

0000018
DECISION N° _____ D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CST du 17 JAN 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.

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° _____ /D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CST du 17 JAN 2025 fixant les conditions tarifaires pour la période 2025-2029 de la Société Nationale de Transport de l'Electricité « SONATREL » ;
- VU la décision N° _____ /D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CST du 17 JAN 2025 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° _____ /D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CST du 17 JAN 2025 janvier 2025, fixant la grille tarifaire des activités de Transport et Gestion du Réseau de Transport 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 et 2025 ;

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 1^{er}. 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 2025, 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 2025 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 2025 se présentent comme suit :

a) Hypothèses hydrologiques

- Dans le bassin versant la Sanaga :
 - remplissage des 04 lacs au 1er décembre 2024 ;
 - vidange des 04 lacs entre décembre 2024 et juillet 2025.
- Dans le bassin versant de la Bénoué
- taux de remplissage des 04 lacs : 90 % contre 107 % l'an dernier à la même période.
- Dans le bassin versant du Ntem
- étiage sèche similaire à celui de 2019.

b) Hypothèses de la Demande et de l'Offre

- Au niveau de la demande
 - croissance du PIB de 4,2 % en 2024 selon le rapport sur les risques budgétaires du projet de loi des finances 2024 ;
 - mise en service partielle du barrage hydroélectrique de Nachtigal au second semestre 2024 ;
 - la reconstruction des zones touchées par les conflits qui devrait continuer de stimuler la demande (accélération de la croissance des émissions dans le NOSO) ;
 - 130 000 branchements BT d'ici la fin d'année ;
 - demande industrielle additionnelle de +12 MW ;
 - poursuite de la forte dynamique de croissance au niveau de la BT (+11 %) et des MT hors spéciaux (+8 %) observée depuis le début de l'année au niveau des ventes d'énergie dans le RIN ;
 - poursuite de la dynamique de croissance au niveau des ventes de la BT (+ 4 %) et des MT spéciaux (+27 %) dans le RIS.
- Au niveau de l'offre de la production
 - Dans le Réseau Interconnecté Sud « RIS »
 - Songloulou : 384 MW en période hors maintenance, 288 à 336 MW en période de maintenance démarrant dès le deuxième trimestre ;
 - Edéa : production de 220 MW en moyenne avec possibilité de montée en crue ;
 - Mékin : puissance garantie de 4,5 à 13 MW en fonction des débits (fonctionnement en îloté) ;
 - Lom Pangar : 18 MW disponibles pendant l'étiage et 5MW disponible en début de crue (fonctionnement en îloté sur le RIE à 18 MW, 03 groupes) ;



- Limbé : disponibilité de 60 MW (avec une puissance garantie de 56 MW) ;
- Dibamba : disponibilité garantie de 80 MW (baisse à 50 -70 MW en fonction des maintenances) ;
- Logbaba : disponibilité garantie de 5 MW ;
- Kribi : disponibilité garantie 180 MW et plus en fonction des groupes disponibles et de la qualité du gaz (avec une baisse à 165 et 170 MW en journée en cas de maintenance) ;
- Oyomabang : disponibilité garantie 12 MW ;
- LFO Thermiques : BAMENDA : 17 MW, AHALA démantelé partiellement, MBALMAYO : 09 MW, Bertoua : 07 MW ;
- Memve'ele : 211 MW Scénario de production en fonction de l'hydrologie ;
- Nachtigal : six (6) Groupes disponibles en étiage et 7 groupes en crue ;
- Dans le Réseau Interconnecté Nord « RIN »
- Lagdo : puissance garantie de $P_{max} = 64$ MW (avec une modulation en journée avec les solaires) ;
- LFO Thermiques :
 - ✓ GUIDER 10 MW ; MAROUA Aggreko : 10 MW ; Maroua ENEO : 8 MW ;
 - ✓ DJAMBOUTOU : 15 MW ; NGAOUNDERE : 10 MW ; KOUSSERI 1: 1,6, KOUSSERI 2: 5 MW ;
 - ✓ SOLAIRE Guider : 15 MW + 10MWh (variable en journée avec l'ensoleillement).
- Nouveaux solaires : Solaire Maroua 15 MW+10MWh : (variable en journée avec l'ensoleillement, mise en service de tous les blocs au deuxième trimestre 2024).

