

REPUBLIQUE DU SENEGAL

Un Peuple - Un But - Une Foi



REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE ERA POUR LA PERIODE 2024-2028

DOCUMENT DE SECONDE CONSULTATION PUBLIQUE

04 décembre 2024

Table des matières

INTRODUCTION	6
CHAPITRE I : RAPPEL DU BILAN DE LA PERIODE 2019-2023	8
1. Localités et clients électrifiés	8
2. Investissements réalisés sur la période	10
2.1 Réalisation physique des investissements	10
2.1.1 Installation des lignes Moyenne Tension	10
2.1.2 Installation des lignes Basse Tension	11
2.1.3 Installation des postes de transformation	11
2.1.4 Installation des kits solaires	11
2.1.5 Matériel de transport	12
2.1.6 Matériel informatique	12
2.1.7 Situation des PREMS	13
2.2 Dépenses d'investissement	13
2.3 Situation Financière	14
2.3.1 Analyse de l'exploitation	14
2.3.2 Analyse du bilan comptable	15
3. Harmonisation tarifaire	16
4. Synthèse des points soulevés lors de la Consultation publique	17
CHAPITRE II : NORMES ET OBLIGATIONS DE LA PERIODE 2024-2028	21
1. Obligations de raccordement fixées à ERA sur la période 2024-2028	21
1.1 Densification et électrification de nouvelles localités	21
1.2 Localités à électrifier par des projets de l'Etat et transférées à ERA	22
2. Normes de qualité et de service	23
2.1 Normes d'approbation	23
2.2 Normes liées aux relations avec la clientèle	23
2.3 Normes de vérification des compteurs	24
2.4 Normes sur les compteurs à prépaiement	24
CHAPITRE III : LES PROJECTIONS DE ERA SUR LA PERIODE 2024-2028	27
1. Marché	27
1.1 Desserte et obligations de raccordement	27
1.2 Consommation des clients	28
2. Investissements	30
2.1 Investissements en infrastructures de Production	30
2.2 Investissements en infrastructures de transport	31

2.3	Investissements en infrastructures de distribution	32
2.3.1	Lignes basse tension	32
2.3.2	Transformateurs MT/BT	32
2.3.3	Disjoncteur haut de poteau (DHP)	33
2.3.4	Etudes et ingénieries	33
2.3.5	Branchements	33
2.4	Comptage et smartgrid	34
2.5	Autres investissements	34
2.5.1	Construction d'un siège pour ERA	34
2.5.2	Système d'information	35
2.5.3	Matériel de transport	36
2.5.4	Sécurité	37
2.5.5	Moyens généraux	37
3.	Charges d'exploitation	39
3.1	Achats d'énergie	39
3.2	Charges de personnel	40
3.3	Frais de maintenance et d'entretien du réseau BT et des postes	41
3.4	Charges relatives au parc automobile	41
3.4.1	Leasing	41
3.4.2	Consommation de carburant	42
3.4.3	Les frais d'entretien et de maintenance des véhicules	44
3.5	Autres couts de fonctionnement	44
3.5.1	Services extérieurs	44
3.5.2	Impôts et taxes	44
CHAPITRE IV : LES PREMIERES CONCLUSIONS DE LA CRSE		45
1.	Détermination des revenus requis	45
1.1	Projections de coûts d'investissement	45
1.2	Besoin en fonds de Roulement Normatif (BFRN)	48
1.3	Projections de coûts d'exploitation	48
1.4	Rémunération de la base tarifaire	48
1.4.1	Base tarifaire	49
1.4.2	Taux rémunération de la base tarifaire	49
1.5	Revenu requis	50
1.6	Tarifs applicables aux conditions économiques de référence	51
1.7	Grille tarifaire	51

2. Indexation des tarifs	51
2.1 Indexation pour tenir compte de l'inflation	52
2.2 Paramétrage de la formule d'indexation	52
2.3 Formule d'indexation	53
2.4 Périodicité d'indexation	55
2.5 Correction sur les achats d'énergie réalisés	55
2.6 Correction sur les investissements	55
2.7 Composante non énergétique	56

Liste des tableaux

Tableau 1 : Nombre de localités électrifiées par ERA par rapport aux projections de la période 2019-2023	8
Tableau 2 : Nombre de localités électrifiées par l'Etat par rapport aux projections sur la période 2019-2023	9
Tableau 3 : Nombre de clients raccordés par rapport aux projections sur la période 2019-2023....	9
Tableau 4 : Ecart sur le nombre de clients de la période (Source : Rapport d'activité ERA)	9
Tableau 5 : Ecart sur le nombre de clients (Rapport d'activité ERA vs Données harmonisation) .	10
Tableau 6 : Nombre de kilomètres de réseau Moyenne Tension réalisé par ERA.....	10
Tableau 7 : Nombre de kilomètres de réseau Basse Tension réalisé par ERA.....	11
Tableau 8 : Etat d'exécution du programme d'investissement (en milliers de FCFA).....	13
Tableau 9 : Suivi de la subvention d'investissement (en milliers de FCFA).....	14
Tableau 10 : Répartition des charges d'exploitation	15
Tableau 11 : Synthèse des points soulevés par ERA et commentaires de la CRSE	17
Tableau 12 : Synthèse des points soulevés par le CCA et commentaires de la CRSE	19
Tableau 13 : Synthèse des points soulevés par le CCC et commentaires de la CRSE	19
Tableau 14 : Nombre de localités et d'abonnés à raccorder sur la période 2024-2028	22
Tableau 15 : Nombre de localités et d'abonnés à raccorder dans le cadre des transferts reçus de l'Etat	22
Tableau 16 : Hypothèses de transfert des localités par l'Etat	22
Tableau 17 : Normes d'approbation	23
Tableau 18 : Normes liées aux relations avec la clientèle	23
Tableau 19 : Normes de vérification des compteurs.....	24
Tableau 20 : Normes sur les compteurs à prépaiement.....	24
Tableau 21 : Normes de qualité du courant	25
Tableau 22 : Normes de qualité du courant (Hors variations autorisées)	25
Tableau 23 : Normes de branchement BT (sans modification réseau)	25
Tableau 24 : Normes de branchement BT (avec modification réseau)	26
Tableau 25 : Evolution du nombre de localités à raccorder sur la période 2024-2028	28
Tableau 26 : Projections de raccordement de clients par niveau de service	28
Tableau 27 : Hypothèses de consommation mensuelle	29
Tableau 28 : Ecart d'évaluation de la consommation annuelle.....	29
Tableau 29 : Projections de consommation par niveau de service	30

Tableau 30 : Comparaison coût location - coût construction siège	35
Tableau 31 : Equipements informatiques.....	36
Tableau 32 : hypothèses d'acquisition d'équipement de sécurité de ERA	37
Tableau 33 : hypothèse d'investissement relatif à la sécurité retenues par la CRSE	37
Tableau 34 : Investissements en moyen généraux soumis par ERA.....	38
Tableau 35 : Investissement en moyen généraux retenus par le CRSE.....	39
Tableau 36 : Projections de dépenses en carburant retenues pour les activités de terrain.....	43
Tableau 37 Projections de dépenses en carburant retenues par la CRSE pour les activités administratives.....	43
Tableau 38 : Projections de dépenses de carburant retenu par la CRSE	43
Tableau 39 : Investissements validés	46
Tableau 40 : Coûts de référence des investissements	47
Tableau 41 : Détermination du Besoin en Fonds de Roulement Normatif.....	48
Tableau 42 : Coûts d'exploitation.....	48
Tableau 43 : Base Tarifaire	49
Tableau 44 : détermination du Taux de rentabilité normal (WACC).....	49
Tableau 45 : Le revenu requis sur la période	50
Tableau 46 : Tarifs applicables par niveau de service pour la période 2024-2028	51
Tableau 47 : Grille tarifaire.....	51
Tableau 48 : Répartition des charges par catégories (en milliers de FCFA)	52
Tableau 49 : Facteurs de pondération de l'inflation locale	53

INTRODUCTION

La loi n° 2021-31 du 9 juillet 2021 portant Code de l'électricité, en son article 61, dispose que la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE) fixe et autorise les niveaux de revenus qu'elle juge suffisants pour permettre aux titulaires de titres d'exercice d'obtenir un taux de rentabilité normal par rapport à une base tarifaire spécifiée et des dépenses permises. Il prévoit également, en son alinéa 5, que les conditions tarifaires ainsi que la période durant laquelle elles resteront en vigueur seront définies dans les conventions de délégation de service public.

Par ailleurs, la loi n° 2021-32 du 9 juillet 2021 portant création organisation et attributions de la CRSE, en son article 7, prévoit également que la CRSE fixe les tarifs et prix de vente de l'électricité aux consommateurs finaux et assure la régulation des prix pratiqués par les acteurs du secteur.

Le cahier des charges de la société Energie Rurale Africaine (ERA), opérateur de la Concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou, stipule, en son article 15, que les conditions tarifaires sont fixées pour une période de cinq (05) années avec une possibilité de révision exceptionnelle avant la fin de la période en cas d'évènement imprévisible les rendant inadaptées. En application de cette disposition, les conditions tarifaires relatives aux prix plafonds de vente d'électricité applicables par ERA sont entrées en vigueur en décembre 2019 pour la période tarifaire 2019-2023. Une révision exceptionnelle a été réalisée en 2022 pour intégrer le retard de transfert des localités électrifiées par l'État, le besoin en fonds de roulement normatif (BFRN), et la TVA non déductible sur les achats d'énergie.

Au terme de la période tarifaire, ces conditions sont révisées conformément à la loi. Dans ce cadre, la CRSE a lancé en juillet 2023 le processus de révision des conditions tarifaires de ERA pour la période 2024-2028.

Ainsi, ERA a soumis son bilan d'activités pour la période 2019-2023, le 30 avril 2024 et les informations complémentaires nécessaires à l'exploitation du bilan le 19 juillet 2024.

Aussi, le Ministre de l'Energie, du Pétrole et des Mines (MEPM), dans ce cadre, a transmis, le 24 juin 2024, à ERA les normes et obligations fixées pour la période 2024-2028, ainsi que les incitations contractuelles exigibles en cas de non-respect de ces normes.

Sur cette base, la CRSE a organisé la première consultation publique du 02 au 17 septembre 2024. Celle-ci a porté sur :

- le bilan d'exploitation de ERA durant la période 2019-2023 ;
- la méthodologie de révision tarifaire ;
- les normes de qualité et obligations de raccordement fixées par l'Etat à ERA pour la période 2024-2028.

Au cours de cette consultation publique, la CRSE a tenu des séances de travail avec ERA, le Comité Consultatif des Administrations et le Comité Consultatif des Consommateurs. Elle a

recueilli leurs observations et recommandations. La synthèse de leurs contributions et les commentaires de la CRSE y relatifs sont présentés au chapitre I.

Par la suite, ERA, se fondant sur les normes de qualité et obligations de raccordement fixées par le MEPM, a soumis ses projections de coûts le 02 octobre 2024.

La CRSE a élaboré le présent Document, objet de la seconde consultation publique. Il fait la synthèse de la première consultation publique, présente l'analyse des projections de coûts d'exploitation et d'investissement soumises par ERA pour la période 2024-2028 et expose les premières conclusions de la CRSE.

Par ailleurs, il convient de noter que, dans le souci d'assurer une adéquation entre les revenus accordés à l'opérateur, les coûts d'achat d'énergie et les investissements réalisés, les conditions tarifaires proposées prévoient des mécanismes d'indexation et de correction visant à ajuster les revenus en fonction des achats d'énergie pour les localités raccordées au réseau national ainsi que des investissements réalisés par l'opérateur.

Sur cette base, la CRSE organise la seconde consultation publique pour recueillir les avis des acteurs intéressés sur les éléments contenus dans ce Document. La consultation a lieu du 05 au 20 décembre 2024.

La CRSE invite toute personne intéressée à formuler, au plus tard, le 20 décembre 2024 à 16 heures, des observations, commentaires ou recommandations sur les éléments contenus dans le présent document :

- par courrier adressé au Président de la CRSE, Bidaness Bulding - VDN Mermoz, BP 11701 Dakar ;
- par courrier électronique à l'adresse consultation@crse.sn ;

CHAPITRE I : RAPPEL DU BILAN DE LA PERIODE 2019-2023

La CRSE a organisé une première consultation publique du 02 au 17 septembre 2024 afin de recueillir les avis et observations des acteurs du secteur sur le bilan de ERA. Cette consultation a reposé sur un Document présentant la synthèse du bilan de l'exploitation de ERA durant la période précédente au regard des normes et obligations qui lui ont été fixées par le Ministère en charge de l'énergie.

Le Document de la première consultation publique a fait état, d'une part du niveau de réalisation des investissements tant physiques que financiers et d'autre part, du niveau d'atteinte des objectifs de raccordement de clients et d'électrification de localités. Il a présenté aussi les nouvelles normes et obligations fixées par le Ministre en charge de l'Energie pour la période 2024-2028.

1. Localités et clients électrifiés

Le Concessionnaire ERA s'était engagé à raccorder 257 localités, dont 57 par extension de réseau et 200 par l'installation de systèmes solaires individuels.

Les réalisations montrent que ERA a électrifié, dans l'ensemble, 28 localités par extension du réseau, soit un taux d'atteinte de 10,89% de l'objectif global.

Il a été noté que le Concessionnaire a fait le choix de ne pas procéder au raccordement par des systèmes solaires individuels pour les 200 localités prévues ; option qu'il a justifiée par plusieurs facteurs :

- le rejet des kits solaires par une partie de la population rurale ;
- la présence dans la zone de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou d'acteurs proposant aux populations, en vente libre, des systèmes photovoltaïques individuels ;
- le non-respect par les usagers des conditions techniques d'utilisation des équipements qui entraîne le besoin de remplacement prématuré des batteries ;
- les contraintes d'exploitation et de recouvrement liées à l'éloignement des localités concernées.

Le tableau ci-dessous présente le nombre de localités électrifiées par ERA par rapport aux projections sur la période 2019-2023.

Tableau 1 : Nombre de localités électrifiées par ERA par rapport aux projections de la période 2019-2023

Rubrique	2019	2020	2021	2022	2023	Période 2019-2023
Projections (a)	78	104	75	-	-	257
MT + distribution réseau (Achats Senelec)	28	29	-	-	-	57
Panneaux Solaires	50	75	75	-	-	200
Réalisation (b)	3	3	21	-	1	28
MT + distribution réseau (Achats Senelec)	3	3	21	-	1	28
Panneaux Solaires	-	-	-	-	-	-
Ecart(a)- (b)	- 75	- 101	- 54	-	1	- 229
Niveau d'atteinte	3,85%	2,88%	28,00%			10,89%

Sur la même période, l'Etat, à travers ses programmes d'électrification rurale, devait transférer à ERA 367 localités dont 156 raccordées au réseau et 211 dotées de mini-réseaux.

En fin décembre 2023, l'État a transféré 186 localités raccordées au réseau, dépassant ainsi l'objectif de 156 localités avec un taux de réalisation de 119,23%. En ce qui concerne les localités dotées de mini-réseau, 76 ont été transférées, soit un taux de réalisation de 36,02% par rapport à l'objectif de 211 localités. Au total, l'État a transféré 262 localités sur un objectif de 367, atteignant ainsi un taux global de réalisation de 71,39%.

Tableau 2 : Nombre de localités électrifiées par l'Etat par rapport aux projections sur la période 2019-2023

Rubrique	2019	2020	2021	2022	2023	Période 2019-2023
Projections (a)	31	48	95	96	97	367
MT + distribution réseau (Achats Senelec)	31	31	31	31	32	156
Autoproduction + distribution réseau : Centrales Solaires	-	17	64	65	65	211
Réalisation (b)	39	19	29	120	55	262
MT + distribution réseau (Achats Senelec)	29	19	23	76	39	186
Autoproduction + distribution réseau : Centrales Solaires	10	-	6	44	16	76
Ecart(a)- (b)	8	- 29	- 66	24	- 42	- 105
Niveau d'atteinte	125,81%	39,58%	30,53%	125,00%	56,70%	71,39%

Le nombre de clients à raccorder par ERA pour la période tarifaire était initialement fixé à 20 592, avant d'être révisé à 16 574 en cours de période pour tenir compte des retards dans le transfert des localités par l'État à ERA. À fin décembre 2023, ERA a déclaré avoir raccordé un total de 31 250 nouveaux clients.

Tableau 3 : Nombre de clients raccordés par rapport aux projections sur la période 2019-2023

Rubrique	2019	2020	2021	2022	2023
Projections	8 744	10 508	12 322	13 323	16 574
Réalisations	12 405	16 160	20 161	29 779	36 702
Ecart	3 661	5 652	7 839	16 456	20 128
Niveau d'atteinte	141,87%	153,78%	163,62%	223,51%	221,44%

Par ailleurs, un écart de 1 495 clients entre le nombre total de clients déclaré par l'opérateur et sa décomposition par technologie a été noté.

Tableau 4 : Ecart sur le nombre de clients de la période (Source : Rapport d'activité ERA)

Libellé	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023
Clients système MT + Réseau (Tableau 6)	10 773	14 405	17 985	25 026	31 444
Clients - centrales solaires (Tableau 7)	137	260	681	3 258	3 763
Total (Tableau 6 + Tableau 7)	10 910	14 665	18 666	28 284	35 207
Cumul clients (Tableau 8)	12 405	16 160	20 161	29 779	36 702
Ecart	- 1 495	- 1 495	- 1 495	- 1 495	- 1 495

De même, en comparant les données utilisées pour fixer les montants de la compensation tarifaire avec le total des clients du rapport d'activités 2019-2023, un écart de 15 156 clients a été constaté.

Tableau 5 : Ecart sur le nombre de clients (Rapport d'activité ERA vs Données harmonisation)

Libellé	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023
Cumul clients (Tableau 8)	12 405	16 160	20 161	29 779	36 702
Cumul clients (Harmonisation tarifaire)	6 539	9 062	12 097	15 751	21 546
Ecart	5 866	7 098	8 064	14 028	15 156

Il convient de souligner que lors de l'évaluation de la phase transitoire de l'harmonisation tarifaire, la CRSE avait constaté des écarts non négligeables entre le nombre de clients des bases de données des CER et le nombre de clients soumis par ces derniers dans le cadre des demandes de compensation tarifaire. Il s'y ajoute que l'Audit du modèle d'électrification rurale a relevé la difficulté à obtenir une information fiable sur la situation des CER avec un contrôle insuffisant sur l'effectivité du nombre de clients et sur la qualité du service. En conséquence, un audit spécifique de la base clientèle et du système de facturation des CER est nécessaire pour s'assurer de la fiabilité des données.

2. Investissements réalisés sur la période

Le montant des investissements sur la période 2019-2023, retenu par la CRSE pour l'opérateur ERA, est de 4,829 milliards FCFA. Il concerne des infrastructures de distribution, du matériel de transport, du matériel informatique, des outillages, ainsi que du mobilier de bureau.

L'appréciation des investissements réalisés par ERA a porté à la fois sur le niveau de réalisation physique et sur le niveau d'exécution du budget d'investissements par rapport aux projections retenues par la CRSE.

2.1 Réalisation physique des investissements

2.1.1 Installation des lignes Moyenne Tension

Pour la période tarifaire 2019-2023, ERA ne s'était pas engagé à réaliser des lignes Moyenne Tension (MT/HTA). Cependant, l'analyse des documents fournis par l'opérateur indique qu'il en a réalisé 55,99 km pour un coût total de 235,986 millions FCFA.

Ces réalisations se répartissent comme suit : 37,36 km à Tambacounda, 13,65 km à Kaffrine, et 4,98 km à Koungheul. Le tableau ci-dessous renseigne sur les réalisations de lignes MT par année.

Tableau 6 : Nombre de kilomètres de réseau Moyenne Tension réalisé par ERA

Département	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
Kaffrine	-	-	13,65	-	-	13,65
Koungheul	3,30	-	1,68	-	-	4,98
Tambacounda	-	-	8,66	28,70	-	37,36
Total	3,30	-	23,99	28,70	-	55,99

2.1.2 Installation des lignes Basse Tension

Dans le cadre de ses conditions tarifaires pour la période 2019-2023, ERA devait raccorder 57 villages totalisant 2 451 clients, avec 28 villages à connecter en 2019 et 29 villages en 2020. Pour ce faire, le concessionnaire s'était engagé à réaliser 210,16 km de lignes de basse tension (BT) pour un coût global estimé à 1,401 milliard FCFA.

L'analyse des données transmises par l'opérateur montre que ERA a construit 91,12 km de ligne BT, représentant 43,37% de l'objectif pour un cout total de 740 millions correspondant à près de 52,85% des projections.

Ces réalisations concernent les départements de Koungheul (60,96 km), de Kaffrine (12,39 km), de Birkelane (8,73 km), de Tambacounda (5,39 km) et de Koumpentoum (3,65 km).

Le niveau de réalisation par an est consigné dans le tableau ci-dessous.

Tableau 7 : Nombre de kilomètres de réseau Basse Tension réalisé par ERA

Rubrique	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
Projections	103,24	106,92				210,16
Réalisations	7,70	8,73	74,29	-	0,40	91,12
Ecart	- 95,53	- 98,19	74,29	-	0,40	- 119,04

2.1.3 Installation des postes de transformation

Pour la période tarifaire 2019-2023, la CRSE avait retenu l'installation d'un transformateur haut de poteau par localité à électrifier par une extension de réseau ; soit 57 postes de transformation pour un coût global de 262,987 millions FCFA.

Au terme de la période 2019-2023, ERA a installé 37 postes de transformation sur les 57 prévus, soit un taux de réalisation de 64,91%. Ces installations portent sur les 28 nouvelles localités électrifiées et sur 9 localités déjà électrifiées dont les postes transformateurs et disjoncteurs hauts de poteau ont été remplacés.

2.1.4 Installation des kits solaires

ERA, dans ses projections, a prévu la mise en service de 6 398 systèmes solaires individuels ; ce qui est supérieur à l'objectif de 4 505 systèmes solaires individuels qui lui a été fixé par le Ministère en charge de l'énergie. La CRSE a retenu l'objectif ainsi fixé par le Ministère en charge de l'énergie, soit 4 505 kits pour un budget de 1,220 milliard FCFA.

Cependant, dans la mise en œuvre du programme, ERA a indiqué dans son Rapport d'activité avoir fait le choix de ne pas recourir aux systèmes photovoltaïques individuels, estimant qu'il était plus utile de consacrer les ressources au raccordement de nouveaux clients et à l'amélioration de la qualité du service dans les localités déjà électrifiées.

Toutefois, les données comptables montrent que ERA a engagé 183,87 millions FCFA en 2023 relatifs aux systèmes photovoltaïques individuels sans préciser la nature des investissements concernés.

2.1.5 Matériel de transport

Pour la période tarifaire écoulée, ERA avait soumis un programme d'acquisition comprenant un camion-grue, 47 véhicules utilitaires de type 4X4, 24 motos, quads et tricycles pour permettre au Concessionnaire de respecter les normes de qualité du service et ses obligations de raccordement fixées par le Ministère en charge de l'Énergie. Après analyse, la CRSE avait retenu :

- un camion-grue de 2 tonnes ;
- 30 véhicules utilitaires de type 4x4 ;
- 15 motos, quads et tricycles.

L'achat d'un camion-grue en 2019, d'une valeur de 193,473 millions FCFA soumis par ERA avait été validé par la CRSE pour permettre à l'opérateur d'assurer les opérations d'installation et d'entretien et des transformateurs de type aérien et des supports en béton.

En effet, ERA avait justifié ce besoin en soulignant qu'il n'y avait pas de grue de capacité adaptée disponible en location à Tambacounda, et que la location de grue à partir des autres régions entraînait des coûts supplémentaires en raison des jours de voyage, allongeant également les durées d'indisponibilité des ouvrages affectés et, par conséquent, le temps d'attente des clients.

Le Bilan a permis de noter que ERA a finalement acquis une grue, pour une valeur de 60,491 millions FCFA au 31 décembre 2021.

Concernant le programme d'acquisition des 30 véhicules utilitaires de type 4x4, la CRSE avait approuvé une enveloppe budgétaire de 671,936 millions FCFA. Au terme de la période tarifaire, il a été constaté que l'opérateur a privilégié la location longue durée de 21 véhicules d'exploitation pour couvrir ses besoins de transport. ERA a aussi acquis 4 véhicules de type 4x4, initialement loués, pour un montant de 29,8 millions FCFA, ainsi qu'un pick-up neuf pour 12,580 millions FCFA, portant le total des acquisitions à 42,380 millions FCFA, soit un taux d'exécution de 6,31 %.

Enfin, la CRSE avait validé l'acquisition de 15 motos, quads et tricycles pour un montant de 31,410 millions de FCFA. Au terme de la période, ERA a acquis 4 motos pour un coût global de 5,676 millions FCFA, représentant un taux de réalisation de 18,07 %.

2.1.6 Matériel informatique

La CRSE avait approuvé l'acquisition de matériel informatique pour un montant de 27,376 millions de FCFA.

Au titre des réalisations, on note que ERA a procédé à des acquisitions informatiques d'un montant total de 132,944 millions de FCFA, soit près de cinq fois le montant initialement prévu.

2.1.7 Situation des PREMS

ERA, conformément à son Contrat de Concession, s'est engagé à soutenir le développement du secteur privé au sein de son périmètre d'intervention. Dans ce cadre, il a réalisé la dorsale MERETO - Gouloumbou Agro Business qui a permis l'électrification de six forages situés dans cette zone. Le montant total des investissements pour ces travaux s'élève à 289,527 millions FCFA.

2.2 Dépenses d'investissement

Tableau 8 : Etat d'exécution du programme d'investissement (en milliers de FCFA)

RUBRIQUES	Période 2019-2023		Ecart	
	Projection	Réalisation	Montant	%
Transport	-	235 986	-235 986	
Lignes MT	-	235 986	-235 986	
Distribution et raccordement	2 229 719	1 780 859	448 860	20,13%
Transformateurs	262 987	150 009	112 978	
Lignes de distribution	1 400 580	740 265	660 315	
Branchement (raccordement)	286 555	228 771	57 784	
Panneau (client forfait : S1/S2/S3)	181 189	641 710	-460 521	
Panneau (S4) et compteur	98 409	-	98 409	
Transformateur d'intensité		3 319	-3 319	
Transformateur de courant		1 519	-1 519	
Concentrateur de données (DCU)		15 266	-15 266	
Eclairage Public	180 914	19 059	161 855	89,47%
Points EP réseau	5 171	19 059	-13 888	
Lampes	175 742	-	175 742	
Systèmes Solaires	1 220 926	183 866	1 037 060	84,94%
Panneau et Installation	543 249	-	543 249	
Régulation	94 887	183 866	-88 979	
Batteries	456 195	-	456 195	
Accessoires	20 522	-	20 522	
Lampes	106 073	-	106 073	
Autres investissements	1 114 645	510 153	604 492	54,23%
Véhicules	671 936	42 380	629 556	
Grue	193 474	60 491	132 983	
Matériels informatique	7 805	99 966	-92 161	
Licences et logiciels métiers (Argis, A)	70 533	85 728	-15 195	
Outillages et équipements techniques	54 682	33 302	21 380	
Onduleurs, serveurs, Switch, firewall	19 571	32 978	-13 407	
Motos, Quads, Trycycles	31 410	5 676	25 734	
Climatisation	13 455	10 690	2 765	
Mobilier bureau	51 779	53 058	-1 279	
Autres		85 884	-85 884	
Etude et ingenierie	83 178	-	83 178	100,00%
TOTAL	4 829 382	2 729 923	2 099 459	43,47%

A la date du 31 décembre 2023, les investissements de ERA sur la période 2019-2023 sont de 2,730 milliards de FCFA, soit un taux de réalisation des projections 56,53% correspondant à 2,099 milliards de FCFA d'investissements pris en compte dans les conditions tarifaires et non réalisés.

Par ailleurs, il a été relevé que sur la période tarifaire 2019-2023, ERA a reçu une subvention d'investissement totale de 2,175 milliards de FCFA, ce qui représente 79,66% du montant total investi. La situation des subventions est présentée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 9 : Suivi de la subvention d'investissement (en milliers de FCFA)

Rubrique	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
Subvention de Base	918 340	918 340				1 836 680
Subvention PREMS			137 751			137 751
Coûts induits harmonisation				200 359		200 359
TOTAL	918 340	918 340	137 751	200 359	-	2 174 790

Il convient de noter que les subventions reçues en 2019 et 2020 d'un montant total de 1,837 milliard FCFA correspondent à la subvention de base pour la mise en place de la concession.

2.3 Situation Financière

2.3.1 Analyse de l'exploitation

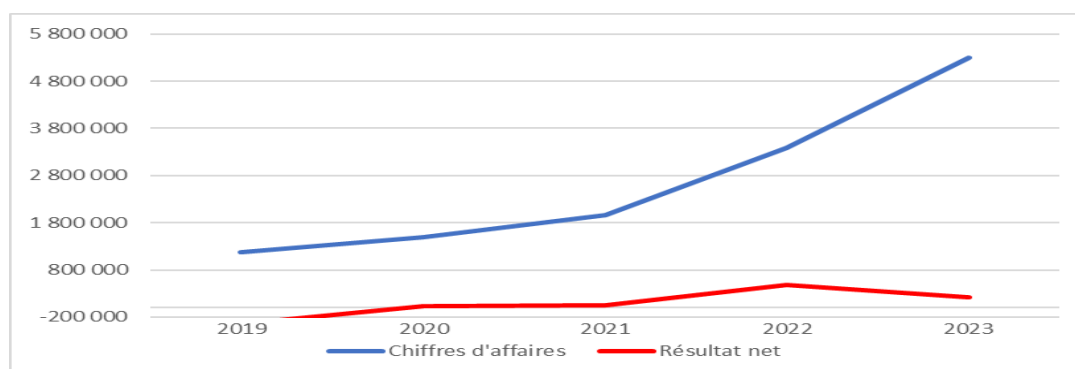
L'analyse des soldes intermédiaires de gestion de ERA pour la période 2019-2023 démontre une amélioration significative de son exploitation. Le chiffre d'affaires a connu une croissance continue, passant de 1 173 715 FCFA en 2019 à 5 301 463 FCFA en 2023, soit une multiplication par plus de 4,5 en cinq ans. La valeur ajoutée suit la même tendance que celle du chiffre d'affaires.

Aussi, d'un déficit d'exploitation brute en 2019, ERA depuis 2020, enregistre des excédents bruts d'exploitation (EBE) en constante croissance. En 2023, l'EBE s'établissait à 1,797 milliard de FCFA en 2023.

Le résultat d'exploitation suit une tendance similaire à celle de l'EBE avec un point de rupture en 2023 qui s'explique essentiellement par la constitution en 2023, par ERA, d'une provision de renouvellement s'élevant à 1,530 milliard de FCFA.

