

REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE ENERGIE RURALE AFRICAINE (ERA) POUR LA PERIODE 2024-2028

Document de première consultation Publique
(Bilan de la période 2019-2023 / Normes et
obligations de la période 2024-2028)

Aout 2024

Table des matières

LISTE DES TABLEAUX	3
GRAPHIQUES.....	3
SIGLES ET ABRÉVIATIONS.....	4
INTRODUCTION	5
CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA CONCESSION ET DU MODELE.....	7
1.1 Contexte	7
1.2 Le modèle d'électrification rurale	7
CHAPITRE II : BILAN DES ACTIVITES DE ERA	12
2.1 Situation du Marché.....	12
2.1.1 Localités et ménages électrifiés.....	12
2.1.2 L'évolution de l'énergie consommée.....	14
2.1.3 L'évolution de la clientèle et de la consommation (Données harmonisation)	17
2.2 Suivi des normes de qualité de service.....	18
2.3 Situation des investissements.....	19
2.3.1 Lignes Moyenne Tension.....	20
2.3.2 Lignes Basse Tension.....	20
2.3.3 Postes de transformation MT/BT.....	20
2.3.4 Système solaire.....	21
2.3.5 Matériel de transport	21
2.3.6 Matériel informatique.....	22
2.3.7 Situation des PREMS	22
2.4 Situation de l'Exploitation	24
2.4.1 Chiffre d'affaires de la période	24
2.4.2 Charges d'exploitation sur la période 2019- 2023.....	25
2.5 Situation Financière	27
2.5.1 Analyse de l'exploitation.....	27
2.5.2 Analyse du bilan comptable	29
2.6 Appréciation de l'adéquation de la Formule de contrôle des revenus.....	30
CHAPITRE III : METHODOLOGIE DE REVISION	31
3.1 Détermination des revenus requis de référence	31
3.2 Indexation des revenus requis.....	32
ANNEXE 1 : Normes et obligations de ERA pour la période 2024 – 2028.....	33
ANNEXE 2 : Chronogramme actualisé de la révision des conditions tarifaires de ERA pour la période 2024-2028	41
ANNEXE 3 : Rapport d'activités de ERA 2019-2023	44

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Tarifs plafonds initiaux par niveau de service pour la période 2019-2023	8
Tableau 2 : Tarifs plafonds révisés par niveau de service pour la période 2022-2023.....	9
Tableau 3 : Tarifs plafonds indexés aux conditions économiques du 1er janvier 2023.....	9
Tableau 4 : Suivi compensation tarifaire de ERA pour la période 2019-2023 (en FCFA)	11
Tableau 5 : Nombre de localités électrifiées par ERA par rapport aux projections de la période 2019-2023	13
Tableau 6 : Nombre de localités de transfert électrifiées par rapport aux projections sur la période 2019-2023 (Etat)	13
Tableau 7 : Nombre de clients raccordés par rapport aux projections sur la période 2019-2023...13	
Tableau 8 : Ecart sur le nombre de clients de la période (Source : Rapport d'activités ERA)	14
Tableau 9 : Ecart sur le nombre de clients (Rapport d'activité ERA vs Données harmonisation) ..	14
Tableau 10 : Achat d'électricité auprès de Senelec sur la période 2019-2023 (en MWh)	15
Tableau 11 : Consommation moyenne par niveau de service sur la période 2019-2023 (en MWh)	15
Tableau 12 : Analyse comparative de la consommation par niveau de service (MWh)	16
Tableau 13 : Clients raccordés par rapport aux projections sur la période 2019-2023.....	17
Tableau 14 : Evolution de la consommation unitaire de la clientèle (Données harmonisation tarifaire)	18
Tableau 15 : Etat des normes pour la période 2019-2023.....	19
Tableau 16 : Nombre de kilomètres réseau Moyenne Tension réalisé par ERA.....	20
Tableau 17 : Nombre de kilomètres de réseau Basse Tension réalisé par ERA	20
Tableau 18 : Etat d'exécution du budget d'investissement (en milliers de FCFA)	23
Tableau 19 : Suivi de la subvention d'investissement (en milliers de FCFA)	24
Tableau 20 : Chiffre d'affaires : Prévisions et réalisations (en millions de FCFA)	24
Tableau 21 : Evolution du chiffre d'affaires (en millions de FCFA)	25
Tableau 22 : Analyse comparative des projections et réalisations des charges d'exploitation sur la période 2019-2023 (en milliers FCFA)	26
Tableau 23 : Evolution des soldes significatifs de gestion (en milliers de FCFA)	27
Tableau 24 : Evolution des charges d'exploitation (en milliers de FCFA)	28
Tableau 25 : Répartition des charges d'exploitation	28
Tableau 26 : Ratios d'équilibre de la structure de financement.....	29
Tableau 27 : Synthèse des bilans sur la période 2019-2023 (en millions de FCFA)	30

GRAPHIQUES

Graphique 1 : Répartition des ventes par niveau de service 2019-2023.....	16
Graphique 2 : Chiffre d'affaires projeté et réalisé (en millions de FCFA)	24
Graphique 3 : Evolution du chiffre d'affaires (en millions de FCFA)	25
Graphique 4 : Evolution du Chiffre d'Affaires et du Résultat net	27
Graphique 5 : Evolution du Chiffre d'Affaires et des charges d'exploitation	28
Graphique 6 : Répartition des charges d'exploitation	29

SIGLES ET ABRÉVIATIONS

ASC	: Avances Sur Consommation
ASER	: Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale
BT	: Basse Tension
CRSE	: Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie
DEL	: Directeur de l'électricité
EBE	: Excédent Brut d'Exploitation
ERA	: Energie Rurale Africaine
FCFA	: Franc de la Communauté Financière Africaine
FER	: Fonds d'Électrification Rurale
FSE	: Fonds spécial de Soutien au Secteur de l'Énergie
HT	: Haute tension
IEE	: Tarif de cession hors taxes de Senelec
IPC	: Indice des prix à la consommation en France
IHPC	: Indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal
km	: Kilo mètre
km²	: Kilo mètre carré
KTK	: Kaffrine-Tambacounda-Kédougou
Kv	: Kilo volt
KVa	: Kilo Volt ampère
kWc	: kilo Watt crête
kW	: kilo Watt
MFCFA	: Millions de FCFA
MT	: Moyenne Tension
MWh	: Méga Watt Heure
PTF	: Partenaires techniques et financiers
RER	: Redevance d'électrification rurale
RR	: Revenu requis
Tc	: Taux de change du FCFA par rapport à l'Euro
S1	: Service 1
S2	: Service 2
S3	: Service 3
S4	: Service 4
TCAM	: Taux de Croissance Annuel Moyen
TVA	: Taxe sur la Valeur Ajoutée
VA	: Valeur Ajoutée
VNC	: Valeur nette comptable
Wh	: Watt heure

INTRODUCTION

La loi n°2021-31 du 9 juillet 2021 portant Code de l'électricité prévoit que la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE) fixe et autorise les niveaux de revenus qu'elle juge satisfaisant 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.

Ainsi, par Décision n° 2019-53 du 09 décembre 2019, la CRSE a fixé les conditions tarifaires applicables par Energie Rurale Africaine (ERA), titulaire de la **Concession d'Electrification Rurale (CER) Kaffrine-Tambacounda-Kédougou**, pour la période 2019-2023. Ces conditions ont fait **l'objet d'une** révision exceptionnelle en 2022 afin de prendre en compte le retard noté dans le transfert de localités électrifiées **par l'Etat**, le Besoin en Fonds de Roulement Normatif (BFRN) et la **partie de la TVA non déductible sur les achats d'énergie**.

La CRSE a démarré le processus de révision des conditions tarifaires de ERA, en juillet 2023. Un chronogramme détaillant les différentes activités et échéances a été transmis à cet effet **au Ministère chargé de l'Energie et à l'opérateur**, avec pour objectif de définir de nouvelles conditions tarifaires avant le 31 décembre 2023. Cependant, des retards importants sont notés dans la soumission, par ERA, des données requises par la CRSE. Après plusieurs relances, la CRSE a adressé, le 21 mars 2024, une mise en demeure **à l'opérateur**. À la suite **d'une** réunion de cadrage tenue le 28 mars 2024, le processus a été relancé et un nouveau chronogramme, **fixant au 15 avril 2024 la date de soumission du bilan d'activités** par ERA, validé. Finalement, ERA a soumis le 30 avril 2024 **son bilan d'exploitation pour la période 2019-2023**.

Après analyse du document, la CRSE a relevé des insuffisances dans les données soumises. Des échanges de documents ont suivi et une réunion sur les observations de la CRSE **s'est** tenue le 28 juin 2024. En conclusion de cette réunion, il a été retenu que ERA transmette, au plus tard le 5 juillet 2024, les compléments requis via un addendum au rapport initialement soumis. Les derniers éléments complétant le dossier ont été reçus le 19 juillet 2024.

Par ailleurs, le Ministre **de l'Energie**, du Pétrole et des Mines (MEPM) a transmis, le 24 juin 2024, la dernière version **des normes et obligations d'électrification applicables dans la Concession** pour la période 2024-2028.

La CRSE, sur la base des informations soumises par ERA au titre de ses activités sur la période 2019-2023 et des données à sa disposition dans le cadre de la fixation des compensations tarifaires, a élaboré le document de première consultation publique relatif au bilan des activités de ERA sur la période 2019-2023 et normes et obligations fixées par le Ministre chargé **de l'Energie** pour la période 2024-2028.

En application des dispositions réglementaires, la CRSE organise, du 02 au 17 septembre 2024, une **consultation publique dont l'objet** est de recueillir les avis des acteurs concernés sur le document.

La CRSE invite toute personne intéressée à formuler, au plus tard, le 17 septembre 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 sis à Bidaness Bulding - VDN Mermoz, BP 11701 Dakar ;
- **par courrier électronique à l'adresse** consultation@crse.sn ;
- en demandant à être entendue par la CRSE, la requête devant être déposée au plus tard le 11 septembre 2024.

CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA CONCESSION ET DU MODELE

1.1 Contexte

Le Groupement EDF – CSI MATFORCE a été sélectionné à la suite d'un appel d'offres international pour l'exploitation de la Concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou. Le contrat de concession signé le 29 juin 2011 entre l'Etat et le Groupement prévoit que la mise en œuvre sera assurée par une société de projet. Ainsi, le 29 mai 2012, il a été attribué à la société de projet Energie Rurale Africaine (ERA) une concession de distribution d'énergie électrique et une licence de vente d'énergie électrique pour une durée de 25 ans renouvelable.

Dans le cadre de la stratégie d'accès universel à l'électricité en 2025, il était attendu, de la part de l'Etat et du concessionnaire, des contributions significatives en termes de projets et programmes d'électrification à réaliser.

Dans ce contexte, le Ministre chargé de l'énergie, lors de la définition des conditions tarifaires de ERA pour la période 2019-2023, avait fixé des obligations de raccordement à ERA pour un nombre total de 20 592 abonnés dont 13 636 abonnés dans les 367 localités que l'Etat devait électrifier, puis transférer l'exploitation à ERA.

Cependant, des retards importants ont été notés dans l'électrification et le transfert de localités par l'Etat entre 2019 et 2021, induisant ainsi, à la demande de ERA, une reconsidération des objectifs de raccordement et à une révision exceptionnelle de ses conditions tarifaires. Cette révision a abouti aux ajustements suivants :

- la réduction de l'objectif de raccordement pour le porter à 16 574 clients à raccorder sur la période ;
- le maintien des engagements de raccordement de ERA sur toute la période.

En outre, plusieurs minicentrales avec des réseaux isolés ont été réalisées dans le périmètre de la concession durant la période 2019-2013. ERA assure l'exploitation de ces infrastructures.

1.2 Le modèle d'électrification rurale

Le périmètre de la concession couvre l'ensemble des localités rurales des régions de Kaffrine, Tambacounda et Kédougou à l'exclusion des localités contenues dans le périmètre de Senelec. Le territoire concédé s'étend sur une superficie d'environ 48 760 km².

L'activité économique reste dominée par l'agriculture, l'élevage et le commerce dans les régions de Kaffrine et de Tambacounda. En plus de ces activités, l'orpillage occupe une place prépondérante dans les activités économiques dans la région de Kédougou.

La réalisation du programme de développement de l'accès aux services électriques dans la Concession nécessite :

- l'extension de ligne MT ;
- l'installation de postes MT/BT ;
- le développement de réseaux BT,
- le développement de centres de production autonome ;
- l'installation de systèmes solaires photovoltaïques.

Toutefois, les choix technologiques ne sont pas figés notamment, en ce qui concerne les centrales autonomes pour lesquelles le concessionnaire peut opter pour des alternatives telles que les centrales hybrides diesel-solaire ou les centrales solaires. ERA est également responsable du choix des moyens humains, technologiques et logistiques nécessaires à la **fourniture de l'électricité**.

Par ailleurs, l'accès à l'électricité est développé à travers les services domestiques, professionnels, communautaires et dans le cadre de partenariats ciblés de type Projets Energétiques Multisectoriels (PREMs). **Aussi, un service de vente d'électricité au compteur** est proposé.

Afin de permettre aux populations de disposer de l'électricité tout en préservant la viabilité financière de l'opérateur, une gamme de quatre (4) niveaux de service électrique avait été proposée. Cette gamme de service a été définie par rapport à la demande et aux capacités financières des ménages, à la suite d'une enquête effectuée en 2008 auprès des ménages de la Concession.

L'énergie électrique est délivrée en Basse Tension (BT) par un générateur solaire photovoltaïque autonome ou à partir du réseau interconnecté.

Le modèle de base autorise, le concessionnaire à percevoir auprès des usagers un apport initial fixé par Décision de la CRSE, **avant la connexion au service de l'électricité**. Cet apport **est composé d'une avance sur consommation remboursable, limitée à deux (2) mensualités et d'une participation non remboursable de l'utilisateur à l'investissement pour les installations intérieures**. En outre, la CRSE fixe les tarifs maximums mensuels sur la base de la puissance mise à disposition des clients, au titre du **paiement de l'énergie** consommée.

Tableau 1 : Tarifs plafonds initiaux par niveau de service pour la période entre 2019 et 2023

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)	2 758	5 092	9 547
Redevance tableau client (FCFA/mois)	231	231	231
TOTAL (FCFA/mois)	2 989	5 323	9 778

Grille tarifaire clients service 4 (supérieur à 180 MW)	Service 4 (réseau monophasé)	Service 4 (réseau triphasé)	Service 4 (kit solaire)
Composante énergétique (FCFA/kWh pour le réseau et FCFA/Wc/mois pour le kit solaire)	141	141	99
Redevance tableau client (FCFA/mois)	448	1 182	231
FCFA/kWh ou FCFA/Wc/Mois	141	141	99

Tableau 2 : Tarifs plafonds révisés par niveau de service pour la période 2022-2023

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)	4 136	7 636	14 318
Redevance tableau client (FCFA/mois)	383	383	383
TOTAL (FCFA/mois)	4 519	8 019	14 701

Grille tarifaire clients service 4 (supérieur à 180 MW)	Service 4 (réseau monophasé)	Service 4 (réseau triphasé)	Service 4 (kit solaire)
Composante énergétique (FCFA/kWh pour le réseau et FCFA/Wc/mois pour le kit solaire)	212,2	212,2	148,8
Redevance tableau client (FCFA/mois)	383	383	383
FCFA/kWh ou FCFA/Wc/Mois	212,2	212,2	148,8

Les tarifs plafonds de la composante énergétique sont indexés aux conditions économiques du 1er janvier et du 1er juillet de chaque année, sur la base de la moyenne arithmétique des indices d'inflation (IHPct, IPct), du tarif de cession hors taxes Senelec (IEEt) et du taux de change du franc CFA par rapport à l'Euro (TCt), constatés durant les six (06) mois précédant la date d'indexation. Cette indexation vise à prendre en compte l'impact des facteurs exogènes sur les tarifs, notamment l'inflation et le prix de cession de Senelec, qui sont hors du contrôle de l'opérateur.

L'ajustement des tarifs résultant de l'indexation est applicable à la demande de l'opérateur ou à l'initiative de la CRSE, quel que soit son niveau, aux conditions économiques du 1er janvier. Aux conditions économiques du 1er juillet, l'ajustement des tarifs n'est applicable que lorsque la variation de l'indice d'inflation composite est supérieure à 3% ou inférieure à -3%.

