REPUBLIQUE DU CAMEROUN
Paix-Travail-Patrie

Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité
ARSEL
Electricity Sector Regulatory Agency

REPUBLIC OF CAMEROON
Peace-Work-Fatherland

DECISION N° 0000460 D/ARSEL/DG/DREFT/DRT/SDAFT/SDRTGRT/CSAMF/CST du 19 DEC 2025

Fixant le cadre de définition et arrêtant les montants prévisionnels du Revenu Maximum Autorisé et de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2026.

LE DIRECTEUR GENERAL,

VU la constitution ;

VU la loi n° 2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité ;

VU la loi n° 2017/010 du 12 juillet 2017 portant Statut Général des Etablissements Publics ;

VU le décret N°2000/016 du 26 janvier 2000 portant nomination du Directeur Général Adjoint de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité ;

VU le décret N° 2001/021 du 29 janvier 2001 fixant le taux, les modalités de calcul, de recouvrement et répartition de la redevance sur les activités du secteur de l'électricité ;

VU le décret N° 2012/2806/PM du 24 septembre 2012 portant application de certaines dispositions de la loi n° 2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun ;

VU le décret N° 2013/203 du 28 juin 2013 abrogeant les dispositions antérieures contraires du décret n° 99/125 du 15 juin 1999 portant organisation et fonctionnement de l'Agence de Régulation du secteur de l'électricité ;

VU le décret N° 2019/246 du 21 août 2019 portant nomination du Directeur Général de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité ;

VU les dispositions du Contrat Cadre de Concession et de Licence et des Contrats dérivés, ensemble leurs Cahiers de Charges et leurs Avenants, signés entre la République du Cameroun et la société ENEO ;

VU la décision N°00000475/D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDESIR/CSTai du 21 décembre 2021 fixant les conditions tarifaires pour la période 2021-2025 de la société ENEO Cameroun ;

VU la décision N°0000015/D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CST du 17 janvier 2025 fixant les conditions tarifaires pour la période 2025-2029 de la Société Nationale de Transport de l'Electricité « SONATREL » ;

VU la décision N°0000016/D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CST du 17 janvier 2025, fixant le profil tarifaire pour les activités de transport et Gestion du Réseau de Transport au titre de l'exercice 2025 ;

VU la décision N°0000017/D/ ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CST du17 janvier 2025, fixant la grille tarifaire des activités de Transport et Gestion du Réseau de Transport au titre de l'exercice 2025 ;

VU la décision N° 0000459 D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CST du 19 DEC 2025 fixant le cadre de définition et arrêtant les montants prévisionnels réajustés du Revenu Maximum Autorisé et de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2025 ;

VU les dossiers tarifaires de la société ENEO Cameroun S.A au titre des exercices 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025 et 2026 ;

Considérant les missions de l'ARSEL, notamment le contrôle et le suivi des tarifs, des formules tarifaires, des éléments de coût des services et les différents travaux tarifaires effectués avec les opérateurs.

DECIDE :

Article 1er. La présente décision fixe le cadre de définition et arrête les montants prévisionnels du Revenu Maximum Autorisé « RMA » et de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2026, tel que validé après examen du dossier tarifaire de l'opérateur.

Article 2. Les montants prévisionnels du Revenu Maximum Autorisé et de la compensation tarifaire 2026 sont arrêtés sur la base des hypothèses du dispatch, d'une part, et des hypothèses contractuelles de calcul du Revenu Maximum Autorisé de la période quinquennale (2021-2025), d'autre part :

2.1 : les hypothèses d'évaluation des coûts prévisionnels du dispatch 2026 se présentent comme suit :

a) Hypothèses de la Demande et de l'Offre

- Au niveau de la demande
  - Croissance du PIB de 4,1 % en 2026 selon le rapport du FMI datant de mars 2025 ;
  - Minimum 139 400 nouveaux clients BT ;
  - Demande industrielle additionnelle HTA de +19 MW
    - Extension de Acero Metal +3MW, SINAFCIM +3MW, Port de Kribi +2MW, USINE ACIERIE +5MW, METAFRIQUE 1+5MW ;
    - Le nouveau client MIRA +13MW ;
    - PROMETAL 3 et 4 qui migrent en HT: -17 MW.
  - Demande industrielle additionnelle HTB de +36 MW;
    - Prometal Industries: +33MW ;
    - CIMAF: +3MW ;
  - Demande d'Alucam de 130 MW
  - Taux de croissance YTD
    - RIS : 5.1%
    - RIN : 10%
    - Isolées : 4.0%
    - Alucam : 14.5%
  - Taux de croissance 2026
    - RIS : 5.3%
    - RIN : 11.5%
    - Isolées : 5.6%
    - Alucam 1.4%