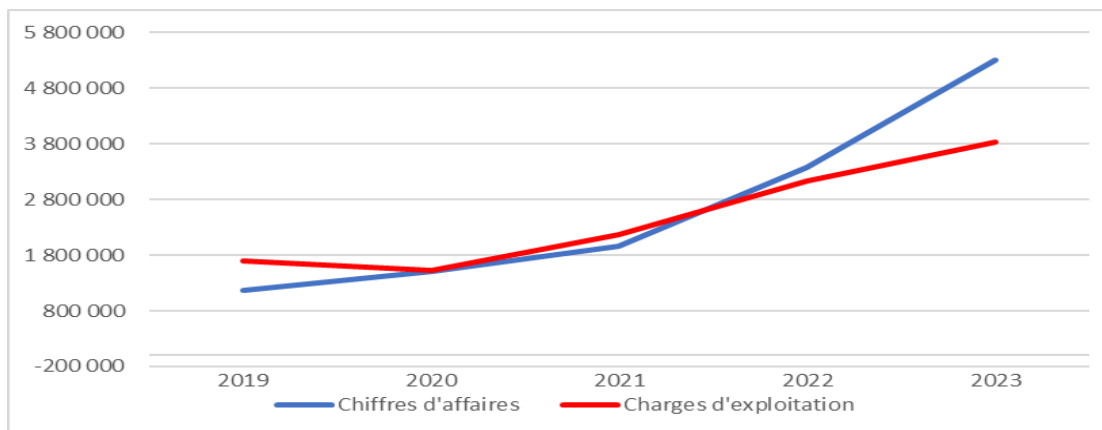
L'évolution du résultat net montre une transition d'une exploitation déficitaire en 2019 à des résultats excédentaires en croissance continue sur la période 2020-2023.

Graphique 1 : Evolution du Chiffre d'Affaires et du Résultat net



Après une période de pertes qui a duré du démarrage des activités jusqu'en 2019 avec un cumul des déficits qui se chiffre à 2, 718 milliards, ERA enregistre en continu depuis 2020 des résultats bénéficiaires.

Graphique 2 : Evolution du Chiffre d’Affaires et des charges d’exploitation



Par ailleurs, la structure des charges de ERA fait état de la prépondérance des achats d’énergie et des charges de personnel sur les autres postes de charge. En effet, les achats d’énergie et les charges de personnel représentent respectivement 46,59% et 20,22% des charges d’exploitation.

Tableau 10 : Répartition des charges d'exploitation

Charges d'exploitations	Exercices					TOTAL
	2019	2020	2021	2022	2023	
Achats d'énergie électrique	24,22%	35,63%	45,09%	48,89%	59,89%	46,59%
Autres achats (Carburant, Frs ns, Frs de bureau ns...)	16,23%	14,65%	9,43%	8,65%	4,33%	9,24%
Transports (Voyages, Déplacements ...)	0,56%	0,16%	0,31%	0,27%	0,41%	0,34%
Services Extérieurs (Loyers, Locations, Entretiens et répar	11,34%	11,79%	11,78%	8,80%	9,44%	10,24%
Impôts et Taxes (Impôt, Taxes, Fiscalités ...)	0,95%	1,35%	0,96%	2,56%	0,98%	1,42%
Autres charges (Jetons de présence, Autres Réim ADM ...)	9,19%	0,49%	0,04%	2,63%	0,03%	2,01%
Charges de personnel	25,37%	29,05%	21,16%	17,38%	16,18%	20,22%
TOTAL	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

2.3.2 Analyse du bilan comptable

L’analyse de la structure bilancielle de ERA fait état :

- d’un ratio « Financement des immobilisations » qui a montré une tendance à la hausse, passant de 1,21 en 2019 à 1,85 en 2023 indiquant ainsi une meilleure couverture des immobilisations par les capitaux permanents.
- d’un équilibre financier qui s’est détérioré passant 1,27 en 2019 à 1,08 en 2023. Cette situation pourrait être expliquée par les retards de paiement de la compensation tarifaire.
- d’un ratio d’autonomie financière qui a enregistré une baisse marquée, passant de 11,38 en 2019 à 1,84 en 2023; ce qui est la conséquence du

rattrapage de la constitution de la provision de renouvellement effectué en 2023.

- d'un ratio de liquidité qui est passé de 0,87 en 2019 à 1,46 en 2023 indiquant une meilleure capacité de ERA à couvrir les engagements à court terme par ses actifs circulants.

De manière globale, la structure de financement de ERA est équilibrée ; les retards notés dans le paiement de la compensation tarifaire demeurent toutefois une source de préoccupation.

3. Harmonisation tarifaire

Le Gouvernement a pris la décision en 2017 de procéder à l'harmonisation des tarifs sur l'ensemble du territoire national dans le but d'assurer des conditions identiques d'accès et de facturation à tous les usagers de l'électricité, quel que soit l'opérateur, sur la base des tarifs appliqués par Senelec.

Pour ce faire, l'Etat et les concessionnaires ont signé des avenants aux contrats de concession pour mettre en œuvre les mesures d'harmonisation des tarifs applicables dans les différentes concessions d'électrification rurale.

Les avenants précisent que le manque à gagner et les coûts résultant de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs sont compensés par l'État. Sur la période 2019-2023, le montant de la compensation tarifaire s'élève à 7,179 milliards FCFA, représentant 53,94% de son chiffre d'affaires qui s'élève à 13,312 milliards de FCFA. Le détail de cette compensation est présenté dans le tableau ci-dessous.

Mois	Exercices					TOTAL
	2019	2020	2021	2022	2023	
Janvier	8 113 617	37 986 519	67 427 717	74 616 488	267 917 229	456 061 570
Février	9 741 386	38 562 466	36 203 937	66 484 791	186 422 833	337 415 413
Mars	16 424 367	43 969 253	54 010 471	83 827 304	376 202 428	574 433 823
Avril	13 756 843	39 646 570	59 362 610	77 537 181	228 961 662	419 264 866
Mai	22 675 271	68 462 371	82 621 393	228 633 893	417 865 892	820 258 820
Juin	19 589 655	53 251 737	76 266 213	147 074 971	243 728 971	539 911 547
Juillet	24 257 693	48 933 176	84 032 703	201 150 722	373 119 946	731 494 240
Août	18 272 901	37 920 461	52 214 722	136 822 718	172 835 113	418 065 915
Septembre	32 840 241	52 576 666	66 294 583	184 939 699	324 458 991	661 110 180
Octobre	24 133 944	41 436 480	54 583 504	127 313 355	256 202 861	503 670 144
Novembre	32 844 698	54 918 719	74 056 194	205 818 406	578 164 902	945 802 919
Décembre	30 545 066	28 362 101	53 106 592	128 683 684	257 300 800	497 998 243
Régul				274 489 227		274 489 227
TOTAL	253 195 682	546 026 519	760 180 639	1 937 392 439	3 683 181 628	7 179 976 907

Des retards significatifs, pouvant dépasser une année, ont été constatés dans le paiement des compensations mensuelles par le FSE. Cette problématique de la prise en charge à bonne date de la compensation constitue un risque pour la viabilité financière des opérateurs et l'équilibre du secteur.

4. Synthèse des points soulevés lors de la Consultation publique

Durant la période de consultation publique, la CRSE a eu des séances de travail et réunions avec ERA, le Comité Consultatif des Administrations (CCA) et le Comité Consultatif des Consommateurs (CCC). Celles-ci ont permis à la CRSE de recueillir leurs observations et commentaires.

Les observations reçues durant la première consultation sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 11 : Synthèse des points soulevés par ERA et commentaires de la CRSE

<u>Thèmes</u>	POINTS SOULEVES PAR ERA	COMMENTAIRES DE LA CRSE
Clientèle	<p>ERA a expliqué que l'écart de 1 495 clients constaté par la CRSE provient des clients alimentés par kit solaire en 2018, qui n'ont pas été inclus dans le fichier Excel « Bilan RCT ERA - A renseigner DCDG VF ».</p> <p>Concernant la différence entre le nombre de clients dans son Rapport d'activité et celui retenu dans l'harmonisation tarifaire (15 156 clients à fin 2023), ERA a précisé que pour l'harmonisation, seuls les clients actifs (en service et facturés) sont comptabilisés. En revanche, le Rapport d'activité inclut également les clients inactifs (coupés, en attente de raccordement, etc.). ERA a aussi noté que les clients d'éclairage public (EP) sont décomptés dans le fichier Excel par point lumineux, tandis que les demandes de compensation se basent sur les contrats, qui couvrent plusieurs points lumineux. Selon ERA, ces éléments font qu'il n'est pas possible d'avoir une égalité parfaite en comparant les données des demandes de compensation à celles fournies par ERA dans le bilan fourni pour la révision, ces deux documents n'ayant pas la même destination.</p>	<p>La CRSE prend note des explications concernant l'écart de 1 495 clients. Cependant, elle rappelle que le total de 36 702 clients mentionné dans son rapport d'activités, inclus dans le Document de consultation publique, prend bien en compte les 1 495 clients alimentés par kit solaire.</p> <p>La CRSE comprend que la présence de clients inactifs puisse créer des écarts, mais insiste sur la nécessité de justifications détaillées et précises. À ce stade, malgré les explications apportées par ERA en annexe de ses commentaires, un écart de 5 480 clients reste inexpliqué.</p> <p>Par courrier en date du 15 octobre 2024, la CRSE a attiré l'attention l'ASER sur l'importance de disposer d'une base de référence précise pour la révision tarifaire et l'a invité à lui communiquer le nombre de clients de ERA au 31 décembre 2023 devant être considéré pour l'opérateur ERA. Cette demande est restée sans suite.</p>

<p align="center">Consommation moyenne par niveau de service</p>	<p>Concernant les écarts constatés par la CRSE sur la consommation moyenne par niveau de service, ERA a présenté sa démarche en expliquant qu'elle a multiplié le nombre de clients dans chaque catégorie par un niveau de consommation standard (12 kWh/mois pour les clients S1, 22 kWh/mois pour les clients S2, 44 kWh/mois pour les clients S3, etc.). ERA admet que cette approche ne permet pas de refléter la consommation effective de la période 2019-2023.</p>	<p>La CRSE prend note des éléments d'explication relatifs aux écarts concernant la consommation moyenne par niveau de service.</p>
<p align="center">Normes et obligations pour la période 2024-2028</p>	<p>ERA considère que la situation des minicentrales photovoltaïques (PV) n'a pas été prise en compte dans les normes et obligations de la période 2024-2028 fixées par le Ministère en charge de l'énergie. Il souhaite mettre l'accent sur la continuité du service dans les villages bénéficiant de cette technologie. À cet égard, ERA propose les modifications suivantes à la dernière version du document relatif aux normes et obligations :</p> <ul style="list-style-type: none"> -Retrait de l'obligation d'électrification de 44 nouvelles localités ; -Prise en compte du renouvellement des batteries dans les 76 localités alimentées par centrale solaire en lieu et place de l'électrification de nouvelles localités. 	<p>Il convient de rappeler que l'opérateur, en date du 18 juin 2024, a déjà donné ses observations sur le document relatif aux normes et obligations.</p>

Tableau 12 : Synthèse des points soulevés par le CCA et commentaires de la CRSE

THEMES	POINTS SOULEVES PAR LE CCA	COMMENTAIRES DE LA CRSE
<p>Localités et ménages à électrifier</p>	<p>Le Comité a relevé qu'au cours de la période 2019-2023, l'opérateur avait pour mission de raccorder 257 localités, mais n'en a raccordé que 28. Cette situation soulève des préoccupations quant à l'équité d'accès aux services énergétiques, mettant en lumière la nécessité pour l'opérateur d'améliorer ses performances en matière de raccordement.</p> <p>Le Comité reconnaît les défis associés à l'implémentation de kits solaires en milieu rural. À cet égard, il recommande d'explorer des solutions alternatives, telles que les projets ERD, sous réserve que le cadre légal le permette.</p>	<p>La CRSE prend note de l'avis du Comité. Le dispositif de suivi devra être renforcé en accord avec tous les acteurs concernés.</p>

Tableau 13 : Synthèse des points soulevés par le CCC et commentaires de la CRSE

THEMES	POINTS SOULEVES PAR LE CCC	COMMENTAIRES DE LA CRSE
<p>Localités et ménages à électrifier</p>	<p>Les membres du comité ont exprimé leurs préoccupations concernant le faible taux de réalisation des raccordements par ERA, qui s'est établi à 11 % durant la période écoulée. Cette situation révèle un enjeu majeur d'équité et peut compromettre les objectifs développement de socio-économique du pays.</p> <p>Pour remédier à cette situation, le Comité propose d'intégrer des incitations au niveau des obligations de raccordement, afin d'encourager une meilleure performance de la part des opérateurs.</p> <p>De plus, il suggère que la CRSE mette en place des périodes de revue intermédiaires afin de détecter les écarts éventuels et d'apporter les solutions</p>	<p>La CRSE prend note de l'avis du Comité et envisage de mettre en œuvre un mécanisme incitatif dans les nouvelles conditions tarifaires.</p>

THEMES	POINTS SOULEVES PAR LE CCC	COMMENTAIRES DE LA CRSE
	nécessaires pour garantir un accès équitable à l'électricité pour toutes les localités concernées.	
La simplification du langage	Les membres du comité ont noté que la complexité du document peut limiter la participation des parties prenantes, notamment des consommateurs d'électricité en milieu rural. Pour y remédier, il est proposé d'élaborer une version plus accessible du document, ce qui faciliterait sa compréhension.	La CRSE prend note de l'avis du Comité. Une réflexion sera menée par la CRSE sur les stratégies de consultations publiques.
Journée de partage sur le Document de consultation publique	Au lieu de limiter la concertation à la soumission d'avis écrits ou électroniques, organiser des ateliers locaux dans les régions concernées (Kaffrine, Tambacounda, et Kédougou) permettrait aux populations de participer directement. Cela faciliterait l'expression des préoccupations locales et des suggestions spécifiques sur les conditions tarifaires et la qualité du service.	La CRSE prend note de l'avis du Comité. Une journée de partage est prévue durant la seconde consultation publique dans la Concession.

CHAPITRE II : NORMES ET OBLIGATIONS DE LA PERIODE 2024-2028

Cette partie porte sur le rappel des normes de qualité du service et obligations de raccordement fixées par le Ministère de l’Energie, du Pétrole et des Mines à ERA sur la période 2024-2028.

1. Obligations de raccordement fixées à ERA sur la période 2024-2028

Le Gouvernement du Sénégal ambitionne d’atteindre l’accès universel à l’électricité dans les meilleurs délais.

Pour arriver à cet objectif, il est attendu une contribution significative des projets et programmes d’électrification dont le financement est assuré par l’Etat et exécuté par l’ASER, le PUDC et éventuellement de Senelec, mais aussi des concessionnaires d’électrification rurale comme ERA.

Ainsi, l’atteinte des obligations de ménages à raccorder par ERA pour la période quinquennale (2024-2028) tient ainsi compte de toutes ces initiatives.

En conséquence, les obligations d’électrification fixées à ERA sur la période 2024-2028 portent sur le raccordement de 17 158 abonnés supplémentaires dont :

- ***4 108 clients à raccorder par ERA dans 44 villages à électrifier ;***
- ***4 833 abonnés à raccorder dans le cadre de la densification de la clientèle dans 315 localités actuellement exploitées ;***
- ***8 217 clients à raccorder dans 278 villages qui seront électrifiés par l’Etat.***

Il convient de noter que, dans le souci de tenir compte des délais de réalisation des projets, des hypothèses de pénétration annuelle (ménages à raccorder) ont été considérées.

Les annexes 02 et 03 donnent plus de détails sur les localités concernées par ces raccordements, respectivement pour les villages à électrifier par l’Etat et par ERA dans la période considérée.

Le détail des obligations de desserte fixées à ERA sur la période 2024-2028 est donné ci-après :

1.1 Densification et électrification de nouvelles localités

Pour la période quinquennale (2024-2028), ERA devra raccorder 4 833 clients à travers la densification du réseau dans 315 localités déjà électrifiées et 4 108 autres clients dans 44 nouveaux villages à électrifier.

Tableau 14: Nombre de localités et d'abonnés à raccorder sur la période 2024-2028

	Localités	Ménage à électrifier
Densification du réseau de localités électrifiées	315	4 833
Renforcement de réseau (dépassement capacité transfo et câble)	60	----
Nouvelles localités à électrifier par ERA	44	4 108
TOTAL	419	8 941

1.2 Localités à électrifier par des projets de l'Etat et transférées à ERA

Il s'agit des localités que l'Etat (ASER, PUDC, Senelec) va électrifier et transférer à ERA pour exploitation technique et commerciale après réception et mise en service des ouvrages.

Il convient de noter que, dans le souci de tenir compte des délais de réalisation des projets et de la capacité à s'abonner des ménages, l'hypothèse de raccorder 70% des ménages des localités à transférer a été retenue.

Ainsi, ERA doit raccorder **8 217** clients dans les 21 localités qui lui seront transférées pour exploitation. Le tableau ci-après donne le détail de la technologie considérée et du nombre de localités ciblées.

Tableau 15: Nombre de localités et d'abonnés à raccorder dans le cadre des transferts reçus de l'Etat

	Nombre de localités	Nombre de ménages à raccorder
Villages électrifiés par raccordement au réseau MT	163	5 469
Villages électrifiés par minicentrales solaires	89	2 394
Villages électrifiés par Kits solaires	26	354
TOTAL	278	8 217

Tableau 16 : Hypothèses de transfert des localités par l'Etat

	2024	2025	2026	2027	2028
Programmation	5%	25%	25%	25%	20%
Nouveaux ménages à raccorder	411	2 054	2 054	2 054	1 643
Cumul à raccorder	411	2 465	4 519	6 574	8 217

2. Normes de qualité et de service

Pour assurer l'équité dans le traitement des usagers du service de l'électricité, il est retenu d'appliquer à tous les opérateurs les mêmes normes de qualité de service et des incitations contractuelles y relatives, tout en tenant compte, au besoin, des spécificités de chacun.

En ce qui concerne ERA, en plus des minima techniques et du règlement de service, il est apparu nécessaire de lui fixer des normes de qualité de service alignées sur celles imposées à Senelec.

Lesdites normes sont présentées ci-après.

2.1 Normes d'approbation

Tableau 17 : Normes d'approbation

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles	
	2019-2023	Période 2024-2028	Période 2019-2023	Période 2024-2028
<i>Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement MT confiés à une entreprise autre que ERA</i>	-	15	6212 F CFA par jour de retard	6212 F CFA par jour de retard
<i>Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement d'un abonné BT ou d'un promoteur immobilier confiés à une entreprise autre que ERA</i>	-	10	6212 F CFA par jour de retard	6212 F CFA par jour de retard

* Le montant s'applique pour l'année 2023, 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 2020.

2.2 Normes liées aux relations avec la clientèle

Tableau 18 : Normes liées aux relations avec la clientèle

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles	
	Période 2019-2023	Période 2024-2028	Période 2019-2023	Période 2024-2028
Emission première (non estimée) facture	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	6212 F CFA	6212 F CFA
Réponses aux réclamations concernant les factures*	10-	10	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles	
	Période	Période	Période	Période
	2019-2023	2024-2028		
Préavis avant toute interruption programmée de fourniture	3	3	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée	5% de la moyenne mensuelle des consommations des 12 derniers mois
Remise de courant après coupure pour défaut de paiement**	24 heures	24 heures	5% de la moyenne mensuelle des consommations des 12 derniers mois	5% de la moyenne mensuelle des consommations des 12 derniers mois

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

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

2.3 Normes de vérification des compteurs

Tableau 19 : Normes de vérification des compteurs

	Normes		Incitations contractuelles* (F CFA)	
	Période	Période	Période	Période
	2019-2023	2024-2028		
Prise de rendez-vous et inspection suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur**	10	10	6 669	6 669

* Le montant s'applique pour l'année 2023, 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 2023.

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

2.4 Normes sur les compteurs à prépaiement

Disponibilité du rechargement des compteurs à prépaiement

Tableau 20 : Normes sur les compteurs à prépaiement

	Normes (jours et heures ouvrables)	
	Période	Période
	2019-2023	2024-2028
Disponibilité du rechargement des compteurs à prépaiement	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures h) Weekend et jours fériés: 8 heures à 12 heures	24 heures/24 heures

3.5 Normes de qualité du courant

ERA doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

Tableau 21 : Normes de qualité du courant

		Normes	
		Période 2019-2023	Période 2024-2028
Fréquence		50 Hz \pm 5%	50 Hz \pm 5%
Tension	Basse tension	127/220V ou 220/380V \pm 10%	127/220V ou 220/380V \pm 10%
	Moyenne tension	Tension nominale autorisée \pm 5%	Tension nominale autorisée \pm 5%

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

Tableau 22 : Normes de qualité du courant (Hors variations autorisées)

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles* (F CFA)	
	Période 2019-2023	Période 2024-2028	Période 2019-2023	Période 2024-2028
Fournir des explications sans effectuer de visite	7	7	6 669 FCFA	6 669 FCFA
Prendre rendez-vous pour une visite dans le même délai	7	7		

* Le montant s'applique pour l'année 2023, 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 2023.

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

3.6 Normes de branchement Basse Tension

3.6.1 Sans modification du Réseau existant

Tableau 23 : Normes de branchement BT (sans modification réseau)

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles*	
	Période 2019-2023	Période 2024-2028	Période 2019-2023	Période 2024-2028
Visite à une personne ayant fait une demande de branchement	5	10	2 fois les coûts de 1 ^{er} établissement d'un nouveau branchement ou de	2 fois les coûts de 1 ^{er} établissement d'un nouveau branchement ou de
Travaux de branchement	5	10		

Déplacement de compteur	5	5	déplacement de compteur ; rapporté à la norme de branchement ou de déplacement de compteur	déplacement de compteur ; rapporté à la norme de branchement ou de déplacement de compteur
--------------------------------	---	---	--	--

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

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

3.6.2 Avec modification du Réseau existant

Tableau 24 : Normes de branchement BT (avec modification réseau)

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles*	
	Période 2019-2023	Période 2024-2028	Période 2019-2023	Période 2024-2028
Réponse à une demande de branchement	10	10	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement
Travaux de branchements	30	30		

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

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

CHAPITRE III : LES PROJECTIONS DE ERA SUR LA PERIODE 2024-2028

ERA, pour la détermination de ses tarifs sur la période 2024-2028, élabore ses projections de coûts sur la base de la demande à satisfaire ainsi que des normes de qualité de service et des obligations de raccordement fixées par le Ministre chargé de l'Énergie.

Ses projections sont soumises à l'appréciation de la CRSE qui devra retenir les coûts qu'elle juge raisonnables.

Les projections de coûts portent sur :

- le marché ;
- les investissements ;
- l'exploitation.

1. Marché

1.1 Desserte et obligations de raccordement

Dans le cadre de la révision de ses conditions tarifaires pour la période 2024-2028, ERA a soumis des projections de coûts basées sur un objectif de raccordement de 13 442 clients contre 17 158 clients fixés par le Ministère chargé de l'Énergie.

Les projections soumises par ERA ne prennent pas en compte 26 localités, figurant dans les objectifs fixés par l'État, prévues pour être alimentées par des kits solaires pour un total de 354 clients. ERA justifie cette option par la fragilité de cette technologie et les retours d'expérience négatifs qu'il a enregistrés.

Toutefois, la CRSE considère que ces clients doivent être intégrés dans les objectifs conformément aux normes et obligations fixées par le Ministère chargé de l'Énergie.

Concernant la programmation des localités à raccorder, ERA estime que, compte tenu de la finalisation prévue de la révision tarifaire au quatrième trimestre 2024, la réalisation des objectifs de raccordement serait décalée d'une année. Selon cette hypothèse, les raccordements débuteraient en 2025, avec un rythme annuel de progression de 5 %, 25 %, 25 % et 25 %, pour couvrir 80 % des localités ciblées à la fin de la période.

À ce sujet, la CRSE rappelle que les normes et obligations, validées en juin 2024, ont déjà pris en compte cette contrainte en fixant un taux d'atteinte de 5 % pour 2024.

Par conséquent, la CRSE retient l'objectif de raccordement de 17 158 nouveaux clients pour la période 2023-2024 avec le planning de raccordement des nouvelles localités tel qu'établi par le Ministre en charge de l'Énergie.

Le tableau ci-dessous donne l'évolution du nombre de localités à raccorder sur la période :

Tableau 25 : Evolution du nombre de localités à raccorder sur la période 2024-2028

Nombre de villages desservis	2023	2024	2025	2026	2027	2028
En toute propriété	64	66	77	88	99	108
Réseau interconnecté	64	66	77	88	99	108
Minicentrales solaires		-	-	-	-	-
Kits solaires			-	-	-	-
Transferts Etat	386	399	469	539	609	664
Réseau interconnecté	309	317	358	399	440	472
Minicentrales solaires	77	81	103	125	147	166
Kits solaires		1	8	15	22	26
TOTAL	450	465	546	627	708	772
Réseau interconnecté	373	383	435	487	539	580
Minicentrales solaires	77	81	103	125	147	166
TOTAL hors kits solaires	450	464	538	612	686	746

Le tableau ci-dessous présente la répartition, par niveau de service, du nombre de clients à raccorder sur la période :

Tableau 26: Projections de raccordement de clients par niveau de service

Niveau de service	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Variation période
Service 1	8 885	8 651	9 776	10 900	12 025	12 924	4 039
Service 2	3 398	3 840	4 355	4 871	5 386	5 798	2 399
Service 3	5 050	6 215	7 048	7 880	8 713	9 379	4 329
Service 4 - clients domestiques	10 297	10 382	11 697	13 011	14 325	15 378	5 081
Service 4 - prof non moteurs	2 018	1 604	1 808	2 012	2 216	2 379	361
Service 4 - pompage	139	114	128	143	157	169	30
Service 4 - prof autres moteurs	1 428	1 167	1 314	1 462	1 610	1 728	300
Eclairage Public	280	363	410	459	506	545	265
TOTAL (Hors kits solaires)	31 495	32 335	36 536	40 737	44 938	48 299	16 804
Kits solaires		18	89	89	89	71	354
TOTAL	31 495	32 352	36 642	40 931	45 221	48 653	17 158

1.2 Consommation des clients

Pour la période 2024-2028, ERA a soumis des hypothèses de consommation mensuelle pour chaque catégorie de clients en fonction de leur raccordement au réseau interconnecté ou aux minicentrales solaires. Ces hypothèses tiennent compte des capacités et des contraintes techniques de chaque type d'infrastructure.

Tableau 27 : Hypothèses de consommation mensuelle

Consommation mensuelle (kWh)	Période 2019-2023		Période 2024-2028	
	Réseau interconnecté	Minicentrale solaire	Réseau interconnecté	Minicentrale solaire
Service 1	29	50	12	12
Service 2	54	75	22	22
Service 3	107	150	44	44
Service 4 - clients domestiques	341	400	130	-
Service 4 - prof non moteurs	341	-	72	45
Service 4 - pompage	2 900	1 000	2 360	-
Service 4 - prof autres moteurs	330	-	302	-
Eclairage Public	5,8	50	204	46

Les hypothèses de consommation mensuelle pour la période 2024-2028 soumises par ERA présentent des niveaux globalement plus réduits que ceux retenus pour 2019-2023. On note, pour le réseau interconnecté, que les consommations des Services 1, 2 et 3 passent respectivement de 29 à 12 kWh, de 54 à 22 kWh et de 107 à 44 kWh.

Pour les minicentrales solaires, la catégorie Service 4 ne prend pas en compte les clients productifs moteur. Par ailleurs, les consommations projetées pour les clients domestiques et l'éclairage public ont été ajustées en fonction des contraintes techniques spécifiques à cette technologie.

Ces consommations forfaitaires par niveau de service retenues par ERA sont conformes aux dispositions de son Contrat de Concession.

ERA a estimé une consommation totale de 169 201 MWh pour la période 2024-2028, soit 33 840 MWh en moyenne par an. Cependant, en prenant en compte les hypothèses validées par la CRSE, notamment l'objectif de 17 158 clients supplémentaires (dont 16 804 clients raccordés à un réseau et 354 clients isolés, équipés de kit solaire), l'estimation révisée de la consommation s'élève à 187 584 MWh, soit 37 516 MWh en moyenne par an. L'écart entre les projections de consommation de ERA et celles retenues par la CRSE est de de 18 383 MWh sur la période soit 3 676 MWh en moyenne par an.

Le tableau suivant présente les projections de consommations annuelles sur la période 2024-2027.

Tableau 28 : Ecarts d'évaluation de la consommation annuelle

Consommation annuelle Mwh	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Evaluation CRSE	30 787	33 299	37 299	41 299	44 900	187 584
Evaluation ERA	30 877	31 467	33 285	35 650	37 922	169 201
Ecart	- 90	1 832	4 014	5 649	6 978	18 383

Sur la base de l'estimation de la CRSE, la consommation devrait passer de 30 787 MWh en 2024 à 44 900 MWh en 2028, représentant ainsi un taux de croissance annuel moyen de 8,72 % sur la période.

Avec les hypothèses de la répartition de la clientèle soumise par ERA, le tableau ci-dessous présente l'évolution de la consommation en fonction des différents usages et niveaux de service.

Tableau 29: Projections de consommation par niveau de service

Niveau de service	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Service 1	1 263	1 327	1 489	1 651	1 796	7 525
Service 2	955	1 082	1 218	1 354	1 476	6 085
Service 3	2 974	3 501	3 941	4 381	4 776	19 574
Service 4 - clients domestiques	15 076	17 221	19 272	21 322	23 168	96 060
Service 4 - pros non moteurs	1 541	1 460	1 635	1 809	1 966	8 411
Service 4 - pompage	3 579	3 426	3 834	4 242	4 610	19 691
Service 4 - pros autres moteurs	4 694	4 495	5 030	5 566	6 047	25 832
Eclairage Public	705	786	880	975	1 060	4 407
TOTAL	30 787	33 299	37 299	41 299	44 900	187 584

2. Investissements

Les prévisions d'investissements soumises par ERA portent sur les infrastructures de production, de transport, de distribution et sur les autres investissements (installation agencement, matériel de transport, matériel mobilier de bureau, matériel et outillage, etc.).

La CRSE a procédé à l'analyse des investissements prévus par l'opérateur et à celle de la conformité des coûts y afférents avec les prix pratiqués sur le marché.

2.1 Investissements en infrastructures de Production

En fin 2023, ERA exploite 76 minicentrales photovoltaïques (CPV) d'une puissance totale de 2 232 kWc qui lui ont été transférées par l'Etat dont :

- 01 en service depuis 2015 (Programme autrichien),
- 15 mises en service entre 2017 et 2018 (PUDC) et
- 60 centrales opérationnelles depuis 2022 (Projet GAUFF).

ERA prévoit dans ses projections le renouvellement des batteries de stockage des 76 CPV compte tenu de leur détérioration progressive pour un coût global de 5 624 145 218 FCFA et le remplacement de l'électronique de 16 CPV pour un coût global de 388 575 000 FCFA.

Concernant les batteries de stockage, une réunion de travail entre l'ASER et ERA a permis d'établir les critères de renouvellement comme suit :

- Pour les centrales du PUDC et du projet Autrichien : un renouvellement 5 ans après la mise en service ;
- Pour les centrales GAUFF : un renouvellement à partir de 6 ans après leur mise en service.

ERA a fourni la liste des centrales solaires avec la date de mise en service et la date prévisionnelle de remplacement des batteries.

La CRSE considère que le principe de renouvellement des batteries des CPV est pertinent au vu de la réduction progressive de la capacité des batteries et de la nécessité d'assurer la continuité du service, dans un contexte d'augmentation de la demande.

Cependant, en se référant aux dates de mise en service des CPV, le nombre de centrales pour lequel les batteries de stockage doivent être renouvelées sur la période 2024-2028 est de 59 au lieu de 76.

ERA propose, dans le tableau ci-dessous, les caractéristiques et les prix prévus pour le renouvellement des batteries. Ces prix incluent une majoration de 30 % destinée à couvrir les frais de transport jusqu'au port de Dakar et les droits de douane.

