tableau 34: Synthèse de la production (MWh) et des dépenses variables des centrales 2022

Groupes	brute (MWh)	nette (MWh)	Part. brute (%)	Totales (MF CFA)	Part (%)	F/kWh brute	F/kWh nette
TAV CIII	306 356	286 360	5,517	32 095,74	11,42	104,77	112,08
TAG CIII	-	-	-	-	-	-	-
TAG	-	-	-	-	-	-	-
CIV DIÉS.	141 252	136 624	2,544	8 641,77	3,07	61,18	63,25
CV DIÉS.	-	-	-	-	-	-	-
CVI DIÉS	775 210	764 489	13,960	31 626,67	11,25	40,80	41,37
KAHONE	-	-	-	-	-	-	-
KAHONE_II	558 630	549 971	10,060	39 138,72	13,92	70,06	71,17
RI SENELEC	1 781 447	1 737 444	32,081	111 502,90	39,66	62,59	64,18
KOUNOUNE POWER	8 881	8 881	0,160	620,84	0,22	69,91	69,91
IPP CONTOUR GLOBAL	127 066	127 066	2,288	8 445,02	3,00	66,46	66,46
IPP CONTOUR GLOBAL Extension	13 343	13 343	0,240	949,36	0,34	71,15	71,15
IPP TOBENE POWER	12 129	12 129	0,218	924,25	0,33	76,20	76,20
KimaSolaria	35 490	35 490	0,639	2 494,95	0,89	70,30	70,30
Senergy	49 962	49 962	0,900	3 991,96	1,42	79,90	79,90
SOLAIRE DIASS	40 810	40 810	0,735	-	-	-	-
CESSION SOMELEC	-	-	-	-	-	-	-
MANANTALI	270 601	270 601	4,873	5 671,59	2,02	20,96	20,96
FELOU	77 074	77 074	1,388	1 615,41	0,57	20,96	20,96
ICS	52 560	52 560	0,947	2 260,08	0,80	43,00	43,00
ScalTouba	60 000	60 000	1,080	1 644,00	0,58	27,40	27,40
Innovent	40 965	40 965	0,738	2 875,74	1,02	70,20	70,20
EnergyRessou	30 891	30 891	0,556	2 585,58	0,92	83,70	83,70
Tenergy	50 454	50 454	0,909	3 809,28	1,35	75,50	75,50
Senergy2	33 173	33 173	0,597	2 677,06	0,95	80,70	80,70
ScalKahone	77 000	77 000	1,387	2 017,40	0,72	26,20	26,20
WALO_Storage	32 478	32 478	0,585	1 125,92	0,40	34,67	34,67
KARPOWERSHIP GNL	1 051 200	1 051 200	18,930	41 917,67	14,91	39,88	39,88
SARREOLE	376 838	376 838	6,786	25 738,04	9,16	68,30	68,30
GOUINA	184 800	184 800	3,328	4 461,31	1,59	24,14	24,14
CICAD	2 748	2 748	0,049	-	-	-	-
MALICOUNDA	267 126	267 126	4,810	18 871,53	6,71	70,65	70,65
KARPOWERSHIP GNL ADDITIONN	876 000	876 000	15,775	34 931,39	12,43	39,88	39,88
R.I	5 553 036	5 509 033	100,000	281 131,28	100,00	50,63	51,03
BOUTOUTE	-	-	-	-	-	-	-
TAMBA	-	-	-	-	-	-	-
CENTRES SECONDAIRES	-	-	-	-	-	-	-
R.N.I	-	-	-	-	-	-	-
SENELEC	1 825 005	1 781 002	32,9	111 502,90	39,7	61,10	62,61
ACHATS	3 728 031	3 728 031	67,1	169 628,38	60,3	45,50	45,50
SENELEC & ACHATS	5 553 036	5 509 033	100,000	281 131,28	100,00	50,63	51,03

Les figures ci-après donnent respectivement la répartition de la production et des dépenses par centrale.

Figure 14 : Répartition de la production par centrale en 2022

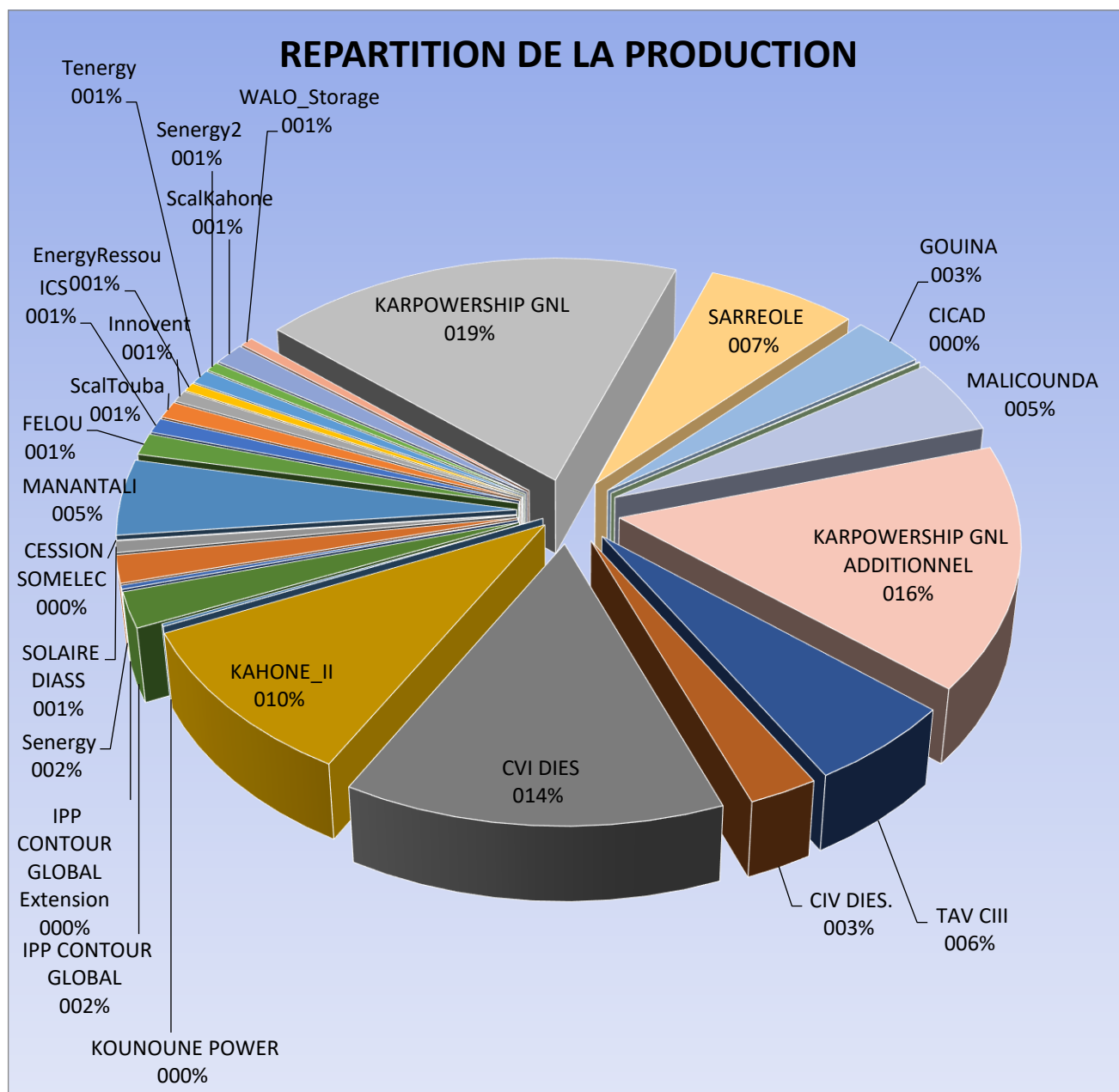
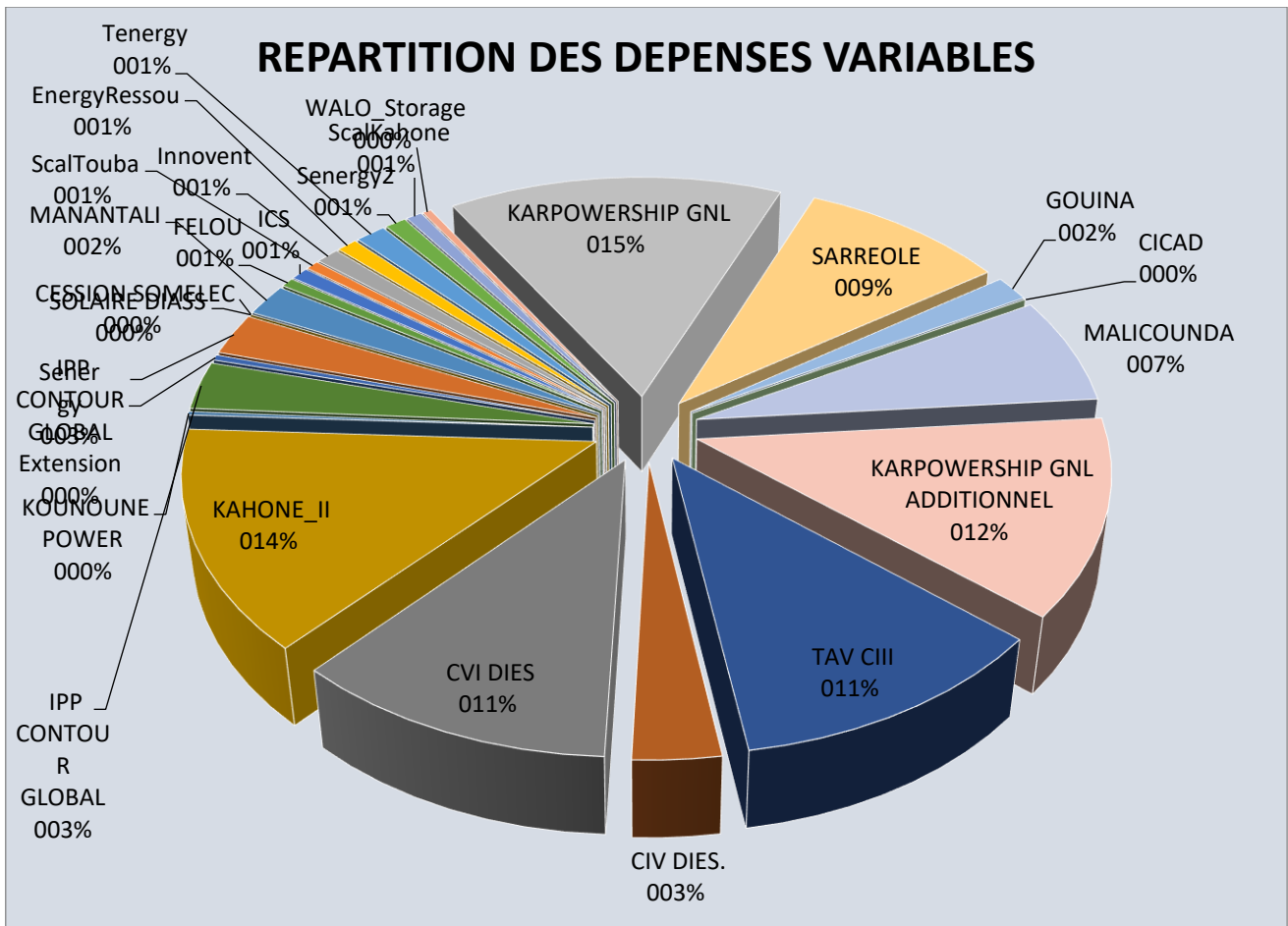


Figure 15: Répartition des dépenses variables par centrale en 2022



II.1.51. Coûts d'exploitation et de maintenance sur la période 2020-2022

Les couts d'exploitaiton et de maintenance sont estimés à :

- 59 006 millions de F CFA en 2020 ;
- 70 030 millions de F CFA en 2021 ;
- et 76 366 millions de F CFA en 2022.

Soit un cumul de 205 402 millions de F CFA sur la période 2020-2022.

Tableau 35 : Coûts d'exploitation et de maintenance sur la période 2020-2022

	2020	2021	2022	Total
KOUNOUNE POWER	428	106	61	596
IPP CONTOUR GLOBAL	1 351	702	740	2 793
IPP CONTOUR GLOBAL Extension	238	258	74	570
IPP TOBENE POWER	222	457	95	774
KimaSolaria	2 435	2 463	2 495	7 393
Senergy	3 867	3 897	3 992	11 756
MANANTALI	5 672	5 672	5 672	17 015
FELOU	1 488	1 615	1 615	4 719
ICS	1 728	2 260	2 260	6 248
ScalTouba	262	1 626	1 644	3 532
Innovent	3 008	2 827	2 876	8 711
EnergyRessou	2 658	2 490	2 586	7 734
Tenergy	3 700	3 739	3 809	11 248
Senergy2	2 539	2 624	2 677	7 840
ScalKahone	350	1 987	2 017	4 354
KARPOWERSHIP HFO	4 716	0	0	4 716
KARPOWERSHIP ADDITIONNEL HFO	1 075	0	0	1 075
KARPOWERSHIP GNL	0	2 901	2 901	5 803
KARPOWERSHIP GNL ADDITIONNEL	0	2 418	2 418	4 836
MALICOUNDA	0	944	1 533	2 477
SARREOLE	17 664	25 120	25 738	68 522
WALO_Storage	0	349	1 126	1 475
GOUNA	0	0	4 461	4 461
CVI DIES	2 788	2 788	2 788	8 363
KAHONE_II	2 788	2 788	2 788	8 363
Location BOUTOUTE GO 6MW	22	0	0	22
Location TAMBACOUNDA GO	8	0	0	8

TOTAL	59 006	70 030	76 366	205 402
-------	--------	--------	--------	---------

Les contenus des lignes Manantali et Félou représentent les coûts fixes d'exploitation et de maintenance.

Le combustible utilisé par ICS est le charbon, c'est ce dernier (en tant qu'auto-producteur) qui est responsable de la gestion (achat / logistique / type) de son combustible et non Senelec.

Pour Karpower, les coûts variables unitaires hors combustible d'O&M sont de :

- 4,87 F CFA/kWh pour le fonctionnement en HFO ;
- 2,76 F CFA/kWh pour le fonctionnement en GNL

En 2020, les frais de capacité de la centrale KARPOWERSHIP sont des frais de capacité indexés sur la part en devise (le cours du dollar) et s'élèvent à 26 705 millions F CFA dont :

- 22 566 millions F CFA pour les 120 MW contractuels en fonctionnement au HFO (pour toute l'année) ;
- 4 138 millions F CFA pour la location additionnelle de 50 MW pour le second semestre.

La quantité totale de combustible HFO consommée par KARPOWERSHIP (y compris la location additionnelle de 50 MW à partir du 1^{er} Juillet) s'élève à 237 486 tonnes de HFO 380 HTS, ce qui équivaut à 56 753 millions F CFA.

En 2021, Les frais de capacité de la centrale KARPOWERSHIP s'élèvent à 68 050 millions F CFA dont :

- 41 069 millions F CFA pour les 120 MW contractuels en fonctionnement au GNL (douze mois) ;
- 26 981 millions F CFA pour les 100 MW contractuels en fonctionnement au GNL (douze mois).

La quantité totale de gaz GNL consommée par KARPOWERSHIP (y compris la location additionnelle de 100 MW de Janvier à Décembre) s'élève à 427 568 000 m³ de GNL, ce qui équivaut à 70 822 millions F CFA.

Pour l'année 2022, les frais de capacité de la centrale KARPOWERSHIP sont de 72 182 millions F CFA dont :

- 45 201 millions F CFA pour les 120 MW contractuels en fonctionnement au GNL douze (12) mois ;
- 26 981 millions F CFA pour les 100 MW contractuels en fonctionnement au GNL douze (12) mois.

La quantité totale de gaz GNL consommée par KARPOWERSHIP (y compris la location additionnelle de 100 MW de Janvier à Décembre) s'élève à 427 568 000 m³ de GNL, ce qui équivaut à 71 530 millions F CFA.

Les autres dépenses variables d'exploitation et de maintenance des centrales du RNI (Location Boutoute, Tamba et centres secondaires) sont de l'ordre de 2 523 millions de F CFA en 2020 et 1 299 millions de F CFA pour les années 2021 et 2022.

i. Frais de capacité sur la période 2020-2022

Les frais de capacité des IPPs et locations sont estimés à :

- 71 788 millions de F CFA en 2020 ;
- 120 408 millions de F CFA en 2021 ;
- et 137 344 millions de F CFA en 2022.

Soit un cumul de 329 539 millions de F CFA sur la période 2020-2022.

Tableau 36 : Frais de capacité des IPPs et locations sur la période 2020-2022

(en millions de FCFA)	2020	2021	2022	2020-2022
KOUNOUNE POWER	4 764	4 564	4 374	13 702
IPP CONTOUR GLOBAL	9 562	9 562	9 562	28 687
IPP CONTOUR GLOBAL Extension	4 803	4 803	4 803	14 410
IPP TOBENE POWER	19 881	19 165	18 483	57 529
MANANTALI	4 619	4 619	4 619	13 858
FELOU	1 453	1 453	1 453	4 358
KARPOWERSHIP HFO	22 566	0	0	22 566
KARPOWERSHIP ADDITIONNEL HFO	4 138	0	0	4 138
KARPOWERSHIP GNL	0	41 069	45 201	86 271
KARPOWERSHIP GNL ADDITIONNEL	0	26 981	26 981	53 962
WALO_Storage	0	495	1 484	1 979
MALICOUNDA	0	7 696	18 470	26 166
Total	71 788	120 408	137 344	329 539

I.19. Prévisions des combustibles et dépenses liées

La consommation de HFO 380 globale prévue en 2020 est de 764 716 Tonnes, 34 684 Tonnes pour le Gasoil et 1 712 Tonnes pour l'huile. Les dépenses de combustibles prévues au titre de l'exercice budgétaire de 2020 sont estimées à 196 374 millions de F CFA, soit 76,89 % des charges variables totales. La consommation de HFO 380 globale prévue en 2021 est de 372 710 Tonnes contre 505 715 000 m³ pour le Gaz importé GNL, 649 Tonnes pour le Gasoil et 953 Tonnes pour l'huile. Les dépenses de combustibles prévues au titre de l'exercice budgétaire de 2021 sont estimées à 195 342 millions de F CFA, soit 74,61 % des charges variables totales. La consommation de HFO 380 globale prévue en 2022 est de 326 765 Tonnes contre 595 947 000 m³ pour le Gaz importé GNL, 600 Tonnes pour le Gasoil et 1 036 Tonnes pour l'huile. Les dépenses de combustibles prévues au titre de l'exercice budgétaire de 2022 sont estimées à 204 765 millions de F CFA, soit 72,84 % des charges variables totales.

Tableau 37 : Produits consommés (tonnes ou (1000m³ pour le GNL))

COMBUSTIBLES	2020		2021		2022	
	Quantités	Valeurs (Millions de FCFA)	Quantités	Valeurs (Millions de FCFA)	Quantités	Valeurs (Millions de FCFA)
Fuel oil 380 BTS	73 412	18 405	80 471	24 162	84 285	27 308
Fuel oil 380 HTS	691 304	163 931	292 240	85 854	242 480	76 069
Sous Total Fuel oil 380	764 716	182 336	372 710	110 016	326 765	103 377
Gasoil	34 684	11 711	649	259	600	261
GNL	0	0	505 715	83 766	595 947	99 699
Huile	1 712	2 327	953	1 301	1 036	1 428
Total		196 374		195 342		204 765

I.20. Synthèses des charges de production

Le tableau de synthèse des coûts de production permet de distinguer les coûts des combustibles pour les centrales Senelec et les IPPS, les frais fixes d'achats d'énergie et les frais variables d'achat d'énergie. Ces différentes rubriques évoluent sur la période de manière pas uniforme, les combustibles note une croissance de 4% entre 2020 et 2022, les frais fixe d'achats d'énergie une croissance de 81% et les frais variables d'exploitation et de maintenance une croissance de 32%. Ces différences s'expliquent par la forte progression des IPP dans la production totale.

Tableau 38 : Charges de production sur la période 2020-2022

	2020	2021	2022	2020-2022
Fuel lourd 380 HTS	155 003	81 898	72 616	309 517
Fuel lourd 380 BTS	17 928	23 212	26 209	67 349
GNL	0	83 766	99 699	183 465
Gasoil	10 253	246	251	10 750
Huiles et autres fournitures liées	2 305	1 295	1 422	5 023
Transports de combustible	10 886	4 925	4 569	20 380
Dépenses de combustible totales	196 374	195 342	204 766	596 482
Dépenses variables d'exploitation et de maintenance totales	53 431	64 454	70 790	188 674
Charges Variables	249 804	259 796	275 556	785 156
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	77 364	125 984	142 920	346 268
O&M fixes	2 523	1 299	1 299	5 121
Charges Fixes	79 887	127 283	144 219	351 389
Total (Millions de F CFA)	329 691	387 079	419 775	1 136 545

Chapitre XIV. Projection des autres charges d'exploitation sur la période 2020-2022

I.21. Méthode d'élaboration des charges d'exploitation hors charges variables combustible

Vu sous l'angle de son utilité managériale, les procédures budgétaires et la comptabilité de gestion dans sa vision analytique demandent une adaptation permanente.

Ainsi, dans l'optique de renforcer la fiabilité de ses prévisions budgétaires, c'est-à-dire réaliser tout le processus budgétaire de manière automatisée et minimiser ainsi les risques d'erreurs ou de formules, Senelec étant sous environnement Oracle a acquis auprès de ce fournisseur de progiciels de gestion intégrée un outil d'élaboration et de suivi budgétaire dénommé PBCS (Planning & Budgeting Cloud Services).

L'implémentation a été assurée par l'équipe de Senelec avec l'accompagnement d'un consultant d'Oracle.

La méthodologie adoptée et implémentée dans PBCS pour établir le budget d'exploitation de Senelec s'apparente à la **méthode extrapolative** basée sur un recueil de données suivant les historiques des charges d'exploitation lesquelles sont combinées, d'une part avec les réalisations de l'année en cours et, d'autre part avec les hypothèses budgétaires émanant de l'organe de délibération et de gouvernance de Senelec qui est le Conseil d'Administration.

De façon schématisée, il s'agit alors pour le budget de l'année N de passer par les étapes suivantes :

- La rédaction de la note d'orientation budgétaire ;
- L'édition de la balance au 30 septembre de l'année N-1 ;
- L'extraction des données de réalisations des trois (03) années précédentes ;
- Le Calcul de l'estimé au 31 décembre de l'année N-1 ;
- La Répartition par direction de l'estimé calculé ;
- La transmission de l'estimé calculé aux différentes directions ;
- La Collecte des propositions de budget des directions ;
- La Compilation au niveau ensemble Senelec des besoins collectés ;

- La Transmission des expressions de besoins au Contrôle de gestion pour arbitrage conformément aux orientations budgétaires ;
- L'envoi de la version arbitrée en interne par le contrôle de gestion à la Direction Générale pour arbitrage et validation ;
- La Rédaction du projet de budget général de l'année N ;
- La Transmission du projet de budget général N au Conseil d'Administration pour approbation.

I.22. Hypothèses d'élaboration des charges d'exploitation hors charges variables combustible

Conformément à la tradition budgétaire, le budget de Senelec est bâti sur la base de la note d'orientation budgétaire qui détermine et fixe les objectifs budgétaires.

L'ensemble de ces orientations sont passées au peigne fin au sein du conseil d'administration qui valide et/ou fixe d'autres critères pour lesquels Senelec se chargera d'appliquer.

A ce titre, le budget triennal a été bâti suivant certains paramètres et hypothèses budgétaires suivants :

- Les prévisions de la demande fixées à 10 % en moyenne sur la période 2020-2022 compte tenu des tendances observées en 2019 ;
- La poursuite d'une reconversion accrue de la clientèle post-payée de Senelec vers le prépaiement avec un objectif de 65 % de la clientèle pour soulager la trésorerie active de Senelec ;
- Les prévisions budgétaires sur les charges abonnées établies sur la base de données factuelles issues soit des contrats et/ou des factures fournisseurs et prestataires ;
- La centralisation des dépenses d'exploitation et le recours à des accords cadre sur 3 ans comme mode de passation des marchés publics qui garantissent : (i) une économie d'échelle et une maintenance optimale des lignes pour limiter l'END réseaux(ii) la réduction du temps moyen d'attente en cas de panne basse tension(iii) le respect du planning de maintenance des groupes afin d'avoir un bon taux de disponibilité(iv) le respect des délais de 1ere visite, de raccordement et de pose compteurs au niveau du Commercial ;
- La croissance de la demande et par ricochet le chiffre d'affaires qui s'accompagne d'une montée en charge des activités qui nécessite des ressources additionnelles pour poursuivre le cercle vertueux des résultats excédentaires obtenus durant les exercices précédents ;

- Les prévisions budgétaires de charges d'exploitation liées aux activités opérationnelles et dédiées à une filiale spécifique élaborées sur la base de plans d'actions valorisés par les unités opérationnelles.

A titre d'exemple, **Pour le budget 2021** la démarche suivante a été adoptée :

- L'utilisation des données du budget 2020 comme base de projection ;
- Le recueil des taux calculés par le modèle financier à la suite de l'incorporation des données historiques des années antérieures étalés sur les périodes tarifaires antérieures ;
- L'application sur les données de 2020 des taux d'évolution obtenus pour déterminer les prévisions de 2021 ;
- La modification de ces projections par l'utilisation des données fraîches transmises par les directions suivant leurs plans d'actions valorisés au niveau de certains postes « maitrisés » à la place des projections calculées suivant les taux du modèle financier ;

Tableau 39 : Evolutions historiques des autres charges d'exploitation

	REEL	REEL	REEL	Etats FIN Provisoires	Evolution	Evolution	Evolution	Evolution
	2016	2017	2018	2019	2017- 2016	2018-2017	2019-2018	Moyenne
Autres achats	8 766	14 168	14 176	12 940	62%	0%	-9%	18%
Transports	1 592	1 568	2 172	2 691	-1%	39%	24%	20%
Services extérieurs	27 099	33 112	38 424	38 322	22%	16%	0%	13%
Impôts et taxes	23 326	7 187	13 668	5 912	-69%	90%	-57%	-12%
Autres charges	37 090	19 999	13 115	42 511	-46%	-34%	224%	48%
Charges de personnel	33 804	57 271	55 344	57 621	69%	-3%	4%	23%

Au regard de l'historique des réalisations, il ressort que les taux retenus dans le cadre des projections de la modélisation financières sont assez réalistes compte tenu de la discontinuité notée dans les réalisations de la période tarifaire précédente.

