



**USAID**  
FROM THE AMERICAN PEOPLE



# LIGNES DIRECTRICES POUR L'AMÉLIORATION DE LA RÉGULATION ÉCONOMIQUE ET DE LA QUALITÉ DE SERVICE DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE

BASEES SUR L'INDICE DE REGLEMENTATION DE L'ÉLECTRICITÉ (IRE) POUR L'AFRIQUE DE LA BANQUE AFRICAINE DE DEVELOPPEMENT.



## **Août 2021**

Cette publication a été réalisée aux fins d'examen par l'Agence des États-Unis pour le développement international (USAID), et préparée par l'Association nationale des Commissaires chargés de la réglementation des services d'utilités publiques (NARUC),

# LIGNES DIRECTRICES POUR L'AMÉLIORATION DE REGULATION ÉCONOMIQUE ET DE LA QUALITÉ DE SERVICE DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE

Titre du projet : Assistance technique pour l'élaboration de Lignes directrices pour l'amélioration de la régulation économique et de la qualité du service dans le secteur de l'électricité en Afrique, basées sur l'indice de réglementation de l'électricité (IRE) pour l'Afrique

Bureau de l'USAID Centre pour l'environnement, l'énergie et l'infrastructure, Bureau pour le développement, la démocratie et l'innovation)

Accord de coopération n° : AID-OAA-A-16-00042

Attributaire : Association nationale des Commissaires chargés de la réglementation des services d'utilités publiques (NARUC)

Date de publication : Juillet 2021

Auteur(s) : Emtech Energy Services Ltd.



*Cette publication a été rendue possible grâce au généreux soutien du peuple américain par l'intermédiaire de l'Agence des États-Unis pour le développement international (USAID). L'Association nationale des Commissaires chargés de la réglementation des services d'utilités publiques (NARUC) est responsable de son contenu qui ne reflète pas nécessairement le point de vue de l'USAID ni du gouvernement des États-Unis.*

## Table des matières

|                                                                                                                                                                      |           |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>RESUME ANALYTIQUE.....</b>                                                                                                                                        | <b>7</b>  |
| <b>1. INTRODUCTION .....</b>                                                                                                                                         | <b>12</b> |
| 1.1 CONTEXTE DU PROJET .....                                                                                                                                         | 12        |
| 1.2 OBJECTIFS DE LA MISSION .....                                                                                                                                    | 12        |
| 1.3 MÉTHODOLOGIE.....                                                                                                                                                | 13        |
| <b>2. REGULATION ECONOMIQUE .....</b>                                                                                                                                | <b>15</b> |
| 2.1 PRINCIPES DE BASE DE LA RÉGULATION ÉCONOMIQUE .....                                                                                                              | 15        |
| 2.2 ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ .....                                                                                                  | 18        |
| 2.2.1 DÉFINITION D'UN TARIF D'ÉLECTRICITÉ.....                                                                                                                       | 18        |
| 2.2.2 OBJECTIFS DU CALCUL DES TARIFS .....                                                                                                                           | 18        |
| 2.2.3 CARACTÉRISTIQUES D'UN TARIF ÉQUITABLE ET RAISONNABLE .....                                                                                                     | 19        |
| 2.2.4 PRINCIPES DE CALCUL DES TARIFS.....                                                                                                                            | 19        |
| 2.2.5 PROCÉDURES DE DÉFINITION DES TARIFS .....                                                                                                                      | 20        |
| 2.2.6 MÉTHODES DE DÉFINITION DES TARIFS.....                                                                                                                         | 21        |
| 2.2.7 MÉTHODOLOGIE POUR LA DÉFINITION DU TARIF DE PRODUCTION.....                                                                                                    | 21        |
| 2.2.8 MÉTHODOLOGIE D'ÉTABLISSEMENT DU TARIF DE TRANSPORT .....                                                                                                       | 23        |
| 2.2.9 MÉTHODOLOGIE D'ÉTABLISSEMENT DU TARIF D'EXPLOITATION DU RÉSEAU (EN ANGLAIS SO).....                                                                            | 24        |
| 2.2.10 MÉTHODOLOGIE POUR L'ÉTABLISSEMENT DU TARIF DES OPÉRATIONS DE MARCHÉ (OM).....                                                                                 | 25        |
| 2.2.11 MÉTHODOLOGIE POUR LA DÉFINITION DU TARIF DE DISTRIBUTION ET DE FOURNITURE .....                                                                               | 26        |
| 2.2.12 LE TARIF POUR L'UTILISATEUR FINAL .....                                                                                                                       | 27        |
| 2.2.13 FACTEUR DE SENSIBILITÉ .....                                                                                                                                  | 28        |
| 2.2.14 DEVELOPPEMENT DE MECANISMES D'AJUSTEMENT TRANSPARENTS ET PREVISIBLES POUR LES TARIFS DE L'ELECTRICITE.....                                                    | 28        |
| 2.2.15 OPTIONS POUR LE TRAITEMENT DES SUBVENTIONS, DES TARIFS POUR LES CLIENTS PAUVRES ET VULNERABLES, ET POUR LA MIGRATION VERS DES TARIFS REFLETANT LES COUTS..... | 34        |
| 2.2.16 LES DEFIS DU CALCUL DES TARIFS DE L'ELECTRICITE EN AFRIQUE.....                                                                                               | 41        |
| 2.2.17 RECOMMANDATIONS POUR LES REGULATEURS SUR L'AMELIORATION DES PRATIQUES DE DEFINITION DES TARIFS EN AFRIQUE.....                                                | 44        |
| 2.3 ÉTUDES DU COÛT DU SERVICE (ECS) DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ.....                                                                                            | 45        |
| 2.3.1 HISTORIQUE DE L'ECS DANS LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE.....                                                                                                      | 45        |
| 2.3.2 APPROCHES DES ECS.....                                                                                                                                         | 46        |
| 2.3.3 AVANTAGES DES ECS.....                                                                                                                                         | 46        |
| 2.3.4 POLITIQUES DE CONNEXION .....                                                                                                                                  | 47        |
| 2.3.5 METHODOLOGIE DES ECS DANS LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE EN AFRIQUE .....                                                                                         | 48        |
| 2.3.6 DEFIS DE LA CONDUITE DES ECS EN AFRIQUE ET OPTIONS POUR LES SURMONTER.....                                                                                     | 52        |
| 2.3.7 RECOMMANDATIONS POUR LA REALISATION DES ECS EN AFRIQUE .....                                                                                                   | 53        |
| <b>3 REGLEMENTATION TECHNIQUE (QUALITE DU SERVICE) .....</b>                                                                                                         | <b>55</b> |

