

**Cameroun**  
**Etude des coûts du service et des tarifs de  
l'électricité**

**R5 – Analyse des options et élaboration d'une  
stratégie recommandée pour la période de  
transition**



Octobre 2023



# Avertissement

Ce rapport a été préparé par MRC Consultants et Transaction Advisers et PHOENIX Consulting International à la demande de la Banque Mondiale. MRC et PHOENIX ont basé leur travail sur des informations accessibles au public, des données exclusives fournies par la Banque Mondiale et des organisations camerounaises et à partir des bases de données internes de MRC et PHOENIX. Des changements dans ces faits ou dans les hypothèses sous-jacentes pourraient modifier les résultats rapportés dans cette étude. Toute autre partie utilisant ce rapport à quelque fin que ce soit, ou se fiant à ce rapport de quelque manière que ce soit, le fait à son propre risque. Aucune représentation ou garantie, expresse ou implicite, n'est faite en ce qui concerne l'exactitude ou l'exhaustivité des informations présentées ici ou leur adéquation à un usage particulier.

Version	Date	Rédigé par	Validé par
<b>A - Provisoire</b>	02/08/2023	Jean-Louis Thébault François Alberti	Pierre Etienne
<b>B – Modifiée</b>	06/10/2023	Jean-Louis Thébault François Alberti	Pierre Etienne

# Sommaire

<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>6</b>
1.1. Contexte .....	6
1.2. Objectif de la mission .....	7
1.3. Objectif et contenu du rapport .....	7
<b>2. RAPPEL DE LA GRILLE TARIFAIRES ACTUELLE .....</b>	<b>8</b>
2.1. Tarifs de ventes de l'électricité par ENEO .....	8
2.2. Ventes d'électricité basse tension .....	8
2.3. Vente d'électricité moyenne tension .....	9
2.4. Ventes d'électricité haute tension .....	10
<b>3. SCÉNARIO TARIFAIRES DE RÉFÉRENCE .....</b>	<b>11</b>
3.1. Rappel des coûts du service à couvrir .....	11
3.1. Tarifs et structures tarifaires cibles .....	13
<b>4. STRATÉGIE DE MISE EN ŒUVRE DU CHANGEMENT TARIFAIRES .....</b>	<b>15</b>
4.1. Limites d'évolution annuelle des tarifs .....	15
4.2. Définition de la trajectoire .....	15
4.2.1. Tarifs basse tension .....	15
4.2.1. Tarifs moyenne tension « normaux » et « spéciaux » .....	16
4.2.2. Tarifs haute tension .....	16
<b>5. STRUCTURE TARIFAIRES ATTEINTE EN 2027 ET ÉVALUATION DES IMPACTS .....</b>	<b>17</b>
5.1. Structure tarifaire atteinte en 2027 .....	17
5.1. Impact sur les factures .....	17
5.2. Impact sur l'équilibre sectoriel .....	18

## Liste des Tableaux

Tableau 1 : Grille tarifaire appliquée aux clients basse tension.....	8
Tableau 2 : Grille tarifaire appliquée aux clients moyenne tension .....	10
Tableau 3 : Coûts du service de l'électricité par niveau de tension.....	11
Tableau 4 : Projection de la demande par catégorie d'abonnés à l'horizon 2030 .....	12
Tableau 5 : Coûts unitaires du service de l'électricité par niveau de tension.....	12
Tableau 6 : Evolution des tarifs pour les abonnés BT .....	15
Tableau 7 : Tarifs pour les abonnés BT sur la période 2024-2027 .....	16
Tableau 8 : Impact sur la facturation des consommateurs types.....	18
Tableau 9 : Comparaison du RAC et du RAR sur la période 2024-2030.....	19

## Liste des Figures

Figure 1 : Coûts du service de l'électricité par niveau de tension .....	11
Figure 2 : Coûts moyens et tarifs moyens par niveau de tension (en FCFA/kWh).....	12
Figure 3 : Grille tarifaire cible .....	14
Figure 4 : Grille tarifaire atteignable en 2027 .....	17
Figure 5 : Evolution des tarifs et des coûts moyens unitaires.....	19
Figure 6 : Evolution des RAR et des RAC .....	20
Figure 7 : Evolution des excédents tarifaires (RAC/RAR) .....	20

# Liste des Acronymes et Abréviations

<b>ARSEL</b>	Autorité de Régulation du Secteur de l'Electricité
<b>BT</b>	Basse Tension
<b>EDC</b>	Electricity Development Corporation
<b>ENE</b>	Energy of Cameroon S.A.
<b>HT</b>	Haute Tension
<b>MINREE</b>	Ministère de l'Eau et de l'Energie du Cameroun
<b>MT</b>	Moyenne Tension
<b>SONATREL</b>	Société Nationale de Transport de l'Electricité
<b>SONEL</b>	Société Nationale d'Electricité
<b>RAC</b>	Revenu Annuel Collecté
<b>RAR</b>	Revenu Annuel Requis

## 1. INTRODUCTION

### 1.1. CONTEXTE

Le Cameroun a fait face ces dernières années à des difficultés économiques, aggravées par la chute des prix pétroliers en 2014-2015 puis par la pandémie du COVID-19. L'objectif primordial du Cameroun, spécifié dans le Plan Vision 2035, est de devenir à cet horizon une économie émergente. La Stratégie Nationale de Développement (SND30), lancée en janvier 2021 par le Gouvernement du Cameroun, fixe les principes pour atteindre cet objectif sur la période 2021-2030.

