

GUIDE DE METHODOLOGIE TARIFAIRE

Table des matières

1. Contexte et justification.....	3
2. Objectif du Guide.....	3
3. Champs d'applications.....	3
4. Cadre Juridique et réglementaire.....	4
5. Principes de la Régulation Tarifaire.....	5
6. Processus Tarifaire.....	6
7. Donnée et informations requises.....	7
8. Principe de Reconnaissance des Coûts.....	7
9. Détermination du Revenu Maximum Autorisé.....	9
10. Tarif Moyen.....	11
11. Base Tarifaire.....	11
13. Revue tarifaire périodique.....	12
14. Allocation des coûts et structure tarifaire.....	21
15. Consultation des parties prenantes.....	21
16. Publication et motivation des décisions.....	22
17. Calendrier tarifaire.....	22

1. Contexte et justification

Le secteur de l'électricité constitue un secteur stratégique dont le fonctionnement doit concilier plusieurs exigences : assurer la continuité et la qualité du service public de l'électricité, garantir l'équilibre économique et financier des opérateurs, permettre le financement des investissements nécessaires au développement des infrastructures et préserver les intérêts des consommateurs.

Dans ce contexte, la tarification constitue l'un des principaux instruments de la régulation économique du secteur. Elle permet de déterminer le niveau de revenus nécessaire à l'exercice efficace des différentes activités de production, de transport, de distribution et de fourniture de l'électricité, tout en veillant à ce que les coûts supportés par les usagers soient justifiés, raisonnables et directement liés au service rendu.

Dans l'exercice de ses missions de régulation économique et tarifaire, l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité (ci-après « l'Agence ») est appelée à apprécier régulièrement les données techniques, comptables, financières et commerciales transmises par les opérateurs, afin de déterminer le niveau de revenu pouvant raisonnablement être reconnu dans les tarifs.

Afin d'harmoniser la compréhension des méthodes d'analyse et de renforcer la transparence du processus de détermination des tarifs, l'Agence a élaboré le présent Guide de méthodologie tarifaire.

2. Objectif du Guide

Le présent guide de méthodologie tarifaire a pour objet de définir un cadre harmonisé, transparent et reproductible pour la détermination, l'examen, la révision et le suivi des tarifs applicables aux différentes activités du secteur de l'électricité.

Il précise notamment :

- les principes de la régulation tarifaire ;
- les données nécessaires aux analyses ;
- les règles de détermination des coûts admissibles ;
- les modalités de calcul du Revenu Maximum Autorisé (RMA) ;
- les règles de rémunération des capitaux investis ;
- les modalités d'allocation des coûts entre catégories d'usagers ;
- les principes de construction des grilles tarifaires.

Il constitue un référentiel technique permettant à l'Agence d'apprécier si les coûts présentés par les opérateurs sont nécessaires, justifiés, raisonnables et efficaces, avant leur éventuelle prise en compte dans les tarifs. Il informe également les opérateurs et les autres parties prenantes des règles et critères appliqués.

3. Champs d'applications

La méthodologie peut être utilisée pour les activités régulées suivantes :

Activité	Objet principal de la tarification
Production	Détermination du coût de l'énergie produite ou achetée
Transport	Rémunération du réseau de transport et des activités de GRT

Distribution	Couverture des coûts du réseau de distribution
Fourniture / commercialisation	Coûts de comptage, facturation, recouvrement et relation clientèle
Stockage / services système	Détermination des coûts associés aux services rendus au système électrique

Lorsque les activités sont exercées par un même opérateur, une **séparation comptable et analytique** doit être effectuée conformément au disposition **l'article 48 du décret n° 2012/2806/PM du 24 septembre 2012**, pris en application de la loi n° 2011/022 du 14 décembre 2011 afin de permettre d'identifier les coûts propres à chaque activité.

4. Cadre Juridique et réglementaire

La méthodologie tarifaire doit être appliquée conformément aux textes législatifs, réglementaires et contractuels en vigueur.

Au Cameroun, le cadre tarifaire repose notamment sur le Titre VI de la loi n°2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité, les dispositions du décret n°2012/2806/PM du 24 septembre 2012, les contrats de concession, licences, cahiers des charges, contrats d'achat d'électricité et décisions prises par le Régulateur.

La loi prévoit également que les règles et conditions de modification des tarifs sont définies dans les instruments de concession ou de licence et que les règles tarifaires font l'objet d'une révision périodique, notamment dans le cadre des périodes tarifaires pluriannuelles.

En cas de divergence entre le présent Guide et une disposition législative, réglementaire ou contractuelle applicable, cette dernière prévaut.

Les principales références applicables à la méthodologie tarifaire sont les suivantes :

- **Loi n°2011/022 du 14 décembre 2011** : article 72 (missions de l'Agence, dont la protection des intérêts des consommateurs et le contrôle du système tarifaire), article 74 (confidentialité des informations commerciales), article 82 (révision quinquennale des règles tarifaires ; révisions effectuées par l'Agence sur la base d'une rentabilité normale dans des conditions normales d'activités), article 84 (prix des grands comptes, redressement et pénalité de 50 % à 200 % en cas de transferts de coûts ou de subventions croisées), article 85 (conciliation), article 88 (publicité des décisions de l'Agence) ;
- **Décret n°2012/2806/PM du 24 septembre 2012** : article 48 (dissociation et transparence comptables ; contrôle et audit de l'Agence préalablement à toute approbation des tarifs de l'électricité destinée au service public, alinéa 7) ;
- **Décret n°2000/464/PM du 30 juin 2000**, dans ses dispositions non contraires aux textes ultérieurs : articles 25 à 31 (principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires, dont la procédure de consultation de l'article 29) ;
- **Contrat Cadre de Concession et son Cahier des Charges** du 18 juillet 2001, ainsi que les Contrats Dérivés, tels que modifiés par les avenants n°1 du 4 décembre 2006, n°2 du 7 août 2015 et n°3 du 1er novembre 2018 : article 5 (tarifs de vente au détail exclusive, révision des formules, procédure de recours), article 5.3 (iii) (calendrier tarifaire et revue trimestrielle), article 10 (modification et révision du contrat), article 16 (dossier tarifaire et suivi des performances), article 2.1.3 du Cahier des Charges (formule du RMA), article 2.2 (Base

Tarifaire et investissements approuvés par l'Agence), article 2.4 (révision des conditions tarifaires, WACC, facteur d'efficacité, bonus d'efficacité), article 2.5 (révision intermédiaire) ;

- **Contrats de concession de la SONATREL** : contrat de concession de transport de l'électricité et contrat de concession de gestion du réseau de transport de l'électricité signés le 27 avril 2018, et leurs Cahiers des Charges : article 29 (transport) et article 26 (gestion du réseau) renvoyant aux règles tarifaires du Cahier des Charges, article 4 du Cahier des Charges du contrat de transport et article 3 du Cahier des Charges du contrat de gestion du réseau (formule du revenu autorisé et déclinaison tarifaire), article 8 (plan décennal et programme quinquennal glissant d'investissements), article 34 (transport) et article 31 (gestion du réseau) (suivi de la concession), articles 37 à 40 (transport) et 34 à 37 (gestion du réseau) (modification des contrats) ;
- **Décret n°2026/163 du 4 mai 2026**, en ce qu'il transfère à la SOCADEL la concession précédemment détenue par ENEO.

5. Principes de la Régulation Tarifaire

La détermination des tarifs repose sur des principes visant à concilier la viabilité économique du secteur, l'efficacité des opérateurs, la protection des consommateurs et les objectifs de la politique énergétique nationale.