Tableau 40 : projections des autres charges d'exploitation Vs Taux d'évolution Modèle Financier

	Budg et initial	Budg et révisé	Budg et	Budg et	Cumul	Evolution	Evolution	Evolutio n	Evolution
	2020	2020	2021	2022	2020- 2022	2021-2020 initial	2021-2020 révisé	2022- 2021	Modèle Financier
Autres achats	14 504	13 107	15 012	15 537	43 656	3%	15%	3%	3,5%
Transports	1 999	1 466	2 049	2 100	5 615	2%	40%	3%	2,5%
Services extérieurs	38 575	37 442	39 409	41 121	117 572	2%	5%	4%	3,0%
Impôts et taxes	5 069	5 069	5 419	5 655	16 143	7%	7%	4%	8,0%

Autres charges	1 695	1 675	2 234	1 775	5 683	32%	33%	-21%	6,0%
Charges de personnel	54 600	54 230	57 403	60 274	171 907	5%	6%	5%	5,0%

L'analyse des évolutions des projections de coûts indiquent clairement que les taux retenus dans la cadre de la modélisation financière servent de référence et d'éléments de comparaison pour la rationalisation des dépenses d'exploitation. Néanmoins la réalité des besoins nécessaires pour la continuité de l'exploitation prédomine par rapport à ces taux prévisionnels tenant compte des plans d'actions valorisées par les unités de Senelec lesquels sont passés en arbitrage budgétaire.

Notons que les redevances de la Radiodiffusion Télévision Sénégalaise RTS, de la Commission de Régulation du secteur de l'Electricité CRSE et du Fonds de Préférence de l'Electricité FPE sont comprises dans les services extérieurs. Les montants sont ainsi obtenus :

- La redevance RTS est indexée à la quantité de fuel lourd 380 HTS prévue sur la période 2020-2022 et d'une prime fixe (6 330 F/tonne) ;
- La dotation au Fonds de Préférence dépend de la redevance de l'année précédente et de l'accroissement des ventes. ;
- La redevance de la CRSE dépend de son budget et de la quote-part de Senelec parmi les prestataires de service.

L'éclatement des charges par segment a été réalisé par affectation. Cette affectation est rendue possible grâce à la clé comptable flexible de Senelec dans ses segments analytiques que sont le segment, le centre de responsabilité, la nature et l'activité.

I.23. Services extérieurs hors frais de capacité

Les services extérieurs évoluent de 38 322 millions de F CFA en 2019 à 34 953 millions de F CFA en 2022.

Tableau 41 : Services extérieurs sur la période 2020-2022

Année	2019	2020	2021	2022
Services extérieurs hors redevances (en millions de FCFA)	38 322	30 594	34 100	34 953

L'essentiel des services extérieurs sont alloués au segment Distribution et vente du fait de sa spécificité très consommatrice de prestation de travaux.

La répartition des services extérieurs par segment est la suivante :

Tableau 42 – Services extérieurs par segment sur la période 2020-2022

Services extérieurs (en millions de francs CFA)	2020	2021	2022	Cumul 2020-2022
Production	10 251	11 392	11 678	33 321
Transport	6 499	7 398	7 563	21 460
Distribution/Ventes	13 844	15 310	15 712	44 866
Total	30 594	34 100	34 953	99 647

I.24. Impôts et Taxes

Les impôts et taxes sont de 5 912 millions de F CFA en 2019, imputable en grande partie à la retenue BNC (bénéfices non commerciaux) supportée par Senelec ainsi qu'aux impôts fonciers. Une baisse de 843 millions de F CFA est budgétisée pour 2020 et une légère augmentation pour 2021 et 2022.

Tableau 43 - Impôts et taxes sur la période 2020-2022

Année	2019 provisoires	2020	2021	2022
Impôts et Taxes (en millions de FCFA)	5 912	5 069	5 419	5 655

Tableau 44 – Impôts et taxes par segment sur la période 2020-2022

Impôts et Taxes	2020	2021	2022	Cumul 2020-2022
Production	2 747	2 953	3 129	8 829
Transport	812	866	878	2 556
Distribution/Ventes	1 510	1 600	1 648	4 758
Total (millions de FCFA)	5 069	5 419	5 655	16 143

La répartition en fonction des biens immobiliers (terrains et bâtiments) par segment à fin 2018 explique l'importance des montants du segment production comparativement aux autres.

I.25. Charges de personnel

De façon naturelle, les aspects vieillissement (ancienneté) glissement et promotion-avancement représentent une évolution annuelle de 2 % des charges de personnel.

En dehors de cette croissance naturelle de 2 % des charges du personnel d'autres paramètres interviennent, notamment :

- L'hypothèse de recrutement en 2020 de 200 nouveaux agents pour résorber les départs à la retraite à fin 2019 de 117 agents et pourvoir les postes prioritaires vacants au sein des unités ;
- La politique de fidélisation de son personnel avec d'une part l'externalisation des Indemnités de Fin de Carrière de ses agents qui tournent autour de 3,5 milliards par an et d'autre part, l'adoption d'une politique de retraite complémentaire pour laquelle l'employeur cotise pour 4 % du salaire de base tandis que l'agent supporte les 6% du salaire de base ; le montant réalisé était de 1,9 milliard en 2019 ;
- Par ailleurs sur le plan comptable, tous les comptes de la racine 637(location de main d'œuvre et gardiennage) sont transférés à la fin de l'année dans les charges de personnel dans le compte 667100 rémunération transférée du personnel ; ce qui a tendance à surcharger cette rubrique. A titre d'exemple, ce poste budgétisé dans les services extérieurs avait un impact de 2,8 milliards en 2019 sur les charges du personnel.

Ainsi, Il découle de tous ces paramètres qu'une évolution annuelle de 5% des charges du personnel comme initialement paramétré dans le modèle financier de Senelec semble cohérente sans et avant même l'application habituelle d'une inflation annuelle de 3 % projetée.

Le budget 2021 a été bâti sur un nombre de départs à la retraite de 94 agents et le recrutement de 150. Le budget 2022 a été bâti sur un nombre de départs à la retraite de 105 agents et le recrutement de 150.

Les charges de personnel passent de 57,62 Milliards en 2019 à 60,27 Milliards en 2022 soit une croissance 1,8 % par année sur la période 2020-2022.

Tableau 45 : Charges de personnel sur la période 2019-2022

Année	2019 provisoires	2020	2021	2022
Masse salariale	49 001	50 185	52 694	55 329
Charges de personnel (millions de FCFA) (masse salariale incluse)	57 621	54 230	57 403	60 273

Le segment distribution-vente compte le plus important nombre d'agents comparativement aux autres segments, aussi plus 50 % de ces charges lui sont affectés.

La répartition des charges de personnel par segment est la suivante :

Tableau 46 – Charges de personnel par segment sur la période 2019-2022

Charges de Personnel	2020	2021	2022	Cumul 2020-2022
Production	9 976	10 623	11 154	31 753
Transport	6 341	6 805	7 145	20 291
Distribution/Ventes	37913	39 975	41 974	119 862
Total (millions de FCFA)	54 230	57 403	60 273	171 906

I.26. Autres charges

Les autres charges évaluées à 42 511 millions de F CFA en 2019 enregistrent une baisse de 40 836 millions de F CFA à partir de 2020. Cette baisse s'explique essentiellement par la baisse des provisions de charges et pertes diverses pour 15 670 millions de F CFA et les dotations provisions pour stocks pour 11 890 millions.

Cependant, cette baisse drastique notée au niveau des autres charges ne doit pas être analysée isolément, mais en corrélation avec la rubrique autres produits.

Tableau 47 - Autres charges sur la période 2019-2022

	2019 provisoires	2020	2021	2022
Autres Charges (en millions de FCFA)	42 511	1 675	2 234	1 775

Etant donné que les provisions sur les créances et les provisions sur charges d'exploitation constituent l'essentiel des autres charges, plus des 3 quarts des autres charges (76%) sont affectés au segment Distribution/Ventes.

La Répartition des autres charges par segment est la suivante :

Tableau 48 - Autres charges par segment sur la période 2019-2022

Autres Charges (millions de FCFA)	2020	2021	2022	Cumul 2020-2022
Production	205	223	235	663
Transport	188	206	218	612
Distribution/Ventes	1 282	1 805	1 322	4409
Total	1 675	2 234	1 775	5 683

Chapitre XV. Synthèses des charges d'exploitation

Les charges d'exploitation s'élèvent à 1 497 286 millions de F CFA sur la période 2020-2022.

Le tableau qui suit fait une synthèse des charges :

Tableau 49 – Evolution des Charges d'exploitation de 2019 à 2022

Rubrique	2019	2020	2021	2022	2020-2022
Achats de matières premières et fournitures liées	323 694	329 691	387 079	419 775	1 136 545
Autres achats	12 940	13 107	15 012	15 537	43 656
Transports	2 691	1 466	2 049	2 100	5 615
Redevances versées aux institutions	5 796	7 612	5 289	5 189	18 090
Services extérieurs (hors redevances)	38 322	30 594	34 100	34 953	99 647
Impôts et taxes	5 912	5 069	5 419	5 655	16 143
Autres charges	42 511	1 675	2 234	1 775	5 684
Charges de personnel	57 621	54 230	57 403	60 273	171 906
Total	489 487	443 444	508 585	545 257	1 497 286

Les rubriques : combustibles, frais de capacités, achat d'énergie et frais de transport des combustibles sont regroupés dans le poste achat de matières.

Chapitre XVI. Projections des dépenses d'investissement

I.27. Bilan réactualisé des Investissements de la période 2017-2019

Les conditions tarifaires de Senelec pour la période 2017-2019 coïncident avec la mise en œuvre de son Plan Stratégique dénommé « Yeesal Senelec 2020 », étalé sur la période 2016-2020 et précisé aux deux étapes :

- Phase 1 (2016 – 2017) de la mobilisation actée par le début de la mise en œuvre du Plan de Transformation ;
- Phase 2 (2018 – 2019) de la consolidation actée par la fin de la mise en œuvre du Plan de transformation.

Cette nouvelle orientation est basée sur la démarche de la gestion axée sur les résultats, déjà instaurée avec le Contrat de performance renouvelé pour la période 2017-2019 et le Règlement du service de l'électricité approuvé par arrêté du 03 août 2017 et les Normes et obligations contractuelles de Senelec pour la période 2017-2019.

II.1.52. Bilan de la réalisation physique des projets de la période 2017-2019

Les effets de la mobilisation de la phase 1 du Yeesal Senelec 2020 reposant sur une réorganisation des structures d'exécution des projets, sont perceptibles à travers le relèvement significatif du taux d'exécution du Budget des Investissements des Travaux (BIT) ci-dessous en millions de francs (MFCFA) :

Tableau 50 – Evolution du taux de réalisation du BIT Senelec entre 2013 et 2019

ANNEES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Budget	112 668	130 838	191 459	213 300	247 301	259 483	430 940
Réalisations	31 885	29 831	39 632	86 813	116 825	154 987	105 160
Taux Réalisation	28,30%	22,80%	20,70%	40,70%	47,24%	59,73%	24,4%

Le taux d'exécution ciblé en 2019 n'a pas été atteint en raison d'une part, une programmation budgétaire ambitieuse, des retards de mise en vigueur des financements volumineux (MCC, AFD, BOAD, etc.) et d'autre part, une année 2019 caractérisée par des tensions de trésorerie persistantes liées, entre autres, au retard dans le règlement de la compensation tarifaire et au non-paiement à date des factures d'électricité de l'Etat.

Les réalisations de nouveaux actifs des travaux qui sont achevés et en bonne voie de finition à date sont récapitulés ci-dessous :

Tableau 51 – Réalisations physiques 2017-2019

ECHEANCIER ACHEVEMENT	MW	KM LIGNE HTB	POSTE HTB/HTA	KM LIGNE HTA	POSTE HTA/BT	KM LIGNE BT	COMPTEUR PREPAYE	COMPTEUR INTELLIGENT
2017	266	65	4	736	656	406	250 000	30 000
2018	21	360	3	466	382	567		
2019	56			279	104	455		
Total général	343	425	7	1 481	1 142	1 428	250 000	30 000

La situation d’achèvement des projets essentiels et en bonne voie de finition à la fin de la période tarifaire 2017-2019 sont récapitulés ci-dessous :

- Projets de Production :

Les centrales mises en service sont :

- Centrale éolienne de Taïba Ndiaye 150 MWc, la phase 1 : 50 MW
- Centrale à Charbon IPP Sendou I : 125 MW
- Centrale solaire de Santhiou Mékhé 29,5 MWc : 29,5 MW
- Centrale solaire de Merina Dakhar (TenMerina) : 29,5 MWc
- Centrale solaire de Malicounda : 22 MWc
- Centrale solaire de Kahone : 20 MWc
- Centrale solaire de Sakal : 20 MWc
- Centrale solaire Phase1 de Diass : 17,0 MW
- Centrale solaire Phase 2 de Diass : 8,0 MW

Les projets retardés en dehors de l’OMVS et l’OMVG concernent :

- Construction centrale IPP 150 MW Malicounda : 120,0 MW ; Développement en cours
- Projet Scaling Solar 100 MWc : 60 MWc ; Travaux lancés
- Centrale à Charbon KAYAR IPP Jindal 350 MW ; projet abandonné

- Projets de Transport :

Les projets de transport mis en service sont :

- Liaison HT Kaolack-Fatick, mis en service : 47,0 km
- Reprise en GIS 90 kV Cap des Biches PASE 46
- Reprise Poste 90/30 kV Thiona PASE 46
- Poste 225/30 KV de Fatick
- Cabine mobile 90/30 kV – 40 MVA au poste de Kounoune
- Poste AIS 225kV Diarniadio
- Poste 225 de la centrale charbon de Sendou

Les projets de transport achevés en attente de la mise en service sont :

- Liaison HT Tambacounda-Kolda- Ziguinchor: 350,0 KM
- Les Postes 225/30 KV de Kolda et Ziguinchor

Les projets de transport avec des travaux en cours sont :

- Liaison HT Kaolack-Koungheul-Tambacounda (Lot 1): 262,0 KM
- Liaison HT Tambacounda-Kédougou-Sambangalou (Lot 2) : 244,0 KM
- Liaison HT Mbirkilane-Soma-Tanaff (Lot 6)) dont localisé au Sénégal : 195,0 km
- Réhabilitation ligne 90 kV SOCOCIM – THIONA – TOBENE : 72,04 km
- Lignes 225 kV DIASS – THIES – TOBENE: 67,22 km
- Liaison HT Tanaff-Mansoa (Lot 5)) dont localisé au Sénégal : 67,0 km
- Liaison Tobène-Kounoune : Lot 1 ligne 225kV : 55,4 km
- Liaison HT Mbour -Fatick et complément poste Fatick HTB/HTA : 55 km
- Deuxième boucle souterraine 90 kV DAKAR » & Liaison souterraine PATTE D'OIES – SICAP – UNIVERSITE : 31,8 km
- Liaison souterraine en 90 kV UNIVERSITE – CENTRE VILLE – BEL AIR : 28 km
- Liaison Kounoune- Patte d'Oie : 22,0 km
- Réhabilitation Hann-Cap des Biches PASE 48 (Plus Avenant 1) : 18
- Liaison 225 Sendou-Kounoune : 10,0 km
- Postes 225/30 KV de Koungheul et Tambacounda (OMVG)
- Poste 90/30 KV GIS Sococim 1
- Postes de 225/30 KV de Kédougou et 225 de Sambangalou (OMVG)
- Poste 225/30 KV de Tanaff (OMVG)
- Création Poste blindé 90 /30 kV à Guédiawaye
- Postes AIS 225/30 kV de THIES
- Poste GIS 90/30 KV - SICAP
- Postes GIS 225kV et AIS 90/30 KV de Kounoune

Les projets de transport retardés sont :

- Postes 225/30 KV de TOUBA 2, Linguère et Matam 2 (Boucle Ferlo) : 272,5 KM ; phase de contractualisation
- Poste GIS 90 KV - CENTRE VILLE

- Projets de Distribution :

Les projets de distribution mis en service sont :

- Longueur totale de ligne HTA : 1 481 km
- Nombre total de postes HTA/BT : 1 142
- Longueur totale de ligne basse tension : 1 428

II.1.53. Les performances opérationnelles de la période

L'évaluation à mi-parcours de la mise en œuvre du Plan Stratégique 2016-2020 « YEESSAL Senelec 2020 » a donné des satisfactions nécessitant la poursuite des efforts pour l'amélioration des résultats obtenus.

- Performance Exploitation industrielle**

L'exécution des investissements expliquent les tendances positives dans l'amélioration des indicateurs de synthèse sensibles à l'effort d'investissement, suivant tableau ci-dessous :

Tableau 52 – Indicateurs de performance

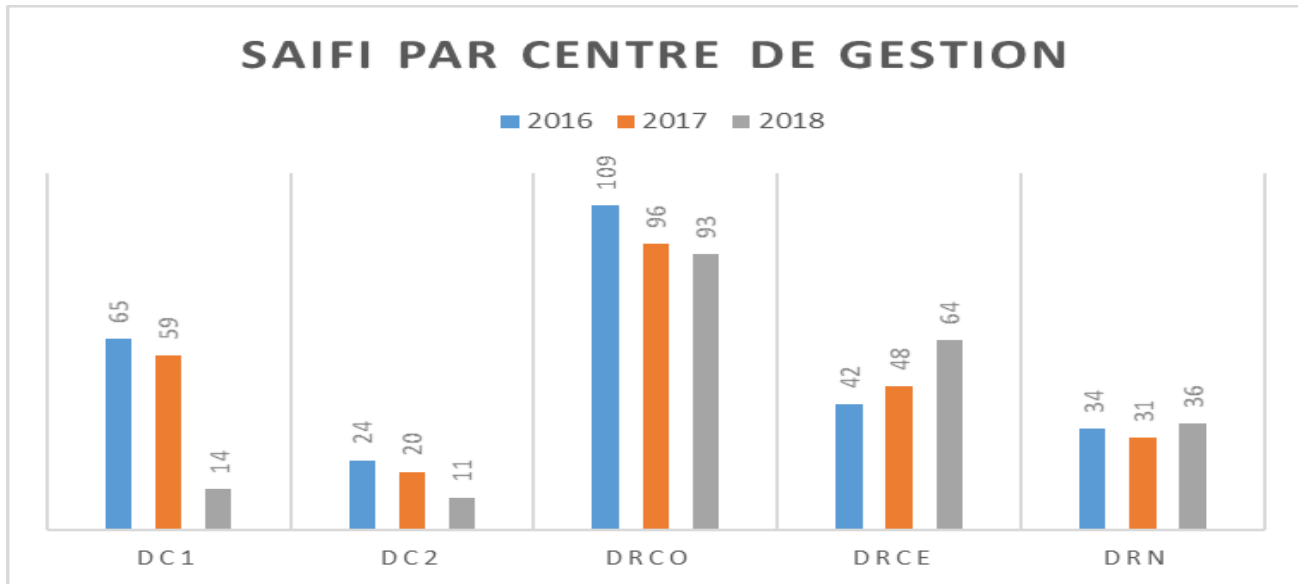
INDICATEURS DE PERFORMANCE IMPACTES PAR LIVRABLES 2017-2019	2016	2017	2018	2019	CIBLE
Rendement Production	97,49%	97,54%	97,6%	98,83%	Yeesal : ≥ 97% dès 2016
Disponibilité Production	82,92%	84,2%	86,2%	90,76%	Yeesal : ≥ 84%, 86%, 88%, 89% et 90% de 2016 à 2020
Rendement Transport	98,61%	98,3%	98,4	98,40%	Yeesal : ≥ 98%
END Transport	7,031	7,1	1,168	3,16	Yeesal : limité à 2 dès 2016
END Distribution	21,03	16,17	18,66	10,72	Yeesal : 23, 21, 16, 11, 8 GWh de 2016 à 2020
Délai Moyen d'Attente Client en cas de panne basse tension	08 :22 :00	04 :03 :00	2 :06 :17	01 :36 :54	Yeesal : Baisse de 20%/an
Rendement Global	80,09%	80,22%	82,45%	81,19%	CDP : 2015=82% ; 2016=83% ; 2017=82% ; 2018=83% ; 2019=85%
Client Domestique Urbain nouveau	36 197	70 889	73 848	94 530	Yeesal : Raccorder 301 975 ménages urbains et 84 392 ménages ruraux de 2016 à 2020
Client Domestique Rural nouveau	21 526	9 810	11 754	29 507	

L'évolution dans la bonne tendance constatée dans la colonne « Variation » des 7 sur les 9 indicateurs clés de performance de synthèse, dénote l'impact de l'effort d'investissement enclenchés depuis le BIT de 2016-2018 avec le Programme d'Action Prioritaire (PAP) des investissements.

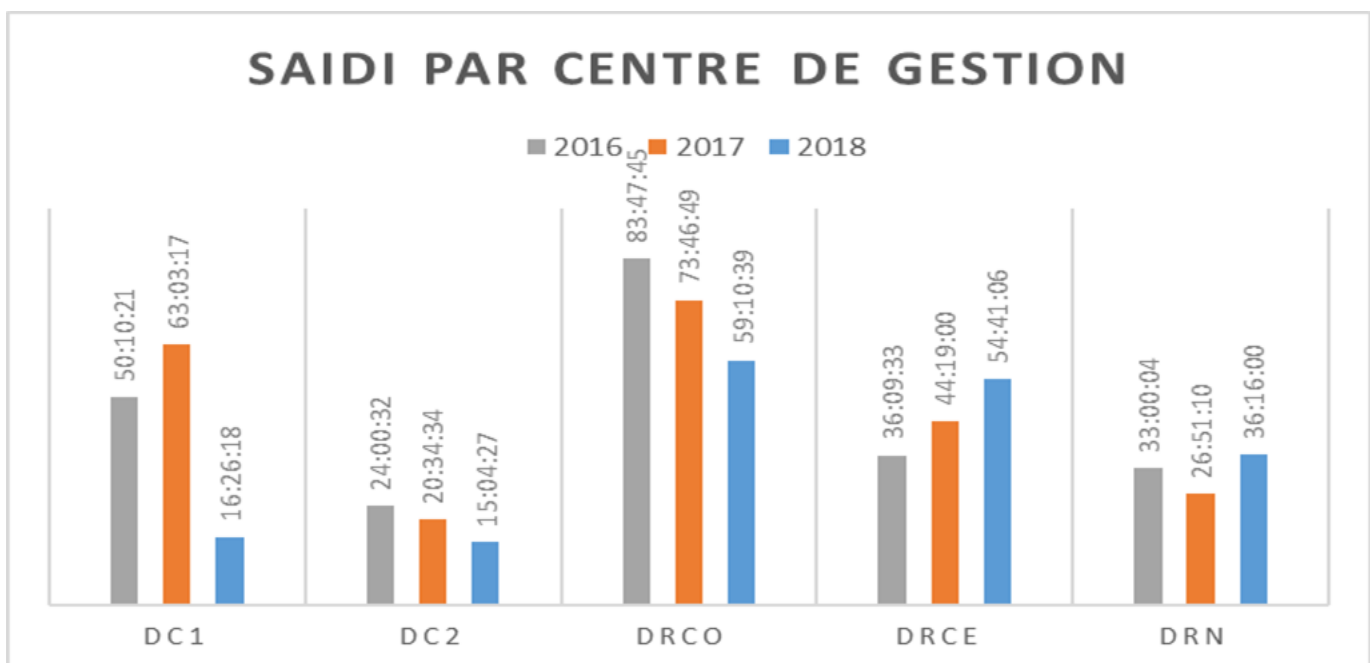
Les indicateurs restés encore au rouge par rapport à leur valeur cible prédéfinie dans le Contrat de Performance, le Règlement de Service et/ou le Yeesal Senelec 2020, illustrent le besoin de la poursuite des investissements pour résorber le gap sur le niveau de la qualité du service requise à travers des indicateurs clés de performance définis dans ces documents, tout en répondant à la croissance de la demande par une extension du système électrique.