Dans le but d'améliorer sa productivité et d'attirer des investissements privés, plusieurs réformes ont transformé le secteur électrique camerounais ces vingt dernières années. La loi du 24 décembre 1998 a réorganisé et libéralisé le secteur de l'électricité, en instituant les différentes délégations et autres titres nécessaires pour opérer dans le secteur. Pour assurer la cohérence et l'efficacité du nouveau modèle, cette loi a créé l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité (ARSEL) pour contrôler les activités des opérateurs du service public de l'électricité, et l'Agence de l'Électrification rurale (AER) pour assurer la promotion de l'électrification rurale.

Cette Loi a rendu possible l'entrée en 2001 de l'opérateur américain AES dans le capital de la Société Nationale d'Electricité (SONEL), société d'Etat intégrée. Le contrat de concession et de licence alors signé entre l'Etat et AES SONEL prévoyait deux étapes dans la mise en place du marché de l'électricité au Cameroun : (i) un système d'acheteur unique de 2001 à 2006, suivi par (ii) l'Accès des Tiers au Réseau de Transport à partir de 2006. Le contrat prévoyait la mise en place d'un opérateur de système, société filiale de AES SONEL, dont les autres utilisateurs du réseau de transport deviendraient également actionnaires pour renforcer sa transparence. Cette obligation n'ayant pas été remplie cinq ans après la date contractuelle, l'Etat a, dans le cadre de la nouvelle Loi de 2011, créé une société à capital public, propriétaire des actifs et gestionnaire du réseau de transport : la Société Nationale de Transport d'Electricité (SONATREL), créée en 2015 et opérationnelle depuis 2019.

Par ailleurs, (i) une nouvelle société chargée de gérer les réservoirs d'eau de la rivière Sanaga, Electric Development Corporation (EDC), a été créée par le décret du 29 novembre 2006 ; (ii) la SONEL est devenue ENEO en 2014 ; (iii) un nouveau régime de tarif a été institué par la Loi sur l'électricité de 2011.

Bien que disposant d'un potentiel hydroélectrique important (le 3<sup>ème</sup> d'Afrique Sub-Saharienne) principalement dans le bassin de la rivière Sanaga, le développement des réseaux est demeuré insuffisant pour permettre à l'offre de suivre l'accroissement de la demande. Il en résulte que seulement 63% de la population a accès à l'électricité et même seulement 23% dans les zones rurales. En outre, les performances des réseaux sont faibles : pertes élevées, nombreuses interruptions de fourniture et chutes de tension.

Le principal problème résulte du manque de ressources financières propres du secteur, provenant de tarifs – qui bien que relativement élevés (81 FCFA/kWh) – restent insuffisants pour couvrir les coûts de service. Notamment, la mauvaise santé financière d'ENEO l'a conduit à contracter des emprunts relais et à accumuler des dettes avec les autres entreprises du secteur, mettant l'ensemble de celui-ci en difficulté et exigeant des subventions d'équilibre de l'Etat. Cette situation ne permet pas non plus aux acteurs du secteur de réaliser les investissements nécessaires pour améliorer leur performance, ce qui pérennise cette mauvaise situation.

Le redressement financier du secteur s'impose d'autant plus que le Gouvernement du Cameroun souhaite développer fortement l'électrification rurale (objectif de 88% d'accès en 2022). L'ARSEL a autorité pour établir des tarifs aux consommateurs finaux permettant de couvrir le coût de service. S'il est prévu que le niveau des tarifs puisse être revu chaque année et la structure tarifaire tous les 5 ans, la dernière révision tarifaire remonte à 2012.

Il est donc fondamental que le Gouvernement du Cameroun soit en capacité de définir des tarifs théoriquement adéquats pour générer les ressources nécessaires au secteur électrique. L'ARSEL doit disposer des outils nécessaires pour le conseiller et lui permettre de prendre des décisions éclairées sur le niveau des tarifs et des éventuelles subventions nécessaires à ENEO et SONATREL pour atteindre l'équilibre.

## 1.2. OBJECTIF DE LA MISSION

A l'issue d'un processus d'appel d'offres international, la Banque Mondiale a retenu le consortium formé par MRC Group et PHOENIX Consulting International pour réaliser une étude des coûts du service et des tarifs de l'électricité.

Dans le contexte rappelé ci-dessus, l'objectif général de la mission consiste à développer la capacité du Gouvernement du Cameroun et de l'ARSEL à établir des tarifs d'électricité garantissant la viabilité financière du secteur.

Il s'agit de préparer : (i) une étude du Coût de Service (CoS), proposant une méthodologie pour déterminer les revenus annuels requis autorisés pour les différentes sociétés du secteur, en supposant qu'elles opèrent de façon efficiente ; (ii) développer un modèle financier permettant d'encadrer la planification financière des sociétés du secteur électrique et (iii) recommander des améliorations de la structure des tarifs appliqués par ENEO à ses clients.

## 1.3. OBJECTIF ET CONTENU DU RAPPORT

Lors de la présentation du rapport n°4 de la mission, présentant les options et recommandations pour améliorer la structure tarifaire, un scénario tarifaire de référence a été retenu comme cible pour l'horizon 2027. Dans le même temps, des contraintes relatives aux variations annuelles des tarifs ont été formulées.

Le présent rapport n°5, après avoir rappelé ce scénario et les contraintes retenues, explicite les évolutions annuelles sur la période de transition 2023-2027 permettant de se rapprocher au mieux de la cible, tout en respectant les limites d'évolution des tarifs définies et en minimisant le déficit sectoriel sur la période. Enfin, la structure tarifaire atteinte en 2027 est présentée ainsi que les impacts sur les clients et l'évolution de l'équilibre sectoriel sur la période.