❖ Vérité des coûts

Les tarifs doivent refléter les coûts réels, efficaces et prudents nécessaires à la fourniture du service. Toute charge comptabilisée par un opérateur n'est pas automatiquement admissible dans le tarif.

❖ Couverture des charges et viabilité économique

Les tarifs doivent permettre la couverture des charges admissibles, l'amortissement des investissements et une rémunération raisonnable des capitaux engagés.

❖ Accessibilité et acceptabilité sociale

Les tarifs doivent tenir compte de la capacité des consommateurs à payer, tout en préservant l'équilibre économique du secteur.

❖ Non-discrimination

Les usagers placés dans des conditions comparables doivent bénéficier de conditions tarifaires comparables. Toute différenciation doit être objectivement justifiée.

❖ Transparence

Les données, hypothèses, méthodes de calcul et règles d'allocation utilisées pour déterminer les tarifs doivent être claires, documentées, traçables et vérifiables.

❖ Efficacité économique

La tarification doit encourager la maîtrise des coûts, la réduction des pertes et l'optimisation des investissements. Les surcoûts injustifiés et les inefficiences peuvent être exclus du tarif.

❖ Stabilité et prévisibilité

Les règles tarifaires doivent offrir une visibilité suffisante aux opérateurs, aux investisseurs et aux consommateurs, notamment à travers des mécanismes de révision connus à l'avance.

❖ Protection du consommateur

La tarification doit être associée à des exigences de qualité, de continuité et de sécurité du service.

❖ Alignement avec la politique énergétique nationale

La tarification doit contribuer aux objectifs de développement du secteur, de sécurité d'approvisionnement, d'accès à l'électricité et de développement économique et industriel.

6. Processus Tarifaire

Le processus tarifaire organise la préparation, l'examen, la fixation et le suivi des tarifs de l'électricité. Il repose sur une **révision quinquennale du cadre tarifaire**, complétée par des **ajustements périodiques**.

Soumission du dossier tarifaire

L'opérateur transmet à l'ARSEL les données techniques, commerciales et financières nécessaires à la détermination du tarif : charges, investissements, achats d'énergie, ventes, performances et projections.

Analyse et vérification

L'ARSEL examine les hypothèses présentées, apprécie l'admissibilité des coûts et vérifie leur conformité aux règles tarifaires, aux objectifs de performance et aux principes de régulation.

Échanges contradictoires et audits

Les hypothèses et résultats font l'objet d'échanges avec les opérateurs concernés. Des audits et contrôles peuvent être réalisés afin de fiabiliser les données et de traiter les écarts constatés.

Détermination des paramètres tarifaires

Sur la base des données retenues, l'ARSEL détermine notamment le revenu autorisé, les paramètres de rémunération, les mécanismes d'ajustement et la structure tarifaire applicable.

Décision et suivi tarifaire

Le processus aboutit à une décision tarifaire. Les réalisations sont ensuite suivies et comparées aux prévisions afin d'alimenter les ajustements ultérieurs.

La révision quinquennale permet de revoir en profondeur les paramètres et règles du cadre tarifaire. Des révisions exceptionnelles peuvent également intervenir lorsque des changements importants des conditions économiques, financières ou techniques le justifient. Les modalités de la revue tarifaire périodique sont précisées à la section 13.

Le processus tarifaire comprend également la consultation des parties prenantes (section 15), la publication et la motivation des décisions (section 16) et le respect du calendrier tarifaire (section 17).

7. Donnée et informations requises

Le dossier tarifaire soumis au Régulateur doit comporter des données historiques, les réalisations de l'exercice en cours et les projections sur la période tarifaire.

La demande de l'opérateur comporte les éléments ci-après :

Domaine	Informations attendues
Comptabilité	Balance générale, grand livre, états financiers, comptes analytiques
Exploitation	Charges par nature et par activité
Investissements	Projets, mises en service, coûts, justificatifs et sources de financement
Immobilisations	Fichier des immobilisations, valeur brute, amortissements, dates de mise en service
Énergie	Achats, production, injection, transit, ventes et pertes
Commercial	Nombre de clients, volumes vendus, prix moyens, facturation et recouvrement
Financement	Dette, taux d'intérêt, fonds propres et structure financière
Performance	Rendements, pertes, disponibilité, continuité et qualité de service
Prévisions	Demande, investissements, OPEX, achats d'énergie et autres hypothèses

Les données doivent être réconciliables avec les états financiers audités et les données techniques de l'opérateur.

8. Principe de Reconnaissance des Coûts

La détermination du tarif repose sur les **coûts admissibles** de l'activité régulée. Une dépense effectivement supportée ou comptabilisée par un opérateur ne constitue pas automatiquement une charge reconnue dans le tarif.

Pour être admissible, un coût doit notamment :

- être directement lié à l'activité régulée ;
- être nécessaire à la fourniture du service ;
- être dûment justifié et traçable ;
- être correctement affecté à l'activité concernée conformément aux règles de séparation comptable.

L'Agence peut procéder à des retraitements lorsqu'une charge apparaît excessive, insuffisamment justifiée, étrangère à l'activité régulée ou résultant d'une inefficience de gestion.

Les coûts admissibles sont notamment regroupés en :

- charges d'exploitation ;
- amortissements ;

- charges liées aux achats d'énergie ;
- charges de combustibles ;
- charges liées aux obligations réglementaires et contractuelles ;
- autres charges reconnues par le Régulateur.

1. Les pénalités, dépenses manifestement inefficaces, coûts non justifiés et charges sans lien avec le service régulé ne sont, en principe, pas répercutés dans le tarif.

8.1 Critères d'appréciation des coûts

L'Agence apprécie chaque poste de coût présenté par l'opérateur au regard des critères cumulatifs suivants :

- **Nécessité** : le coût est directement lié à l'activité régulée et indispensable à l'exécution des obligations du titre (concession, licence ou autorisation) ;
- **Prudence** : la décision à l'origine du coût est celle qu'un gestionnaire diligent aurait prise, compte tenu des informations disponibles ou raisonnablement accessibles au moment où l'engagement a été pris. La prudence s'apprécie à la date de la décision et non a posteriori ;
- **Efficacité** : le montant du coût est conforme aux références retenues par l'Agence : coûts unitaires historiques de l'opérateur, comparaisons avec des opérateurs comparables, prix de marché, résultats des procédures de mise en concurrence ;
- **Utilité** : pour les investissements, les actifs sont effectivement mis en service et utilisés pour la fourniture du service régulé ;
- **Justification** : le coût est appuyé par des pièces probantes, traçable dans la comptabilité et réconciliable avec les états financiers audités.

La charge de la preuve incombe à l'opérateur. Un coût insuffisamment justifié dans les délais fixés par l'Agence peut être écarté en tout ou en partie.

8.2 Charges non admissibles

Sauf disposition contractuelle contraire, ne sont pas répercutés dans le tarif, notamment :

- les pénalités, amendes, majorations et intérêts moratoires imputables à l'opérateur, ainsi que les Incitations Contractuelles dues pour manquement ;
- les coûts qui auraient pu être évités grâce à une gestion prudente (article 2.5 du Cahier des Charges du Contrat Cadre) ;
- les coûts afférents aux activités non régulées ou concurrentielles, ou mal affectés au regard des règles de séparation comptable ;
- les dons, libéralités, dépenses somptuaires et frais de représentation excédant un niveau raisonnable ;
- les frais d'assistance technique et de gestion excédant les montants contractuellement approuvés ;
- les surcoûts résultant de l'absence injustifiée de mise en concurrence ;
- les créances irrécouvrables au-delà du niveau normatif fixé par l'Agence ;
- le coût de l'énergie perdue au-delà du niveau de pertes validé par l'Agence (section 10) ;

- les charges financières : la rémunération du capital est assurée exclusivement par l'application du WACC, calculé sur une structure financière normative (article 2.4 (iii) du Cahier des Charges), à la Base Tarifaire.