En application de ces modalités d'indexation, la dernière grille tarifaire applicable par l'opérateur au 31 décembre 2023 se présente comme suit :

Tableau 3 : Tarifs plafonds indexés aux conditions économiques du 1er janvier 2023

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)	4 856	8 966	16 811
Redevance tableau client (FCFA/mois)	383	383	383
TOTAL (FCFA/mois)	5 239	9 349	17 194

Grille tarifaire clients service 4 (supérieur à 180 MW)	Service 4 (réseau monophasé)	Service 4 (réseau triphasé)	Service 4 (kit solaire)
Composante énergétique (FCFA/kWh pour le réseau et FCFA/Wc/mois pour le kit solaire)	249	249	175
Redevance tableau client (FCFA/mois)	448	1 182	231
FCFA/kWh ou FCFA/Wc/Mois	249	249	175

Les tarifs plafonds applicables par ERA, issus de la révision exceptionnelle, ont augmenté de 17,42%. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation du tarif de cession hors taxes de Senelec, qui a progressé de 23,78%, passant de 96,83 FCFA/kWh à 119,86 FCFA/kWh au 1er janvier 2023.

Toutefois, il convient de préciser que ces tarifs de référence ne sont pas appliqués par les concessionnaires en raison de la décision du Gouvernement d'harmoniser les tarifs sur **l'ensemble du territoire national**. Cette harmonisation vise à assurer des conditions d'accès et de facturation identiques pour tous les **usagers de l'électricité, quel que soit l'opérateur, sur la base des tarifs appliqués par Senelec**.

Dans ce cadre, l'État et ERA ont signé un Avenant au Contrat de Concession le 16 janvier 2019, fixant les modalités de mise en œuvre des mesures d'harmonisation tarifaire. Une phase transitoire est en cours avec les mesures suivantes :

- **la facturation de l'énergie consommée** au tarif prépaiement de la première tranche usage domestique petite puissance de Senelec de 90,47 FCFA/kWh ;
- la limitation de la puissance pour les services S1, 2 et 3 à 180 W ;
- **l'application d'une facturation minimale de 67 kWh pour le service 4 ;**
- **Pour les clients de niveau S4 au solaire, application d'un tarif de 40 FCFA/Wc ;**
- Application des tarifs et de la redevance tableau compteur de Senelec en lieu et place de ceux issus **des conditions tarifaires de l'opérateur**.

L'application de ces mesures transitoires entraîne un manque à gagner pour les concessionnaires. Les parties ont convenu que ce manque à gagner soit pris en charge par **l'Etat** par une compensation tarifaire mensuelle versée aux concessionnaires, à travers le Fonds spécial de Soutien au Secteur de l'Énergie (FSE).

Sur la période 2019-2023, **le montant global de la compensation tarifaire de ERA 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.

Tableau 4 : Suivi compensation tarifaire de ERA pour la période 2019-2023 (en FCFA)

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

L'article 6 de l'Avenant au Contrat de Concession stipule que le paiement de la compensation tarifaire par le FSE doit intervenir au plus tard 30 jours calendaires après le dépôt par le Concessionnaire de la demande de paiement, accompagnée de la Décision de la CRSE.

Cependant, 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**.

CHAPITRE II : BILAN DES ACTIVITES DE ERA

ERA a soumis à la CRSE le rapport **d'activités** ainsi qu'un addendum au rapport, joints en annexe n°03, **représentant son bilan d'activités pour la période 2019-2023**.

La CRSE **s'est** appuyée sur ce rapport, sur les informations complémentaires soumises par ERA ainsi que sur les différentes données à sa disposition pour apprécier les éléments ci-après :

- le marché ;
- le suivi des normes de qualité de service ;
- les investissements ;
- **l'exploitation** ;
- la situation financière ;
- la Formule de contrôle des revenus.

2.1 Situation du Marché

2.1.1 Localités et ménages électrifiés

Au cours de la période tarifaire 2019-2023, ERA s'était engagé à raccorder 257 localités, dont 57 par extension de réseau (Achats Senelec) et 200 par **l'installation** des panneaux solaires.

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

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 justifié 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, de 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 suivant présente le nombre de localités électrifiées par ERA par rapport aux projections sur la période 2019-2023.

Tableau 5 : 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 localités dotées de minicentrales solaires avec un réseau isolé.

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 minicentrales solaires, 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 un total de 262 localités sur un objectif de 367, atteignant ainsi un taux global de réalisation de 71,39%.

Tableau 6 : Nombre de localités de transfert électrifiées par rapport aux projections sur la période 2019-2023 (Etat)

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** 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 36 702 clients.

Tableau 7 : 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 8 : Ecart sur le nombre de clients de la période (Source : Rapport d'activités ERA)

Libellé	2019	2020	2021	2022	2023
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**, l'écart persiste.

Tableau 9 : Ecart sur le nombre de clients (Rapport d'activité ERA vs Données harmonisation)

Libellé	2019	2020	2021	2022	2023
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 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 noté la difficulté à obtenir une information fiable sur la situation des CER avec un contrôle **insuffisant par l'ASER 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.

2.1.4 L'évolution de l'énergie consommée

Dans le cadre de la détermination des conditions tarifaires de ERA de la période 2019-2023, la CRSE avait évalué **les achats d'énergie** auprès de Senelec à 47 839 MWh. Cependant, à la suite de la révision exceptionnelle des conditions tarifaires en 2022 et après une analyse des informations fournies par le concessionnaire, la CRSE a retenu des achats **d'énergie révisés** à 91 010 MWh pour la période considérée, soit une augmentation de 90,24%.

À la fin de la période, les achats d'énergie réalisés auprès de Senelec par ERA sont de 47 266 MWh, soit 48,07% des prévisions retenues **à l'issue de la révision exceptionnelle**.

Le tableau suivant **présente l'évolution des achats d'énergie auprès de Senelec** sur la période.

Tableau 10 : Achat d'électricité auprès de Senelec sur la période 2019-2023 (en MWh)

Rubrique	2019	2020	2021	2022	2023	Période 2019-2023
Projections	14 006	15 644	17 899	19 088	24 373	91 010
Réalisations	3 791	4 731	6 819	11 875	16 528	43 744
Ecart	10 215	10 913	11 080	7 213	7 845	47 266
Niveau d'atteinte	27,07%	30,24%	38,10%	62,21%	67,81%	48,07%

Concernant la consommation, l'analyse des données par niveau de service révèle des écarts significatifs entre les différents documents soumis par ERA. En effet, les données du fichier « *Bilan RCT ERA - A renseigner DCDG VF* » portant sur la répartition par niveau de service montrent des valeurs 2 fois supérieures aux consommations totales indiquées dans le rapport d'activités et les fichiers transmis après les compléments d'informations demandés par la CRSE. La répartition proposée par ERA est présentée ci-après.

Tableau 11 : Consommation moyenne par niveau de service sur la période 2019-2023 (en MWh)

Consommation par niveau de service (MWH)		2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	Total
Service 1	Projection	1 158	1 239	1 478	1 604	2 164	7 643
	Réalisation	582	715	826	1 061	1 277	4 462
	Ecart	- 575	- 524	- 652	- 543	- 887	- 3 181
		-49,70%	-42,32%	-44,09%	-33,83%	-40,98%	-41,62%
Service 2	Projection	204	218	261	283	381	1 347
	Réalisation	180	273	352	517	668	1 990
	Ecart	- 24	55	91	234	287	643
		-11,64%	25,10%	34,98%	82,77%	75,20%	47,73%
Service 3	Projection	735	786	938	1 018	1 373	4 850
	Réalisation	585	861	1 094	1 586	2 037	6 163
	Ecart	- 150	75	157	568	663	1 313
		-20,42%	9,51%	16,69%	55,79%	48,31%	27,06%
Service 4 non moteurs	Projection	9 063	9 683	11 506	12 466	16 737	59 455
	Réalisation	5 302	7 568	10 173	15 082	20 293	58 417
	Ecart	- 3 761	- 2 115	- 1 332	2 615	3 555	- 1 038
		-41,50%	-21,85%	-11,58%	20,98%	21,24%	-1,75%
Service 4 pompage	Projection	2 005	2 673	2 673	2 673	2 673	12 699
	Réalisation	1 114	1 496	1 810	2 192	2 714	9 326
	Ecart	- 892	- 1 177	- 864	- 481	41	- 3 373
		-44,46%	-44,03%	-32,31%	-17,99%	1,53%	-26,56%
Service 4 autres moteurs	Projection	841	1 044	1 044	1 044	1 044	5 015
	Réalisation	1 192	1 663	2 321	3 124	3 936	12 236
	Ecart	351	620	1 277	2 081	2 893	7 221
		41,76%	59,36%	122,35%	199,38%	277,16%	143,97%
Eclairage publique	Projection						-
	Réalisation	77	104	147	224	277	830
	Ecart	77	104	147	224	277	830
							-
Total	Projection	14 006	15 644	17 899	19 088	24 373	91 010
	Réalisation	9 032	12 681	16 723	23 786	31 202	93 424
	Ecart	- 5 050,90	- 3 067,76	- 1 323,30	4 474,29	6 552,35	2 414
		-36,06%	-19,61%	-7,39%	23,44%	26,88%	3%

Compte tenu des incohérences notées dans les différentes données reçues, la CRSE a utilisé les données considérées pour le calcul de la compensation dans le cadre de l'harmonisation tarifaire, sachant qu'elles ont suivi un processus de validation, pour reconstituer la répartition de la consommation des clients par niveau de service.

La répartition reconstituée est présentée dans le tableau suivant.

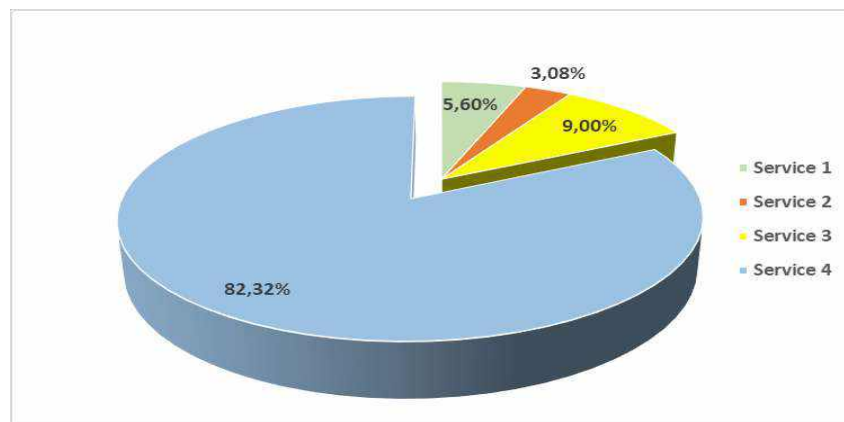
Tableau 12 : Analyse comparative de la consommation par niveau de service (MWh)

Consommation par niveau de service (MWh)		2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	Total
Service 1	Projection	1 158	1 239	1 478	1 604	2 164	7 643
	Réalisation	413	554	648	743	733	3 092
	Ecart	- 744	- 685	- 830	- 861	- 1 431	- 4 551
		-64,30%	-55,31%	-56,13%	-53,65%	-66,12%	-59,54%
Service 2	Projection	204	218	261	283	381	1 347
	Réalisation	249	212	315	426	497	1 699
	Ecart	45	7	54	144	116	352
		22,03%	-3,08%	20,83%	50,84%	30,29%	26,11%
Service 3	Projection	735	786	938	1 018	1 373	4 850
	Réalisation	358	560	1 178	1 188	1 686	4 970
	Ecart	- 377	- 226	- 240	- 170	- 313	- 120
		-51,32%	-28,75%	25,55%	16,73%	22,77%	2,46%
Service 4	Projection	11 909	13 400	15 223	16 184	20 454	77 170
	Réalisation	2 619	6 583	8 556	11 618	16 090	45 466
	Ecart	- 9 290	- 6 817	- 6 667	- 4 565	- 4 365	- 31 704
		-78,01%	-50,88%	-43,79%	-28,21%	-21,34%	-41,08%
Total	Projection	14 006	15 644	17 899	19 088	24 373	91 010
	Réalisation	3 639	7 909	10 697	13 976	19 006	55 226
	Ecart	- 10 366,76	- 7 735,48	- 7 202,29	- 5 111,94	- 5 367,24	- 35 784
		-74,02%	-49,45%	-40,24%	-26,78%	-22,02%	-39%

Sur la base des données utilisées pour le calcul de la compensation, la consommation par niveau de service a globalement enregistré des évolutions ci-après entre 2019 et 2023 :

- le service 1, représentant 5,60% des consommations globales de la période, a augmenté de 77,36% ;
- le service 2, représentant 3,08% des consommations de la période, a presque doublé (croissance de 99,54%) ;
- le service 3, représentant 9,00 % des consommations totales de la période, a enregistré une multiplication par 4,71 (soit une croissance de 371,33 %) ;
- le service 4, représentant 82,32% des consommations globales des usagers de la concession, a été multiplié par 5,22 (soit une croissance de 422,26%).

Graphique 1 : Répartition des ventes par niveau de service 2019-2023



2.1.5 L'évolution de la clientèle et de la consommation (Données harmonisation)

Suivant la même logique, pour analyser l'évolution du nombre de clients raccordés sur la période, la CRSE s'est appuyée sur les données de calcul de la compensation tarifaire. Pour rappel, à la suite de la révision exceptionnelle, l'**objectif** de clients à raccorder par ERA a été fixé à 16 574.

En prenant en compte le fait que dans la concession, la facturation du concessionnaire est bimestrielle et réalisée alternativement par zone géographique, le nombre de clients a été reconstitué **sur la base des données validées par l'ASER**.

Le tableau ci-dessous donne les évolutions de la clientèle par année comparées aux projections.

Tableau 13 : Clients raccordés par rapport aux projections sur la période 2019-2023

Clients par niveau de service		2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	Pondération
Service 1	Projection	4 273	4 891	5 909	6 433	8 130	49,05%
	Réalisation	2 172	3 737	4 859	5 182	4 444	20,63%
	Ecart	2 101	1 154	1 050	1 251	3 686	
		-49,17%	-23,60%	-17,78%	-19,45%	-45,34%	
Service 2	Projection	454	512	625	696	879	5,30%
	Réalisation	1 164	1 400	1 294	1 931	1 988	9,23%
	Ecart	710	888	669	1 235	1 109	
		156,54%	173,60%	106,96%	177,48%	126,19%	
Service 3	Projection	1 005	1 193	1 465	1 672	2 080	12,55%
	Réalisation	493	1 104	1 784	2 766	3 470	16,11%
	Ecart	512	89	319	1 094	1 390	
		-50,95%	-7,48%	21,81%	65,39%	66,79%	
Service 4	Projection	3 012	3 912	4 323	4 522	5 485	33,09%
	Réalisation	2 710	2 821	4 160	5 872	11 644	54,04%
	Ecart	302	1 091	163	1 350	6 159	
		-10,02%	-27,89%	-3,77%	29,86%	112,29%	
Total	Projection	8 744	10 508	12 322	13 323	16 574	
	Réalisation	6 539	9 062	12 097	15 751	21 546	
	Ecart	2 205	1 446	225	2 428	4 972	
		-25,21%	-13,76%	-1,83%	18,22%	30,00%	

Dans cette perspective, les objectifs de raccordement n'ont pas été atteints durant les trois premières années (2019-2021) avec des écarts de -25,21 %, -13,76 % et -1,83 %. Cependant, les raccordements effectués les deux dernières années (2022-2023) ont permis de dépasser les objectifs de +18,22 % en 2022 et +30,00 % à la fin de la période, entraînant un rattrapage et un dépassement **de l'objectif global** de 4 972 clients.

Par ailleurs, une modification significative de la structure de la clientèle a été observée. Alors que les projections prévoyaient que les clients du Service 1 représenteraient près de la moitié de la clientèle, **leur part réelle s'est établie** à 20,63 %. La clientèle au Service 4, est devenue le segment dominant, représentant actuellement **54,04 % de l'effectif total**. **Les Services 2 et 3** ont également enregistré des parts plus élevées que prévu.