- Au niveau de l'offre de la production dans les Réseaux Interconnectés Sud (RIS), Nord (RIN) et dans les Centrales Isolées

  - Dans le Réseau Interconnecté Sud « RIS »

  - Songloulou : Disponibilité entre 336 MW et 384 MW en fonction des maintenances (avril, juillet, octobre); production fonction des débits ;
  - Edéa : Disponibilité de 243 MW avec une production en fonction de l'offre ;

Etablissement Public Administratif créé par la loi n° 98/22 du 24 décembre 1998 et régi par la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011
doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. Siège : Rue Joseph Mballa Eloumdem (1777) BASTOS
B.P. 6064 Yaoundé, Tél : (237) 222 21 10 11 – 222 21 10 12, Fax : (237) 222 21 10 14. Site Web : www.arsel-cm.org

- Nachtigal : Disponibilité à 6 groupes (janv- et juillet); 7 groupes le reste du temps; sollicitation en fonction des débits;
- Lom Pangar : Disponibilité 22 MW (limitation); travaux annuels en période d'arrêt ;
- Memve'ele : Disponibilité 200 MW en fonction de l'hydrologie; travaux sur 2 groupes en période de mauvaise hydrologie;
- Kribi : Disponibilité moyenne garantie oscillant entre 166 et 167 MW (jan-mars) Avril-mai: 180 MW juin –sep 161MW suivant le plan de maintenance ;
- Mékin : Centrale en arrêt ;
- Dibamba : Disponibilité garantie de 80 MW ; maintenance durant le deuxième trimestre (maintenance en mai) (70 MW);
- Limbé : Disponibilité garantie de 54 MW avec une limitation à 42 MW durant la phase 2 des travaux de réhabilitation au premier trimestre ;
- Logbaba : disponibilité garantie de 12 MW ;
- Oyomabang : disponibilité garantie 12 MW ;
- LFO Thermiques : BAMENDA : 20 MW, MBALMAYO : 09 MW, Bertoua : 07 MW ;

▪ Dans le Réseau Interconnecté Nord « RIN »

- Lagdo : puissance garantie de Pmax = 64 MW. Arrêt d'un groupe en Juin et Novembre ;
- LFO Thermiques :
  - ✓ Guider : 10 MW ; Maroua 2 : 10 MW ; Maroua ENEO : 7 MW ;
  - ✓ Djamboutou : 17 MW; Ngaoundéré : 10 MW; Kousseri 1: 2 MW ; Kousseri 2: 5 MW ;
- Solaire :
  - ✓ Guider : 15 MW + 10MWh batterie ;
  - ✓ Maroua : 15 MW + 10MWh
- Nouveaux solaires :
  - ✓ Mise en Service au troisième et quatrième trimestre 2026 respectivement pour Release Guider (9 MWc) et Release Maroua (18 MWc +18 MWh).

▪ Dans les Centrales Isolées

- Mbakaou : Disponibilité de 1,49 MW ;
- Solaire : Djoum : 237 kW/ Lomié : 110 kW/ Garoua Boulai: 600kW ;
- Ngaoundal : 0,796 MW avec montée à 1,816 MW dès Novembre 2025 ;
- Autres centrale : 19,87 MW.

b) Hypothèses hydrologiques

- Bassin Versant de la Sanaga
  - ▪ Hypothèses crue 2026

Etablissement Public Administratif créé par la loi n° 98/22 du 24 décembre 1998 et régi par la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011
doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. Siège : Rue Joseph Mballa Eloumdem (1777) BASTOS
B.P. 6064 Yaoundé, Tél. : (237) 222 21 10 11 – 222 21 10 12, Fax : (237) 222 21 10 14. Site Web : www.arsel-cm.org

- Non remplissage de la retenue en fin de crue avec un taux de remplissage de 70% soit 10 000 Millions de m3

- Hypothèses Etiage 2026 (hydrologie moyenne)
  - BVI Song Mbengue : 50% ;
  - BVI Elang I : moyenne des 5 dernières années ;
  - Apports en eau dans les lacs en étiage 2026 : 50% à Mbakaou et Mapé, 50% Bamendjin; 85% à Lom Pangar ;
    - Arrêt de l'usine de pied de Lom Pangar entre Mai et Juillet
- Le Taux de remplissage global projeté est de 72% soit de 10 000 106 m3
- Débit régularisé.