8.3 Procédure de retraitement et de rejet des coûts

Lorsqu'elle envisage d'écarter ou de réduire un coût, l'Agence applique la procédure suivante :

- **Instruction** : demandes d'informations complémentaires et, le cas échéant, audit, en application de l'article 48 alinéa 7 du décret n°2012/2806/PM ;
- **Notification** : l'Agence notifie à l'opérateur, par écrit, les retraitements envisagés, leur montant et leurs motifs ;
- **Observations** : l'opérateur dispose d'un délai de 30 jours pour présenter ses observations et pièces complémentaires ;
- **Décision motivée** : la décision tarifaire récapitule les coûts présentés, les coûts admis et les coûts écartés, avec les motifs correspondants ;
- **Publication** : une version non confidentielle de la décision est publiée conformément à la section 16.

8.4 Voies de recours

L'opérateur peut contester une décision de l'Agence selon la procédure prévue par son titre. Pour le titulaire du Contrat Cadre de Concession, cette procédure comporte une phase de conciliation de trente (30) jours, puis, à défaut d'accord, le recours à l'expertise technique de la Chambre de Commerce Internationale (article 5 du Contrat Cadre), sans préjudice des recours juridictionnels.

9. Détermination du Revenu Maximum Autorisé

La régulation tarifaire du secteur de l'électricité au Cameroun repose sur le contrôle du **Revenu Maximal Autorisé (RMA)** correspondant au niveau de revenu nécessaire à la couverture des coûts admissibles et à la rémunération raisonnable des capitaux engagés, sous réserve du respect des objectifs d'efficacité et de performance fixés par le Régulateur. De manière générale, le RMA peut être synthétisé comme suit :

$\text{RMA} = \text{OPEX}_{\text{admissibles}} + \text{Amortissements} + (\text{WACC} \times \text{Base Tarifaire}) + \text{Charges spécifiques} \pm \text{Ajustement} - \text{Incitations/Pénalités}$
--

La formulation détaillée du RMA dépend de l'activité, de l'opérateur et des dispositions contractuelles applicables. Ainsi, pour une année t , le revenu maximal autorisé pour une activité donnée est calculé selon la formule

$$\text{RMA}_t = (\text{CI}_{t-1}/\text{CI}_{t-2}) \times \text{CE}_t + \text{A}_t + (\text{WACC} \times \text{BT}_t) + \text{CC}_t + \text{AE}_t + \text{RI}_t + \text{AF}_t - \text{X}_t - \text{K}_t - \text{P}_{t-1}$$

- ❖ RMA_t ; est le revenu maximal autorisé de l'activité considérée pour l'année t
- ❖ CI_t ; est déterminé selon la formule suivante :

$$\text{CI}_t = \alpha \times \text{IHPC}_t + \beta \times \frac{\text{IPC}_t \times \text{TC}_t}{\text{TC}_o}$$

- **IHPC** : est une moyenne pondérée, pour les deux trimestres précédant le trimestre de référence, des indices trimestriels des prix à la consommation globale des ménages, recalibrée pour que IHPC, soit égal à 1 en 2010.
- **IPC_t** : est la moyenne arithmétique de l'Indice de prix des biens intermédiaires matériel électrique, publié mensuellement par l'Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE) en France, recalibrée pour que IPC, soit égal à 1 en 2010.
- **TC₁** : est la valeur moyenne annuelle arithmétique du FCFA contre l'EURO (en FCFA par EURO) telle que publiée par la Banque Centrale des Etats de l'Afrique Centrale.
- **TC₀** : est la valeur du FCFA contre l'EURO (en FCFA par EURO) au 30 juin 2001, à savoir 1 EURO = 655,957 FCFA.
- **α** : est le poids des charges d'exploitation impacté par l'inflation locale.
- **β** : est le poids des charges d'exploitation impacté par l'inflation importée.
- ❖ **CE_t** ; représente le montant des charges d'exploitation pour chacune des activités pour l'année t telles que validées par le régulateur pour l'année t.
- ❖ **WACC** est le coût moyen pondéré du capital calculé pour la période quinquennale.
- ❖ **A_t** est l'amortissement lié à la base tarifaire de l'activité considérée pour l'année.
- ❖ **BT_t** est la base tarifaire nette de l'activité considérée pour l'année t.
- ❖ **CC_t** représente les charges de combustible liées à la production d'énergie électrique d'origine thermique pour l'année t.
- ❖ **AE_t** représente les charges liées aux achats d'énergie auprès de producteurs indépendants et les droits liés à l'usage de l'eau pour l'année t.
- ❖ **RI_t** est un paramètre permettant d'ajuster le niveau de revenus autorisés de l'opérateur pour l'activité considérée, en cas de conditions imprévues qui affecteraient de manière significative les conditions d'exploitation de l'opérateur pour l'activité considérée.
- ❖ **K_t** est un facteur de correction des différences entre les revenus perçus pour l'activité considérée de l'année t-1 (RPP_{t-1}) dans les conditions d'efficience définies, et le revenu réalisé l'année t-1 (RRP_{t-1}) qui prend en compte les coûts réellement encourus, pour la même activité.
 - **K_t** est défini selon la formule :

$$K_t = (RP_{t-1} - RR_{t-1}) \times (1 + I_{t-1}),$$

Dans la quelle :

RP_{t-1} : Représente le revenu de la même activité pour l'année t-1 perçu dans les conditions d'efficience prévue.

Il est obtenu en appliquant la formule suivante :

$$RP_{t-1} = PP_{t-1} \times E_{t-1}$$

Où :

PP_{t-1} représente le prix moyen perçu pour l'activité considérée à l'année t-1.

E_{t-1} représente l'énergie (produite, transportée ; distribuée ou vendue) obtenue sur la base du niveau d'efficience prévue

RR_{t-1} représente le revenu réalisé de l'activité considérée obtenu sur la base des coûts réellement encourus (investissements, charges, etc.) au cours de l'année t-1 .

I_{t-1} est un taux d'intérêt, égal au taux d'intérêt sur appel d'offres de la Banque des Etats de l'Afrique Centrale à l'année t-1 plus marge bancaire plus deux pour cent (2%).

❖ AF_t représente le montant de la redevance liée à l'activité considérée pour l'année t.

P_{t-1} est le montant des Incitations Contractuelles exigibles pour manquement pendant l'année t-1, pour l'activité considérée, à l'exception des Incitations Contractuelles payables aux Usagers.

10. Tarif Moyen

Pour chacune des Activités à Caractère Exclusif, le tarif moyen pour l'activité Considérée est déterminé selon la formule suivante :

$$TMP_t = \frac{RMA_t}{EA_t}$$

RMA_t représente le revenu maximal autorisé de l'activité considérée tel que défini ci-dessus pour l'année t

EA_t est l'énergie produite, transportée, distribuée ou vendue, définie dans des conditions d'efficacité prévue. Elle est déterminée selon la formule :

$$EA_t = (1 - pp_t) \times E_t$$

Où :

pp_t est le niveau de pertes pour l'activité considérée, proposé par l'opérateur dans le plan d'investissements et de maintenance et validé par le régulateur pour l'année t

E_t est l'énergie produite, transportée, distribuée ou vendue pour l'année t.

11. Base Tarifaire

La **Base Tarifaire (BT)** représente la valeur des actifs affectés à l'exercice de l'activité régulée et reconnus par le Régulateur pour la détermination de la rémunération des capitaux investis.