Tableau 14 : Evolution de la consommation unitaire de la clientèle (Données harmonisation tarifaire)

Consommation unitaire par niveau de service (KWH)		2019	2020	2021	2022	2023	Moyenne	TCAM
Service 1	Projection	270,94	253,33	250,11	249,33	266,15	257,97	
	Réalisation	190,30	148,18	133,43	143,46	164,96	156,07	-2,82%
	Ecart	80,64	105,15	116,67	105,87	101,19	101,90	
		-29,76%	-41,51%	-46,65%	-42,46%	-38,02%	-39,50%	
Service 2	Projection	449,84	426,87	416,70	406,30	434,00	426,74	
	Réalisation	213,98	151,22	243,29	220,87	249,99	215,87	3,16%
	Ecart	236	276	173	185	184	210,87	
		-52,43%	-64,58%	-41,61%	-45,64%	-42,40%	-49,41%	
Service 3	Projection	731,07	658,97	640,43	608,62	660,04	659,83	
	Réalisation	725,52	507,52	660,11	429,56	485,84	561,71	-7,71%
	Ecart	6	151	20	179	174	98,12	
		-0,76%	-22,98%	3,07%	-29,42%	-26,39%	-14,87%	
Service 4	Projection	3 954,42	3 425,14	3 521,42	3 579,15	3 729,23	3 641,87	
	Réalisation	966,43	2 333,50	2 056,74	1 978,58	1 381,79	1 743,41	7,41%
	Ecart	2 988	1 092	1 465	1 601	2 347	1 898,46	
		-75,56%	-31,87%	-41,59%	-44,72%	-62,95%	-52,13%	
Total	Projection	1 601,83	1 488,71	1 452,60	1 432,72	1 470,51	1 489,28	
	Réalisation	556,52	872,72	884,26	887,32	882,09	816,58	9,65%
	Ecart	1 045,30	616,00	568,35	545,39	588,42	672,69	
		-65,26%	-41,38%	-39,13%	-38,07%	-40,01%	-45,17%	

L'analyse du tableau de l'évolution de la consommation unitaire de la clientèle permet de faire les constats ci-dessous :

- les consommations observées par niveau de service sont inférieures aux projections initiales et représentent en moyenne 54,83% des prévisions ;
- les consommations pour les services 1 et 3 ont respectivement baissé à un taux annuel moyen de 2,82% et 7,71% sur la période écoulée ;
- **les consommations pour les services 2 et 4, à l'inverse, ont respectivement progressé à un taux annuel moyen de 3,16% et 9,65% sur la période visée.**

2.2 Suivi des normes de qualité de service

Afin de garantir une bonne qualité de service, le Ministère en charge de l'énergie a fixé des normes de qualité de service à appliquer par ERA pour la période 2019-2023. A titre de rappel, le tableau ci-dessous présente la situation des normes de ERA pour la période 2019-2023.

Tableau 15 : Etat des normes pour la période 2019-2023

Normes		Normes (jours ouvrables)	Incitations contractuelles
Norme d'approbation	Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement MT confiés à une entreprise autre que ERA	15	6212 F CFA par jour de retard
	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	10	6212 F CFA par jour de retard
Normes liées aux relations avec la clientèle	Emission première facture (non estimée)	3 mois après début fourniture	6212 F CFA
	Réponses aux réclamations concernant les factures	10	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée
	Préavis avant toute interruption programmée de fourniture	3	5% de la moyenne mensuelle des consommations des 12 derniers mois
	Remise de courant après coupure pour défaut de paiement	24 heures	5% de la moyenne mensuelle des consommations des 12 derniers mois
Normes de vérification des compteurs	Prise de rendez-vous et inspection suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur	10	6669 FCFA
Normes sur les compteurs à prépaiement	Disponibilité du rechargement des compteurs à prépaiement		a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Weekend et jours fériés : 8 heures à 12 heures
Normes de qualité du courant	Fréquence	50 Hz + 5%	50 Hz + 5%
	Tension / BT	127/220V ou 220/380V + 11%	127/220V ou 220/380V + 10%
	Tension / MT	Tension nominale autorisée + 5%	Tension nominale autorisée + 5%
	Fournir des explications sans effectuer de visite	7	6669 FCFA
	Prendre rendez-vous pour une visite dans le même délai	7	6669 FCFA
Normes de branchement Basse Tension (Sans modification du Réseau existant)	Visite à une personne ayant fait une demande de branchement	10	2 fois les coûts de 1er établissement d'un nouveau branchement ou de déplacement de compteur ; rapporté à la norme de branchement ou de déplacement de compteur
	Travaux de branchement	10	
	Déplacement de compteur	10	
Normes de branchement Basse Tension (Avec modification du Réseau existant)	Réponse à une demande de branchement	15	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement
	Travaux de branchements	60	

L'opérateur n'a pas fourni les informations demandées concernant l'application de ces normes.

2.3 Situation des investissements

Le programme d'investissement 2019-2023, retenu par la CRSE pour l'opérateur ERA, est budgétisé à 4,829 milliards FCFA. Il couvre des équipements de distribution, du matériel de transport, du matériel informatique, des outillages, ainsi que du mobilier de bureau.

L'analyse des investissements réalisés par l'opérateur sera axée sur son alignement au programme retenu par la CRSE. Cette analyse comparative portera à la fois sur le niveau de réalisation physique des investissements et sur le niveau d'exécution du budget d'investissements.

2.3.1 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 a réalisé 55,99 km de lignes MT pour un montant 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 16 : Nombre de kilomètres 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

2.3.2 Lignes Basse Tension

Dans le cadre de ses conditions tarifaires pour la période 2019-2023, ERA devait raccorder 57 villages polarisant 2 451 clients, avec 28 villages à connecter en 2019 et 29 villages en 2020. Pour se 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 milliards FCFA.

L'analyse des données transmises par l'opérateur montre qu'il a construit 91,12 km de ligne BT, représentant 43,37% de l'objectif pour un montant total de 740 millions correspondant à près de 52,85% du budget.

Ces réalisations portent sur le département de Koungheul (60,96 km), Kaffrine (12,39 km), Birkelane (8,73 km), Tambacounda (5,39 km) et Koumpentoum (3,65 km).

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

Tableau 17 : 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

2.3.3 Postes de transformation MT/BT

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

Au terme de la période 2019-2023, ERA a installé 37 postes de transformation sur les 57 prévus, atteignant ainsi un taux de réalisation de 64,91%. Ce résultat correspond à l'installation de transformateurs dans 28 nouvelles localités et au remplacement des transformateurs et disjoncteurs hauts de poteau dans 9 localités supplémentaires.

2.3.4 Système solaire

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, dans le cadre des normes et obligations de la période**. La CRSE a retenu **l'objectif ainsi fixé par le Ministère en charge de l'énergie, soit 4 505 pour un budget 1,220 milliard FCFA**.

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

Cependant, ERA a engagé 183,87 millions FCFA en 2023 pour cette activité sans préciser la nature des investissements concernés.

2.3.5 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**. Afin de 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 la CRSE a 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 d'assurer les opérations d'installation et d'entretien et des transformateurs de type aérien et des supports en béton de l'opérateur**.

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**. 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.

Toutefois, pour les acquisitions, ERA a acheté 4 véhicules de type 4x4, initialement loués, **pour un montant de 29,800 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 budget de 31,410 millions de FCFA. Au terme de la période sous revue, ERA a acquis 4 motos pour un coût global de 5,676 millions FCFA, représentant un taux d'exécution budgétaire de 18,07 %.

2.3.6 Matériel informatique

La CRSE avait approuvé l'acquisition de matériel informatique pour le personnel de la société Énergie Rurale Africaine (ERA), incluant des ordinateurs pour un montant de 7,805 millions de FCFA, ainsi que **l'achat d'onduleurs, de switches, de pare-feu (firewalls)** et de serveurs nécessaires à l'exploitation pour un montant de 19,571 millions de FCFA. L'enveloppe **budgétaire totale validée s'élevait** ainsi à 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.**

2.3.7 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.

Tableau 18 : Etat d'exécution du budget d'investissement (en milliers de FCFA)

RUBRIQUES	Période 2019-2023		Ecart	
	Prévision	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%

À la date du 31 décembre 2023, ERA a exécuté 56,53% du budget d'investissement prévu pour la période 2019-2023, affichant un ainsi un déficit d'investissement de 2,099 milliards de FCFA. L'analyse des niveaux de réalisation par rubrique d'investissement révèle plusieurs facteurs explicatifs de ce déficit :

- L'abandon des systèmes solaires individuels à hauteur de 1,221 milliards FCFA, soit **25,28 % du budget d'investissement total de la période** ;
- Le changement de stratégie en matière d'acquisition de matériel roulant : ERA a privilégié le leasing ou la location longue durée des véhicules et autres matériels roulants.

Enfin, il convient de relever que sur la période tarifaire écoulée, ERA a reçu une subvention d'investissement totale de 2,175 milliards de FCFA, ce qui représente 79,66% du montant total investi par l'opérateur sur la période 2019-2024, soit 2,730 milliards de FCFA. La situation est présentée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 19 : 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 la subvention de base d'un montant de 1,837 milliard FCFA reçu en 2019 et 2020 a été fourni par l'AFD.

2.4 Situation de l'Exploitation

Il s'agira, dans cette partie, d'apprécier le niveau d'atteinte du chiffre d'affaires projeté ainsi que le degré de maîtrise des charges d'exploitation en référence à celles budgétisées.

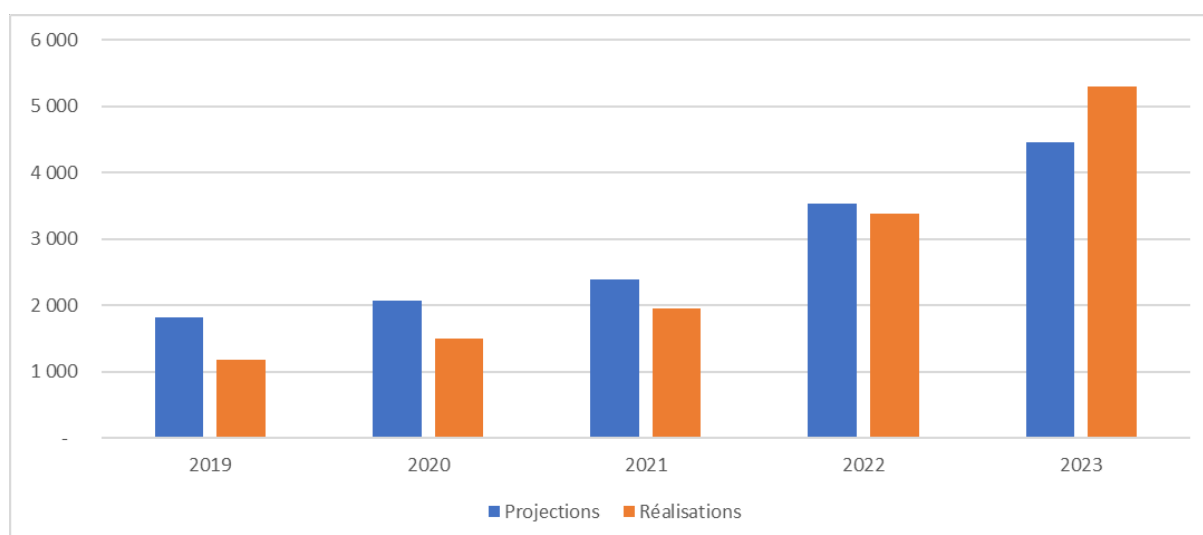
2.4.1 Chiffre d'affaires de la période

Entre 2019-2023, ERA a réalisé un chiffre d'affaires global de 13,312 milliards de FCFA ; soit 93,97% du chiffre d'affaires projeté ; en attestent le tableau et le graphique ci-dessous.

Tableau 20 : Chiffre d'affaires : Prévisions et réalisations (en millions de FCFA)

Rubrique	2019	2020	2021	2022	2023	Période 2019-2023
Projections	1 819	2 072	2 383	3 531	4 467	14 272
Réalisations	1 174	1 500	1 954	3 383	5 301	13 312
Ecart	- 646	- 572	- 430	- 147	835	- 960
Niveau d'atteinte du CA projeté	64,51%	72,39%	81,96%	95,82%	118,69%	93,27%

Graphique 2 : Chiffre d'affaires projeté et réalisé (en millions de FCFA)



Sur la période tarifaire, ERA a réalisé un chiffre d'affaires de 13,312 milliards de FCFA globalement en phase avec le chiffre d'affaires de 14,272 milliards de FCFA projeté. En effet, l'écart enregistré par rapport aux prévisions se chiffre à 960 millions FCFA.

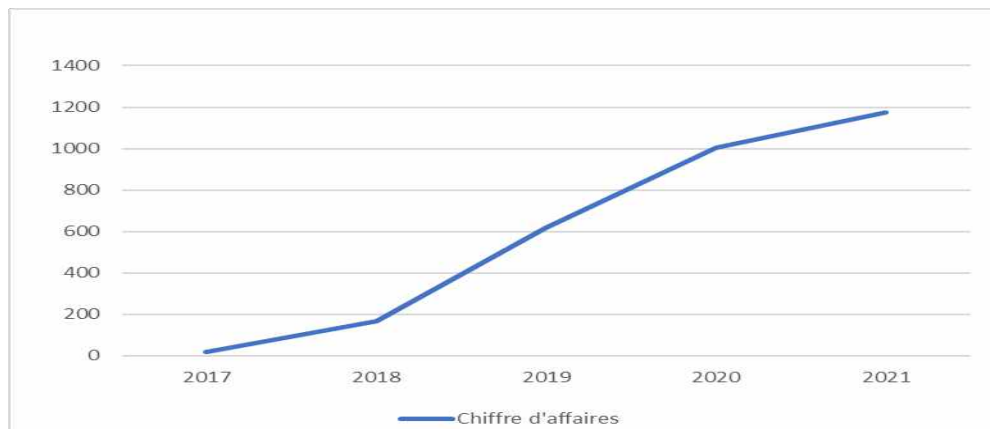
Les quatre premières années (2019 à 2022) ont été marquées par des réalisations en deçà des attentes, avec des niveaux respectifs de 64,51%, 72,39%, 81,96% et 95,82%. Cependant, une nette amélioration est observée en 2023 avec un dépassement de 835 millions de FCFA, soit un niveau d'atteinte de 118,69% du chiffre d'affaires projeté pour cette année.

Il convient de relever que les performances notées en 2023 coïncident avec la révision **exceptionnelle des conditions tarifaires de l'opérateur** effectué par la CRSE afin de prendre en compte, l'impact du retard des transferts des villages attendus de l'Etat, le Besoin en Fonds de Roulement Normatif (BFRN) et la partie de la **TVA non déductible sur les achats d'énergie** auprès de Senelec.

Tableau 21 : Evolution du chiffre d'affaires (en millions de FCFA)

Rubrique	2019	2020	2021	2022	2023
Chiffres d'affaires	1 174	1 500	1 954	3 383	5 301
Cumul Chiffres d'affaires	1 174	2 674	4 627	8 010	13 312

Graphique 3 : Evolution du chiffre d'affaires (en millions de FCFA)



Les augmentations assez significatives et continues du chiffre d'affaires qui a été multiplié par 4,5 entre 2019 et 2023, ont permis de porter le chiffre d'affaires global de ERA à 13,312 milliards de FCFA.

2.4.2 Charges d'exploitation sur la période 2019- 2023

L'analyse porte sur le niveau de maîtrise des charges d'exploitation en confrontant les réalisations aux projections.