Caractéristiques	Montant (FCFA)
Parc Batteries (15 kWc) OPzV 48V	31 553 600
Parc Batteries (30 kWc) OPzV 48V	63 107 200
Parc Batteries (45 kWc) OPzV 48V	94 660 800

Pour le remplacement du système électronique de 16 minicentrales, ERA propose les caractéristiques et les prix figurant dans le tableau ci-dessous :

Caractéristiques	Montant (FCFA)
15kWc (1 onduleur réseau et 3 onduleur)	14 597 787
30kWc (2 onduleurs réseau et 6 onduleur)	29 195 574
45kWc (3 onduleurs réseau et 6 onduleur)	32 824 528

La CRSE valide les hypothèses de renouvellement des batteries pour 59 minicentrales pour un coût global de 3 065 719 715 FCFA et de remplacement du système électronique pour 16 centrales pour un coût global de 354 577 000 FCFA.

2.2 Investissements en infrastructures de transport

Les projections de ERA reposent sur l'hypothèse « nombre de km de ligne/village », sur la base des données historiques de l'opérateur de 1 km de ligne MT par village. Avec 44 nouvelles localités à électrifier ERA a prévu la réalisation de 44 km de ligne MT (almélec 54,6) au coût unitaire du km de ligne à 18 500 000 FCFA HTVA.

La CRSE valide les hypothèses de réalisation de 44 km de ligne MT au coût unitaire du km de ligne à 17 000 000 FCFA HTVA.

2.3 Investissements en infrastructures de distribution

Les infrastructures de distribution sont constituées des lignes BT, des transformateurs MT/BT, et des branchements.

2.3.1 Lignes basse tension

Pour la période 2024-2028, ERA prévoit un programme de réalisation de 367,23 km de lignes basse tension (BT) pour étendre la couverture électrique et renforcer la qualité de service dans les localités desservies. Ce programme comprend trois axes principaux :

- Electrification de nouvelles localités : ERA prévoit la construction de 132 km de lignes BT, soit 3 km par localité à électrifier concernant 44 nouvelles localités ;
- Extension du réseau existant : afin de permettre l'accès à l'électricité à un plus grand nombre de ménages dans les zones déjà électrifiées, ERA projette d'ajouter 145 km de lignes BT ;
- Renforcement des infrastructures existantes : pour améliorer la qualité de service, ERA prévoit de remplacer les sections de câbles de 16 mm² par des sections de câbles de 70 mm² sur 90,23 km de lignes BT dans les localités électrifiées avant 2022, répondant ainsi à l'augmentation de la demande.
- Pour les réseaux BT mixtes 70 mm² + 35 mm², ERA propose un coût unitaire de 10 000 000 F CFA HT/km pour les lignes neuves et de 4 277 000 F CFA HT/km pour les lignes à renforcer (remplacement de section de câbles).

Sur la base des données techniques la CRSE retient 2,16 km de ligne par localité à électrifier au lieu de 3 km considérés par ERA. Ainsi la longueur totale des lignes BT à réaliser sur la période est de 330,27 km. Le coût moyen est de 10 000 000 F CFA HT/km de ligne BT neuve et de 4 277 000 F CFA HT/km de ligne BT à renforcer.

2.3.2 Transformateurs MT/BT

Pour la période 2024-2028, ERA prévoit l'installation d'un poste de transformation H61 (30 kV/50 kVA avec niche maçonnée) dans chaque nouvelle localité à électrifier, soit un total de 44 postes de transformation. En parallèle, dans le cadre du renforcement des réseaux existants, l'opérateur projette de remplacer 60 transformateurs de 50 kVA par des modèles de 160 kVA, accompagnés de disjoncteurs haut de poteaux (DHP).

La CRSE valide les hypothèses de ERA concernant le nombre de postes transformateurs requis.

ERA évalue le coût unitaire du poste de transformation H61 30kV/50 kVA à un coût unitaire de 8 500 000 FCFA HT et du remplacement des transformateurs 160kVA à 5 000 000 FCFA HT.

La CRSE, considère le coût unitaire pour les postes H61 soumis par ERA élevé et retient, sur la base de ses estimations , un montant de 6 500 000 FCFA HT. En revanche, le coût des transformateurs 160kVa + disjoncteur à 5 000 000 FCFA HT est jugé conforme aux standards du marché.

2.3.3 Disjoncteur haut de poteau (DHP)

ERA prévoit de poser 44 disjoncteurs haut de poteau (DHP) dans les localités à électrifier. De plus, le remplacement de 60 transformateurs de 50 kVA par des modèles de 160 kVA nécessitera également le remplacement des disjoncteurs DHP associés. Le coût unitaire pour chaque remplacement de DHP est estimé à 600 000 FCFA HT.

La CRSE retient l'acquisition de 104 disjoncteurs haut de poteau (DHP) au coût unitaire de 600 000 FCFA HT.

2.3.4 Etudes et ingénieries

ERA propose un coût pour les études correspondant à 12 % du coût de l'actif, en se référant à son Règlement de service qui prévoit un taux de 7 % pour les études et de 5 % pour l'approbation des dossiers. La CRSE souligne que ces taux prévus dans le règlement de service sont applicables uniquement dans le cadre de la relation entre le Concessionnaire et ses clients pour lesquels elle réalise des travaux.

Dans le cadre de la révision des conditions tarifaires, les frais d'étude et d'ingénierie à inclure dans les projections d'investissement concernent les études préalables à la mise en œuvre des lignes MT/BT et non les frais administratifs liés à l'approbation des dossiers de demande de travaux par les usagers.

La CRSE, conformément à sa pratique, retient que les coûts relatifs aux études correspondent à 2% des coûts des lignes et des postes.

2.3.5 Branchements

ERA projette de raccorder les nouveaux clients au coût unitaire de 35 000 FCFA. En tenant compte des hypothèses validées sur le marché, notamment l'avancement des raccordements tel que défini dans les normes et obligations de ERA pour la période 2024-2028, le nombre de nouveaux clients à raccorder est réévalué à 16 804 (correspondant au nombre de clients hors kit solaire).

La CRSE retient un total de 16 804 clients à raccorder sur la période tarifaire au coût unitaire de 35 000 FCFA proposé par ERA.

2.4 Comptage et smartgrid

Pour la période 2024-2028, ERA prévoit l'installation de 15 736 compteurs pour les nouveaux clients. Toutefois, en intégrant les objectifs de raccordement du Ministère, la CRSE a établi un besoin total de 16 804 compteurs.

Sur les dorsales, l'opérateur projette d'installer 3 compteurs MT par an pour un coût unitaire de 10 534 000 FCFA HT afin d'améliorer la précision du suivi des consommations.

En parallèle, ERA envisage l'installation de 432 Transformateurs de Courant (TC) en collaboration avec Senelec, en complément des 135 unités installées à fin 2023. Ce dispositif, avec un coût unitaire de 965 000 FCFA HT, vise à améliorer la précision des mesures de consommation électrique et à renforcer la fiabilité des données partagées entre les deux entités.

Pour renforcer davantage le système de comptage, l'installation de 341 unités de Concentrateurs de Données (DCU) est également prévue, s'ajoutant aux 210 unités existantes à fin 2023. Avec un coût unitaire de 217 140 FCFA HT, ce dispositif permettra une gestion centralisée et un suivi en temps réel des consommations des clients.

Enfin, dans le cadre du déploiement du réseau intelligent (Smartgrid), ERA prévoit l'installation de 396 TC Smartgrid en complément des 210 unités déjà installées fin 2023, à un coût unitaire de 616 308 FCFA HT. Le Smart Grid contribuera à améliorer l'efficacité opérationnelle tout en réduisant les coûts associés à la maintenance et à la gestion des réseaux.

La CRSE valide les hypothèses de ERA et considère que les coûts unitaires soumis reflètent les tendances du marché.

2.5 Autres investissements

2.5.1 Construction d'un siège pour ERA

Pour la prochaine période tarifaire, ERA propose de construire un siège à Tambacounda pour un coût estimé à 690 000 000 FCFA. Actuellement, ERA loue des locaux à usage administratif et technique dans cette ville pour un coût annuel d'environ 9 000 000 FCFA.

La CRSE a comparé l'impact financier des deux options sur les usagers, en se basant sur un taux de rémunération des capitaux (WACC) de 12,70 %. Cette analyse révèle qu'au terme des cinq premières années, la construction du siège entraînerait un coût cumulé de 385,746 millions FCFA, contre 45 millions FCFA pour la location.

Par ailleurs, le secteur, dans le cadre de la réforme, s'achemine, à l'horizon 2035, vers un système d'affermage ; ce qui constitue un changement majeur dont les conséquences sur les Contrats de Concession ne sont pas encore identifiées.

Les résultats de l'analyse sont mentionnés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 30 : Comparaison coût location - coût construction siège

RUBRIQUES	1	2	3	4	5	Total
Valeur d'origine	690 300 000	690 300 000	690 300 000	690 300 000	690 300 000	
Taux d'amortissement	4%	4%	4%	4%	4%	
Amortissement	27 612 000	27 612 000	27 612 000	27 612 000	27 612 000	
VNC	662 688 000	635 076 000	607 464 000	579 852 000	552 240 000	
WACC	12,70%	12,70%	12,70%	12,70%	12,70%	
Rémunération cout bâtiment	84 162 802	80 656 018	77 149 235	73 642 451	70 135 668	385 746 174
Location annuelle	9 000 000	9 000 000	9 000 000	9 000 000	9 000 000	45 000 000

Sur ce fondement, la CRSE ne retient pas la construction d'un siège.

2.5.2 Système d'information

Compte tenu des caractéristiques de la Concession KTK, le système d'information (SI) d'ERA est un élément clé pour soutenir l'efficacité opérationnelle et la gestion optimisée des processus. Dans ce contexte, ERA a soumis un programme d'investissement en lien avec le SI, lequel a été examiné par la CRSE.

Pour la période 2024-2028, ERA a prévu l'acquisition de 354 ordinateurs sur la base de ses prévisions de recrutement et du renouvellement des équipements. Le coût unitaire de ces ordinateurs est estimé à 589 000 FCFA HT. Toutefois, la CRSE a relevé qu'un ordinateur répondant aux mêmes spécifications sur le marché ne coûte pas plus de 400 000 FCFA HTVA. De plus, elle estime que certains postes, comme ceux de chauffeurs, n'ont pas besoin d'ordinateurs et que le remplacement anticipé de 25 % des équipements dès la première année n'est pas justifié. Ainsi, la CRSE fixe un objectif d'acquisition de 162 ordinateurs pour la période 2024-2028 au coût unitaire de 400 000 FCFA HTVA.

Concernant la centrale téléphonique pour le centre de relation client, d'une valeur de 8 950 000 FCFA, la CRSE observe que le coût couvre principalement l'acquisition et l'installation d'un système de téléphonie IP capable de gérer jusqu'à 200 utilisateurs et 60 appels simultanés. La CRSE considère qu'il serait judicieux d'évaluer des options alternatives pour optimiser les ressources tout en répondant aux besoins opérationnels.

En ce qui concerne les autres équipements informatiques, la CRSE a validé les propositions soumises par ERA, estimant que les niveaux de prix sont conformes aux tendances actuelles du marché. Ces équipements comprennent :

Tableau 31 : Equipements informatiques

Désignation	Montant
Ordinateurs	400 000
Serveurs	51 838 334
Module de sécurité (génération Token prépayé)	575 400
Outils de géoréférencement (drone)	3 000 000
Equipement de supervision centrale solaire (mile SIGHT)/centrale	252 000
Backup électrique pour serveur prépaiement	2 100 000
Firewall	2 000 000
Extension licence logiciel prépaiement (à 50 000 clients)	30 000 000
Licence windows	5 934 000
Licence Base de données SQL server	2 294 000
Equipement réseau informatique	1 500 000
Imprimante multifonctions (réseau)	550 000
CRM centre de relation client	37 907 540
Extension licence logiciel prépaiement (à 50 000 clients)	30 000 000

2.5.3 Matériel de transport

Camion-grue

ERA, pour les besoins de son exploitation, prévoit en 2025 l'achat d'un camion-grue d'une capacité de 8,5 tonnes au prix de 76 050 847 FCFA HTVA en complément du camion-grue de 10 tonnes acquis en fin 2021.

La CRSE considère qu'une deuxième grue de 8,5 tonnes est adaptée aux exigences d'exploitation d'ERA et retient, pour l'exercice 2027, l'acquisition d'une grue de 8,5 tonnes au prix de 76 050 847 FCFA HTVA.

Véhicules pick-up type nacelles

Dans ses projections, ERA prévoit d'acquérir quatre véhicules pick-up nacelles pour éviter les nombreuses chutes lors des interventions en hauteur. Le coût unitaire de chaque véhicule est de 33 millions FCFA.

La CRSE relève que les incidents mentionnés par l'opérateur ne sont pas documentés et estime que ERA à l'instar des autres opérateurs peut recourir à des alternatives efficaces et à moindre coût pour assurer la sécurité de ses équipes. En conséquence, la CRSE ne retient pas l'acquisition des pick-up nacelles.

Camionnette 5 T

ERA propose le renouvellement d'une camionnette de 5 T au coût unitaire de 16 016 949 FCFA HTVA en 2024.

La CRSE valide l'acquisition de la camionnette de 5 T à 16 016 949 FCFA HTVA.

2.5.4 Sécurité

Dans le cadre de la mise en œuvre de sa politique Qualité, Hygiène, Sécurité et Environnement, ERA prévoit l'acquisition des équipements suivants.

Tableau 32 : hypothèses d'acquisition d'équipement de sécurité de ERA

Désignation	Montant
Matériel de lutte contre incendie	2 875 424
Extincteur	75 000
Matériel de signalisation CPV	51 950
Matériel de signalisation Bureau	9 000
Kit caméra de surveillance + écran de monitoring	600 000

Après analyse, la CRSE considère que le coût de 600 000 FCFA par kit de caméra de surveillance avec écran pour chaque agence est élevé comparé aux offres disponibles sur le marché. Elle valide donc un montant révisé de 465 000 FCFA HT par unité. Ainsi, la CRSE retient les hypothèses d'acquisition suivantes :

Tableau 33 : hypothèses d'investissement relatif à la sécurité retenues par la CRSE

Désignation	Montant	Critères
Matériel de lutte contre incendie	2 875 424	2 lots sur la période
Extincteur	75 000	3 par nouvelle agence
Matériel de signalisation CPV	51 950	1 lot par nouvelle centrale solaire
Matériel de signalisation Bureau	9 000	3 par nouvelle agence
Kit caméra de surveillance + écran de monitoring	465 000	1 par nouvelle agence

2.5.5 Moyens généraux

Dans le cadre de ses investissements en moyens généraux, ERA a présenté des projections pour l'ameublement et l'équipement de bureau ainsi que sur la mise en place d'installations électriques de secours pour ses locaux. Les principaux postes de dépenses et leurs coûts initiaux sont détaillés ci-après :

Tableau 34 : Investissements en moyens généraux soumis par ERA

Désignation	Montant
Armoire métallique deux portes (3 par services)	176 000
banquette visiteurs 4 places (2 par services)	185 000
Bureau Direction	338 305
chaises visiteurs Direction (4 par bureau)	130 000
chaises visiteurs simple (2 par bureau\ 2 bureaux par site)	65 000
Fauteuils de bureau Administration (Chef de Service)	145 000
Fauteuils de bureau simple (2 par services)	100 000
Fauteuils de Direction	169 000
Station de travail 2 places (2 par service)+ 2 pour centre de relation client	411 016
Table Bureau secretariat	102 000
Table de coin avec roulette	22 500
Table salle de réunion	310 000
Fontaine d'eau	110 000
Vidéo-projecteur	330 000
Aménagement bureau	3 000 000
Climatisation (3 par site)	315 000
Backup Electrique/ Agence	2 100 000
Backup Electrique/ Direction générale	46 151 387

Après examen, la CRSE a fait les ajustements suivants sur le programme d'investissement :

- i. Aménagement de bureau : Le montant de 3 000 000 FCFA prévu par ERA est jugé élevé. Il est révisé à 1 500 000 FCFA.
- ii. Backup électrique pour la direction générale : ERA prévoit un investissement total de 46 151 387 FCFA pour l'acquisition d'un parc de batteries (31 553 600 FCFA), de 3 onduleurs réseau (3 628 954 FCFA) et de 9 onduleurs chargeurs (10 968 833 FCFA) pour mettre en place un système de secours en cas de coupure électrique. La CRSE note que ce coût correspond à celui d'un système de stockage pour une minicentrale. Ce qui peut sembler disproportionné pour des locaux administratifs. En l'absence de données sur l'effectivité du besoin et la pertinence de cette technologie, ce projet n'est pas retenu par la CRSE.
- iii. Groupe de secours sur remorque : Bien que prévu pour des interventions d'urgence et des raccordements temporaires lors d'événements religieux, l'utilisation de cet équipement paraît limitée ; la CRSE ne retient pas ce projet et recommande d'envisager des solutions plus polyvalentes.

En Conclusion, la CRSE valide les investissements en tenant compte de ces ajustements. La liste des investissements retenus est présentée dans le tableau ci-dessous :

Investissements en moyens généraux retenus par la CRSE

Tableau 35 : Investissement en moyens généraux retenus par le CRSE

Désignation	Montant	Critères
Armoire métallique deux portes (3 par services)	176 000	par nouvelle agence
banquette visiteurs 4 places (2 par services)	185 000	par nouvelle agence
Bureau Direction	338 305	par nouvelle agence
chaises visiteurs Direction (4 par bureau)	130 000	par nouvelle agence
chaises visiteurs simple (2 par bureau\ 2 bureaux par site)	65 000	par nouvelle agence
Fauteuils de bureau Administration (Chef de Service)	145 000	par nouvelle agence
Fauteuils de bureau simple (2 par services)	100 000	par nouvelle agence
Fauteuils de Direction	169 000	par nouvelle agence
Station de travail 2 places (2 par service)+ 2 pour centre de relation client	411 016	par nouvelle agence + 2 pour le CRM
Table Bureau secretariat	102 000	par nouvelle agence
Table salle de réunion	310 000	par nouvelle agence
Fontaine d'eau	110 000	par nouvelle agence
Vidéo-projecteur	330 000	par nouvelle agence
Aménagement bureau	3 000 000	par nouvelle agence
Climatisation (3 par site)	315 000	par nouvelle agence
Backup Electrique/ Agence	2 100 000	par nouvelle agence

3. Charges d'exploitation

3.1 Achats d'énergie

Les achats d'énergies sont constitués des achats d'électricité de ERA auprès de Senelec conformément à la convention signée entre les deux parties. Pour ses projections, ERA a retenu un tarif de cession de 119,86 FCFA/kWh. Les projections d'achat d'électricité tiennent compte des pertes techniques, des pertes dans les transformateurs, de la TVA non déductible et d'une redevance fixe mensuelle.

a) Pertes techniques de distribution :

ERA estime ses pertes techniques à 14%, sur la base d'une analyse comparative entre l'énergie injectée sur le réseau et la somme des consommations des usagers. Toutefois, ERA n'a ni communiqué la méthodologie de détermination des pertes déclarées ni transmet le rapport de cette analyse à la CRSE. En revanche, un audit du réseau mené en 2021, a

déterminé un taux de pertes de 6,7% comme référence pour le milieu rural. Sur cette base, la CRSE retient le taux de pertes techniques de distribution de 6,7%.

b) Majoration pour pertes de transformateur

ERA prévoit une majoration de 3,7% sur les achats d'énergie auprès de Senelec pour couvrir les pertes liées au fonctionnement des transformateurs. En retour, la CRSE souligne que ces pertes sont déjà intégrées dans le taux de pertes de distribution autorisé, fixé à 6,7%. Ainsi, elle considère que cette majoration de 3,7% ne doit pas être retenue dans les conditions tarifaires de l'opérateur.

c) Pénalités liées au courant réactif

ERA prend en compte dans ses projections des pénalités pour courant réactif, représentant 6 % des achats d'énergie auprès de Senelec. La CRSE rappelle que la gestion des coûts liés au courant réactif relève des engagements contractuels entre le Concessionnaire et l'ASER. Dès lors, ces coûts ne doivent pas être intégrés dans les achats d'énergie.

d) Redevance fixe Senelec

ERA a intégré dans ses projections, une redevance fixe, de 15 850 FCFA par localité et par mois conformément au contrat qui le lie à Senelec. La CRSE valide cette hypothèse, qui correspond à une charge justifiée par l'exploitation.

e) TVA non déductible

Dans ses projections ERA prend en compte la TVA non déductible. Elle estime que la TVA non déductible concerne 67,54% de l'énergie totale. Après une analyse prenant en compte les hypothèses de consommation validées et la production des minicentrales, la CRSE considère que la TVA non déductible porte sur 65,64% des achats d'énergie.

3.2 Charges de personnel

Lors la révision des conditions tarifaires pour la période 2019-2023, ERA avait intégré un projet de réorganisation en prévoyant la mise en place d'une direction générale et de 4 directions opérationnelles. Cette structure devait inclure deux directions régionales et trois agences pour un effectif total de 146 agents, soit un ratio de 141 clients par agent, avec une masse salariale annuelle moyenne de 834 241 581 F CFA.

Toutefois, la CRSE avait estimé que la structure organisationnelle proposée ne correspondait pas à la configuration des CER, en particulier dans un contexte d'introduction du prépaiement. Ainsi elle avait pris en compte un effectif de 42 agents, soit un ratio de 490 clients par agent, avec une masse salariale annuelle de 350 000 000 FCFA

Le Bilan de la période tarifaire 2019-2023 indique que ERA fonctionne avec une organisation comprenant une direction générale, quatre directions opérationnelles (technique, commerciale, financière, et informatique) ainsi que quatre agences (Tambacounda, Kaffrine,

Kédougou et Kounghoul) pour un effectif de 66 agents correspondant à un ratio de 477 clients par agent et une masse salariale annuelle moyenne de 508 086 030 FCFA.

Pour les projections de coûts de la période tarifaire 2024-2028, ERA prévoit un renforcement de sa structure, avec les mêmes directions mais organisées autour de 15 départements et 17 services pour un effectif total de 261 agents à l'horizon 2028. La répartition envisagée est la suivante :

- 156 agents pour la Direction commerciale ;
- 64 agents pour la Direction technique ;
- 41 agents pour les autres directions ;

L'effectif prévu correspond à un ratio de 185 clients par agent avec une masse salariale moyenne annuelle de 1 280 819 474 FCFA. La CRSE relève que le ratio projeté de 185 clients par agent représente une baisse significative de la productivité par rapport aux données du secteur.

Ainsi, la CRSE souligne la nécessité de mettre en place pour les CER une organisation simplifiée et optimisée tenant compte de la généralisation du prépaiement et de la digitalisation. À cet effet, elle fixe à 525 le ratio nombre de clients par agent sur la période correspondant à un effectif de 92 agents à l'horizon 2028.

La CRSE, en considérant la pratique salariale dans le secteur et dans les CER, fixe la masse salariale annuelle moyenne à 645,345 millions FCFA, soit 3,226 milliards sur la période.

3.3 Frais de maintenance et d'entretien du réseau BT et des postes

ERA a estimé le budget de maintenance et d'entretien de son réseau à 1 % de la valeur brute cumulée des infrastructures qu'il a réalisés en y ajoutant la valeur brute cumulée des infrastructures transférées par l'État et valorisés selon ses propres coûts.

Conformément aux hypothèses de référence de la CRSE, le coût global de la maintenance corrective et préventive est fixé à 1% de la valeur nette comptable des infrastructures y compris les transferts.

3.4 Charges relatives au parc automobile

3.4.1 Leasing

Pour la période 2024-2028, ERA a soumis un programme de leasing de 40 pick-up, comprenant 15 véhicules déjà sous contrat et 25 nouveaux véhicules prévus pour les cinq prochaines années, pour un coût total estimé à 1 428 118 447 FCFA.

Cependant, sur la base de l'hypothèse de deux pick-up par nouvelle agence, la CRSE évalue le besoin à 25 pick-up (15 véhicules déjà sous contrat et 10 nouveaux véhicules), ce qui représente un coût global révisé à 907 566 262 FCFA.

3.4.2 Consommation de carburant

Pour la période 2024-2028, ERA a estimé ses besoins en carburant à 138 254 857 FCFA par an, soit 691 274 285 FCFA sur la période. Cependant, cette estimation ne tient pas suffisamment compte de la généralisation du prépaiement et de la digitalisation des opérations de ERA. En effet, ERA suppose que les nouveaux villages passent d'abord par le système de post-paiement avant de migrer vers le prépaiement, alors que, il a déclaré appliquer depuis janvier 2023, le prépaiement dans toutes les nouvelles localités raccordées. L'évaluation doit tenir compte des besoins en carburant, notamment pour les missions liées aux relevés de compteur, à la facturation, aux coupures et à la remise de courant.

Compte tenu de ce qui précède, la CRSE a déterminé la consommation annuelle de carburant de l'opérateur en se fondant sur les critères ci-dessous :

- i) Pour le carburant dédié aux missions de terrain :
 - le nombre de sorties ;
 - la distance moyenne entre le siège de ERA, les agences et les localités ;
 - la consommation moyenne en carburant (nombre de litres de carburant pour 100 km parcourus) ;
 - le prix du litre de carburant.
- ii) Pour le carburant destiné aux missions administratives :
 - la dotation mensuelle par véhicule ;
 - le prix du litre de carburant.

Sur cette base, la CRSE fixe la valeur de la consommation annuelle de carburant à 93 821 972 FCFA. Le tableau ci-dessous donne le détail des éléments constitutifs des projections retenues.

Tableau 36 : Projections de dépenses en carburant retenues pour les activités de terrain

Activités	Nature unité	Nbre	Nbre de missions par activité/client	Total
1. Missions techniques				
- Suivi et réception	village raccordés par C	44	4	176
- Suivi et réception villages à densifier	Densification	315	2	630
- Réception village transfert	village de transfert (ho	252	1	252
- Mise en service	village	296	1	296
- Réception des installations intérieures	Client	16 804	0,20	3 361
- Raccordements (5 clients raccordés par mission)	Client	16 804	0,20	3 361
2. Missions Maintenance				
- Maintenance curative	Village	609	5	3 046
- Maintenance préventive	Village	609	10	6 092
3. Mission activités commerciales				
- Relève et autres	village	123	30	3 676
- Missions de sensibilisation et d'information des nvx villages	village	252	0,5	126
4. Activités de la grue				
- Installation ligne MT & BT	Villages	44	4,0	176
- Densification	Villages	315	2,0	630
Nbre total de missions				21 016
Distance moyenne entre le point de départ et le site d'intervention				80
Nombre de litres de carburant consommés par 100 km				15
Prix du litre de carburant				755
Budget carburant mission de terrain sur la période 2024-2028 (FCFA)				380 804 861
Forfait carburant camion grue 2024-2028 (FCFA)				4 500 000
Budget carburant activités de terrain (FCFA)				385 304 861

Tableau 37 Projections de dépenses *en* carburant retenues par la CRSE pour les activités administratives

Activités	Quantité	Dotation mensuelle par véhicule	Montant de la dotation annuelle du parc (FCFA)	Montant de la dotation 2024-2028 (FCFA)
1. Direction général				
- Nbre de véhicules	1	200	1 812 000	9 060 000
- Véhicule de liaison	3	150	4 077 000	20 385 000
2. Direction Technique				
- Véhicule DT	1	200	1 812 000	9 060 000
2. Agences				
- Nbre de véhicules	5	200	9 060 000	45 300 000
Budget carburant pour les activités administratives période 2024-2028				83 805 000

Tableau 38 : Projections de dépenses de carburant retenu par la CRSE

RUBRIQUE	MONTANT (FCFA)
1. Budget carburant mission de terrain sur la période 2024-2028	385 304 861
2. Budget carburant pour les activités administratives période 2024-2028	83 805 000
A. Budget total carburant sur la période 2024-2028 (A = 1+2)	469 109 861
B. Moyenne Budget annuel carburant (B = A/5)	93 821 972

La CRSE, sur la base des hypothèses ci-dessus, a fixé les projections de dépenses annuelles de carburant de ERA à 93 821 972 FCFA.

3.4.3 Les frais d'entretien et de maintenance des véhicules

Pour la période tarifaire 2024-2028, ERA a soumis un programme de maintenance de ses véhicules, estimé à 58 000 000 FCFA. Cette estimation repose sur une hypothèse d'entretien à fréquence mensuelle et sur des prévisions de coûts structurées comme suit :

- Coûts annuels des entretiens :
 - 1 800 000 FCFA par camionnette ou grue ;
 - 120 000 FCFA par moto
- Coûts annuels de grosses réparations :
 - 1 000 000 FCFA par camionnette ou grue ;
 - 3 600 000 FCFA pour les pick-up en leasing ;

Après analyse, la CRSE retient une fréquence d'entretien de 45 jours et fixe un budget de 26 700 000 FCFA qui prend en compte les ajustements suivants :

- Coûts annuels des entretiens :
 - 1 200 000 FCFA par camionnette ou grue ;
 - 120 000 FCFA par moto inchangé ;
- Coûts annuels de grosses réparations :
 - 400 000 FCFA par camionnette ou grue ;
 - 1 000 000 FCFA de l'opérateur ;

3.5 Autres couts de fonctionnement

Les frais généraux projetés par ERA sont constitués des services extérieurs (consommable bureau, téléphone, formation, assurance) et des impôts et taxes.

3.5.1 Services extérieurs

Le montant des frais généraux budgétisé par ERA s'élève à 4,983 milliards FCFA sur la période tarifaire.

La CRSE, après un retraitement assis sur l'historique des balances et les perspectives de développement de la Concession, fixe le montant des frais généraux à 1,874 milliard FCFA hors impayés et taxes.

3.5.2 Impôts et taxes

ERA a estimé le montant des impôts et taxes à 387,122 millions F CFA pour la période 2024-2028.

La CRSE, sur la base de l'historique et des perspectives de développement de la Concession, fixe à 149,730 millions FCFA le montant des impôts et taxes de ERA.

CHAPITRE IV : LES PREMIERES CONCLUSIONS DE LA CRSE

Au terme des analyses, les premières conclusions de la CRSE portent sur :

- la détermination du revenu requis de ERA sur la période 2024-2028 ;
- la détermination des tarifs de référence par niveau de service de ERA sur la période 2024-2028 ;
- la méthodologie d'indexation et d'ajustement des tarifs sur la période 2024-2028.

1. Détermination des revenus requis

Les revenus requis de référence sont déterminés à partir :

- des projections d'investissement éligibles dans la base tarifaire et des coûts de référence des investissements ;
- du Besoin en Fonds de Roulement
- des projections de coûts d'exploitation validés ;
- de la rémunération de la base tarifaire à un taux de rentabilité normal ;

Il convient de noter que pour l'élaboration de ses projections de coûts pour la période 2024-2028, ERA a fondé ses hypothèses sur la Note de conjoncture économique de l'UEMOA de juin 2024, en adoptant un taux d'inflation de 4,3 % observé pour ce mois. Cependant, les projections retenues par la CRSE pour la définition des conditions tarifaires ne tiennent pas compte de l'inflation.

1.1 Projections de coûts d'investissement

Pour la période 2024-2028, le coût global des investissements validés par la CRSE est de l'ordre de 12,957 milliards FCFA sur les 16,903 milliards FCFA soumis par ERA. Ce programme est essentiellement composé des réseaux MT et BT (61,54%) et des équipements de remise à niveau des batteries et l'électronique des minicentrales (33,54%).

Le tableau ci-dessous donne le détail des coûts d'investissement sur la période.