c) Contraintes

- des contraintes réseaux avec la limitation de la ligne 225 kV Mangombe-Logbaba suite à la saturation des TC et la congestion des TFOs 225/90 kV de Logbaba en cas de forte charge ;
- des contraintes combustibles liées aux difficultés d'approvisionnement en HFO 3500 du fait de fortes contraintes sur la trésorerie et l'approvisionnement actuel en HFO 1500 plus coûteux.

d) Résultat des coûts prévisionnels du dispatch 2025

Les coûts prévisionnels du dispatch comportent les charges de combustible (qui ont été évaluées sur la base des prix moyens des coûts des combustibles réalisés en 2024, soient le HFO 3500 à 531,6 FCFA/L et le LFO à 802 FCFA/L), les coûts de services du secteur électrique (charges de transport, droit d'eau) et les achats d'énergies.

Au regard du niveau de réalisation des hypothèses sus-évoqués, le coût global du dispatch, sous réserve des diligences réglementaires ultérieures de l'exercice 2025 relève :

- ✓ une baisse des coûts de combustible de 18 % par rapport à 2024;

MA JP

- ✓ une baisse du combustible dans le RIS, (-42 %) par rapport à 2024, due à la montée de la production de Nachtigal ;
- ✓ une hausse du combustible dans le RIN (+66 %) et les centrales thermiques (+8 %), conséquent à la hausse de la demande;
- ✓ les placements thermiques dans le RIS sont essentiellement faits pour mitiger les contraintes sur le réseau de transport.;
- ✓ une augmentation des achats d'énergies (sans Memve'ele) de 34 % par rapport à 2024 avec la mise en service totale de Nachtigal;
- ✓ une baisse des charges de Memve'ele de 62 % par rapport à 2024 avec la montée de NHPC;
- ✓ globalement une hausse des coûts de Dispatch de 24 % par rapport à 2024.

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

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

- 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 longueur de lignes, le nombre de client, la capacité disponible et la capacité installée) par nature de charge à un montant indexé de FCFA 102,193 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 2025 et qui s'élève à un montant d'environ 21,439 milliards FCFA ;
- la base tarifaire 2025 s'élève à un montant d'environ 267,065 milliards FCFA ;
- le coût d'opportunité et les amortissements découlant des retraitements de la base tarifaire supra mentionnés s'élèvent respectivement à 40,860 milliards FCFA et 17,650 milliards FCFA ;
- la prise en compte des charges de combustibles de l'exercice 2025 d'un montant de FCFA 48,025 milliards sous réserve de l'audit ultérieur desdites charges;
- la prise en compte des achats d'énergies auprès des IPPs de l'exercice 2025 d'un montant de FCFA 252,161 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 38,224 milliards FCFA ;
- la prise en compte des droits d'eau turbinée affinées à l'issue des travaux avec EDC en conformité avec la réglementation 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 à 43,93 FCFA/kWh pour un montant de 14,466 milliards FCFA ;

MA JP

- l'utilisation du rendement de distribution contractuel de 77,50% pour l'exercice 2025 conformément aux annexes 2 et 3 de l'avenant n°3 au Contrat Cadre de Concession et de Licence de ENEO ;
- la prise en compte des énergies régulatrices MT et BT pour 4416 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 84,06 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 2025 s'élève à un montant de **453 326 596 515 FCFA (quatre cent cinquante-trois milliards trois cent vingt-six millions cinq cent quatre-vingt-seize mille cinq cent quinze franc)** pour un tarif perçu de 84,06 FCFA/kWh et un tarif moyen calculé et projeté de 102,40 FCFA/kWh. La compensation tarifaire globale prévisionnelle qui en résulte est estimée à **82 097 688 111 FCFA (quatre-vingt-deux milliards quatre-vingt-dix-sept millions six cent quarante-vingt-huit mille cent onze francs)** répartie comme suit :

