

N° B103 ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CST

Yaoundé, le 27 décembre 2024

EXPOSE DE MOTIFS

a/s

Décision constatant les réalisations et arrêtant le montant de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2023

À l'issue de l'atelier tarifaire tenu au mois d'octobre 2024 à Ebolowa et au mois de novembre 2024 à Douala, d'une part, et conformément aux conclusions des travaux sur le dispatch avec les délégués des différents opérateurs, notamment ENEO, SONATREL, EDC, DPDC, KPDC, HYDROMEKIN, NACHTIGAL, d'autre part, le Régulateur a produit à l'attention du Gouvernement, une décision qui constate les réalisations et arrête le montant de la compensation tarifaire de l'opérateur ENEO au titre de l'exercice 2023.

À cet effet, il me plaît de rappeler que la présente décision fait suite à la décision N°00000118/D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CSAMF/CST du 16 mai 2024, fixant le cadre de définition et arrêtant le montant réajusté de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2023. Elle tient compte des réalisations closes au cours de l'année 2023, **en conformité avec le délai contractuel du 31 janvier 2024** ainsi que des justificatifs supplémentaires des immobilisations des exercices 2020, 2021 et 2022.

Les travaux de suivi et d'analyse desdites réalisations suscitées ont permis d'évaluer l'évolution des KPIs de ENEO pour l'exercice 2023 et de faciliter la compréhension des variances généralement observées au niveau du Dispatch. Ainsi les éléments de Demande, d'offre de production, des coûts de combustibles et d'achats d'énergies au cours dudit exercice ont permis de relever les points suivants :

I. Réalisation des hypothèses d'Équilibre Offre-Demande

1. Réalisation au niveau de la demande :

Dans le secteur public, le taux de croissance de la demande 2023 a augmenté de + 6,1% par rapport à l'année 2022 dans le RIS et de + 9 % par rapport à l'année 2022 dans le RIN.

Au niveau d'ALUCAM, le taux de croissance de la demande 2023 a augmenté de + 5,3% par rapport à l'année 2022. Le détail se trouve dans le tableau ci-après :

Demande (MW)		2022	2023		% réalisation
		Réalisation	Projection	Réalisation	2023vs2022
Réseau Interconnecté Sud	Secteur Public	5772	6194	6123	+6,1%
	ALUCAM	1068	1138	1125	+5,3%
Réseau Interconnecté Nord	Secteur Public	454	510	495	+9,0%

▪ Dans le Réseau Interconnecté Sud (RIS)

Le premier et dernier trimestre 2023 ont été marqués par d'importants délestages et effacements au niveau des clients industriels et Alucam principalement en raison des arrêts temporaires et volontaires des centrales de Kribi et Dibamba. Malgré la sollicitation accrue des centrales thermiques pour compenser les arrêts temporaires et volontaires des centrales de Kribi et Dibamba, les Energies Non

Distribuées (END) dans le RIS ont été significatives en raison des contraintes financières qui ont obéré les capacités d'achats de combustible.

- Dans le Réseau Interconnecté Nord (RIN)

Il existe un écart entre les réalisations et les prévisions qui s'explique par la non mise en service de la nouvelle unité de CIMENCAM à Figuil.

2. Réalisation au niveau de l'offre

- Dans le Réseau Interconnecté Sud et Est

- ✓ la bonne hydrologie dans le Ntem a permis à la centrale de Memve'ele de produire plus de 40% par rapport aux prévisions ;
- ✓ les arrêts temporaires et volontaires des groupes de Globeleq ont entraîné une baisse de la production de Kribi (moins de -19% environ par rapport aux prévisions) compensé principalement par (i) une sollicitation accrue des centrales thermiques (ii) les effacements des industriels (iii) des délestages et (iv) une plus grande sollicitation de Memve'ele ;
- ✓ la Centrale Hydroélectrique de Nachtigal où aucun groupe n'a été mis en service en 2023, contrairement à la prévision de mise en service du premier groupe dès le 10 Décembre 2023 ;
- ✓ le retard dans la mise en service de Lom-Pangar a entraîné une sollicitation de la centrale thermique de Bertoua pour soutenir l'offre de production de la région de l'Est.

- Dans le Réseau Interconnecté RIN

- ✓ Grace à une hydrologie favorable, Il ya eu une importante sollicitation de Lagdo (+19.2% environ) par rapport aux prévisions ce qui a contribué à réduire les placements thermiques dans le RIN afin de compenser le retard de la mise en service complète de la centrale solaire de Maroua.

3. Les contraintes sur le Réseau Public de Transport

Dès la fin de l'étiage dans le Ntem, il a été enregistré des congestions sur les lignes 225kV Mangombe-Logbaba et Songloulou-Logbaba nécessitant des placements des centrales thermiques HFO et LFO (plus de 35 GWh).

Au regard du niveau de réalisation des hypothèses sus-évoqués, le coût global du dispatch de l'exercice 2023 se présente dans le tableau suivant.