Tableau 22 : Analyse comparative des projections et réalisations des charges d'exploitation sur la période 2019-2023 (en milliers FCFA)

RUBRIQUES	Période 2019-2023		Ecart	
	Prévision	Réalisation	Montant	TEB
Achats d'énergie électrique	9 597 879	5 753 871	3 844 009	59,95%
Achats Senelec	8 318 314	5 753 871	2 564 443	
Redevances fixes Senelec	487 080	-	487 080	
TVA non deductible	792 485	-	792 485	
Pièces et consommables	238 232	1 228 224	- 989 993	515,56%
Distribution	238 232	1 228 224	- 989 993	
Dépenses personnel	1 749 899	2 540 430	- 790 531	145,18%
Direction générale et agences	1 749 899	2 540 430	- 790 531	
Autres coûts de fonctionnement	1 487 198	2 827 756	- 1 340 558	190,14%
Frais véhicules	565 007	678 719	- 113 712	120,13%
Carburant	309 007	210 384	98 623	
Maintenance	256 000	111 028	144 972	
Location véhicules	-	357 308	- 357 308	
Autres frais généraux	922 191	2 149 037	- 1 226 846	233,04%
Consommables bureau, téléphone, etc	569 550	1 617 587	- 1 048 036	
Formation	35 380	48 801	- 13 421	
Honoraires de gestion	16 790	58 288	- 41 498	
Assurance	155 470	42 518	112 952	
Fiscalité	75 000	175 008	- 100 008	
Redevances	-	76 288	- 76 288	
Location de bureau	70 000	130 546	- 60 546	
Aléas (5% des autres coûts de fonctionnement)	74 360	-	74 360	0,00%
TOTAL	13 147 568	12 350 281	797 287	93,94%

Les charges d'exploitation de ERA, sur la période tarifaire 2019-2023, s'élèvent à 12,350 milliards de FCFA pour des projections qui se chiffrent à 13,148 milliards de FCFA, soit 93,94% du montant projeté. Ce taux global masque toutefois des disparités importantes entre les différents postes budgétaires, nécessitant une analyse plus détaillée.

Concernant les achats d'énergie auprès de Senelec, les réalisations représentent 59,95% des projections. Cet écart notable par rapport aux prévisions s'explique principalement par des hypothèses de consommation des clients qui se sont révélées à la pratique très optimistes. Il s'y ajoute que l'Etat a transféré à ERA plusieurs minicentrales qui assurent la production dans les localités concernées.

En effet, le seul poste sans dépassement budgétaire est celui des achats d'énergie auprès de Senelec, avec un taux d'exécution budgétaire de 59,95%. Ce qui ne résulte pas d'une optimisation de l'opérateur, mais plutôt d'une surévaluation de l'augmentation de la consommation d'énergie qui résulterait de l'harmonisation des tarifs et du transfert par l'Etat de minicentrales.

Pour les autres postes de charges, des réalisations largement supérieures aux projections sont constatées.

2.5 Situation Financière

2.5.1 Analyse de l'exploitation

L'analyse des soldes significatifs 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 milliards de FCFA en 2023.

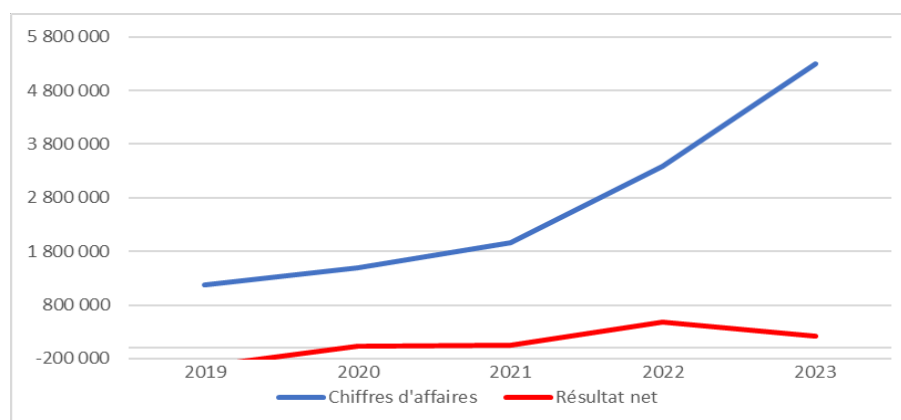
Le résultat d'exploitation suit une tendance similaire à celle de l'EBE avec un point de rupture en 2023 qui s'explique essentiellement par la constitution en 2023, par ERA, d'une provision de renouvellement s'élevant à 1,530 milliards de FCFA.

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.

Tableau 23 : Evolution des soldes significatifs de gestion (en milliers de FCFA)

Rubrique	2019	2020	2021	2022	2023
Chiffres d'affaires	1 173 715	1 499 793	1 953 608	3 383 288	5 301 463
Valeur ajoutée	119 945	503 135	515 565	1 030 328	2 415 825
EBE	-311 551	58 697	57 281	486 311	1 797 261
Résultat d'Exploitation	-311 551	58 697	57 281	492 873	202 352
Résultat financier	-33 328	-19 389	-72	-7 068	31 325
Résultat AO	-344 878	39 308	50 117	485 805	233 677
Résultat HAO	-	-	5 800	-	150
Résultat net	-348 935	35 471	58 153	480 805	228 827

Graphique 4 : Evolution du Chiffre d'Affaires et du Résultat net



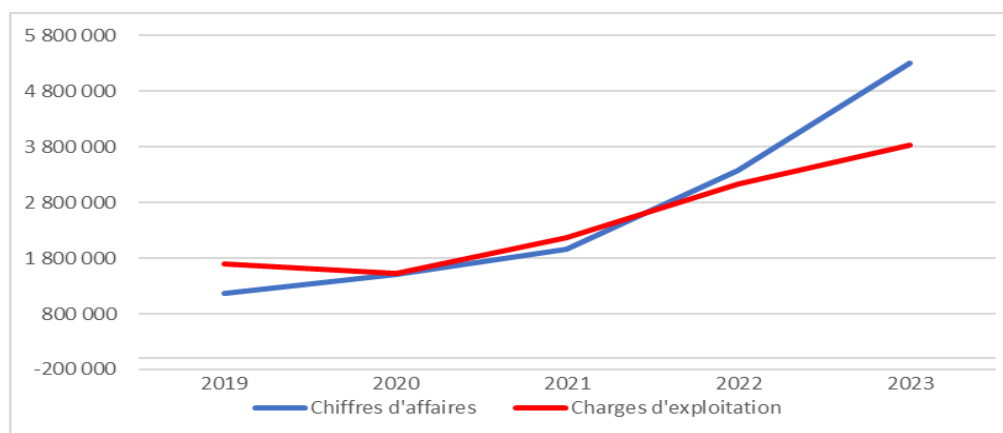
Après une période de pertes qui a duré du démarrage des activités jusqu'en 2019 avec un cumul des déficits qui se chiffre à 2, 718 milliards, ERA enregistre en continu depuis 2020 des résultats bénéficiaires.

Tableau 24 : Evolution des charges d'exploitation (en milliers de FCFA)

Charges d'exploitations	Exercices					TOTAL	TCAM
	2019	2020	2021	2022	2023		
Achats d'énergie électrique	412 015	545 092	976 777	1 529 931	2 290 055	5 753 871	53,54%
Achats de matières premières et fournitures liées	206 619	105 037	243 371	338 949	334 268	1 228 244	12,78%
Autres achats (Carburant, Frs ns, Frs de bureau ns...)	276 101	224 146	204 359	270 628	165 739	1 140 974	-11,98%
Transports (Voyages, Déplacements ...)	9 474	2 426	6 739	8 293	15 651	42 583	13,37%
Services Extérieurs (Loyers, Locations, Entretiens et répar	192 960	180 431	255 215	275 337	360 873	1 264 817	16,94%
Impôts et Taxes (Impôt, Taxes, Fiscalités ...)	16 181	20 718	20 694	80 114	37 300	175 008	23,22%
Autres charges (Jetons de présence, Autres Rém ADM ...)	156 260	7 549	856	82 185	1 140	247 990	-70,78%
Charges de personnel	431 496	444 438	458 284	544 016	618 565	2 496 799	9,42%
TOTAL	1 701 106	1 529 838	2 166 296	3 129 455	3 823 591	12 350 286	22,44%

Les charges d'exploitation de ERA, hors amortissements et provisions ont enregistré sur la période 2019-2023, un TCAM de 22,44%.

Graphique 5 : Evolution du Chiffre d'Affaires et des charges d'exploitation

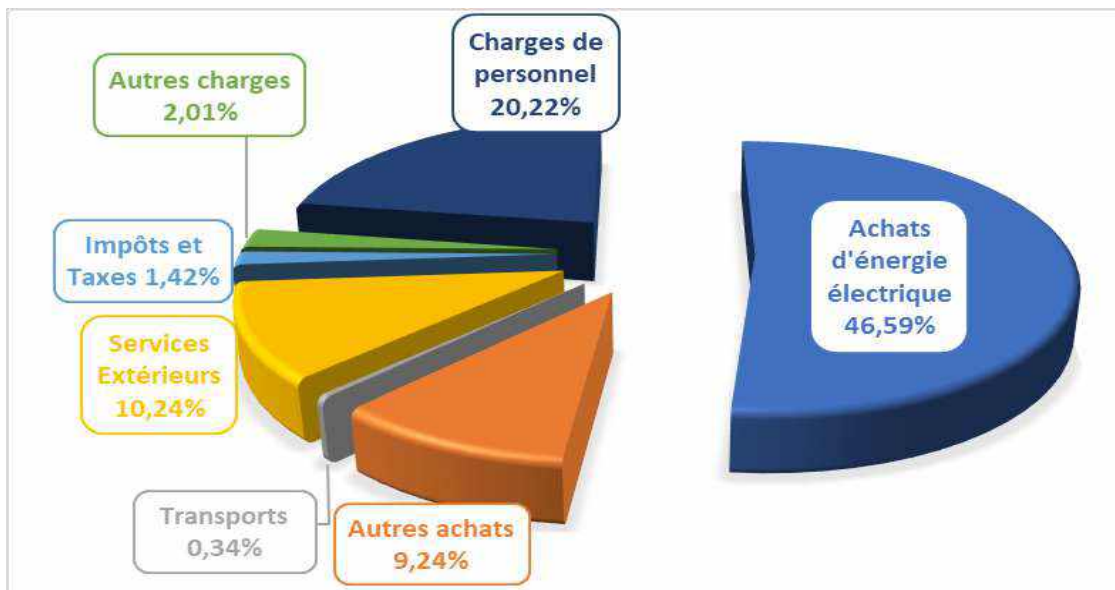


Par ailleurs, la structure des charges de ERA fait état de la prépondérance des achats d'énergie et des charges de personnel sur les autres postes de charge. En effet, les achats d'énergie et les charges de personnel représentent respectivement 46,59% et 20,22% des charges d'exploitation.

Tableau 25 : 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 Rém 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%

Graphique 6 : Répartition des charges d'exploitation



2.5.2 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 à 1,85 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 ; 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.

Tableau 26 : Ratios d'équilibre de la structure de financement

Rubriques	Formule	2019	2020	2021	2022	2023
Financement des immobilisations	Capitaux Permanents / Immobilisations	1,21	1,39	1,26	1,38	1,85
Equilibre financier	Capitaux Permanents / (Emplois stables + BFR)	1,27	1,44	1,23	1,20	1,08
Autonomie financière	Capitaux Propres / Dettes Financières	11,38	12,22	10,65	10,03	1,84
Liquidité	Actif circulant / Passif circulant	0,87	0,92	1,04	1,16	1,46

Par ailleurs, l'analyse tendancielle des bilans de ERA fait ressortir une amélioration continue de son patrimoine sur la période 2019-2023.

Tableau 27 : Synthèse des bilans sur la période 2019-2023 (en millions de FCFA)

ACTIF	2019	2020	2021	2022	2023	PASSIF	2019	2020	2021	2022	2023
Immobilisations	2 173	2 495	2 774	2 936	3 046	Capitaux propres et ressources assimilées	2 414	3 194	3 202	3 682	3 656
Actif circulant	755	1 060	1 930	3 075	6 866	Dettes financières et ressources assimilées	212	261	301	367	1 989
Trésorerie actif	563	1 054	649	678	421	Passif circulant	865	1 153	1 850	2 640	4 688
						Trésorerie Passif	-	-	-	-	0,140
TOTAL GENERAL	3 491	4 609	5 353	6 689	10 333	TOTAL GENERAL	3 491	4 609	5 353	6 689	10 333

De manière globale, ERA, après une phase déficitaire de ses activités depuis le démarrage de l'exploitation en 2013, a pu redresser la situation à partir de 2019 et enregistre depuis lors, des résultats bénéficiaires. Ainsi, elle résorbe progressivement ses pertes cumulées et améliore l'équilibre de sa structure financière.

2.6 Appréciation de l'adéquation de la Formule de contrôle des revenus

ERA n'a pas formulé d'appréciation sur l'adéquation de la Formule de contrôle des revenus, considérant que les résultats de la révision exceptionnelle étaient satisfaisants.

CHAPITRE III : METHODOLOGIE DE REVISION

La révision des conditions tarifaires de ERA est menée conformément aux dispositions législatives, réglementaires et contractuelles en vigueur, notamment :

- la loi n° 2021-31 du 9 juillet 2021 portant Code de l'électricité ;
- la loi n° 2021-32 du 9 juillet 2021 portant création, organisation et attributions de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE) ;
- le décret n°2022-1593 du 12 septembre 2022 portant organisation et fonctionnement de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie ;
- le décret n° 98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination des conditions tarifaires ;
- le Contrat de Concession de ERA.

3.1 Détermination des revenus requis de référence

Les conditions tarifaires doivent assurer à ERA les revenus nécessaires (Revenus Requis : RR) pour couvrir ses charges d'exploitation et de maintenance raisonnables, ses impôts et taxes et les amortissements des investissements autorisés.

Elles doivent également assurer à l'entreprise une rentabilité sur les investissements (base tarifaire) permettant de rémunérer ses fonds propres et les emprunts servant à financer les investissements. Cette rentabilité doit être suffisante pour attirer les capitaux privés.

Le Revenu Requis est déterminé comme suit :

$$\mathbf{RR = E\&M + D + T + r * K_i}$$

Avec

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

La Base Tarifaire à rémunérer sur la période 2024-2028 est déterminée à partir de sa valeur à la fin de l'année 2023, des projections de dépenses d'investissement et des amortissements sur la période 2024-2028.

La valeur de la Base Tarifaire à la fin de l'année 2023 correspond, conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur, à la somme des valeurs nettes de la Base Tarifaire de la période 2019-2023 mises à jour à laquelle sont déduites les cessons d'actifs.

Ainsi, la révision des conditions tarifaires de ERA consiste, à déterminer, à partir des projections des coûts validés par la CRSE, un profil de revenus requis et de prix-plafonds qui correspond aux niveaux de vente de référence pour la période 2024-2028.

À partir du revenu requis de référence **pour l'exploitation de la concession**, un prix plafonds **de vente de l'énergie électrique est déterminé**. Ces tarifs sont déterminés à **partir d'un tarif de base qui est ajusté jusqu'à l'obtention des tarifs** permettant de couvrir le revenu requis sur la période.

Pour pouvoir les adapter aux conditions économiques constatées durant la période tarifaire **et aux ventes réelles, une formule d'indexation est paramétrée afin de répercuter au mieux l'impact des changements de l'environnement économique** sur les conditions tarifaires ERA. Il **s'agit** notamment de **l'inflation**, du prix de cession de **l'électricité par** Senelec et du niveau de la demande.

3.2 Indexation des revenus requis

3.2.1 Indexation des tarifs

Les tarifs plafonds ayant été déterminés à des conditions économiques de référence, des mécanismes **d'indexation sont prévus pour protéger** le concessionnaire contre **l'inflation sur laquelle il n'a pas d'influence, mais aussi pour faire bénéficier aux usagers d'une baisse de coûts**.

Pour cela, **une formule d'indexation est définie** sur la base des catégories de charges à couvrir par le revenu.

Les charges de l'opérateur sont classées selon les catégories suivantes :

- les charges en monnaie locale non indexées sur une devise ;
- les charges en devise et en monnaie locale indexées sur une devise ;
- les charges variables y compris les achats **d'énergie** ;
- les charges fixes.

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

3.2.2 Périodicité d'indexation

Pour **répercuter l'inflation sur les tarifs, des indexations semestrielles au 1er janvier et au 1^{er} juillet sont prévues**. **L'évolution des tarifs résultant de l'indexation est applicable** quel que soit son niveau à la date de signature du Contrat de Concession et **à l'issue** de la revue du 1er janvier. Pour la **revue du 1er juillet, l'évolution des tarifs résultant de l'indexation n'est applicable que lorsque la variation de l'indice d'inflation est supérieure ou inférieure à 3%**.

En tout état de cause, l'opérateur peut appliquer des tarifs en deçà des prix plafonds.