- une provision pour les factures d'achats d'énergie de Memve'ele et Lom Pangar au titre de l'exercice 2025 d'un montant de **14 466 419 219 FCFA (quatorze milliards quatre cent soixante-six millions quatre cent dix-neuf mille deux cent dix-neuf francs)** ;
- une compensation tarifaire de l'exercice 2025 pour ENEO d'un montant de **67 631 268 892 FCFA (Soixante-sept milliards six cent trente un millions deux cent soixante-huit mille huit cent quatre-vingt-douze francs)**.

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

1. des réalisations du dispatch ;
2. la prise en compte des résultats des diligences régulatrices 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. l'affinage de la séparation des rendements MT et BT conformément aux dispositions des annexes 2 et 3 de l'avenant n°3 au Contrat Cadre de Concession et de Licence de l'opérateur ENEO;

Article 5. Les 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 se poursuivront au cours de l'exercice 2025.

AM 87

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 2025 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 _____

Copies :

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

Le Directeur Général



Jean Pascal Nkou

Annexe

Paramètres RMA ENEO	RMA Prévisionnel 2025 au 31/12/2024
Base tarifaire nette (KFCFA)	267 065 237
Achat d'Energie (KFCFA)	252 160 877
Achats d'énergie IPP (Hors transport et Hors Droit d'eau) (KFCFA)	238 874 225
Charges de Transport KPDC (KFCFA)	2 150 011
Charges de Transport DPDC (KFCFA)	776 845
Droits d'eau NHPC (KFCFA)	6 719 998
Charges de Transport NHPC (KFCFA)	3 639 797
Combustibles (KFCFA)	48 024 884
Combustibles au titre de l'exercice 2025	48 024 884
Droits d'eau (KFCFA)	10 576 000
Droits d'eau ENEO (KFCFA)	10 576 000
WACC	15,30%
CoK=BTMN*WACC (KFCFA)	40 859 657
Coût d'opportunité exercice	40 859 657
Amortissement (KFCFA)	17 649 500
Amortissement exercice	17 649 500
OPEX indexés (KFCFA)	113 527 956
OPEX w/o Bad Debt, Arsel fees and prorata VAT (KFCFA)	102 193 304
Créances Irrécouvrables (KFCFA)	101 074
Redevance Arsel (KFCFA)	6 322 000
Fonds de developpement (FDSE) (KFCFA)	4 911 578
Charges de Transport et GRT (KFCFA)	38 223 964
Charges de Transport ENEO (production et distribution)(KFCFA)	38 223 964
Revenu Maximum Autorisé hors pénalités et facteur de correction (KFCFA)	521 022 838
Facteur de Correction (Kt) (KFCFA)	
Trop perçus	
Revenus des Clients spéciaux (KFCFA)	67 696 241
Revenu Maximum Autorisé clients Régulés (MT-BT) (KFCFA)	453 326 597
Prix moyen BT+MT perçu (CFA/kWh)	84,06
Energies	
Energies injectées en Distribution (GWh)	6 609
Energie injectée en Distribution hors MT spéciaux (GWh)	5 866
Energies clients spéciaux (GWh)	706
Rendement de distribution réglementaire	77,50%
Ventes Clients régulés (MT-BT) (GWh)	4 416
Tarif Moyen Clients Régulés (MT-BT) (FCFA/kWh)	102,65
Compensation Tarifaire Préliminaire Globale (KFCFA)	82 097 688
Provision achat d'énergie MEMVE'ELE et LOM PANGAR (KFCFA)	14 466 419
Compensation ENEO (KFCFA)	67 631 269

Handwritten signature/initials