Elle est constituée des immobilisations nécessaires à la fourniture du service, effectivement mises en service et admises par le Régulateur.

De manière générale, son évolution peut être présentée comme suit :

$BT_t = BT_{t-1} + \text{Investissements admis et mis en service} - \text{Amortissements} - \text{Sorties d'actifs} \pm \text{Ajustements}$

La Base Tarifaire retenue doit notamment tenir compte de la valeur des immobilisations reconnues, de leur mise en service, des amortissements ainsi que des éventuels retraitements effectués par le Régulateur.

La rémunération des capitaux investis est obtenue par application du **WACC** à la Base Tarifaire nette retenue.

11.1 Approbation préalable des investissements

Conformément à l'article 2.2 du Cahier des Charges du Contrat Cadre, seuls les investissements nécessaires au respect des obligations de l'opérateur et approuvés par l'Agence sont ajoutés à la Base Tarifaire.

L'opérateur soumet, avec son dossier tarifaire, un plan d'investissement couvrant la période tarifaire avec un détail annuel.

L'Agence se prononce dans un délai de 60 jours à compter de la réception d'un dossier complet. L'approbation préalable ne vaut pas inclusion automatique : à la mise en service, l'Agence vérifie le coût réel.

11.2 Investissements non approuvés et actifs non rémunérés

Un investissement réalisé sans approbation préalable l'est aux risques de l'opérateur. Il ne peut être intégré ultérieurement à la Base Tarifaire que si l'opérateur démontre qu'il satisfait aux critères de la section 8.1. Les actifs financés par l'État, par des subventions ou par des tiers à titre gratuit ne sont pas rémunérés au titre du WACC.

12. Méthodologie Tarifaire pour les producteurs indépendants

Conformément à la loi N° 2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité (Cf. article 84), les prix pratiqués entre producteurs et vendeurs d'une part, et un grand compte d'autre part, sont librement fixés dans le cadre de leurs relations contractuelles tout en restant soumis à l'obligation de transmission des structures de coûts correspondants à l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité, trente (30) jours maximum après leur mise en vigueur. En cas d'irrégularité constatée, notamment en termes de transferts de coûts ou de subventions croisées, l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité procède à un redressement assorti d'une pénalité comprise entre 50% et 200% de l'irrégularité. Chaque producteur soumet au préalable à l'approbation de l'Agence, sa formule d'affectation des charges pour l'établissement des tarifs. Lorsque le producteur est fournisseur d'un négociant ou vendeur, tous ses contrats, y compris ceux conclus avec des vendeurs ou grands comptes visés à l'alinéa 1 ci-dessus sont soumis à l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité qui dispose d'un délai de trente (30) jours pour émettre des réserves éventuelles et, le cas échéant, s'opposer à l'entrée en vigueur desdits contrats.

13. Revue tarifaire périodique

La revue tarifaire périodique désigne l'ensemble des examens par lesquels l'Agence vérifie, à échéances fixes ou à la survenance de certains événements, que le revenu autorisé et les tarifs restent conformes aux coûts admissibles, aux objectifs de performance et aux stipulations des titres. Elle est encadrée par la loi n°2011/022 (article 82), par le décret n°2000/464/PM (articles 25 à 31) et, de manière détaillée, par les contrats de concession :

- **SOCADEL (ex-ENEO) :** Contrat Cadre de Concession du 18 juillet 2001, Contrats Dérivés et Cahiers des Charges, tels que modifiés par les avenants n°1 du 4 décembre 2006, n°2 du 7 août 2015 et n°3 du 1er novembre 2018, et transférés à la SOCADEL par l'article 5 du décret n°2026/163 du 4 mai 2026 ;

- **SONATREL** : contrat de concession de transport de l'électricité et contrat de concession de gestion du réseau de transport de l'électricité (GRT), signés le 27 avril 2018, et leurs Cahiers des Charges.

13.1 Architecture de la revue périodique

La revue s'organise en trois niveaux emboîtés (révision quinquennale, revue annuelle et revue trimestrielle), complétés par des procédures de révision hors cycle :

Niveau de revue	Objet	Fondement SOCADEL	Fondement SONATREL
Révision quinquennale	Refixer les paramètres de la période : Base Tarifaire, WACC, facteur d'efficacité, pondérations d'indexation, trajectoire de pertes, charges de référence, plan d'investissement, objectifs de performance	Contrat Cadre, art. 5.2 ; Cahier des Charges, art. 2.4	Cahier des Charges, art. 4 (transport) et 3 (GRT) ; contrats, art. 34 (transport) et 31 (GRT)
Revue annuelle	Fixer le RMA et le tarif moyen de l'année n+1 ; arrêter les réalisations de l'année écoulée et le facteur K	Contrat Cadre, art. 5.3 (iii) et 16 (Avenant n°3) ; Cahier des Charges, art. 2.1.3 (Avenant n°2)	Contrats, art. 5 (dossier tarifaire annuel) et 8 (planification) ; formule du Cahier des Charges
Revue trimestrielle	Ajuster la compensation tarifaire due par l'État	Contrat Cadre, art. 5.3 (iii) (Avenant n°3)	Non prévue au contrat ; données trimestrielles selon la section 17.3
Révisions hors cycle	Révision intermédiaire (RI), révision exceptionnelle des formules, révision des tarifs à l'initiative de l'opérateur, modification contractuelle à incidence tarifaire	Cahier des Charges, art. 2.5 ; Contrat Cadre, art. 5.2, 5.3 et 10	Paramètre RI de la formule ; contrats, art. 37 à 40 (transport) et 34 à 37 (GRT)

Chaque niveau s'appuie sur les résultats du précédent : les ajustements trimestriels sont soldés lors de l'arrêté annuel, puis les écarts annuels cumulés et la performance réalisée sont examinés lors de la révision quinquennale.

13.2 Révision quinquennale des conditions tarifaires

13.2.1 Principe et périodicité

Les conditions tarifaires sont révisées tous les cinq ans. Une révision anticipée peut intervenir si des circonstances économiques exceptionnelles le justifient (loi n°2011/022, art. 82 ; Cahier des Charges du Contrat Cadre, art. 2.4). Pour la SOCADEL, l'Agence révisé les Formules de Contrôle des Revenus Dérivées en concertation avec le concessionnaire (Contrat Cadre, art. 5.2). Pour la SONATREL, les Parties évaluent les résultats du concessionnaire en présence de l'Agence, à l'issue du deuxième exercice, du cinquième exercice et de chaque période quinquennale suivante (contrat de transport, art. 34 ; contrat GRT, art. 31).

Pour la programmation des investissements de la SOCADEL, l'Avenant n°3 a remplacé les périodes quinquennales par trois Périodes d'Investissements : la première jusqu'au 31 décembre 2019, la deuxième du 1er janvier 2020 au 31 décembre 2026 et la troisième du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2031 (Contrat Cadre, art. 26). Le même avenant a fixé le terme de la concession au 17 juillet 2031 (art. 15.1). L'Agence veille à la cohérence de la période tarifaire avec ces échéances et précise, dans la décision de révision, la période couverte.