## 2. RAPPEL DE LA GRILLE TARIFAIRES ACTUELLE

### 2.1. TARIFS DE VENTES DE L'ELECTRICITE PAR ENEO

Aujourd’hui, les tarifs de vente de l’électricité par ENEO restent en majeure partie ceux fixés par la décision de l’ARSEL n°0096/ARSEL/DF/DCEC/SDCT du 28 mai 2012. Seuls les tarifs appliqués aux abonnés moyenne tension, qu’ils soient « normaux » ou « spéciaux », ont été ajustés par la décision tarifaire de l’ARSEL du 12 décembre 2022.

Les tarifs sont appliqués sur des factures établies mensuellement, sur la base des relevés d’index, en principe à date fixe, et distribuées par les agents d’ENEO ou des agents dument mandatés par ENEO aux divers points de consommation.

Les consommations d’électricité inférieures ou égales à 110 kWh sont exonérées de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) conformément aux dispositions de la Loi n°98/009 du 1er juillet 1998 portant Loi des Finances. La Loi de Finances 2020 a élargi la tranche d’exonération à la TVA à l’ensemble des consommations BT inférieurs ou égales à 220 kWh.

### 2.2. VENTES D'ELECTRICITE BASSE TENSION

Le tarif appliqué aux clients basse tension est uniquement composé d’un tarif proportionnel par kWh consommé mensuellement.

Les tarifs sont différenciés par :

- Usage : domestiques ou résidentiels ; autres usages ou non résidentiel ; éclairage public.
- Tranche de consommation (1 à 4 tranches selon l’usage) ; Le tarif est progressif, les premières tranches de consommation bénéficiant d’un tarif plus faible que les suivantes.

Tableau 1 : Grille tarifaire appliquée aux clients basse tension

Plages de consommation mensuelle	Tarifs (FCFA/kWh)
<b>A) Usages domestiques ou résidentiels</b>	
1. Consommations inférieures ou égales à 110 kWh	50
2. Consommations comprises entre 111 kWh et 400 kWh	79
3. Consommations comprises entre 401 et 800 kWh	94
4. Consommations comprises entre 801 et 2000 kWh	99
<b>B) Autres usages ou non résidentiels</b>	
1. Consommations inférieures ou égales à 110 kWh	84
2. Consommations comprises entre 111 kWh et 400 kWh	92
3. Consommations comprises entre 401 et 1000 kWh	99
<b>D) Eclairage public</b>	
Tarif unique	66

## 2.3. VENTE D'ELECTRICITE MOYENNE TENSION

Le tarif est composé de deux termes qui s'ajoutent :

- une prime fixe mensuelle ;
- un tarif proportionnel dégressif par kWh consommé, fonction du nombre d'heures d'utilisation mensuelle de la puissance souscrite et de la période d'utilisation (heure pleine ou heure creuse).

Trois régimes tarifaires sont appliqués :

- Un régime général avec puissance souscrite inférieure ou égale à 1 MW ;
- Un régime général avec puissance souscrite supérieure à 1 MW ;
- Un régime des points francs.

Cependant, les tarifs appliqués à tous les régimes sont identiques. Néanmoins, les entreprises installées en Zones Franches ou admises au régime de Point Franc Industriel sont exonérées du paiement de l'avance sur consommation. Une majoration de 10% des tarifs proportionnels est perçue à titre de garantie du respect du taux minimum d'exportation de 80% de la production de l'entreprise en Zone Franche ou en Point Franc Industriel concerné. Cette retenue est rétrocédée à la fin de chaque exercice sous forme d'avoir, après justification à ENEO du respect du taux d'exportation de 80% de la production.

**Les tarifs aux abonnés MT ont été profondément modifiés par la décision n°427 du 12 décembre 2022.** Ils sont désormais fixés par tranches de consommation. Cette grille s'applique aux abonnés MT « normaux » et aux abonnés MT dits « spéciaux », dont les tarifs étaient auparavant négociés.

Cette grille a pris effet à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2023. En outre, il est prévu que ces tarifs soient augmentés annuellement les années 2024 à 2026, à hauteur de +5% pour les tranches de consommations inférieures à 3 MW et +10% pour les tranches comprises entre 3 et 10 MW.

Tableau 2 : Grille tarifaire appliquée aux clients moyenne tension

PRO-MT [0 ; 0,05 MW]	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT [0,05 ; 0,5 MW]	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT [0,5 ; 1 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle	0		Prime mensuelle	4 700		Prime mensuelle	5 500	
0-200 h	95	125	0-200 h	75	95	0-200 h	70	95
201-400h	85	125	201-400h	65	95	201-400h	60	95
400h-	80	125	400h-	60	95	400h-	55	95
PRO-MT [1 ; 2 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT [2 ; 3 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT [3 ; 4 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle	6 000		Prime mensuelle	6 500		Prime mens. 0-400h	8 107	
0-200 h	65	95	0-200 h	60	95	Prime mens. 400h-	7 000	
201-400h	60	95	201-400h	55	95	0-400 h	40	40
400h-	55	95	400h-	50	95	400h-	35	35
PRO-MT [4 ; 5 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT [5 ; 6 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT [6 ; 7 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mens. 0-400h	9 246		Prime mens. 0-400h	10 630		Prime mens. 0-400h	11 342	
Prime mens. 400h-	8 000		Prime mens. 400h-	9 200		Prime mens. 400h-	10 500	
0-400 h	36	36	0-400 h	31	31	0-400 h	25	25
400h-	30	30	400h-	24	24	400h-	18	18
PRO-MT [7 ; 8 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT [8 ; 9 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT [9 ; 10 MW]	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mens. 0-400h	12 967		Prime mens. 0-400h	14 577		Prime mens. 0-400h	16 695	
Prime mens. 400h-	12 000		Prime mens. 400h-	13 500		Prime mens. 400h-	15 500	
0-400 h	19	19	0-400 h	16	16	0-400 h	14	14
400h-	14	14	400h-	11	11	400h-	9	9

## 2.4. VENTES D'ELECTRICITE HAUTE TENSION

Les tarifs de vente d'électricité Haute Tension aux abonnés sont fixés dans le cadre de contrats passés entre ENEO et lesdits abonnés, après avis de l'ARSEL, suivant les dispositions du cahier des charges du contrat cadre de concession et de licence de ENEO.