Tableau 39 : Investissements validés

Rubrique (en milliers de FCFA)	2024	2025	2026	2027	2028	Total validé par la CRSE	Projections ERA
1 - Production - Centrales Solaires	547 139	179 329	200 910	-	3 420 297	4 347 675	6 012 720
Parc Batteries	547 139	164 142	200 910	-	3 065 720	3 977 911	5 624 145
Electronique	-	15 188	-	-	354 577	369 765	388 575
2 - Transport	34 680	194 555	198 446	202 415	168 924	799 020	915 506
Lignes MT	34 680	194 555	198 446	202 415	168 924	799 020	915 506
3 - Distribution et raccordement	1 036 846	1 523 671	1 554 145	1 585 228	1 434 365	7 134 256	7 048 693
Transformateurs	81 804	144 303	147 190	150 133	138 783	662 213	765 771
Lignes de distribution	486 854	773 114	788 576	804 347	772 738	3 625 629	3 561 651
Disjoncteur haut de poteau (DHP)	8 568	14 358	14 645	14 938	13 911	66 419	70 790
Branchement (raccordement)	29 988	152 975	156 035	159 155	129 879	628 032	625 821
Panneau (S4) et compteur monophasé	42 958	219 137	223 520	227 990	186 051	899 656	-
Panneau (S4) et compteur triphasé	2 033	10 370	10 577	10 789	8 804	42 574	851 097
Panneau (S4) et compteur triphasé spécial	1 188	6 061	6 182	6 306	5 146	24 882	-
Panneau de comptage MT	32 234	32 879	33 536	34 207	34 891	167 747	178 393
TC SMART GRID	71 664	47 449	48 398	49 366	40 827	257 705	235 164
TI (comptage SENELEC)	244 106	52 207	53 251	54 316	43 683	447 564	454 964
DCU pour compteurs prépaiement et Smart Grid	25 249	16 718	17 052	17 393	14 384	90 796	82 854
Abonnement Senelec/village	10 200	54 101	55 183	56 286	45 267	221 037	222 189
4 - Autres investissements	192 177	38 230	35 811	128 999	126 718	521 935	1 679 925
Immobilier	-	-	-	-	-	-	690 300
Mobilité	16 337	-	-	82 320	-	98 657	232 197
Système d'information	95 929	25 640	22 969	33 580	113 529	291 646	596 279
Sécurité	10 889	1 935	1 974	2 013	1 881	18 693	22 017
Moyens généraux	69 021	10 656	10 869	11 086	11 308	112 939	139 132
5 - Etude et ingenierie	11 373	18 348	18 715	19 090	18 230	85 757	1 245 694
Etude et ingenierie	11 373	18 348	18 715	19 090	18 230	85 757	1 245 694
TOTAL	1 822 216	1 954 134	2 008 027	1 935 731	5 168 535	12 888 643	16 902 538

Les coûts de référence des investissements ont été déterminés sur la base des prix de référence et ceux obtenus par l'opérateur par appels d'offres durant la période antérieure, en leur appliquant une augmentation de 2% par an.

Le tableau ci-dessous montre les coûts de référence relatifs aux investissements validés par la CRSE.

Tableau 40 : Coûts de référence des investissements

Composante	Eléments	Cout
Production : Centrale Solaire	Parc de batteries	
	Parc Batteries (15 kWc) OPzV 48V	31 553 600
	Parc Batteries (30 kWc) OPzV 48V	63 107 200
	Parc Batteries (45 kWc) OPzV 48V	94 660 800
	Electronique	
	15kWc (1 onduleur réseau et 3 onduleurs chargeurs)	14 597 787
	30kWc (2 onduleurs réseau et 6 onduleurs chargeurs)	29 195 574
	45kWc (3 onduleurs réseau et 6 onduleurs chargeurs)	32 824 528
Transport	Ligne MT	17 000 000
	Poste H61 30kV/50 kVA et niche maçonnée	6 500 000
	Transformateur 160 Kva	5 000 000
	Disjoncteur haut de poteau	600 000
Distribution	Réseau BT mixte 70 ² + 35 ² (par km) neuf	10 000 000
	Réseau BT mixte 70 ² + 35 ² (par km) renforcement	4 277 000
	Raccordement	35 000
	Panneau (client compteur S4) _ compteur Split SMART	52 500
	Compteur triphasé	55 500
	Compteur spécial (triphase avec TC)	616 308
	Panneau de comptage MT	10 534 000
	TC SMART GRID	616 308
	DCU pour compteurs prépaiement et Smart Grid	217 140
Mobilité	Camions Grues (8,5 T)	76 050 847
	Camionnette 5T	16 016 949
Système d'information	Ordinateurs	400 000
	Serveurs	51 838 334
	Module de sécurité (génération Token prépayé)	575 400
	Outils de géoréférencement (drone)	3 000 000
	Equipement de supervision centrale solaire (mile SIGHT)/centrale	252 000
	Backup électrique pour serveur prépaiement	2 100 000
	Firewall	2 000 000
	Extension licence logiciel prépaiement (à 50 000 clients)	30 000 000
	Licence windows	5 934 000
	Licence Base de données SQL server	2 294 000
	Equipement réseau informatique	1 500 000
	Imprimante multifonctions (réseau)	550 000
	CRM centre de relation client	37 907 540
	Extension licence logiciel prépaiement (à 50 000 clients)	30 000 000
Sécurité	Matériel de lutte contre incendie	2 875 424
	Extincteur	75 000
	Matériel de signalisation CPV	51 950
	Matériel de signalisation Bureau	9 000
	Kit caméra de surveillance + écran de monitoring	465 000
Moyens généraux	Armoire métallique deux portes (3 par services)	176 000
	banquette visiteurs 4 places (2 par services)	185 000
	Bureau Direction	338 305
	chaises visiteurs Direction (4 par bureau)	130 000
	chaises visiteurs simple (2 par bureau\ 2 bureaux par site)	65 000
	Fauteuils de bureau Administration (Chef de Service)	145 000
	Fauteuils de bureau simple (2 parservices)	100 000
	Fauteuils de Direction	169 000
	Station de travail 2 places (2 par service)+ 2 pour centre de relation client	411 016
	Table Bureau secretariat	102 000
	Table de coin avec roulette	22 500
	Table salle de réunion	310 000
	Fontaine d'eau	110 000
	Vidéo-projecteur	330 000
	Aménagement bureau	3 000 000
	Climatisation (3 par site)	315 000
	Backup Electrique/ Agence	2 100 000

1.2 Besoin en fonds de Roulement Normatif (BFRN)

Le Besoin en Fonds de Roulement Normatif est élaboré suivant une approche normative basée sur les « délais contractuels » de paiement régissant les relations de l'opérateur avec ses fournisseurs, ses clients, les administrations sociale et fiscale. Sur cette base, le BFR normatif a été arrêté à 20 jours de chiffre d'affaires.

Le tableau ci-dessous fournit le détail du calcul du BFRN.

Tableau 41 : Détermination du Besoin en Fonds de Roulement Normatif

Postes du cycle d'exploitation	Temps d'Écoulement		Coefficient de Structure		BFR	
	base de calcul	Temps d'écoulement	base de calcul	coefficient de structure	Actif	Passif
1. Stocks						
Matières Premières	265 202 699	222,40	429 279 099	0,081	18,0	
2. Clients						
Particuliers Prépaiement		30,00	1 456 876 325	0,275		8,2
Particuliers Postpaiement		30,00	364 219 081	0,069	2,1	
Administration centrale FSE		105,00	3 480 367 094	0,656	68,9	
3. Autres créances		90,00	74 332 226	0,014	1,3	
4. Fournisseurs		60,00	4 399 217 242	0,979		58,8
DETTES HAO	-	360,00	1	0,000		0,0
5. Dettes fiscales		15,00	181 295 988	0,034		0,5
6. Dettes sociales		15,00	56 295 538	0,011		0,2
7. Autres dettes		60,00	36 091 919	0,007		0,4
				TOTAL	88,2	68,1
				BFR en jours CAHT	20	

1.3 Projections de coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation retenus sont évalués à 33 825 millions FCFA sur la période 2024-2028 contre 42 103 millions de FCFA projetés par ERA. Ils sont essentiellement composés des achats d'énergie auprès de Senelec (76,87%) et des charges de personnel (9,54%).

Le tableau ci-dessous fournit le détail des coûts d'exploitation sur la période.

Tableau 42 : Coûts d'exploitation

Rubrique (en milliers de FCFA)	2024	2025	2026	2027	2028	Total	Projections ERA
Achats d'énergie électrique	4 307 959	4 613 199	5 162 501	5 711 813	6 205 105	26 000 577	26 773 574
Frais de maintenance	177 945	180 220	204 231	230 309	251 959	1 044 665	1 959 751
Dépenses de personnel	460 066	545 089	637 464	737 713	846 394	3 226 727	6 404 097
Frais véhicules	235 882	253 042	277 805	302 572	323 677	1 392 977	749 274
Autres coûts de fonctionnement (hors impayés et taxes)	286 142	283 483	342 389	489 372	472 718	1 874 105	4 982 529
Impôts et taxes	21 199	32 293	32 848	32 869	30 522	149 730	387 122
Pertes commerciales	14 767	11 521	7 953	4 111	4 192	42 544	514 768
Autres coûts (aléas)	14 307	14 174	17 119	24 469	23 636	93 705	331 685
TOTAL	5 518 267	5 933 021	6 682 311	7 533 228	8 158 203	33 825 030	42 102 801

1.4 Rémunération de la base tarifaire

La rémunération des capitaux investis est déterminée à partir de la Base Tarifaire (valeur des actifs nets) de l'opérateur et du taux de rentabilité normal du capital.

1.4.1 Base tarifaire

La base tarifaire est constituée des capitaux investis (hors coûts des compteurs) à rémunérer. Elle est calculée à partir des investissements réalisés desquels sont déduits les montants des amortissements. Elle intègre également le Besoin en Fonds de Roulement Normatif (BFRN).

Les éléments relatifs au calcul de la base tarifaire sont résumés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 43 : Base Tarifaire

Base tarifaire (milliers de FCFA)	2024	2025	2026	2027	2028
Base tarifaire initiale	113 821	1 753 601	3 194 615	4 571 924	5 769 180
Amortissement actifs existants	6 805	6 805	6 805	6 805	6 805
Nouveaux investissements	1 746 535	1 702 433	1 751 291	1 673 861	4 948 097
Amortissement nouveaux actifs	99 950	254 614	367 177	469 801	879 319
Base tarifaire finale	1 753 601	3 194 615	4 571 924	5 769 180	9 831 152
Base tarifaire moyenne	933 711	2 474 108	3 883 270	5 170 552	7 800 166
BFR	314 660	356 337	413 372	474 585	549 641
Base tarifaire finale avec BFR	1 248 371	2 830 445	4 296 642	5 645 137	8 349 807

1.4.2 Taux rémunération de la base tarifaire

Le taux de rémunération de la base tarifaire coût du capital avant impôt (WACC) constitue. Pour ERA, le WACC est calculé selon les hypothèses ci-après :

Tableau 44 : détermination du Taux de rentabilité normal (WACC)

Composantes		Taux
Taux de rendement sans risque (emprunts de l'Etat du Sénégal)	Rf	5,98%
Prime de risque de marché	Rm	9,19%
Béta	β	0,61
Coût des fonds propres	Re	11,58%
Coût de la dette	Rd	8,00%
ratio dette/capital	g	45%
Coût du capital après impôts	WACC ap. impôts	8,89%
Taux impôts sur profits entreprises	Tc	30%
Coûts capital avant impôts	WACC av. impôts	12,70%

1.5 Revenu requis

Les revenus requis du titulaire de la concession doivent lui permettre de couvrir ses charges raisonnables d'exploitation et de maintenance (E&M), les amortissements des investissements demeurant dans sa Concession (D), les éventuels impôts et taxes (T) et la rémunération de sa base tarifaire (Ki) au taux de rentabilité normal (r).

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

Le revenu requis, pour couvrir les dépenses d'exploitation, les amortissements et la rémunération de la base tarifaire au cours des 5 premières années est évalué à 38 980 millions FCFA.

Tableau 45 : Le revenu requis sur la période

Année se terminant le 31 décembre ==>>	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Calcul des revenus requis - ERA						
Achats d'énergie (hors pertes)	4 067 960	4 352 103	4 870 977	5 389 860	5 856 927	24 537 828
Autres achats	716 356	732 995	843 639	1 048 883	1 074 270	4 416 143
Charges de personnel	460 066	545 089	637 464	737 713	846 394	3 226 727
Pertes techniques	238 936	255 566	285 995	316 423	343 818	1 440 738
Pertes commerciales	14 767	11 521	7 953	4 111	4 192	42 544
Impôts et taxes	21 199	32 293	32 848	32 869	30 522	149 730
Revenus non régulés						
Amortissements	106 749	261 132	373 144	475 151	884 037	2 100 213
Total (1)	5 626 033	6 190 700	7 052 020	8 005 010	9 040 160	35 913 923
Base d'actif net au début de l'année	113 821	1 750 875	3 175 431	4 536 498	5 717 786	15 294 411
Investissements nouveaux	640 915	877 284	894 830	1 005 198	758 613	4 176 839
Investissements renouvellement	842 787	490 041	514 652	320 017	3 804 059	5 971 557
Investissements extensions	260 100	318 362	324 730	331 224	370 971	1 605 387
Amortissements	106 749	261 132	373 144	475 151	884 037	2 100 213
Base d'actif net à la fin de l'année	1 750 875	3 175 431	4 536 498	5 717 786	9 767 391	24 947 981
Base d'actif moyenne	932 348	2 463 153	3 855 964	5 127 142	7 742 589	20 121 196
Ajustement pour réévaluation						
Besoin en fonds de roulement	314 764	356 358	413 246	474 311	549 232	2 107 910
Base Tarifaire moyenne avec BFR	1 247 112	2 819 511	4 269 210	5 601 453	8 291 821	22 229 106
Coût moyen pondéré du capital (WACC)	12,70%	12,70%	12,70%	12,70%	12,70%	
Rémunération des actifs (2)	158 386	358 084	542 199	711 397	1 053 079	2 823 144
	3%	5%	7%	8%	10%	
Total revenus requis (1)+(2)	5 784 418	6 548 784	7 594 219	8 716 407	10 093 239	38 737 067
Total livraisons (MWh)	30 787	33 299	37 299	41 299	44 900	187 584
Tarif moyen (FCFA/ kWh)	188	197	204	211	225	207

Le revenu requis correspond à un tarif moyen de référence de 207 FCFA/kWh sur la période.

1.6 Tarifs applicables aux conditions économiques de référence

Les tarifs de référence par niveau de service des services 1,2 et 3 sont facturés au forfait. Les clients au service 4 sont définis en considérant le tarif moyen et le niveau de consommation forfaitaire du niveau de service concerné.

Aux conditions économiques de référence, les tarifs correspondant à la composante énergétique sont présentés ci-dessous.

Tableau 46 : Tarifs applicables par niveau de service pour la période 2024-2028

Tarif à appliquer à partir de 2024	Energie (kWh)	Montant (FCFA)
Service 1	12	2478
Service 2	22	4543
Service 3	44	9086
Service 4 réseau monophasé		207
Service 4 réseau triphasé		207

1.7 Grille tarifaire

Aux conditions économiques de référence, la grille tarifaire applicable par ERA dans la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou est présentée ci-dessous.

Tableau 47: Grille tarifaire

Grille tarifaire clients au forfait	Service 1	Service 2	Service 3
Puissance mise à disposition (W)	inférieure ou égale à 50 W	comprise entre 50 W et 90 W inclus	comprise entre 90 W et 180 W inclus
Composante énergétique (FCFA/mois)	2 478	4 543	9 086
Redevance tableau client (FCFA/mois)	570	570	570
TOTAL (FCFA/mois)	3 048	5 113	9 656

Grille tarifaire clients service 4	Service 4	
Puissance mise à disposition (W)	réseau monophasé	réseau triphasé
Composante énergétique (FCFA/kWh)	207	207
Redevance tableau client (FCFA/mois)	570	691

2. Indexation des tarifs

Les tarifs de référence présentés ci-dessus ayant été déterminés à des conditions économiques de référence, des mécanismes d'indexation et de correction sont prévus (i) pour protéger le concessionnaire contre l'inflation sur laquelle il n'a pas d'influence, mais aussi pour prendre en compte (ii) les évolutions dans les achats d'énergie pour les localités raccordées au réseau national de distribution et (iii) les investissements réalisés par l'opérateur.

2.1 Indexation pour tenir compte de l'inflation

Pour une prise en charge de l'inflation, une formule d'indexation est définie en tenant compte des catégories de charges à couvrir par l'opérateur.

2.2 Paramétrage de la formule d'indexation

Les charges de l'opérateur sont réparties en deux catégories :

- Les charges variables composées des achats d'énergie ;
- les charges fixes.

Les charges fixes sont elles-mêmes décomposées en trois sous-catégories :

- les charges indexées sur l'inflation locale ;
- les charges indexées sur l'inflation étrangère ;
- les charges non indexées.

Chacune des catégories de charges ci-dessus est rapportée aux charges globales pour déterminer le facteur de pondération lié à ce type de dépenses.

Les tableaux ci-dessous résument les éléments de calcul de ces différents facteurs.

Tableau 48 : Répartition des charges par catégories (en milliers de FCFA)

Rubrique (en milliers de FCFA)	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Achats d'énergie électrique	4 306 896	4 607 669	5 156 972	5 706 283	6 200 745	25 978 565
Charges variables indexées sur achats d'énergie	4 306 896	4 607 669	5 156 972	5 706 283	6 200 745	25 978 565
<i>Poids relatif (sur le total des charges)</i>	74%	70%	68%	65%	61%	67%
Dépenses de personnel	460 066	545 089	637 464	737 713	846 394	3 226 727
Autres frais généraux (hors consommables)	222 838	221 772	263 280	392 103	358 894	1 458 887
Autres coûts aléas	14 307	14 174	17 120	24 472	23 645	93 719
Charges fixes indexées sur inflation locale	697 211	781 035	917 864	1 154 289	1 228 934	4 779 333
<i>Poids relatif (sur les charges fixes)</i>	47%	40%	38%	38%	32%	37%
Pièces et consommables	177 945	180 220	204 231	230 309	251 959	1 044 665
Frais de véhicules	237 962	255 122	279 885	304 652	325 756	1 403 376
Consommables	99 270	105 522	119 924	134 326	148 728	607 771
Charges fixes indexées sur inflation étrangère	515 177	540 864	604 040	669 287	726 444	3 055 812
<i>Poids relatif (sur les charges fixes)</i>	35%	28%	25%	22%	19%	24%
Amortissements	106 749	261 132	373 144	475 151	884 037	2 100 213
Rémunération des actifs	158 386	358 084	542 199	711 397	1 053 079	2 823 144
Charges fixes non indexées	265 135	619 216	915 343	1 186 547	1 937 116	4 923 358
<i>Poids relatif (sur les charges fixes)</i>	18%	32%	37%	40%	49%	39%
TOTAL	5 784 418	6 548 784	7 594 219	8 716 407	10 093 239	38 737 067

Les facteurs de pondération découlant de la répartition des charges selon les catégories sont résumés ci-dessus :

Tableau 49 : Facteurs de pondération de l'inflation locale

Facteurs de pondération		
Facteur de pondération de l'inflation locale	a	37%
Facteur de pondération de l'inflation étrangère	b	24%
Facteur de pondération des charges non indexées	c	39%
Facteur d'économie d'échelle	ϑ	67%

2.3 Formule d'indexation

Au début de chaque semestre, le revenu requis défini ci-dessus, est indexé par la formule ci-après :

$$RR_t = (1 - \theta) \times A_t + \theta \times B_t + K_t$$

- θ désigne le facteur d'économie d'échelle correspondant au poids des achats d'énergie dans le revenu requis, fixé à 67% ;
- A_t est la base de calcul de la part fixe des revenus ;
- B_t est la base de calcul de la part variable des revenus ;
- K_t est la somme des corrections de revenus au titre des investissements.

La base de calcul de la part fixe des revenus est déterminée par la formule suivante :

$$A_t = A_0 \times \Pi_t$$

Où :

- A_0 est le montant des revenus requis aux conditions économiques de référence au 31 décembre 2023 ;
- Π_t est l'indice composite d'inflation déterminé par la formule ci-après :

$$\Pi_t = CI_t - X_t$$

Où :

- X_t désigne le facteur de gain d'efficacité, fixé à 0 sur la période 2024 – 2028
- CI_t est déterminé par la formule ci-après :

$$CI_t = a \times \frac{IHPC_t}{IHPC_0} + b \times \frac{IPC_t \times TC_t}{IPC_0 \times TC_0} + d$$

Où :

- $IHPC_t$ désigne la moyenne arithmétique, au dixième près, de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, publié par le ministre chargé des finances, durant les six mois précédant la date d'indexation ;

- $IHPC_0$ désigne la moyenne arithmétique, au dixième près, de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, publié par le ministre chargé des finances, durant les six mois précédant la date de référence (31 décembre 2023), fixée à 130,0 ;
- IPC_t désigne la moyenne arithmétique, au dixième près, de l'indice des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France, publié par l'INSEE durant les six mois précédant la date d'indexation ;
- IPC_0 désigne la moyenne arithmétique, au dixième près, de l'indice des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France, publié par l'INSEE durant les six mois précédant la date de référence, fixée à 117,4 ;
- TC_t désigne la moyenne arithmétique, au millième près, de la parité du FCFA par rapport à l'euro publié par la BCEAO durant les six mois précédant la date d'indexation ;
- TC_0 désigne la moyenne arithmétique, au millième près, de la parité du FCFA par rapport à l'euro publié par la BCEAO durant les six mois précédant la date de référence, fixée à 655,957 ;
- a désigne le facteur de pondération de l'inflation locale, fixé à 37% ;
- b désigne le facteur de pondération de l'inflation étrangère, fixé à 24% ;
- c désigne le facteur de pondération des charges non indexées, fixé à 39%.

La base de calcul de la part variable des revenus est déterminée par la formule suivante :

$$B_t = B_0 \times \frac{IAE_t \times E_t}{IAE_0 \times E_0}$$

Où :

- B_0 est le montant des revenus requis aux conditions économiques de référence au 31 décembre 2023 ;
- IAE_t désigne le tarif de cession hors taxe de Senelec, applicable à la date d'indexation ;
- IAE_0 désigne le tarif de cession hors taxe de Senelec, applicable à la date de référence, fixée à 119,86 FCFA/kWh ;
- E_t désigne la quantité d'énergie achetée à ou à acheter à Senelec (en MWh) durant l'année évaluée sur la base des ventes dans les localités raccordées au réseau interconnecté majoré de 6,7 %;
- E_0 désigne la quantité d'énergie annuelle achetée à ou à acheter à Senelec (en MWh) dans les localités raccordées au réseau interconnecté qui a servi à calculer le tarif de référence ;

Enfin, le tarif de référence est recalculé selon la formule suivante :

$$TR_t = \frac{RR_t}{E_t}$$

Où :

- RR_t désigne le montant des revenus requis de l'année (t) après indexation ;
- E_t désigne la quantité d'énergie (en MWh) livrée ou à livrer à l'ensemble des clients de la concession durant l'année (t) ;

A chaque date d'indexation les montants des forfaits sont calculés sur la base du tarif de référence issu du revenu requis indexé.

Dans le cas où cette indexation conduit à une augmentation du tarif de référence supérieure à 3% par rapport à celui qui a servi à fixer les grilles tarifaires en vigueur, les différents forfaits de la grille tarifaires seront indexés proportionnellement à cette augmentation.

2.4 Périodicité d'indexation

Les indexations s'effectuent aux conditions économiques du 1^{er} janvier et du 1^{er} juillet de chaque année en considérant les niveaux des indices de prix constatés sur les six mois précédents la date d'indexation et les achats d'énergie prévus et réalisés sur cette même période de six mois (calculés en majorant des pertes autorisées les ventes déclarées chaque mois pour le calcul de la compensation tarifaire).

2.5 Correction sur les achats d'énergie réalisés

À la fin de chaque année, le revenu requis ou autorisé à l'opérateur est recalculé par la CRSE sur la base des ventes de l'année dans les localités raccordées au réseau.

Les achats d'énergie sont recalculés en majorant les ventes dans les localités raccordées au réseau du taux de pertes maximal autorisé, fixé à 6,7 %.

Les écarts entre le revenu autorisé et les revenus de l'opérateur issus de l'application des tarifs en vigueur et de la compensation sont reportés dans les revenus de l'année suivante. Ils seront pris en compte dans le calcul de la compensation des 3 mois suivant le calcul de la correction.

2.6 Correction sur les investissements

Les conditions tarifaires sont définies en considérant des 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 par les opérateurs. Cette situation entraîne, en l'absence de mécanismes de correction, une subsistance dans le tarif d'une rémunération relative à des actifs inexistants.

Faisant suite à ce constat, la CRSE a retenu le principe de la correction des revenus de l'opérateur durant la période afin de prendre en compte le niveau de réalisation des investissements programmés.

Ainsi pour ERA, les corrections relatives aux investissements s'effectuent à la fin de la 3^{ème} année et à la fin de la période tarifaire.

À la fin de la 3^{ème} année (2026), la CRSE compare les investissements réalisés par ERA durant les trois premières années aux projections initiales qui avaient servi au calcul du tarif de référence. Si des écarts constatés, la CRSE recalcule la valeur nette comptable des actifs ainsi que les amortissements et répercute les conséquences de ces modifications sur les revenus requis relatifs aux 5 années de la période tarifaire. Les écarts feront l'objet de correction sur les revenus requis de la 4^{ème} et de la 5^{ème} année.

À la fin de la période tarifaire, la CRSE compare les investissements réalisés par ERA durant les deux dernières années aux projections initiales qui avaient servi au calcul du tarif de référence. Si des écarts constatés, la CRSE recalcule la valeur nette comptable des actifs ainsi que les amortissements et répercute les conséquences de ces modifications sur les revenus requis relatifs aux 5 années de la période tarifaire. Les écarts seront pris en compte dans les revenus requis de la période tarifaire suivante.

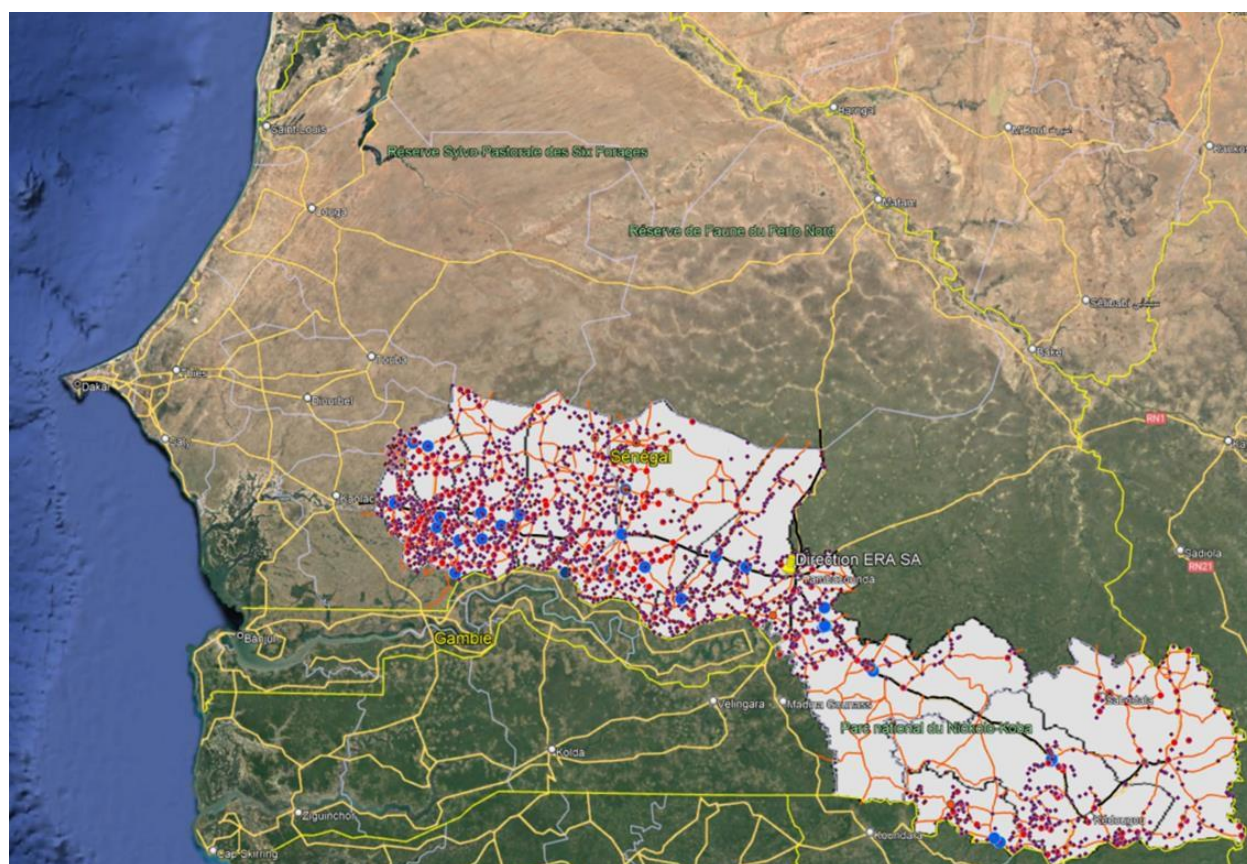
2.7 Composante non énergétique

Le montant de la redevance tableau peut être ajusté en cas d'évolution significative des coûts, soit à l'initiative de la CRSE soit à la demande de l'opérateur.

Annexes



PRESENTATION DES PROJECTIONS DE L'ACTIVITE DE ERA A L'HORIZON 2028



Octobre 2024

Table des matières

INTRODUCTION.....	4
I. EVOLUTION DE L'ELECTRIFICATION DANS LE PERIMETRE D'EXPLOITATION	5
a. Conditions de mise en œuvre des normes et obligations	5
b. La situation cible pour l'année 2028	7
c. Travaux de continuité et qualité de service dans les villages électrifiés	7
II. EVOLUTION DES COUTS DE REFERENCE	10
a. La production	10
b. Les réseaux	11
c. Les autres coûts de référence liés à l'exploitation	12
d. Les moyens généraux.....	12
III. LES HYPOTHESES DE DEVELOPPEMENT	13
a. Les hypothèses macroéconomiques	13
b. Les hypothèses d'exploitation.....	13
c. Les hypothèses d'investissements	22
d. Les hypothèses relatives aux usagers	24
IV. LA DEMANDE	26
a. La clientèle	26
b. L'énergie livrée (MWH)	27
V. LES COUTS D'INVESTISSEMENT	29
VI. LES COUTS D'EXPLOITATION	31
a. Les achats d'énergie.....	31
b. Les pièces et consommables.....	32
c. Les coûts du personnel	32
d. Les autres coûts de fonctionnement	33
VII. CONCLUSION	34

Liste des tableaux

Tableau 1: Programme d'action ERA 2024-2028	5
Tableau 2: Programme d'action Etat du Sénégal 2024 - 2028	5
Tableau 3: Synthèse électrification et population raccordable dans la période 2024-2028	5
Tableau 4 : Projections des nouveaux villages et clients issus des obligations	6
Tableau 5: Mode de calcul du coefficient de pondération des nouveaux clients pour le calcul de la consommation.	6
Tableau 4: Evolution de l'électrification dans le périmètre KTK à l'horizon 2028.	7
Tableau 7 : Coût des remplacement de transformateurs	8
Tableau 8: Coût renforcement .	9
Tableau 9: Coût des investissements du comptage MT .	10
Tableau 10: Coûts de référence des centrales solaires.	11
Tableau 5: Coûts de référence des réseaux	11
Tableau 12: Autres Coûts de référence liés à l'exploitation.	12
Tableau 13: Hypothèses macro-économiques.	13
Tableau 14: hypothèses relatives aux coûts d'achat, de productions et de distribution d'électricité.	14

Tableau 6: Coûts d'investissements d'électrification.