(m3/s)	janv-26	févr-26	mars-26	avr-26	mai-26	juin-26
Song Mbengue	1000	1000	900	900	900	950
Nachtigal	700	700	650	600	600	600

Song Mbengue	1100	1100	1100	1100	1100	1050
Nachtigal	650	850	980	980	980 - 750	750

- Bassin Versant de la Bénoué
  - Hypothèses crue 2026
    - Non remplissage de la retenue en fin de crue avec un taux de remplissage de **79%** pour un volume de 3600 millions de m3 ;
    - Volume turbiné en moyenne de 16 à 18 millions de m3/jour;
    - Hydraulicité des apports : **45%.**
  - Hypothèses Etiage 2026
    - Evaporation 630 106m3 (similaire à 2020) ;
    - Irrigation : 0 106m3 ;
    - Hydraulicités des apports : moyenne des 5 dernières années.
  - Volume de la retenue au 31 octobre 2025 : 3 600 106 m3 (taux remplissage de 80%) ;
  - Cote Min atteinte le 16 juillet 2025 : 206,47 m Volume Min : 123,86 106 m³

Volumes journaliers à turbiner	janv-26	févr-26	mars-26	avr-26	mai-26	juin-26
	14	15	15	15	13	12

Etablissement Public Administratif créé par la loi n° 98/22 du 24 décembre 1998 et régi par la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011
doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. Siège : Rue Joseph Mballa Eloumdem (1777) BASTOS
B.P 6064 Yaoundé, Tél. : (237) 222 21 10 11 – 222 21 10 12, Fax : (237) 222 21 10 14. Site Web : www.arsel-cm.org

Volumes journaliers à turbiner	juil-26	Août-26	Sep-2026	Oct-26	Nov-26	Dec-26
	15	20	18	18	15	14

- bassin versant du Ntem

Débits moyens mensuels	janv-26	févr-26	mars-26	avr-26	mai-26	juin-26	juil-26	Août-26	Sep-2026	Oct-26	Nov-26	Dec-26
	170	75	150	325	450	480	300	110	250	695	985	575

NB: Ces hypothèses restent optimistes au regard des tendances observées sur les 03 dernières années.

c) Contraintes réseaux

- Congestion des TFOs 225/90 kV de Logbaba et Bekoko en cas de forte charge;
- Congestions des postes sources HTB/HTA (Bekoko, Makepe, Deido, Ngodi, Koumassi) ;
- Plan de tensions dégradé sur le corridor Bekoko – Limbé ;
- Besoins en Placement thermique pour mitigation des contraintes réseaux (en MW).

d) Résultat des coûts prévisionnels du dispatch 2026

- Hypothèses Valorisation
  - Hypothèses Valorisation Fuel
    - Utilisation du HFO 3500 dans les centrales de Limbé, Dibamba, Logbaba et Oyomabang ;
    - Prix Unitaire HFO 3500 à Limbé : PU = 531,6F/L. Charge Transport Dibamba et Logbaba: 8F/L et 32F/L Oyomabang ;
    - Prix Unitaire LFO : Moyenne des prix unitaire CSPH enregistré entre Avril 2025 et Septembre 2025 ;
    - Consommation spécifique fuel :
      - ✓ Considération des moyennes des consommations spécifiques enregistrées entre Janvier 2024 et Septembre2025.
      - ✓ Et Prise en compte des actions de maintenances 2026 devant améliorer la performance 2026 des centrales.
  - Les Achats d'Energies
    - Centrale hydroélectrique de Nachtigal « NHPC » : Considération d'une capacité globale demontrée de 412 MW ;

Etablissement Public Administratif créé par la loi n° 98/22 du 24 décembre 1998 et régi par la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011
doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. Siège : Rue Joseph Mballa Eloumdem (1777) BASTOS
B.P. 6064 Yaoundé, Tél. : (237) 222 21 10 11 – 222 21 10 12, Fax : (237) 222 21 10 14. Site Web : www.arsel-cm.org

- Centrales thermique Globeleq (DPDC et KPDC) : Pas de deemed en 2026.

e) Coût du dispatch

Au regard du niveau de réalisation des hypothèses sus-évoqués, le coût global du dispatch de l'exercice 2026, sous réserve des diligences régulatoires ultérieures, se présente dans le tableau suivant.