Les contrats de fourniture révisés en juin 2022 prévoient déjà des augmentations tarifaires pour les consommateurs HT, à hauteur de +6% en 2023, +12% en 2024 et +17% en 2026.

### 3. SCENARIO TARIFAIRES DE REFERENCE

#### 3.1. RAPPEL DES COUTS DU SERVICE A COUVRIR

La couverture des coûts du service est un objectif majeur de l'ajustement tarifaire.

La projection des coûts est fournie par le MINEE et la répartition par niveau de tension est effectuée en tenant compte de la même clé de répartition que celle utilisée dans le rapport n°2 (Détermination des revenus requis et leurs formules d'ajustement) et rappelée dans le rapport n°4 (Options et recommandations pour améliorer la structure tarifaire).

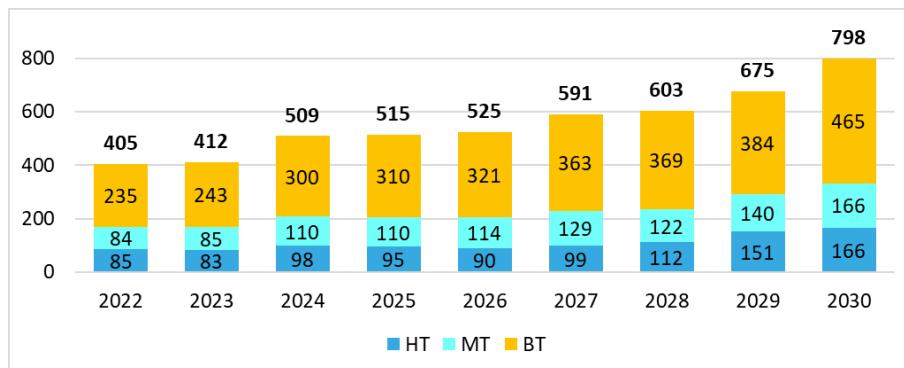
Le coût global s'accroîtra dans la prochaine décennie en lien avec la croissance de l'activité. De 404 Md. FCFA en 2022, il passera à 591 Md. FCFA en 2027 et à 798 Md. FCFA en 2030.

La majeure partie du coût est consacrée à l'approvisionnement en électricité BT : 58% en 2022 comme en 2030.

Tableau 3 : Coûts du service de l'électricité par niveau de tension

En Md. FCFA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
HT	85,4	83,5	97,9	95,0	89,9	99,2	112,0	151,1	166,4
MT	84,3	84,7	110,5	109,8	114,3	129,3	122,0	140,0	166,0
BT	235,1	243,4	300,3	310,2	320,6	362,6	369,2	384,0	465,3
<b>Global</b>	<b>404,8</b>	<b>411,5</b>	<b>508,7</b>	<b>515,0</b>	<b>524,8</b>	<b>591,1</b>	<b>603,2</b>	<b>675,1</b>	<b>797,8</b>

Figure 1 : Coûts du service de l'électricité par niveau de tension



Les coûts unitaires par niveau de tension sont obtenus en rapportant les coûts du service par niveau de tension à la demande prévisionnelle.

Les projections de la demande par type d'abonnés jusqu'en 2030 sont issues du modèle de projection de la demande établi par le MINEE.

Tableau 4 : Projection de la demande par catégorie d'abonnés à l'horizon 2030

GWh/an	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BT – Usages résidentiels	1 084	1 195	1 316	1 493	1 638	1 805	1 986	2 181	2 462
BT – Autres usages ou non résidentiels	477	509	544	584	623	669	717	768	823
BT – Eclairage Public	250	276	305	338	373	413	457	506	560
MT – Moyenne industrie	1 063	1 114	1 314	1 380	1 593	1 668	1 746	2 155	2 415
HT – Grande Industrie	383	385	443	446	503	506	837	1 651	1 709
HT – Métallurgie ALUCAM	788	802	817	836	850	869	888	907	926
<b>Total</b>	<b>4 045</b>	<b>4 281</b>	<b>4 739</b>	<b>5 078</b>	<b>5 580</b>	<b>5 930</b>	<b>6 632</b>	<b>8 170</b>	<b>8 896</b>

Le coût unitaire global augmente jusqu'à 107,3 FCFA/kWh en 2024 où il commence à se réduire progressivement jusqu'à 89,7 FCFA/kWh en 2030. Les coûts d'approvisionnement en électricité BT, MT et HT suivent la même évolution pour atteindre respectivement 121 ; 68,7 et 63,2 FCFA/kWh.