ANNEXE 1 : Normes et obligations de ERA pour la période 2024 – 2028



REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE ERA

OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION ET NORMES FIXEES A ERA POUR LA PERIODE 2024-2028

1. Réalisations de ERA

Les informations fournies par ERA sur la période considérée de 2019-2023, indiquent un nombre de **26 885 ménages raccordés au réseau** pour un **objectif contractuel de 20 592 abonnés** à travers les différents projets et programmes de l'Etat et de son programme prioritaire d'électrification rurale (PPER). Ainsi, le taux de réalisation de l'objectif est de **131%**.

Les abonnés bénéficiaires de ces raccordements se trouvent dans **290** localités des régions de Kaffrine, Tambacounda et Kedougou dont **28** électrifiées par ERA et **262** localités électrifiées par l'ASER, le PUDC et Senelec dans le cadre du programme national d'électrification rurale (PNER) à travers des projets réalisés dans le périmètre de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kedougou. Lesdites localités font l'objet de transfert à ERA pour exploitation, en vertu du principe de l'exclusivité de la distribution d'électricité dans son périmètre.

Les tableaux ci-après donnent le nombre de localités électrifiées par ERA, l'ASER, le PUDC et Senelec

Concession KTK	Situation en 2023	Objectifs	Taux de réalisation (%)
Nombre de localités électrifiées par ERA	28	57	49%
Nombre de localités électrifiées (ASER, PUDC, Senelec) et transférés à ERA	262	367	71%
Nombre total de localités électrifiées	290	424	68%
Nombre de localités en exploitation	290	424	68%
Nombre total d'abonnés	26 885	20 592	131 %

2. Obligations de desserte fixées à ERA dans 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 par 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 pour la période 2024-2028 consistent à raccorder 17 158 abonnés supplémentaires dont 8 217 abonnés dans les localités qui seront électrifiées par les projets de l'Etat et transférées à l'opérateur ainsi que 8 941 abonnés à travers la densification du réseau dans des localités déjà électrifiées et l'électrification de nouvelles localités dans son périmètre.

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 1 et 2 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.

Au demeurant, le nombre important d'abonnés potentiels dans la concession, d'une part, et la mise en œuvre des ambitieux projets et programmes de l'Etat, combinée aux efforts propres d'investissement à faire par ERA, d'autre part, ainsi que la mise en œuvre de l'harmonisation intégrale des tarifs de l'électricité, devraient permettre d'atteindre voire dépasser cet objectif.

Le détail de l'obligation de desserte fixée à ERA sur la période 2024-2028 est donné ci-après.

2.1 Densification et électrification de nouvelles localités

ERA doit raccorder 8 941 clients à travers la densification de **315** localités et l'électrification de **44** nouvelles localités dans son périmètre.

Obligations	Villages	Ménage 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	419	8 941

2.2 Localités électrifiées par des entités de l'Etat et transférées à ERA

Il s'agit des villages que l'Etat (ASER, PUDC, Senelec) compte 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 localités qui lui seront transférées pour exploitation. Le tableau ci-après donne le détail de la technologie considérée et du nombre de localités ciblées.

Concession de ERA	Nombre de localités	Nombres de ménages à raccorder
Villages électrifiés par raccordement au réseau MT	163	5 469
Villages électrifiés par mini-centrales solaires	89	2 394
Village électrifiés par Kits solaires	26	354
TOTAL	278	8 217

2.2.1 Hypothèse de transfert

	2024	2025	2026	2027	2028
Taux d'avancement	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

3. Normes fixées à ERA

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 minimas 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.

3.1 Normes d'approbation

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles	
	2019-2023	Période 2024-2028	Période 2019-2023	Période 2024-2028
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement MT confiés à une entreprise autre que ERA	-	15	6212 F CFA par jour de retard	6212 F CFA par jour de retard
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	-	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.

3.2 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 facture (non estimée)	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
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.

3.3 Normes de vérification des compteurs

	Normes		Incitations contractuelles* (F CFA)	
	Période 2019-2023	Période 2024-2028	Période 2019-2023	Période 2024-2028
Prise de rendez-vous et inspection suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur**	10	10	6669	6669

* 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.

3.4 Normes sur les compteurs à prépaiement

Disponibilité du rechargement des compteurs à prépaiement

	Normes (jours et heures ouvrables)	
	Période 2019-2023	Période 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 :

		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.

	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	6669 FCFA	6669 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

	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 déplacement de compteur ; rapporté à la norme de branchement ou de déplacement de compteur	2 fois les coûts de 1 ^{er} établissement d'un nouveau branchement ou de déplacement de compteur ; rapporté à la norme de branchement ou de déplacement de compteur
Travaux de branchement	5	10		
Déplacement de compteur	5	5		

*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

	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.

ANNEXE 2 : chronogramme actualisé de la révision des conditions tarifaires de ERA pour la période 2024-2028

RUBRIQUE	RESPONSABLE	ACTIONS A MENER	ECHEANCE	Livrables
			Initiale	
Lancement officiel	CRSE	Lancement du processus de révision des conditions tarifaires de ERA	15/07/23	
PHASE PREPARATOIRE				
Bilan de la période 2019-2023	ERA	Soumission par ERA du Bilan de la période 2019-2023 (exploitation; investissement et respect des normes) et son appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle de revenus	19/07/24	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.	03/08/24	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	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	17/09/24	Synthese des observations et commentaires reçus

RUBRIQUE	RESPONSABLE	ACTIONS A MENER	ECHEANCE	Livrables
			Initiale	
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	19/09/24	Document de projections
	CRSE	Observations de la CRSE sur les projections de coûts 2024-2028	30/09/24	
	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	07/10/24	
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. Publication de la durée de la consultation publique	06/11/24	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.
		Journée de partage du rapport relatif à ses premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires		
clôture de la seconde Consultation Publique	CRSE	Clôture 2nde phase de consultation publique avec le projet de décision	21/11/24	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				
Eventuellement Ajustement des objectifs	Ministre chargé de l'Energie	Ajustement éventuel des objectifs par le Ministre chargé de l'Energie	15 jours	
Eventuellement Révisions des projections pour la période 2024-2028	ERA	Révision par ERA des projections pour la période 2024-2028 sur la base des nouvelles orientations ministérielles	15 jours	
Décision finale	CRSE	Publication par la CRSE de la Décision relative aux conditions tarifaires retenues	06/12/24	Projet de décision: Le document contiendra la version finale des principaux paramètres figurant dans le rapport des premières conclusions.

ANNEXE 3 : Rapport d'activités de ERA 2019-2023



REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE ERA

OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION ET NORMES FIXEES A ERA POUR LA PERIODE 2024-2028

1. Réalisations de ERA

Les informations fournies par ERA sur la période considérée de 2019-2023, indiquent un nombre de **26 885 ménages raccordés au réseau** pour un **objectif contractuel de 20 592 abonnés** à travers les différents projets et programmes de l'Etat et de son programme prioritaire d'électrification rurale (PPER). Ainsi, le taux de réalisation de l'objectif est de **131%**.

Les abonnés bénéficiaires de ces raccordements se trouvent dans **290** localités des régions de Kaffrine, Tambacounda et Kedougou dont **28** électrifiées par ERA et **262** localités électrifiées par l'ASER, le PUDC et Senelec dans le cadre du programme national d'électrification rurale (PNER) à travers des projets réalisés dans le périmètre de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kedougou. Lesdites localités font l'objet de transfert à ERA pour exploitation, en vertu du principe de l'exclusivité de la distribution d'électricité dans son périmètre.

Les tableaux ci-après donnent le nombre de localités électrifiées par ERA, l'ASER, le PUDC et Senelec

Concession KTK	Situation en 2023	Objectifs	Taux de réalisation (%)
Nombre de localités électrifiées par ERA	28	57	49%
Nombre de localités électrifiées (ASER, PUDC, Senelec) et transférés à ERA	262	367	71%
Nombre total de localités électrifiées	290	424	68%
Nombre de localités en exploitation	290	424	68%
Nombre total d'abonnés	26 885	20 592	131 %

2. Obligations de desserte fixées à ERA dans 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 par 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 pour la période 2024-2028 consistent à raccorder 17 158 abonnés supplémentaires dont 8 217 abonnés dans les localités qui seront électrifiées par les projets de l'Etat et transférées à l'opérateur ainsi que 8 941 abonnés à travers la densification du réseau dans des localités déjà électrifiées et l'électrification de nouvelles localités dans son périmètre.

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 1 et 2 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.

Au demeurant, le nombre important d'abonnés potentiels dans la concession, d'une part, et la mise en œuvre des ambitieux projets et programmes de l'Etat, combinée aux efforts propres d'investissement à faire par ERA, d'autre part, ainsi que la mise en œuvre de l'harmonisation intégrale des tarifs de l'électricité, devraient permettre d'atteindre voire dépasser cet objectif.

Le détail de l'obligation de desserte fixée à ERA sur la période 2024-2028 est donné ci-après.

2.1 Densification et électrification de nouvelles localités

ERA doit raccorder 8 941 clients à travers la densification de **315** localités et l'électrification de **44** nouvelles localités dans son périmètre.

Obligations	Villages	Ménage 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	419	8 941

2.2 Localités électrifiées par des entités de l'Etat et transférées à ERA

Il s'agit des villages que l'Etat (ASER, PUDC, Senelec) compte 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 localités qui lui seront transférées pour exploitation. Le tableau ci-après donne le détail de la technologie considérée et du nombre de localités ciblées.

Concession de ERA	Nombre de localités	Nombres de ménages à raccorder
Villages électrifiés par raccordement au réseau MT	163	5 469
Villages électrifiés par mini-centrales solaires	89	2 394
Village électrifiés par Kits solaires	26	354
TOTAL	278	8 217

2.2.1 Hypothèse de transfert

	2024	2025	2026	2027	2028
Taux d'avancement	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

3. Normes fixées à ERA

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 minimas 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.

3.1 Normes d'approbation

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles	
	2019-2023	Période 2024-2028	Période 2019-2023	Période 2024-2028
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement MT confiés à une entreprise autre que ERA	-	15	6212 F CFA par jour de retard	6212 F CFA par jour de retard
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	-	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.

3.2 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 facture (non estimée)	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
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.

3.3 Normes de vérification des compteurs

	Normes		Incitations contractuelles* (F CFA)	
	Période 2019-2023	Période 2024-2028	Période 2019-2023	Période 2024-2028
Prise de rendez-vous et inspection suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur**	10	10	6669	6669

* 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.

3.4 Normes sur les compteurs à prépaiement

Disponibilité du rechargement des compteurs à prépaiement

	Normes (jours et heures ouvrables)	
	Période 2019-2023	Période 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 :

		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.

	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	6669 FCFA	6669 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

	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 déplacement de compteur ; rapporté à la norme de branchement ou de déplacement de compteur	2 fois les coûts de 1 ^{er} établissement d'un nouveau branchement ou de déplacement de compteur ; rapporté à la norme de branchement ou de déplacement de compteur
Travaux de branchement	5	10		
Déplacement de compteur	5	5		

*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

	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.

ANNEXE 2 : chronogramme actualisé de la révision des conditions tarifaires de ERA pour la période 2024-2028

RUBRIQUE	RESPONSABLE	ACTIONS A MENER	ECHEANCE	Livrables
			Initiale	
Lancement officiel	CRSE	Lancement du processus de révision des conditions tarifaires de ERA	15/07/23	
PHASE PREPARATOIRE				
Bilan de la période 2019-2023	ERA	Soumission par ERA du Bilan de la période 2019-2023 (exploitation; investissement et respect des normes) et son appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle de revenus	19/07/24	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.	03/08/24	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	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	17/09/24	Synthese des observations et commentaires reçus

RUBRIQUE	RESPONSABLE	ACTIONS A MENER	ECHEANCE	Livrables
			Initiale	
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	19/09/24	Document de projections
	CRSE	Observations de la CRSE sur les projections de coûts 2024-2028	30/09/24	
	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	07/10/24	
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.	06/11/24	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		
clôture de la seconde Consultation Publique	CRSE	Clôture 2nde phase de consultation publique avec le projet de décision	21/11/24	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				
Eventuellement Ajustement des objectifs	Ministre chargé de l'Energie	Ajustement éventuel des objectifs par le Ministre chargé de l'Energie	15 jours	
Eventuellement Révisions des projections pour la période 2024-2028	ERA	Révision par ERA des projections pour la période 2024-2028 sur la base des nouvelles orientations ministérielles	15 jours	
Décision finale	CRSE	Publication par la CRSE de la Décision relative aux conditions tarifaires retenues	06/12/24	Projet de décision: Le document contiendra la version finale des principaux paramètres figurant dans le rapport des premières conclusions.

ANNEXE 3 : Rapport d'activités de ERA 2019-2023

RAPPORT D'ACTIVITE 2019-2023

Révision tarifaire 2024-2028



Table des matières

1.	INTRODUCTION	8
1.1.	Les faits marquants de la période 2019 – 2023	8
1.1.1.	Les mesures transitoires de l'harmonisation tarifaire :	8
1.1.2.	La contestation de la décision tarifaire de 2019 :	8
1.1.3.	La révision exceptionnelle demandée en 2021 et décidée en 2023 :	8
1.1.4.	La pandémie COVID 19 :	9
1.1.5.	Les retards de versement de la compensation tarifaire :	9
1.1.6.	Les projets de l'Etat :	9
1.1.7.	L'évolution de la superficie et de la population des localités électrifiées.	9
1.1.8.	La durée de vie, l'amortissement et le renouvellement des réseaux ruraux	10
2.	LE MARCHÉ	11
2.1.	Situation de l'électrification	11
2.2.	Situation de la clientèle	12
2.2.1.	Rappel	12
2.2.2.	Evolution de la clientèle	13
2.2.3.	Perte de client	18
2.2.4.	Situation de la consommation	18
2.2.4.1.	Analyse de la consommation moyenne	19
2.2.4.2.	Cas particulier des centrales solaires	20
2.2.5.	Facturation et recouvrement	20
2.2.5.1.	La facturation :	20
2.2.5.2.	Le recouvrement	21
3.	LE PRÉPAIEMENT :	22
3.1.	Etat d'avancement :	22
3.2.	L'organisation de la vente	23
3.3.	Les contraintes liées au prépaiement	23
4.	ORGANISATION ET DEPLOIEMENT DE L'ACTIVITE COMMERCIALE	23
5.	REGLEMENT DE SERVICE	24
6.	BILAN DE L'EXPLOITATION TECHNIQUE	25
6.1.	Villages électrifiés	25
6.2.	Les Projets PREMS	25
6.3.	Réhabilitation et extension de réseau BT	25
6.3.1.	Renforcement de réseau	25
6.3.2.	Extension de réseau	25
6.3.3.	Augmentation de puissance de transformateur	26

ERA, L'énergie du développement rural.