Erreur ! Signet non défini.

Tableau 7: Coûts d'investissements de mobilité.	23
Tableau 8: Classification de la clientèle.	24
Tableau 18 : hypothèse de consommation mensuelle.	25
Tableau 18' : hypothèse de consommation mensuelle	25
Tableau 19 : clients alimentés par réseau interconnecté	26

Tableau 20 : clients alimentés par mini centrale solaire	27
Tableau 21 : Energie livrée chez les clients alimentés par réseau interconnecté	27
Tableau 22 : Energie livrée chez les clients alimentés par réseau isolé + mini centrale solaire	28
Tableau 23 : Nouveaux investissements de la période	29
Tableau 24 : Investissement de renouvellement	30
Tableau 25 : Investissements d'extension de la période	30
Tableau 26 : Achats Senelec de la période	31
Tableau 27 : Coûts pièces et consommables	32
Tableau 28 : Dépenses de personnel	32
Tableau 29 : Autres coûts de fonctionnement	33

Liste de Figures :

<i>Figure 1: Couverture BT du village de Sagna</i>	8
<i>Figure 2: Organigramme général horizon 2028</i>	15
Figure 3: Nombre de villages par agence à l'horizon 2028.	16
Figure 4: Fonctionnement du comptage intelligent et du prépaiement de ERA.	17
Figure 5: La cartographie des systèmes d'informations de ERA	18
Figure 6: Cartographie des processus de ERA.	19
Figure 7 : Répartition des effectifs par direction	20
Figure 6 : Pickup nacelle	23
Figure 7 : Investissements 2024-2028	29
Figure 8 : Investissements par type	30
Figure 9 : Répartition coûts d'exploitation	31

Introduction

Le présent document de projections de l'activité de la concession pour le quinquennat 2024-2028 vise à préciser, commenter et compléter les données figurant dans le fichier EXCEL de la CRSE. Ces documents transcrivent à la fois la continuation de l'exploitation telle qu'elle figure dans le document bilan fourni par ERA à la CRSE et le document fixant les normes et obligations fixées par l'autorité concédante (MPME).

Ces projections combinent l'action de l'autorité concédante dans sa politique d'accès universel à l'énergie et celle du concessionnaire dans un objectif de maintien et d'amélioration des conditions du service. L'action de l'autorité concédante dans le quinquennat consistera pour 1/3 des villages à la poursuite de l'électrification par centrale solaire avec 89 nouveaux villages s'ajoutant au 76 déjà électrifiés par cette technologie soit un total de 165 centrales solaires.

Le maintien des conditions du service pour les villages électrifiés au solaire implique un renouvellement de matériels amortis plus tôt que pour les réseaux soit 5 ans pour les batteries et 10 ans pour l'électronique de puissance des centrales solaires. Ce sujet impactera fortement les projections 2024-2028 avec des investissements d'un montant supérieur à 6 milliards de FCFA.

L'amélioration des conditions du service concernera la densification et l'extension des réseaux de distribution pour les villages raccordés au réseau. C'est pour le concessionnaire une situation nouvelle qui concerne généralement les villages électrifiés entre 2014 et 2019, ou les villages de taille importante électrifiés après 2019. Au total, l'amélioration des conditions du service nécessitera un investissement de 2,5 milliards de F CFA.

Le volet électrification de nouvelles localités (44) représentera un volume financier de 4,5 milliards de FCFA. S'ajoutant aux investissements précédemment évoqués, le total est de 13 milliards de F CFA. Il s'y ajoutera les investissements en lien avec l'exploitation dont le montant est de l'ordre de 2 milliards de FCFA.

Concernant l'exploitation, les ressources humaines, matérielles, organisationnelles et autres devront être accrues afin de faire face aux exigences de qualités de service dans l'immensité de la concession. Les coûts d'exploitation seront dominés par les achats d'énergie électrique pour 64%. Les charge du personnel représenteront 15%, à coté des autres charges qui représenteront 16%.

Clairement, le financement du quinquennat 2024-2028 nécessitera une mobilisation financière sans précédent pour le concessionnaire. Cela implique forcément une rémunération de l'activité par un tarif raisonnable, certes, mais juste et transparent. Sur le plan financier, cette mobilisation financière sera conditionnée par une grande stabilité financière du concessionnaire qui passe par un règlement total et continu de la subvention tarifaire qui doit être versée par l'autorité concédante.

I. Evolution de l'électrification dans le périmètre d'exploitation

a. Conditions de mise en œuvre des normes et obligations

En référence aux normes et obligations fixées par l'autorité concédante pour la période 2024-2028, il a été assigné à ERA l'objectif ci-dessous. Cet objectif vise à :

- Assurer la continuité de l'électrification dans les localités déjà électrifiées mais dont l'étendue actuelle dépasse les limites du réseau de distribution.
- Assurer la qualité du service par le renouvellement du réseau BT dans les localités électrifiées par des câbles de section de 16mm² qui ne permettent pas de satisfaire les normes de qualité de service, notamment la tension. La section de câbles sera relevée à 35 voire 70 mm².
- Electrifier 44 villages pour l'essentiel de grande taille et collatéralement de taille moindre.

Tableau 1: Programme d'action ERA 2024-2028

Obligations	Villages	Ménages à raccorder
Densification du réseau (extension)	315	4833
Renforcement de réseau (dépassement capacité transfo et câble)	60	---
Nouvelles localités à électrifier par ERA	44	4108
TOTAL		8 941

L'autorité concédante s'est pour sa part engagée à transférer 278 villages électrifiés comme indiqué ci-dessous dans la même période 2024-2028.

Tableau 2: Programme d'action Etat du Sénégal 2024 - 2028

Concession de ERA	Nb de localités	Nb de ménages
Villages électrifiés par raccordement au réseau MT	163	5 469
Villages électrifiés par minicentrales solaires	89	2 394
Villages électrifiés par Kits solaires	26	354
TOTAL	278	8 217

Ainsi donc l'objectif en termes de nouveaux villages et de nouveaux clients est de :

Tableau 3: Synthèse électrification et population raccordable dans la période 2024-2028

	Villages	Ménages à raccorder
Nouvelles localités à électrifier	322	12 325
Densification du réseau (extension)	315	4833
Renforcement de réseau (dépassement capacité transfo et câble)	60	---
TOTAL		17 158

Toutefois, il doit être tenu compte des délais effectifs de réalisation des objectifs fixés étant donnée les retards accusés pour l'année 2024. Considérant que la fin de la révision n'interviendra qu'au 4^{ème} trimestre 2024, la réalisation des objectifs sera naturellement décalée d'une année.

En conséquence de ce décalage d'une année, sur 296 villages initialement à électrifier hors kits solaires, seuls les 237 pourront l'être en fin 2028 et représenteront 13 442 clients au lieu de 16 804.

Tableau 4 : Projections des nouveaux villages et clients issus des obligations

Année en projection	2024	2025	2026	2027	2028
Année effective	2025	2026	2027	2028	2029
Total de villages à électrifier	322				
Réseau	207				
CPV	89				
SHS	26				
Total de villages à électrifier hors SHS	296				
Total de ménages à raccorder	17 158				
Réseau	14 410				
CPV	2 394				
SHS	354				
Total de ménages à raccorder hors SHS	16 804				
Taux d'avancement	5%	25%	25%	25%	20%
Nouveaux Villages à électrifier	15	74	74	74	59
Cumul villages électrifiés	15	89	163	237	296
Nouveaux ménages à raccorder	840,2	4201	4201	4201	3361
Nouveaux ménages à raccorder réseau	721	3603	3603	3603	2882
Nouveaux ménages à raccorder CPV	120	599	599	599	479
Cumul à raccorder	840	5 041	9 242	13 442	16 803

De plus, les projections étant établies à l'année, elles présentent les nouveaux clients dans leur totalité dès le début de l'année, or cette progression est lissée sur les 12 mois de l'année. Il convient donc d'appliquer un coefficient de pondération qui permet de tenir compte de ce paramètre chez les nouveaux clients pour les achats et pour la vente d'électricité.

Le tableau 5 ci-dessous présente le mode de calcul dudit coefficient de pondération s'effectue selon le principe que le client acquis au mois **m**, n'entre dans la facturation qu'au mois **m+1** du fait des délais de raccordement.

Tableau 5: Mode de calcul du coefficient de pondération des nouveaux clients pour le calcul de la consommation.

Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Nbre de mois de facturation à considérer suivant période d'acquisition du client	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
Coefficient de pondération (moyenne des durées en mois)	5.5											

Les projections commerciales de ventes et d'achat d'énergie seront donc établies sur cette base.

b. La situation cible pour l'année 2028

Partant de la situation de référence en 2023 avec 450 villages électrifiés, et tenant compte des conditions de réalisation des travaux d'électrification et des transferts de localités, qui ajouteront 266 villages électrifiés dans le périmètre, la situation projetée en 2028 sera de 716 villages électrifiés. A ce décompte, il faudra ajouter les 19 localités électrifiées et transférées en 2024 mais non prises en compte dans les normes et obligations. La situation à fin 2028 sera donc de 735 localités.

Tableau 4: Evolution de l'électrification dans le périmètre KTK à l'horizon 2028.

	2023	2028
NOMBRE DE LOCALITES EXPLOITEES (en cumulé)		
En toute propriété	64	108
MT + distribution réseau (Achats Senelec) Achat	64	108
local BT + distribution réseau	0	0
Autoproduction + distribution réseau isolé : Groupes Electrogènes	0	0
Autoproduction + distribution réseau isolé : Centrales Solaires Panneaux Solaires	0	0
Transfert	386	627
MT + distribution réseau (Achats Senelec) Achat	310	459
local BT + distribution réseau	0	0
Autoproduction + distribution réseau isolé : Groupes Electrogènes	0	0
Autoproduction + distribution réseau isolé : Centrales Solaires Panneaux Solaires	76	147
	0	21
Total	450	735
MT + distribution réseau (Achats Senelec) Achat	374	567
local BT + distribution réseau	0	0
Autoproduction + distribution réseau isolé : Groupes Electrogènes	0	0
Autoproduction + distribution réseau isolé : Centrales Solaires Panneaux Solaires	76	147
	0	21

c. Travaux de continuité et qualité de service dans les villages électrifiés

- L'extension des réseaux existants (densification)

Aux nouveaux villages électrifiés s'ajouteront les travaux d'extension de réseau (densification). L'extension du réseau est un besoin récurrent dans les villages électrifiés dès la mise en service du réseau, en particulier dans les villages de taille moyenne et grande (voir ci-dessous l'exemple du village de Sagna, commune de Malem Hodar, dont la taille habitée n'est couverte qu'à 70% par le réseau de distribution).

Figure1: Couverture BT du village de Sagna.



Les besoins d'extension de réseau ne sont pas identiques dans les villages selon leur taille, leurs activités économiques et sociales et la date de l'électrification. Ainsi il a été retenu pour la période 2024-2028 de procéder à l'extension des réseaux BT existant (823 km) à hauteur de 18% soit 145 km pour permettre l'accès à l'électricité à de nouveaux ménages. Il s'agit ici d'un ordre de grandeur.

Ainsi, ce programme concernera uniquement les villages raccordés au réseau. La question sur le nombre de village concerné par ce programme et la consistance des extensions ne peut pas être précisée à ce stade et n'est donnée qu'à titre indicatif.

- Le renforcement des réseaux existants

Il est prévu le remplacement pendant cet exercice 2024_2028 de 60 transformateurs de 50kVa par des transformateurs de 160kVa. Ce remplacement de transformateurs va engendrer le remplacement de disjoncteurs haut de poteaux DHP.

Le budget global pour cet investissement est estimé à 379 000 000 FCFA réparti sur le tableau ci- dessous.

Tableau 7: Coût du remplacement des transformateurs.

Tableau 7 : Coût des remplacement de transformateurs

ITEM	QTE	PU HTVA	PT HTVA
Transformateur 160kVa	60	5 ,6 M	338 000 000
DHP 160kVa	60	0.676 M	40 600 000
Total			379 000 000

- Renforcement de la section des câbles

Quasiment toutes les localités électrifiées et transférées avant 2022 ont été réalisées avec un réseaux BT mixte avec du câble 35 mm² et 16 mm². Ce câble 16 mm² engendre avec l'augmentation de la demande en électricité un problème de qualité de service (chute de tension etc.) et des pertes techniques élevées pour le concessionnaire ERA.

La longueur du câble 16mm² à remplacer par du 70mm² dans les 60 localités ciblées est de 90,23km.

Pour résoudre ces problèmes et également se conformer aux normes et obligations fixées par le Ministère des Energies, du Pétrole et des Mines, le concessionnaire ERA compte faire des investissements pendant la période 2024_2028 à hauteur de 385 913 710 FCFA.

Tableau 8: Coût renforcement .

Item	Qte	PU HTVA	PT HVTA
Cable 70mm ²	90,23	4 828 737	435 697 000
TOTAL			435 697 000

- Les minicentrales solaires

ERA exploite à ce jour 76 minicentrales photovoltaïques (CPV) dont une en service depuis 2015 sur un programme autrichien, 15 du PUJDC en service depuis 2017 -2018 et le reste soit 60 CPV dans le cadre du projet GAUFF mises en service à partir de 2022. Il est prévu 89 nouvelles CPV durant le quinquennat 2024-2028 ,ce qui portera le nombre à 165 soit 22% des villages exploités.

L'option d'une distribution d'électricité par CPV se heurte à deux difficultés majeures qui sont la capacité limitée des centrales et le renouvellement des bancs de batteries.

- Le renouvellement des batteries des CPV

Avec une durée de vie de 5.5 ans en moyenne retenue pour les batteries, les renouvellements des batteries des 76 CPV interviendront entre 2024 et 2028. Il s'agira de :

- ✚ 17 bancs pour 17 centrales de 15 kWc
- ✚ 82 bancs pour 41 centrales de 30 kWc
- ✚ 54 bancs pour 18 centrales de 45 kWc.

Au total il s'agira donc d'installer 153 nouveaux bancs de batteries de 3000 Ah chacune pour un coût unitaire de 31,5 millions FCFA soit un total de 5 624 millions de FCFA en tenant compte de l'inflation.

- Le renforcement de la capacité des CPV

La nécessité d'un renforcement des CPV est une réalité ; leur production ne permet pas de satisfaire la demande ce qui entraîne une fréquence élevée de délestage due à l'arrêt des CPV.

Plusieurs mesures ont été prises afin de limiter les effets de cette insuffisance de production comme la limitation de la puissance souscrite à 2A, la limitation du nombre de client à 50% du potentiel, l'exclusion des clients productifs.

La question doit donc être posée sur le sort de ces localités à l'horizons 2028 ; plusieurs options peuvent être citées notamment le renforcement de ces centrales, leur hybridation par raccordement au réseau ou par dieselisation. En tout état de cause, ces options impliquent une mobilisation financière très importante qu'il faudra aborder avec toutes les parties prenantes.

Par ailleurs, les projets de l'Etat prévoyant une forte poursuite de l'électrification avec cette technologie, il semble opportun de tirer les enseignements recueillis dans les projets déjà réalisés.

- Le comptage MT et smartgrid

Les nombreux transferts de localités pour exploitation par le concessionnaire ERA issues des travaux d'électrification rurale des différents programmes de l'état du Sénégal croissent d'année en année. Ceci rend actuellement très difficile la gestion du comptage Senelec.

Pour y apporter une solution, ERA compte introduire le comptage sur la MT à travers les dorsales où sont raccordées uniquement des localités de son périmètre. Cette souplesse du comptage avantagera aussi bien ERA que le fournisseur d'électricité SENELEC qui nous envoie tous les mois plus de 400 factures dont le tiers fait l'objet de réclamation.

L'investissement pour réaliser ce projet pendant l'exercice 2024_2028 est de 158 010 000 FCFA réparti comme ci-dessous :

Tableau 9: Coût des investissements du comptage MT.

ITEM	QTE	PU HTVA	PT HTVA
Système de comptage MT	15	9 892 866	148 393 000
MO pour le montage	15	2 000 000	30 000 000
TOTAL			178 393 000

II. Evolution des coûts de référence

L'actualisation des coûts de référence pour 2028 concerne certaines rubriques qui ont été ajoutées ou développées, mais aussi les coûts qui ont été mis à jour. Elle concerne enfin la durée d'amortissement de certains matériels, notamment les batteries des centrales solaires.

a. La production :

Le sujet des centrales solaires a été introduit accessoirement en 2014 avec le transfert à ERA d'une centrale solaire d'un programme autrichien. A partir de 2016, le PUDC démarrait ses activités avec un nombre important de villages électrifiés par centrale solaire. Durant la révision des conditions tarifaires pour la période 2019-2023, bien que les coûts aient été fournis par ERA, le renouvellement des batteries de stockage de ces centrales n'a pas été intégré dans la détermination du tarif. La raison de cette omission est que le modèle tarifaire ne considérait pas, mécaniquement, la nécessité de renouveler les biens transférés.

Par ailleurs, ne disposant d'aucun retour d'expérience sur ces infrastructures, leur durée de vie a été reprise des dires des fabricants, sans tenir compte des données climatiques et environnementales.

Dans la période 2019-2023, le retour d'expérience accumulé par ERA et l'importance du nombre de transferts de villages par l'autorité concédante ont amené ERA à considérer avec beaucoup d'attention l'exploitation de ces infrastructures dont le renouvellement partiel des composants à 5.5 ans (pour les batteries) et 10 ans (pour l'électronique) devra être considéré avec attention afin de garantir la continuité du service dans ces localités.

Tableau 10: Coûts de référence des centrales solaires.

	Ouvrages	Coûts hors taxe/hors douane (FCFA)
Production : Centrale Solaire	Panneaux PV (par kWc)	600 000
	Parc Batteries (15 kWc) OPzV 48V	31 553 600
	Parc Batteries (30 kWc) OPzV 48V	63 107 200
	Parc Batteries (45 kWc) OPzV 48V	94 660 800
	Groupe électrogène (50 kVA)	8 710 000
	Electronique	
	Onduleur réseau (25kVA)	3 070 653
	Onduleur chargeur (SI8.0H-13)	3 093 499
	Equipement de synchronisation de commande et protection	10%
	Local technique (par m2)	283 000
	Mur de clôture (par ml)	32 000
	Main d'œuvre (% des investissements)	15%
	Transport sur site (% des investissements)	5%
	Accessoires (% des investissements)	5%

NB : les coûts des batteries et de l'électronique ont été puisés sur le site bien connu <https://www.wattuneeed.com/fr/batteries-opzv-et-opzs/11987-parc-de-110-kwh-batteries-opzv-48v-0712971139794.html> . Une marge de 30% a été appliquée pour le transport jusqu'au port de Dakar et les droits de douane (en considérant que matériel destinées à la production d'énergie renouvelable est exonéré de TVA).

b. Les réseaux :

Concernant les réseaux, il a essentiellement été procédé à la mise à jour des prix, avec quelques modifications ou ajouts :

- ✚ Concernant les réseaux de distribution, seul le réseau mixte 70mm²+35mm² a été retenu car correspondant davantage aux exigences du service public.
- ✚ Certains compteurs spéciaux ont été intégrés, soit pour les besoins du prépaiement (DCU), pour la maîtrise des pertes de distribution (compteur TC) ainsi que le comptage MT qui devra se développer durant le prochain quinquennat.

Tableau 5: Coûts de référence des réseaux

	Ouvrages	Coûts hors taxe/hors douane (FCFA)
Transport	Ligne alimélec 54,6 (par km)	18 500 000
	Poste H61 30kV/50 160 KVa et niche maçonnée	8 500 000
	Transformateur 160 KVa	5 000 000
	Disjoncteur haut de poteau	600 000
Distribution	Réseau BT 4x16	
	réseau BT 3x35	
	Réseau BT mixte (4x16 et 3x35) (par km)	
	Réseau BT mixte 70 ² + 35 ² (par km) neuf	10 000 000
	Réseau BT mixte 70 ² + 35 ² (par km) renforcement	4 277 000
	Raccordement	35 000
	Panneau (client forfait : S1/S2/S3)	XXXX
	Panneau (client compteur S4) _ compteur Split SMART	52 500
	Compteur triphasé	55 500
	Compteur spécial (triphase avec TC)	616 308
	Panneau de comptage MT	10 534 000
	TC SMART GRID	616 308
	TI (comptage SENELEC)	
	DCU pour compteurs prépaiement et Smart Grid	217 140
	Batteries de condensateur	2 250 000
Abonnement Senelec/Village	1000 000	

c. Les autres coûts de référence liés à l'exploitation :

Pour les autres coûts liés à l'exploitation, il a été tenté de les regrouper par thème au lieu de les regrouper sous le titre « Divers ». Les explications en liens avec l'introduction de ces coûts seront données plus loin dans le document. On remarquera cependant l'importance des sujets de l'immobilier, de la sécurité et des systèmes d'informations.

Tableau 12: Autres Coûts de référence liés à l'exploitation.

	Ouvrages	Coûts hors taxe/hors douane (FCFA)
Immobilier	Construction Bureau et aménagements (hangar stockage, atelier, salle de formation)	600 000 000
Mobilité	Véhicules	20 000 000
	Camionnette 5T	16 016 949
	Camions Grues (8,5 T)	76 050 847
	Nacelles	30 000 000
Système d'information	Ordinateurs	589 000
	Serveurs	51 838 334
	Module de sécurité (génération Token prépayé)	575 400
	Outils de géoréférencement (drone)	3 000 000
	Equipement de supervision centrale solaire (mile SIGHT)/centrale	252 000
	Backup électrique pour serveur prépaiement	2 100 000
	Firewall	2 000 000
	Extension licence logiciel prépaiement (à 50 000 clients)	30 000 000
	Licence Windows	5 000 000
	Licence Base de données SQL server	2 000 000
	Equipement réseau informatique	1 500 000
	Imprimante multifonctions (réseau)	1 200 000
	Centrale téléphonique pour centre de relation client	8 950 000
CRM centre de relation client	37 907 540	
Sécurité	Matériel de lutte contre incendie	2 875 424
	Extincteur	75 000
	Matériel de signalisation CPV	51 950
	Matériel de signalisation Bureau	9 000
	Kit caméra de surveillance + écran de monitoring	600 000

d. Les moyens généraux :

Une partie « moyens généraux » est ajoutée aux coûts de référence ; Elle ne nécessite pas de commentaires.

III. Les hypothèses de développement.

a. Les hypothèses macroéconomiques :

Les hypothèses macroéconomiques retenues pour le calcul des coûts sont présentées dans le tableau ci-dessous. Les évolutions sur cette partie concernent l'inflation des coûts unitaires de fonctionnement et des investissements, qui sont de l'ordre de 4.3% par an. Ces données proviennent de la note de conjoncture économique de l'UEMOA de juin 2024. Le cours du dollar s'établit à 612.208 (moyenne du premier semestre 2024, source UEMOA).

Tableau 13: Hypothèses macro-économiques.

	Unité	2024	2028
DONNEES MACRO-ECONOMIQUES			
Taux de change EURO	FCFA/EURO	655,957	655,957
Taux de change \$US	FCFA/\$US	605,17	605,17
Inflation Prix d'achat d'énergie à SENELEC	Pas d'inflation puisque celle-ci est répercutée par la formule d'indexation		
Inflation Prix d'achat d'énergie à d'autres	% par an	0,00%	0,00%
Inflation Coût unitaire de combustible	% par an	0,00%	0,00%
Inflation Coût unitaire de personnel	% par an	5,00%	5,00%
Inflation Autres coûts unitaires de fonctionnement	% par an	4.3 %	4.3 %
Inflation Autres coûts unitaires d'investissement	% par an	4.3 %	4.3 %
<u>Coef Multiplicateur Résultant pour l'inflation :</u>			
<i>Inflation Prix d'achat d'énergie à d'autres</i>		1,00	1,00
<i>Inflation Coût unitaire de combustible</i>		1,00	1,00
<i>Inflation Coût unitaire de personnel</i>		1,05	1,05
<i>Inflation Autres coûts unitaires de fonctionnement</i>		1.04	1.22
<i>Inflation Autres coûts unitaires d'investissement</i>		1.04	1.22

b. Les hypothèses d'exploitation :

- Les hypothèses relatives à l'achat, la production et la distribution d'électricité :

Concernant les achats d'énergie facturés par Senelec, ils sont dans les projections, reconstitués selon le mode de facturation du fournisseur, à savoir :

- **L'énergie mesurée** sur le compteur de Senelec (et contrôlée par ERA sur un compteur TC)
- **La majoration** liée à la consommation du transformateur et calculée à partir de l'énergie mesurée sur le compteur. Selon les statistiques de la facturation Senelec, cette majoration représente 3,7% en plus de l'énergie mesurée.
Le tarif de cession de Senelec aux concessionnaires est appliqué à la somme de ces deux éléments.
- **Les pénalités de courant réactif** découlent en partie de l'énergie réactive mesurée par le compteur, à laquelle s'ajoute l'énergie réactive calculée à partir des données du transformateur. **Il en découle un taux applicable à la somme des montants de l'énergie et de la majoration pouvant atteindre 80% dudit montant. La moyenne découlant de l'analyse des factures Senelec s'établit à 6% .**

- **La redevance fixe** d'un montant de 15 850 FCAFA par village.
Il est considéré ici que tous les éléments de facturations cités ci-dessus sont des charges liées à la fourniture d'électricité.

A ces charges s'ajoutent les pertes d'électricité subies dans le réseau de distribution de ERA. Celles-ci sont déterminées sur la base de l'analyse comparative de l'énergie injectée sur le réseau, mesurée par un TC posé par ERA et la somme des consommations des usagers mesurée sur les compteurs clients dans même période. Elles représentent un taux moyen de 14%.

Sur les volets production et distribution d'électricité, les pièces et consommables représenteront un pourcentage des coûts d'investissement des centrales solaires pour la production, et des réseaux BT et transformateurs pour la distribution. Ainsi le modèle devra valoriser les infrastructures transférées, par exemple sur la base des coûts de référence, avant d'y appliquer le pourcentage retenu de 1%.

Tableau 14: hypothèses relatives aux coûts d'achat, de productions et de distribution d'électricité.

HYPOTHESES D'EXPLOITATION		2024	2028
Achat d'énergie			
Prix d'achat énergie Senelec	FCA/kWh	119,86	119,86
Redevance mensuelle Senelec/ localité		15 850	15 850
Majoration transformateur		3,7%	3,7%
Pénalité Cosphi		6%	6%
Pertes de distribution		14%	14%
Prix d'achat énergie producteurs locaux	FCA/kWh		
Production (Groupe et centrale PV)			
Prix du gasoil	FCFA/ litre	755,000	755,000
Consommation unitaire gasoil	litre /kWh	0,350	0,350
Autres Consommations (% Coûts gasoil)	FCFA	3,00%	3,00%
Pièces et consommables (% Investissement cumulé par an)	FCFA	1,00%	1,00%
Distribution			
Pièces et consommables (% Investissement et transfert cumulé par an)	FCFA	1,00%	1,00%

- Les hypothèses d'organisation de l'entreprise.

L'organigramme de l'entreprise à l'horizon 2028 est présenté ci-dessous. Cet organigramme fait principalement ressortir les deux grands axes stratégiques que sont le service de proximité et la recherche d'efficacité par l'intelligence des systèmes. Ces axes s'inscrivent dans la droite ligne des normes définies.

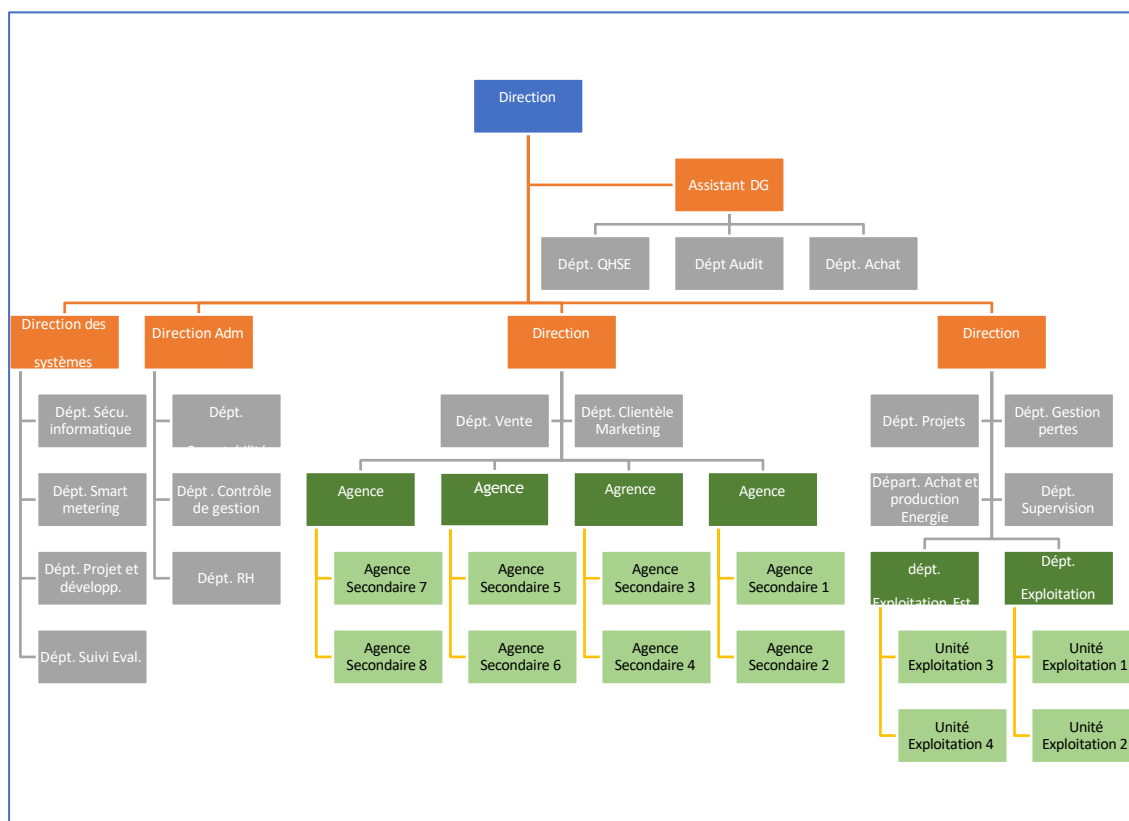


Figure 2: Organigramme général horizon 2028

La politique de proximité

La concession KTK s'étend sur 55.000 km² comptant pour 2400 villages dont environ 735 seront électrifiés d'ici 2028. La densité de village électrifié sera donc de 1 villages pour 75 km².

Sur le plan de la mobilité, il importe également de rappeler que seule la route Kaolack – Kédougou qui traverse la concession d'Ouest en Est, est bitumée. Ainsi les déplacements vers les villages sont principalement effectués sur les pistes ce qui conduit à des délais élevés. Par ailleurs la durée de vie des véhicules, leur consommation en carburant et leurs coûts de maintenance sont supérieures à la moyenne urbaine. Avec ces distances importantes et la mauvaise qualité des pistes, les conditions d'intervention ne permettent à une équipe de techniciens de n'effectuer qu'une intervention par jour.