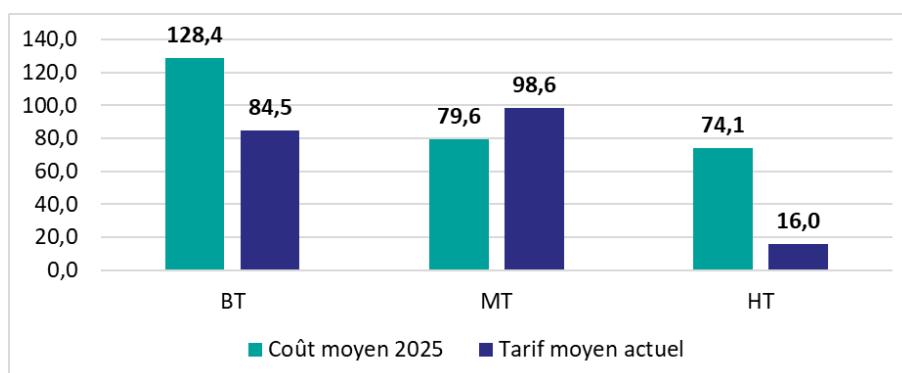
**Les coûts de service 2024 ont été pris comme objectifs de coûts à couvrir par le scénario tarifaire cible<sup>1</sup>.**

Tableau 5 : Coûts unitaires du service de l'électricité par niveau de tension

En FCFA/kWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
HT	72,9	70,3	77,7	74,1	66,4	72,1	64,9	59,1	63,2
MT	79,3	76,0	84,1	79,6	71,8	77,5	69,9	65,0	68,7
BT	129,8	122,9	138,7	128,4	121,7	125,6	116,8	111,2	121,0
<b>Global</b>	<b>100,1</b>	<b>96,1</b>	<b>107,3</b>	<b>101,4</b>	<b>94,0</b>	<b>99,7</b>	<b>91,0</b>	<b>82,7</b>	<b>89,7</b>

En rapprochant ces coûts du service aux tarifs moyens 2020 évalués précédemment, on observe que les tarifs moyens appliqués aux consommateurs HT et BT sont inférieurs aux coûts du service prévisionnel 2024. A contrario, les tarifs appliqués au consommateur MT sont supérieurs aux coûts.

Figure 2 : Coûts moyens et tarifs moyens par niveau de tension (en FCFA/kWh)



<sup>1</sup> Les niveaux indiqués étant en monnaie constante, il sera toujours possible au-delà de 2024 de geler la valeur nominale des tarifs de façon à accompagner la baisse des coûts ultérieure.

### 3.1. TARIFS ET STRUCTURES TARIFAIRES CIBLES

Dans la structure cible, les tarifs des consommateurs sont ajustés aux coûts de service par niveau de tension.

- **Les tarifs des consommateurs MT et HT** ne connaissent pas d'autres évolutions que celles déjà prévues dans leurs contrats et décisions tarifaires déjà signées.
- **Les tarifs des consommateurs BT** sont ajustés afin de correspondre au coût du service BT en 2024. Le tarif moyen BT est ainsi fixé à 139 FCFA/kWh contre 78 FCFA/kWh avec la grille actuelle.
- **Le tarif fixé pour la tranche sociale des abonnés domestiques BT est inchangé.** Toutefois, le seuil haut de cette tranche de consommation des abonnés résidentiels basse tension est ramené à 90 kWh/mois, au lieu de 110 kWh. Les consommations entre 90 et 110 kWh / mois sont incorporées dans la deuxième tranche.
- **L'ensemble des ajustements concernant les abonnés BT sont donc effectués sur les autres consommateurs BT.**

La grille tarifaire cible, répondant à ces objectifs, est présentée ci-dessous. Cependant, compte tenu des contraintes formulées sur les variations annuelles des tarifs, les tarifs finaux pourront différer sensiblement de cette cible.

Figure 3 : Grille tarifaire cible

DOM-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1	90	50
Tranche 2	400	152
Tranche 3	800	181
Tranche 4	2000	191

PRO-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1	110	162
Tranche 2	400	177
Tranche 3	1000 ou +	191

ECL-BT	Tarifs (FCFA/kWh)
Tarif unique	127

PRO-MT [0 ; 0,05 MW]	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle	0	
0-200 h	110	145
201-400h	98	145
400h-	93	145

PRO-MT [0,05 ; 0,5 MW]	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle	5 441	
0-200 h	87	110
201-400h	75	110
400h-	69	110

PRO-MT [0,5 ; 1 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle	6 367	
0-200 h	81	110
201-400h	69	110
400h-	64	110

PRO-MT [1 ; 2 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle	6 946	
0-200 h	75	110
201-400h	69	110
400h-	64	110

PRO-MT [2 ; 3 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle	7 525	
0-200 h	69	110
201-400h	64	110
400h-	58	110

PRO-MT [3 ; 4 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mens. 0-400h	10 914	
Prime mens. 400h-	9 317	
0-400 h	53	53
400h-	47	47

PRO-MT [4 ; 5 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mens. 0-400h	12 445	
Prime mens. 400h-	10 648	
0-400 h	48	48
400h-	40	40

PRO-MT [5 ; 6 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mens. 0-400h	14 308	
Prime mens. 400h-	12 245	
0-400 h	41	41
400h-	32	32

PRO-MT [6 ; 7 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mens. 0-400h	16 358	
Prime mens. 400h-	13 976	
0-400 h	33	33
400h-	24	24

PRO-MT [7 ; 8 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mens. 0-400h	18 701	
Prime mens. 400h-	15 972	
0-400 h	25	25
400h-	19	19

PRO-MT [8 ; 9 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mens. 0-400h	21 023	
Prime mens. 400h-	17 969	
0-400 h	21	21
400h-	15	15

PRO-MT [9 ; 10 MW]	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mens. 0-400h	24 078	
Prime mens. 400h-	20 631	
0-400 h	19	19
400h-	12	12

PRO HT	Tarifs (FCFA/kWh)
ALUCAM	20
Autres abonnés	43

Le chapitre ci-dessous présente la stratégie de transition pour ajuster les tarifs aux coûts de service et revenir vers l'équilibre financier sectoriel. Nous vérifierons par la suite que l'équilibre sectoriel est bien assuré avec la stratégie de changement tarifaire proposée.