- **Amélioration de la qualité de service à la clientèle**

L'amélioration de la qualité de service à la clientèle est évaluée sur la base des indicateurs clés de performance (KPI) de la fréquence et de la durée des interruptions de service (SAIFI et SAIDI) qui sont calculés en moyenne des statistiques des coupures ressenties par chaque client, suivant l'évaluation des résultats intermédiaires illustrée ci-dessous :



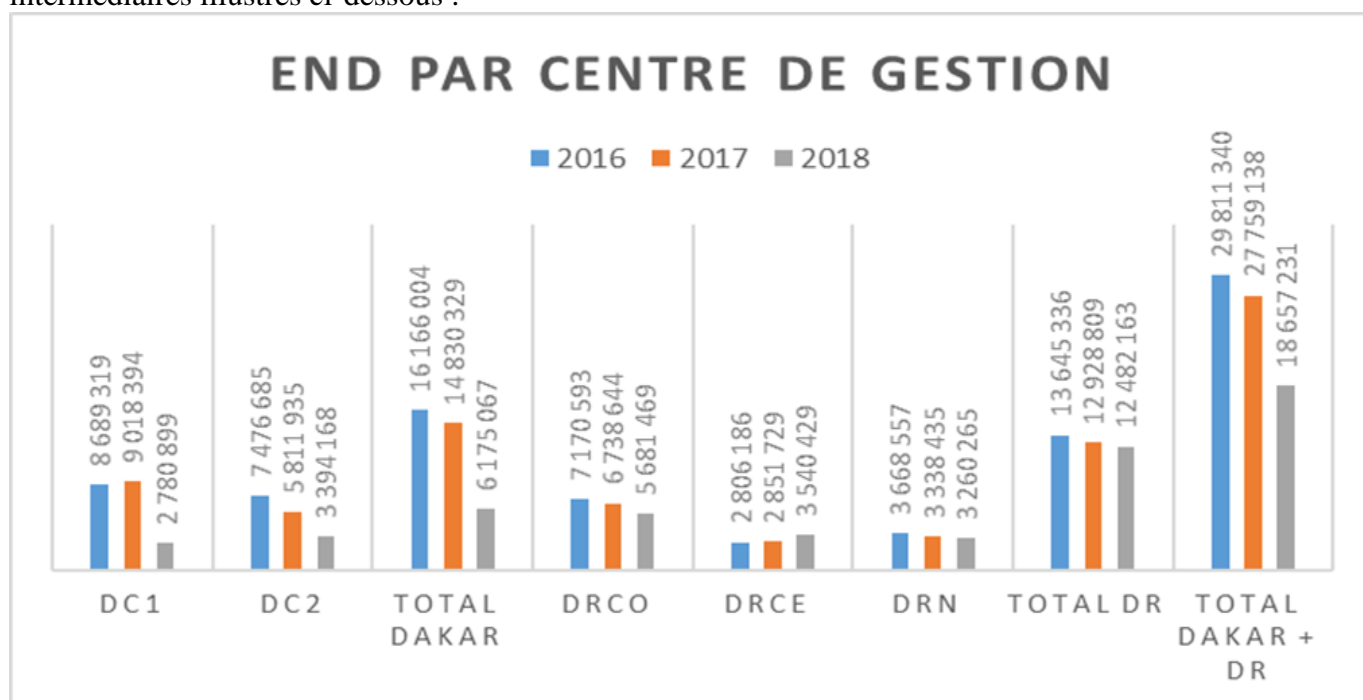
La perception de la fréquence des coupures par le SAIFI a pris un tournant décisif à Dakar et sa banlieue, avec les mises en service conséquentes de projets de renouvellement, de restructuration et de passage de 6,6 à 30 kV du réseau de distribution à partir de 2017.



La perception de la durée des coupures a pris une tendance fortement baissière avec les premières mises en service de la télécommande du réseau de distribution à Dakar et dans les régions en 2018. La performance de Dakar et sa banlieue a été rendue éloquentes par l'accompagnement concomitant de travaux de restructuration et de bouclage des feeders, contrairement aux régions.

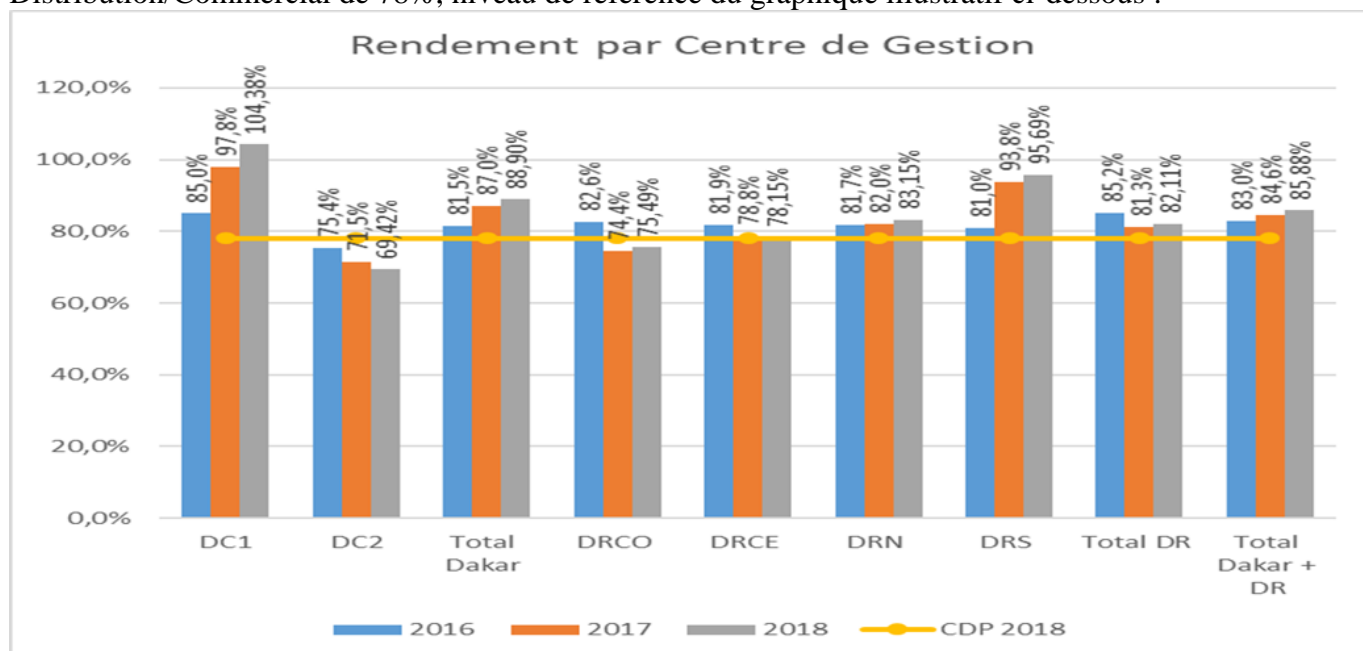
- **Réduction de l'Energie Non Distribuée (END)**

La performance de l'Energie Non Distribuée (END) est particulièrement importante à Dakar en raison des investissements significatifs au niveau du réseau de Distribution, suivant l'évaluation des résultats intermédiaires illustrés ci-dessous :



• Amélioration du Rendement Global

La cible de rendement global du Contrat de Performance est établie à 83% en 2018, la stratégie Yeestal fixe les plafonds de la Production et du Transport à des niveaux de pertes respectives de 3 et 2%, soit une cible Distribution/Commercial de 78%, niveau de référence du graphique illustratif ci-dessous :



Les cibles plafonnées pour la Production et du Transport sont atteintes et l'objectif des pertes techniques et non techniques Distribution/Commercial maîtrisé de manière globale à Dakar et dans les Régions.

L'optimisation des revenus est un facteur de réduction du tarif et/ou de la compensation, en conséquence renforce la disponibilité des ressources pour le développement économique et social du pays dans d'autre secteur.

Toutefois, une limite technique existe à l'exploitation de la niche du rendement, suivant la proximité actuelle avec le plafond de référence fixé à 84% par le Schéma Directeur Production Transport et Distribution 2009 – 2030, base de la planification des projets structurants de Senelec en cours de mise en œuvre dans cette période tarifaire et la suivante.

	2009	2010	2011	2012	2013-2030
Perte Auxiliaires	2%	2%	2%	2%	2%
Pertes (techniques et non-techniques)	18%	17%	16%	15%	14%
Rendement global	80%	81%	82%	83%	84%

Source : Rapport définitif SNC Lavalin- Février 2010

II.1.54. Bilan de la réalisation des Etats financiers

Le financement du programme des investissements triennal soumis à la CRSE repose essentiellement sur les ressources budgétaires du BIT de Senelec et accessoirement sur les ressources des réservations budgétaires pour le support matériel du fonctionnement des Services et des opérations courantes des Exploitations.

L'extraction des écritures comptables de tous les règlements financiers du module Oracle Accounts Payable (AP) est traitée de manière extra-comptable pour permettre un rapprochement selon la nature des activités rémunérées au RMA.

Le bilan de la réalisation financière des investissements éligibles dans la base tarifaire pour la période 2017-2019 s'établit suivant le tableau récapitulatif ci-dessous :

Tableau 53 – Bilan de la réalisation financières des investissements sur la période 2017-2019

Intitulé du projet	Coût du projet (M. FCFA)	Prévision 2017	Prévision 2018	Prévision 2019	Prévision TOTAL	Réalisation 2017	Réalisation 2018	Réalisation 2019	Réalisation TOTAL	ECART	TAUX EXECUTION GLOBAL
Acquisition de Matériel d'Exploitation pour le fonctionnement des services	112 878	6 739	6 739	6 739	20 218	8 214	16 191	16 569	40 974	-20 756	202,66%
Autres Projets	1 014 414	109 830	200 714	169 604	480 149	77 396	121 161	116 569	315 126	165 022	65,63%
Autres Fourniture pour le fonctionnement des services	37 852	3 054	3 054	3 054	9 162	8 193	7 895	6 914	23 001	-13 839	251,05%
Travaux de Bâtiments pour le fonctionnement des services	7 482	404	404	404	1 213	108	291	741	1 141	72	94,04%
TOTAL	1 172 626	120 027	210 912	179 802	510 741	93 910	145 538	140 793	380 242	130 500	74,45%

Le bilan de la réalisation financière des charges non rémunérées au RMA, notamment les subventions et les Dons s'établit suivant le tableau récapitulatif ci-dessous :

Tableau 54 – Bilan de la réalisation financières des investissements non rémunérés

BAILLEURS	Nombre de Projets RMA	Coût du projet	Facturation Réalisée sur 2017	Facturation Réalisée sur 2018	Facturation Réalisée sur 2019	DETTE	FONDS PROPRES	RETROCESSION ETAT	SUBVENTION ETAT	DON
AFD (2011)	5	8 370	1 073							
AFD (2018)	9	10 747	0						29 518	4 362
AR (GEO GROUPE)	4									
AR (BEAD, Géo groupe, Norinco et CSE)	1	3 000								
AR (BEAD, Géo groupe, Norinco et CSE)	1	3 000								
AR (Cdc, BEAD, Géo groupe, Norinco et CSE)	1	4 500								
BM(PASE1)	41	46 023	14 001	2 881	9 891		1 572		42 500	
BM(PASE2)	47	72 710			3 851				84 197	
BOAD(FDE)	2	13 300								
ETAT SENEGAL	18	13 452	1 800	4 349	2 073		1 981		4 178	
EU(PASE2)	13	8 067								8 416
FONDS PROPRES	12	7 690	1 519	198	1 206		500			
FSE	24	21 344	3 221	10 543	612				1 120	
Géo groupe	1	56 554								
JICA (DON)	2	14 000			1 553					15 553
KFW (70%)	3	3 542						2 165		649
KFW (85%)	3									
MCC	3	4 200								4 200
Total général	191	290 499	21 615	17 970	19 185		4 053	2 165	161 513	33 181

Les facturations sont rapportées à leur bailleur de fonds effectif, quelques changements de statut de « non rémunérés » à « rémunérés » sont notés et sont relatifs à :

- BM(PASE1) : pour Avenant du projet « Acquisition d'un système de gestion clientèle » financé par les Fonds propres de Senelec pour 1 572 MFCFA ;
- ETAT SENEGAL : pour complément financement par Senelec projet « Passage 6,6 à 30 kV sous station Centre-Ville et complément Bel Air », à hauteur de 1 981 MFCFA.

Les investissements réalisés dans la période 2017-2019 et prévus dans le programme d'investissement validé par la CRSE dans cette période tarifaire, s'établissent suivant le tableau ci-dessous :

Intitulé du projet	Prévision 2017	Prévision 2018	Prévision 2019	Prévision TOTAL	Réalisation 2017	Réalisation 2018	Réalisation 2019	Réalisation TOTAL	ECART	TAUX EXECUTION GLOBAL
Acquisition de Matériel d'Exploitation pour le fonctionnement des services	6 739	6 739	6 739	20 218	8 214	16 191	16 569	40 974	-20 756	202,66%
Autres Projets	109 830	200 714	169 604	480 149	77 396	121 161	116 569	315 126	165 022	65,63%
Autres Fourniture pour le fonctionnement des services	3 054	3 054	3 054	9 162	8 193	7 895	6 914	23 001	-13 839	251,05%
Travaux de Bâtiments pour le fonctionnement des services	404	404	404	1 213	108	291	741	1 141	72	94,04%
SITUATION DES ETATS FINANCIERS	120 027	210 912	179 802	510 741	93 910	145 538	140 793	380 242	130 500	74,45%
REALISATION BAILLEURS NON ELIGIBLES	72 746	56 801	51 180	180 728	21 615	17 970	19 185	58 770	121 958	32,52%
BILAN GLOBAL PERIODE	192 774	267 713	230 982	691 469	115 525	163 508	159 978	439 012	252 458	63,49%
DEDUCTION PART ETAT HORS SITUATION ETATS FINANCIERS DE REALISATION BAILLEURS NON ELIGIBLES					1 800	4 349	2 073	8 222		
DEDUCTION PART PASE (BM) HORS SITUATION ETATS FINANCIERS DE REALISATION BAILLEURS NON ELIGIBLES					14 001	2 881	13 742	30 624		
BILAN REMUNERATION PERIODE	120 027	210 912	179 802	510 741	88 096	134 798	137 423	360 318	150 424	70,55%
ECARTS REMUNERATION PERIODE	120 027	210 912	179 802	510 741	31 931	76 114	42 378	150 424	360 318	29,45%

Les réalisations sur le financement de la Banque Mondiale à travers le PASE faisant l'objet d'une comptabilité parallèle non dupliquée dans les états financiers analysés, est déduit.

Sur les investissements rémunérés de 510 741 MFCFA, une réalisation globale de 360 318 MFCFA incluant la substitution est constatée, soit un taux d'exécution global de 70,55% et un gap de 150 424 MFCFA.

II.1.55. Bilan des investissements de la période 2017-2019 avec le suivi manuel

Méthodologie de justification des investissements :

Le financement du programme des investissements triennal soumis à la CRSE repose essentiellement sur les ressources du Budget triennal des investissements de Travaux (BIT) de Senelec et accessoirement sur les ressources des réservations budgétaires pour le support matériel du fonctionnement des Services et des investissements liés à l'Exploitation et la Maintenance courantes.

Les ressources du BIT sont allouées à des projets identifiés avec un libellé, alors qu'en dehors du BIT, elles sont allouées sous forme d'enveloppe budgétaire plafonnée, sans précisions des projets à financer.

Cette même logique est reprise dans la requête des revenus éligibles à la rémunération de la base tarifaire du RMA sur les rubriques :

- Acquisition de Matériel d'Exploitation pour le fonctionnement des services
- Autres Fourniture pour le fonctionnement des services
- Travaux de Bâtiments pour le fonctionnement des services

La réalisation des actifs s'opère à travers plusieurs canaux dont notamment :

- Demande d'Ouverture d'Imputation (DOI) qui est établie particulièrement pour les investissements de type Travaux, à titre d'autorisation d'engagement des actifs à immobiliser, qui représente le Centre de Coût dit Centre de Responsabilité (CR), à l'issue d'une procédure de passation de marché ou non (certains travaux sont faits par les équipes de Senelec), pour un ou plusieurs lignes de budget de projet ;
- Demande d'Investissement (DI) qui est établie particulièrement pour les actifs de type Fourniture à comptabiliser dans les CR des Organisations (Direction/Département/Service), à titre d'autorisation d'engagement préalable, précédemment à la procédure de passation de marché, pour l'acquisition d'équipement matériel pour le fonctionnement des Services et des investissements liés à l'Exploitation et la Maintenance courantes ;
- Commandes de prestation de service qui ont passés, sur la base des DOI préalablement établies et/ou sur la base du CR de l'organisation bénéficiaire.

Dans ces conditions, le registre du portefeuille des projets dit « Suivi manuel » donne la flexibilité permettant de prendre en compte les déterminants des projets distinctement inscrits dans la requête du RMA, permettant de rapporter l'état de la réalisation des investissements et de justification de la plus importante partie de la base tarifaire rémunérée ;

Toutefois, pour les projets distinctement non dénommés inclus dans les enveloppes plafonnées, la capture des coûts de la facturation sur les investissements comptabilisés sur des CR de type Travaux et Organisation reste le seul moyen de compléter le bilan justifiant la rémunération du revenu de la base tarifaire.

L'extraction des écritures comptables de tous les règlements financiers du module Oracle Accounts Payable (AP) sont traités de manière extra-comptable pour permettre un rapprochement selon la nature des activités rémunérées au RMA.

L'alignement de manière compréhensible, selon le plan de comptabilisation de la régulation relève les coûts non éligibles à la rémunération, associés aux achats Compteurs et aux actifs financés par l'Etat ou les Tiers, suivant la codification des CR.

Ainsi, la justification de la performance sur la réalisation des projets passe par le découpage du portefeuille de projets de Senelec en deux (2) compartiments :

- Les projets listés aux conditions de révision tarifaire de la période 2017-2019 ;
- Les autres projets réalisés par Senelec pour la nécessité du bon fonctionnement de l'Exploitation et des Services dans la même période tarifaire.

Bilan réalisation des investissements inscrits à la période 2017-2019 :

La justification du revenu perçu au titre de la rémunération du Capital est évaluée sur la base d'un réalignement préalable des projets avec les sources de financement effectives, permettant une nouvelle appréciation de l'éligibilité à la rémunération des actifs réalisés.

La facturation globale des projets initialement identifiés est de 354 884 MFCA, soit 53,70% des 660 875 MFCFA ;

La composante des projets identifiés à la rémunération requise de la période 2017-2019 est de 480 149 MFCFA ; Elle est facturée à hauteur de 292 846 MFCFA, soit à 60,99% suivant le tableau ci-dessous :

PROJETS RMA 2017-2019	Actif Présenté RMA 2017	Facturation Réalisée 2017	Actif Présenté RMA 2018	Facturation Réalisée 2018	Actif Présenté RMA 2019	Facturation Réalisée 2019	Actif Présenté RMA Total	Facturation Totale	Ecart sur Facturation (%)
Rémunéré	109 830	86 068	200 714	112 545	169 604	94 558	480 149	293 172	61,06%
Non Rémunéré	72 746	21 645	56 801	18 734	51 180	21 660	180 728	62 039	34,33%
Total général	182 576	107 695	257 515	131 251	220 784	115 939	660 877	355 210	53,75%

Les rémunérations requises du capital investis dans la même période sont complétés par les revenus qui correspondent aux besoins des investissements pour le fonctionnement des services et des exploitations, ainsi que des travaux de bâtiment.

Dans cette catégorie, la facturation capturée sur la base des CR est relative aux :

- Acquisition de Matériel d'Exploitation pour le fonctionnement des services, avec un total de 26 976 MFCFA éligible à la rémunération et 3 205 MFCFA non éligible ;
- Travaux de Bâtiments pour le fonctionnement des services, avec un total de 555 MFCFA éligible à la rémunération.

La situation récapitulative s'établit ci-dessous :

TYPE INVESTISSEMENT	Facturation Réalisée sur 2017	Facturation Réalisée sur 2018	Facturation Réalisée sur 2019
Rémunéré	4 397	20 758	2 493
Acquisition de Materiel d'Exploitation pour le fonctionnement des services	4 335	20 702	1 938
Travaux de Bâtiments pour le fonctionnement des services	61	56	555
Non Rémunéré	0	1 399	1 806
Acquisition de Materiel d'Exploitation pour le fonctionnement des services	0	1 399	1 806
Total général	4 397	22 157	4 300

Les réalisations des « Autres Fourniture pour le fonctionnement des services » sont le résultat d'un traitement extra-comptable du module de la facturation pour les commandes de fourniture à immobiliser, qui n'ont pas fait l'objet de DOI et de CR de type travaux, mais de DI de CR de type organisation.

Le bilan de la réalisation des investissements soumis à la rémunération de la base tarifaire de la période 2017-2019 est donné au tableau récapitulatif ci-dessous :

RÉMUNÉRÉ 2017-2019	Actif Présenté RMA 2017	Facturation Réalisée 2017	Actif Présenté RMA 2018	Facturation Réalisée 2018	Actif Présenté RMA 2019	Facturation Réalisée 2019	Actif Présenté RMA Total	Facturation Totale	Ecart sur Facturation (%)
Projets RMA 2017-2019	109 830	86 069	200 714	112 545	169 604	94 558	480 149	293 172	61,06%
Acquisition de Materiel d'Exploitation pour le fonctionnement des services (*)	6 739	4 335	6 739	20 702	6 739	1 938	20 218	26 976	133,42%
Autres Fourniture pour le fonctionnement des services	3 054	8 193	3 054	7 895	3 054	6 914	9 162	23002	251,06%
Travaux de Bâtiments pour le fonctionnement des services	404	61	404	56	404	555	1 213	672	55,40%
Total général	120 027	98 658	210 911	141 198	179 801	103 965	510 739	343 821	67,32%

(*) Inclus les locations de puissance sur le réseau interconnecté pour un total de 22 013 MFCFA (2 875 en 2017, 17 371 en 2018 et 1 767 en 2019).

Autres investissements réalisés dans la période 2017-2019 :

L'analyse du portefeuille des projets fait le constat d'autres investissements consentis pour le bon fonctionnement des Exploitations et des Services, qui sont éligibles ou non à la rémunération du Capital, suivant tableau récapitulatif ci-après :

AUTRES PROJETS	Facturation Réalisée sur 2017	Facturation Réalisée sur 2018	Facturation Réalisée sur 2019
Rémunéré	1 768	15 993	7 165
Autre Projet 2017-2019	1 768	15 993	7 165
Abri aire de dépotage, Démantèlement PDD. Construction Atelier, bureaux annexes et Parking, Construction de bureaux au dessus des existants (étage)	10	19	
Acces universel à l'electricité phase1 /EXCELLEC	0	8 277	346
ACCORD CADRE Acquisition de postes préfabriqués	0	788	
Achat de 02 turbo MAN et installation	559	415	
Acquisition de cellules fermées, postes préfabriqués et cabines mobiles 2018	0	377	683
Acquisition transformateur 26 MVA 90/6,6 kV en remplacement du transformateur défectueux du G401	236	0	
Amélioration Qualité de Service avec reconstruction et rééquipement poste à Dakar 2 et Dakar 1	406	52	
Audit Environnemental et Social de la ligne 225 KV Kaolack-Fatick-Mbour	20	0	9
CDT 12 Dakar et régions	0	0	49
DE/SE/ EIES POUR LES NOUVEAUX PROJETS DE LIGNES ET POSTES HT	169	89	9
DE/SE/ EVALUATION ENVIRONNEMENTALE DES NOUVEAUX PROJETS	29	12	
Diagnostic et mise en conformité des réseaux basse tension sur l'étendue du pays,	0	2 630	
Étude d'impact environnemental et social du projet de centrales solaire IPP de 23 MW connectées au réseau à Kael _ Touba	0	5	12
Étude d'impact environnemental et social du projet de centrales solaire IPP de 30 MW connectées au réseau à Kahone	0	11	
Etude d'impact environnemental et social du projet de restructuration et d'extension des réseaux de distribution à Thiès, Tivouane et Mbour (au Centre –Ouest du Sénégal) ;	0	18	
Etude d'impact environnemental et social du projet de restructuration et d'extension des réseaux de distribution à Touba et Diourbel (au Centre-Est du Sénégal)	0	22	12
Etude d'impact environnemental et social du projet de restructuration et d'extension des réseaux de distribution à Ziguinchor (au Sud-Ouest du Sénégal) ;	0	7	56

Extension de Réseau à Dakar et dans les régions (eod,coselec, etm)	158	105	
Fourniture de 15 000 Coffrets Comptage Basse Tension	181	0	
Plan d'action et de réinstallation du projet de centrales solaire IPP de 23 MW connectées au réseau à Kael _ Touba	0	121	
Plan d'action et de réinstallation du projet de centrales solaire IPP de 30 MW connectées au réseau à Kahone	0	0	13
Projet pour la sécurisation, la fiabilisation et la mise aux normes des réseaux électriques pour un accès Sécurisé de 20 000 clients aux services de l'électricité	0	3 046	5 975
Non Rémunéré	277	196	3 442
Autre Projet 2017-2019	277	196	3 442
Acquisition de 5 groupes de 1250 kva (greenpower)	277	0	
Acquisition de compteurs à prépaiement pour 65% de la clientèle	0	0	3 395
Evenements religieux 2019	0	0	42
Passage en souterrain du réseau HTA dans l'emprise du port minéralier de bargny	0	196	5
Total général	2 045	16 189	10 607

En dehors des projets, ces autres investissements contribuent à la matérialisation des projets et selon les principes comptables, sont amortis au même titre que les actifs livrables de ces projets ;
A ce titre, ils sont requis aux réajustements des actifs constitutifs de la base tarifaire de rémunération du capital investi, à la fin de la période tarifaire 2017-2019 pour un total de 24 926 MFCFA.