MFCFA	Projection Initiale 2025	Projection Réajustée 2025	Projection 2026	Variation 2026 % Projection Réajustée 2025	Variation 2026 % Projection Initiale 2025
F Charges de combustible					
RIS	20 850	20 502	20 012	-491	-838
RIN	17 386	19 076	45 893	26 817	28 507
Centrales Isolées	9 789	10 469	10 729	260	940
Total Charges de combustible	**48 025**	**50 048**	**76 634**	**26 587**	**28 609**
Services du secteur électrique (charges de transport et de droit d'eau)	**62 087**	**61 382**	**61 742**	**360**	**-344**
Achat d'énergie Memve'ele	10 784	17 136	15 613	**-1 523**	**4 829**
Achats d'énergie autre IPPs	228 091	224 243	239 132	**14 889**	11 041
Total Achat d'Energie	**238 874**	**241 379**	**316 487**	**75 108**	**77 613**
Total Coût du Dispatch	**348 986**	**352 809**	**393 122**	**40 313**	**44 136**

Les coûts prévisionnels du dispatch 2026 issus des hypothèses susmentionnées, sous réserve des diligences régulatoires ultérieures, connaissent une augmentation globale de 11,4% par rapport à 2025 portée principalement par :

- **Une hausse de 44,5% de coûts de combustibles** justifiée par une hausse **+140,6%** dans le RIN conséquent au non remplissage de Lagdo et une hausse de la demande ;
- **Une hausse de 5,5% d'achat d'énergie portée par** : (i) disponibilité à plein pot de Nachtigal (ii) aucun deemed projetée à KPDC et DPDC (iii) Mise En Service de Release2

2.2 : les hypothèses contractuelles de détermination de revenu de la période quinquennale (2021-2025).

Sous réserve des travaux ultérieurs de réajustement des conditions tarifaires tarifaire pour la nouvelle période quinquennale (2026-2030), celles en vigueur se déclinent comme suit:

- l'utilisation de la nouvelle formule tarifaire contenue dans l'avenant N°2 au Contrat Cadre de Concession et de Licence:

  $$RMA_t = (CI_{t-1}/CI_{t-2})\ xCE_t + A_t + (WACC \times BT_t) + CC_t + AE_t + RI_t + AF_t - X_t - K_t - P_{t-1}$$

- le plafonnement des Charges d'exploitation (OPEX) hors combustibles et achats d'énergie, après revue annuelle du niveau de réalisation des inducteurs de coûts (la

Etablissement Public Administratif créé par la loi n° 98/22 du 24 décembre 1998 et régi par la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011
doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. Siège : Rue Joseph Mballa Eloumdem (1777) BASTOS
B.P. 6064 Yaoundé, Tél. : (237) 222 21 10 11 – 222 21 10 12, Fax : (237) 222 21 10 14 Site Web : www.arsel-cm.org

longueur de lignes, le nombre de client, la capacité disponible et la capacité installée) par nature de charge à un montant indexé de FCFA 107,659 milliards ;