## 4. STRATEGIE DE MISE EN ŒUVRE DU CHANGEMENT TARIFAIRES

### 4.1. LIMITES D'EVOLUTION ANNUELLE DES TARIFS

Comme il est classique de procéder, des limites, à la hausse comme à la baisse, ont été définies de façon à lisser les impacts des variations de tarifs pour les consommateurs.

En résultat de la visioconférence du 5 juillet avec ARSEL et MINEE, des limites d'évolution (+/-) annuelles des tarifs suivantes ont été fixées en concertation avec l'ARSEL et le MINEE :

- +/- 12% maximum d'évolution annuelle des tarifs appliqués aux professionnels ;
- moins de 10% d'évolution annuelle des tarifs appliqués aux résidentiels et aux petites entreprises.

### 4.2. DEFINITION DE LA TRAJECTOIRE

L'année 2027 a été retenue comme année objectif pour atteindre la cible. Les trajectoires par types de tarifs en prenant compte ces limites sont présentées ci-après.

#### 4.2.1. TARIFS BASSE TENSION

Pour les tarifs BT, les augmentations nécessaires sont de +92% au total pour atteindre la cible, hors tranche sociale, soit environ +18% d'augmentation annuelle entre 2023 et 2027.

Cependant, de façon à respecter les limites d'évolutions annuelles, les augmentations tarifaires ne pourront pas dépasser +10% par an pour les résidentiels et petites entreprises, +12% par an pour les professionnels.

Les évolutions proposées pour les abonnés BT sont répertoriées dans le tableau suivant.

Tableau 6 : Evolution des tarifs pour les abonnés BT

FCFA/kWh	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Usages domestiques ou résidentiels</b>					
Tranche 1	0%	0%	0%	0%	0%
Tranche 2	0%	10%	10%	10%	10%
Tranche 3	0%	10%	10%	10%	10%
Tranche 4	0%	10%	10%	10%	10%
<b>Autres usages ou non résidentiels</b>					
Tranche 1	0%	10%	10%	10%	10%
Tranche 2	0%	10%	10%	10%	10%
Tranche 3	0%	12%	12%	12%	12%
<b>Eclairage Public</b>					
Tarif unique	0%	12%	12%	12%	12%

La grille tarifaire qui en résulte pour chaque année à l'horizon 2027 est présentée ci-après.

Tableau 7 : Tarifs pour les abonnés BT sur la période 2024-2027

FCFA/kWh	Tarifs actuels	Tarifs 2024	Tarifs 2025	Tarifs 2026	Tarifs 2027	Tarifs cible
<b>Usages domestiques ou résidentiels</b>						
Tranche 1	50	50	50	50	50	50
Tranche 2	79	87	96	105	116	152
Tranche 3	94	103	114	125	138	181
Tranche 4	99	109	120	132	145	191
<b>Autres usages ou non résidentiels</b>						
Tranche 1	84	92	102	112	123	162
Tranche 2	92	101	111	122	135	177
Tranche 3	99	111	124	139	156	191
<b>Eclairage Public</b>						
Tarif unique	66	74	83	93	104	127

#### 4.2.1. TARIFS MOYENNE TENSION « NORMAUX » ET « SPECIAUX »

Les Tarifs MT « normaux » et « spéciaux » suivent les évolutions prévues par la décision tarifaire de décembre 2022.

La décision tarifaire n°427 du 12 décembre 2022 prévoit les hausses tarifaires suivantes :

- augmentation annuelle de +5% les années 2024 à 2026 pour les tranches de consommation inférieures à 3 MW ;
- augmentation annuelle de +10% les années 2024 à 2026 pour les tranches de consommation comprises entre 3 et 10 MW.

#### 4.2.2. TARIFS HAUTE TENSION

Pour les abonnés HT, les augmentations tarifaires sont déjà contenues dans les contrats de fournitures révisées en juin 2022. Elles sont de +6% en 2023, +12% en 2024 et +17% en 2026.

## 5. STRUCTURE TARIFAIRES ATTEINTE EN 2027 ET EVALUATION DES IMPACTS

### 5.1. STRUCTURE TARIFAIRES ATTEINTE EN 2027

La grille suivante est celle qui pourra être obtenue en suivant la trajectoire de changement tarifaire présenté précédemment.