Bilan des investissements réalisés dans la période 2017-2019

Le bilan global des investissements sur la période 2017-2019 est établi sur la base du cumul des investissements, récapitulé au tableau ci-après :

RÉMUNÉRÉ 2017-2019	Actif Présenté RMA 2017	Facturation Réalisée 2017	Actif Présenté RMA 2018	Facturation Réalisée 2018	Actif Présenté RMA 2019	Facturation Réalisée 2019	Actif Présenté RMA Total	Facturation Totale	Ecart sur Facturation (%)
Projets RMA 2017-2019	109 830	86 069	200 714	112 545	169 604	94 558	480 148	293 172	61,06%
Acquisition de Matériel d'Exploitation pour le fonctionnement des services	6 739	4 335	6 739	20 702	6 739	1 938	20 217	26 975	133,43%
Autres Fourniture pour le fonctionnement des services	3 054	8 193	3 054	7 895	3 054	6 914	9 162	23002	251,06%
Travaux de Bâtiments pour le fonctionnement des services	404	61	404	56	404	555	1 212	672	55,45%
Autre Projet 2017-2019		1 768		15 993		7 165	0	24926	
Total général	120 027	100 426	210 911	157 191	179 801	111 130	510 739	368 747	72,20%

A l'exclusion des « Autres Fourniture pour le fonctionnement des services » tirés des Etats financiers, la répartition des investissements globaux réalisés dans la période 2017-2019 par Domaine, est donnée au tableau ci-dessous :

INVESTISSEMENTS	Actif Présenté RMA 2017	Facturation Réalisée 2017	Actif Présenté RMA 2018	Facturation Réalisée 2018	Actif Présenté RMA 2019	Facturation Réalisée 2019	Actif Présenté RMA Total	Facturation Totale	TAUX EXECUTION GLOBAL
Rémunéré	120 027	92 233	210 912	149 296	179 802	104 216	510 741	345 746	67,69%
TRANSPORT	30 503	54 115	99 747	58 378	96 797	44 050	227 047	156 544	68,95%
PRODUCTION	23 036	12 319	7 257	31 556	400	6 756	30 693	50 631	164,96%
DISTRIBUTION	31 757	22 246	78 196	44 637	64 093	44 913	174 046	111 796	64,23%
AUTRES	34 732	3 552	25 712	14 725	18 512	8 498	78 956	26 775	33,91%
Non Rémunéré	72 746	21 922	56 801	20 328	51 180	26 909	180 727	69 158	38,27%
TRANSPORT	16 531	7 907	8 575	2 135	12 526	9 400	37 632	19 443	51,67%
PRODUCTION	3 752	1 350	272	26,33722	0		4 024	1 376	34,20%
DISTRIBUTION	22 897	5 737	27 304	13 513	28 132	9 459	78 333	28 709	36,65%
AUTRES	29 567	6 928	20 650	4 653	10 523	8 049	60 740	19 630	32,32%
Total général	192 774	114 155	267 713	169 624	230 982	131 125	691 469	414 904	60,00%

Le détail de ces investissements par type est donné au tableau récapitulatif ci-dessous :

TYPE INVESTISSEMENT	Facturation Réalisée sur 2017	Facturation Réalisée sur 2018	Facturation Réalisée sur 2019
Rémunéré	92 233	149 296	104 216
TRANSPORT	54 115	58 378	44 050
Acquisition de Materiel d'Exploitation pour le fonctionnement des services	46	71	
Autre Projet 2017-2019	425	89	18
Projet RMA 2017-2019	53 644	58 218	44 032
PRODUCTION	12 319	31 556	6 756
Acquisition de Materiel d'Exploitation pour le fonctionnement des services (*)	3 993	18 346	1 790
Autre Projet 2017-2019	569	439	25
Projet RMA 2017-2019	7 757	12 772	4 941
DISTRIBUTION	22 246	44 637	44 913
Acquisition de Materiel d'Exploitation pour le fonctionnement des services	198	1 400	2
Autre Projet 2017-2019	564	15 454	7 122
Projet RMA 2017-2019	21 484	27 783	37 789
AUTRES	3 552	14 725	8 498
Acquisition de Materiel d'Exploitation pour le fonctionnement des services	98	885	147
Autre Projet 2017-2019	210	12	

Projet RMA 2017-2019	3 184	13 771	7 796
Travaux de Bâtiments pour le fonctionnement des services	61	56	555
Non Rémunéré	21 922	20 328	26 909
TRANSPORT	7 907	2 135	9 400
Acquisition de Materiel d'Exploitation pour le fonctionnement des services	0	85	
Autre Projet 2017-2019	0	0	
Projet RMA 2017-2019	7 907	2 050	9 400
PRODUCTION	1 350	26	
Autre Projet 2017-2019	277	0	
Projet RMA 2017-2019	1 073	26	
DISTRIBUTION	5 737	13 513	9 459
Autre Projet 2017-2019	0	196	47
Projet RMA 2017-2019	5 737	13 317	9 412
AUTRES	6 928	4 653	8 049
Acquisition de Materiel d'Exploitation pour le fonctionnement des services	0	1 313	1 806
Autre Projet 2017-2019	0	0	3 395
Projet RMA 2017-2019	6 928	3 340	2 847
Total général	114 155	169 624	131 125

(*) inclus les investissements hors charge variable du projet de « LOCATION DE PUISSANCE SUR LE RESEAU INTERCONNECTE », pour 2 875 MFCFA en 2017, 17 371 en 2018 et 1 767 MFCFA en 2019.

Toutes les réalisations font l'objet de la justification détaillé pour chaque projet suivant fichier Excel joint (Onglet Justification par Projet).

Les projets non clôturés avec des projections de décaissement dans la prochaine période tarifaire 2020-2022 sont récapitulés sur la base des coûts du suivi manuel des projets au tableau ci-dessous :

Tableau 55 - Projections de décaissement sur la période 2020-2022 des projets non clôturés

DOMAINES	Facturation Réalisée sur 2017	Facturation Réalisée sur 2018	Facturation Réalisée sur 2019	PROJECTION 2020	PROJECTION 2021	PROJECTION 2022	PROJECTION RMA 2020-2022
Rémunéré	92 233	149 296	104 216	170 405	96 326	40 419	307 151
TRANSPORT	54 115	58 378	44 050	98 532	79 322	20 009	197 862
PRODUCTION	12 319	31 556	6 756	5 610	240	360	6 210
DISTRIBUTION	22 246	44 637	44 913	56 044	12 827	15 674	84 545
AUTRES	3 552	14 725	8 498	10 219	3 937	4 377	18 533
Non Rémunéré	21 922	20 328	26 909	61 688	20 742	4 071	86 500
TRANSPORT	7 907	2 135	9 400	18 193	8 534	1 350	28 077

PRODUCTIO N	1 350	26		758			758
DISTRIBUTIO N	5 737	13 513	9 459	36 770	12 208	2 721	51 699
AUTRES	6 928	4 653	8 049	5 967	0	0	5 967
Total général	114 155	169 624	131 125	232 093	117 068	44 490	393 651

•

I.28. Approche de projection des dépenses d'investissement sur la période 2020-2022

Les conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022 coïncide avec la mise en œuvre de son Plan Stratégique (PS) dénommé « Yeesal Senelec 2020 », étalé sur la période 2016-2020 et précisément à la dernière étape de la Phase 3 de Développement de Senelec, à partir de 2020.

Ce Plan Stratégique est basé sur les orientations de l'Etat sur le secteur de l'Energie inscrites dans le PSE et déclinées dans la LPDSE pour le moyen terme notamment la période 2019-2023.

Par ailleurs, la digitalisation et la dématérialisation des processus métiers est l'un des principaux fondements de la nouvelle stratégie de Senelec et devront ouvrir les portes pour des outils analytiques décisionnelles efficaces dans la gestion et la réalisation des investissements soumis à la régulation.

Le Plan Stratégique en cours de mise en œuvre met en avant la démarche de la gestion axée sur les résultats et il est, à ce titre, accompagné par la mise en place d'outils de gestion de portefeuille de projets et de suivi-évaluation, sous forme de plateforme unifiée pour toutes les activités de Senelec.

Au regard du cadre logique de gestion de la stratégie de la performance et des réformes au niveau communautaire, de l'Etat et du sous-secteur, il s'avère préférable de reformuler le modèle de proposition des investissements projetés pour la période 2020-2023, en alignement avec la dynamique des initiatives déjà prises et en cours, à consolider dans le plan d'urbanisation du Système d'Information de Senelec.

Les principaux points d'amélioration proposés sur la nouvelle période tarifaire sont relatifs aux besoins d'alignement concernant :

- Le regroupement en programme de tous les projets ayant un objectif commun ;
- La clarification du dégroupage systématique des activités pour une imputabilité directe des actifs immobilisés au métier de Production/Transport/Distribution/Ventes pour faciliter la dissociation comptable des immobilisations et la transparence des coûts de chaque service ;
- La clarification de la distinction entre les dépenses d'investissements d'exploitation effectuées dans l'opérationnel :
 - La part amortissable des dépenses d'exploitation (révision majeure, maintenance préventive, etc.) soumis à la rémunération des actifs, sur la base d'amortissement par sous-composant du Syscohada révisé ;
 - La part non amortissable des dépenses liées aux investissements, autres que les charges d'exploitation variables.
- La clarification de la classification des Investissements opérationnels selon les définitions ci-dessous :
 - **Extension** : les investissements ayant pour but de créer de la capacité additionnelle de Production, de Transport, de Distribution et de Vente de l'électricité, par la création de nouvelle infrastructure ou l'augmentation de la capacité de celle existante.
 - **Maintenance (Renouvellement/Réhabilitation)** : les investissements ayant pour but de remettre ou de maintenir à niveau la capacité originale de Production, de Transport, de Distribution et de Vente de l'électricité.

Cette catégorie d'investissement avait été présentée dans la période passée dans « Renouv/Rehab/Dev » comme « Réhabilitation ». Cette clarification permet de distinguer les renouvellements/réhabilitation avec augmentation de la capacité qui sont comptés dans les Extensions, de la maintenance courante de remise à niveau de la capacité des ouvrages. L'obligation de maintien du potentiel productif exigé par le service public à un niveau donné est assuré par un jeu de provisions adéquates à prélever indépendamment des résultats bénéficiaires ou non, conformément aux dispositions des opérations et problèmes spécifiques des concessions de services public de l'acte uniforme de l'Ohada.

- **Exploitation** : les investissements ayant pour but de répondre à toutes les conditions d'opérationnalité des infrastructures, de sécurité des biens et des personnes et de respects des critères de performance en quantité et en qualité, sans but de remettre ou de maintenir à niveau, ni de créer de la capacité additionnelle à demeure³ de Production, de Transport, de Distribution et de Vente de l'électricité.

Les investissements dans le processus d'exploitation concernent tous les actifs de facilitation et outils d'amélioration de l'efficacité dans la performance opérationnelle, ils sont distingués des charges variables d'exploitation incluant les autres petites charges et les petits investissements de l'exploitation courante. Ils sont comptés dans le programme des investissements pour le fonctionnement de l'exploitation de chaque domaine métier.

Le besoin de clarification de la classification découle de la nécessité d'alignement du Système d'Information de Suivi-Evaluation de la stratégie d'investissement de Senelec, pour :

- Les besoins immédiats de mesure de la performance de chaque domaine métier par approche comparative entre domaine et avec les paires sur la base d'indicateurs clés de performance de mesure de l'optimisation des ressources mobilisées pour l'exploitation et la maintenance (O&M) ;
- Les besoins futurs de modélisation à des fins de la simulation des investissements par la mise en place d'outil informatique apportant la flexibilité, permettant l'évaluation comparative des projets avec les solutions alternatives, pour la planification optimale des ressources nécessaires à la remise à niveau de la chaîne logistique selon la croissance de la demande.

Les meilleures pratiques de gestion des sociétés anonyme de service public d'électricité, qui sont les cibles référentielles de la stratégie de gestion des investissements sont traduites dans les dispositions de clarification illustrées par le schéma logique ci-dessous :

	DOMAINE	PROCESSUS OPERATIONNELLE	TYPE IMMOBILISATION	ALLOCATION BUDGETAIRE	BAILLEURS	SOURCE FINANCEMENT	REMUNERATION RMA	DUREE AMORTISSEMENT			
PROCESSUS DE REALISATION	Production	Exploitation	OPEX	BUDGET EXPLOITATION	FONDS PROPRES	CAF	CHARGE EXPLOITATION	CHARGE EXERCICE			
	Transport	Maintenance	CAPEX O&M	BUDGET INVESTISSEMENT TRAVAUX	ETAT, PTF, FONDS PROPRES	SUBVENTIONS/DONS, EMPRUNTS, CAF	AMORTISSEMENT	DOMINANTE MOYENNE A LONGUE			
	Distribution										
	Commercial	Extension	CAPEX LONG								
PROCESSUS SUPPORT	Système Information	SI	CAPEX O&M	BUDGET EXPLOITATION	FONDS PROPRES	CAF	AMORTISSEMENT	DOMINANTE MOYENNE			
		Télécoms									
	Immobilier et Approvisionnement	Patrimoine Immobilier	CAPEX LONG	BUDGET INVESTISSEMENT TRAVAUX	ETAT, PTF, FONDS PROPRES	SUBVENTIONS/DONS, EMPRUNTS, CAF	AMORTISSEMENT	DOMINANTE LONGUE			
		Support Exploitation	CAPEX O&M	BUDGET EXPLOITATION							
		Support Service	CAPEX SUPPORT	BUDGET SERVICE					FONDS PROPRES	CAF	AMORTISSEMENT
	Conformité RSE	Sécurité	CAPEX SUPPORT	BUDGET SERVICE	FONDS PROPRES	CAF	AMORTISSEMENT	DOMINANTE MOYENNE A COURTE			
		Qualité	CAPEX O&M	BUDGET EXPLOITATION	FONDS PROPRES	CAF	AMORTISSEMENT	DOMINANTE MOYENNE			
		Environnement et Social	CAPEX LONG	BUDGET INVESTISSEMENT TRAVAUX	ETAT, PTF, FONDS PROPRES	SUBVENTIONS/DONS, EMPRUNTS, CAF	AMORTISSEMENT	DOMINANTE LONGUE			
	Administration Générale, Gestion Patrimoine et Stocks	Gestion Stock	CAPEX SUPPORT	BUDGET SERVICE					FONDS PROPRES	CAF	AMORTISSEMENT
		Administration Générale									
		Gestion Patrimoine									
	Etudes Générale et Planification	Etudes Générale									
		Planification									
		Diversification et Innovation									
	Contrôle	Contrôle de Gestion									
		Audit									
Contrôle Interne											
Gestion des Risques											
Finance et Comptabilité	Finance										
	Comptabilité										
	Fiscalité										
Affaires Juridiques	Contrats										
	Contentieux										
	Servitudes										
Gestion des Ressources Humaines	Gestion RH										
	Social										
	Communication										
	Formation										

Les dispositions pertinentes prises dans les projections de la prochaine période par rapport à la précédente, en rapport avec les contraintes liées à l'organisation actuelle des Budgets des investissements sont notamment :

- Le Budget triennal des Investissements des Travaux (BIT) revu dans les projections pour des investissements d'un montant consistant ;
- Les investissements de faibles montants sont comptés dans les autres Budgets annuels d'Exploitation et de Services contrairement à la précédente période ;
- Le Budget des services est dans l'organisation actuelle, le lieu d'inscription de certains investissements d'actif d'Exploitation et de Maintenance (Compteurs, Transformateurs, etc.). Les programmes d'investissements innovants (conversion au prépaiement, passage au compteurs intelligents, etc.) ont nécessité leur inscription au BIT sur financement extérieur. Les projections sont faites au niveau du Programme « INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION ... », en corrélation avec la forte croissance en vue (Accès universel).

Pour cette nouvelle période, les projets ont été regroupés en programmes pour faciliter la lecture, le contenu de chaque programme est donné dans un tableau.

Les investissements qui étaient inscrits dans l'ancienne période sous les libellés ci-dessous, sont éclatés entre les domaines métiers concernés par la séparation comptable et les perspectives des réformes en vue, notamment :

- Acquisition de Matériel d'Exploitation pour le fonctionnement des services ;
- Autres Fourniture pour le fonctionnement des services ;
- Travaux de Bâtiments pour le fonctionnement des services.

Les nouveaux libellés proposés sont :

- INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION DOMAINE METIER ;
- INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE DOMAINE METIER ;
- TRAVAUX AMENAGEMENT POUR FONCTIONNEMENT DOMAINE METIER.

Suivant les mêmes dispositions que l'ancienne période tarifaire, la rémunération du capital requis dans ce segment, est estimée sur la base des historiques et de la croissance des activités concernées et regroupée sous forme d'enveloppe, qui sera justifiée comme tél, au bilan de la nouvelle période.

Suivant ces dispositions, les investissements inscrits aux Programmes « INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE ... » correspondent au Budget des services et sont le réceptacle des investissements de support du fonctionnement de l'exploitation opérationnelle et fonctionnelle, sans rapport avec l'activité industrielle (Aménagement locaux non techniques, Machine de bureau, Mobilier de bureau, Téléphone, Support social, etc.).

L'enjeu vis-à-vis de la projection des investissements de la prochaine période tarifaire, est le rapprochement par analogie au mieux, de la pratique des amortissements opérés à partir de 2018 par Senelec suivant le Syscohada révisé, à l'allocation des ressources de financement des investissements correspondants.

I.29. Projections des Investissements de la période 2020-2022

Pour satisfaire la demande ainsi projetée tout en respectant la norme de qualité du service de l'électricité requise, Senelec projette d'investir 976 065 millions de F CFA sur la période 2020-2022.

Ces investissements résumés par les tableaux ci-dessous, concernent la production pour 66 160 millions, le transport pour 277 688 millions, la distribution pour 437 139 millions et les autres investissements pour 195 079 millions.

Le tableau ci-dessous montre la répartition de l'investissement par domaine et par année sur la période.

Tableau 56 - Investissements sur la période 2020-2022

DOMAINES	Coût projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
TRANSPORT	579 772	110 443	79 321	87 924	277 688
PRODUCTION	68 803	16 895	30 429	18 836	66 160
DISTRIBUTION	798 348	137 350	102 612	197 177	437 139
AUTRES	360 817	54 185	38 064	102 830	195 079
Total général	1 807 741	318 874	250 426	406 766	976 065

Il faut noter qu'une partie de ces investissements sont des Dons/Subvention ou alors entièrement payés par tiers (ce qui est le cas par exemple des compteurs), le reste est financé sur les fonds propres et au besoin par des emprunts bancaires.

Le tableau ci-dessous donne la répartition par type d'investissement :

Tableau 57 - Répartition par type d'investissement

TYPE INVESTISSEMENT	Coût projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
COMPTAGE	1 968	1 298	0	0	1 298
SUBVENTION ETAT ET DON	872 081	79 329	50 168	169 166	298 663
FINANCEMENT	933 692	238 247	200 257	237 600	676 104
Total général	1 807 741	318 874	250 426	406 766	976 065

I.30. Investissements de Comptage

Les investissements de comptage sont inscrits dans le programme de rénovation du système de comptage de la période 2020-2022, comprenant les projets :

- Acquisition et Installation de 17 000 compteurs intelligents et Acquisition et Installation de 50 000 compteurs Pré paiement sur financement KFW pour un montant de 1 298 MFCFA, non requis à la rémunération du capital.

Les autres investissements dans le domaine du Comptage sont relatifs aux projets :

- RECONVERSION AU PREPAIEMENT - Phase 1 : Compteurs communicants, pour la fourniture de 420 000 compteurs communicants prépaiements essentiellement, les équipements de télécommunication et interfaces logiciels d'exploitation à partir des systèmes de gestion des compteurs existants, d'un montant de 6 232 MFCFA, en extension du financement KFW, requis à la rémunération du capital ;
- RECONVERSION AU PREPAIEMENT - Phase 1 : Accessoires et Sécurisation branchement, pour la fourniture et les travaux de sécurisation des 420 000 compteurs communicants prépaiements, d'un montant de 30 581 MFCFA, en financement à rechercher, requis à la rémunération du capital ;
- SECURISATION COMMERCIALE : Modernisation des installations des agences de référence, pour des investissements hors compteurs sur la période tarifaire :

- 2020 : 1 500 MFCFA, pour projet DEPLOIEMENT AGENCE DE REFERENCE Pilote VINCENS ;
- 2021 : 3 000 MFCFA, pour phase DEPLOIEMENT AGENCE DE REFERENCE Autres Agences Dakar et Délégations ;
- 2022 : 6 000 MFCFA, pour Extension DEPLOIEMENT AGENCE DE REFERENCE.

Concernant le projet « RECONVERSION AU PREPAIEMENT » la part des Equipements de télécommunication et interfaces logiciels d'exploitation à partir des systèmes de gestion des compteurs existants est insignifiante (moins de 1%), comparée à la part Fourniture de 420 000 compteurs communicants prépaiements. C'est pourquoi le projet est formulé pour deux composantes.

Ce projet de Reconversion au prépaiement est en rapport avec les exigences du Contrat de performance de Senelec pour un rendement de plus en plus élevé et sa mesure en lieu et place des calculs estimatifs actuels, nécessitent l'adoption d'un système de comptage intelligent généralisé.

Senelec s'est déjà engagée dans cette voie, par l'acquisition d'un système de gestion de compteurs intelligents et leur déploiement chez les clients industriels et domestiques de grande puissance.

Par ailleurs, Senelec s'était fixé un objectif stratégique de conversion progressive au prépaiement pour une cible de 65% de sa clientèle domestique en 2020.

Le projet de RECONVERSION AU PREPAIEMENT vise le double objectif de passer la clientèle résiduelle au prépaiement avec une sécurisation des revenus par la reprise systématique du branchement, et de solutionner les besoins de synchronisation des dates et heures de la relève des index, pour la fiabilité du rendement global annoncé.

Cette infrastructure avancée de comptage donnera de nouvelle capacité vers l'automatisation de la mesure du rendement de chaque poste de distribution public et par regroupement logique, les moyens analytiques permettant de forer les rendements par Centre de gestion et/ou une partie du Réseau.

Les objectifs sont aussi bien de déterminer le rendement mesuré, mais aussi d'organiser la traque des pertes non techniques et de planifier les actions de restructuration du réseau pour la réduction des pertes techniques, en amélioration continue.

Le programme s'étalera sur plusieurs périodes tarifaires, jusqu'au passage de toute la clientèle basse tension au prépaiement et concerne uniquement le remplacement de compteur classique par un autre communicant et la sécurisation des branchements.

Suivant les dispositions du Règlement de service approuvé, la redevance comprend les frais de location et les frais d'entretien des équipements de comptage, mais ne couvre pas le remplacement de compteur en dehors du principe de renouvellement suivant le cycle de vie ou de panne prématurée.

Aucune facturation additionnelle de redevance compteur n'est requise, ainsi la rémunération du capital par l'amortissement économique de l'actif revient à la charge des clients à travers le revenu maximum autorisé ou le réajustement adéquat de la redevance.

La mise en œuvre du projet passant par la réalisation annuelle des actifs d'exploitation, Senelec propose la rémunération du capital investi à travers le revenu maximum autorisé, à l'image des activités de maintenance préventive, pouvant résulter à la réduction volontaire de la durée de vie économique d'un actif.

Par ailleurs, le projet de Modernisation des installations des agences de référence fait suite à la certification ISO 9001v2015 de Senelec sur le périmètre Grands Comptes, la prochaine étape identifiée dans le cadre de l'amélioration continue est la certification des Agences commerciales.

A cet effet, il était impérieux de préparer les agences à la certification à travers un nouveau référentiel autant dans l'architecture, l'aménagement intérieur comme extérieur que dans les pratiques des agents du Commercial et la mise aux normes des comptages.

I.31. Investissements en Subventions et Dons

Le montant des subventions de l'Etat et des dons s'élève 298 663 millions de FCFA soit 30,59% du total des investissements de la période 2020-2022, s'élevant à 976 065 millions de FCFA. Le tableau ci-dessous montre la répartition de l'investissement en dons ou subventions par domaine et par année sur la période.

Tableau 58 - Investissements subventionnés sur la période 2020-2022

DOMAINES	Coût projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
TRANSPORT	284 616	19 053	30 031	55 046	104 130
PRODUCTION	10 063	758	2 000	7 306	10 063
DISTRIBUTION	347 370	37 279	14 656	66 363	118 299
AUTRES	230 032	22 240	3 480	40 451	66 171
Total général	872 081	79 329	50 168	169 166	298 663

I.32. Investissements sur Financement Senelec

Les investissements engagés par Senelec sur la période 2020-2022 sont de 676 104 millions de FCFA, dont :

- 56 096 millions de FCFA pour la production ;
- 173 557 millions de FCFA au niveau du réseau de transport ;
- 318 840 millions de FCFA au niveau du réseau de distribution ;
- Et 127 610 millions de FCFA pour le commercial et les activités supports.

Tableau 59 - Investissements financés par Senelec sur la période 2020-2022

DOMAINES	Coût projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
TRANSPORT	295 157	91 390	49 289	32 878	173 557
PRODUCTION	58 740	16 137	28 429	11 530	56 096
DISTRIBUTION	450 978	100 071	87 956	130 814	318 840
AUTRES	128 817	30 648	34 584	62 379	127 610
Total général	933 692	238 247	200 257	237 600	676 104

Parmi ces investissements 241 255 millions de FCFA concernent des décaissements sur des projets entamés lors de la période précédente et qui continuent dans la nouvelle période. Ainsi, 434 850 millions concernent des nouveaux projets débutant sur la période 2020-2022.

Tableau 60 – Segmentation des projets selon le niveau d'engagement

PROJETS PERIODE TARIFAIRE	Coût projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
PROJETS ENCOURS	448 739	156 452	52 202	32 600	241 255
PROJETS NOUVEAUX	484 953	81 794	148 055	205 000	434 850
Total général	933 692	238 247	200 257	237 600	676 104

I.33. Plan de Financement des investissements

Le plan de financement des investissements de la nouvelle période tarifaire est composé de ressources sous forme d'enveloppe budgétaire à hauteur de 1 820 256 MFCFA, réparties entre :

- 29,17% de dettes directement contractées par Senelec ;
- 11,29% de Fonds propres ;
- 11,00% de dettes rétrocédées par l'Etat du Sénégal à Senelec ;
- 32,64% de dettes et contreparties de l'Etat à titre de subvention à Senelec ;
- 15,90% de dons à l'Etat reversés à titre de subvention à Senelec ;

La répartition des ressources par domaines est donnée ci-dessous :

Tableau 61 - Répartition des ressources par domaine

DOMAINE	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022	DETTE	FONDS PROPRES	RETROCESSION ETAT	SUBVENTION ETAT	DON
FINANCEMENT	933 692	238 247	200 257	237 600	676 104	531 059	205 546	198 062	2 124	0
TRANSPORT	295 157	91 390	49 289	32 878	173 557	168 051	28 942	94 618	0	0
PRODUCTION	58 740	16 137	28 429	11 530	56 096	15 939	36 694	4 293	2 124	0
DISTRIBUTION	450 978	100 071	87 956	130 814	318 840	300 322	66 160	94 789	0	0
AUTRES	128 817	30 648	34 584	62 379	127 610	46 747	73 751	4 362	0	0
SUBVENTION ETAT ET DON	872 081	79 329	50 168	169 166	298 663	0	0	0	591 937	289 363
TRANSPORT	284 616	19 053	30 031	55 046	104 130	0	0	0	110 066	227 044
PRODUCTION	10 063	758	2 000	7 306	10 063	0	0	0	9 306	758
DISTRIBUTION	347 370	37 279	14 656	66 363	118 299	0	0	0	271 793	56 880
AUTRES	230 032	22 240	3 480	40 451	66 171	0	0	0	200 772	4 681
COMPTAGE	1 968	1 298	0	0	1 298	0	0	2 165	0	
AUTRES	1 968	1 298	0	0	1 298	0	0	2 165	0	
Total général	1 807 741	318 874	250 426	406 766	976 065	531 059	205 546	200 227	594 061	289 363
						29,17%	11,29%	11,00%	32,64%	15,90%

La répartition du financement à mobiliser par Senelec en interne sur fonds propres et en externe sous forme de dettes, sur la base des coûts prévisionnels des projets est donnée ci-dessous :

Tableau 62 - Répartition du financement à mobiliser sur fonds propres et dettes

MODE DE FINANCEMENT	Coût projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
FONDS PROPRES	202 122	68 069	60 522	62 500	191 091
DETTES	731 570	170 177	139 736	175 100	485 013
Total général	933 692	238 247	200 257	237 600	676 104

La partie Dettes inclue une contrepartie de 13 198 MFCFA.