13.2.2 Bilan de la période écoulée

Douze (12) mois avant la date de révision, l'opérateur transmet une comparaison détaillée de sa performance financière avec les objectifs fixés en termes de recettes, de charges d'exploitation et de dépenses d'investissement sur la Période Écoulée (Cahier des Charges du Contrat Cadre, art. 2.4 (i)). L'Agence examine notamment :

- **Investissements** : écart, par année et par activité, entre les investissements approuvés et les investissements effectivement mis en service. Les investissements approuvés mais non réalisés sont retirés de la Base Tarifaire. La rémunération et l'amortissement perçus à leur titre sont restitués par le facteur K ou lors de la fixation de la Base Tarifaire d'ouverture ;
- **Charges d'exploitation** : écart entre les charges réalisées et les charges de référence, corrigé de l'évolution des volumes (production, longueur de réseau, puissance des postes) ;
- **Performance** : rendement de distribution et niveau de pertes, disponibilité, continuité et qualité de service, au regard des objectifs du titre et, pour la SONATREL, du contrat de performance annexé aux contrats de concession ;
- **Soldes** : montants du facteur K non encore apurés, compensations tarifaires dues et versées, Incitations Contractuelles exigibles ;
- **Bonus d'efficacité** : à partir de la seizième année de la concession, les gains d'efficacité supérieurs aux prévisions ouvrent droit à des Bonus d'Efficacité. Ceux liés aux charges d'exploitation s'ajoutent aux revenus autorisés, et ceux liés aux dépenses d'investissement s'ajoutent à la Base Tarifaire de la Période Nouvelle, pendant cinq ans après la surperformance. L'année précédant la révision est prise en compte lors de la révision suivante (Cahier des Charges du Contrat Cadre, art. 2.4 (vi) et Annexe 5).

Le bilan distingue les écarts imputables à la gestion de l'opérateur de ceux qui résultent de facteurs exogènes : hydrologie, prix des combustibles, taux de change, décisions publiques, retards de paiement de l'État. Seuls les premiers entrent dans le partage des gains et des pertes d'efficacité.

13.2.3 Paramètres refixés pour la période nouvelle

Les projections de la Période Nouvelle sont établies en termes réels, à partir du niveau d'efficacité maximal atteint à la fin de la Période Écoulée (Cahier des Charges du Contrat Cadre, art. 2.4 (i)). La révision fixe notamment les paramètres suivants :

Paramètre	Règle de détermination	Référence
Base Tarifaire d'ouverture	Base Tarifaire de fin de période, augmentée des investissements admis et mis en service, diminuée des amortissements et des actifs cédés, après retraitements. À la date de révision, elle est ajustée de l'inflation constatée depuis la précédente révision (indice INSEE des prix des biens intermédiaires, corrigé de la variation du taux de change euro/FCFA)	Cahier des Charges du Contrat Cadre, art. 2.2 ; section 11
WACC	Coût réel du capital après impôt d'une entreprise du même secteur, avec une structure financière efficace : $WACC = g \times R_d + (1 - g) \times R_e$, avec $R_e = R_f + \beta \times R_m$. Le ratio d'endettement g a été fixé à 55 % pour la première période. Pour la SONATREL, le CMPC est exprimé en valeur nominale avant impôt	Cahier des Charges du Contrat Cadre, art. 2.4 (iii) ; Cahier des Charges SONATREL

Paramètre	Règle de détermination	Référence
Facteur d'efficacité X	Ne peut dépasser le niveau moyen des gains d'efficacité réalisés sur la Période Écoulée par des entreprises comparables, régulées sur une base équivalente et opérant dans un environnement économique comparable	Cahier des Charges du Contrat Cadre, art. 2.4 (iv)
Pondérations α et β	Révisées pour refléter la structure des coûts exogènes de l'opérateur (inflation locale et inflation importée)	Cahier des Charges du Contrat Cadre, art. 2.4 (v) ; Cahier des Charges SONATREL
Facteur de volume OI_t (SONATREL)	Coefficients I_0 , $I_{L,X}$ et $I_{P,X}$ pondérant l'évolution des longueurs de lignes (400, 225, 110 et 90 kV) et des puissances cumulées des postes	Cahier des Charges SONATREL (à fixer pour la deuxième période quinquennale)
Clé de répartition s (SONATREL)	Part du revenu d'accès au réseau de transport supportée par les soutireurs. Fixée à 75 % pour la première période quinquennale, elle est adoptée par l'Agence pour chaque période	Cahier des Charges SONATREL
Trajectoire de pertes pp_t	Proposée par l'opérateur dans le plan d'investissements et de maintenance, puis validée par l'Agence	Cahier des Charges du Contrat Cadre, art. 2.1.3 ; section 10
Plan d'investissement et objectifs de performance	Plan d'Affaires et Plan d'Investissements (SOCADEL) ; plan décennal de développement du réseau et programme quinquennal glissant d'investissements (SONATREL)	Contrat Cadre, art. 16.2 (b) et 16.3 ; contrats SONATREL, art. 8

Les Formules de Contrôle des Revenus Dérivées sont déterminées de sorte que l'opérateur réalise un Taux de Rentabilité Normale sur la Base Tarifaire s'il atteint les gains d'efficacité prévus. Ce taux ne tient pas compte des Bonus d'Efficacité (Cahier des Charges du Contrat Cadre, art. 2.4 (ii)). L'Agence veille à la cohérence entre la nature du WACC retenu (réel ou nominal, avant ou après impôt) et le traitement de l'inflation dans la Base Tarifaire et dans les charges, afin d'éviter de compter l'inflation deux fois ou de l'omettre.

13.2.4 Procédure et délais

- **T – 12 mois** : dépôt du dossier de révision : bilan de la Période Écoulée, projections de la Période Nouvelle, projets de formules et de paramètres (Cahier des Charges du Contrat Cadre, art. 2.4 (i)). Pour la SOCADEL, le Plan d'Affaires est transmis au plus tard douze mois avant le début de chaque Période d'Investissements (Contrat Cadre, art. 16.2 (b)) ;
- **Instruction** : contrôle de complétude, demandes d'informations, audits (décret n°2012/2806/PM, art. 48 alinéa 7 ; contrat de transport, art. 32 ; contrat GRT, art. 29) et échanges contradictoires sur les retraitements envisagés (section 8.3) ;
- **Projet de conditions tarifaires** : le Cahier des Charges (art. 2.4 (i)) donne à l'Agence six (6) mois, à compter de la réception de la proposition de l'opérateur, pour déterminer les formules révisées. L'Agence publie à cette échéance (T – 6 mois) ses premières conclusions et le projet de conditions tarifaires ;
- **Consultation et décision** : consultation publique (section 15), publication du projet de décision à T – 2 mois, puis adoption, notification et publication de la décision motivée à l'échéance (sections 16 et 17.2) ;

- **Recours** : pour la SOCADEL, conciliation de trente (30) jours puis, à défaut d'accord, recours au Centre International d'Expertise de la Chambre de Commerce Internationale, dont les constatations s'imposent aux parties (Contrat Cadre, art. 5.4) ; pour la SONATREL, procédure prévue par son contrat.

L'année d'une révision des formules, la redevance annuelle due à l'Agence par la SOCADEL passe de 1 % à 1,25 % du chiffre d'affaires hors taxes de l'exercice précédent (Contrat Cadre, art. 8, issu de l'Avenant n°2). Cette redevance est prise en compte dans le terme AF_t du RMA.