Figure 4 : Grille tarifaire atteignable en 2027

DOM-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)	PRO-BT	Plage (kWh/mois)	Tarifs (FCFA/kWh)	ECL-BT	Tarifs (FCFA/kWh)
Tranche 1	90	50	Tranche 1	110	123	Tarif unique	104
Tranche 2	400	116	Tranche 2	400	135		
Tranche 3	800	138	Tranche 3	1000 ou +	156		
Tranche 4	2000	145					

PRO-MT [0 ; 0,05 MW]	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT ]0,05 ; 0,5 MW]	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT ]0,5 ; 1 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle	0		Prime mensuelle	5 441		Prime mensuelle	6 367	
0-200 h	110	145	0-200 h	87	110	0-200 h	81	110
201-400h	98	145	201-400h	75	110	201-400h	69	110
400h-	93	145	400h-	69	110	400h-	64	110

PRO-MT [1 ; 2 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT ]2 ; 3 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT ]3 ; 4 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mensuelle	6 946		Prime mensuelle	7 525		Prime mens. 0-400h	10 914	
0-200 h	75	110	0-200 h	69	110	Prime mens. 400h-	9 317	
201-400h	69	110	201-400h	64	110	0-400 h	53	53
400h-	64	110	400h-	58	110	400h-	47	47

PRO-MT [4 ; 5 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT ]5 ; 6 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT ]6 ; 7 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mens. 0-400h	12 445		Prime mens. 0-400h	14 308		Prime mens. 0-400h	16 358	
Prime mens. 400h-	10 648		Prime mens. 400h-	12 245		Prime mens. 400h-	13 976	
0-400 h	48	48	0-400 h	41	41	0-400 h	33	33
400h-	40	40	400h-	32	32	400h-	24	24

PRO-MT [7 ; 8 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT ]8 ; 9 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h	PRO-MT ]9 ; 10 MW[	Tarifs (FCFA/kWh) entre 23 et 18h	Tarifs (FCFA/kWh) entre 18 et 23h
Prime mens. 0-400h	18 701		Prime mens. 0-400h	21 023		Prime mens. 0-400h	24 078	
Prime mens. 400h-	15 972		Prime mens. 400h-	17 969		Prime mens. 400h-	20 631	
0-400 h	25	25	0-400 h	21	21	0-400 h	19	19
400h-	19	19	400h-	15	15	400h-	12	12

PRO HT	Tarifs (FCFA/kWh)
ALUCAM	20
Autres abonnés	43

### 5.1. IMPACT SUR LES FACTURES

L'impact de l'augmentation des tarifs sur des profils de consommateurs types est analysé.

Pour chaque niveau de tension, trois niveaux de consommation type sont définis :

- Un niveau de consommation de bas (Décile 1) correspondant à la consommation en-dessous de laquelle se situent 10% des factures ;

- Un niveau de consommation médian (Décile 5), correspondant à la consommation en dessous de laquelle se situent 50% des factures ;
- Un niveau de consommation élevé (Décile 9) correspondant à la consommation en dessous de laquelle se situent 90% des factures.

Comparée à la tarification actuelle, l'application de ces tarifs à ces consommations types se traduit par des impacts significatifs sur l'ensemble des catégories d'abonnés, à l'exception de la tranche sociale BT.

Les abonnés MT voient leurs factures augmenter de 16% sur la période, quel que soit le décile.

Sur la période, les abonnés HT voient leurs factures augmenter de 31%.

Enfin, pour les abonnés BT, l'application des nouveaux tarifs se traduit par une hausse des factures mensuelles de +46% pour toutes les catégories, en dehors des abonnés BT domestiques de la première tranche (sociale).

Tableau 8 : Impact sur la facturation des consommateurs types

	Consommation moyenne (kWh)	Tarification actuelle	Scénario de référence	Variation (%)
		Tarif (FCFA/kWh)	Facturation FCFA	
<b>BT - Résidentiel</b>				
Décile 1	2	50	100	0%
Décile 5	54	50	2 700	0%
Décile 9	204	94	19 176	46%
<b>BT - Non résidentiel</b>				
Décile 1	7	84	588	46%
Décile 5	99	84	8 316	46%
Décile 9	735	92	67 620	46%
<b>MT normaux</b>				
Décile 1 Tranche [0 ; 0,05 MW]	3 017	98	294 295	16%
Décile 5 Tranche ]0,05 ; 0,5 MW]	13 621	76	1 030 131	16%
Décile 9 Tranche ]1 ; 2 MW[	83 175	65	5 403 569	16%
<b>HT</b>	<b>(En GWh)</b>	<b>(En M. FCFA)</b>	<b>(En M. FCFA)</b>	
ALUCAM	1 120	14,1	15 792	31%
Autres	286	31	8 874	31%

## 5.2. IMPACT SUR L'EQUILIBRE SECTORIEL

Avec les augmentations tarifaires, le RAC (Revenu Annuel Collecté<sup>2</sup>) augmente progressivement de 352 Md. FCFA en 2024 à 557 Md. FCFA en 2027 et près de 794 Md. FCFA en 2030.

Toutes catégories de consommateurs et niveau de tension confondus, le tarif unitaire moyen permet de couvrir le coût unitaire moyen à partir de 2028. Ce dernier passe en effet de 74,3 FCFA/kWh en 2024 à 92,1 FCFA/kWh en 2028, et enfin, 89,2 FCFA/kWh en 2030.

La situation est différente selon les niveaux de tension. Les augmentations tarifaires prévues permettent aux tarifs BT de couvrir leurs coûts unitaires à l'horizon 2029. Concernant la catégorie MT, sur l'ensemble de la période, les tarifs unitaires couvrent les coûts unitaires. A contrario, malgré les hausses prévues, les tarifs HT sont inférieurs à leurs coûts unitaires jusqu'en 2030.

<sup>2</sup> Le taux de recouvrement des factures étant de l'ordre de 99% dans les prévisions financières, le Revenu Annuel Collecté est assimilé au Revenu Annuel Collectable.

L'équilibre entre le RAC et le RAR (Revenu Annuel Requis) est assuré à partir de 2028. Il convient cependant de noter que le surplus engendré en 2028 et 2029 ne pourra compenser qu'une partie seulement des déficits antérieurs et des éventuels impayés de facturation.

De plus, compte tenu de la hausse des coûts de production jusqu'en 2030, de nouvelles hausses tarifaires seront nécessaires afin que le déficit ne se creuse pas de nouveau après 2030.