6.4.	Les centrales solaires	26
6.4.1.	Hybridation par groupe électrogène.....	27
6.4.2.	Hybridation par le réseau HTA	27
6.4.3.	Le Renforcement.....	27
6.4.4.	Conclusion	27
6.5.	Le renouvellement des équipements	27
6.6.	L'impératif de la supervision.....	27
6.6.1.	Smart GRID et metering	28
6.7.	Les conditions de transfert et réception des localités.....	28
6.7.1.	Sur la qualité du matériel.....	28
6.7.2.	Sur le dimensionnement	28
6.8.	Les conditions de mise en service.....	28
6.9.	Bilan et analyse des interventions	28
6.9.1.	Organisation de l'activité technique	28
6.9.2.	Les ressources	29
6.9.2.1.	Le matériel roulant.....	29
6.9.2.2.	Outillage, EPI/EPC.....	29
6.9.2.3.	RH et Formation	29
6.10.	Pertes Techniques globales.....	29
6.10.1.	Pertes Techniques Réseau Basse Tension.....	29
6.10.2.	Pertes Transformateurs	30
6.10.3.	Pénalités cosphi.....	30
6.11.	Les coupures d'électricité Senelec sur la HTA.....	30
7.	DIGITALISATION.....	32
7.1.	La stratégie de digitalisation	32
7.1.1.	Le système d'information de ERA	32
7.1.2.	Le système collaboratif	32
7.1.3.	Le système d'information opérationnel.....	33
7.1.4.	Le système décisionnel.....	34
7.2.	Gestion des ressources SI	34
8.	BILAN FINANCIER 2019-2023	41
8.1.	Les comptes d'exploitation	41
8.1.1.	Le chiffre d'affaires.....	41
8.1.2.	Les charges d'exploitation.....	42
8.1.3.	Les achats d'énergie Senelec.....	44
8.1.4.	Les Autres charges d'exploitation	46

8.1.5.	Les charges de personnel	47
8.2.	Les ressources humaines	48
8.2.1.1.	Bilan RH	48
8.3.	Le compte de résultat	50
8.3.1.	Les coûts totaux d'exploitation (en milliers de francs)	51
8.3.2.	Les investissements de la période.....	52

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Nouveaux villages électrifié 2019-2023	11
Tableau 2 : Localités électrifiés et prévisions.....	12
Tableau 3 : Nouvelle typologie de client.....	13
Tableau 4 : Répartition clientèle par type d'utilisateur.....	13
Tableau 5 : Clé de répartition des nouveaux clients par niveau de service.....	13
Tableau 6: Clients système MT + distribution réseau (achats Senelec).....	14
Tableau 7 : Clients - centrales solaires	15
Tableau 8 :Total clients (en cumul).....	16
Tableau 9 :Perte de client	18
Tableau 10 : Consommation moyenne par niveau de puissance.....	18
Tableau 11 : Paramètres de facturation	21
Tableau 12 : Taux de recouvrement	21
Tableau 13 : Déploiement des agences.....	23
Tableau 14 : Villages électrifiés et prévisions	25
Tableau 15 : Projets PREMS 2019-2023	25
Tableau 16 : Renforcement de réseau	25
Tableau 17 : Extension de réseau	26
Tableau 18 : Augmentation de puissance	26
Tableau 19 : Etude perte de distribution 2023	29
Tableau 20 : les Profiles d'utilisateurs du système d'information collaboratif	33
Tableau 21 : cartographie des logiciels métiers.....	33
Tableau 22 : cartographie des systèmes décisionnels	34
Tableau 23 : Dynamique du système d'information de ERA	39

Tableau 24 : chiffre d'affaires 2019-2023 (en milliers de francs)	41
Tableau 25 : charges d'exploitation 2019-2023 (en milliers de francs).....	42
Tableau 26 : charges d'exploitation 2019-2023 (en valeur relative)	43
Tableau 27 : Les achats Senelec 2019-2023	44
Tableau 28 : Autres charges d'exploitation 2019-2023 (en milliers de francs)	46
Tableau 29 : dépenses de personnel 2019-2023 (en milliers de francs).....	47
Tableau 30 : Répartition des ressources humaines par entité et catégorie 2019-2023	48
Tableau 31 : Evolution des ressources humaines 2019-2023.....	48
Tableau 32 : compte de résultat période 2019-2023.....	50
Tableau 33: Coûts période 2019-2023.....	51
Tableau 34 Les investissements 2019 - 2023	52

LISTE DES GRAPHIQUES

Figure 1: Réseau BT de Diokoul Melbouck (en rouge le réseau initial et en rose les extensions réalisées par ERA).....	10
Figure 2 : Cumul client par année (hors EP)	17
Figure 3 : Cumul client par technologie (hors EP)	17
Figure 4 : Répartition client par technologie (hors EP)	17
Figure 5 : Evolution consommation moyenne clients monophasés	19
Figure 6 : Evolution consommation moyenne Clients triphasés.....	19
Figure 7 : Evolution taux de recouvrement	22
Figure 8 : Equipe commerciale en action	24
Figure 9 : Taux de pénalités Cosphi par mois (par rapport aux achats Senelec)en 2023.....	30
Figure 10 : Grue en intervention	31
Figure 11 : cartographie du système d'information de ERA.....	32
Figure 12 : Supervision centrale solaire avec ERA_POWER	40
Figure 13 : Evolution du chiffre d'affaires 2019-2023	41
Figure 14 : Répartition des charges en 2023.....	44
Figure 15 : Répartition des charges 2019-2023.....	44
Figure 16 : Evolution des achats Senelec 2019-2023	45

Figure 17 : Evolution des autres charges d'exploitation 2019-2023.....	47
Figure 18 : Evolution des dépenses de personnel 2019-2023.....	47
Figure 19 : Organigramme ERA 2023	49
Figure 20 : Les soldes intermédiaires de gestion	50

SIGLES ET ABREVIATIONS

- 1 **A:** Ampère
- 2 **ASC:** Avance sur consommation
- 3 **BT :** Réseau basse tension
- 4 **C20:** Convention 20
- 5 **CRSE:** Commission de Régulation du Secteur de l'Energie
- 6 **DCU:** Unité de Concentration de Données
- 7 **DMPM :** Domestique Moyenne Puissance Monophasé
- 8 **DPPM :** Domestique Petite Puissance Monophasé
- 9 **EP:** Eclairage Public
- 10 **ERA:** Energie Rurale Africaine
- 11 **HTA:** Haute Tension A
- 12 **km :** kilomètres
- 13 **KTK:** Kaffrine -Tambacounda - Kédougou
- 14 **KVa:** Kilovoltampère
- 15 **kW :** Kilowatt
- 16 **kWh:** Kilowattheure
- 17 **MPE:** Ministère du Pétrole et des Energies
- 18 **MCPV :** Mini Centrale Photovoltaïque
- 19 **MT :** Moyenne Tension
- 20 **PGPT:** Productif Grande Puissance Triphasé
- 21 **PMPM :** Productif Petite Puissance Monophasé
- 22 **PMPT :** Productif Moyenne Puissance Triphasé
- 23 **PREMS:** Projet Energétique Multisectoriel
- 24 **RER :**Redevance électrification rurale
- 25 **RI:** Ressource Immatérielle
- 26 **RM:** Ressource Matérielle
- 27 **SAIDI:** System Average Interruption Duration Indice

- 28 **SIG**: Système d'Information Géographique
- 29 **SMPM** : Social Moyenne Puissance Monophasé
- 30 **SMPM-EP** : Eclairage public
- 31 **TC**: Transformateur de Courant
- 32 **TCO** : Taxe communale
- 33 **TVA** : Taxe sur la valeur ajoutée
- 34 **STS : Standard Transfer Specification**

1. INTRODUCTION

Le présent bilan s'inscrit dans le cadre de la révision quinquennale des conditions tarifaires de la concession de distribution d'électricité Kaffrine – Tambacounda – Kédougou pour la période 2024-2028.

Il s'agit de la deuxième révision quinquennale pour cette concession, après celle qui a couvert la période 2019-2023 et au sujet de laquelle le présent bilan est rédigé afin de mesurer les écarts entre les normes et obligations fixées par le MPE et retranscrites dans la décision tarifaire de 2019 et la réalité des résultats dans la même période. Il s'agira également de justifier ces écarts autant que possible.

1.1. Les faits marquants de la période 2019 – 2023

Le quinquennat 2019-2023 a été marqué par de nombreux événements qui ont favorablement ou défavorablement influé le cours des événements et méritent d'être rappelé en introduction.

1.1.1. Les mesures transitoires de l'harmonisation tarifaire :

Certes ces mesures ont été prises au début de l'année 2019, donc quelques mois avant la prise de décision de la CRSE. Mais la mise en œuvre ainsi que les effets de cette mesure n'ont véritablement pu être ressentie qu'à partir de l'année 2020.

L'abandon de la facturation forfaitaire jusqu'alors retenue et matérialisée par des gestionnaires de forfait limitant l'utilisateur à un niveau de puissance prédéfinie a permis de favoriser une consommation à la demande en principe illimitée (dans le cadre de la puissance souscrite).

De plus, la réduction du prix de vente du kWh a pour sa part permis aux usagers de consommer plus pour un même budget. Les créations d'activités productives ont également augmenté et de manière très sensible.

Et enfin, les conditions d'abonnement étant fortement allégées, le nombre de nouveaux usagers a sensiblement augmenté.

Toutefois, la suppression de l'obligation faite au concessionnaire de réaliser les installations intérieures a grandement retardé les délais de raccordement des nouveaux abonnés qui devaient supporter eux même ces frais parfois élevés à supporter en un seul paiement. Par ailleurs, cette situation a conduit à l'apparition de prestataires électriciens non qualifiés et à l'utilisation de matériaux inadaptées aux normes de sécurité.

1.1.2. La contestation de la décision tarifaire de 2019 :

La décision tarifaire découlant de la révision tarifaire de 2019 n'avait pas été considéré comme juste par le concessionnaire, cette question avait été portée en contentieux dans les plus haute juridiction du Sénégal après la décision par la CRSE du rejet du recours gracieux formulé par ERA.

Certes, l'arrêt de la cour suprême fût défavorable à la requête de ERA, et sur la forme. Elle n'avait en conséquence pas été jugée dans le fond, mais, alors que l'actionnaire unique de ERA œuvrait à une résiliation du contrat de concession, il devenait impossible au concessionnaire d'être crédible dans la mobilisation des financements nécessaires à la réalisation des obligations qui lui avaient été fixées par le MPE.

Certes un rabat d'arrêt aurait pu être introduit par le concessionnaire, mais dans le contexte d'une volonté de résiliation de EDF, il a semblé plus constructif pour ERA de ne pas procéder à cette introduction d'un rabat d'arrêt afin d'apporter une accalmie à la situation.

1.1.3. La révision exceptionnelle demandée en 2021 et décidée en 2023 :

Cette demande fut introduite par ERA au mi lieu du mois de janvier 2021. Son instruction par la CRSE a démarré au début du mois de février de la même année.

C'est deux années plus tard, au mois de février 2023, que le processus a abouti à un résultat qui mérite d'être qualifié de satisfaisant, étant donné que le calcul du tarif par la CRSE prenait en compte tout le quinquennat.

Cependant, bien que permettant un rétablissement de l'équilibre financier de ERA à partir de l'année 2023, cette mesure de révision exceptionnelle arrivait assez tardivement pour permettre au concessionnaire de mobiliser les financements permettant de réaliser les objectifs fixés par l'autorité concédante. En effet, au mois de juillet de la même année 2023, la CRSE décidait de lancer le processus de révision quinquennale 2024-2028.

1.1.4. La pandémie COVID 19 :

Elle n'a pas directement affecté la distribution d'électricité dans la concession. Mais elle a occasionné durant plus d'une année des retards dans le développement commercial de la concession, ainsi que dans les travaux et la fourniture de produits et matériaux localement mais aussi et surtout à l'importation.

Par ailleurs, l'après COVID a été particulièrement marqué par une hausse de tous les produits et matériaux liés à l'activité. En conséquence, les coûts de référence tel que prévus en 2019 ont sensiblement augmenté dès l'année 2021 et n'ont à ce jour pas connu de baisse.

1.1.5. Les retards de versement de la compensation tarifaire :

C'est l'un des éléments les plus marquants du quinquennat 2019-2023. Il est consécutif à la mesure d'harmonisation tarifaire. Cet état de fait a rendu impossible le paiement des charges d'achat d'énergie à SENELEC dont le prix de cession de l'électricité était déjà supérieur au prix de vente exigé à ERA, et a connu deux augmentations depuis 2019.

Cette situation nuit fortement à la stabilité de la trésorerie de la concession et à la crédibilité de ce dernier auprès des institutions de financements, même pour les prêts à court ou moyen terme.

1.1.6. Les projets de l'Etat :

De nombreux projets et programmes d'électrification avaient été annoncés dans les normes et obligation fixées par l'autorité concédante en 2019. Pour plusieurs raisons, ces projets ont connu un retard par rapport auxquels la CRSE a tenté de compenser les effets dans le cadre de la révision exceptionnelle.

Une part très importante de ces programmes concerne l'électrification hors réseau et donc par la construction de centrale solaire. Mais il a été constaté que le dimensionnement de ces centrales, s'appuyait sur les quantités forfaitaires de consommation. Dans la réalité, les forfaits étant supprimés depuis l'harmonisation tarifaire, les centrales solaires construites et transférées dans le cadre de ces programmes ne peuvent pas satisfaire la demande des usagers. Ainsi, dans ces localités, la totalité des populations ne peut pas être raccordée.

Par ailleurs, le nombre important de centrales solaires utilisées à un régime élevé pose la question du renouvellement des batteries après 5 à 6 ans. Un nombre important de batteries devra être intégré dans le calcul du tarif 2024-2028.

1.1.7. L'évolution de la superficie et de la population des localités électrifiées.

De plus en plus de localités électrifiées dans les cinq dernières années rencontrent des difficultés de distribution du fait de la saturation des réseaux. Comme il apparaît dans l'image satellitaire ci-dessous concernant la localité de Diokoul Melbouck, le renforcement et l'extension des réseaux deviennent de fortes contraintes de distribution (les lignes en rose représentent les extensions réalisées par ERA ; la localité continue malgré tout sa croissance géographique.

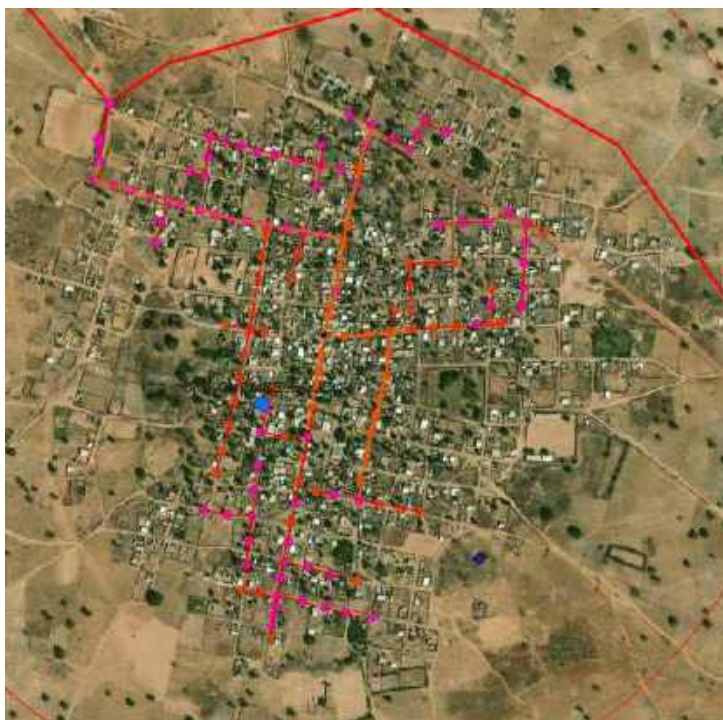


Figure 1: Réseau BT de Diokoul Melbouck (en rouge le réseau initial et en rose les extensions réalisées par ERA)

Nous retenons donc, qu'alors que la logique de l'électrification privilégiera l'arrivée de l'électricité dans une localité, la logique de la distribution va œuvrer à renforcer et étendre le réseau afin d'assurer la qualité du service et la couverture totale de la localité. Cette logique de distribution s'imposera assez vite à l'opérateur qui fera face à de fortes manifestations des populations.

Il devient dès lors indispensable de prévoir des investissements destinés à assurer la continuité qualitative et quantitative du service car bon nombre de localités électrifiées constituent rapidement des pôles de développement local.

1.1.8. La durée de vie, l'amortissement et le renouvellement des réseaux ruraux

477 villages électrifiés soit par centrales solaires soit en raccordement au réseau MT totalisent un linéaire de 683 km de ligne BT et 16.667 poteaux et environ 400 transformateurs.

40% des poteaux installés (et en totalité transféré par l'autorité concédante sont en bois, de mauvaise qualité et souvent transférés quelques années après leur construction. Durant la période 2019-2023, de nombreux poteaux ont été changé et la tendance se poursuivra fortement dans le quinquennat à venir.

Concernant les lignes BT, pour également 40%, il s'agit de câbles d'une section de 16 mm² qui ne suffit pas pour assurer le transit d'une électricité suffisante pour satisfaire les besoins des usagers et respecter les normes du service publique.

Enfin, la question se pose également pour les transformateurs des villages qui bien souvent doivent être changer au bout de 5 ans.

Il se pose donc globalement la question du renouvellement prématuré des infrastructure dans des proportions relativement importantes.

2. LE MARCHE

Le marché est constitué des villages électrifiés dans le périmètre de la concession et des abonnés raccordés dans lesdites localités.

Dans le cadre de la mise en œuvre du contrat de concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou (KTK), le ministère en charge de l'énergie, avait fixé à ERA pour la période 2019 -2023, des obligations d'électrification de nouvelles localités à travers son programme prioritaire d'électrification rurale (PPER) d'une part,

et de raccordement de nouveaux abonnés dans les localités nouvellement électrifiés et dans celles électrifiés par les différents programmes de l'Etat et transférés à ERA d'autre part.