13.2.5 Contenu minimal du dossier de révision

Volet	Pièces attendues
Bilan de la Période Écoulée	Comparaison du réalisé et du prévu (recettes, charges d'exploitation, investissements) ; état des investissements mis en service ; indicateurs de performance ; soldes du facteur K, des compensations et des Incitations Contractuelles
Demande et équilibre offre-demande	SOCADEL : prévisions glissantes de la demande à cinq et dix ans ; hypothèses de production par source, établies avec un débit de référence égal à la moyenne des débits naturels d'étiage de la Sanaga des trente années précédentes. SONATREL : estimation annuelle des capacités connectées au réseau, besoins d'interconnexion et prévisions d'équilibre offre-demande à dix ans
Investissements	Plan d'investissement par activité et par année, mises en service prévues et sources de financement ; pour la SONATREL, programme quinquennal glissant distinguant renouvellement, réhabilitation et extension
Charges	Charges d'exploitation par activité et par nature, combustibles, achats d'énergie, droits d'eau et redevances
Financement	Plan financier, structure de financement, coût de la dette et proposition argumentée de WACC
Formules et résultats	Projets de paramètres (α , β , X, pertes ; pour la SONATREL : I_0 , $I_{L,X}$, $I_{P,X}$, s, f_t) ; RMA et tarif moyen projetés par activité et par catégorie de clients
Comptabilité	États financiers audités, comptes séparés par activité, fichier des immobilisations

13.3 Revue annuelle du revenu autorisé

13.3.1 Objet

La revue annuelle fixe le RMA et le tarif moyen de l'année $n+1$ en appliquant les formules de la période en cours, et elle arrête les réalisations de l'année écoulée. Elle ne modifie pas les paramètres de la période (WACC, facteur X, pondérations, trajectoire de pertes), sauf révision intermédiaire ou exceptionnelle.

Pour la SOCADEL, le RMA de chaque activité est déterminé selon la formule de l'article 2.1.3 du Cahier des Charges du Contrat Cadre, issue de l'Avenant n°2 et rappelée à la section 9. Pour la SONATREL, le revenu autorisé de chaque activité (transport, gestion du réseau de transport) est calculé comme suit :

$$RMA_t = CE_t + A_t + (CMPC \times BT_t) + AE_t + ET_t + RI_t + AF_t - K_t - P_{t-1}$$

AE_t représente les achats d'énergie liés à la compensation des pertes et des congestions et à la constitution des réserves ; ET_t représente les charges d'études non immobilisées. À compter de la deuxième période quinquennale, les charges d'exploitation évoluent selon un facteur d'inflation et un facteur de volume :

$$CE_t = (CI_{t-1} / CI_{t-2}) \times OI_t \times CE_{t-1}$$

Le facteur OI_t pondère l'évolution des longueurs de lignes par niveau de tension (400, 225, 110 et 90 kV) et des puissances cumulées des postes en service au début de l'année. L'indice CI est recalibré sur la base 2017 pour la SONATREL et sur la base 2010 pour la SOCADEL.

Le revenu autorisé de la SONATREL est ensuite décliné en tarifs d'injection et de soutirage. Ces tarifs comprennent une composante de gestion forfaitaire par point de connexion, une rémunération à la puissance souscrite, une rémunération à l'énergie et une facturation des dépassements. Chaque année, l'Agence adopte la part f_t de la rémunération portée par la puissance et la composante de gestion, les composantes forfaitaires $g_{1,t}$ et $g_{2,t}$, ainsi que le barème des dépassements.

13.3.2 Étapes et échéances

Pour la SOCADEL, le cycle annuel suit le calendrier tarifaire institué par l'Avenant n°3 (Contrat Cadre, art. 5.3 (iii)), détaillé à la section 17.3 :

- **30 juillet de l'année n** : dépôt du dossier tarifaire annuel (Contrat Cadre, art. 16.2 (c)) et du Plan d'Investissements de l'année n+1, soumis à la validation préalable de l'Administration chargée de l'électricité (art. 16.5.1) ;
- **20 septembre** : approbation par l'Agence des Hypothèses de Production Annuelle ; à défaut de notification à cette date, elles sont réputées approuvées (art. 16.3 (b)) ;
- **30 septembre** : transmission par l'Agence, à l'Administration chargée de l'électricité, de son rapport exécutif et des décisions de compensation tarifaire projetées pour l'année n+1 ;
- **31 octobre** : approbation et, le cas échéant, publication du Plan d'Affaires et des Hypothèses de Production (art. 16.3 (a)) ;
- **30 janvier de l'année n+1** : arrêt des réalisations de l'année n et ajustement des montants des compensations de l'année n.

Pour la SONATREL, le dossier tarifaire proposant l'évolution annuelle du tarif d'accès et d'utilisation du réseau de transport est transmis dans les trois (3) mois suivant la clôture de l'exercice. Il est accompagné des comptes certifiés, des comptes analytiques et d'un plan financier glissant sur cinq ans (contrats SONATREL, art. 5). Le plan décennal de développement du réseau est soumis chaque année à l'examen de l'Agence, qui peut en imposer la modification. Le programme quinquennal glissant d'investissements est soumis à l'Autorité concédante après avis conforme de l'Agence (art. 8). Pour le reste, le calendrier de la section 17.3 s'applique.

13.3.3 Indexation et charges exogènes

Les charges d'exploitation admises sont indexées par le rapport CI_{t-1}/CI_{t-2} . L'indice CI combine l'inflation locale (IHPC, pondération α) et l'inflation importée (indice INSEE des prix des équipements électriques, corrigé du taux de change euro/FCFA, pondération β). Si un indice cesse d'être publié ou change de nomenclature, les Parties conviennent d'un indice équivalent (Cahier des Charges du Contrat Cadre, art. 2.1). L'Agence précise alors dans sa décision l'indice de substitution retenu et la méthode de raccordement des séries.

Les charges hors du contrôle de l'opérateur sont reprises sur la base des quantités efficaces et des prix contractuels ou constatés, sous réserve de leur admissibilité (section 8). Il s'agit des combustibles (CC_t), des achats d'énergie et droits d'eau (AE_t) et des redevances (AF_t), ainsi que, pour la SONATREL, des achats d'énergie destinés aux pertes, aux congestions et aux réserves.

13.3.4 Facteur de correction K

Le facteur K corrige l'écart entre le revenu effectivement perçu au titre de l'année t-1 et le revenu autorisé recalculé sur la base des réalisations. Il est appliqué de manière à restituer aux usagers tout trop-perçu et à permettre à l'opérateur de recouvrer tout manque à percevoir, avec intérêts :

- **SOCADEL** : K_t est calculé selon la formule de la section 9. Il compare le revenu perçu dans les conditions d'efficacité prévues (prix moyen perçu $\times$ énergie efficace) au revenu recalculé sur la base des coûts réellement encourus ;
- **SONATREL** : $K_t = (RP_{t-1} - RR_{t-1}) \times (1 + I_{t-1})^2$. RP_{t-1} est le revenu réel de l'année t-1. RR_{t-1} est le revenu autorisé recalculé avec les charges variables réelles, les investissements effectivement réalisés et les taux d'inflation réels ;
- **Taux d'intérêt** : I_{t-1} est égal au taux d'intérêt sur appel d'offres de la Banque des États de l'Afrique Centrale de l'année t-1, majoré de la marge bancaire et de deux points.

Pour calculer le revenu recalculé, l'Agence retient : les coûts admis au sens de la section 8 ; les seuls investissements effectivement mis en service ; les quantités d'énergie corrigées du niveau de pertes validé ; les indices d'inflation et le taux de change constatés. Les pertes au-delà de la trajectoire validée et les surcoûts imputables à l'opérateur restent à sa charge. Le facteur K est arrêté à titre provisoire sur la base des données non auditées, puis à titre définitif après réception des états financiers audités (section 17.3).

13.3.5 Incitations contractuelles

Les Incitations Contractuelles exigibles pour manquement au cours de l'année t-1 (P_{t-1}) sont déduites du revenu autorisé de l'année t, à l'exception de celles payables aux usagers (Cahier des Charges du Contrat Cadre, art. 2.1.3 ; Contrat Cadre, art. 17). Pour la SONATREL, l'Agence calcule les montants dus en cas de non-respect des obligations du Cahier des Charges (contrat de transport, art. 35). Les objectifs et indicateurs de référence sont ceux du contrat de performance annexé aux contrats SONATREL et, pour la SOCADEL, ceux du nouveau régime d'indicateurs de performance prévu à l'article 17.2 du Contrat Cadre (Avenant n°3), une fois finalisé.