Coût (MFCFA)	2022	2023		Ecart Réalisation
	Réalisation	Projection	Réalisation	2023vs2022
Charges de combustible	71 818	36 164	41 121	-30 696
RIS	45 810	23 542	28 674	-17 136
RIN	20 612	6 249	4 980	-15 633
Centrales Isolées	5 395	6 374	7 468	2 072

SM 2024

Services du secteur électrique (charges de transport et de droit d'eau)	65 547	68 368	62 866	2 681
Les Achats d'énergie	118 144	141 931	146 735	28 591
Memve'ele	23 497	47 331	46 781	23 284
Autres IPPs	94 647	96 400	99 954	5 307
TOTAL Coût du Dispatch	255 509	246 843	250 723	-4 786

On constate donc une diminution du coût du dispatch de -4, 786 milliards FCFA.

II. La prise en compte des résultats des diligences réglementaires, notamment :

- 1) des 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 en suspens des investissements réalisés de 2020 à 2023 ont abouti à : i) la non prise en compte des intérêts capitalisés ; ii) la non prise en compte des charges de normalisations relatives à la lutte contre la fraude (charges d'exploitation) ; iii) la non prise en compte des frais de commissions et des frais juridiques sur le prêt syndiqué de 100 milliards FCFA ; iv) l'adoption d'une position transitoire sur la question de l'auto justification par ENEO de certains investissements notamment les Bons de Sortie Magasin, par la constitution d'une provision de 21,960 milliards FCFA couvrant la période de 2020-2023 et représentant le montant des bons de Sorties magasin pour lesquels l'opérateur a pu reconstituer un lien direct jusqu'à la facture d'achats, ceci sous réserve des vérifications de l'existence physique des actifs concernés.
- 2) des résultats des diligences réglementaires additionnelles de contrôle des revenus, consécutifs aux audits des performances de l'Opérateur ENEO principalement le combustible et les achats d'énergies pour les exercices 2020-2023 ;
- 3) des hypothèses contractuelles de la période quinquennale (2021-2025) qui suivent :
 - l'utilisation de la formule tarifaire contenue dans l'avenant n°2 et modifiée dans l'Avenant n°3 au Contrat Cadre de Concession et de Licence;
 - le plafonnement des Charges d'exploitation (OPEX) hors celles liées aux combustibles et achats d'énergie, après revue annuelle du niveau de réalisation des inducteurs de coûts par nature de charge à un montant indexé 101,074 milliards de FCFA;
 - le Coût Unitaire Moyen Pondéré du Capital d'ENEO (WACC) à 15,2995%.

III. Réalisation du Revenu Maximum Autorisé, du Tarif Moyen et de la Compensation Tarifaire de la société ENEO au titre de l'exercice 2023

Sur la base des hypothèses sus évoquées, le Revenu Maximum Autorisé (Moyenne Tension et Basse Tension) arrêté en tenant compte des réalisations de l'année 2023, en conformité avec le délai contractuel du 31 janvier 2024, s'élève à un montant de **377 236 441 407 FCFA (trois cent**

SM 2 10/11

soixante-dix-sept milliards trois cent trente-six millions quatre cent quarante un mille quatre cent sept francs) pour un tarif perçu de **81,72 FCFA/kWh** et un tarif moyen calculé de **97,61 FCFA/kWh**.

La compensation tarifaire globale arrêtée qui en résulte est estimée à **61 391 797 118 FCFA (soixante-un milliards trois cent quatre-vingt-onze millions sept cent quatre-vingt-dix-sept mille cent dix-huit francs)** répartie comme suit :

- une provision pour les factures d'achats d'énergie de EDC pour la centrale de Memve'e au titre de l'exercice 2023 d'un montant de **46 678 674 664 FCFA (quarante-six milliards six cent soixante-dix-huit millions six cent soixante-quatorze mille six cent soixante-cinq francs)**;
- une compensation tarifaire de l'exercice 2023 pour ENEO d'un montant de **14 713 122 453 FCFA (quatorze milliards sept cent treize millions cent vingt-deux mille quatre cent cinquante-trois francs)**.

Le montant de la compensation tarifaire de ENEO suscité, remplace le montant prévisionnel réajusté de la compensation tarifaire de **8 339 810 465 FCFA** (huit milliards trois cent trente-neuf millions huit cent dix mille quatre cent soixante-cinq francs) défini et constaté par la décision N°00000118/D/ARSEL/DG/DREFT/DESIR/SDAFT/SDSIR/CSAMF/CST du 16 mai 2024, fixant le cadre de définition et arrêtant le montant réajusté de la compensation tarifaire de la société ENEO Cameroun S.A au titre de l'exercice 2023. Soit une hausse de **6 373 311 988 FCFA** (Six milliards trois cent soixante-treize millions trois cent onze mille neuf cent quatre-vingt-huit francs) par rapport à la prévision suscitée.

Les diligences régulatrices de contrôle ont conduit à l'arrêt des immobilisations pour les exercices 2020, 2021, 2022, 2023 conformément au point 12 de l'avenant n°3 au contrat cadre de concession qui stipule que la date limite de validation des réalisations de l'exercice N est fixée au 31 janvier de l'exercice N+1. Les échantillons des investissements justifiés par les Bons de Sortie Magasin sur la période 2020 à 2023 feront l'objet de contrôle physique. Les impacts de ces résultats seront pris en compte dans les prochaines décisions tarifaires.

Par ailleurs, 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 des exercices 2024-2025.

Copies :

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

Le Directeur Général *not*