L'utilisation effective des Fonds propres sur la base des coûts prévisionnels des projets est de 191 091 MFCFA (sans les contreparties sur financements externes) et représente 28,26% du total financement à mobiliser par Senelec dans la période, leur utilisation essentielle sur les investissements pour le fonctionnement des services et de l'exploitation (Capex O&M) est illustrée au tableau ci-dessous :

Tableau 63 - Répartition des Fonds propres sur le fonctionnement des services et de l'exploitation

PROCESSUS OPERATIONNELS	Coût projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
TRANSPORT	27 542	8 228	5 494	5 603	19 326
Exploitation	8 611	4 239	2 290	1 694	8 223
Extension	7 750	2 673	2 104	2 104	6 882
Maintenance	11 181	1 315	1 100	1 805	4 220
PRODUCTION	36 384	11 447	11 236	10 905	33 588
Exploitation	25 128	7 100	8 523	8 194	23 817
Extension	4 800	1 989	750	750	3 489
Maintenance	6 457	2 358	1 963	1 961	6 283
DISTRIBUTION	64 087	22 001	19 644	17 486	59 132
Exploitation	23 782	9 673	6 302	6 907	22 882
Extension	18 445	4 919	6 642	2 919	14 480
Maintenance	21 860	7 410	6 700	7 660	21 770
AUTRES	74 108	26 394	24 147	28 505	79 045
Conformité RSE	1 280	800	125	25	950
Exploitation	30 674	11 032	8 940	9 235	29 207
Extension	1 000	218	0	0	218
Maintenance	10 500	1 500	3 000	6 000	10 500
Support Exploitation	22 154	9 150	10 065	11 528	30 743
Support Service	3 910	1 587	1 217	917	3 720
Système Information	4 590	2 107	800	800	3 707
Total général	202 122	68 069	60 522	62 500	191 091

Les ressources à mobiliser auprès des bailleurs de fonds sur la base des coûts prévisionnels des projets est de 485 013 MFCFA, représentent 71,73% du total du financement à mobiliser par Senelec, pour essentiellement des investissements en grands travaux d'extension et de réhabilitation de l'infrastructure industrielle.

La part des financements non disponibles à rechercher sur la base des coûts prévisionnels des projets est de 317 315 MFCFA sur un total de 976 065 MFCFA. Elle représente 32,51% du programme total. Les 125 170 MFCFA seront mobilisés par le canal de l'Etat du Sénégal sous forme de Subventions et Dons, suivant les intentions de financement récapitulés au tableau ci-dessous :

Tableau 64 - Répartition des financements à rechercher

BAILLEURS DE FONDS	Coût projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
FINANCEMENT	251 635	12 300	67 428	112 417	192 145
AR	211 348	12 000	47 501	103 047	162 548
AR(BID)	4 600	300	1 820	1 860	3 980
AR(EIFFAGE)	13 119	0	0	2 624	2 624
AR(KFW (85%))	5 576	0	1 115	4 461	5 576
AR(ECOBANK)	16 993	0	16 993	425	17 417
ETAT ET DON	468 044	100	8 079	116 991	125 170
AR(BM)	30 496	0	6 238	24 258	30 496
AR(ETAT SENEGAL)	428 843	100	100	85 769	85 969
AR(KFW (85%))	984	0	197	787	984
AR(KIAT)	7 722	0	1 544	6 178	7 722
Total général	719 679	12 400	75 508	229 407	317 315

Les 100 MFCFA inscrits en 2020 et 2021 représentent les allocations annuelles de ressources du Budget Consolidé des Investissements de l'Etat, en appui aux Extensions et à la Densification des réseaux dans les régions, qui sont versés à présent dans le programme de l'Accès universel, dans le contexte de Budget/Programme adopté.

La composante à mobiliser par Senelec est de 192 145 MFCFA sur un total de 317 315 MFCFA et représentent 60,55% du total à rechercher, dont :

- 162 548 MFCFA à rechercher au niveau des banques locales et partenaires techniques et financiers, soit les 84,59% ;
- 12 180 MFCFA, soit les 6,33% qui font l'objet d'intention de financement de partenaires techniques et financiers identifiés au tableau ci-dessous, en emploi de solde et/ou de rallonge de disponibilité, suivant les mêmes conditions de crédit alloué ;
- 17 417 MFCFA en préfinancement des projets de première urgence du programme de Conversion au gaz, à rechercher au niveau d'une banque locale.

La répartition par bailleur de fonds des financements disponibles est donnée au tableau ci-dessous :

Tableau 65 - Répartition par bailleur de fonds des financements disponibles

BAILLEURS DE FONDS	Coût projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022	DETTE	FONDS PROPRES	RETROCESSION ETAT	SUBVENTION ETAT	DON
FINANCEMENT	682 057	225 947	132 829	125 184	483 959	290 444	205 546	192 487	0	0
BAD	21 183	10 623	10 560	0	21 183	1 423	0	23 824	0	0
BID	70 721	37 487	19 751	0	57 238	0	8 149	54 911	0	0
BOAD(25Mds)	31 456	22 544	0	0	22 544	28 180	3 180	0	0	0
BOAD(FDE)	11 765	1 914	0	0	1 914	0	0	13 718	0	0
EIFFAGE	70 000	0	0	14 000	14 000	74 556	0	0	0	0
EMPRUNT OBLIGATAIRE	9 358	6 674	50	0	6 724	9 625	0	0	0	0
FONDS PROPRES	202 122	68 069	60 522	62 500	191 091	0	192 348	0	0	0
KALPATARU 1	36 300	7 035	0	0	7 035	0	0	39 669	0	0
KALPATARU 2	17 741	4 083	14 289	2 041	20 413	0	0	20 413	0	0
KFW (70%)	31 479	7 143	7 520	5 544	20 207	0	1 869	35 658	0	0
KFW (85%)	4 293	4 293			4 293		0	4 293	0	0
VINCI	124 265	56 082	9 863	0	65 945	125 286	0	0	0	0
WELDY LAMONT (EXIMBANK US)	51 373	0	10 275	41 098	51 373	51 373	0	0	0	0
ETAT ET DON	404 037	79 229	42 089	52 175	173 493	0	0	0	132 599	280 657
AFD(2018)	32 419		12 771	17 715	30 486	0	0	0	32 844	4 362
BCI-ETAT	5 500	2 016	0	0	2 016	0	0	0	5 500	0
BM(PASE1)	8 719	2 016	0	0	2 016	0	0	0	576	0
BM(PASE2)	74 941	59 335	1 287	0	60 622	0	0	0	84 197	0
Contrepartie Annulation dette Espagnole	2 100	500	1 600	0	2 100	0	0	0	0	2 100
ETAT SENEGAL	4 305	1 856	650	650	3 156	0	0	0	4 158	0
EU(PASE2)	8 067	4 602	3 465	0	8 067	0	0	0	0	8 416
FONDS PREFERENCE	2 151	360	717	717	1 794	0	0	0	2 151	0
JICA (DON)	24 000	7 000	9 447	6 000	22 447	0	0	0	0	25 553
KFW (70%)	13 491	787	2 642	2 376	5 805	0	0		3 173	11 883
KFW (85%)	758	758	0	0	758		0		0	758
MCC	227 585	0	9 510	24 717	34 227	0	0	0	0	227 585
COMPTAGE	1 968	1 298	0	0	1 298	0	0	2 165	0	0
KFW (70%)	1 968	1 298	0	0	1 298	0	0	2 165	0	
Total général	1 088 061	306 474	174 918	177 359	658 751	290 444	205 546	194 651	132 599	280 657

Les investissements seront financés pour la majorité par fonds propres ou au niveau des banques locales en dehors des partenaires techniques et financiers. Le tableau ci-dessous montre les sources de financement des investissements prévus.

Tableau 66 - Source de financement des investissements sur la période 2020-2022

Financement	2020	2021	2022	Total 2020-2022	Taux de l'emprunt
BAD	10 623	10 560	0	21 183	2,50%
BID	37 787	21 571	1 860	61 218	3,00%
BOAD 1	22 544	0	0	22 544	8,57%
BOAD 2	1 914	0	0	1 914	2,45%
Eiffage	0	0	16 624	16 624	2,46%
Emprunt Obligataire	6 674	50	0	6 724	6,67%
Kalpataru	11 118	14 289	2 041	27 448	2,30%
KfW	11 436	8 635	10 005	30 076	3,00%
VINCI	56 082	9 863	0	65 945	2,50%
EXIM Bank US	0	10 275	41 098	51 373	2,54%
Banques locales	80 069	125 015	165 972	371 057	7,50%
Total	238 247	200 257	237 600	676 104	5,55%

Les autres programmes sont présentés par domaine métier dans cette suite du document.

I.34. Investissements sur la Production

Le montant total du capital à rémunérer prévu pour la production se chiffre à 56 096 millions de FCFA dont 16 137 millions de FCFA en 2020, 28 429 millions en 2021 et 11 530 millions de FCFA en 2022.

Tableau 67 - Répartition des investissements au niveau de la Production par programme

PROGRAMMES	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
FINANCEMENT	58 740	16 137	28 429	11 530	56 096
CONVERSION AU GAZ	14 869		14 869	0	14 869
EXTENSION PRODUCTION	9 493	6 282	950	950	8 182
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION PRODUCTION	20 749	7 145	6 912	6 210	20 267
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE DE PRODUCTION	1 495	400	440	484	1 324
MAINTENANCE PRODUCTION	7 010	2 311	1 634	1 961	5 906
STRATÉGIE RÉSERVE EXPLOITATION	2 124	0	2 124	425	2 549
TRAVAUX AMENAGEMENT POUR FONCTIONNEMENT PRODUCTION	3 000	0	1 500	1 500	3 000
ETAT ET DON	10 063	758	2 000	7 306	10 063
CONVERSION AU GAZ	5 306			5 306	5 306
EXTENSION PRODUCTION	758	758	0	0	758
STRATÉGIE RÉSERVE EXPLOITATION	4 000	0	2 000	2 000	4 000
Total général	68 803	16 895	30 429	18 836	66 160

Les programmes spécifiques sont relatifs :

- **EXTENSION PRODUCTION** : Suivant la nouvelle orientation de l'Etat, les gros investissements en nouvelles capacités de production sont de plus en plus le fait des IPP ; Ce programme regroupe les projets d'extension de capacité de la part Senelec du parc existant dans le RI, le RNI et les CS. Cette catégorie d'acquisition d'actif a une tendance baissière en raison du développement du réseau pour l'extinction des RNI et des CS et la priorité donnée aux IPP ;
- **MAINTENANCE PRODUCTION** : Regroupe les activités précédemment classées en Renouvellement/Réhabilitation, il est constitué de queues de projets à finaliser dans la nouvelle période tarifaire. Pour la nouvelle période, les investissements sont estimés sur la base des historiques et de la croissance des activités concernées et requis sous forme d'enveloppe, qui sera justifié comme tel au bilan du RMA.
- **CONVERSION AU GAZ** : Les nouvelles orientations de la gouvernance politique mettent l'accent sur le gaz to power, aussi bien sur le parc existant que les nouvelles réalisations de capacité. Le programme concerne aussi bien les IPP que pour le parc de Senelec avec la conversion des centrales Senelec existantes pour préparer leur passage au gaz (Bel Air, CDB) ;
- **STRATÉGIE RÉSERVE EXPLOITATION** : ce programme comporte la partie production de la stratégie de gestion de la réserve d'exploitation en mitigation de l'impact de l'intermittence des énergies renouvelables sur la fréquence du réseau, consécutif à la montée en puissance dans le mix, notamment les projets :
 - Installation régulation de fréquence C4, C6, C7
 - Réhabilitation et conversion au gaz de la TAG4 : évaluation de l'état et travaux de mise à niveau.

Les investissements sur les actifs des moyens de production sur la période 2020-2022 sont listés dans chaque programme ci-dessous :

Tableau 68 - Détail des investissements Production sur la période 2020-2022

PROJETS	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
FINANCEMENT	58 740	16 137	28 429	11 530	56 096
CONVERSION AU GAZ	14 869		14 869	0	14 869
Convertir les centrales Senelec existantes pour préparer leur passage au gaz Bel Air	14 869		14 869	0	14 869
EXTENSION PRODUCTION	9 493	6 282	950	950	8 182
Achat de 03 groupes électrogènes de puissance unitaire 1250 kVA	700	529	0	0	529
EIES, PGES, PAR DES PROJETS PRODUCTION	750	250	250	250	750
Fourniture de 04 groupes électrogènes de puissance unitaire 500 kVA, 02 groupes de 25kva, 02 groupes de 50kva pour les centrales secondaires, de lots de pièces de rechanges de 0 à 3000h et de lot de pièces de sécurité-	350	209	0	0	209
Impenses projets Production	3 000	1 000	500	500	2 000
Programme Promotion Energie Solaire et Efficacite Energetique phase 2 (Diass) - Dette	4 293	4 293			4 293
Projet pilote Energies Renouvelables	400	0	200	200	400
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION PRODUCTION	20 749	7 145	6 912	6 210	20 267
Compléments achats électropompes alimentaire, circulation et élévatrice pour C3	670	398	0	0	398
Contrôle réglementaire: Equipement sous pression, appareils de levage, engins de manutention, échelles, échaffaudages, cuves, réservoirs, extincteur, robinet d'incendie armée, matériels d'extinction et de secours	510	102	408	0	510
Divers travaux de réhabilitation au Cap des Biches	490	245	245	0	490
Etude démantèlement des centrales C2, C1, TAG1....	250	250	0	0	250
Fourniture et installation cheminée échappement et baffles insonorisation de TAG2	250	276	0	0	276
Fourniture et installations de 18 extracteurs pour C3 et C4	180	180	0	0	180
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION PRODUCTION	16 550	5 000	5 500	6 050	16 550
Réhabilitation tank RM1 et RM2	300	120	0	0	120
Remise au normes circuits incendie Boutoute, Tamba et Kolda	500	444	0	0	444
Rénovation du système de régulation de vitesse des turboalternateurs 301 et 303	459	130	329	0	459
Télégestion des centrales solaires de Senelec (Automatisation centrale solaire)	200	0	40	160	200
Travaux de sécurisation du Batiment de l'apportement et travaux complémentaires de refecton voirie, caniveaux, éclairage et mise en place contrôle d'accès et vidéo surveillance à au cap des biches	390	0	390	0	390
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE DE PRODUCTION	1 495	400	440	484	1 324
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE PRODUCTION	1 495	400	440	484	1 324
MAINTENANCE PRODUCTION	7 010	2 311	1 634	1 961	5 906
GROSSE REPARATION PRODUCTION	4 958	1 362	1 634	1 961	4 958
IM tag4 (inspection parties chaudes)	1 263	359	0	0	359
remplacements caisson et baffles échappement de la turbine, révision générale de l'alternateur et remplacement du disjoncteur de couplage TAG2	100	40	0	0	40
Rénovation circuit eau de mer, remise à niveau distribution électrique apportement et prestations électromécaniques, fournitures équipements divers de fiabilisation des tranches 301 et 303	490	390	0	0	390
Retrofit de disjoncteurs Type CEM à huile sur un tableau CEM CEMABLOC par des disjoncteurs SF6	200	160	0	0	160
STRATÉGIE RÉSERVE EXPLOITATION	2 124	0	2 124	425	2 549
Installation régulations de fréquence C4, C6, C7	2 124	0	2 124	425	2 549
TRAVAUX AMENAGEMENT POUR FONCTIONNEMENT PRODUCTION	3 000	0	1 500	1 500	3 000
travaux de sécurisation du site du site contre l'avancée de la mer	3 000	0	1 500	1 500	3 000
ETAT ET DON	10 063	758	2 000	7 306	10 063
CONVERSION AU GAZ	5 306			5 306	5 306
Convertir les centrales Senelec existantes pour préparer leur passage au gaz CDB	5 306			5 306	5 306
EXTENSION PRODUCTION	758	758	0	0	758
Programme Promotion Energie Solaire et Efficacite Energetique phase 2 (Diass) - Don	758	758	0	0	758
STRATÉGIE RÉSERVE EXPLOITATION	4 000	0	2 000	2 000	4 000
Mise à niveau de TAG4 : évaluation de l'état et travaux de mise à niveau	4 000	0	2 000	2 000	4 000
Total général	68 803	16 895	30 429	18 836	66 160

I.35. Investissements sur le réseau de Transport

Les projets sur le réseau de Transport ont pour but d'évacuer en toute sécurité les nouvelles capacités de production, d'assurer la continuité et la qualité du service, de réduire les pertes techniques et l'END, de permettre les échanges sous régionaux. L'investissement du capital à rémunérer sera de 91 390 millions de FCFA en 2020 ; 49 289 millions de FCFA en 2021 et 32 878 millions de FCFA en 2022 soit un montant total de 173 557 millions de FCFA sur la période 2020-2022.

Tableau 69 - Répartition des investissements au niveau du réseau de Transport

PROGRAMMES	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
FINANCEMENT	295 157	91 390	49 289	32 878	173 557
BOUCLE DU FERLO	70 000	0	0	14 000	14 000
EXTENSION TRANSPORT	181 819	84 773	39 819	5 506	130 097
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION TRANSPORT	16 852	4 423	4 448	3 260	12 131
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE TRANSPORT	1 833	400	940	484	1 824
MAINTENANCE TRANSPORT	18 647	1 731	2 617	5 167	9 516
SMART GRID	5 576	0	1 115	4 461	5 576
TRAVAUX AMENAGEMENT POUR FONCTIONNEMENT TRANSPORT	430	64	350	0	414
ETAT ET DON	284 616	19 053	30 031	55 046	104 130
EXTENSION TRANSPORT	236 364	15 108	18 344	23 940	57 392
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION SUPPORT FONCTIONNEL	500	27	0	0	27
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION TRANSPORT	2 650	1 365	0	300	1 665
MAINTENANCE TRANSPORT	1 900	2 553	0	0	2 553
SMART GRID	4 310	0	862	3 448	4 310
STRATÉGIE RÉSERVE EXPLOITATION	38 891	0	10 825	27 358	38 183
Total général	579 772	110 443	79 321	87 924	277 688

Les programmes spécifiques sont relatifs :

- **BOUCLE DU FERLO** : consistant à la liaison 225 KV Touba-Linguère-Matam, avec la création des postes de 225/30 KV de Touba 2 au nord de la ville, Linguère et Matam2 aux environs de Ndioum ;
- **EXTENSION TRANSPORT** : représente la plus importante partie des investissements et s'adresse au maillage du territoire national avec le réseau haute tension. Les plus importants projets de la nouvelle période sont ceux du financement MCC pour la région de Dakar et la liaison haute tension Sénégal – Mauritanie. Certains projets ont été entamés dans l'ancienne période et se poursuivent dans la nouvelle, notamment le programme de Vinci, de la BID, etc. dans la région de Dakar et Thiès ;
- **MAINTENANCE TRANSPORT** : Regroupe les activités précédemment classées en Renouvellement/Réhabilitation, il est constitué de queues de projets à finaliser dans la nouvelle période tarifaire. Pour la nouvelle période, les investissements cibles des projets spécifiques de remise à niveau de certains ouvrages et un volet Grosse Réparation Transport estimé sur la base des historiques et de la croissance des activités concernées requis sous forme d'enveloppe.
- **SMART GRID** : ce programme s'adresse à la nouvelle orientation vers le développement d'un réseau électrique moderne dit intelligent, sa composante transport est relative aux projets :
 - Efficacité Energétique : Stockage Batteries à Diass 14 MW/ 14 MWh ;
 - Stockage Batteries à Bel Air 7 MW/ 7MWh;

Les investissements sur le stockage de l'énergie sont justifiés par la nécessité de renforcement de la résilience du système électrique, éprouvée par la mise en service des centrales solaires et éoliennes caractérisées par l'intermittence de la production de l'énergie et les déclenchements intempestifs des unités de production classique.

L'évolution du mix de la production de l'énergie avec la dernière mise en service de la première tranche de la centrale éolienne de Taïba Ndiaye accentue le besoin d'infrastructure de stockage de l'énergie.

Son exploitation permettra d'une part de pouvoir stocker les surplus de production si la demande est faible et de pouvoir faire appel à cette réserve d'énergie stockée de manière instantanée pour compenser les intermittences des unités d'énergie renouvelable et aussi les pertes d'unités classiques, causées le plus souvent par une variation brusque de la fréquence du réseau sur un défaut aléatoire.

- **STRATÉGIE RÉSERVE EXPLOITATION** : ce programme comporte la partie transport de la stratégie de gestion de la réserve d'exploitation en mitigation de l'impact de l'intermittence des énergies renouvelables sur la fréquence du réseau, consécutif à la montée en puissance dans le mix, notamment les projets :
 - Grid Stabilization Activity: Network Management System and Strategy
 - Addition d'un deuxième circuit pour raccordement du parc Éolien
 - Ajustement du Grid Code pour l'intégration des centrales de production incluant les renouvelables
 - Formation EnR + Formation Urgente operateurs et experts (fonctions avancées + DTS).
 - Intégration de systèmes de télégestion des centrales ENR, mise en place d'outils et de procédures
 - Intégration des batteries au Dispatching
 - Investissements SCADA, système WAMS (Composante 1 : Mise à jour du système SCADA/EMS avec GE ; Composante 2 : Acquisition et mise en place d'un WAMS
 - Stockage Batteries à Bel Air 40 MW/ 40 MWh
 - Stockage Batteries à Tobène 10 MW/ 10 MWh

Les investissements sur les actifs des moyens de transport sur la période 2020-2022 sont listés dans chaque programme ci-dessous :

Tableau 70 - Détail des investissements Transport sur la période 2020-2022

PROJETS	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
FINANCEMENT	295 157	91 390	49 289	32 878	173 557
BOUCLE DU FERLO	70 000	0	0	14 000	14 000
Boucle 225 KV du Ferlo	70 000	0	0	14 000	14 000
EXTENSION TRANSPORT	181 819	84 773	39 819	5 506	130 097
Postes AIS 225kV et AIS 90 KV de THIES	8 835	5 418	0	0	5 418
Acquisition de véhicules et outillages dans le cadre du projet de construction de la ligne 225 kV Mauritanie sénégal	163	163	0	0	163
Acquisition d'un transformateur 80MVA-90/30kV pour le poste de Thiona, renforcement des liaisons HTA des transformateurs	1 000	569	0	0	569
Amélioration du système de protection des postes et des lignes (protection Jeux de barres dédiée, redondance de protection lignes et remplacement de relais obsolètes)	600	514	0	0	514
Construction de ligne 225kV Tanaf – Ziguinchor	17 741	4 083	14 289	2 041	20 413
Deuxième boucle souterraine 90 kV DAKAR » & Liaison souterraine PATTE D'OIES – SICAP – UNIVERSITE	7 799	2 381	0	0	2 381
EIES, PGES, PAR DES PROJETS TRANSPORT	750	250	250	250	750
Impenses projets Transport	6 000	1 854	1 854	1 854	5 563
Liaison HT Tambacounda-Kolda- Ziguinchor		5 055	0	0	5 055
Liaison Kounoune- Patte d'Oie	22 000	11 699	7 223	0	18 921