Ainsi donc, le développement du réseau d'agences commerciales et d'unités d'exploitation technique permet à la fois de réduire les délais d'intervention, ce qui donc impacte la qualité du service, mais aussi les temps d'intervention avec une incidence certaine en termes de coût et de sécurité.

- **Le déploiement des agences dans la concession**

Dans l'organisation de la concession, les agences ont une vocation principalement commerciale. Techniquement, elles interviennent chez le client à partir de son raccordement au réseau BT jusqu'au compteur inclus. Les réseaux BT, transformateurs et unités de production sont gérés par les départements et unités décentralisés d'exploitation.

Actuellement ERA compte 4 agences qui doivent couvrir 9 départements soit une agence pour 13.750 km² ou environ 183 villages si l'on considère 1 villages tous les 75 km². Ces agences sont

congestionnées pour celle de Kaffrine et Kougheul avec un nombre élevé de villages, alors que celles de Tambacounda et de Kédougou ont une très grande étendue. Par ailleurs, les programmes d'électrification à venir concerneront particulièrement les départements de Tambacounda et de Koumpentoum. Et enfin dans la région de Kédougou les conditions de déplacement sont rendues plus difficiles du fait des distances et du relief.

Tenant compte de ces facteurs, il est retenu qu'à l'horizon 2028, 9 agences **secondaires** seront déployées dans les chefs-lieux de département, et dans les départements de grande étendue (le département de Tambacounda) au niveau des chefs-lieux d'arrondissement comme il figure dans le graphique ci-dessous. Ces agences secondaires seront coiffées par 4 agences principales (Kaffrine, Kougheul, Tambacounda et Kédougou).

A l'horizon 2028, les agences compteront pour 140 agents. La direction commerciale qui est chargée de leur gestion comptera pour 16 agents.

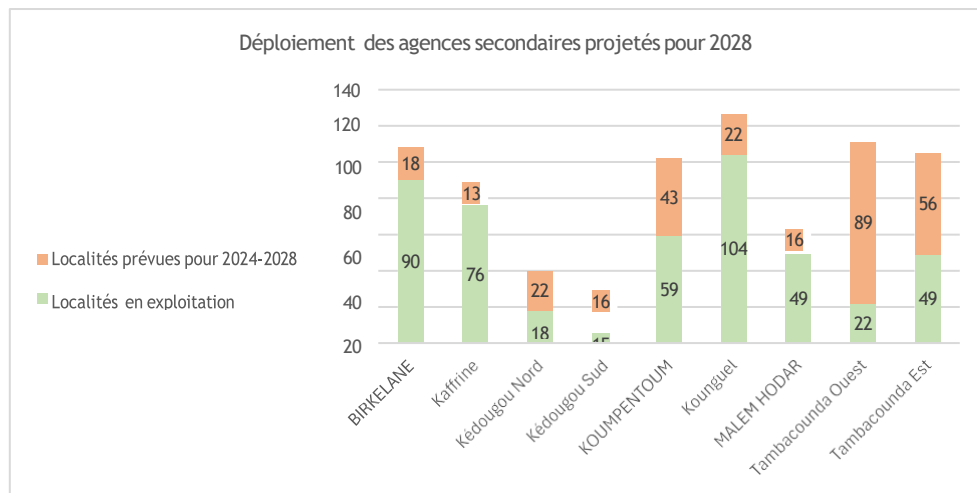


Figure 3: Nombre de villages par agence à l'horizon 2028.

- **La décentralisation de la maintenance (46 agents)**

Ayant constaté qu'avec les contraintes liées à l'électrification de nouvelles localités, les agences régionales n'arrivaient pas à exécuter correctement les programmes de maintenance ainsi que les dépannages. Ce déficit conduisait à un nombre important d'interruption de service et a conduit à déployer des départements de maintenance rattachés à la direction technique de l'entreprise.

La mission des 2 départements est de mettre en œuvre les plans de maintenance préventive des infrastructures, et d'assurer la maintenance curative le cas échéant. Chaque département d'exploitation compte 2 unités qui elles-mêmes comptent 2 équipes chacune. Ce nombre pourra varier selon l'avancement de l'électrification. Ces deux départements compteront pour 46 agents au sein de la direction technique qui totalise 63 agents.

Les interventions des équipes sont diverses ; sur le préventif, il s'agit principalement du suivi et de la maintenance des réseaux (en particulier des transformateurs), ainsi que du suivi des centrales solaires. Il s'agit aussi de la préparation de la période hivernale avec ses aléas. Les interventions curatives sont nombreuses et variées, allant des lignes à terre aux changements de transformateur ou de DHP pour le réseau. Pour le solaire il s'agira principalement de l'entretien périodique des champs solaires, des

coffrets électriques, des bancs de batteries, des changements des composants électroniques, du rétablissement de la connectivité etc.

- **Le SMARTGRID ou la proximité intelligente**

Le développement du SMARTGRID ou réseau intelligent vient compléter la stratégie de réduction des distances et donc des délais et ressources d'intervention. Le SMARTGRID de ERA a été lancé à partir de 2020 en test, et validé en 2022. Son développement va se poursuivre dans le quinquennat 2024- 2028. Plusieurs fonctionnalités sont intégrées dans ce concept de SMARTMETERING qui contribuent à améliorer la qualité de service. Entre autres fonctionnalités, on peut citer :

- Le comptage intelligent : Il a été introduit avec le prépaiement en faisant le choix de déployer des compteurs communicants qui, en plus de permettre la mise en œuvre du prépaiement, maintient la connexion des compteurs avec le système. A cet effet, il est installé dans chaque village un concentrateur de données (DCU) interfaçant avec les compteurs par fréquence radio. Les concentrateurs communiquent avec le système de gestion par liaison GPRS.
- Le prépaiement est ainsi mis en œuvre selon le schéma ci-dessous. L'avantage du comptage intelligent par rapport au système off line est qu'il permet d'assurer un suivi au quotidien de la consommation des usagers, lesquels usagers ne sont pas tenus de saisir les codes de recharge d'énergie car ces derniers sont directement envoyés aux compteurs.

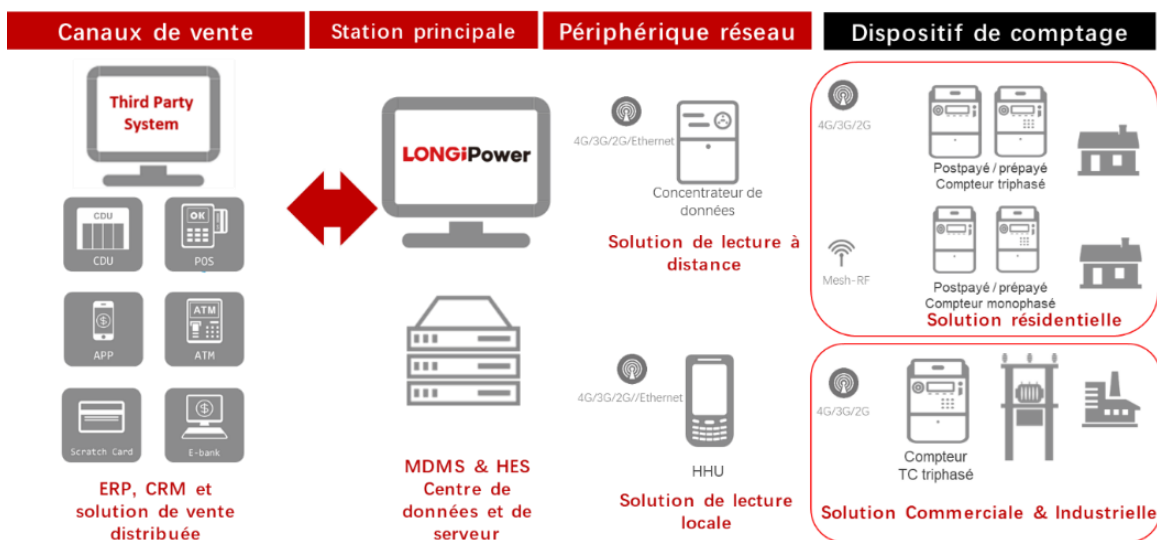


Figure 4: Fonctionnement du comptage intelligent et du prépaiement de ERA.

- Le réseau intelligent : Dans le prolongement du comptage intelligent, la notion de réseau intelligent est comprise ici comme étant le dispositif de suivi de la distribution quantitative et technique de l'électricité. Ce dispositif permet de factualiser les pertes de distribution et d'orienter les mesures à prendre. Il permet également d'assurer le suivi de la saturation du réseau de distribution ainsi que des transformateurs, et il permet enfin de contrôler les quantités et la qualité de l'énergie injectée sur le réseau. C'est un instrument indispensable de contrôle de la qualité de service et de lutte contre les pertes de distribution qui nécessite l'installation de compteurs spéciaux et de détecteurs divers sur le réseau.

- La supervision et la télégestion des centrales solaires est le troisième maillon du SMARTGRID en cela qu'il permet d'assurer le suivi du fonctionnement des nombreuses centrales solaires et d'anticiper les pannes. L'objectif principal que ERA cherche à atteindre, est d'intégrer l'ensemble des centrales solaires provenant de programmes différents et donc avec des spécifications propres, dans un seul et unique système de gestion. Ce système est encore au stade d'essai et devrait être finalisé durant le quinquennat 24-28.

✚ Le développement des systèmes d'informations

Comme il est démontré précédemment concernant le SMARTGRID, la place des systèmes d'informations dans l'entreprise est stratégiquement sensible. Ces systèmes sont soit développés par ERA ou acquis auprès de fournisseurs et adaptés à l'activité. Ils permettent à l'entreprise de réaliser des gains de temps importants, des gains d'efficacité par les automatismes mis en place, mais aussi par les outils décisionnels pointus (tableau de bord etc.).

La direction des systèmes d'informations sera composée de 14 personnes à l'horizon 2028. Elle a une mission de développement, de mise à jour et de maintenance des systèmes et des infrastructures.

Elle apporte également un support important à toutes les directions de l'entreprise en fournissant les outils nécessaires à l'efficacité de leur fonctionnement.

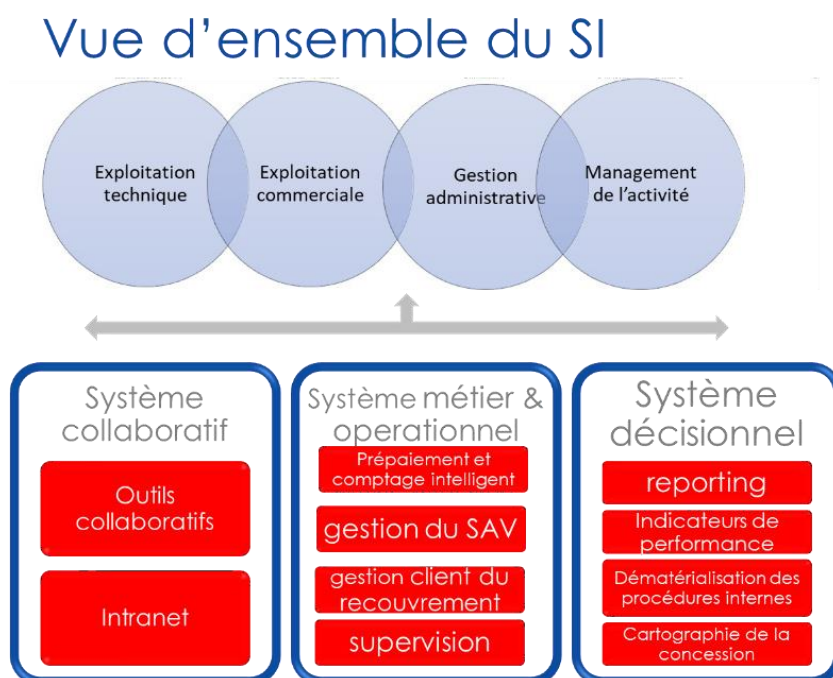


Figure 5: La cartographie des systèmes d'informations de ERA

✚ La fonction administrative et financière :

Comme pour toute entreprise elle est l'épine dorsale de l'organisation et se développera au fur et à mesure du développement de l'activité. Après la création du département des ressources humaines en 2022, celui-ci se développera d'ici 2028 avec l'évolution des effectifs de l'entreprise. Un département de contrôle de gestion sera créé dans la période à venir.

Le management de l'entreprise

Le développement de l'activités de l'entreprise incite à créer des fonctionnalités nouvelles qui sont initialement dilués au sein des directions ou de la direction générale. Ainsi, trois départements nouveaux seront mis en place à l'horizon 2028 afin d'assurer des fonctions spécifiques.

Le département QHSE, qui est déjà mis en place, vient renforcer les exigences en qualités, en hygiène, en sécurité et en matière de respect de l'environnement.

- **En matière de qualité** : afin d'assurer une bonne conformité du fonctionnement de l'entreprise avec les exigences du service public de la distribution d'électricité dans le respect des attentes des différents intervenants, il a été mis en place une politique de qualité. Dans cette perspective, un manuel de qualité décrivant les processus et procédures qui régissent le fonctionnement de l'entreprise a été mis en place et fait régulièrement l'objet de révision.

Dans le principe, l'activité est organisée en deux processus opérationnels, techniques et gestion de la clientèle. Ces processus centraux sont appuyés par des processus support qui encadrent l'administration et les finances, les systèmes d'informations et les achats. L'ensemble de ces activités opérationnelles et support sont organisées par un processus management qui traite de la gestion de l'entreprise, de la qualité, la sécurité et l'environnement, des projets et de l'audit des activités.

A l'horizon 2025, l'entreprise prévoit, après la revue des processus, de passer en certification ISO 9001 version 2015. Cette démarche, tout en donnant au maître d'ouvrage la garantie du bon fonctionnement du service public, permettra aussi à l'entreprise de mettre en confiance les partenaires financiers dont l'intervention dans le développement de l'activité est indispensable.

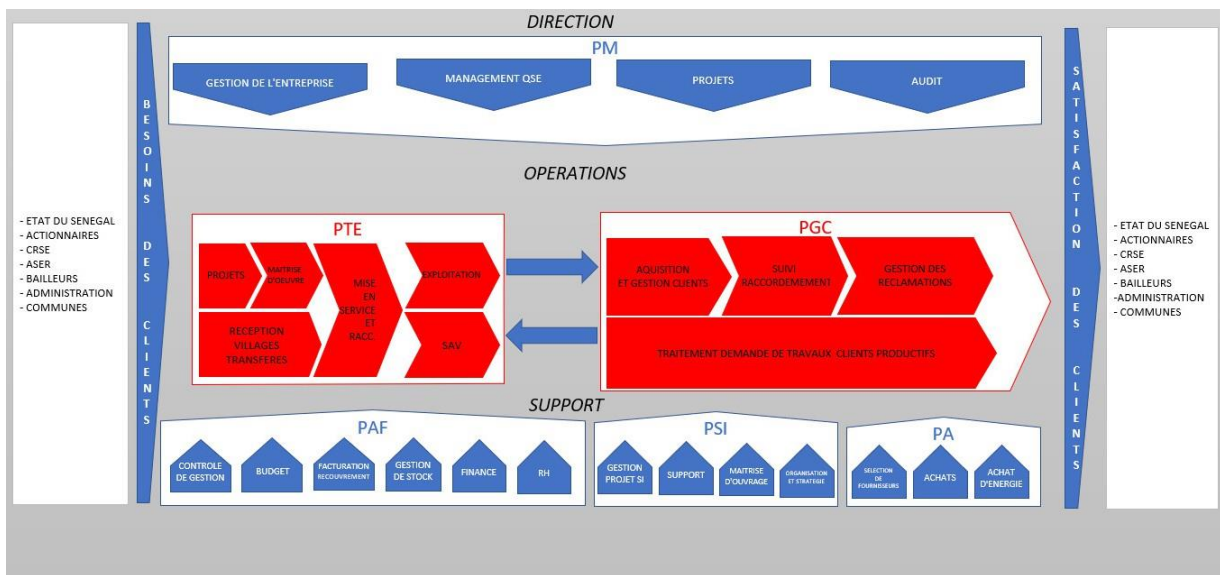


Figure 6: Cartographie des processus de ERA.

- **La sécurité** est par principe le premier maillon de l'organisation de l'entreprise et de son activité. Ainsi, pour répondre aux normes générales de sécurité et de celles liés aux métiers de la distribution, le sujet de la sécurité a été consolidé dans l'entreprise depuis 2022, avec la mise en place d'une politique de sécurité déclinée

par la création et la diffusion d'une Charte Santé et sécurité au travail, ainsi que la mise en place récente d'un Comité Hygiène Santé et sécurité au Travail.

La résultante de cette action est l'organisation de formations renouvelées périodiquement, ainsi que l'acquisition d'équipements individuels et collectifs conformes aux conditions d'intervention ainsi que de moyens d'intervention plus conformes aux normes actuelles tels que les pickup nacelle pour les interventions en hauteur.

Ces moyens seront regroupés dans les investissements d'exploitation présenté plus bas ainsi que dans les hypothèses présentées dans le fichier EXCEL joint.

- **La gestion environnementale** s'inscrit dans le cadre du plan de gestion environnement et social mis en place par ERA après la validation du ministère en charge de l'environnement.

Les départements de l'audit et des achats seront mis en place dans la période 24-28

- **Les hypothèses relatives aux ressources humaines :**

La mise en œuvre de l'organigramme cible portera les effectifs de ERA à 249 personnes à l'horizon 2028. Il s'agit donc plus qu'un doublement des effectifs qui sont de 104 en 2024 plus une dizaine de postes ouverts en attente de candidats. Mais cette évolution marque un changement de palier qui aurait dû être effectué depuis 2019, mais retardé pour différentes raisons.

Ainsi, sur les 249 personnes prévues dans l'organigramme cible de 2028, 204 personnes seront affectées à l'activités de proximité, c'est-à-dire dans les agences et les départements d'exploitation. Par ailleurs, le personnel de l'entreprise sera composé de cadres pour 11%, d'agents de maitrise pour 21% et à 68% pour des agents.

La répartition par direction des effectifs figure dans le graphique ci-dessous et permet de visualiser l'importance des activités opérationnelles dans les effectifs de l'entreprise.

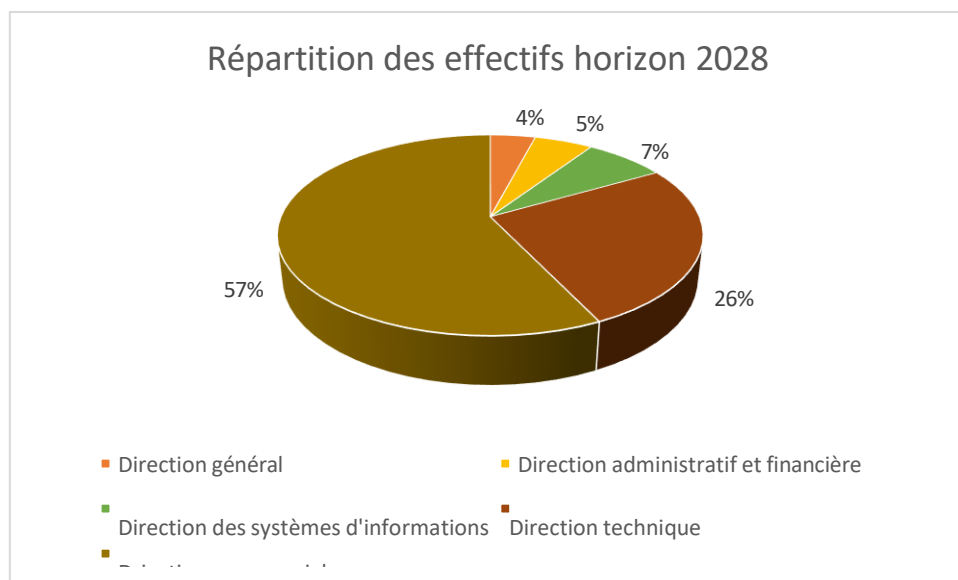


Figure 7 : Répartition des effectifs par direction

La ressource humaine compte parmi les plus difficiles à maîtriser dans l'entreprise. D'un côté les besoins sont croissants avec l'effet volume et le nombre d'utilisateurs, l'effet spatiale avec une électrification plus élargie, sans oublier les exigences découlant des normes fixées par l'autorité concédante.

Mais d'un autre côté, la mobilisation de cette ressource est rendue difficile par la faible attractivité des postes, du fait de l'éloignement relatif de la concession, de la rudesse du climat, et de la ruralité de l'activité. Ces difficultés se manifestent aussi bien dans le recrutement des compétences, que dans le maintien des personnels qui, après avoir valorisé leur CV des bonnes références que procurent l'activité de ERA, trouvent des postes plus attractifs financièrement et géographiquement.

Des mesures spécifiques ont été prises par l'entreprise afin d'être plus attrayante, après la mise en place d'une Gestion Prévisionnelle des Emplois et Compétences (GPEC) qui a été initiée en 2021 afin de définir une politique RH adaptée et durable. Celle-ci a abouti à la mise en place de plusieurs actions parmi lesquelles :

- Le recrutement interne qui permet d'offrir des perspectives de carrière élargies ; cependant sa mise en œuvre nécessite une politique de formation souvent individualisée.
- Un système de promotion interne qui, s'appuyant sur le système d'évaluation de l'entreprise, permet de réduire l'immobilisme hiérarchique.
- Et enfin, afin de rendre tout cela possible, l'entreprise a adopté une nouvelle politique salariale mise en place en 2024 et qui se décompose en deux grands éléments :
- Sur la partie salaire, pour chaque catégorie conventionnelle, l'introduction des échelons rattachés à un niveau de rémunération. Ainsi, alors que le salaire de base pour une catégorie reste conforme à la convention collective et identique pour les personnes appartenant à cette catégorie, les échelons (et niveau de rémunération) dans la même catégorie seront rattachés au sursalaire. De 26 positions sur la base des catégories conventionnelles, la nouvelle grille comprend 56 positions sur la base des échelons.
- Pour la partie primes et indemnités, certaines sont généralisées et couvrent le logement, l'effet climat (et ses conséquences sur les charges en électricité), d'autres sont spécifiques à certains emplois (la prime de caisses, de responsabilité, de représentativité, d'astreinte et d'éloignement).

Ainsi donc, entre 2024 et 2028, alors que l'effectif RH de l'entreprise augmentera de 139%, la masse salariale augmentera de 92% passant de 854 à 1.638 millions de FCFA.

c. Les hypothèses d'investissements :

- Les investissements relatifs à l'électrification.

Il s'agit ici des investissements découlant des normes et obligations concernant les villages à électrifier, ceux devant faire l'objet d'une densification ou d'un renforcement de réseau et enfin le renouvellement des composantes des centrales solaires.

Pour les villages à électrifier les quantités de référence sont : 1 km de ligne MT pour le raccordement du village, avec un transformateur de type H61 et ses accessoires et 3 km de ligne BT ce qui représente 44 km de ligne HTA, 44 postes H61 et 132 km de lignes BT.

	Qté	Nouveaux	Renouvellement / Extension	Renforcement	TOTAL
RESEAU		5 507 808	1 641 350	815 041	7 664 166
Transport					
Lignes MT	44 km	915 506	0	0	915 506
Poste H61	104	427 071	0	338 700	765 771
DHP	104	30 146	0	40 644	70 790
Distribution					
Lignes BT (en Km)	367	1 484 604	1 641 350	435 697	3 561 651
Panneau (S4) et compteur		851 097			851 097
Panneau de comptage MT	15	178 393	0	0	178 393
Compteurs TC SMART GRID	364	235 164	0	0	235 164
DCU pour compteurs prépaiement	364	82 854	0	0	82 854
Raccordement clients	15736	625 821	0	0	625 821
T1 (comptage Sénélec)	432	454 964	0	0	454 964
Abonnement Sénélec/ village	193	222 188,5			222 189
CENTRALES SOLAIRES			6 012 720		6 012 720
Renouvellement Parc batteries					
15kWc	17	0	606 965		606 965
30kWc	41	0	3 008 005		3 008 005
45kWc	18	0	2 009 175		2 009 175
Renouvellement électronique					
15kWc (1 onduleur et 3 onduleurs chargeurs)	9		151 190		151 190
30kWc (2 onduleurs et 6 onduleurs chargeurs)	7		237 385		237 385
45kWc (3 onduleurs et 6 onduleurs chargeurs)	0		-		-
TOTAL					13 676 616

Le montant total des investissements d'électrification est de 13,976 milliards de F CFA.

- Les autres investissements
 - L'immobilier :

Les locaux de direction générale et des agences de l'entreprise ont jusqu'ici été loués. Ce sont tous des bâtiments destinés à l'habitat qui n'obéissent pas aux normes de sécurité relatives aux bâtiments recevant du public, notamment en matière de sécurité incendie. Par ailleurs ils ne sont pas configurés comme espace de travail et ne permettent pas une installation efficace des services.

Par ailleurs ses bâtiments ne permettent pas l'installation d'ateliers, de salles de formation et surtout de hangar pour le stockage des matériels électriques. Le problème du stockage est une question particulière par la nature des produits à stocker, dans leur volume important (poteaux, transformateurs ou tourets de câbles, jusqu'ici posés sur la voie publique et dans les localités), leur valeur (compteurs, électronique de puissance), dans leurs caractère inflammable (batterie), etc.

C'est pour cette raison, qu'un projet immobilier de 690 M de FCFA est prévu pour le quinquennat et concernera le site de Tambacounda avec la direction générale et l'agence principale de Tambacounda. Le projet sera poursuivi pour les agences régionales et départementales dans le prochain quinquennat.

- **La mobilité :**

La mobilité est un maillon clé du fonctionnement de la concession. Pour la période 24-28 le parc automobile sera de 35 pickup, 1 camion grue et 4 pickup nacelles.

Tableau 6: Coûts d'investissements de mobilité.

N°	Nature	Quantité	Prix total (KFCFA)	Observations
1	Véhicules pickup	35	-/-	Pris en leasing
2	Camions Grues (8,5 T)	1	82 591	
3	Pickup Nacelles	4	132 900	

ERA dispose déjà d'un camion grue de 10 T. Ce dernier est d'une très grande utilité dans la logistique et le levage et permet d'être plus réactif face aux besoins fréquents. Cependant cette seule grue, initialement prépositionnée à Kaffrine est assez fréquemment utilisée et ne peut couvrir les besoins sur les autres régions que dans un délai déraisonnable. C'est pour cette raison qu'une deuxième grue est nécessaire au prix de 82MFCFA. Le camion grue de 8.5 T que ERA prévoit d'acquérir est le matériel adéquat pour le levage des poteaux béton pour les postes H61 qui pèsent 3 T. La fiche technique du camion grue est jointe en annexe 1 du présent document.

Les pickups nacelles constituent également un outil indispensable pour les interventions en hauteur dans la rapidité et la SECURITE. ERA enregistre des chutes et nombreuses autres difficultés dans les interventions en hauteur. Il a été jugé nécessaire de réduire le risque de chute par l'acquisition de ce moyen, pour chacune des 4 agences principales à raison de 33 millions l'unité.



Figure 6 : Pickup nacelle

- **L'informatique :**

Comme il a été évoqué , les investissements sur l'informatique représenteront 254 M FCFA compte non tenu des ordinateurs individuels. Sur le plan matériel, il s'agira pour l'essentiel de serveurs et d'équipement divers, notamment de réseau . Des logiciels, licence de logiciels, application de sécurité etc. seront également acquis.

- **La sécurité**

En dehors des équipements de protection individuels comme collectifs, la sécurité comptera pour 22 M FCFA.

- **Les moyens généraux :**

Ils comptent pour 136 M FCFA et incluent pour l'essentiel de l'ameublement et équipement de bureau, des installations électriques de secours pour les bureaux de ERA.

d. Les hypothèses relatives aux usagers :

- La classification des usagers.

Il est ressorti de la note sur la première consultation publique qu'une cohabitation apparemment difficile existe entre la classification des usagers telle que considérée dans le contrat de concession et dans le modèle tarifaire, les forfaits, et la classification mise en place par ERA à la suite des mesures transitoires de l'harmonisation tarifaire, avec la suppression des forfaits.

L'équivalence entre ce deux classifications est résumée ci-dessous :

Tableau 7: Classification de la clientèle.

Types	Classification forfait	Classification harmonisation
Usagers Domestiques	S1	Domestique petite puissance monophasé (DPPM)
	S2	
	S3	Domestique moyenne puissance monophasé (DMPM)
	S4	
Usagers sociaux productifs	S4 non moteurs	Social moyenne puissance monophasé (SMPM)
		Productif moyenne puissance monophasé (DMPM)
	S4 autre moteur	Productif moyenne puissance triphasé (PMPT)
	S4 pompage	Productif grande puissance triphasé (PGPT)
Usagers communautaires	Eclairage public	Social moyenne puissance monophasé EP (SMPM-EP)

Cependant, en particulier dans les localités raccordées au réseau, il est évident que les usagers domestiques ne limitent pas leurs consommations mensuelles ou bimestrielles aux forfaits sur la base desquels le mode de calcul du tarif est basé. C'est pour cette raison qu'une ligne « recharge supplémentaire » est ajoutée sur le calcul des clients domestiques afin que la constitution du chiffre d'affaires ainsi que des achats d'électricité soient calculés sur une base réaliste.

Tableau 18 : hypothèse de consommation mensuelle.

(1) Réseau interconnecté			Puissance (Watt)	Energie (kWh/mois)
Usagers Payants Domestiques		S1	50	12
	DPPM	S2	90	22
	DMPM	S3	180	44
		S4	957	67
		Recharge supplémentaire		63
Usagers payant sociaux productifs	SMPM	S4 non moteurs	2 871	72
	PMPM		2 871	
	PGPT	S4 pompage	17 178	2 360
	PMPT	S4 autre moteur	11 452	302
Usagers communautaires	SMPM-	Eclairage public	2 871	204

Tableau 18' : hypothèse de consommation mensuelle

(2) Réseau isolé avec mini centrale			Puissance (Watt)	Energie (kWh/mois)
Usagers Payants Domestiques		S1	50	12
	DPPM	S2	90	22
	DMPM	S3	180	44
		S4	383	38
Usagers payant sociaux productifs	SMPM	S4 non moteurs	383	45
	PMPM		-	
	PGPT	S4 pompage	-	0
	PMPT	S4 autre moteur	-	0
Usagers communautaires	SMPM-	Eclairage public	2 871	46

IV. La demande

a. La clientèle

En tenant compte du périmètre en fin 2023, des normes et obligations et des hypothèses de consommation, la demande est présentée ci-dessous. Dans le but de faire des projections réalistes aussi bien en termes de client que d'énergie consommée, nous avons procédé au nettoyage de la base client au 24-07-2024 en ne considérant que :

- Les clients en service
- Les clients en attente de raccordement
- Les clients coupés depuis 1 an au plus.

Il y a toutefois lieu de préciser que pour des raisons liées à la précarité de la technologie du kit solaire et des retours d'expériences négatifs, les clients issus des localités alimentés par kit solaire ne sont pas pris en compte dans la projection de la demande.

La répartition de la clientèle par technologie est présentée aux tableaux 18 et 19 ci-dessous.