Les tableaux ci-dessous, montrent l'évolution de l'électrification et du nombre d'abonnés durant la période sous revue.

Il y'a lieu toutefois de noter que les objectifs de desserte initiaux pour l' Etat du Sénégal ont été revues à la baisse lors de la révision exceptionnelle des conditions tarifaires de ERA en début 2023.

2.1. Situation de l'électrification

Tableau 1 : Nouveaux villages électrifié 2019-2023

NOMBRE DE LOCALITES ELECTRIFIEES	2018	2019		2020		2021		2022		2023	
	cumul	PREV	REEL	PREV	REEL	PREV	REEL	PREV	REEL	PREV	REEL
En toute propriété (ERA)	36	78	3	104	3	75	21	0	0	0	1
MT + distribution réseau (Achats Senelec)	36	28	3	29	3		21		0		1
Achat local BT + distribution réseau			0		0		0				
Autoproduction + distribution réseau : Groupes			0		0		0				
Autoproduction + distribution réseau : Centrales		0	0		0		0				
Panneaux Solaires	171	50	0	75	0	75	0		0		0
En reprise(Etat du Sénégal)	107	31	39	48	19	95	29	96	120	97	55
MT + distribution réseau (Achats Senelec)	123	31	29	31	19	31	23	31	76	32	39
Achat local BT + distribution réseau											
Autoproduction + distribution réseau : Groupes											
Autoproduction + distribution réseau : Centrales	1	0	10	17	-	64	6	65	44	65	16
Panneaux Solaires											
Total	331	109	42	152	22	170	50	96	120	97	56
MT + distribution réseau (Achats Senelec)	159	59	32	60	22	31	44	31	76	32	40
Achat local BT + distribution réseau	-	0	0	0	0	0	0	0		0	0
Autoproduction + distribution réseau : Groupes	-	0	0	0	0	0	0	0		0	0
Autoproduction + distribution réseau : Centrales	1	0	10	17	0	64	6	65	44	65	16
Panneaux Solaires	171	50	0	75	0	75		0		0	
Changement de Technologie (Kit solaire à							(24)		(3)		(6)
Total cumulé	331	440	373	592	395	762	421	858	538	955	588

NB : l'avant dernière ligne dénommée « changement de technologie » du tableau ci-dessus , correspond aux localités qui sont passées de la technologie Kit solaire au réseau. Ces localités sont déduites du nombre total de villages équipés kits solaires.

La synthèse des données du tableau 1 ci-dessus rapprochée aux obligations de desserte des différentes parties sur la périodes, fait ressortir les résultats dans le tableau 2 ci-dessous :

Tableau 2 : Localités électrifiées et prévisions

Technologies	Acteurs	Prévisions	Réalisations	Taux de réalisation
En toute propriété (ERA)				
MT + distribution réseau		57	28	49%
Panneaux Solaires		200	0	0%
Etat du Sénégal				
MT + distribution réseau		156	186	119%
Centrales solaires		211	76	36%

Il apparaît ci-dessus pour ERA que les objectifs de raccordement relatifs au Kit solaire n'ont pas été réalisés.

Plusieurs facteurs expliquent cette situation :

- Le rejet des kits solaires considérés par la population rurale dans KTK comme une technologie de seconde zone et inadaptée à ses besoins en énergie.
- La présence dans la concession KTK de concurrents proposant des offres de moindre qualité
- Les nombreux cas de fraude qui entraînaient le remplacement prématuré des batteries
- les difficultés de recouvrement liées à l'éparpillement des villages

Avec ces facteurs combinés, ERA a pris l'option de consacrer ses ressources au raccordement des nouveaux clients et à l'amélioration de la qualité du services dans les localités alimentées par réseau.

Du côté de l'Etat du Sénégal, le niveau de réalisations pour les centrales solaires est à 36%. Ce retard noté dans le transfert des centrales solaires a été pris en compte lors de la révision exceptionnelle des conditions tarifaire de ERA en 2023. Les réalisations sur les villages MT + distribution dépassent également les prévisions. Cette irrégularité du rythme des transferts des villages, pose pour l'opérateur ERA, la problématique de l'impossibilité d'anticipation des actions relatives au raccordement des clients situés dans les localités réalisées par les programmes de l'Etat (commande de compteur, matériel de branchement, dimensionnement des équipes etc...).

2.2. Situation de la clientèle

2.2.1. Rappel

Le modèle tarifaire de ERA est bâti sur une segmentation de la clientèle en trois groupes :

- Un premier groupe composé de trois niveaux de forfait appelés services :
 - Service 1
 - Service 2
 - Service 3
- un deuxième groupe constitué des clients au comptage, ils sont tous appelés Service 4 ;
- Et l'éclairage public.

Avec la mise en œuvre de la phase transitoire de l'harmonisation tarifaire en janvier 2019, ERA a cessé de prendre des abonnements au forfait.

Une nouvelle classification de la clientèle a été adoptée en préparation de l'harmonisation intégrale. Tous les nouveaux clients à partir de 2019 sont au comptage.

Les anciens clients au forfait, ont progressivement vu leur gestionnaire de forfait remplacé par un compteur et reclassés en catégorie DPPM. Le lot de clients forfaits dont les gestionnaires ne sont pas encore remplacés

ERA, L'énergie du développement rural.

est constitué à cent pour cent de client domestiques (S1, S2 et S3), ils sont aussi classés dans la catégorie DPPM.

Ainsi donc, sur la période 2019-2023, nous avons les typologie de client ci-dessous :

Tableau 3 : Nouvelle typologie de client

Type de Branchement	Classification	Typologie	Puissance
Monophasé	Domestique	DPPM	5A
		DMPM	10A
	Social	SMPM	15A
	Eclairage public	SMPM-EP	≥ 15A
	Productif	PMPM	15A
Triphasés	Productif	PMPT	< 30A
		PGPT	≥ 30 A

Cette nouvelle typologie de client, au regard du nombre total de client en fin 2023 , est répartie selon le type d'usager comme ci-dessous.

Tableau 4 : Répartition clientèle par type d'usager

Catégorie	Répartition
CLIENTS SYSTEME MT + DISTRIBUTION RESEAU	
Usagers payants domestiques	85%
Usagers payants sociaux et productifs	14%
Usages communautaires	1%
CLIENTS CENTRALE SOLAIRE	
Usagers payants domestiques	96,8%
Usagers payants sociaux et productifs	3%
Usages communautaires	0,2%

Par ailleurs, cette nouvelle typologie de client issue de l'harmonisation, pose pour l'opérateur ERA, la problématique de la concordance avec les forfaits qui sont à la base de son modèle tarifaire et du mode de calcul de la compensation.

Pour résoudre cette problématique, ERA propose de reclasser les clients acquis entre 2019 et 2023 en forfait, en se basant sur la répartition des demandes de compensation durant la même période

Le tableau ci-dessous nous donne la répartition des nouveaux clients par niveau de service.

Tableau 5 : Clé de répartition des nouveaux clients par niveau de service

Catégorie	Niveau de puissance	Niveau de service	Répartition Par niveau de service	
Usagers payants domestiques	DPPM DMPM	S1	32,1%	
		S2	12,3%	
		S3	18,3%	
		S4	37,3%	
Usagers payants sociaux et productifs	SMPM PMPM	S4 non moteurs	100%	
		PGPT	S4 pompage	100%
		PMPT	S4 autres moteurs	100%
Usagers communautaires	SMPM-EP	Eclairage public	100%	

2.2.2. Evolution de la clientèle

Les tableaux 6 à 8 ci-dessous nous donnent l'évolution de la clientèle par type de technologie (hors Kits solaires), en rapport avec les obligations de raccordement fixées à ERA pour la période 2019-2023.

Tableau 6: Clients système MT + distribution réseau (achats Senelec)

Niveau de service	2019		2020		2021		2022		2023	
	PREV	REEL	PREV	REEL	PREV	REEL	PREV	REEL	PREV	REEL
Total cumulé	6950	10773	8147	14405	9376	17985	10024	25026	12904	31444
Usagers payants domestiques	5956	8959	6374	11820	7603	14235	8251	19320	11131	23985
Service 1	3097	4045	3314	4963	3954	5738	4291	7370	5788	8868
Service 2	298	683	319	1035	380	1332	413	1958	557	2531
Service 3	536	1107	574	1631	684	2073	743	3003	1002	3857
Service 4	2025	3124	2167	4191	2585	5092	2805	6989	3785	8729
Usagers payants sociaux et productifs	306	713	372	1084	372	1632	372	2490	372	3474
Service 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 4 non moteurs,	53	380	53	621	53	994	53	1638	53	2402
Service 4 pompage	54	32	72	43	72	52	72	63	72	78
Service 4 autres moteurs	199	301	247	420	247	586	247	789	247	994
Usages communautaires	688	1101	1401	1501	1401	2118	1401	3216	1401	3985
Service 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eclairage public (Points lumineux)	688	1101	1401	1501	1401	2118	1401	3216	1401	3985

Tableau 7 : Clients - centrales solaires

Niveau de service	2019		2020		2021		2022		2023	
	PREV	REEL	PREV	REEL	PREV	REEL	PREV	REEL	PREV	REEL
Total cumulé	33	137	2654	260	5275	681	7896	3258	9207	3763
<i>Usagers payants domestiques</i>	33	137	2654	254	5275	630	7896	3190	9207	3645
Service 1	26	59	2149	97	4272	218	6395	1039	7457	1185
Service 2	4	17	266	31	528	77	790	392	921	448
Service 3	0	19	0	40	0	109	0	578	0	661
Service 4	3	42	239	85	475	226	711	1181	829	1350
<i>Usagers payants sociaux et productifs</i>	0	0	0	6	0	45	0	62	0	111
Service 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 4 non moteurs	0	0	0	6	0	41	0	58	0	107
Service 4 pompage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 4 autres moteurs	0	0	0	0	0	4	0	4	0	4
<i>Usages communautaires</i>	0	0	0	0	0	6	0	6	0	7
Service 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eclairage public		0	0	0	0	6	0	6	0	7

Tableau 8 : Total clients (en cumul)

Niveau de service	2019		2020		2021		2022		2023	
	Prévu	Réel	Prévu	Réel	Prévu	Réel	Prévu	Réel	Prévu	Réel
	9407	12 405	14126	16 160	18877	20 161	23047	29 779	28139	36 702
<i>Usagers payants domestiques</i>	8385	10 591	12325	13 569	17076	16 360	21246	24 005	26338	29 125
Service 1	4848	5 142	7837	6 098	11248	6 994	14357	9 448	17565	11 091
Service 2	470	802	816	1 168	1202	1 512	1560	2 452	1898	3 082
Service 3	1039	1 479	1266	2 024	1566	2 535	1813	3 934	2262	4 871
Service 4	2028	3 168	2406	4 278	3060	5 320	3516	8 171	4613	10 081
<i>Usagers payants sociaux et productifs</i>	306	713	372	1 090	372	1 677	372	2 552	372	3 585
Service 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service non moteurs	53	380	53	627	53	1 035	53	1 696	53	2 509
Service pompage	54	32	72	43	72	52	72	63	72	78
Service autres moteurs	199	301	247	420	247	590	247	793	247	998
<i>Usages communautaires</i>	716	1 101	1 429	1 501	1 429	2 124	1 429	3 222	1 429	3 992
Service 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eclairage public (Points lumineux)	716	1 101	1 429	1 501	1 429	2 124	1 429	3 222	1 429	3 992

Les Figures 1 à 3 ci-dessous nous donnent l'évolution du nombre total de clients par année (1) par technologie(2) et le (3) nous montre que 88% des clients sont situés dans des villages alimentés par extension de réseau et 12% dans des villages alimentés par centrale solaire.

Figure 2 : Cumul client par année (hors EP)

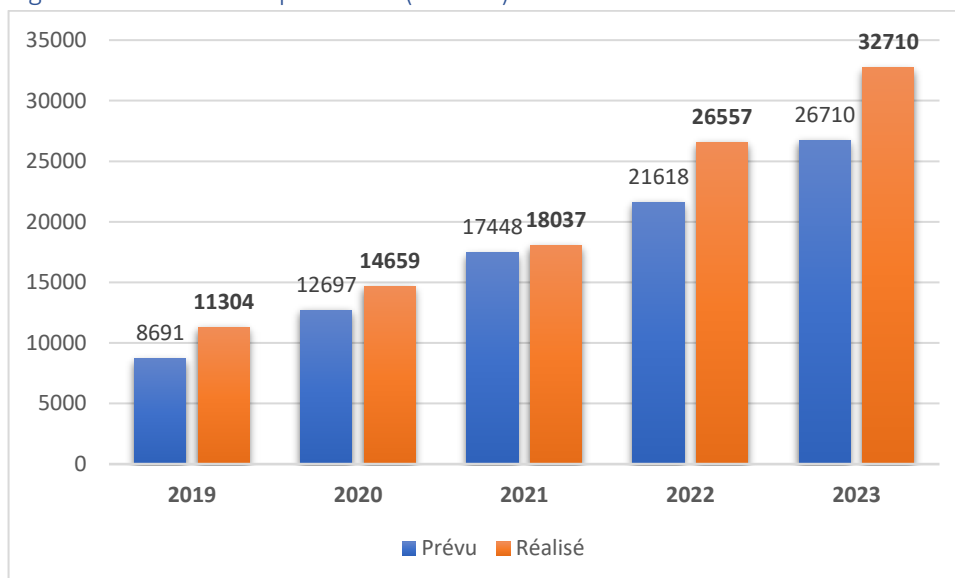


Figure 3 : Cumul client par technologie (hors EP)

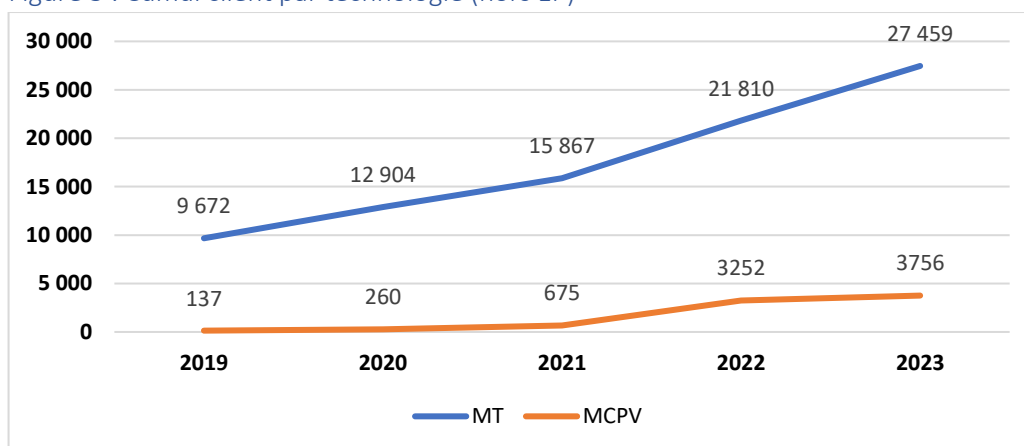
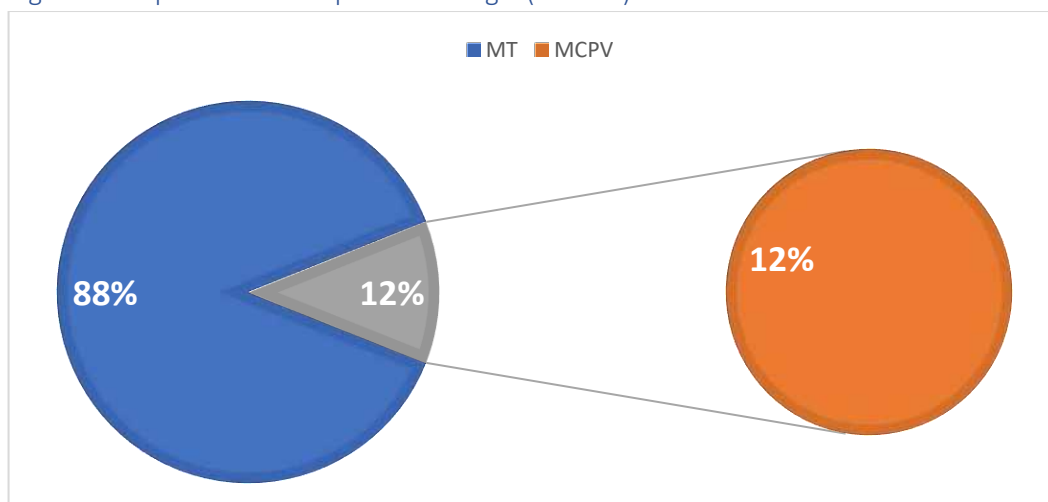


Figure 4 : Répartition client par technologie (hors EP)



2.2.3. Perte de client

Le nombre de client perdu sur la période se présente comme suit :

Tableau 9 :Perte de client

Période	2018	2023	Total	commentaire
Résiliation de contrat	426	505	79	
Kit solaire hors service	0	1157	1157	109 déjà résiliés
Absence d'installation intérieure	0	896	896	Par manque de moyen
Non raccordable (éloigné du réseau)	0	52	52	
Total	426	2 610	2 184	

A la lecture du tableau ci-dessus, vous constaterez que nous avons en plus des clients dont les contrats sont résiliés, les clients kits solaire qui sont hors service, les clients abonnés depuis plus d'un an et qui n'ont pas pu réaliser les installations intérieures (leur contrat sera résilié) et les abonnés qui n'ont pas été raccordés à la suite du survey car situés bien au-delà de la distance réglementaire (45m).