- le Coût Moyen Pondéré du Capital d'ENEO (WACC) à 15,2995%;
- le montant des immobilisations retenu provisoirement pour le compte de l'exercice 2026 et qui s'élève à un montant d'environ 18 milliards FCFA ;
- la base tarifaire 2026 s'élève à un montant d'environ 270,334 milliards FCFA ;
- le coût d'opportunité et les amortissements découlant des retraitements de la base tarifaire supra mentionnés s'élèvent respectivement à 41,360 milliards FCFA et 17,749 milliards FCFA ;
- la prise en compte des charges de combustibles de l'exercice 2026 d'un montant de FCFA 67,474 milliards après réajustement des données issues des travaux du Dispatch et sous réserve de l'audit ultérieur desdites charges ;
- la prise en compte des achats d'énergies auprès des IPPs de l'exercice 2026 d'un montant de FCFA 268,197 milliards ;
- la prise en compte des charges de transport d'énergie d'ENEO, conformes à la grille tarifaire de la SONATREL en vigueur susvisée et affinées à l'issue des travaux de ventilation du RMA de la SONATREL entre les différentes catégories de clients s'élèvent à 37,715 milliards FCFA ;
- la prise en compte des droits d'eau turbinée affinées à l'issue des travaux avec EDC en conformité avec la règlementation en vigueur pour un montant de 10,576 milliards FCFA ;
- la prise en compte des achats d'énergie injectée par la centrale de Memve'ele et de Lom Pangar pour un montant de 15,613 milliards FCFA ;
- l'utilisation d'un rendement de distribution régulatoire de 79,50% pour l'exercice 2026 sous réserve des travaux de réajustement des conditions tarifaires pour la nouvelle période quinquennale (2026-2030) ;
- l'utilisation d'un rendement de distribution pour les clients avec un départ dédié pour l'exercice 2026 sous réserve des résultats des travaux d'affinage relatifs à la séparation des rendements MT et BT, dans le cadre des travaux de réajustement des conditions tarifaires pour la nouvelle période quinquennale (2026-2030).
- la prise en compte des énergies régulatoires MT et BT pour 5 012 GWh, sous réserves des vérifications contradictoires et sur la base des Bilans Energétiques Mensuels qui seront cosignés par les différents acteurs ;
- la prise en compte du prix moyen perçu MT et BT de 85,23 F CFA/kWh sous réserves des réajustements en valeur et en énergie qui seront apportés aux montants des factures annuelles de l'éclairage public et celles des consommations des administrations publiques.

Article 3. Sur la base des hypothèses sus évoquées, le Revenu Maximum Autorisé (Moyenne Tension et Basse Tension) projeté en 2026 s'élève à un montant de **482 709 323 634 FCFA (quatre cent quatre-vingt-deux milliards sept cent neuf millions trois cent vingt-trois mille six cent trente-quatre franc)** pour un tarif perçu de **85,23 FCFA/kWh** et un tarif moyen calculé et projeté de **96,31 FCFA/kWh**. La compensation tarifaire globale prévisionnelle qui en résulte est estimée à **55 520**

Etablissement Public Administratif créé par la loi n° 98/22 du 24 décembre 1998 et régi par la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011
doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. Siège : Rue Joseph Mballa Eloumdem (1777) BASTOS
B.P. 6064 Yaoundé, Tél. : (237) 222 21 10 11 – 222 21 10 12, Fax : (237) 222 21 10 14. Site Web : www.arsel-cm.org

420 705 FCFA (cinquante-cinq milliards cinq cent vingt millions quatre cent vingt mille sept cent cinq francs) répartie comme suit :

- une provision pour les factures d'achats d'énergie de Memve'ele et Lom Pangar au titre de l'exercice 2026 d'un montant de **15 612 834 311 FCFA (quinze milliards six cent douze millions huit cent trente-quatre mille trois cent onze francs)** ;
- une compensation tarifaire de l'exercice 2026 pour ENEO d'un montant de **39 907 586 394 FCFA (trente-neuf milliards neuf cent sept millions cinq cent quatre-vingt-six mille trois cent quatre-vingt-quatorze francs)**.

Article 4. Le montant de la compensation tarifaire indiqué à l'article 3 ci-dessus est susceptible de réajustement aux termes :

1. des réalisations du dispatch ;
2. de la prise en compte des résultats des diligences régulatoires additionnelles de contrôle des revenus, consécutifs aux audits des performances de l'Opérateur Eneo réalisées au cours des années précédentes et celle de l'année projetée portant notamment sur :
   - le contrôle des justificatifs des investissements réalisés par l'opérateur et à transférer en immobilisations ;
   - les déclassements ou sorties des immobilisations ;
   - l'audit des charges de combustibles et des créances irrécouvrables.

3. du processus d'affinage de la séparation des rendements MT et BT, effectué dans le cadre des travaux de réajustement des conditions tarifaires pour la nouvelle période quinquennale (2026-2030).