PROJETS	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
Liaison 225 Sendou-Kounoune	1 200	96	0	0	96
Liaison HT Mauritanie-Sénégal (Partie Sénégalaise) Ingénieur conseil	1 945	424	561	0	985
Liaison HT Mauritanie-Sénégal (Partie Sénégalaise) LOT2	15 800	9 531	5 230	0	14 761
Liaison HT Mauritanie-Sénégal (Partie Sénégalaise) LOT3	11 900	7 198	3 950	0	11 147
Liaison HT Mbour -Fatick et complément poste Fatick HTB/HTA	18 000	7 479	2 449	0	9 929
Liaison souterraine en 90 kV UNIVERSITE – CENTRE VILLE – BEL AIR	9 734	6 586	0	0	6 586
Liaison Tobene-Kounoune : Lot 1 ligne 225kV	7 300	1 403	0	0	1 403
Liaison Tobene-Kounoune : Lot 2 Extension poste Tobene et Kounoune	3 000	244	0	0	244
Lignes 225 kV DIASS – THIES – TOBENE	9 492	5 731	0	0	5 731
Mise en place d'un deuxième circuit d'évacuation de la centrale de Contour Global	1 000	0	200	800	1 000
Mise en place d'un deuxième circuit d'évacuation de la centrale de Tobène Power	700	0	140	560	700
Poste GIS 90 KV - CENTRE VILLE	7 204	2 134	2 134	0	4 269
Poste GIS 90 KV - SICAP	6 730	3 471	0	0	3 471
Postes GIS 225kV et AIS 90 KV de Kounoune	9 339	3 128	0	0	3 128
Recrutement d'un bureau d'audit pour liaison Kounoune Patte d'Oie et Mbour-Fatick	13	0	13	0	13
Recrutement d'un bureau de Contrôle pour liaison Kounoune Patte d'Oie et Mbour-Fatick	900	993	325	0	1 319
Réhabilitation ligne 90 kV SOCOCIM – THIONA – TOBENE	11 174	4 068	0	0	4 068
Renforcement de puissance pour garantir la puissance dans le poste source Université : Acquisition de 02 transformateurs 80MVA	1 500	300	1 200	0	1 500
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION TRANSPORT	16 852	4 423	4 448	3 260	12 131
1 Transformateur secours 80 MVA pour les postes sources 225 kV et 90 kV	849	613	0	0	613
Acquisition d'afficheurs de fréquence et installation à la salle de conduite du Dispatching pour la gestion des incidents (reconstitution du réseau)	100	0	100	0	100
Acquisition d'outillage pour travaux sur les câbles 90 kV et 225 kV souterrains HTB- équipes d'intervention et matériel de sécurité 225kV - formation	238	75	0	0	75
Acquisition de 2 postes 36 kV 1250 A sur plateforme tractables	550	0	550	0	550
Acquisition de bancs de Régulation tension pour les postes sources	450	450	0	0	450
Acquisition et installation de GPS dans les Centrales du RI	20	0	20	0	20
Amélioration du réseau de télécommunications (création de redondance des équipements télécoms, généralisation vidéo surveillance, secours réseau optique)	215	126	0	0	126
Doublement du jeu de barres 90kV de Thiona	200	0	200	0	200
Extension de l'APM GE pour monitoring des transfos, disjoncteurs et Lignes HTB	650	0	150	0	150
Extension de la vidéosurveillance aux autres postes HT (Diamniadio-Kounoune-Sococim-KMS)	40	0	40	0	40
Fourniture d'un logiciel Expert FACES et déploiement sur 11 postes du réseau HTB de SENELEC et fourniture des automates ITI (Avenant)	258	258	0	0	258
Intégration au Dispatching des nouveaux Postes HTA et HTB	265	170	0	0	170
Intégration du Poste 225/30kV de Bakel au Dispatching et au BRC	97	200	0	0	200
Intgration des IPP au dispatching	700	700	0	0	700
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION TRANSPORT	3 310	1 000	1 100	1 210	3 310
Kits d'essais pour les postes GIS (Avenant)	145	145	0	0	145
Maitrise des servitude et liberation des emprises des lignes HT de senelec	500	378	0	0	378
Mise à niveau du réseau de transmission optique par la technologie de multiplexage à longueur d'onde	5 000	0	1 000	2 000	3 000
Mise en place d'un Système de monitoring des isolateurs des Ligne HTB	650	0	100	0	100
Mise en place de liaisons de secours Radios et GPRS pour les postes et centrales stratégiques	38	0	38	0	38
Mise en place d'une plateforme de télérelève d'événements pour l'analyse des incidents	650	0	150	0	150
Recensement et Géoréférencement des lignes et postes du Transport.	650	0	50	50	100
Réhabilitation de l'atelier électromécanique de DTAE à Hann (construction de locaux, peinture du sol, reprise de l'étanchéité, acquisition d'outillage de test, soudure, entretien pont roulant...)	70	70	0	0	70
Réhabilitation des postes HTB/HTA (Groupes électrogènes de la boucle 90 kV et Climatisation des postes)	200	200	0	0	200
Renforcement du plan de protection du réseau HTB de Senelec avec la mise en place de protection Jeux de barres et différentielle lignes	650	0	650	0	650
Sélection d'un consultant pour la mise à jour des Dossiers Techniques Réseau Transport (Guide de construction)	300	0	300	0	300
SÉLECTION D'UN CONSULTANT POUR L'APPROCHE COMMUNAUTAIRE ET ACCOMPAGNEMENT À LA SÉCURISATION DES EMPRISES DE LA LIGNE 225 TAMBACOUNDA KOLDA ZIGUINCHOR	57	38	0	0	38
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE TRANSPORT	1 833	400	940	484	1 824
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE TRANSPORT	1 333	400	440	484	1 324
Mise en place des TST (acquisition de matériel et formation du personnel)	500	0	500	0	500
MAINTENANCE TRANSPORT	18 647	1 731	2 617	5 167	9 516
Fiabilisation des postes auxiliaires des centrales, des TSA et création d'une cellule coupage barres 30kV au poste CDB	300	136	0	0	136
GROSSE REPARATION TRANSPORT	8 275	500	550	605	1 655
Mise à niveau de la plateforme de diagnostic de supervision et de maintenance du réseau télécom	82	0	82	0	82
Mise en conformité de la ligne Touba-Tobène-Kaolack	596	255	0	0	255
Passage en souterrain la ligne Sococim-Cap des biches	3 100	0	620	1 860	2 480

PROJETS	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
Recensement de l'actif FO et réparation des brins défectueux	70	0	70	0	70
Réhabilitation de la ligne double terre CDB-PO2 ; Hann-Kounoune	1 000	0	200	800	1 000
Réhabilitation des régleurs de tous les transformateurs des st/stations et Postes sources	350	350	0	0	350
Réhabilitation du poste 30kV de la centrale de Boutoute	200	200	0	0	200
Réhabilitation du SCCN des postes de Bel air et MBAO	250	0	250	0	250
Réhabilitation du système de contrôle commande numérique du poste 30kV de Cap des Biches	100	80	0	0	80
Remplacement de la cellule HLM-PO et suppression des TP des compartiments de câbles	75	0	75	0	75
Remplacement des cellules GHA des départs H05 et H04 de Diass	200	0	200	0	200
Remplacement des chevalets des câble de garde de la ligne Kounoune Tobene	150	150	0	0	150
Remplacement du Tableau 30kV de Bel Air	1 115	0	0	223	223
Remplacement du Tableau 30kV de Cap des Biches	759	0	300	459	759
Remplacement du Tableau 30kV de Mbaou	774	0	0	300	300
Remplacement du tableau 36 kV des auxiliaires du poste de Malicounda	60	60	0	0	60
Sécurisation de l'alimentation des auxiliaires des postes et du Dispatching National	650	0	130	520	650
Travaux de réfection des postes et embases des pylônes du Transport	500	0	100	400	500
Travaux de remise à niveau des salles serveurs SCADA et repli pour l'upgrade du Dispatching (Contrepartie AFD)	40	0	40	0	40
SMART GRID	5 576	0	1 115	4 461	5 576
Programme Promotion Energie Solaire et Efficacite Energetique: Stockage Batteries à Diass 14 MW/ 14 MWh - Dette	5 576	0	1 115	4 461	5 576
TRAVAUX AMENAGEMENT POUR FONCTIONNEMENT TRANSPORT	430	64	350	0	414
Construction du parking pour la logistique de maintenance de DT (camions de lavage, nacelle, vanes, véhicules de diagnostic etc.	80	64	0	0	64
Réfection du Dispatching National	200	0	200	0	200
Travaux de rehabilitation des sites de la Direction des Mouvements d'Énergie (Postes et Dispatching National)- Phase 2	150	0	150	0	150
ETAT ET DON	284 616	19 053	30 031	55 046	104 130
EXTENSION TRANSPORT	236 364	15 108	18 344	23 940	57 392
1. Dakar Transmission Network Build Out Activity: 225kV Circuit Kounoune - Cap des Biches	31 150	0	450	2 000	2 450
1. Dakar Transmission Network Build Out Activity: 225kV Circuit Kounoune - Patte d'Oie	15 750	0	400	6 450	6 850
1. Dakar Transmission Network Build Out Activity: Underwater Cable - Cap des Biches - Bel Air	126 000	0	2 400	3 050	5 450
2. Transformer Replacement Program Activity: Aeroport 90/30kV	4 200	0	250	1 800	2 050
2. Transformer Replacement Program Activity: Dias 225/30kV	4 100	0	200	400	600
2. Transformer Replacement Program Activity: Hann 90/30kV	3 800	0	200	450	650
2. Transformer Replacement Program Activity: Touba 225/30kV	4 000	0	200	400	600
Addition d'un deuxième transfo 40 MVA 90/30 kV au poste de Tobène	1 500		1 050	450	1 500
Création Poste blindé 90 /30 kV à Guédiawaye (lot 1 P3)	16 464	8 108	1 287	0	9 395
Impenses Boucle 225 KV du Ferlo	600	0	0	600	600
Liaison 90 KV câble souterrain entre Hann et Patte d'Oie isolement en 225 (2x2 Circuits avec 2 circuits équipés)	3 000		1 200	1 800	3 000
Poste 225/30 KV Sendou	10 000	0	4 000	6 000	10 000
Poste GIS Sococim	14 000	7 000	5 447	0	12 447
Remplacement des transfos de 40 MVA par 80 MVA 225/30 kV au poste de Malicounda	1 800		1 260	540	1 800
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION SUPPORT FONCTIONNEL	500	27	0	0	27
Etude Additionnelle à l'Etude d'Intégration des Energies Renouvelables	100	2	0	0	2
Formation d'une équipe d'experts sur le gas to power	100	0	0	0	0
Formation d'une équipe d'experts sur le stockage	100	0	0	0	0
Formation des Directeurs et des décideurs sur le gas to power	100	25	0	0	25
Study tours: sur les réformes institutionnelles, le Power to gaz dans le sous-secteur de l'électricité et les politiques d'accès à l'électricité	100	0	0	0	0
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION TRANSPORT	2 650	1 365	0	300	1 665
Etudes du plan de défense et du plan de reconstitution du réseau en cas d'incident	850	282	0	0	282
Fourniture et installation d'éléments de SVC dans les postes de la boucle 90 kV (arrivée câble sous-marin et câble Kounoune – Patte d'oie)	300	0	0	300	300
Passage en souterrain du réseau HTB dans l'emprise du port minéralier de bargny	1 500	1 082	0	0	1 082
MAINTENANCE TRANSPORT	1 900	2 553	0	0	2 553
Sécurisation de l'alimentation électrique des clients des postes Aéroport et Université (Lot 2 P3)	1 900	2 553	0	0	2 553
SMART GRID	4 310	0	862	3 448	4 310
Programme Promotion Energie Solaire et Efficacite Energetique: Stockage Batteries à Diass 14 MW/ 14 MWh - Don	984	0	197	787	984
Stockage Batteries à Bel Air 7 MW/ 7MWh	3 326		665	2 661	3 326
STRATÉGIE RÉSERVE EXPLOITATION	38 891	0	10 825	27 358	38 183
3. Grid Stabilization Activity: Network Management System and Strategy	2 000	0	250	1 750	2 000
Addition d'un deuxième circuit pour raccordement du parc Éolien	885	0	0	177	177

PROJETS	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
Ajustement du Grid Code pour l'intégration des centrales de production incluant les renouvelables	328		328	0	328
Formation EnR + Formation Urgente operateurs et experts (fonctions avancées + DTS).	105		105	0	105
Intégration de systèmes de télégestion des centrales ENR, mise en place d'outils et de procédures	600		360	240	600
Intégration des batteries au Dispatching	400	0	80	320	400
Investissements SCADA, système WAMS (Composante 1: Mise à jour du système SCADA/EMS avec GE; Composante 2: Acquisition et mise en place d'un WAMS	6 061		4 000	2 061	6 061
Stockage Batteries à Bel Air 40 MW/ 40 MWh	20 790	0	4 158	16 632	20 790
Stockage Batteries à Tobène 10 MW/ 10 MWh	7 722	0	1 544	6 178	7 722
Total général	579 772	110 443	79 321	87 924	277 688

I.36. Investissements sur le réseau de Distribution

II.1.56. Programme réseau de Distribution

Pour respecter les normes et obligations d'électrification et de qualité de service fixées à Senelec sur la période 2020-2022, le programme d'investissements de la distribution est constitué des composantes suivantes :

- Extension de réseaux (dorsales, postes sources, sous-stations...)
- Densification et renforcement
- Amélioration de la qualité de service (télécommande des sous-stations, installations des compteurs, compensation réactive, études des réseaux...)

La mise en œuvre des composantes devra permettre la réalisation des objectifs d'électrification en zones urbaines et rurales, dans le périmètre de Senelec et plus particulièrement dans les (18) départements des quatre (04) Concessions d'Electrification Rurales attribuées à Senelec :

- Rufisque – Thiès – Tivaouane – Bambey – Diourbel – Mbacké (CER Thiès)
- Matam – Kanel - Ranérou – Bakel- Kidira (CER MRB)
- Foundiougne (CER Foundiougne)
- Ziguinchor – Oussouye – Bignona – Sédhiou – Goudomp - Bounkiling (CER ZOBS)

Sur la période, les investissements requis à la rémunération du capital sont de 318 840 millions de FCFA et seront investis sur le réseau de Distribution afin de permettre le développement des ventes, d'assurer la continuité et la qualité du service sans oublier la sécurité des populations mais également des agents durant les manœuvres.

Tableau 71 - Répartition des investissements au niveau du réseau de Distribution

PROGRAMMES	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
FINANCEMENT	450 978	100 071	87 956	130 814	318 840
ACCES UNIVERSEL	182 947	33 530	50 073	71 992	155 595
BOUCLE DU FERLO	13 119	0	0	2 624	2 624
COMPTAGE RENDEMENT EXPLOITATION TECHNIQUE	4 175	2 100	386	722	3 208
CREATION FEEDERS DE SECOURS	24 000	0	4 000	12 000	16 000
EXTENSION DISTRIBUTION	118 721	37 552	6 407	10 586	54 545
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION DISTRIBUTION	54 810	18 847	13 940	15 725	48 512
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE DISTRIBUTION	2 555	500	850	905	2 255
MAINTENANCE DISTRIBUTION	50 651	7 542	12 300	16 260	36 102
ETAT ET DON	347 370	37 279	14 656	66 363	118 299
ACCES UNIVERSEL	285 679	6 917	8 855	59 913	75 684
EXTENSION DISTRIBUTION	34 364	17 958	3 139	0	21 098
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION DISTRIBUTION	13 243	10 834	0	0	10 834
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION SUPPORT FONCTIONNEL	1 388	420	0	0	420
MAINTENANCE DISTRIBUTION	1 000	1 000	0	0	1 000
PROGRAMME COUVERTURE ER	1 950	150	650	650	1 450
SMART GRID	9 747		2 013	5 801	7 813
Total général	798 348	137 350	102 612	197 177	437 139

Les programmes spécifiques sont relatifs :

- **ACCES UNIVERSEL** : Les investissements du programme « Accès Universel » ont plusieurs objectifs, notamment :
 - De permettre à Senelec de satisfaire les normes et obligations d'électrification (412 078 nouveaux abonnés) assignées par le ministère en charge de l'énergie sur la période tarifaire 2020-2022 ;
 - De respecter ses engagements dans la mise en œuvre des PLE (PLAN LOCAL ELECTRIFICATION) dans les 4 nouvelles CER ;
 - De contribuer significativement à l'accès universel en 2025 dans son périmètre concessionnel.

Ce programme est explicité en détail ci-dessous.

- **BOUCLE DU FERLO** : consistant à la liaison 225 KV Touba-Linguère-Matam, avec la création des postes de 225/30 KV de Touba 2 au nord de la ville, Linguère et Matam2 aux environs de Ndioum, la composante distribution consiste aux raccordements des postes sources au réseau HTA et au développement des ventes dans les zones concernées ;
- **COMPTAGE RENDEMENT EXPLOITATION TECHNIQUE** : ce programme regroupe toutes les initiatives de Senelec, dans la logique de la mesure du rendement du réseau de distribution en lieu et place des calculs estimatifs.

Senelec a mis en service un Distribution Management System (DMS) qui est conçu pour son intégration avec le nouveau Système Information Commercial mis également en production dans la même année 2019.

Le développement de la stratégie de digitalisation et de dématérialisation des processus métier se poursuit progressivement et ce programme est élaboré pour arriver à terme à une possibilité de rapprochement automatique de l'énergie distribuée et enregistrée par les compteurs de l'exploitation du réseau de distribution, à celle mesurée par les compteurs du Commercial installé chez la clientèle, par le truchement des compteurs communicants ;

- **CREATION FEEDERS DE SECOURS** : le développement du réseau de distribution moyenne tension est le fait concomitant de Senelec, des Concessions d'Electrification et des Particuliers. Ce programme adresse le besoin de restructuration qui découle de ce développement accéléré pour garantir les conditions de qualité de service fixées à Senelec par la gouvernance politique. Il s'agit de la création de 30 nouveaux feeders pour décharger les départs existants à Dakar et dans les régions et 15 départs secours.

- **EXTENSION DISTRIBUTION** : regroupe les projets de restructuration et de développement des ventes de Senelec, précédant le programme d'accès universel.

La plus importante partie des investissements de la période passée en finalisation dans la nouvelle période découle du financement de Kalpataru et de Vinci et de la FFW.

La nouvelle période sera caractérisée par les mises en service des projets financés par la BOAD à hauteur de 25 milliards découpés en huit (8) lots de travail.

- **MAINTENANCE DISTRIBUTION** : Regroupe les activités précédemment classées en Renouvellement/Réhabilitation, il est constitué d'investissements cibles des projets spécifiques de remise à niveau de certains ouvrages et un volet Amélioration de la Qualité de service et Obligations contractuelles estimé sur la base des historiques et de la croissance des activités concernées requis sous forme d'enveloppe, qui sera justifié comme tel au bilan du RMA.
- **PROGRAMME COUVERTURE Evènements religieux** : est une réponse à la demande de la tutelle dans la nouvelle orientation Budget programme, pour regrouper tous les projets financés dans le compte du Budget consolidé des investissements de l'Etat en assistance aux communautés à l'occasion des évènements religieux majeurs de commémoration (Magal, Gamou, Popenguine, etc.)
- **SMART GRID** : ce programme s'adresse à la nouvelle orientation vers le développement d'un réseau électrique moderne dit intelligent, sa composante distribution est relative aux projets :

- Extension du système avancé de gestion du réseau de distribution (Extension du projet IDMS)
- Manuel operateur (code des manœuvres) et organisation.

Ces investissements sont en droite ligne avec l'extension de la télé conduite du réseau de distribution dans les régions, en extension du projet de Distribution Management System (DMS) qui est mis en service en 2019.

La première phase de la téléconduite du réseau de Dakar a donné des résultats encourageants, justifiant son extension dans l'étendue du pays, dans la perception de la durée des coupures par la clientèle, par la reprise du service à distance avec la télécommande des appareils de manœuvres.

Les investissements sur les actifs des moyens de distribution sur la période 2020-2022 sont listés dans chaque programme ci-dessous :

Tableau 72 - Détail des investissements Distribution sur la période 2020-2022

PROJETS	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
FINANCEMENT	450 978	100 071	87 956	130 814	318 840
ACCES UNIVERSEL	182 947	33 530	50 073	71 992	155 595
Acces universel à l'electricité phase2 /EXCELLEC DRCO-DRCE	0	0	0	0	0
Avenant Acces universel à l'electricité phase1 /EXCELLEC CONVENTION PAUE (programme d'accès universel à l'electricite)	3 000	1 050	0	0	1 050
Distribution KOUNOUNE, DIAMNIADIO et THIES	15 765	7 420	0	0	7 420
Extension et renforcement de reseau dans les zones periurbaines et rurales _ DAKAR	11 468	0	2 294	4 587	6 881
Extension et renforcement de reseau dans les zones periurbaines et rurales _ DRCO	9 690	0	1 938	3 876	5 814
Extension et renforcement de reseau dans les zones periurbaines et rurales _ DRN	5 277	0	1 055	2 111	3 166
Extension et renforcement de reseau dans les zones periurbaines et rurales _ DRS	16 209	0	3 242	6 484	9 725
Extension et renforcement de reseau dans les zones periurbaines et rurales _ DRCE	0	0	0	0	0
Extension, densification et renforcement de réseau de distribution dans les zones touristiques	4 000	800	3 200	0	4 000
PAMACEL (Projet d'AMelioration de l'ACces a l'Electricite dans des zones periurbaines et rurales)	19 560	9 000	10 560	0	19 560
PAMACEL: Audit comptable et financier	79	79	0	0	79
PAMACEL: Audit passation des marchés	32	32	0	0	32
PAMACEL: Etude de faisabilité technico-économique et EIES	1 312	1 312	0	0	1 312
PROMOTION DE L'EFFICACITE ENERGTIQUE ET ACCES A L'ENERGIE (L'extension, la densification, le passage de 6,6 à 30 kV des réseaux de distribution de Kaolack, Fatick, Mbour, Thiès, Tivaouane, Saint-Louis, Ziguinchor, Touba, Diourbel) : Phase 2 - Dette	9 183	1 837	5 510	1 837	9 183

PROJETS	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
Realisation des PLE (PLAN LOCAL ELECTRIFICATION) dans les 4 nouvelles CER et Electrification dans le périmètre périurbain de Senelec (contribution à l'accès universel)	51 373	0	10 275	41 098	51 373
BOUCLE DU FERLO	13 119	0	0	2 624	2 624
Boucle 225 KV du Ferlo (partie distribution)	13 119	0	0	2 624	2 624
COMPTAGE RENDEMENT EXPLOITATION TECHNIQUE	4 175	2 100	386	722	3 208
Contrat de maintenance du système et extension Comptage Exploitation Distribution	504	0	252	252	504
Création et déploiement référence électrique	671	0	134	470	604
Pose Compteurs au niveau de Dakar et des regions phase 2 (pour le calcul de rendement du reseau de distribution, la surveillance des postes) ce projet apportera des rendements pour DD/DT/DP :Projet Akilee	3 000	2 100	0	0	2 100
CREATION FEEDERS DE SECOURS	24 000	0	4 000	12 000	16 000
Création de 30 nouveaux feeders pour décharger les départs existants à Dakar et dans les régions et 15 départs secours	24 000	0	4 000	12 000	16 000
EXTENSION DISTRIBUTION	118 721	37 552	6 407	10 586	54 545
BOAD - LOT1: Renouvellement complet du feeder T31; Renouvellement du feeder T32	3 900	2 107	0	0	2 107
BOAD - LOT2: Densification et Extension des réseaux de Thiès et Mbour; Réhabilitation du feeder Thiès Aviation (38 et 22 mm ²) en souterrain 240mm ²	3 720	2 541	0	0	2 541
BOAD - LOT3: Rehabilitation de tout le départ GEO DN (actuellement en 38) en 148 mm ² ; Réhabilitation du feeder Diourbel en 38mm ² en 148mm ² (80km) et passage en souterrain sur 10km - en 240mm ²	3 927	2 760	0	0	2 760
BOAD - LOT4: Rehabilitation du feeder Kaolack (remplacé par Senembal) en 38mm ² en 148mm ² ; Renouvellement du tronçon Mapathé Diouck- Ballou de 54, 6 à 148mm ² sur 30km suite bouclage avec Tamba	3 180	1 904	0	0	1 904
BOAD - LOT5: Remplacement du cable sous fluvial foudiougne et ndakogha sur 2,5 km	1 200	1 742	0	0	1 742
BOAD - LOT6: creation d'un depart 148 mm ² et 240 mm ² secours à partir du poste source de DAGANA avec 10 postes de manoeuvres pour secourir UGB, Saint Louis et une cellule au poste Dagana...(telecommande à prévoir au niveau des postes de manoeuvres); Réhabilitation du départ Gueoul en 148mm ²	3 697	2 896	0	0	2 896
BOAD - LOT7: Création d'un câble de secours (à Hann) de 13,56 kms pour les feeders Maristes, Hann Pêcheurs et Labo Pêcheries; Création d'un câble de secours de 2,64 kms pour SAIL, Médina 30kV, Tunnel de Soubédioune, MTOA; Création d'un câble de secours de 5,3 kms pour les 3 feeders Sodida, Puits 12, Front de Terre; Création d'un câble de secours de 5,4 kms pour ENDSS, CRA, Ouakam à partir du poste université; Création d'un câble de secours pour le feeder Boune Village (secours chargé en moins d'un an - mis en service en octobre 2015) et Km22; Création d'un câble de secours pour les feeders	3 400	2 098	0	0	2 098

PROJETS	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
Sica et Rufisac à Mbaou; Création d'un câble de secours pour les feeders Soprim et Fass Mbaou; Création d'un câble de secours de 14 kms (à Cap des biches pour les feeders Route de Rufisque et Sies; Km 22 : Installation de postes protégés pour limiter les perturbations (KEUR MASSAR VILLAGE départ NIAKOUL RAB); Rufisque Nord : Installation de postes protégés pour limiter les perturbations (KEUR DAOUDA SARR départs SENPRIM et SANGALKAM, DIAMNIADIO départs HOPITAL DES ENFANTS et BARGNY); Yenn Nouveau : installation d'un disjoncteur à télécommander à STATIONSPATIALE (départs STATION GANDOUL et SEBI VILLAGE), à YENN NOUVEAU départ BARGNY MINAM.					
BOAD - LOT8: Bouclage des antennes BARGNY DIAMALAYE sur Yenn Nouveau; Bouclage des antennes SEBI GARE et P1 (500m) sur Yenn Nouveau; Création d'une liaison de secours pour le feeder OACI; Suppression antenne SENKOM sur Sica; Suppression de l'antenne COMICO YEUMBEUL sur le feeder Fass Mbaou; Suppression de l'antenne SAM SAM sur le feeder Fass Mbaou; Suppression des antennes CASERNEMENT MBAO et SICAP MBAO sur Sica; Suppression des antennes TIVAOUANE LAMSAR sur Sica.	2 400	1 671	0	0	1 671
bouclage des feeders Ranérou et Dahra Linguere (Postes Barkedji et Ranerou)	2 500	1 526	0	0	1 526
Boucle 90 kv de Dakar Phase 2: réhabilitation et extension réseaux à dakar ET CPL (Complément)	1 000	924	0	0	924
Densification et renforcement réseau à DRCO et DRS Lot 3 et 5	1 200	261	0	0	261
Densification et renforcement réseau à Thies, Diourbel, Touba, Darou Mousty et Sagata, par changement tension 6,6/30kV à Richard Toll	1 000	974	0	0	974
Densification et renforcement réseau dans la banlieue de Dakar (Rufisque, Bargny) Lot 1 et 2	1 200	697	0	0	697
Distribution TAMBACOUNDA , Passage de 6,6 à 30kV de Distribution Tambacounda et extension des réseaux 30 Kv	4 860	1 863	0	0	1 863
EIES, PGES, PAR DES PROJETS DISTRIBUTION	750	250	250	250	750
Impenses projets Distribution	4 000	1 000	1 000	1 000	3 000
Projet ligne 225kV Tamba-Kolda-Ziguinchor (Partie Distribution)	36 300	1 980	0	0	1 980
PROMOTION DE L'EFFICACITE ENERGTIQUE ET ACCES A L'ENERGIE (L'extension, la densification, le passage de 6,6 à 30 kV des réseaux de distribution de Kaolack, Fatick, Mbour, Thiès, Tivaouane, Saint-Louis, Ziguinchor, Touba, Diourbel) : Phase 1 - Dette	17 934	5 306	1 355	0	6 662
Remboursement des postes Tiers approuvés avant aout 2017	600	0	250	250	500
Remplacement et renouvellement ligne HTA sur tronçon départ D3 bignona (75 km)	1 795	0	359	1 436	1 795
Renforcement de réseaux de distribution de Dakar	7 683	4 420	0	0	4 420