- Réseau interconnecté

Tableau 19 : clients alimentés par réseau interconnecté

		Niveau de service	Niveau de Puissance	2024	2025	2026	2027	2028
Usagers Payants Domestiques		S1	5A	7 492	7 806	8 374	8 898	9 422
	DPPM	S2	5A	2 747	2 862	3 071	3 263	3 455
	DMPM	S3	5A	4 495	4 683	5 024	5 339	5 653
		S4	5A-10A	10 239	10 668	11 445	12 161	12 877
Usagers payant sociaux productifs	SMPM	S4 non moteurs	15A	1 543	1 608	1 725	1 833	1 941
	PMPM		15A					
	PGPT	S4 pompage	>30A	112	117	125	133	141
	PMPT	S4 autre moteur	<30A	1 150	1 199	1 286	1 366	1 447
Usagers communautaires	SMPM-EP	Eclairage public (par contrat)	15A	281	292	314	333	353
Total				28 056	26 235	31 364	33 326	35 288

- Réseau isolé avec mini centrale

Tableau 20 : clients alimentés par mini centrale solaire

		Niveau de service	Niveau de Puissance	2024	2025	2026	2027	2028
Usagers Payants Domestiques		S1	5A	1 048	1 085	1 245	1 404	1 564
	DPPM	S2	5A	1 048	1 085	1 245	1 404	1 564
	DMPM	S3	5A	1 647	1 706	1 956	2 207	2 457
		S4	5A-10A	-	-	-	-	-
Usagers payant sociaux productifs	SMPM	S4 non moteurs	15A	39	40	46	52	58
	PMPM		15A					
	PGPT	S4 pompage	>30A	-	-	-	-	-
	PMPT	S4 autre moteur	<30A	-	-	-	-	-
Usagers communautaires	SMPM-EP	Eclairage public (par contrat)	15A	77	80	92	103	115
Total				3 858	3 666	4 583	5 170	5 757

b. L'énergie livrée (MWH)

Tel que présenté sur le tableau N°17 ci-dessus, et afin de mettre en cohérence l'énergie livrée par rapport à la typologie des clients domestiques, la consommation moyenne mensuelle des clients S4 initialement de 67 kWh a été portée à 130 kWh afin d'absorber les quantités communément appelées recharge supplémentaire.

Pour les catégories de clients productifs et communautaires, les consommations moyennes mensuelles de la période 2019-2023 sont retenues pour les projections.

L'énergie livrées par technologie est présentée aux tableaux 20 et 21 ci-dessous .

- Réseau interconnecté

Tableau 21 : Energie livrée chez les clients alimentés par réseau interconnecté

		Niveau de service	Niveau de Puissance	2024	2025	2026	2027	2028
Usagers Payants Domestiques		S1	5A	1 079	1 100	1 162	1 240	1 316
	DPPM	S2	5A	725	739	781	834	885
	DMPM	S3	5A	2 373	2 419	2 555	2 729	2 895
		S4	10A	15 972	16 279	17 197	18 366	19 482
Usagers payant sociaux productifs	SMPM	S4 non moteurs	15A	1 333	1 359	1 436	1 533	1 626
	PMPM		15A					
	PGPT	S4 pompage	>30A	3 178	3 239	3 422	3 654	3 876
	PMPT	S4 autre moteur	<30A	4 169	4 249	4 489	4 794	5 085
Usagers communautaires	SMPM-EP	Eclairage public	15A	687	700	740	790	838
TOTAL				26 517	30 084	31 781	33 636	36 004
TOTAL CUMULE				26 517	56 601	61 382	125 321	161 325

Soit un total cumulé de 161 325 Mwh livrés sur la période 2024-2028.

- Réseau isolé avec mini centrale

Tableau 22 : Energie livrée chez les clients alimentés par réseau isolé + mini centrale solaire

		Niveau de service	Niveau de Puissance	2024	2025	2026	2027	2028
Usagers Payants Domestiques		S1	5A	151	153	167	190	213
	DPPM	S2	5A	277	281	306	348	390
	DMPM	S3	5A	869	884	961	1 093	1 226
		S4	10A	0	0	0	0	0
Usagers payant sociaux productifs	SMPM	S4 non moteurs	15A	21	21	23	26	29
	PMPM		15A					
	PGPT	S4 pompage	>30A	0	0	0	0	0
	PMPT	S4 autre moteur	<30A	0	0	0	0	0
Usagers communautaires	SMPM-EP	Eclairage public	15A	43	43	47	54	60
TOTAL				1 360	1 383	1 504	1 711	1 618
TOTAL CUMMULE				1 360	2 743	4 247	5 658	7 876

Soit un total de 7 876 Mwh livrés sur la période 2024-2028.

V. Les coûts d'investissement

Les investissements projetés sur la période 2024-2028 s'élèvent à 16,9 milliards de francs CFA . Ils résultent des normes et obligations, ainsi que des hypothèses et coûts de références abordés plus haut dans ce documents. Ils sont répartis comme suit :

- 35% pour le renouvellement des batteries et de l'électroniques des 76 centrales photovoltaïques
- 42% pour l'électrification de 44 localités par raccordement au réseau , l'extension de réseau dans des localités en exploitation , le renforcement de réseau et/ ou de transformateur dans 60 localités exploitées ainsi que le raccordement des nouveaux clients prévu sur la période.
- 6% pour la partie HTA des 44 nouvelles localités (1 km/village)
- 7% pour les études et l'ingénierie
- 10% au titre des autres investissements

La figure ci-dessous ci - dessous donne la représentation graphiques de la répartition des investissements.

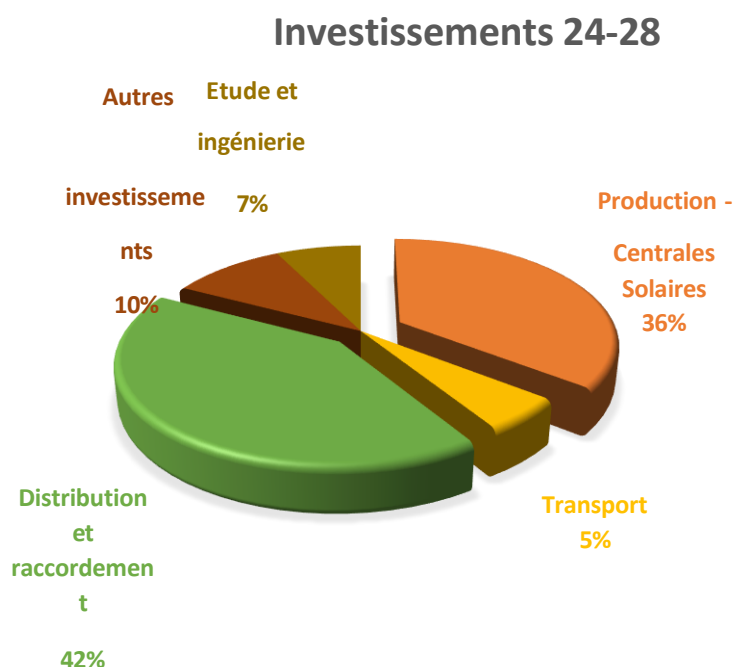


Figure 7 : Investissements 2024-2028

Les investissements sont également représentés dans les tableaux 23 à 25 ci-dessous selon qu'ils concernent des nouveaux projets, des renouvellements et/ou renforcements ou des extensions.

Tableau 23 : Nouveaux investissements de la période

INVESTISSEMENTS Nouveaux (en milliers de	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Production - Groupes Electrogènes	-	-	-	-	-	-
Production - Centrales Solaires	-	-	-	-	-	-
Transport	127 350	221 001	229 752	238 502	98 901	915 506
Distribution et raccordement	960 902	690 239	1 045 155	1 071 334	824 672	4 592 302
Eclairage Public	-	-	-	-	-	-
Systèmes Solaires	-	-	-	-	-	-
Autres investissements	193 061	224 725	482 470	446 018	81 849	1 428 123
Etude et ingénierie	27 122	55 191	57 376	59 561	30 151	229 401

TOTAL	1 308 436	1 191 155	1 814 752	1 815 415	1 035 574	7 165 332
--------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

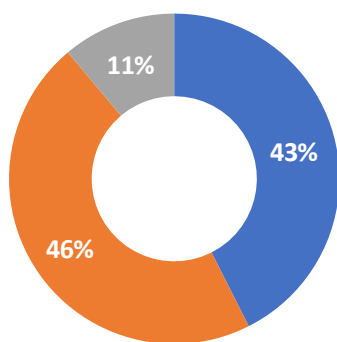
Tableau 24 : Investissement de renouvellement

INVESTISSEMENTS DE RENOUVELLEMENT (en milliers de FCFA)	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Production - Groupes Electrogènes	-	-	-	-	-	-
Production - Centrales Solaires	559 477	49 808	356 240	3 217 331	1 829 864	6 012 720
Transport	-	-	-	-	-	-
Distribution et raccordement	150 591	156 800	163 008	169 217	175 425	815 041
Autres investissements	32 525	19 889	24 604	33 307	105 027	215 352
Etude et ingénierie	85 208	24 793	62 310	406 386	240 635	819 331
TOTAL	827 801	251 290	606 162	3 826 241	2 350 950	7 862 444

Tableau 25 : Investissements d'extension de la période

COUTS D'INVESTISSEMENT Extension (en milliers de FCFA)	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Production - Groupes Electrogènes	-	-	-	-	-	-
Production - Centrales Solaires	-	-	-	-	-	-
Transport	-	-	-	-	-	-
Distribution et raccordement	260 750	325 800	338 700	351 600	364 500	1 641 350
Autres investissements	-	-	-	-	36 450	36 450
Etude et ingénierie	31 290	39 096	40 644	42 192	43 740	196 962
TOTAL	292 040	364 896	379 344	393 792	444 690	1 874 762

Investissements par type



■ INVESTISSEMENTS Nouveaux ■ INVESTISSEMENTS de renouvellement ■ INVESTISSEMENT Extension

Figure 8 : Investissements par type

VI. Les coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation sur la période 2024-2028 s'élèveront à 42,06 milliards répartis dans l'ordre comme suit :

- 64% pour les achats d'énergie,
- 16% pour les autres coûts de fonctionnement,
- 15% pour les dépenses de personnel,
- 4% pour les pièces et consommables
- 1% pour les aléas.

Ils découlent des hypothèses d'exploitation évoqués plus haut .

La figure ci-dessous donne la répartition graphique des différents coûts ci-dessus.

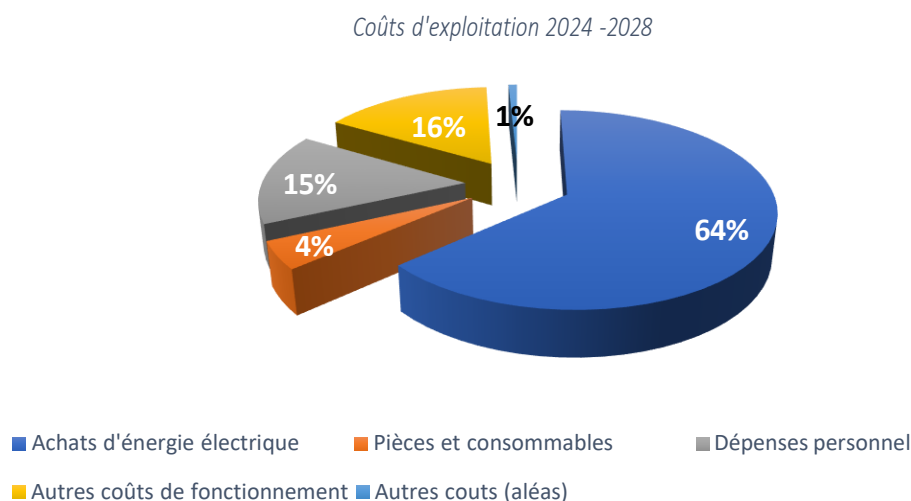


Figure 9 : Répartition coûts d'exploitation

a. Les achats d'énergie

Les achats d'énergie dépendent des projections de consommation fournies dans la section sur la demande, déduction faite des consommations des villages centrale PV.

Les conditions d'achat d'énergie sont évoquées dans la partie relative aux achats et à la distribution dans les hypothèses d'exploitation.

Le tableau ci-dessous fournit plus de détail sur les montant des différent paramètres considérés.

Tableau 26 : Achats Senelec de la période

	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028
Achats d'énergie électrique	4 860 818	4 687 258	5 274 554	5 637 126	5 683 814
Achats Senelec	3 537 912	3 605 891	3 809 234	4 067 988	4 315 391
Redevances fixes Senelec	75 167	78 809	88 652	98 495	107 919
TVA non déductible	439 254	447 962	473 879	506 533	537 757
Majoration transformateur	130 903	133 418	140 942	150 516	159 669
Pénalité Cosphi	212 275	216 353	228 554	244 079	258 923
Pertes de distribution	495 308	504 825	533 293	569 518	604 155

b. Les pièces et consommables

Le montant des pièces et consommables est déterminé en tenant compte de la valorisation aux coûts de références de ERA , des infrastructures transférées et celles réalisées par ERA . Le taux de 1% retenu dans les hypothèses a ensuite été appliqué au montant de la valorisation de ces infrastructures. Le tableau ci-dessous donne la répartition des montants.

Tableau 27 : Coûts pièces et consommables

	2024	2025	2026	2027	2028
Pièces et consommables	27G 126	306 327	374 714	448 066	51G 301
Production (Centrales Solaires)	123 306	130 526	166 625	202 725	238 824
Distribution	155 820	175 802	208 089	245 342	280 477

c. Les coûts du personnel

Les dépenses de personnel découlent de la mise en œuvre des hypothèses liées à l'organisation et au fonctionnement tel qu'évoqué à la partie ressources humaines dans les hypothèses d'exploitation ci-dessus (P. 20).

Le tableau ci-dessous présente les coûts pour ce poste .

Tableau 28 : Dépenses de personnel

	2024	2025	2026	2027	2028
Dépenses personnel	854 823	1 078 160	1 311 788	1 520 367	1 638 626
Direction générale	121 377	151 611	155 337	166 774	166 774
Direction Administrative et financière	97 839	117 488	117 488	123 318	123 318
Direction des systèmes d'information	134 022	181 059	259 417	321 789	339 074
Direction Technique	95 376	120 114	138 172	144 003	149 833
Direction Commerciale	305 275	406 952	506 939	600 059	668 686
Charges Sociales Patronales	100 935	100 935	134 436	164 455	191 243

d. Les autres coûts de fonctionnement

Les autres coûts de fonctionnement prennent en compte les dépenses de fonctionnement classiques mais également celles liées à la location des véhicules d'exploitation en leasing.

Le tableau ci-dessous donne plus de détail sur la composition de ce poste de dépense.

Tableau 29 : Autres coûts de fonctionnement

	2024	2025	2026	2027	2028
Autres coûts de fonctionnement	1 175 418	1 123 664	1 351 317	1 384 084	1 586 363
Frais véhicules	1 082 230	1 030 055	1 417 703	1 488 002	1 600 012
Carburant	158 896	119 255	129 309	136 202	147 612
Maintenance	9 400	11 400	12 400	12 400	12 400
Autres frais généraux	1 007 122	333 003	1 203 007	1 235 482	1 423 352
Consommables bureau, outillage, téléphone, etc.	257 786	221 925	290 450	318 637	347 603
Formation	76 732	37 303	146 684	-	190 350
Honoraires de gestion	9 405	9 405	9 405	9 405	9 405
Assurance	69 781	76 582	93 679	112 017	129 825
Fiscalité	28 397	38 940	39 947	40 502	38 857
Redevances	30 680	41 262	42 024	42 830	43 685
Location de bureau	55 728	67 728	70 728	73 728	76 728
Leasing	176 065	256 503	298 830	342 098	354 623
Frais bancaires et frais prépaiement	44 896	24 471	47 046	138 707	98 496
Pertes sur créances clients	191 148	140 523	91 600	45 804	45 693
Personnel extérieur	49 682	68 997	71 387	74 246	79 742
Sécurité - incendie	2 783	3 603	3 658	3 713	3 768
Certification ISO	8 000	4 000	-	8 000	-
Coût de restauration impact environnemental	6 039	1 767	4 170	25 796	10 578

VII. Conclusion

Comme indiqué dans l'introduction et rappelé dans le corps du présent rapport, La concession KTK se développe sensiblement aussi bien en termes d'électrification qu'en termes d'exigences de qualité de service en lien avec le développement de la demande. Il ne s'agit donc plus uniquement d'agir sur le taux d'électrification par des programmes d'électrification de nouvelles localités. Cet indicateur étant binaire, il ne permet pas de mesurer le raccordement des ménages d'une localité. L'importance du taux d'accès qui prend en compte l'effectivité du raccordement des ménages ainsi que les indices de qualité de service (SAIDI et SAIFI) qui mesurent la durée et la fréquence des interruptions de service deviennent important.

Ainsi, ayant fait face aux demandes d'amélioration dans les localités déjà électrifiées pendant le quinquennat précédent, ERA a naturellement suggéré une orientation de son action pour le prochain quinquennat vers le traitement de ces demandes. Celles-ci supposent également une plus grande disponibilité des ressources matérielles, humaines et autres nécessaires en volume accru afin de faire également face à la demande nouvelle dans les localités qui seront électrifiées durant le prochains quinquennat.

Voilà en résumé les enjeux du développement du service public de la distribution d'électricité dans le prochain quinquennat. La mobilisation de ressources financières en volume plus important que par le passé sera nécessaire. Celle-ci ne pourront être mobilisée qu'aux conditions de rentabilité de l'activité (donc d'un tarif suffisamment rémunérateur), mais aussi de la disponibilité financière en lien avec le paiement constant des compensations dues par l'Etat.

Fait à Tambacounda le 1^{er} octobre 2024

Le Directeur Général



Annexe 1 :

Fiche technique grue

PALFINGER SANY



SPK 23500

- Equipped with load holding valves for safe crane operations
- High speed boom extension and retraction with Return Oil Utilization
- Optimized lifting performance with the use of high tensile steel and hexagonal boom design
- Lightweight yet robust construction according to European standards (EN 12999)
- Optional Overload Protection and Emergency Stop Button
- Professional installation solutions
- Suitable for installation on 3-axle trucks

23.0 mt
Max. lifting
moment

12.4 m
Max. outreach

ANNEXE2 : Liste des localités à électrifier par l'Etat dans la concession

No	REGION	DEPARTEMENT	COMMUNE	LOCALITE	ENTITES	PROJETS	TECHNO	POP	NB MENAGES 2028	RACCORDABLES 70%
1	KAFFRINE	KAFFRINE	DIAMAGADIO	KEUR NDIAGANE	PUMA	PUMA	Kits solaire	1087	125	88
2	KAFFRINE	KAFFRINE	DIAMAGADIO	MEO DIAWENE	PUMA	PUMA	Kits solaire	935	108	76
3	KAFFRINE	KOUNGHEUL	MISSIRAH WADENE	BAYTI MOUKHADAS	PUMA	PUMA	Kits solaire	76	9	6
4	KAFFRINE	KOUNGHEUL	MISSIRAH WADENE	DIAM DIAM (SARE KODE DIALLO)	PUMA	PUMA	Kits solaire	82	9	6
5	KAFFRINE	KOUNGHEUL	MISSIRAH WADENE	KAHENE DIOUMA	PUMA	PUMA	Kits solaire	52	6	4
6	KAFFRINE	KOUNGHEUL	MISSIRAH WADENE	KEUR BABOU DIOUF	PUMA	PUMA	Kits solaire	67	8	6
7	KAFFRINE	KOUNGHEUL	MISSIRAH WADENE	MAME DIARRA	PUMA	PUMA	Kits solaire	138	16	11
8	KAFFRINE	KOUNGHEUL	MISSIRAH WADENE	MINAL NDRAME	PUMA	PUMA	Kits solaire	106	12	8
9	KAFFRINE	KOUNGHEUL	MISSIRAH WADENE	NDIOBENE SEANE	PUMA	PUMA	Kits solaire	77	9	6
10	KAFFRINE	KOUNGHEUL	MISSIRAH WADENE	THISSE	PUMA	PUMA	Kits solaire	119	14	10
11	KAFFRINE	KOUNGHEUL	MISSIRAH WADENE	TOUBA VERE AIRE	PUMA	PUMA	Kits solaire	189	22	15
12	KAFFRINE	KOUNGHEUL	MISSIRAH WADENE	VELINGARA DEMBA SOW	PUMA	PUMA	Kits solaire	79	9	6
13	KEDOUGOU	SALEMATA	ETHIOLO	H3 HAMDALAYE	PUMA	PUMA	Kits solaire	121	14	10
14	KEDOUGOU	SALEMATA	ETHIOLO	EKESSE	PUMA	PUMA	Kits solaire	200	23	16
15	KEDOUGOU	SALEMATA	ETHIOLO	GOUMON	PUMA	PUMA	Kits solaire	64	7	5

16	KEDOUGOU	SALEMATA	ETHIOLO	KOTE	PUMA	PUMA	Kits solaire	111	13	9
17	KEDOUGOU	SALEMATA	ETHIOLO	MBONG BASSARI	PUMA	PUMA	Kits solaire	53	6	4
18	KEDOUGOU	SALEMATA	ETHIOLO	MEDINA ARSAS	PUMA	PUMA	Kits solaire	100	12	8
19	KEDOUGOU	SALEMATA	ETHIOLO	MEDINA BOWE	PUMA	PUMA	Kits solaire	39	4	3
20	KEDOUGOU	SALEMATA	ETHIOLO	NGOPPOU	PUMA	PUMA	Kits solaire	111	13	9
21	KEDOUGOU	SARAYA	KHOSSANTO	H1 LEFAKHO	PUMA	PUMA	Kits solaire	64	7	5
22	KEDOUGOU	SARAYA	KHOSSANTO	H2 KOBOKHOTO	PUMA	PUMA	Kits solaire	21	2	1
23	KEDOUGOU	SARAYA	KHOSSANTO	H3 KEGNEBANDING	PUMA	PUMA	Kits solaire	40	5	4
24	KEDOUGOU	SARAYA	KHOSSANTO	MANDANKHOLI	PUMA	PUMA	Kits solaire	129	15	11
25	KEDOUGOU	SARAYA	KHOSSANTO	NIAMAYA	PUMA	PUMA	Kits solaire	87	10	7
26	KEDOUGOU	SARAYA	KHOSSANTO	TOUROKHOTO	PUMA	PUMA	Kits solaire	231	27	19
27	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	DARSALAM NIEMENIKE	MCA	MCA	Reseau	335	39	27
28	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	LABOYA (MEDINA COUTA II)	MCA	MCA	Reseau	1562	180	126
29	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	MADINA BAOUSSOU (MADINA MISSIRAH)	MCA	MCA	Reseau	293	34	24
30	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	MADINA NIEMENIKE	MCA	MCA	Reseau	267	31	22
31	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	MADINA SOKO	MCA	MCA	Reseau	100	12	8
32	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	MAMBOYA DIALIKO	MCA	MCA	Reseau	52	6	4
33	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	MEDINA TOUNTY (MEDINA DEPOT)	MCA	MCA	Reseau	338	39	27
34	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	MISSIRAH DAMANTAN	MCA	MCA	Reseau	119	14	10
35	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	WAKILARE DAMANTAN	MCA	MCA	Reseau	33	4	3
36	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	BIRA (BIRA TABA)	MCA	MCA	Reseau	1168	134	94
37	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	NEMA I (NEMA SAMBA)	MCA	MCA	Reseau	164	19	13

38	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	SAAL	MCA	MCA	Reseau	653	75	53
39	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	SARE PATHE FOUGOULOU	MCA	MCA	Reseau	460	53	37
40	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	SITAOULE ISSAC	MCA	MCA	Reseau	455	52	36
41	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	VELINGARA YAYA (SITAOULE)	MCA	MCA	Reseau	384	44	31
42	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	KOUTHIA KOUROUMA	PUDC	200 villages	Reseau	189	22	15
43	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	N'DOGA BABACAR	NDEMOU GAYO	PUDC	201 villages	Reseau	327	38	27
44	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	N'DOGA BABACAR	NDEMOU GORDIOUBE	PUDC	202 villages	Reseau	247	28	20
45	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NIANI TOUCOULEUR	DIAMAGUENE SINE	PUDC	203 villages	Reseau	686	79	55
46	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NIANI TOUCOULEUR	TOUBA TERRES NEUVES (VILLAGE VIII)	PUDC	204 villages	Reseau	625	72	50
47	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	BADY	PUDC	205 villages	Reseau	466	54	38
48	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	OUASSADOU DEPOT	PUDC	206 villages	Reseau	1649	190	133
49	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	H1 DJINKORE MANFING	PUDC	207 villages	Reseau	118	14	10
50	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	THIARA (SINTHIOU YORO EDDE)	PUDC	208 villages	Reseau	495	57	40
51	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	BAMBA THIALENE	ELIHINA (KEUR THIERNO)	PUDC	209 villages	Reseau	818	94	66
52	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	BAMBA THIALENE	FASS NDIMBELANE	PUDC	210 villages	Reseau	1012	116	81
53	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	BAMBA THIALENE	MASSEMBE	PUDC	211 villages	Reseau	1482	170	119
54	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	BAMBA THIALENE	MISSIRAH KOLONTO (KOLONTO)	PUDC	212 villages	Reseau	754	87	61
55	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	BAMBA THIALENE	SARE ABDOULAYE	PUDC	213 villages	Reseau	407	47	33
56	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	KAHENE	KABA	PUDC	214 villages	Reseau	2855	328	230
57	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	KAHENE	KANTA	PUDC	215 villages	Reseau	1663	191	134
58	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	MERETO	FOULAKOLONG	PUDC	216 villages	Reseau	1184	136	95
59	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	MERETO	KEUR DAOU DA	PUDC	217 villages	Reseau	956	110	77
60	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	MERETO	NDIAMBOUR	PUDC	218 villages	Reseau	758	87	61
61	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	N'DAME	BOUSSOURA IV	PUDC	219 villages	Reseau	298	34	24
62	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	KOUTHIBA WOLOF	MISSIRAH MOURIDE	PUDC	220 villages	Reseau	358	41	29

63	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	KOUTHIBA WOLOF	TAIBA NDOMENE (KEUR SAMBA NDOME)	PUDC	221 villages	Reseau	141	16	11
64	KAFFRINE	KAFFRINE	DIOKOUL M'BELBOUCK	KOUTHIA	PUDC	222 villages	Reseau	543	62	43
65	KAFFRINE	KAFFRINE	DIOKOUL M'BELBOUCK	MARA	PUDC	223 villages	Reseau	1232	142	99
66	KAFFRINE	KAFFRINE	DIOKOUL M'BELBOUCK	MEO NDIOBENE	PUDC	224 villages	Reseau	1201	138	97
67	KAFFRINE	KAFFRINE	KATHIOTE	MBENE DIOUMA	PUDC	225 villages	Reseau	1008	116	81
68	KAFFRINE	MBIRKILANE	MABO	MEDINA KEUR BABOU	PUDC	226 villages	Reseau	356	41	29
69	KAFFRINE	MBIRKILANE	N'DIOGNICK	BOUNAKH	PUDC	227 villages	Reseau	98	11	8
70	KAFFRINE	KOUNGHEUL	LOUR ESCALE	ABISSAMKHONE OUOLOF	PUDC	232 villages	Reseau	126	14	10
71	KAFFRINE	KOUNGHEUL	LOUR ESCALE	DAROU DAME LAYE	PUDC	233 villages	Reseau	208	24	17
72	KAFFRINE	KOUNGHEUL	LOUR ESCALE	DAROU SALAM NGUEYENE (SANTHIE RAME)	PUDC	234 villages	Reseau	516	59	41
73	KAFFRINE	KOUNGHEUL	LOUR ESCALE	NGOUYE DIARAF MOURIDE	PUDC	235 villages	Reseau	1394	160	112
74	KAFFRINE	KOUNGHEUL	LOUR ESCALE	PAKALA MAKI GOUYE	PUDC	236 villages	Reseau	286	33	23
75	KAFFRINE	KOUNGHEUL	LOUR ESCALE	SOBEL DIAM DIAM	PUDC	237 villages	Reseau	508	58	41
76	KAFFRINE	KOUNGHEUL	MISSIRAH WADENE	MEDINA LAHINE (KEUR LAHINE MARA)	PUDC	238 villages	Reseau	298	34	24
77	KAFFRINE	KOUNGHEUL	MISSIRAH WADENE	MEO DIOBENE (MEO TRAVAUX)	PUDC	239 villages	Reseau	326	37	26
78	KAFFRINE	MALEM HODDAR	DAROU MINAM II	DEPE	PUDC	241 villages	Reseau	736	85	60
79	KAFFRINE	MALEM HODDAR	DAROU MINAM II	H2 KHELCOM FORAGE	PUDC	242 villages	Reseau	829	95	67
80	KEDOUGOU	KEDOUGOU	TOMBORONKOTO	TINKOTO TANDA ET MANDINGUE	PUDC	243 villages	Reseau	166	19	13
81	KEDOUGOU	KEDOUGOU	TOMBORONKOTO	H2 SEKHOTO	PUDC	244 villages	Reseau	94	11	8
82	KEDOUGOU	KEDOUGOU	DINDIFELO	DINDEFELLO	PUDC	245 villages	Reseau	1182	136	95
83	KEDOUGOU	SARAYA	MEDINA BAFFE	MEDINA BAFFE	PUDC	246 villages	Reseau	809	93	65
84	KEDOUGOU	SARAYA	KHOSSANTO	KHOSSANTO	PUDC	247 villages	Reseau	1123	129	90

85	KEDOUGOU	SARAYA	KHOSSANTO	H3 KEGNEBANDING KEGNE	PUDC	248 villages	Reseau	40	5	4
86	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	KOUSSANAR	BOKYLOTY (WOURO THIEDAL) (WOURO HAMA)	ASER	HUWAI	Mini-reseaux	265	30	21
87	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	KOUSSANAR	SINTHIOU GUEDY DIALLO (GOUREL GUEDOU)	ASER	BOAD	Mini-reseaux	63	7	5
88	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	MAYEL DIBY	ASER	BOAD	Mini-reseaux	157	18	13
89	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	SARE DOUNGUEL	ASER	BOAD	Mini-reseaux	75	9	6
90	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	SARE FARING (FARIKOUNDA)	ASER	BOAD	Mini-reseaux	605	70	49
91	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	SINTHIOU DIAOULI	ASER	BID	Mini-reseaux	138	16	11
92	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	SINTHIOU FARING	ASER	IRENA	Mini-reseaux	274	32	22
93	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MAKACOULIBATANG	SARE DIAME (PETEL)	ASER	IRENA	Mini-reseaux	294	34	24
94	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MAKACOULIBATANG	SARE DOULAYE (SINTHIOU DOULAYE)	ASER	BOAD	Mini-reseaux	279	32	22
95	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MAKACOULIBATANG	SINTHIOU DIOKA (SARE DEMBAYE)	ASER	BOAD	Mini-reseaux	277	32	22
96	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	N'DOGA BABACAR	BAMBAKO	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	291	33	23
97	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	N'DOGA BABACAR	BANY PELLY SISAO	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	102	12	8
98	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	N'DOGA BABACAR	BOBA (BOBA MANDING)	ASER	BID	Mini-reseaux	163	19	13
99	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	N'DOGA BABACAR	GOUBOU KOUNDA	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	298	34	24
100	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	N'DOGA BABACAR	SARE SOUNA II (SINTHIOU SOUNA)	ASER	BID	Mini-reseaux	626	72	50
101	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	N'DOGA BABACAR	SINTHIOU KOLINKA II	ASER	IRENA	Mini-reseaux	284	33	23
102	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	N'DOGA BABACAR	SINTHIOU SOUKA II	ASER	BOAD	Mini-reseaux	289	33	23