Article 5. Les travaux de réajustement des conditions tarifaires pour la nouvelle période quinquennale (2026-2030) se poursuivront au cours de l'exercice 2026.

Article 6. Les résultats des travaux indiqués aux articles 4 et 5 ci-dessus viendront réajuster et constater les réalisations du revenu de l'exercice 2026 conformément au mécanisme prévu dans la formule tarifaire.

Article 7. La présente décision qui prend effet pour compter de sa date de signature sera enregistrée, puis publiée partout où besoin sera. /-

Yaoundé, le 19 DEC 2025

Copies :
- MINETAT-SG/PR ,
- M-SG/PM ,
- MINEE ;
- MINFI ;
- PCA/ARSEL ,
- Intéressés ;
- Archives

Le Directeur Général



Jean Pascal Nkoa

Etablissement Public Administratif créé par la loi n° 98/22 du 24 décembre 1998 et régi par la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011
doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. Siège : Rue Joseph Mballa Eloumdem (1777) BASTOS
B.P. 6064 Yaoundé, Tél. : (237) 222 21 10 11 – 222 21 10 12, Fax : (237) 222 21 10 14. Site Web : www.arsel-cm.org

Annexe : Projection Revenu Maximum Autorisé (RMA) 2026

Paramètres RMA ENEO	Projection RMA 2026 au 19/12/2025
Base tarifaire nette (KFCFA)	**270 334 426**
Achat d'Energie (KFCFA)	**268 196 685**
Achats d'énergie IPP (Hors transport et Hors Droit d'eau) (KFCFA)	254 744 920
Charges de Transport KPDC	2 060 666
Charges de Transport DPDC	747 231
Droits d'eau NHPC (KFCFA)	6 591 998
Charges de Transport NHPC	4 051 869
Combustibles (KFCFA)	**67 473 934**
Combustibles au titre de l'exercice 2026	**67 473 934**
Droits d'eau (KFCFA)	**10 576 000**
Droits d'eau ENEO (KFCFA)	10 576 000
WACC	**15,30%**
CoK=BTMN*WACC (KFCFA)	**41 359 827**
Coût d'opportunité exercice	41 359 827
Amortissement (KFCFA)	**17 748 831**
Amortissement exercice	17 748 831
OPEX indexés (KFCFA)	**117 256 419**
OPEX w/o Bad Debt, Arsel fees and prorata VAT (KFCFA)	107 659 419
Créances Irrecouvrables (KFCFA)	-
Redevance Arsel (KFCFA)	5 510 000
Fonds de developpement (FDSE) (KFCFA)	4 087 000
Charges de Transport et GRT (KFCFA)	**37 714 628**
Charges de Transport ENEO (production et distribution)(KFCFA)	37 714 628
Revenu Maximum Autorisé hors penalités et facteur de correction (KFCFA)	**560 326 324**
Revenus des Clients spéciaux (KFCFA)	**77 617 000**
Revenu Maximum Autorisé clients Régulés (MT-BT) (KFCFA)	**482 709 324**
Prix moyen BT+MT perçu (CFA/kWh)	85,23
Energies	
Energies injectées en Distribution (GWh)	7 017
Energies clients spéciaux (GWh)	662
Energies Clients MT spéciaux avec ligne dédié (GWh)	467
Energies Clients spéciaux sans ligne dédiée	195
Energie injectée en Distribution hors clients MT spéciaux (GWh)	6 550
Rendement de distribution régulatoire	79,50%
Ventes Clients régulés (MT-BT) (GWh)	5 012
Tarif Moyen Clients Régulés (MT-BT) (FCFA/kWh)	96,31
Compensation Tarifaire Préliminaire Globale (KFCFA)	55 520 421
Provision achat d'énergie MEMVE'ELE et LOM PANGAR (KFCFA)	15 612 834
Compensation ENEO (KFCFA)	39 907 586

Etablissement Public Administratif créé par la loi n° 98/22 du 24 décembre 1998 et régi par la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011
doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. Siège : Rue Joseph Mballa Eloumdem (1777) BASTOS
B.P. 6064 Yaoundé, Tél. : (237) 222 21 10 11 – 222 21 10 12, Fax : (237) 222 21 10 14. Site Web : www.arsel-cm.org