Tableau 9 : Comparaison du RAC et du RAR sur la période 2024-2030

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>RAC</b> Tarif unitaire	Md. FCFA	352,2	406,4	486,8	557,0	610,5	720,5	793,5
	FCFA/kWh	74,3	80,0	87,2	93,9	92,1	88,2	89,2
<b>RAR</b> Coût unitaire	Md. FCFA	508,7	515,0	524,8	591,1	603,2	675,1	797,8
	FCFA/kWh	107,3	101,4	94,0	99,7	91,0	82,7	89,7
Excédent(+)/déficit(-)	Md. FCFA	-156,5	-108,6	-38,0	-34,1	7,3	45,4	-4,2
Excédent(+)/déficit(-)	FCFA/kWh	-33,0	-21,4	-6,8	-5,7	1,1	5,6	-0,5
RAC/RAR	indice	0,69	0,79	0,93	0,94	1,01	1,07	0,99

Figure 5 : Evolution des tarifs et des coûts moyens unitaires

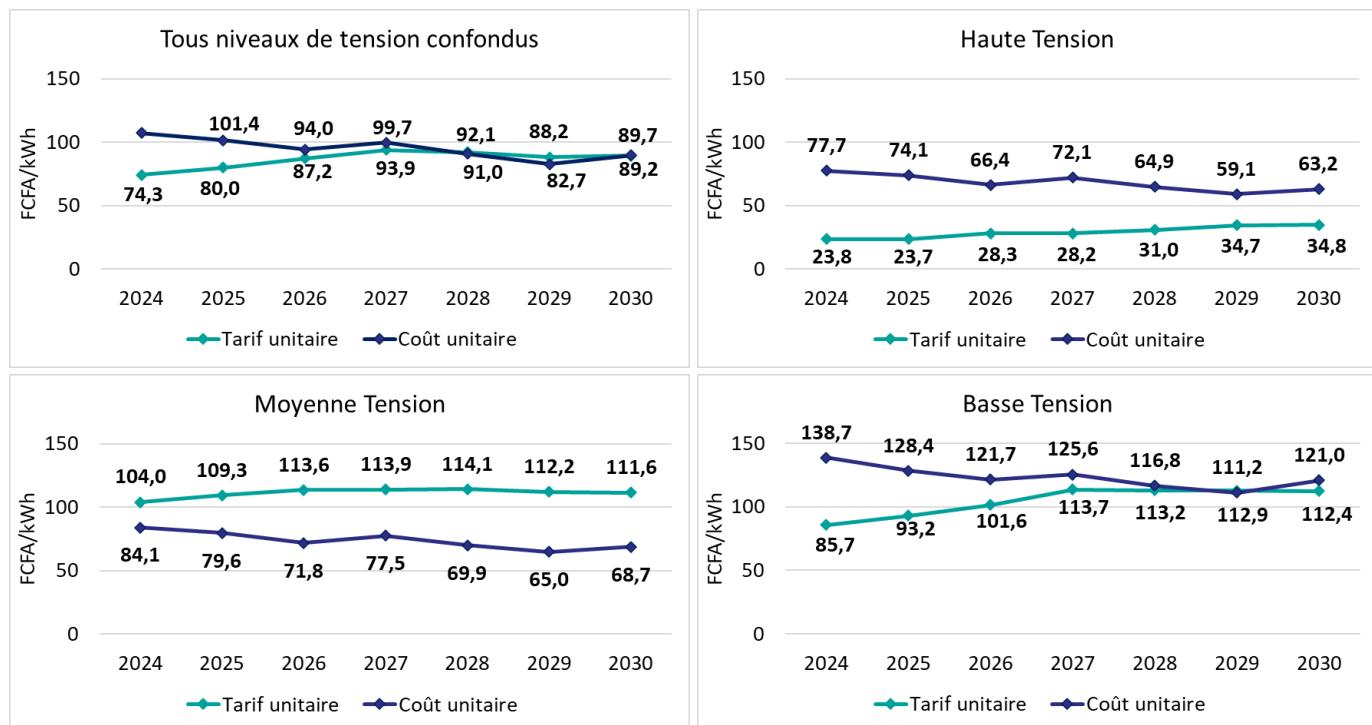


Figure 6 : Evolution des RAR et des RAC

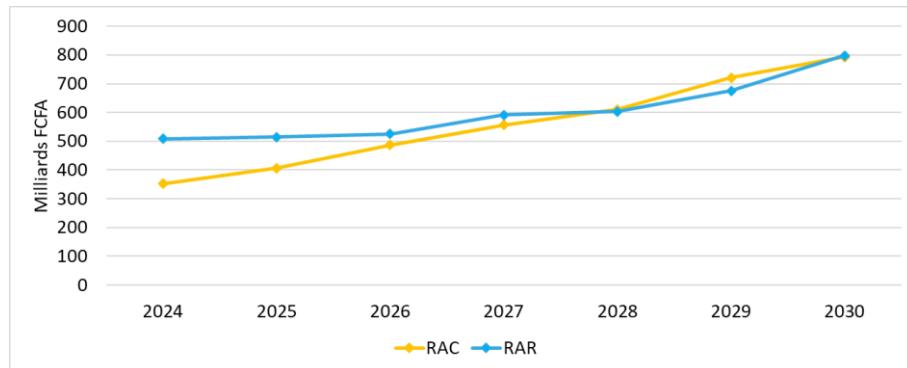


Figure 7 : Evolution des excédents tarifaires (RAC/RAR)