103	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	N'DOGA BABACAR	SOUTOUBA PEULH	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	446	51	36
104	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NIANI TOUCOULEUR	KOUSSALANG	ASER	OS_MYNA	Mini-reseaux	124	14	10
105	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NIANI TOUCOULEUR	LEBA	ASER	OS_MYNA	Mini-reseaux	137	16	11
106	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	AINOUMADY	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	209	24	17
107	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	BANTANCOLY	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	197	23	16
108	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	BANTANKOUNTOU	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	445	51	36
109	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	DIAKHABA PEULH	ASER	IRENA	Mini-reseaux	137	16	11
110	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	DIENOU DIALA	ASER	BOAD	Mini-reseaux	873	100	70
111	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	GAMON	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	198	23	16
112	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	LABOYA (MEDINA COUTA II)	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	1562	180	126
113	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	MADINA BAOUSSOU (MADINA MISSIRAH)	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	293	34	24
114	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	MANSADALA	ASER	HUWAI	Mini-reseaux	312	36	25
115	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	MISSIRAH DAMANTAN	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	119	14	10
116	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	NIONGHANI	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	184	21	15
117	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	H2 SARE NGABA	ASER	BOAD	Mini-reseaux	76	9	6
118	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	SOUNATOU	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	132	15	11
119	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	TAMBACOUNDA BOULOU	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	137	16	11
120	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	TENGHOTO	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	267	31	22
121	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	HAMDALLAYE (NDIAPALDE)	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	410	47	33

122	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	KOLONDIARA (GOUREL BOCAR)	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	564	65	46
123	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	MADINA BOULACOUNDA (GOUREL YOBA)	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	553	64	45
124	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	MEDINA MAMOUDOU (BARKAYEL)	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	339	39	27
125	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	MISSIRAH TABADIAN (B. SOUCOUTO) (B. TABADIANG)	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	822	95	67
126	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	FODECOUNDA ANSOU	ASER	BID	Mini-reseaux	381	44	31
127	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	FODECOUNDA SADIO	ASER	BID	Mini-reseaux	69	8	6
128	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	NEMATABA	ASER	BID	Mini-reseaux	125	14	10
129	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	KAHENE	FADIYA TENING	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	258	30	21
130	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	KOUTHIBA WOLOF	SINTHIOU THIAKHENE	ASER	AEE POWER	Mini-reseaux	434	50	35
131	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	PASS KOTO	BARINABE (SARE BARRY)	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	222	26	18
132	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	PASS KOTO	GUEUM YALLA PEULH	ASER	AEE POWER	Mini-reseaux	126	14	10
133	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	PAYAR	BELEL DIAMALA PEULH	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	229	26	18
134	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	PAYAR	BOKY SADA	ASER	BOAD	Mini-reseaux	936	108	76
135	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	PAYAR	DAROU KHOUDOSS I	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	125	14	10
136	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	PAYAR	DAROU MANNA	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	526	60	42
137	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	PAYAR	DAROU NAHIM (BOGUEL BOFFE)	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	488	56	39
138	KAFFRINE	KAFFRINE	BOULEL	DAROU KARIM	ASER	OS_MYNA	Mini-reseaux	125	14	10
139	KAFFRINE	KAFFRINE	KATHIOTE	BOFF I	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	443	51	36

140	KAFFRINE	KAFFRINE	DIAMAGADIO	HAMDALLAHI	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	515	59	41
141	KAFFRINE	MBIRKILANE	KEUR M'BOUKI	THYCATT OUOLOF	ASER	AEE POWER	Mini-reseaux	984	113	79
142	KAFFRINE	MBIRKILANE	MABO	DIAO SOUKOUM	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	117	13	9
143	KAFFRINE	MBIRKILANE	N'DIOGNICK	HAMDALAYE PEULH	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	209	24	17
144	KAFFRINE	KOUNGHEUL	IDA MOURIDE	SIBINAKHO	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	467	54	38
145	KAFFRINE	KOUNGHEUL	LOUR ESCALE	DAROU DAME LAYE	ASER	PUELEC 1- SAGEMCOM	Mini-reseaux	208	24	17
146	KAFFRINE	KOUNGHEUL	RIBOT ESCALE	DAROU KARIME	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	238	27	19
147	KAFFRINE	KOUNGHEUL	RIBOT ESCALE	HAFIA THIAMENE	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	274	32	22
148	KAFFRINE	KOUNGHEUL	RIBOT ESCALE	KOUNG KOUNG	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	195	22	15
149	KAFFRINE	KOUNGHEUL	RIBOT ESCALE	KOUNG KOUNG PEULH	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	158	18	13
150	KAFFRINE	KOUNGHEUL	RIBOT ESCALE	MAODO PEULH	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	321	37	26
151	KAFFRINE	KOUNGHEUL	RIBOT ESCALE	MEDINA MOUNAWARA	ASER	OS_MYNA	Mini-reseaux	684	79	55
152	KAFFRINE	KOUNGHEUL	RIBOT ESCALE	THIAKHATE MOURIDE	ASER	PUELEC 1- SAGEMCOM	Mini-reseaux	426	49	34
153	KAFFRINE	KOUNGHEUL	RIBOT ESCALE	TOUBA THIECKENE	ASER	PUELEC 1- SAGEMCOM	Mini-reseaux	514	59	41
154	KAFFRINE	KOUNGHEUL	GAINTHE PATHE	THIOBE NDIOUFENE	ASER	BID	Mini-reseaux	246	28	20
155	KAFFRINE	KOUNGHEUL	MAKA YOP	DIAM DIAM	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	97	11	8
156	KAFFRINE	KOUNGHEUL	MAKA YOP	NGAYENE	ASER	BID	Mini-reseaux	233	27	19
157	KAFFRINE	KOUNGHEUL	MISSIRAH WADENE	DIAM DIAM (SARE KODE DIALLO)	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	82	9	6
158	KAFFRINE	MALEM HODDAR	DAROU MINAM II	BOGNEDIE (SAM FATIM)	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	133	15	11

159	KAFFRINE	MALEM HODDAR	DAROU MINAM II	TOUBA NDENE	ASER	BID	Mini-reseaux	308	35	25
160	KAFFRINE	MALEM HODDAR	DAROU MINAM II	TOUBA NDIENGUENE	ASER	BID	Mini-reseaux	49	6	4
161	KAFFRINE	MALEM HODDAR	N'DIOUM N'GAINTH	BOGUEL	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	225	26	18
162	KAFFRINE	MALEM HODDAR	N'DIOUM N'GAINTH	DAROU NIANG	ASER	BID	Mini-reseaux	159	18	13
163	KAFFRINE	MALEM HODDAR	N'DIOUM N'GAINTH	MEDINA BOYGUEL	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	171	20	14
164	KAFFRINE	MALEM HODDAR	N'DIOUM N'GAINTH	MEDINA NDIAYENE (SANTHIE SAMBA NDIAYE)	ASER	BID	Mini-reseaux	308	35	25
165	KAFFRINE	MALEM HODDAR	DIANKE SOUF	TIP SALOUM	ASER	BID	Mini-reseaux	1030	118	83
166	KEDOUGOU	KEDOUGOU	TOMBORONKOTO	SIBIKILING	ASER	BID	Mini-reseaux	200	23	16
167	KEDOUGOU	KEDOUGOU	TOMBORONKOTO	TAMBANOUMOUYA	ASER	BID	Mini-reseaux	417	48	34
168	KEDOUGOU	KEDOUGOU	NINEFECHA	THIARMALEL	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	317	36	25
169	KEDOUGOU	KEDOUGOU	NINEFECHA	WOUROUDJE	ASER	HUWAI	Mini-reseaux	259	30	21
170	KEDOUGOU	SALEMATA	DAR SALAM	THIANGUETO (LEBAR)	ASER	GAUFF	Mini-reseaux	288	33	23
171	KEDOUGOU	SARAYA	MEDINA BAFFE	MEDINA BAFFE	ASER	BID	Mini-reseaux	809	93	65
172	KEDOUGOU	SARAYA	BEMBOU	BARABIRY	ASER	PUELEC 1-SAGEMCOM	Mini-reseaux	419	48	34
173	KEDOUGOU	SARAYA	BEMBOU	SABOUSSIRE (PONDALLA)	ASER	PUER 2023	Mini-reseaux	317	36	25
174	KEDOUGOU	SARAYA	MISSIRAH SIRIMANA	SAIENSSOUTOU	ASER	PUER 2023	Reseau	566	65	46
175	KEDOUGOU	SARAYA	MISSIRAH SIRIMANA	WANSANGARA	ASER	PUELEC 1-SAGEMCOM	Mini-reseaux	866	100	70
176	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	COM. TAMBACOUNDA	DIAMWELI I (SARE SILLY)	Senelec	Convention 20	Reseau	348	40	28

177	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	KOUSSANAR	KOUTHIA KOTO FARINDALA MANDINGUE	Senelec	Projet BEST	Reseau	477	55	39
178	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	KOUSSANAR	KOUTHIA KOTO FARINDALA PEULH	Senelec	Projet BEST	Reseau	279	32	22
179	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	KOUSSANAR	VELINGARA FERLO (OURO SEKOURO)	Senelec	Weldy	Reseau	93	11	8
180	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	H1 LAMBABOUGOU	Senelec	Projet BEST	Reseau	41	5	4
181	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	H1 SINTHIOU BOUBOU DEME COUNDA	Senelec	Projet BEST	Reseau	57	7	5
182	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	DIAMBODINA MANDINGUE	Senelec	Projet BEST	Reseau	115	13	9
183	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	LYCOUNDA MANDINGUE	Senelec	Projet BEST	Reseau	685	79	55
184	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	LYCOUNDA PEULH	Senelec	Projet BEST	Reseau	281	32	22
185	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	MADINA DIAM DIAM	Senelec	Projet BEST	Reseau	78	9	6
186	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	MAYEL DIBY	Senelec	Projet BEST	Reseau	157	18	13
187	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	PADA PEULH (SARE MBAYE)	Senelec	Projet BEST	Reseau	226	26	18
188	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	SADIO BOULOU PEULH	Senelec	Projet BEST	Reseau	99	11	8
189	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	SADIO BOULOU THIOMBEL	Senelec	Projet BEST	Reseau	155	18	13
190	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	SAMEKOUTA PEULH (SINTHIOU DIALLO)	Senelec	Projet BEST	Reseau	367	42	29
191	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	SARE DOUNGUEL	Senelec	Projet BEST	Reseau	75	9	6
192	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	SINTHIOU BALLA	Senelec	Projet BEST	Reseau	257	30	21
193	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	H1 GALLO BOUGOU	Senelec	Projet BEST	Reseau	106	12	8
194	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	THIAOR	Senelec	Projet BEST	Reseau	276	32	22
195	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	TOUBA NDAWENE	Senelec	Projet BEST	Reseau	15	2	1
196	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	VELINGARA SABARE	Senelec	Projet BEST	Reseau	173	20	14
197	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	VELINGARA SAMBA	Senelec	Projet BEST	Reseau	71	8	6
198	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MAKACOULIBATANG	TABADIANG SOUNA	Senelec	Convention 20	Reseau	415	48	34
199	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	N'DOGA BABACAR	NDEMOU GAYO	Senelec	Projet BEST	Reseau	327	38	27

200	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	N'DOGA BABACAR	SARE GUEDA	Senelec	Projet BEST	Reseau	108	12	8
201	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	N'DOGA BABACAR	SINTHIOU DAWA DIALLO	Senelec	Projet BEST	Reseau	163	19	13
202	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	H2 SINTHIOU KONKO	Senelec	Projet BEST	Reseau	108	12	8
203	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	HAMDALLAYE SALOUM SEYDI	Senelec	Projet BEST	Reseau	303	35	25
204	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	MEDINA ALY (SARE ALY)	Senelec	Projet BEST	Reseau	143	16	11
205	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	MOUNTOBOU (MOUNTOB)	Senelec	Projet BEST	Reseau	116	13	9
206	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	VELINGARA PONT	Senelec	Projet BEST	Reseau	107	12	8
207	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	H1 SINTHIOU BA (GALLI BA)	Senelec	Projet BEST	Reseau	102	12	8
208	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	BARKAYEL (COUMBA KOULOU)	Senelec	Projet BEST	Reseau	168	19	13
209	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	DIARRA (PANSANGUE MODY)	Senelec	Projet BEST	Reseau	66	8	6
210	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	FARABA	Senelec	PASE 2	Reseau	568	65	46
211	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	H1 TOUBA FARABA	Senelec	PASE 2	Reseau	3	0	0
212	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	FODECOUNDA ANSOU	Senelec	PAMACEL	Reseau	381	44	31
213	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	FODECOUNDA SADIO	Senelec	PAMACEL	Reseau	69	8	6
214	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	H1 POSTE DOUANE	Senelec	PAMACEL	Reseau	5	1	1
215	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	KANDERY DEMBA NDAO	Senelec	Projet BEST	Reseau	119	14	10
216	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	KOUNKOUBA	Senelec	PAMACEL	Reseau	413	47	33
217	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	NEMA MOUSSA	Senelec	Projet BEST	Reseau	62	7	5
218	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	NEMATABA	Senelec	PAMACEL	Reseau	125	14	10
219	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	OUNDOUNDOU DIAKHA	Senelec	Projet BEST	Reseau	142	16	11
220	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	OUNDOUNDOU MAKHAN	Senelec	Projet BEST	Reseau	121	14	10
221	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	PANSANGUE NDIOBO	Senelec	Projet BEST	Reseau	65	7	5
222	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	SARE MBANDY	Senelec	Projet BEST	Reseau	239	27	19
223	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	SARE NDOUKE	Senelec	Projet BEST	Reseau	112	13	9

224	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	SARE NIANA II (NIANACOUNDA)	Senelec	Projet BEST	Reseau	212	24	17
225	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	SARE SALOUM	Senelec	Projet BEST	Reseau	540	62	43
226	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	SINTHIOU DIECKA (DJINKORI BABA GALLE)	Senelec	Projet BEST	Reseau	52	6	4
227	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	SOCOUNDA (SARE BOURE, SARE SALOUM)	Senelec	PAMACEL	Reseau	457	53	37
228	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	SOUROUYEL	Senelec	PAMACEL	Reseau	990	114	80
229	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	TOUBA SARAHOLE	Senelec	PASE 2	Reseau	160	18	13
230	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETTE BOULOU	VELINGARA TOUNKE (SARE TOUNKE)	Senelec	Projet BEST	Reseau	193	22	15
231	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	BAMBA THIALENE	ELIHINA (KEUR THIERNO)	Senelec	Projet BEST	Reseau	818	94	66
232	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	BAMBA THIALENE	GOUBY GALAL	Senelec	Projet BEST	Reseau	123	14	10
233	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	BAMBA THIALENE	MEDINA THIALENE	Senelec	Projet BEST	Reseau	367	42	29
234	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	BAMBA THIALENE	NDIAGUENE (SARE COLY)	Senelec	Projet BEST	Reseau	138	16	11
235	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	BAMBA THIALENE	NDIALAL SAMBA (YALA SAMBA)	Senelec	Projet BEST	Reseau	131	15	11
236	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	BAMBA THIALENE	H1 DIANDIOLY	Senelec	Projet BEST	Reseau	88	10	7
237	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	BAMBA THIALENE	VELINGARA DIAM DIAM	Senelec	Projet BEST	Reseau	309	36	25
238	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	KAHENE	BOUP	Senelec	Projet BEST	Reseau	349	40	28
239	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	KAHENE	KAOUSSARA (VILLAGE XIV)	Senelec	Projet BEST	Reseau	514	59	41
240	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	KAHENE	MEDINA ABDOU (THIANKE)	Senelec	Projet BEST	Reseau	183	21	15
241	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	N'DAME	BOULEL PEULH	Senelec	Projet BEST	Reseau	259	30	21
242	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	N'DAME	BOUSSOURA IV	Senelec	Projet BEST	Reseau	298	34	24
243	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	N'DAME	DAROU NDIMBELANE (BARKEVEL BERETE)	Senelec	Projet BEST	Reseau	719	83	58
244	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	N'DAME	H1 KEUR GAYEL	Senelec	Projet BEST	Reseau	138	16	11

245	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOU	N'DAME	MADINA NDIOBENE (KIPP BABA)	Senelec	Projet BEST	Reseau	346	40	28
246	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOU	N'DAME	NGUEYENE (BARKAWEL)	Senelec	Projet BEST	Reseau	284	33	23
247	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOU	PASS KOTO	SINTHIOU KALDING	Senelec	Convention 20	Reseau	292	34	24
248	KAFFRINE	KAFFRINE	GNIBY	KEBE YARA	Senelec	Convention 20	Reseau	236	27	19
249	KAFFRINE	KAFFRINE	KATHIOTE	SOTHO	Senelec	Convention 20	Reseau	355	41	29
250	KAFFRINE	KAFFRINE	DIAMAGADIO	H1 MINAWARA	Senelec	PAMACEL	Reseau	23	3	2
251	KAFFRINE	MBIRKILANE	TOUBA M'BELLA	KANKA	Senelec	Convention 20	Reseau	60	7	5
252	KAFFRINE	MBIRKILANE	TOUBA M'BELLA	WEYNDE	Senelec	Convention 20	Reseau	667	77	54
253	KAFFRINE	MBIRKILANE	MABO	BARKEDJI	Senelec	PAMACEL	Reseau	289	33	23
254	KAFFRINE	MBIRKILANE	MABO	DIAO SOUKOUM	Senelec	PAMACEL	Reseau	117	13	9
255	KAFFRINE	MBIRKILANE	MABO	FASS DIA	Senelec	PAMACEL	Reseau	236	27	19
256	KAFFRINE	MBIRKILANE	MABO	KEUR MADEMBA GUEYE I	Senelec	PAMACEL	Reseau	430	49	34
257	KAFFRINE	MBIRKILANE	MABO	KEUR MADEMBA GUEYE II	Senelec	PAMACEL	Reseau	302	35	25
258	KAFFRINE	MBIRKILANE	MABO	KONY OUOLOF	Senelec	PAMACEL	Reseau	136	16	11
259	KAFFRINE	MBIRKILANE	MABO	H1 KONY PEULH	Senelec	PAMACEL	Reseau	136	16	11
260	KAFFRINE	MBIRKILANE	MABO	MEDINA THIAKHO (KEUR MATAR)	Senelec	PAMACEL	Reseau	404	46	32
261	KAFFRINE	MBIRKILANE	MABO	SIMBARA	Senelec	PAMACEL	Reseau	638	73	51
262	KAFFRINE	MBIRKILANE	MABO	THIAKHO SERY	Senelec	PAMACEL	Reseau	574	66	46
263	KAFFRINE	MALEM HODDAR	NDIOBENE SAMBA LAMO	LOUANGO (LOUANGO PAFA)	Senelec	Smart Grid	Reseau	222	26	18
264	KAFFRINE	MALEM HODDAR	NDIOBENE SAMBA LAMO	NDIOUM SAMBA NDAW	Senelec	Smart Grid	Reseau	293	34	24
265	KAFFRINE	MALEM HODDAR	NDIOBENE SAMBA LAMO	SELLY	Senelec	Smart Grid	Reseau	279	32	22
266	KAFFRINE	MALEM HODDAR	DIANKE SOUF	DIANKE SOUF	Senelec	Smart Grid	Reseau	863	99	69
267	KAFFRINE	KAFFRINE	KAHI	DJIDDAH	Senelec	Smart Grid	Reseau	305	35	25
268	KAFFRINE	MALEM HODDAR	SAGNA	NGUETHIE	Senelec	Convention 20	Reseau	1565	180	126

269	KEDOUGOU	KEDOUGOU	TOMBORONKOTO	TINKOTO TANDA ET MANDINGUE	Senelec	Projet BEST	Reseau	166	19	13
270	KEDOUGOU	KEDOUGOU	DINDIFELO	DINDEFELLO	Senelec	Projet BEST	Reseau	1182	136	95
271	KEDOUGOU	KEDOUGOU	DINDIFELO	PELEL KENDESSA	Senelec	Projet BEST	Reseau	742	85	60
272	KEDOUGOU	SALEMATA	DAR SALAM	THIANGUETO (LEBAR)	Senelec	Projet BEST	Reseau	288	33	23
273	KEDOUGOU	SALEMATA	ETHIOLO	EBARACK	Senelec	Weldy	Reseau	287	33	23
274	KEDOUGOU	SARAYA	BEMBOU	BARABIRY	Senelec	Projet BEST	Reseau	419	48	34
275	KEDOUGOU	SARAYA	BEMBOU	SABOUSSIRE (PONDALLA)	Senelec	Projet BEST	Reseau	317	36	25
276	KEDOUGOU	SARAYA	MISSIRAH SIRIMANA	BALAKONKO	Senelec	PAMACEL	Reseau	301	35	25
277	KEDOUGOU	SARAYA	MISSIRAH SIRIMANA	DALOTO	Senelec	PAMACEL	Reseau	1095	126	88
278	KEDOUGOU	SARAYA	MISSIRAH SIRIMANA	SAIENSSOUTOU	Senelec	Projet BEST	Reseau	566	65	46
Total									11 738	8 217

ANNEXE 3 : Liste des localités à électrifier par ERA

N°	Localité	Région	Département	Commune	Population	Ménages
1	SANTHIE DIMB	KAFFRINE	KAFFRINE	KAFFRINE	2026	253
2	SANTHIOU OUANAR	KAFFRINE	BIRKELANE	KAFFRINE	400	61
3	MEDINA SY	KAFFRINE	MALEM HODAR	DIANKE SOUF	2811	351
4	KELIMANE	KAFFRINE	KAFFRINE	NGANDA	2562	420
5	TOUBA	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	728	91
6	MADIALY	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	641	80
7	PAKEBA	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MAKA	683	85
8	GUIRIGARA	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	513	64
9	SINTHIOU KALDING	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MAKA	1170	146
10	TOUMAL KEUR MANGA KANTE	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	719	90
11	TASLIMA	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	601	75
12	SARE BOURE	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETEBOULOU	532	57
13	BAKADADJI	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALA KOTO	1949	243
14	GALLE	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	MERETO	820	102
15	DAROU SALAM II SINE	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	NDAM	1486	185
16	NIOUFAYE	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALA KOTO	507	63
17	SAMECOUTA MANDINGUE	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	1049	131
18	KOUNKOUBA	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETEBOULOU	735	33
19	SAFALOU I	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	618	77
20	KASEDY BARKAYEL	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MAKA	564	70
21	MADINA2	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	576	72
22	SARE SALOUM	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETEBOULOU	680	64
23	MISSIRAH TABADIAN	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	798	99

24	GUINGUINEO	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	666	83
25	WASSADOU	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	BAMBA THIALENE	622	62
26	KENIEBA (SARE EL HADJI)	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETEBOULOU	562	54
27	MADINA KOUTA	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALA KOTO	1057	105
28	SITAOULE MANDING	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	NETEBOULOU	696	24
29	SARE SABAKE THIEWAL	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	SINTHIOU MALEM	617	67
30	DARSALAM	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	238	29
31	MISSIRAH KOLONTO	TAMBACOUNDA	KOUMPENTOUM	BAMBA THIALENE	1027	115
32	DIYABOUGOU	TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	MISSIRAH	526	66
33	KONDOKHOU	KEDOUGOU	SARAYA	BEMBOU	480	60
34	SEKHOFARA	KEDOUGOU	SARAYA	SARAYA	384	48
35	SAKHOFARA	KEDOUGOU	SARAYA	BEMBOU	384	48
36	GANDJIRI1	KEDOUGOU	SALEMATA	SALEMATA	552	68
37	NIANGHE II	KEDOUGOU	KEDOUGOU	BANDAFASSI	382	47
38	AFFIA I	KEDOUGOU	KEDOUGOU	BANDAFASSI	901	83
39	SINTHIOU ROUDJI	KEDOUGOU	KEDOUGOU	BANDAFASSI	319	39
40	NANGAR PEULH -NANGAR BASSARI	KEDOUGOU	SALEMATA	SALEMATA	241	30
41	GANDJIRI2	KEDOUGOU	SALEMATA	SALEMATA	292	36
42	TIANKOU MALAL	KEDOUGOU	KEDOUGOU	BANDAFASSI	344	43
43	SANTANKO	KEDOUGOU	KEDOUGOU	BANDAFASSI	303	37
44	TEPERE DIANTOUNG	KEDOUGOU	KEDOUGOU	DINDEFELLO	420	52
	Total ménages à raccorder					4108

ANNEXE 4 : Chronogramme du processus de révision des conditions tarifaires pour la période 2024-2028

RUBRIQUE	RESPONSABLE	ACTIONS A MENER	ECHEANCE		Livrables
			Initiale	Modifiée	
Lancement officiel	CRSE	Lancement du processus de révision des conditions tarifaires de ERA	15/07/23	15/07/23	
PHASE PREPARATOIRE					
Bilan de la période 2019-2023	ERA	Soumission par ERA du Bilan de la période 2012-2020 (exploitation; investissement et respect des normes) et son appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle de revenus	14/08/23	19/07/23	Rapport/Bilan de la période + fichiers Excel renseignés
Définition des objectifs de la période 2024-2028	Ministre chargé de l'Energie	Publication par le Ministre chargé de l'Energie des objectifs du secteur, incluant notamment les normes de qualité et les objectifs d'extension du périmètre rurale de la concession pour la période 2024-2028.	14/09/23	24/06/24	Document de politique sectorielle Normes et obligations de ERA
1ère CONSULTATION PUBLIQUE					
Lancement de la première consultation publique	CRSE	Publication du document de consultation résumant le bilan de la période écoulée et établissant la méthodologie à utiliser pour réviser la Formule de contrôle des revenus	14/10/23	02/09/24	Document de consultation publique
Première consultation publique	CRSE	Organisation réunion avec ERA et consultation des Comités consultatifs		10/09/24	
Première consultation publique		organisation rencontre avec les Comités consultatifs			
Clôture de la 1ère Consultation Publique	CRSE	Clôture 1ère consultation publique	13/11/23	17/09/24	Synthese des observations et commentaires reçus
PROJECTIONS DE COÛTS POUR LA PERIODE 2024 - 2028					
Projections pour la période 2024-2028	ERA	Soumission par ERA des projections de la période 2024-2028	13/11/23	02/10/24	Document de projections
	CRSE	Observations de la CRSE sur les projections de coûts 2024-2028	14/12/23		
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections de demande, d'investissements et de couts			
	ERA	Transmission par ERA des projections définitives de la période 2024-2028			

RUBRIQUE	RESPONSABLE	ACTIONS A MENER	ECHEANCE		Livrables
			Initiale	Modifiée	
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.	28/01/24	05/12/24	Document de consultation publique : Le rapport évalue les propositions de ERA au regard des orientations du Ministre chargé de l'Energie. La durée de la seconde consultation publique ne peut être inférieure à 15 jours.
		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		19/12/24	
Clôture de la seconde Consultation Publique	CRSE	Clôture 2nde phase de consultation publique	28/02/24	20/12/24	Tout avis reçu après la clôture ne sera pas pris en considération. La CRSE mettra les résultats bruts à la disposition du public dans les meilleurs délais.
PHASE DE MISE AU POINT					
Projet de décision	CRSE	Publication par la CRSE du projet de décision relatif aux conditions tarifaires retenues	14/03/24	26/12/24	Projet de décision: Le document contiendra la version finale des principaux paramètres figurant dans le rapport des premières conclusions.

ANNEXE 5 : Liste des localités avec changement de batteries

N°	Village	Date de mise en service	Date de Transfert	Durée	Projet	Puissance CPV (kWc)
1	AINOUMANE	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	30
2	FASS NDIAYENE	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	30
3	MADINA BISSI	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	15
4	SAM NGUEYENE	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	15
5	BAROOUNDA	22/04/2020	19/10/2020	5	PUDC	15
6	MAKA CISSE	28/11/2020	27/05/2021	5	PUDC	15
7	KEUR DJIBY	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
8	KOUMPOL OUOLOF	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	45
9	DAGA BIRAME	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
10	NDIOBENE GOUYE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	15
11	NDIAYENE MBEULEUP	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	15
12	KEUR ALY KHADY	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
13	KEUR NGATTA DRAME	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
14	LANEL	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	45
15	DIOLY KEUR MOR-DIOLY MBABA	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
16	GOUYE MADY BOURY	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
17	LOUBA	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	45
18	MEDINA DIERY	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
19	NDIOCK	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	23
20	PASSY NDIALACK	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
21	LOUBA NGUETTENE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	45
22	KATHIAL	06/07/2015	02/01/2016	5	PROJSN2 AUTRICHIEN	15
23	DAROU KEUR MADY DIALLO	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	15
24	KELIMANE GOUYE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
25	PANTHIANG I	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	23
26	PANTHIANG II	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	23

N°	Village	Date de mise en service	Date de Transfert	Durée	Projet	Puissance CPV (kWc)
27	PIRE TOBENE	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	15
28	PATOULANE OUOLOF	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	15
29	DAROU THIAMENE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
30	TAIBA NDIOUFENE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	45
31	TOUBA MBOWENE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
32	ALOUKY NDOUCOUNDANE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	23
33	BODE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	23
34	DIACK SAO SALOUM	05/11/2020	04/05/2021	6	GAUFF	45
35	DIANKE KAO	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
36	HAMDALAYE DELBE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	23
37	NAWARENE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
38	NDIOTTE MOR COUMBA	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
39	DIGANETE PEULGA	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	15
40	BELEL DJIGA	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	45
41	DAROU MBANE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	45
42	DAROU NDIENE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	15
43	LEWE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	45
44	MBANE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	45
45	TAIF NDIOM	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
46	THIOYI NDIOM	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	45
47	DJIDAH I	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
48	HAMDALAYE I	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
49	TOUBA NGUEYENE	26/11/2020	25/05/2021	6	GAUFF	45
50	MADINA MBAYE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	15
51	KHOUROU NDIOBENE	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	30
52	BOUDIOURGUEL	06/02/2022	05/08/2022	6	GAUFF	45
53	IBEL	28/11/2020	27/05/2021	5	PUDC	30
54	LAMINIA	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	15
55	SYLLACOUNDA DIAKHA	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	30
56	THIABEDJI	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	30

N°	Village	Date de mise en service	Date de Transfert	Durée	Projet	Puissance CPV (kWc)
57	SEGOU	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	30
58	THIANGUE	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	30
59	HAMADY HERI	16/07/2023	12/01/2024	5	PUDC	15

ANNEXE 6 : Liste des localités avec changement du système électronique

N°	Village	Date de mise en service	Date de Transfert	Durée	Projet	Puissance CPV(kWc)
1	AINOUMANE	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	30
2	FASS NDIAYENE	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	30
3	MADINA BISSI	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	15
4	SAM NGUEYENE	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	15
5	BAROOUNDA	22/04/2020	19/10/2020	5	PUDC	15
6	MAKA CISSE	28/11/2020	27/05/2021	5	PUDC	15
7	KATHIAL	06/07/2015	02/01/2016	5	PROJSN2 AUTRICHIEN	15
8	PIRE TOBENE	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	15
9	PATOULANE OUOLOF	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	15
10	IBEL	28/11/2020	27/05/2021	5	PUDC	30
11	LAMINIA	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	15
12	SYLLACOUNDA DIAKHA	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	30
13	THIABEDJI	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	30
14	SEGOU	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	30
15	THIANGUE	19/08/2018	15/02/2019	5	PUDC	30
16	HAMADY HERI	16/07/2023	12/01/2024	5	PUDC	15