PROJETS	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
Renforcement des lignes aériennes dans les régions et remplacement de supports	2 981	0	0	2 981	2 981
Renforcement et renouvellement ligne HTA de faible section par 148mm ² le tronçon du départ D3 (Bignona) entre Oulampane - Medina Wandifa - Entrée Sedhiou sur environ 75Km	1 795	0	359	1 436	1 795
Renouvellement et renforcement des câbles souterrains vétustes ou sous dimensionnés sur certains feeders (Soprim, Fass Mbao, ...)	5 000	0	1 000	3 000	4 000
Restructuration des reseaux de distribution pour raccordement optimal aux nouveaux postes HTB en projet	2 000	400	1 600	0	2 000
Travaux de raccordement des centrales à Energies Renouvelables au réseau de SENELEC	700	233	233	233	700
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION DISTRIBUTION	54 810	18 847	13 940	15 725	48 512
Téléconduite et Télécommunications Phase 1 (Avenant)	4 972	2 486	2 486	0	4 972
Téléconduite et Télécommunications Phase 2 (Avenant)	5 524	2 762	2 762	0	5 524
ACCORD CADRE Acquisition de transformateurs de distribution	1 500	1 500	0	0	1 500
ACCORD CADRE-Acquisition de cellules HTA compactes et modulaires	1 200	1 200	0	0	1 200
Automatisation de la Distribution avec la télécommande des appareils de coupures (BOAD)	6 033	4 826	0	0	4 826
Compensation reactive du 30kV	3 958	0	792	2 375	3 166
Contrôle accès des postes de distribution publiques	500	500	0	0	500
Généralisation des relais détecteurs de défauts aériens dans les régions	1 500	0	300	900	1 200
Installations d'appareils télécommandés à Dakar et dans les régions	12 000	0	2 000	6 000	8 000
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION DISTRIBUTION	16 550	5 000	5 500	6 050	16 550
Nouveau projet d'installation de détecteurs de défauts pour arriver à 100% des postes équipés en dehors des postes télécommandés qui intègrent cette fonction	573	573	0	0	573
Sécurisation des ouvrages de la SDE	500	0	100	400	500
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE DISTRIBUTION	2 555	500	850	905	2 255
Déploiement des Travaux Sous Tension HTA dans les régions	900	0	300	300	600
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE DISTRIBUTION	1 655	500	550	605	1 655
MAINTENANCE DISTRIBUTION	50 651	7 542	12 300	16 260	36 102
AMELIORATION QUALITE DE SERVICE ET OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	19 860	6 000	6 600	7 260	19 860
Equipements de rechange d'exploitation et de maintenance	9 791	1 332	0	0	1 332

PROJETS	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
Installation de 20 000 coffrets étanche de regroupement de branchement pour reprendre les branchements des clients en bordure de mer	300	210	0	0	210
Projet d'acquisition d'équipements de Maintenance	2 700	0	2 700	0	2 700
Réhabilitation de postes (postes hauts, abris provisoires, cellules ouvertes...) dans l'ensemble du territoire national	12 600	0	2 100	6 300	8 400
Remise aux normes des réseaux de distribution BT suite aux simulations	5 400	0	900	2 700	3 600
ETAT ET DON	347 370	37 279	14 656	66 363	118 299
ACCES UNIVERSEL	285 679	6 917	8 855	59 913	75 684
ACCES UNIVERSEL ELECTRICITE - PROGRAMME COMPLEMENTAIRE	234 534	100	100	46 907	47 107
Création de dorsale à la DRCE	2 952		590	2 362	2 952
Densifier le réseau MT dans les zones rurales pour favoriser l'accès à l'électricité (Zone DRCE).	3 000		1 200	1 800	3 000
Electrification rurale (BT Lot 1: Médina Yoro Foula, Pata, Ndorma P2B Lot 1	3 736	3 736	0	0	3 736
H.2. Extension et densification réseaux Velingara (P2A Lot1)	1 113	1 202	0	0	1 202
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Distribution	7 000	0	0	700	700
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Electricity Campaign for Electricity Literacy	5 100	0	500	1 550	2 050
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Enabling New Connections	1 250	0	150	300	450
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Foundiougne	7 050	0	0	0	0
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Nioro du Rip, Medina Yoro Foulah	4 200	0	840	3 360	4 200
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Support for Productive Use Equipment	1 000	0	150	250	400
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Tambacounda	4 650	0	50	100	150
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Velingara	1 350	0	270	1 080	1 350
PROGRAMME DE RENFORCEMENT ET DENSIFICATION RESEAUX SENELEC DANS LES REGIONS 2019	150	150	0	0	150
Projets réalisés sur Fonds de Préférence	1 080	360	360	360	1 080
PROMOTION DE L'EFFICACITE ENERGTIQUE ET ACCES A L'ENERGIE (L'extension, la densification, le passage de 6,6 à 30 kV des réseaux de distribution de Kaolack, Fatick, Mbour, Thiès, Tivaouane, Saint-Louis, Ziguinchor, Touba, Diourbel) : Phase 2 - Don	3 936	787	2 361	787	3 936
Raccordement au reseau de kolda (Djérédji – Bémet Bidjini) P2B lot 2	407	81	326	0	407
RECRUTEMENT D'UN CONSULTANT POUR LE SUIVI ET LE CONTROLE DES TRAVAUX DU PROJET « SOUTIEN A	100	100	0	0	100

PROJETS	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
L'ELECTRIFICATION PAR LE DEVELOPPEMENT DE LIGNES 30 KV (DORSALE) ET ELECTRIFICATION DE VILLAGES PROCHES (ZIGUINCHOR-MPACK ET BOULOGNE-BOUTOUPA...ETC...)					
Soutien à l'électrification par le développement de dorsale 30kV dans DRS et électrification de villages proches (ZIGUICHOR-MPACK ET BOULOGNE-BOUTOUPA)	2 000	400	1 600	0	2 000
TRAVAUX FONDS DE PREFERENCE	1 071	0	357	357	714
EXTENSION DISTRIBUTION	34 364	17 958	3 139	0	21 098
Création de postes et de secteurs, extension et renforcement de réseaux BT à Dakar et dans les régions (lot3 P1A)	3 116	2 318	0	0	2 318
Développement des ventes et amélioration qualité de service à Mbour, joal, Kayar, bayakh lot1 P1B	1 504	1 394	0	0	1 394
Extension et Densification de Réseau lot 1 P1A	4 704	2 963	0	0	2 963
H.1. Extension et densification réseaux Dabo (P2A Lot1)	441	441	0	0	441
I.1. Raccordement Marsasoum à partir de Tangori (P2A Lot3)	432	1 196	0	0	1 196
I.2. Raccordement Diaobé-Koukané-Pakour (P2A Lot2)	773	1 062	0	0	1 062
I.3. Raccordement Sindian à partir de Baila (P2A Lot3)	827	827	0	0	827
I.5. Raccordement Médina Gounass à partir de Bokonto (P2A Lot2)	827	827	0	0	827
Passage 6.6 à 30 kV des 2 feeders restants à Bel Air (Arsenal et Port Sud) lot 2 P1A	2 940	2 642	0	0	2 642
Programme de renforcement et densification réseau Senelec dans les régions 2015	705	474	0	0	474
PROMOTION DE L'EFFICACITE ENERGTIQUE ET ACCES A L'ENERGIE (L'extension, la densification, le passage de 6,6 à 30 kV des réseaux de distribution de Kaolack, Fatick, Mbour, Thiès, Tivaouane, Saint-Louis, Ziguinchor, Touba, Diourbel) : Phase 1 - Don	7 686				0
Raccordement au reseau de kédougou de SARAYA ,BANDA FASSI, SALEMATA ET FONGONLEMBI (KEDOUGOU) lot2 P1B	4 939	3 031	0	0	3 031
Raccordement au reseau de kolda (Djéné-Sakar-Diana Malari –Kolda) P2B lot 2	1 117	223	893	0	1 117
Raccordement au reseau de kolda (Kolda - Médina Yoro Foulah) P2B Lot 1	725	145	580	0	725
Raccordement au reseau de kolda (Medina Yoro Foulah – Pata) P2B Lot 1	498	100	398	0	498
Raccordement au reseau de kolda (Pata – Ndorma) P2B Lot 1	453	91	362	0	453
Raccordement au reseau de kolda (Vélingara – Nétéboulou) P2B lot 2	1 132	226	906	0	1 132
Recrutement de Bureaux de Consultants pour le Contrôle et le Suivi des Travaux de Remise en Etat et de Modernisation des Réseaux de Distribution de Senelec, dans le cadre du Projet d'Appui au Secteur de l'Electricité (PASE II)	1 547	0	0	0	0

PROJETS	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION DISTRIBUTION	13 243	10 834	0	0	10 834
Automatisation de la Distribution avec la télécommande des appareils de coupures (P4, lot1)	1 176	1 176	0	0	1 176
Automatisation réseau de Distribution national 3 eme phase (P4Bis : 2 lots)	6 960	5 381	0	0	5 381
Renforcement téléconduite réseaux HTA de Dakar et environs (P4, lot2)	1 764	1 764	0	0	1 764
Sécurisation alimentation électrique de KARMEEL et amélioration qualité de service des feeders T32 ; T31 ; Rufisque Nord et Km 22	3 343	2 513	0	0	2 513
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION SUPPORT FONCTIONNEL	1 388	420	0	0	420
Actualisation des Schémas Directeurs Production - Transport et Distribution	588	420	0	0	420
Etude de l'électrification rurale pour l'accès universel	800	0	0	0	0
MAINTENANCE DISTRIBUTION	1 000	1 000	0	0	1 000
Remplacement câble fluvial de sédhiou	1 000	1 000	0	0	1 000
PROGRAMME COUVERTURE ER	1 950	150	650	650	1 450
PROGRAMME COUVERTURE EVENEMENTS RELIGIEUX	1 950	150	650	650	1 450
SMART GRID	9 747		2 013	5 801	7 813
Extension du système avancé de gestion du réseau de distribution (Extension du projet IDMS)	9 668		1 934	5 801	7 734
Manuel operateur (code des manœuvres) et organisation	79		79	0	79
Total général	798 348	137 350	102 612	197 177	437 139

II.1.57. Programme Accès Universel

Les investissements du programme « Accès Universel » ont plusieurs objectifs, notamment :

- De permettre à Senelec de satisfaire les normes et obligations d'électrification (412 078 nouveaux abonnés) assignées par le ministère en charge de l'énergie sur la période tarifaire 2020-2022 ;
- De respecter ses engagements d'accès et de qualité de service dans les 4 nouvelles CER ;
- De contribuer significativement à l'accès universel en 2025 dans son périmètre concessionnel.

Le plan de financement se décompose en plusieurs types de financement dont :

- Financement accordé à l'Etat du Sénégal, avec les projets inscrits au BIT et portés par Senelec pour la réalisation au bénéfice aussi de Senelec que d'autres Concessions d'Electrification Rurales, notamment les financements AFD (2018) et MCC ;
- Financement à rechercher auprès de l'Etat du Sénégal, pour une raison liée aux conditions de faisabilité en rapport avec la rentabilité, soulevées par le rapport d'étude, en l'occurrence celle de Gesto relative à l'accès universel en 2025, AR (ETAT SENEGAL) ;
- Financement calé sur la base des normes de nombre de clients domestiques, selon la répartition urbain/rural et la discrimination positive par Département fixées par le MPE pour la période 2022 (AR (Auprès des banques locales par Senelec)) ;
- Financement mobilisé par Senelec en respect de ses engagements pour la réalisation des objectifs d'accès et de qualité de service dans les 4 nouvelles CER et Electrification dans le périmètre périurbain de Senelec (contribution à l'accès universel), auprès de WELDY LAMONT (EXIMBANK US) ;
- Financement des activités de projet courant de Senelec pour le développement des ventes, notamment BAD, BM(PASE2), Contrepartie Annulation dette Espagnole, ETAT SENEGAL, EU(PASE2), FONDS PROPRES, KFW (70%) et Vinci.

Les investissements sont destinés à améliorer significativement le taux d'électrification dans les différentes localités du périmètre de Senelec par la mise en œuvre des projets cités dans le tableau ci-après. Les projets d'électrification qui couvrent tout le périmètre de Senelec, urbain et rural, y compris les 4 CER dernièrement attribuées, visent à raccorder un nombre important de nouveaux clients satisfaisant les normes et obligations fixées par le MPE.

Tableau 73 : Projets du programme "Accès Universel" - Champs d'actions

Étiquettes de lignes	Somme de Coût du projet RMA	Somme de RMA_2020	Somme de RMA_2021	Somme de RMA_2022	Somme de RMA_2020-2022	Couverture du périmètre de Senelec par les projets		
						Urbain	Rural	4 CER
ACCES UNIVERSEL	678 419	32 554	157 337	209 485	399 376			
AFD (2018)	5 952	1 790	4 162	0	5 952			
Création de dorsale à la DRCE	2 952	590	2 362	0	2 952		OUI	
Densifier le réseau MT dans les zones rurales pour favoriser l'accès à l'électricité (Zone DRCE).	3 000	1 200	1 800	0	3 000		OUI	
AR	88 159	6 715	20 843	29 914	57 472			
Accès universel à l'électricité phase2 /EXCELLEC DRCO-DRCE	11 000	5 500	5 500	0	11 000		OUI	
BOUTIQUE WOYOFAL	4 304	1 215	772	772	2 760	OUI	OUI	OUI
Extension et renforcement de réseau dans les zones périurbaines_ DAKAR	11 468	0	2 294	4 587	6 881	OUI		
Extension et renforcement de réseau dans les zones périurbaines et rurales_ DRCO	9 690	0	1 938	3 876	5 814	OUI	OUI	
Extension et renforcement de réseau dans les zones périurbaines et rurales_ DRN	5 277	0	1 055	2 111	3 166	OUI	OUI	
Extension et renforcement de réseau dans les zones périurbaines et rurales_ DRS	16 209	0	3 242	6 484	9 725	OUI	OUI	
Extension et renforcement de réseau dans les zones périurbaines et rurales_ DRCE	0	0	0	0	0	OUI	OUI	
CONVENTION PAUE (programme d'accès universel à l'électricité)	36 180	18 090	18 090	0	36 180	OUI	OUI	OUI
AR (ETAT SENEGAL)	428 843	100	85 769	85 769	171 637			
ACCES UNIVERSEL ELECTRICITE - PROGRAMME COMPLEMENTAIRE	234 534	100	46 907	46 907	93 914	OUI	OUI	OUI
Accompagnement Accès Universel : Branchements Clients ruraux au réseau	72 866	0	14 573	14 573	29 146		OUI	OUI
Accompagnement Accès Universel : Installations intérieures Clients ruraux	121 443	0	24 289	24 289	48 577		OUI	OUI
BAD	20 983	10 423	10 560	0	20 983			
PAMACEL (Projet d'Amélioration de l'Acces a l'Electricite dans des zones périurbaines et rurales)	19 560	9 000	10 560	0	19 560	OUI	OUI	

Étiquettes de lignes	Somme de Coût du projet RMA	Somme de RMA_2020	Somme de RMA_2021	Somme de RMA_2022	Somme de RMA_2020-2022	Couverture du périmètre de Senelec par les projets		
						Urbain	Rural	4 CER
ACCES UNIVERSEL	678 419	32 554	157 337	209 485	399 376			
PAMACEL : Audit comptable et financier	79	79	0	0	79	OUI	OUI	
PAMACEL : Audit passation des marchés	32	32	0	0	32	OUI	OUI	
PAMACEL : Etude de faisabilité technico-économique et EIES	1 312	1 312	0	0	1 312	OUI	OUI	
BM(PASE2)	1 113	1 202	0	0	1 202			
H.2. Extension et densification réseaux Vélingara (P2ALot1)	1 113	1 202	0	0	1 202		OUI	
Contrepartie Annulation dette Espagnole	2 100	500	1 600	0	2 100			
RECRUTEMENT D'UN CONSULTANT POUR LE SUIVI ET LE CONTROLE DES TRAVAUX DU PROJET « SOUTIEN A L'ELECTRIFICATION PAR LE DEVELOPPEMENT DE LIGNES 30 KV (DORSALE) ET ELECTRIFICATION DE VILLAGES PROCHES (ZIGUINCHOR-MPACK ET BOULOGNE-BOUTOUPA...ETC...)»	100	100	0	0	100		OUI	
Soutien à l'électrification par le développement de dorsale 30kV dans DRS et électrification de villages proches (ZIGUICHOR-MPACK ET BOULOGNE-BOUTOUPA)	2 000	400	1 600	0	2 000		OUI	
ETAT SENEGAL	150	150	0	0	150			
PROGRAMME DE RENFORCEMENT ET DENSIFICATION RESEAUX SENELEC DANS LES REGIONS 2019	150	150	0	0	150	OUI		
EU(PASE2)	4 143	3 817	326	0	4 143			
Electrification rurale (BT Lot 1: Medina Yoro Foula, Pata, Ndorma P2B Lot1)	3 736	3 736	0	0	3 736		OUI	
Raccordement au réseau de Kolda (Djérédji – Bémet Bidjini) P2B lot 2	407	81	326	0	407		OUI	
FONDS PREFERENCE	2 151	717	717	717	2 151			
Projets réalisés sur Fonds de Préférence	1 080	360	360	360	1 080	OUI		
TRAVAUX FONDS DE PREFERENCE	1 071	357	357	357	1 071	OUI		
FONDS PROPRES	7 000	1 850	3 200	0	5 050			
Avenant Accès universel à l'électricité phase1 /EXCELLEC	3 000	1 050	0	0	1 050		OUI	

Étiquettes de lignes	Somme de Coût du projet RMA	Somme de RMA_2020	Somme de RMA_2021	Somme de RMA_2022	Somme de RMA_2020-2022	Couverture du périmètre de Senelec par les projets		
						Urbain	Rural	4 CER
ACCES UNIVERSEL	678 419	32 554	157 337	209 485	399 376			
Extension, densification et renforcement de réseau de distribution dans les zones touristiques	4 000	800	3 200	0	4 000	OUI		
KFW (70%)	13 119	2 624	7 871	2 624	13 119			
PROMOTION DE L'EFFICACITE ENERGTIQUE ET ACCES A L'ENERGIE (L'extension, la densification, le passage de 6,6 à 30 kV des réseaux de distribution de Kaolack, Fatick, Mbour, Thiès, Tivaouane, Saint-Louis, Ziguinchor, Touba, Diourbel) : Phase 2	13 119	2 624	7 871	2 624	13 119	OUI		
MCC	31 600	1 960	7 340	14 850	24 150			
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Distribution	7 000	0	700	1 400	2 100		OUI	
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Electricity Campaign for Electricity Literacy	5 100	500	1 550	1 550	3 600		OUI	OUI
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Enabling New Connections	1 250	150	300	300	750		OUI	OUI
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Foundiougne	7 050	0	0	7 050	7 050		OUI	OUI
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Nioro du Rip, Medina Yoro Foulah	4 200	840	3 360	0	4 200		OUI	
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Support for Productive Use Equipment	1 000	150	250	250	650		OUI	OUI
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Tambacounda	4 650	50	100	4 300	4 450		OUI	
Increasing Access to Electricity in Rural Areas Project: Velingara	1 350	270	1 080	0	1 350		OUI	
Vinci	15 765	7 420	0	0	7 420			
Distribution KOUNOUNE, DIAMNIADIO et THIES	15 765	7 420	0	0	7 420	OUI	OUI	OUI
WELDY LAMONT (EXIMBANK US)	51 373	0	10 275	41 098	51 373			
Réalisation des PLE (PLAN LOCAL ELECTRIFICATION) dans les 4 nouvelles CER et Electrification dans le périmètre périurbain de Senelec (contribution à l'accès universel)	51 373	0	10 275	41 098	51 373	OUI	OUI	OUI
Total général	678 419	32 554	157 337	209 485	399 376			

Stratégie d'électrification

Les investissements du programme « Accès universel » cadrent parfaitement avec la vision de l'État du Sénégal pour l'accès universel. Celle-ci est traduite dans la stratégie d'électrification pour l'accès universel en milieu rural commune aux acteurs du sous-secteur de l'électricité et déclinée dans le prospectus d'investissement (étude Gesto) « Electrification rurale du Sénégal SE4ALL » du Programme National d'Electrification Rurale (PNER) élaboré en 2017.

La stratégie d'électrification pour l'accès universel en milieu rural consiste à appliquer des solutions techniques d'électrification à moindre coût aux localités non électrifiées pour l'accès à l'électricité des populations. Il s'agit de s'appuyer par ordre de priorité sur les solutions techniques d'électrification suivantes :

- Extension de réseau
- Installation de mini/micro réseaux
- Systèmes solaires individuels

L'application des solutions techniques d'électrification combinée à des critères démographiques prévoit le raccordement de 95% des ménages au réseau, 4% desservis via les installations de mini/micro réseaux et 1% par les systèmes solaires individuels.

Par ailleurs, le ministère en charge de l'énergie à travers l'ASER élabore un plan d'opérationnalisation de l'accès universel en milieu rural utilisant les mêmes solutions techniques d'électrification. La situation de référence de l'électrification rurale en 2018 fait état dans ce plan opérationnel de 13 816 localités à électrifier pour une population de 3 millions d'habitants avec un minimum de 52% des localités raccordées au réseau.

Les coûts d'investissement de l'opérationnalisation de l'accès universel en milieu rural sont estimés à **663 milliards de FCFA**. Le tableau ci-dessous montre la répartition des besoins de financement sur chaque composante.

Tableau 74: Répartition des besoins d'investissement de chaque composante

Rubriques	Coût (millions FCFA)
Renforcement de Capacités	867
CAPEX	645 458
TOTAL	662 465

Senelec en tant qu'opérateur historique du réseau de distribution électrique dont le périmètre de concession couvre aussi bien les localités urbaines et rurales d'une part et d'autre part, opérateur du réseau moyenne tension d'alimentation des autres concessionnaires d'électrification rurale dans l'étendue du pays, est grandement contributaire de l'accès universel en milieu urbain et rural.

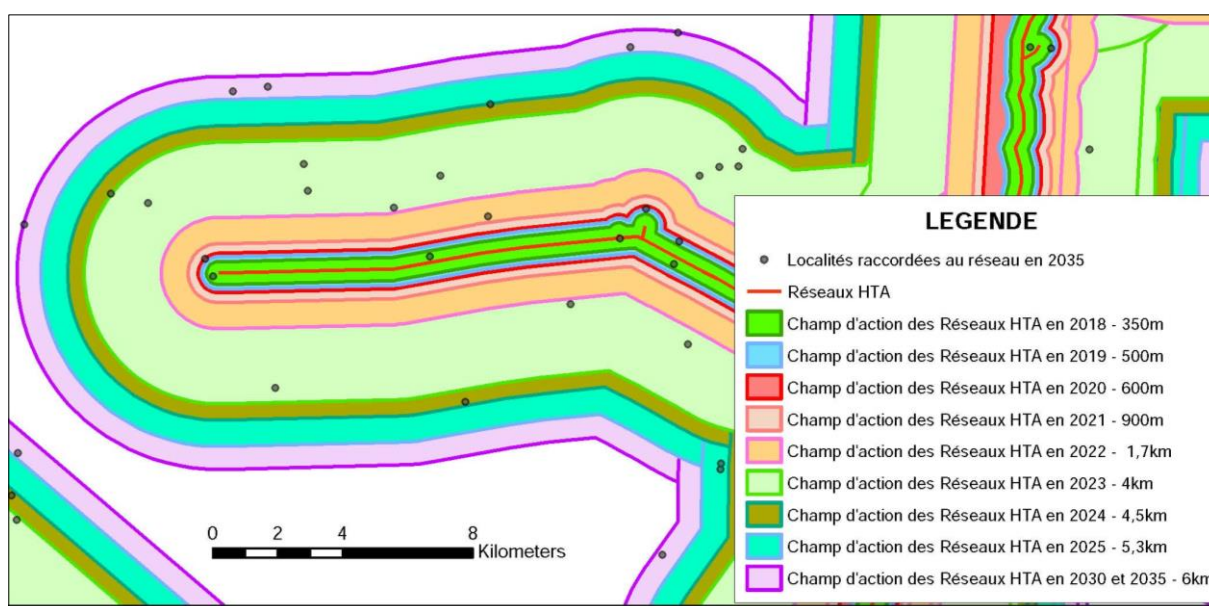
Ce rôle de Senelec est pris en charge dans le cadre des études de réactualisation du schéma directeur de la distribution en cours de finalisation, avec le rapport des projections de la demande validé.

L'accès universel en milieu urbain dont le taux d'électrification est très significatif passera d'une part par l'extension de réseau moyenne tension vers les localités périurbaines et d'autre part par la réhabilitation des réseaux embryonnaires pour l'électrification des poches noires dans les localités

déjà couvertes par le réseau. Ainsi, Senelec entend développer dans sa concession une approche spatialisée basée sur une expansion progressive future de la couverture du réseau.

C'est à dire que le réseau considéré à chaque année / horizon est constitué du réseau HTA existant à l'année / l'horizon antérieur(e), avec en plus les lignes HTA et postes sources programmés pour entrer en service à l'année considérée comme illustré par la Figure 2. Au-delà de l'horizon de mise en service de tous les projets de développement programmés à ce stade, le réseau considère encore intégrer de nouvelles dorsales HTA pour permettre de redresser davantage les taux de couverture et de raccordement des ménages et finir par assurer la couverture de zones risquant de rester comme des 'poches noires'.

Figure 16: Evolution indicatif du Champ de Couverture des Réseaux HTA pour les années 2018 à 2035



La mise en œuvre de l'accès universel en milieux urbain et rural requiert la mise en place d'une stratégie de financement optimale pour faciliter la levée de fonds pour la réalisation des projets d'électrification.