13.4 Revue trimestrielle de la compensation tarifaire

Lorsque les tarifs appliqués aux usagers sont inférieurs au tarif moyen qui résulte du RMA, l'écart est couvert par une compensation tarifaire versée par l'État. Le tarif annuel ou la compensation tarifaire fait l'objet d'une revue trimestrielle, sur la base des éléments transmis par la SOCADEL à l'Agence et à l'Administration chargée de l'électricité. La compensation due est ajustée à l'issue de chaque revue pour tenir compte de l'évolution des coûts (Contrat Cadre, art. 5.3 (iii), issu de l'Avenant n°3). La revue trimestrielle porte sur :

- **Données techniques** : énergies vendues par catégorie de clients (MT et BT), énergies non fournies, production par centrale, pertes et rendements, combustibles consommés, consommations spécifiques, facteurs de charge et projection offre-demande ;
- **Données économiques et financières** : achats de combustibles et d'énergie par fournisseur, autres charges d'exploitation, amortissements, investissements immobilisés et estimation trimestrielle du RMA par activité (Contrat Cadre, art. 16.2 (d)) ;
- **Calcul** : la compensation du trimestre est égale au RMA du trimestre diminué des recettes tarifaires attendues aux tarifs en vigueur, sur la base des quantités efficaces. L'écart avec la compensation projetée est régularisé au trimestre suivant et soldé lors de l'arrêté annuel.

Les données d'un trimestre sont transmises au plus tard un mois après sa clôture, et l'ajustement de la compensation est arrêté le mois suivant (section 17.3). La décision de compensation est notifiée à l'Administration chargée de l'électricité et à l'Administration chargée des finances. L'Agence suit les montants dus et versés : le non-paiement ou le retard de paiement de la compensation tarifaire figure parmi les circonstances qui peuvent exonérer le concessionnaire de ses obligations (Contrat Cadre, art. 11.2, issu de l'Avenant n°3).

13.5 Révisions hors cycle

13.5.1 Révision intermédiaire (paramètre RI)

Les surcoûts résultant d'événements imprévisibles qui affectent significativement les conditions d'exploitation sont compensés par un ajustement des revenus autorisés et de la Base Tarifaire (Cahier des Charges du Contrat Cadre, art. 2.5, renvoyant aux articles 26 et 28 du décret n°2000/464/PM). La demande de l'opérateur comprend :

- **Coûts** : l'estimation des coûts imputables au changement de circonstances et leur échéancier, à l'exclusion des montants non significatifs et des coûts qui auraient pu être évités par une gestion prudente ;
- **Flux** : les flux de trésorerie annuels associés à ces coûts ;
- **Valeur présente nette** : la valeur présente nette de ces flux ;
- **Ajustement demandé** : la variation des revenus autorisés, jusqu'à la prochaine révision, dont la valeur présente nette est égale au montant précédent.

Si la variation demandée est inférieure ou égale à 3 % du chiffre d'affaires hors taxes du dernier exercice clos sur les activités concernées, elle est jugée non significative et la demande est rejetée. Au-delà de ce seuil, et après vérification des estimations et des calculs par l'Agence, la demande est reçue et l'Agence attribue au paramètre RI la valeur correspondante.

Le contrat de la SONATREL prévoit le paramètre RI sans en détailler la procédure. Sauf stipulation contraire, l'Agence y applique par analogie la procédure et le seuil ci-dessus. Le taux d'actualisation utilisé pour le calcul de la valeur présente nette est, sauf justification contraire, le WACC de la période.

13.5.2 Révision exceptionnelle des formules

Les formules de contrôle peuvent être révisées à tout moment en cas d'événement imprévisible et extérieur à la volonté de l'opérateur et de l'Agence, qui affecte un ou plusieurs éléments des formules et qui, soit provoque un ajustement d'au moins 10 % au-delà des augmentations tarifaires autorisées, soit rend les formules inadaptées (Contrat Cadre, art. 5.2). L'opérateur adresse une proposition de révision à l'Agence, qui y procède en concertation avec lui. La révision peut s'accompagner d'une modification des obligations quantitatives et qualitatives de l'opérateur. Elle fait l'objet d'une consultation publique (section 15).

La révision intermédiaire ajuste le niveau du revenu autorisé dans le cadre des formules existantes ; la révision exceptionnelle modifie les formules elles-mêmes.

13.5.3 Révision des tarifs à l'initiative de la SOCADEL

Dans le respect des formules de contrôle, la SOCADEL peut à tout moment proposer une révision de tout ou partie des tarifs BT et MT. L'écart s'apprécie par rapport aux tarifs appliqués durant les douze mois précédents, ajustés des augmentations déjà approuvées (Contrat Cadre, art. 5.3) :

- **Écart n'excédant pas 5 %** : l'Agence dispose de quinze (15) jours pour se prononcer ; son silence vaut acceptation ;
- **Écart supérieur à 5 %, à la hausse ou à la baisse** : l'Agence dispose de deux (2) mois ; son silence vaut acceptation ;
- **Motifs d'opposition** : l'Agence ne peut s'opposer que si les revenus ne respectent pas les formules de contrôle ou si la révision méconnaît le principe de non-discrimination ;
- **Ajustement d'au moins 10 %** : l'Agence peut s'opposer à titre exceptionnel. L'Agence, le Ministre chargé de l'électricité et le Ministre chargé des finances déterminent alors, après consultation de l'opérateur, la compensation de son manque à gagner. À titre conservatoire, l'opérateur peut augmenter les tarifs BT et MT de 5 % jusqu'à la conclusion d'un accord avec l'Agence.

Compte tenu de la brièveté des délais et de la règle du silence valant acceptation, l'Agence traite ces demandes en priorité et vérifie systématiquement leur conformité au RMA de l'année.

13.5.4 Modifications contractuelles à incidence tarifaire

Cas	SOCADEL (Contrat Cadre)	SONATREL (transport / GRT)	Effet tarifaire
Modification d'un commun accord	Art. 10.1, sur avis conforme de l'Agence	Art. 37 / 34, sous réserve de la non-objection de l'Agence	Si les conditions financières sont affectées : révision des conditions tarifaires, compensation directe ou combinaison des deux
Bouleversement des conditions économiques	Art. 10.2 (conditions existant à la signature de l'Avenant n°3)	Art. 38 / 35	À défaut d'accord, indemnité appréciée par l'Agence, sous forme de révision tarifaire et/ou de compensation directe
Révision unilatérale par l'État	Art. 10.3, sur avis conforme de l'Agence	Art. 39 / 36, sur avis conforme de l'Agence (décret n°2012/2806/PM, art. 44 et 45)	Compensation intégrale des charges supplémentaires ou de la diminution des produits
Impact discriminatoire d'une mesure législative ou réglementaire	Art. 10.4	Art. 40 / 37	Indemnisation par l'État après avis de l'Agence, non cumulable avec une autre indemnisation

Dans chacun de ces cas, l'Agence évalue l'impact financier selon les règles du présent Guide (coûts admissibles, WACC, valeur présente nette) et vérifie l'absence de double indemnisation. Elle précise si la compensation prend la forme d'un ajustement du RMA, d'un versement direct de l'État ou d'une combinaison des deux.