Il serait intéressant de s'arrêter sur ce dernier cas qui fait ressortir le besoin d'extension du réseau BT dans certaines localités électrifiées .

Au-delà de ces abonnés identifiés comme non raccordables, il reste dans certaines localités électrifiées beaucoup plus de ménages qui n'ont pas accès au service du fait de la couverture limitée du réseau BT par rapport à la taille du village.

En conclusion sur ce point des perte de clients, il ressort que le nombre de client perdus sur la période (2184) rapporté au nombre de clients acquis sur la même période (26 885) donne un taux de perte de client égal à 8%.

Ce taux de 8% doit être relativisé en tenant compte des clients sans installations intérieures et de ceux non raccordables.

En ne prenant en compte que les clients kits solaires hors services (1157) et ceux résiliés (79) le taux de perte client sur la période passe à 4.6%.

Le modèle tarifaire avait prévu un taux moyen de perte client égal 1.5 % sur la période, celui réalisé est à 3,5 points au-dessus.

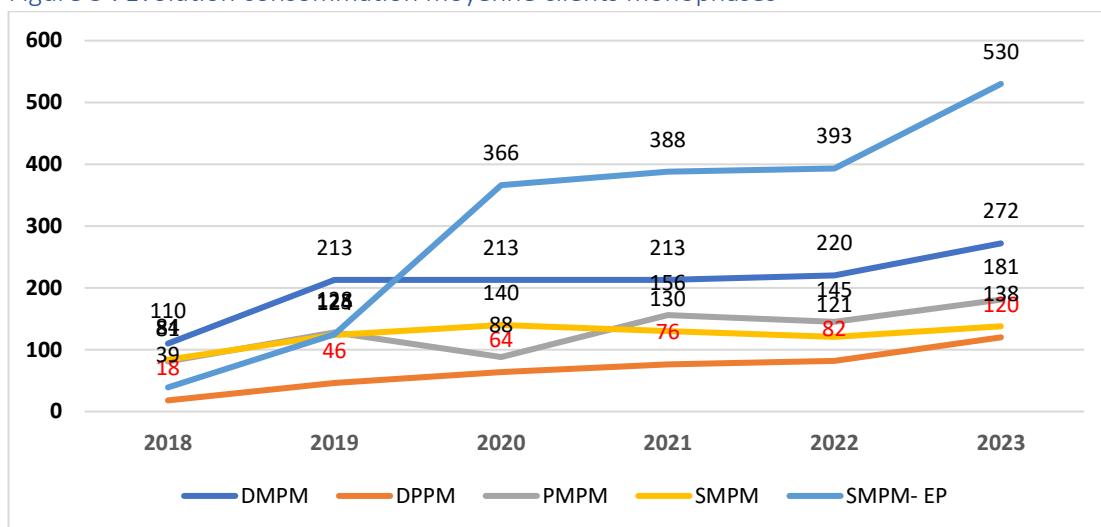
2.2.4. Situation de la consommation

Tableau 10 : Consommation moyenne par niveau de puissance

NIVEAU DE PUISSANCE	Mensuel	Bimestriel				
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
DMPM	110	213	213	213	220	272
DPPM	18	46	64	76	82	120
PGPT(mensuel jusqu'à fin 2020)	2666	2940	3258	4927	5772	6928
PMPT (mensuel jusqu'à fin	343	378	423	778	646	769
PMPM	81	128	88	156	145	181
SMPM	84	124	140	130	121	138
SMPM-EP	39	125	366	338	393	530

2.2.4.1. Analyse de la consommation moyenne

Figure 5 : Evolution consommation moyenne clients monophasés



Sur le graphique ci-dessus, la hausse de la consommation moyenne entre 2018 et 2019 est à lire en tenant compte du passage d'une facturation mensuelle en 2018 à une facturation bimestrielle en 2019 avec le démarrage de la phase transitoire de l'harmonisation tarifaire. Il est à noter tout de même que celle-ci n'a cessé de croître sur la période 2019-2023 notamment chez les clients domestiques petite puissance et éclairage public.

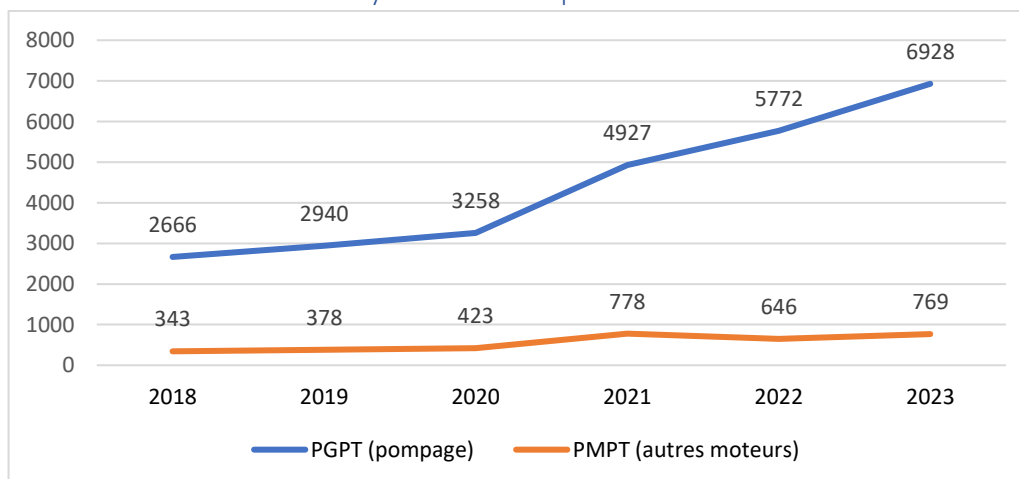
Cette évolution de la consommation moyenne chez les clients domestiques est à mettre en corrélation avec l'évolution du niveau d'équipement des ménages à la suite de l'arrivée de l'électricité.

Cela veut dire aussi que le niveau d'exigence des ménages en matière de qualité de service augmentera avec celui de la demande.

Cela appelle de la part de l'opérateur, une bonne présence à proximité des localités électrifiées afin de réduire les délais d'intervention au minimum, mais aussi faciliter l'accès à ses bureaux aux clients désormais plus attentifs à la qualité de la relation client.

C'est dans cet esprit qu'ERA a érigé l'agence secondaire de Kounguel en agence principale en août 2023 après l'ouverture de l'agence secondaire de Kédougou en 2021 et y a affectée les ressources humaines et matériels nécessaires à la fourniture d'un service de qualité.

Figure 6 : Evolution consommation moyenne Clients triphasés



ERA, L'énergie du développement rural.

Les clients triphasés sur la figure ci-dessus sont composés de deux catégories :

- les professionnels grande puissance (PGPT), ce sont des forages et quelques unités industrielles appelés « S4 pompage » dans le modèle tarifaire de ERA.
- les professionnels moyenne puissance (PMPT), ce sont les unités de transformation (moulin) les artisans et les entreprises du secteur des télécommunications appelés « S4 autres moteurs » dans le modèle tarifaire de ERA.

Ils sont tous passés d'une facturation mensuelle à bimestrielle à partir de 2021.

L'analyse de la consommation moyenne des clients professionnels grande puissance (PGPT) fait ressortir une hausse continue sur toute la période. Cette croissance de la demande chez ce type de client augmente certes le chiffre d'affaires de l'opérateur, mais ne manque pas de l'amener à faire face à de nouveaux défis dans la distribution (renforcement de réseau et ou poste de distribution, augmentation de puissance souscrite chez Senelec etc...)

Par ailleurs, les paramètres de facturation en vigueur chez ERA sont très incitatifs pour ce type de client à savoir :

- tarif unique de 90.47 FCFA/ kWh,
- pas de tranche de consommation
- pas de pénalité pour mauvais facteur de puissance
- pas de prime fixe
- Pas de pénalité de dépassement de puissance souscrite
- Pas de majoration

Avec la mise en œuvre prochaine de l'harmonisation intégrale, les conditions de facturation de ces clients s'aligneront sur ceux de Senelec , cela leur fera perdre tous les avantages actuels.

Ces clients pourraient être amenés à chercher des alternatives à la hausse prochaine de leur facture (solarisation) avec comme conséquence la baisse de leur consommation , ce qui occasionnera une perte de chiffre d'affaires pour l'opérateur.

2.2.4.2. Cas particulier des centrales solaires

Même si la tendance générale fait ressortir une consommation croissante chez les clients, il y a lieu de préciser que chez les clients alimentés par centrale solaire, le niveau de consommation est beaucoup plus bas.

Le facteur principal à l'origine de ce faible niveau de consommation est le sous dimensionnement des centrales solaires avec comme conséquence:

- des délestages fréquents
- la limitation du nombre de clients raccordés

Cette situation est à l'origine d'incompréhension chez les clients et met l'opérateur entre le marteau de la satisfaction de la demande en l'enclume de la continuité du service (normes et obligations fixées par le MPE) et de la préservation de la centrale solaire.

2.2.5. Facturation et recouvrement

2.2.5.1. La facturation :

A l'image de la segmentation de la clientèle expliquée au paragraphe (2.2.1), les paramètres de facturations d'ERA sont définis à partir d'un modèle basique que nous présentons dans la tableau ci-dessous :

Tableau 11 : Paramètres de facturation

Composantes du tarif	Service S1	Service S2	Service S3	Service S4
Puissance maximale (Watt)	50	90	180	>180
Tarif du kWh (FCFA)	90,47	90,47	90,47	90,47
Energie forfaitaire (kWh)	12	22	44	---

Type de client	Éléments de facturation pour 1 mois				
	Montant Energie	Redevance tableau	TCO	RER	TVA
S1 ;S2 ;S3	Forfait x tarif	383	2.5%	0.7F/kWh	18%
S4	(conso x tarif)	448 (monophasé) 1182 (triphasé)	2.5%	0.7F/ kWh	18%

Les paramètres de facturation ci-dessus sont très incitatifs pour le client mais posent un problème pour l'opérateur et particulièrement dans la gestion des usagers professionnels moyenne et grande puissance.

En effet, ces derniers, comme le montre l'analyse de la consommation, dépassent de loin le niveau de consommation d'un S4 classique. Ils consomment aussi de l'énergie réactive et ne peuvent pas être pénalisés en cas de mauvais facteur de puissance, le modèle ne l'a pas prévu. Pour ceux disposant de poste privé, l'opérateur, en plus de l'impossibilité de les pénaliser pour mauvais facteur de puissance, ne peut pas non plus leur appliquer la majoration pour les pertes du transformateur, ni la prime fixe tel qu'appliqué chez l'opérateur Senelec.

Par conséquent, l'opérateur supporte du fait de ces usagers, des coûts additionnels (pénalité de Cos phi, et majoration) dans l'achat d'énergie alors que lesdits coûts, ne sont pas pris en charge par le tarif et il n'a pas la possibilité de les répercuter aux clients qui en sont la cause. C'est un mauvais signal envoyé à l'utilisateur, qui lèse l'opérateur et il devrait être corrigé.

2.2.5.2. Le recouvrement

Tableau 12 : Taux de recouvrement

Année	Taux de recouvrement
2019	76%
2020	68%
2021	89%
2022	90%
2023	74%
Moyenne	79%

Le taux de recouvrement moyen sur la période est de 79% .

La figure 7 ci-dessous fait ressortir les difficultés de recouvrement plus accentuées sur l'année 2020.

Cela est à mettre en rapport avec :

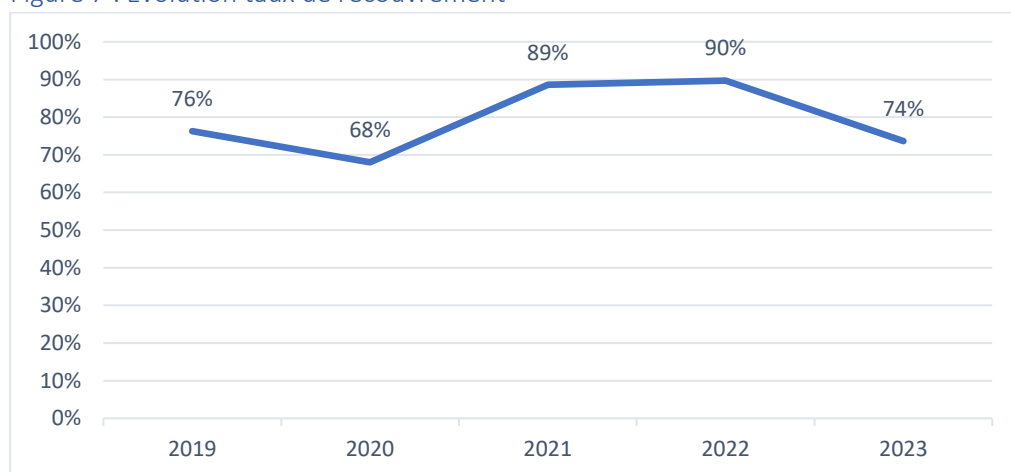
- la COVID 19 sur l'année 2020
- la transition vers le comptage avec l'arrivée massif de clients à relever, facturer et recouvrer à partir de 2019 dans un contexte rural.

- Les nombreuses pannes chez les clients kits solaires

Ce phénomène a eu pour conséquence, des abandons de créances pour les clients kits solaires dont les systèmes sont hors service et les clients forfaits coupés depuis longtemps et non remis en service pour un montant total de **81 805 394 FCFA** au titre de la période allant de 2013 à 2021.

Sur l'année 2023 le taux de 74% est surtout lié à un décalage dans le recouvrement du fait de contraintes opérationnelles.

Figure 7 : Evolution taux de recouvrement



3. LE PREPAIEMENT :

La mise en œuvre de la phase transitoire de l'harmonisation tarifaire posait pour ERA, l'obligation d'introduire le prépaiement comme mode de facturation.

Cet exercice a nécessité la mobilisation d'importantes ressources sur le plan informatique mais aussi sur l'acquisition de nouveaux compteurs à prépaiement.

L'Etat du Sénégal a financé pour ERA à cet occasion, l'acquisition de 5 500 compteurs pour le remplacement des gestionnaires de forfait (coûts induits de l'harmonisation).

Du matériel informatique et des logiciels ont aussi été acquis pour assurer le déploiement.

3.1. Etat d'avancement :

Le déploiement du prépaiement avec des compteurs smart a démarré en octobre 2021 sous le label *yakhanal* par un projet pilote qui avait pour objectif d'éprouver et de valider les choix technologiques et l'organisation commerciales.

En fin 2023, **5 574** clients répartis dans **111** villages étaient au prépaiement et **15 000** clients en post paiement seront basculés au prépaiement courant 2024.

Par ailleurs, depuis janvier 2023, tous les nouveaux clients éligibles sont raccordés au prépaiement, c'est le cas notamment de la région de Kédougou où tous les clients fonctionnent au prépaiement. Nous comptons basculer au prépaiement l'ensemble des clients éligibles d'ici fin 2026.