Stratégie de financement des projets d'électrification

La réalisation des projets d'électrification urbaine et rurale requiert une stratégie de financement bien élaborée et un plan optimal de mise en œuvre pour satisfaire les obligations d'électrification de la période tarifaire et contribuer significativement à l'accès universel dans son périmètre. L'approche de Senelec pour financer les projets d'électrification urbaine et rurale, est un modèle de financement adapté à l'exploitation et facilitant le raccordement de maximum de clients.

En effet, une nette amélioration est notée dans la réalisation des budgets des projets d'investissements au cours des trois dernières années avec des taux de réalisation des projets évoluant de 40 % en 2015 à près de 60 % en 2018. Cette amélioration est en partie liée à la multiplication des structures de projets avec plus de ressources humaines allouées à la gestion et au suivi des projets, mais aussi à un meilleur fonctionnement de la structure chargée de la passation des marchés (Cellule de passation de marchés). Cependant, des problèmes demeurent et affectent l'exécution des programmes. Il s'agit, notamment des problèmes suivants :

- La longueur des appels d'offres qui peuvent durer de 6 à 12 mois sans compter les doubles revues des bailleurs de fonds ;
- La lenteur dans les paiements des entreprises qui les démobilise et augmente les risques sur les contrats ;
- Le manque de capacités techniques chez certains bailleurs qui ne disposent pas des ressources humaines suffisantes pour suivre les projets ;
- La qualité des entreprises qui ne sont pas toujours bien qualifiées pour exécuter les travaux ;
- La faible participation du secteur privé national dans les marchés.

De plus, le financement de ces projets par des bailleurs de fonds internationaux ne permettent pas l'utilisation de toutes les possibilités du code des marchés publics à savoir les accords-cadres ou les marchés à commande ou de clientèle.

C'est la raison pour laquelle pour l'exécution du programme d'accès universel, donc des projets de la période tarifaire 2020-2022, il est important de trouver des mécanismes plus flexibles qui permettent de réaliser des projets dans des délais réduits en utilisant tous les moyens disponibles dans le code des marchés publics comme les accords-cadres, les offres spontanées et les ententes directes associés aux accords internationaux...etc. L'utilisation de ces procédures requiert des études de qualité et une parfaite maîtrise des coûts de référence relatifs aux ouvrages.

L'approche de financement des projets d'électrification de Senelec reste complémentaire à la stratégie de financement visée par l'État du Sénégal pour la réalisation des projets d'électrification du plan opérationnel pour l'accès universel en milieu rural. La stratégie de l'Etat du Sénégal qui compte organiser une table ronde des bailleurs pour faciliter la levée des fonds pour le financement de l'accès universel, repose essentiellement sur :

- **La maximisation des subventions spécifiques aux projets ;**
- **La maximisation des prêts concessionnels**, bilatéraux ou multilatéraux ;
- **La mobilisation des financements privés**, en particulier pour les projets de mini-réseaux et de systèmes solaires autonomes, en recherchant au maximum des opportunités de financement mixtes ;
- **Les offres spontanées** portées par les acteurs du secteur privé ;
- **L'optimisation des opportunités de financement innovant, comme les fonds Climats** avec les subventions et prêts concessionnels existants (Green Climate Fund, UK's International Climate Fund, Clean Technology Fund et Norway's International Climate and Forest Initiative) ;

Pour mieux gérer les risques pendant la mise en œuvre des projets dans son périmètre, Senelec se propose de renforcer les mécanismes de financement décrits ci-dessus en diversifiant les sources de financement par :

- **La mobilisation des fonds au niveau local** pour financer le programme d'accès universel dans le périurbain, complétés par les financements des partenaires techniques et financiers dont Senelec pourrait bénéficier dans le cadre de la table ronde ;
- **L'appel à l'épargne public dans le marché sous régional ou l'utilisation des crédits Exports** pour compléter les ressources financières du programme d'accès universel ;

- La signature de **contrat cadre avec des entreprises spécialisées** qui apportent le financement et réalisent les projets.

Senelec pourra aussi bénéficier d'une partie du financement accordé par l'Etat pour réaliser ces projets. L'approche de financement des projets d'électrification pourrait s'apparenter au plan de financement donné par le Tableau ci-dessous.

Tableau 75: Plan de financement indicatif

RUBRIQUES	Sources de financement				
	Etat	PTF ⁽¹⁾	Bilatéral ⁽⁴⁾	BC ⁽²⁾	Entreprises ⁽³⁾
Extension de réseau MT	V	V	V	V	V
Réseaux BT/EP	V	V	V	V	V

V Principale source de financement V Autres sources de financements complémentaires

- (1) PTF : Partenaire Technique et Financier
- (2) BC : Banques Commerciales locales et étrangères
- (3) Entreprises : ce sont des entreprises qui apportent le financement et réalisent les projets dans le cadre d'un contrat cadre
- (4) Bilatéral : financement bilatéral d'Etat à Etat entre le Sénégal et un autre pays partenaire

I.37. Autres Investissements

Ces investissements concernent principalement les travaux dans le domaine du Commercial et des Supports aux activités opérationnelles, notamment de Génie Civil, des projets informatiques, des aménagements des locaux des Directions, etc., ainsi que les budgets des investissements pour le fonctionnement des services et des exploitations non imputables directement à un domaine opérationnel Production, Transport ou Distribution.

Tableau 76 - Répartition des autres investissements par programme

PROGRAMMES	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
FINANCEMENT	128 817	30 648	34 584	62 379	127 610
ACCES UNIVERSEL	4 304	0	1 215	772	1 987
EXTENSION COMMERCIALE	1 000	218	0	0	218
IMMOBILIER SUPPORT FONCTIONNEL	7 000	0	200	3 400	3 600
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION COMMERCIALE	26 133	9 296	7 700	8 470	25 466
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION SUPPORT FONCTIONNEL	27 880	10 587	9 205	6 875	26 667
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE COMMERCIAL	1 655	500	550	605	1 655
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE DE SUPPORT FONCTIONNEL	5 604	4 150	4 565	5 478	14 193
MAINTENANCE COMMERCIALE	10 500	1 500	3 000	6 000	10 500
RENOVATION SYSTÈME COMPTAGE	34 944	0	5 242	29 702	34 944
TRAVAUX AMENAGEMENT POUR FONCTIONNEMENT COMMERCIAL	5 886	2 810	1 690	160	4 660
TRAVAUX AMENAGEMENT POUR FONCTIONNEMENT SUPPORT FONCTIONNEL	3 910	1 587	1 217	917	3 720
ETAT ET DON	230 032	22 240	3 480	40 451	66 171
ACCES UNIVERSEL	194 308	0		38 862	38 862
EXTENSION COMMERCIALE	9 260	9 025	0	0	9 025
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION COMMERCIALE	10 705	6 038	0	0	6 038
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION PRODUCTION	245	450	0	0	450
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION SUPPORT FONCTIONNEL	9 194	2 276	3 200	0	5 476
MAINTENANCE COMMERCIALE	4 450	4 450	0	0	4 450
RENOVATION SYSTÈME COMPTAGE	1 869	0	280	1 589	1 869
COMPTAGE	1 968	1 298	0	0	1 298
RENOVATION SYSTÈME COMPTAGE	1 968	1 298	0	0	1 298
Total général	360 817	54 185	38 064	102 830	195 079

Les programmes spécifiques sont relatifs :

- Autres composantes de l'ACCES UNIVERSEL : Les investissements du programme « Accès Universel » sont les composantes :
 - BOUTIQUE WOYOFAL : qui fera l'objet d'un projet pilote à évaluer à la fin de cette période tarifaire dans une perspective de dématérialisation des agences commerciales, avant son élargissement dans l'étendue du pays, en accompagnement de l'accès universel ;
 - Les composants d'accompagnement de l'accès universel pour facilitation raccordement au réseau des ménages à faible revenu :

- ✓ Accompagnement Accès Universel : Branchements Clients ruraux au réseau ;
- ✓ Accompagnement Accès Universel : Installations intérieures Clients ruraux ;

Ce programme est explicité en détail ci-dessous.

- **EXTENSION COMMERCIALE** : Ce programme regroupe les appuis essentiellement de bailleurs à l'accès à l'électricité pour les ménages de faibles revenus et compte notamment les projets :
 - Accompagnement dans la conduite des projets de réalisation des installations intérieures des clients à faibles revenus et la mise en œuvre de projets :
 - Acquisition pour installation intérieure d'environ 12500 clients à faible revenus
 - Fourniture de matériel d'installation intérieure pour 37 500 ménages à faible revenu
 - Fourniture de Petits Matériels et Travaux de Mise aux Normes des Installations Electriques (7 Lots DK et DR)
 - Fourniture petits matériels, pose installation intérieure et branchement 37 500 ménages à faible revenu (9 lots).
- **IMMOBILIER SUPPORT FONCTIONNEL** : Ce programme consiste au regroupement de tous les besoins de locaux pour le fonctionnement des services en seul projet de construction d'un Immeuble R+12 sur Vincens x Escarfait ; l'immeuble est envisagé dans la logique de bien de retour à transférer à l'état de la même façon que les actifs des réseaux électriques et les agences commerciales et requis à la rémunération du capital ;
- **MAINTENANCE COMMERCIALE** : Regroupe les activités précédemment classées en Renouvellement/Réhabilitation, il est constitué d'investissements cibles des projets spécifiques de remise à niveau de certains ouvrages et un volet Sécurisation Commerciale comprenant un programme spécifique de Modernisation des installations des agences de référence et le volet des activités courantes.
- **RENOVATION SYSTÈME COMPTAGE** : ce programme regroupe toutes les initiatives de Senelec dans le domaine commercial pour la modernisation du comptage et la sécurisation des revenus et anticipe le volet smart Grid des activités commerciales et la perspective de la logique de la mesure du rendement du réseau de distribution en lieu et place des calculs estimatifs ;
Il est constitué des projets :
 - RECONVERSION AU PREPAIEMENT - Phase 1: Compteurs communicants ;
 - RECONVERSION AU PREPAIEMENT - Phase 1 : Accessoires et Sécurisation branchement ;
 - Acquisition et Installation de 17 000 compteurs intelligents et Acquisition et Installation de 50 000 compteurs Pré paiement

Les investissements sur les actifs des moyens des structures commerciales et de support fonctionnel sur la période 2020-2022 sont listés dans chaque programme ci-dessous :

Tableau 77 - Détail des autres investissements 2020-2022

PROJETS	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
FINANCEMENT	128 817	30 648	34 584	62 379	127 610
ACCES UNIVERSEL	4 304	0	1 215	772	1 987
BOUTIQUE WOYOFAL	4 304	0	1 215	772	1 987
EXTENSION COMMERCIALE	1 000	218	0	0	218
Accompagnement dans la conduite des projets de réalisation des installations intérieures des clients à faibles revenus	1 000	218	0	0	218
IMMOBILIER SUPPORT FONCTIONNEL	7 000	0	200	3 400	3 600
Construction d'un Immeuble R+12 sur Vincennes x Escarfait	7 000	0	200	3 400	3 600
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION COMMERCIALE	26 133	9 296	7 700	8 470	25 466
Acquisition d'un système de gestion clientèle - Avenant sur Fonds Propres	1 572	1 572	0	0	1 572
Enquête pour Reclassement des clients	177	123	0	0	123
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION COMMERCIALE	23 170	7 000	7 700	8 470	23 170
Recrutement d'une Agence Conseil en Communication pour la Campagne Marketing du WOYOFAL	764	213	0	0	213
Sécurisation SGC&SSCC	300	238	0	0	238
Sélection d'un Cabinet pour l'accompagnement dans la politique de développement de la Monétique, des solutions digitales et du Cash Management	150	150	0	0	150
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION SUPPORT FONCTIONNEL	27 880	10 587	9 205	6 875	26 667
Acquisition de Drones pour le Monitoring Environnemental	55	47	0	0	47
Cablage Informatique des sites Senelec	200	200	0	0	200
Consolidation et virtualisation des postes de travail	100	143	0	0	143
Construction d'un Datacenter	4 961	2 480	2 480	0	4 961
EIES, PGES, PAR DES PROJETS GENIE CIVIL	75	25	25	25	75
Etude et Travaux de mesure, de prélèvement et d'analyse périodique de la qualité environnementale des sites (Eau, Air, sol, bruit)	100	100	0	0	100
Etude et Installation de paratonnerres nouveaux sites d'exploitation et CPR	250	0	250	0	250
Evaluation Environnementale et Sociale des Nouveaux Projets PASE	700	378	0	0	378
Fourniture et pose d'équipements pour intégration au Réseau Communication Voix et Données (RCVD) et raccordement au Backbone RCVD par fibre optique de sites de Senelec	1 174	609	0	0	609
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION SUPPORT FONCTIONNEL	16 550	5 000	5 500	6 050	16 550
Mise en œuvre RSE senelec	200	200	0	0	200
Mise en place d'un système de management de la sécurité selon l'OHSAS 18 001	150	50	100	0	150
Mise en place Outil de Suivi Evaluation (Consultant pour l'appui à la création d'une Cellule de Suivi-Evaluation PAMACAL)	200	200	0	0	200
Optimisation du portail web de Senelec (Web 2.0)	50	0	50	0	50
Sélection d'un Cabinet Assistant Maître d'ouvrage pour la construction du Datacenter de Senelec	200	184	0	0	184
Travaux de Remise à niveau du câblage informatique et sécurisation des locaux techniques (lot 1) et de sécurisation d'accès au Datacenter (lot 2)	516	171	0	0	171
TRAVAUX SENELEC DSI Câblage informatique des Agences	600	200	200	200	600
TRAVAUX SENELEC DSI Fourniture matériel informatique d'Exploitation	1 800	600	600	600	1 800
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE COMMERCIAL	1 655	500	550	605	1 655
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE COMMERCIAL	1 655	500	550	605	1 655
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE DE SUPPORT FONCTIONNEL	5 604	4 150	4 565	5 478	14 193
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT SERVICE SUPPORT FONCTIONNEL	5 604	4 150	4 565	5 478	14 193
MAINTENANCE COMMERCIALE	10 500	1 500	3 000	6 000	10 500
SECURISATION COMMERCIALE : Modernisation des installations des agences de référence	10 500	1 500	3 000	6 000	10 500
RENOVATION SYSTÈME COMPTAGE	34 944	0	5 242	29 702	34 944
RECONVERSION AU PREPAIEMENT - Phase 1: Compteurs communicants – Dette	4 362	0	654	3 708	4 362
RECONVERSION AU PREPAIEMENT - Phase 1: Sécurisation branchement	30 581	0	4 587	25 994	30 581
TRAVAUX AMENAGEMENT POUR FONCTIONNEMENT COMMERCIAL	5 886	2 810	1 690	160	4 660
Amélioration cadre d'accueil Phase 2	2 000	1 574	0	0	1 574
Construction Agence de Daroukhane	300	150	150	0	300
Construction des modules de Bureaux et toilettes en R+1 pour l'agence de Ouakam Dakar	130	51	0	0	51
Construction nouveau siège Senelec de Richard Toll	400	0	240	160	400
Construction siège Agence Keur Massar et Zac MBO	391	77	0	0	77

PROJETS	Coût du projet	2020	2021	2022	Total 2020-2022
Construction siège Agence Principale de Mbour	165	110	0	0	110
Démolition et reconstruction agence de Pikine	400	200	200	0	400
Installation de groupes pour les agences commerciales	600	249	0	0	249
Mise aux normes des agences (Référentiel)	1 000	0	1 000	0	1 000
Poursuite pose signalétique interne et externes dans les agences commerciales et sites	300	300	0	0	300
Sécurisation de nouveaux sites (cloture)	200	100	100	0	200
TRAVAUX AMENAGEMENT POUR FONCTIONNEMENT SUPPORT FONCTIONNEL	3 910	1 587	1 217	917	3 720
Construction Garage et Atelier Entretien général à Hann	350	280	0	0	280
Mise aux normes de l'électricité et plomberie des sites	200	0	100	100	200
Mise aux normes des restaurants de Senelec	150	0	150	0	150
Mise aux normes du site de HANN	370	280	0	0	280
Mise en normes des chambres de passage de Senelec	150	0	150	0	150
Réfection du CFPP	150	120	0	0	120
Réhabilitation et Edification de batiments dans DRCO et DRN	700	233	233	233	700
Réhabilitation et Edification de batiments dans DRS et DRCE	700	233	233	233	700
Réhabilitation et Edification de batiments dans les DK1 et DK2	1 050	350	350	350	1 050
Reprise du réseau adduction d'eau potable du cap des Biches	90	90	0	0	90
ETAT ET DON	230 032	22 240	3 480	40 451	66 171
ACCES UNIVERSEL	194 308	0		38 862	38 862
Accompagnement Accès Universel: Branchements Clients ruraux au réseau	72 866	0		14 573	14 573
Accompagnement Accès Universel: Installations intérieures Clients ruraux	121 443	0		24 289	24 289
EXTENSION COMMERCIALE	9 260	9 025	0	0	9 025
Acquisition pour installation intérieure d'environ 12500 clients à faible revenus	1 176	941	0	0	941
Fourniture de matériel d'installation intérieure pour 37 500 ménages à faible revenu	5 300	5 300	0	0	5 300
Fourniture de Petits Matériels et Travaux de Mise aux Normes des Installations Electriques (7 Lots DK et DR)	744	744	0	0	744
Fourniture petits matériels, pose installation intérieure et branchement 37 500 ménages à faible revenu (9 lots).	2 040	2 040	0	0	2 040
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION COMMERCIALE	10 705	6 038	0	0	6 038
Acquisition d'un système de gestion clientèle - Subvention	5 243	576	0	0	576
FOURNITURE DE MATERIELS DE BRANCHEMENT ANTI-FRAUDES POUR LA SECURISATION DES QUARTIERS DIFFICILES	5 462	5 462	0	0	5 462
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION PRODUCTION	245	450	0	0	450
Sélection consultant pour ASSISTANCE TECHNIQUE SUR LA STRATEGIE GAS TO POWER DE SENELEC	245	450	0	0	450
INVESTISSEMENT FONCTIONNEMENT EXPLOITATION SUPPORT FONCTIONNEL	9 194	2 276	3 200	0	5 476
Audit du Contrat de Performance Etat du Sénégal – SENELEC : 2017-2019	294	90	0	0	90
EIES Projets MCA	700	0	700	0	700
Impenses complémentaires PASE et PASE II	5 500	2 016	0	0	2 016
Impenses Projets MCA	2 500	0	2 500	0	2 500
Mise en œuvre Etude Tarifaire : Elaboration Grille Tarifaire Intégrant les Tarifs Spécifiques	100	84	0	0	84
Recrutement d'un Consultant pour « une Etude pour Mettre Fin au Monopole de Senelec	100	87	0	0	87
MAINTENANCE COMMERCIALE	4 450	4 450	0	0	4 450
Fourniture de Matériels Electriques Spécifiques pour Sécurisation de 20 000 Cantines dans 20 Marchés (3 Lots)	3 259	3 259	0	0	3 259
Fourniture Petits Matériels et Installation pour Sécurisation de 20 000 Cantines 20 dans 20 marchés (2 Lots)	1 191	1 191	0	0	1 191
RENOVATION SYSTÈME COMPTAGE	1 869	0	280	1 589	1 869
RECONVERSION AU PREPAIEMENT - Phase 1: Compteurs communicants - Don	1 869	0	280	1 589	1 869
COMPTAGE	1 968	1 298	0	0	1 298
RENOVATION SYSTÈME COMPTAGE	1 968	1 298	0	0	1 298
Acquisition et Installation de 17 000 compteurs intelligents et Acquisition et Installation de 50 000 compteurs Pré paiement	1 968	1 298	0	0	1 298
Total général	360 817	54 185	38 064	102 830	195 079

I.38. Amortissement base tarifaire entre 2017 et 2022

Les amortissements sur la période tarifaire 2020-2022 évoluent de 45 857 millions de FCFA en 2020 à 63 262 millions de FCFA en 2022. Le tableau ci-dessous montre le détail des amortissements.

Tableau 78 : Amortissements

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Actifs existants au début de la Concession	7 600	7 600	7 600	7 600	7 600	7 600
Amortissements (99-2016)	14 042	13 452	13 426	12 777	11 051	10 633
Amortissement sur la période 2017-2022	4 572	10 398	15 213	25 480	34 594	45 029

Pour ce qui concerne la base tarifaire, elle passe de 226 415 millions de FCFA à 992 084 millions de FCFA entre 2017 et 2022.

Tableau 79 : Base tarifaire

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Valeur en début de période	226 415	304 615	402 615	478 343	670 733	817 746
Valeur en fin de période	304 615	402 615	478 343	670 733	817 746	992 084
Moyenne à rémunérer	265 515	353 615	440 479	574 538	744 240	904 915

Chapitre XVII. Conclusion

Cet exercice si important a permis à Senelec d'évaluer ses coûts d'investissements et d'exploitation sur la période triennale 2020-2022 aux fins de consolider sa performance opérationnelle, en réponse aux exigences de la stratégie de développement du sous-secteur définie par l'Etat dans le PSE, ainsi que pour le respect des normes de qualité de service et des obligations d'électrification, fixées par le Ministère du Pétrole et des Energies dans la nouvelle période tarifaire.

Les charges d'exploitation ont progressé de 15 % sur la période 2020-2022 contre des ventes qui elles ont augmenté de 27 % par rapport à la période 2017-2019 ; ce qui montre une tendance baissière du cout de revient du kWh.

Le programme d'investissement est élaboré sur la base des projets ayant trouvé un financement et de quelques projets dont le financement est à rechercher auprès des bailleurs de fonds.

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

RUBRIQUE	RESPONSABLE	ACTIONS A MENER	ECHEANCE		Livrables
			Initiale	Réalisée	
Lancement officiel	CRSE	Lancement du processus de révision des conditions tarifaires de Senelec par la publication d'avis dans la presse	05/12/18	05/12/18	Chronogramme détaillé
PHASE PREPARATOIRE					
Bilan de la période 2017-2019	Senelec	Soumission par Senelec du Bilan de la période 2017-2019 (dépenses d'exploitation et d'investissement, situation financière et respect des normes) et son appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle de revenus	04/01/19	12/04/19	Rapport/Bilan de la période+fichiers Excel renseignés
Définition des objectifs de la période 2020-2022	Ministre chargé de l'Energie	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 2020-2022.	04/02/19	12/04/19	*Document de politique sectorielle *Normes et obligation de Senelec
1ère CONSULTATION PUBLIQUE					
Lancement de la première consultation publique	CRSE	Publication du Document de consultation résumant le bilan de la période 2017-2019 et établissant la méthodologie à utiliser pour réviser la Formule de contrôle des revenus	06/03/19	12/05/19	Document de consultation publique
Première consultation publique	CRSE	Organisation journée de partage du document de consultation publique			
Clôture de la 1ère Consultation Publique	CRSE	Clôture 1ère consultation publique	05/04/19	11/06/19	
PROJECTIONS DE COÛTS POUR LA PERIODE 2020 - 2022					
Projections pour la période 2020-2022	Senelec	Soumission par Senelec des projections de la période 2020-2022	05/04/19	11/06/19	Document de projections
	CRSE	Observations de la CRSE sur les projections 2020-2022	06/05/19	12/07/19	
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections de demande			
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections d'investissement			
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections de coûts			
	Senelec	Transmission par Senelec des projections définitives de la période 2020-2022	05/06/19	12/08/19	
2nde CONSULTATION PUBLIQUE					
Premières conclusions et lancement de la deuxième phase de consultation publique	CRSE	Publication d'un rapport relatif aux premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires (45 jours). Publication du fait que la Formule de contrôle des revenus de la Senelec sera révisée. Publication de la durée de la consultation publique Journée de partage du rapport relatif à ses premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires	05/07/19	16/10/20	Document de consultation publique :Le rapport évalue les propositions de Senelec au regard des orientations du Ministre chargé de l'Énergie.
clôture de la seconde Consultation Publique	CRSE	Clôture 2nde phase de consultation publique	05/08/19	16/11/20	
PHASE DE MISE AU POINT					
Eventuellement Ajustement des objectifs	Ministre chargé de l'Énergie	Ajustement éventuel des objectifs par le Ministre chargé de l'Énergie	04/09/19	21/11/20	
Eventuellement Révisions des projections pour la période 2020-2022	Senelec	Révision par Senelec des projections pour la période 2020-2022 sur la base des nouvelles orientations ministérielles	19/09/19	06/12/20	
Projet de décision	CRSE	Publication par la Commission du projet de décision relatif aux conditions tarifaires retenues	11/11/19	21/12/20	projet de décision : Le document contiendra la version finale des principaux paramètres figurant dans le rapport des premières conclusions.
PHASE DE CONTESTATION					
Eventuellement Contestation du projet de décisions	Senelec	Communication au Ministre chargé de l'Énergie et à la Commission de la contestation	26/11/19	05/01/21	
Eventuellement Choix d'un Expert	Ministre chargé de l'Énergie	Désignation d'un expert sur la base d'une liste fournie par SENELEC et la Commission, aux frais de SENELEC	11/12/19	20/01/21	
Eventuellement Conclusions de l'Expert	Expert	Soumission d'un avis sur la validité de la décision de la Commission et de la contestation de SENELEC	26/12/19	04/02/21	Les conclusions de l'expert ne lient pas la Commission dans sa prise de décision
ENTREE EN VIGUEUR DES NOUVELLES CONDITIONS TARIFAIRES					
Décision finale	Commission	Publication par la Commission de la décision finale relative aux conditions tarifaires retenues	02/01/20	11/02/21	Décision de la CRSE
Entrée en vigueur des nouvelles conditions tarifaires	Commission	Modification éventuelle des objectifs d'électrification, des normes de qualité et du montant des incitations contractuelles.	02/01/20	11/02/21	
		Modification de la Formule de contrôle des revenus. Publication d'une annonce de la modification du contrat de concession et cahier de charges de SENELEC			
Nouvelle grille tarifaire	Senelec	Publication nouvelle grille des tarifs sur la base de la nouvelle Formule de contrôle des revenus.	01/02/20	13/03/21	Nouvelle grille tarifaire approuvé par la CRSE