13.6 Points à trancher lors de la prochaine révision

L'examen des contrats fait apparaître les points suivants, que la décision de révision quinquennale devra trancher :

- **Transfert à la SOCADEL** : le décret n°2026/163 transfère la concession et ses cahiers des charges « sous réserve de la prise en compte d'éléments nouveaux ou spécifiques ». Tout

avenant modifiant les formules, les obligations de performance ou les Périodes d'Investissements doit être intégré au cadre de révision ;

- **Fin de concession** : la période tarifaire 2026-2031 s'achève avec le terme de la concession (17 juillet 2031). La décision doit préciser le traitement, à ce terme, de la Base Tarifaire non amortie, des biens de retour et des soldes du facteur K et des compensations ;
- **Facteur d'efficacité** : la formule du RMA issue de l'Avenant n°2 ne comporte pas de terme X explicite, alors que l'article 2.4 (iv) du Cahier des Charges prévoit un facteur X. La décision doit préciser comment X s'applique (sur les charges d'exploitation indexées ou comme terme soustractif) ;
- **Coefficients SONATREL** : le Cahier des Charges renvoie à une détermination ultérieure les coefficients I_0 , $I_{L,X}$ et $I_{P,X}$ du facteur de volume et les pondérations α et β de la deuxième période quinquennale ;
- **Indices d'inflation importée** : la série INSEE retenue pour la SOCADEL (prix des biens intermédiaires – matériel électrique, base 2010) diffère de celle de la SONATREL (A38 CJ, CPF 27 – équipements électriques, base 2017). L'Agence harmonise les indices et les années de base ;
- **Pluriannualité** : l'Avenant n°2 laisse aux Parties la possibilité de convenir, après la Troisième Période Quinquennale, d'une formule de contrôle des revenus pluriannuelle. La révision est l'occasion de formaliser une trajectoire pluriannuelle du RMA et du tarif moyen.

14. Allocation des coûts et structure tarifaire

Le revenu autorisé est réparti entre catégories d'usagers selon une étude de coût de service actualisée au moins une fois par période quinquennale. L'allocation repose sur les principes suivants :

- affectation des coûts par niveau de tension (HT, MT, BT) et par activité, conformément à la séparation comptable ;
- répartition selon des inducteurs de coûts objectifs : énergie (kWh), puissance (kW à la pointe) et clientèle (nombre d'abonnés) ;
- prise en compte des pertes propres à chaque niveau de tension.

La grille tarifaire est construite à partir de cette allocation. Elle peut comporter une prime fixe ou une redevance de puissance, des prix de l'énergie et, le cas échéant, une différenciation horaire. Toute tranche sociale destinée aux petits consommateurs domestiques, et toute subvention croisée entre catégories d'usagers, est explicitement identifiée et quantifiée. Son financement (subvention croisée ou compensation de l'État) est précisé dans la décision tarifaire. L'écart entre le tarif appliqué et le coût de service est publié.

15. Consultation des parties prenantes

En application de ses missions de protection des consommateurs (article 72 de la loi n°2011/022) et en cohérence avec l'article 29 du décret n°2000/464/PM, l'Agence consulte les parties prenantes avant toute décision tarifaire majeure.

15.1 Champ de la consultation

Font l'objet d'une consultation publique : la révision quinquennale des conditions tarifaires, les révisions exceptionnelles, toute modification de la structure tarifaire et toute modification du présent

Guide. Les ajustements annuels et trimestriels résultant de l'application de formules préétablies font l'objet d'échanges contradictoires avec les opérateurs concernés.

15.2 Parties consultées

Sont consultés : les opérateurs régulés, l'Administration chargée de l'électricité et l'Administration chargée des finances, les associations de consommateurs, les représentants des grands comptes et des organisations professionnelles, les organisations de la société civile et toute autre personne intéressée.

15.3 Publication des contributions et retour d'information

Les contributions reçues sont publiées dans leur version non confidentielle, sauf opposition motivée de leur auteur. L'Agence publie avec sa décision un rapport de synthèse indiquant, pour chaque observation significative, la suite qui lui a été donnée et les raisons de cette suite.

16. Publication et motivation des décisions

Conformément à l'article 88 de la loi n°2011/022, l'Agence rend publiques ses décisions, sous réserve des secrets protégés par la loi, et les notifie aux parties. Les informations commerciales confidentielles sont protégées conformément à l'article 74 de la même loi.

Les décisions tarifaires sont motivées. Elles exposent les données et hypothèses retenues, les paramètres de calcul (WACC, Base Tarifaire, niveau de pertes, coûts admis), les coûts écartés et leurs motifs, ainsi que la réponse aux principales observations des parties consultées.

Dans un délai de 15 jours ouvrables suivant leur signature, l'Agence publie sur son site internet et dans son Bulletin :

- le présent Guide et le calendrier tarifaire ;
- les décisions tarifaires et leurs motifs, dans leur version non confidentielle ;
- les grilles tarifaires applicables aux usagers ;
- les documents de consultation, les contributions reçues et les rapports de synthèse.

Les opérateurs rendent publics, par tous moyens appropriés, les tarifs qu'ils pratiquent à l'égard des usagers.

17. Calendrier tarifaire

17.1 Périodicité des révisions

Type de révision	Périodicité	Référence
Révision majeure des conditions tarifaires	Cinq ans (60 mois), ou anticipée en cas de changement important	Loi n°2011/022, art. 82 ; Cahier des Charges, art. 2.4
Ajustement du revenu autorisé et de la grille tarifaire	Annuel (12 mois)	Sections 9 et 13.3 du présent Guide
Ajustement de la compensation tarifaire	Trimestriel (3 mois)	Contrat Cadre, art. 5.3 (iii) ; section 13.4 du présent Guide
Révision intermédiaire (paramètre RI)	Sur demande de l'opérateur, au-delà d'un seuil de 3 % du chiffre d'affaires hors taxes	Cahier des Charges, art. 2.5 ; section 13.5.1

Type de révision	Périodicité	Référence
Révision exceptionnelle des formules	À tout moment (ajustement d'au moins 10 % ou formules inadaptées)	Contrat Cadre, art. 5.2 ; section 13.5.2

17.2 Calendrier de la révision quinquennale

Échéance (T = fin de la période en cours)	Étape
T – 12 mois	Dépôt par l'opérateur de son dossier tarifaire (bilan de la période écoulée et projections) ; publication du document de consultation par l'Agence
T – 6 mois	Publication du rapport sur les premières conclusions et du projet de conditions tarifaires
T – 2 mois	Publication du projet de décision ; observations sous 30 jours
T	Adoption, notification et publication de la décision tarifaire

17.3 Calendrier annuel (année N)

Échéance	Action principale	Acteurs
30 janvier	Transmission des données du T4 N-1 et arrêté des réalisations N-1	SOCADEL, SONATREL
31 mars	Décision provisoire sur l'exercice N-1	ARSEL
30 avril	Transmission des données du T1 N	SOCADEL, SONATREL
31 mai	Ajustement de la compensation du T1 N	ARSEL
30 juin	Transmission des états financiers N-1 ; préparation du dossier N+1	SOCADEL, SONATREL
31 juillet	Transmission des données du T2 N ; dépôt du dossier tarifaire N+1	SOCADEL, SONATREL
31 août	Ajustement de la compensation du T2 N ; modélisation (décisions projetées N-1 et N+1)	ARSEL
30 septembre	Transmission du rapport exécutif au MINEE ; transmission de la décision de compensation N+1 au MINEE et au MINFI	ARSEL
31 octobre	Transmission des données du T3 N	SOCADEL, SONATREL
30 novembre	Décision définitive N-1 (le cas échéant) ; ajustement de la compensation du T3 N ; décision sur la grille tarifaire N+1	ARSEL