

N° B103 /ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDESIR/CSAMF /CSTai

Yaoundé, le 30 Novembre 2021

EXPOSE DE MOTIFS

a/s

Décision tarifaire 2021

A l'issue de l'atelier tarifaire tenu les 24 et 25 Novembre 2021 à Douala, d'une part, et conformément aux conclusions des travaux avec les délégués de l'opérateur ENEO, d'autre part, nous avons l'honneur de vous transmettre ci-joint la décision portant réajustement du Revenu Maxima Autorisé (RMA) et arrêtant le montant additionnel de la compensation tarifaire de l'opérateur ENEO au troisième trimestre de l'exercice 2021.

A cet effet, il me plaît de rappeler à votre haute attention que la présente décision qui fait suite à la décision N°00000224/D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDESIR/CEA du 08 juillet 2021 fixant le cadre de définition et arrêtant le montant prévisionnel de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2021 prend en compte l'état des réalisations des activités de l'opérateur au troisième trimestre 2021. Les travaux de suivi et d'analyse desdites réalisations ont permis de relever l'évolution du coût du dispatch due à une forte sollicitation des centrales d'appoint (suite à la mauvaise hydrologie et certaines contraintes du réseau de Transport) et à la forte hausse du prix de HFO. Cette situation a eu un impact significatif sur l'évolution du RMA de ENEO.

Ainsi, le coût du combustible a considérablement augmenté sur les huit premiers mois de l'année passant de 66,30 milliards de FCFA à 78,01 milliards de FCFA. Cette forte hausse est également observée tant dans les différents réseaux électriques qu'au niveau des types de combustibles.

- Evolution du HFO

Au cours de l'année 2021, il est observé une hausse des cours du pétrole liée à la reprise économique mondiale. C'est ainsi que le HFO 3500 a cru d'environ 33% sur le marché international sur les huit premiers mois. Cela a entraîné un effet prix négatif de 5 milliards de FCFA par rapport à l'année précédente et de 7 milliards de FCFA en comparaison avec les projections de l'opérateur pour l'année en cours; contribuant à gonfler les coûts de production.

Egalement, la hausse de ces coûts s'explique par la forte sollicitation des centrales HFO suite à la déficience des unités de base, occasionnant de ce fait un effet prix négatif de 3,8 FCFA milliards par rapport aux huit premiers mois de l'année 2020.

- Evolution du LFO

Sur les huit premiers mois de l'année 2021, le coût du LFO a plus que doublé passant de 14,2 milliards de FCFA à 34 milliards de FCFA en glissement annuel. Cette forte hausse est due principalement à un effet volume négatif de 18,8 milliards de FCFA qui lui, est consécutif à la mauvaise hydrologie de LAGDO.

- Contrainte opérationnel

Le transformateur 180MVA de Logbaba qui remplaçait le 105MVA a eu des soucis et ce dernier a été remis en service. Afin d'éviter la congestion du transformateur 105MVA et améliorer la couverture des clients, le réseau a été réaménagé conduisant à une augmentation de la production des centrales de Logbaba et Dibamba par rapport aux prévisions.

- Dans le Réseau Interconnecté Sud

La production hydroélectrique connaît une baisse de 5% par rapport à 2020 suite au déficit hydrologique enregistré sur le NTEM en début d'année, aux indisponibilités des groupes à EDEA et aux travaux de sécurisation du barrage de Songloulou. La production thermique connaît quant à elle une hausse de 22% par rapport à 2020 pour la gestion de l'équilibre offre/demande et la baisse de la production hydroélectrique.

- Dans le Réseau Interconnecté Nord

La Contrainte principale est le déficit hydrologique sur la Bénoué. La production hydroélectrique connaît une baisse de 55% par rapport à 2020, d'où l'augmentation significative de la production thermique pour la gestion de l'équilibre offre/demande.

Au vu de ce qui précède, les résultats des travaux d'examen du niveau de réalisations de l'opérateur ont permis de relever l'évolution de certains éléments ayant permis de calculer le RMA et de réajuster le montant de la compensation tarifaire de ENEO fixé et arrêté par la précédente décision relevée supra, notamment :

- les charges de combustible sont passées de 66,306 milliards à 78,018 Milliards de FCFA soit une augmentation de 17,76% ; ceci dû à l'évolution du coût du dispatch.
- la redevance de régulation est passée de 4,917 milliards à 5,853 milliards soit une augmentation exceptionnelle de 19,04% due à la prise en compte des frais d'études des nouvelles conditions tarifaires de la période quinquennale 2021-2025, en conformité à la réglementation en vigueur ;
- les revenus des clients spéciaux qui a baissé passant de 37,900 milliards à 31,415 milliards, soit une baisse de 17,11%. La baisse des recettes issues de la vente d'énergie à ALUCAM et la non application de l'hypothèse d'une hausse de 7,5% du tarif des clients spéciaux afin de les arrimer aux coûts de service en sont les principales raisons ;
- les énergies des clients spéciaux passent de 407 GWh à 332 GWh soit une baisse de 17,89%;
- les énergies régulatrices MT et BT passent de 3496 GWh à 3568 GWh soit une hausse de 2,07%;

Les susdites conclusions permettent d'arrêter le Revenu Maximum Autorisé réajusté au troisième trimestre 2021 de ENEO (Moyenne Tension et Basse Tension) à un montant de 343 897 781 810 FCFA (trois cent quarante-trois milliards huit cent quatre-vingt-dix-sept millions sept cent quatre-vingt-un mille huit cent cinquante francs) pour un prix moyen perçu de 81,13 FCFA/kWh et un tarif moyen calculé de 96,39 FCFA/kWh. La compensation tarifaire globale réajustée au troisième trimestre 2021 qui en résulte est estimée à 54 426 748 071 FCFA (cinquante-quatre milliards quatre cent vingt-six millions sept cent quarante-huit mille soixante-onze francs) répartie comme suit :

- une provision pour les factures d'achats d'énergie de Memve'ele au titre de l'exercice 2021 d'un montant de 19 739 892 482 FCFA (dix-neuf milliards sept cent trente-neuf millions huit cent quatre-vingt-douze mille quatre cent quatre-vingt-deux francs).

- une compensation tarifaire réajusté au troisième trimestre de l'exercice 2021 pour ENEO d'un montant de 32 686 855 589 FCFA (trente-deux milliards six cent quatre-vingt-six millions huit cent cinquante-cinq mille cinq cent quatre-vingt-neuf francs).

Le montant de la compensation tarifaire de ENEO suscité, remplace le montant prévisionnel de la compensation tarifaire de 18 704 939 683 FCFA (dix-huit milliards sept cent quatre millions neuf cent trente-neuf mille six cent quatre-vingt-trois francs) défini et constaté par la décision N°00000224/D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDESIR/CEA du 08 juillet 2021. Ainsi, le montant additionnel à compenser qui en résulte s'élève à 14 173 549 836 FCFA (quatorze milliards cent soixante-treize millions cinq cent quarante-neuf mille huit cent trente-six francs).

Les conclusions contenues dans cette décision et dans le rapport exécutif des travaux, sont retenues sous réserve de :

- 1) la réalisation encours de certains audits réglementaires, notamment :
 - le contrôle des justificatifs des investissements réalisés par l'opérateur et à transférer en immobilisation en 2021 ;
 - les déclassements ou sorties des immobilisations de l'année 2021 ;
 - l'audit des charges de combustibles et le contrôle des créances irrécouvrables de l'exercice 2021.
- 2) l'application 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;



Le Directeur Général

Jean Pascal Ndo