

N° 15103 ARSEL/DG/DREFT/DRT/SDAFT/SDRTGRT/CST

Yaoundé, le **19 DEC 2025**

EXPOSE DE MOTIFS

a/s

Décision 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

Conformément aux dispositions légale, réglementaire et contractuelle, l'ARSEL a tenu aux mois de septembre et novembre 2025 des ateliers tarifaires avec les différents opérateurs du secteur de l'électricité. A l'issue desdits ateliers, le Régulateur a produit à l'attention du Gouvernement, une décision qui fixe le cadre de définition et arrête les montants prévisionnels réajustés du Revenu Maximum Autorisé et de la compensation tarifaire de l'opérateur ENEO au titre de l'exercice 2025.

A cet effet, il me plaît de rappeler que la présente décision fait suite à la décision N°0000018 /D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CST du 17 janvier 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 2025. Les hypothèses initiales de l'équilibre Offre-Demande qui ont permis de faire la projection 2025 du RMA de l'Opérateur ENEO prévoyaient un accroissement de l'offre de production électrique avec la mise en service totale de la centrale hydroélectrique de Nachtigal (420 MW). Cependant arrivé au mois de juillet 2025, cet équilibre connaît de grosses perturbations à la suite de la non-réalisation de certaines hypothèses majeures du Dispatch. Le retard observé dans la mise en service de certains ouvrages sur le réseau de transport devant permettre de lever les contraintes réseaux qui mettent à mal le transit de cette production vers la région électrique du Littoral, barycentre des charges est certainement préjudiciable à la captation de nouvelles demandes industrielles et une optimisation de la production de la centrale hydroélectrique de Nachtigal.

D'une manière générale, la période qui va de janvier à juillet 2025 est marquée par :

1. Dans le Réseau Interconnecté Sud

- une hausse de la Production hydroélectrique essentiellement portée par les centrales Eneo (187 GWh) et Memve'ele (138 GWh);
- une baisse de la production: NHPC (-16%) ; KPDC (-53%) ; LomPangar (-25%);
- recours majoritairement au LFO et dans une certaine mesure au HFO 1500 en substitution du HFO 3500.

2. Dans le Réseau Interconnecté Nord,

- une augmentation de la production de Lagdo par rapport aux prévisions (+18%);
- une performance de la production solaire dans les tendances des prévisions;
- une baisse de la production LFO en partie due à la hausse de production hydroélectrique ;

3. Dans les centrales Isolées

- une légère hausse de la production pour satisfaire la demande.

A l'issue des travaux de validation du dispatch 2025 actualisé par les représentants des structures suivantes : ARSEL, SONATREL, ENEO, KPDC, DPDC, EDC, HYDRO-MEKIN et NHPC, les coûts du dispatch prévisionnel ont été réajustés pour la période de août à décembre 2025. Les hypothèses qui

ont permis de procéder au réajustement sont notamment celles relatives à la demande et à l'offre, à l'hydrologie dans les bassins versants de la Sanaga, de la Bénoué et du Ntem, la prise en compte des dates de mise en service des différents groupes de la centrale hydro-électrique de Nachtigal, les contraintes réseaux, les travaux majeurs sur les Réseaux Publics de Transport « RPT » et les arrêts programmés pour grosses maintenances de certains groupes de Songloulou.

Aussi pour réajuster le Revenu Maximum Autorisé et la compensation tarifaire de l'opérateur ENEO, le Régulateur a, d'une part, mis en œuvre les recommandations fortes issues de la séance de travail de haut niveau tenue en date du 26 février 2024 à Douala et portant sur la validation des justificatifs des investissements réalisés. Et d'autre part, appliquer les conditions tarifaires de la période quinquennale (2021-2025) et prendre en compte le résultat des diligences réglementaires additionnelles de contrôle des revenus, consécutifs aux audits des performances de l'Opérateur ENEO.

Sur la base des hypothèses sus évoquées, le Revenu Maximum Autorisé (Moyenne Tension et Basse Tension) réalisé et réajusté en 2025 s'élève à un montant de **465 022 678 183 FCFA (quatre cent soixante-cinq milliards vingt-deux millions six cent soixante-dix-huit mille cent quatre-vingt-trois francs)** pour un tarif perçu de **83,46 FCFA/kWh** et un tarif moyen calculé et projeté de **105,46 FCFA/kWh**.

La compensation tarifaire globale prévisionnelle réajustée qui en résulte est estimée à **96 990 230 542 FCFA (quatre-vingt-seize milliards neuf cent quatre-vingt-dix millions deux cent trente mille cinq cent quarante-deux francs)** répartie comme suit :

- une provision pour les factures d'achats d'énergie de Memve'ele et de Lom Pangar au titre de l'exercice 2025 d'un montant de **17 136 217 444 FCFA (dix-sept milliards cent trente-six millions deux cent dix-sept mille quatre cent quarante-quatre francs)** ;
- une compensation tarifaire de l'exercice 2025 pour ENEO d'un montant de **79 854 013 099 FCFA (Soixante-dix-neuf milliards huit cent cinquante-quatre millions treize mille quatre-vingt-dix-neuf francs)**.

Les dossiers qui restent en suspens, notamment la mise à disposition du Régulateur des éléments justificatifs des actifs à immobiliser pour le compte de l'exercice 2025 feront l'objet de diligences réglementaires de contrôle. L'impact de ces résultats sera pris en compte dans les prochaines décisions tarifaires.

Aussi, les résultats des travaux de réajustement du coût de la dette, paramètre du Coût Moyen Pondéré du Capital (WACC) conformément aux dispositions de la décision fixant les conditions tarifaires pour la période 2021-2025 seront pris en compte dans les prochaines décisions tarifaires.

Les résultats des travaux indiqués à l'article 4 ci-dessus viendront constater et réajuster, le revenu de l'exercice 2025 conformément au mécanisme prévu dans la formule tarifaire. En outre, Conformément au point 12 de l'avenant n°3 au contrat cadre de concession, la date limite de validation des réalisations de l'exercice N est fixée au 31 janvier de l'exercice N+1.

Copies :

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



Le Directeur Général