|                                                                                                                                              |           |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>3.1 INTRODUCTION À LA RÉGLEMENTATION DE LA QUALITÉ DU SERVICE.....</b>                                                                    | <b>55</b> |
| <b>3.2 LES DÉFIS DE LA RÉGULATION DE LA QDS DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE.....</b>                                             | <b>56</b> |
| 3.2.1 ABSENCE DE RÉGLEMENTATION EN MATIÈRE DE QDS.....                                                                                       | 56        |
| 3.2.2 INDICATEURS CLES DE PERFORMANCE ET SUIVI DES PERFORMANCES .....                                                                        | 56        |
| 3.2.3 ENGAGEMENT INEFFICACE DES SOCIÉTÉS D'ÉLECTRICITÉ DANS L'ÉTABLISSEMENT DES NORMES .....                                                 | 56        |
| 3.2.4 ABSENCE DE DONNÉES FIABLES .....                                                                                                       | 57        |
| 3.2.5 DIFFICULTÉ À RESPECTER LES OBLIGATIONS DE DÉCLARATION.....                                                                             | 57        |
| 3.2.6 AUDIT DES DONNÉES.....                                                                                                                 | 57        |
| 3.2.7 ENQUÊTES SUR LA SATISFACTION DES CLIENTS .....                                                                                         | 57        |
| <b>3.3 QUALITÉ TECHNIQUE DES RÉGLEMENTATIONS DU SERVICE .....</b>                                                                            | <b>58</b> |
| 3.3.1 CONTINUITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ (CAE) .....                                                                           | 58        |
| 3.3.2 RECOMMANDATIONS POUR LES RÉGULATEURS RELATIVES À L'AMÉLIORATION DE LA CONTINUITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE..... | 62        |
| 3.3.3 RÉGULATION DE LA QUALITÉ DE LA TENSION (QT).....                                                                                       | 64        |
| 3.3.4 RECOMMANDATIONS SUR LA RÉGULATION DE LA QUALITÉ DE LA TENSION DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE.....                         | 68        |
| 3.3.5 RECOMMANDATIONS GÉNÉRALES POUR LE RENFORCEMENT DES RÉGLEMENTATIONS DE LA QUALITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE EN AFRIQUE.....                 | 69        |
| <b>3.4 RÉGLEMENTATION DE LA QUALITÉ DU SERVICE COMMERCIAL.....</b>                                                                           | <b>71</b> |
| 3.4.1 INDICATEURS DE PERFORMANCE POUR LA RÉGLEMENTATION DE LA QUALITÉ DU SERVICE COMMERCIAL.....                                             | 72        |
| 3.4.2 SUIVI DE LA QUALITÉ COMMERCIALE .....                                                                                                  | 74        |
| 3.4.3 PÉNALITÉS ET INDEMNISATION DES CLIENTS .....                                                                                           | 74        |
| 3.4.4 RECOMMANDATIONS POUR L'AMÉLIORATION DE LA RÉGLEMENTATION SUR LA QUALITÉ COMMERCIALE DE L'ALIMENTATION EN ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE.....   | 77        |
| <b>3.5 DÉVELOPPER DES CADRES D'ÉVALUATION DE LA SATISFACTION DES CLIENTS DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ.....</b>                           | <b>78</b> |
| 3.5.1 LES DÉFIS DE LA MISE EN ŒUVRE DES ENQUÊTES SUR LA SATISFACTION DES CLIENTS EN AFRIQUE...                                               | 78        |
| 3.5.2 RECOMMANDATIONS POUR LA RÉALISATION D'ENQUÊTES SUR LA SATISFACTION DES CLIENTS DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE.....             | 79        |
| <b>4 QUESTIONS INTERSECTORIELLES.....</b>                                                                                                    | <b>80</b> |
| <b>4.1 CAPACITÉ INSTITUTIONNELLE.....</b>                                                                                                    | <b>80</b> |
| 4.1.1 SITUATION DES CAPACITÉS INSTITUTIONNELLES DES AUTORITÉS DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE EN AFRIQUE.....                                     | 80        |
| 4.1.2 LES DÉFIS DU DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS INSTITUTIONNELLES DES RÉGULATEURS DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE.....            | 81        |
| 4.1.3 RECOMMANDATIONS POUR LE RENFORCEMENT DES CAPACITÉS INSTITUTIONNELLES DES RÉGULATEURS DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE ..... | 81        |
| <b>4.2 ÉTUDES D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION (EIR) DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ</b>                                                       | <b>85</b> |
| 4.2.1 INTRODUCTION AUX ÉTUDES D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ .....                                           | 85        |
| 4.2.2 LES DÉFIS DE LA RÉALISATION D'ÉTUDES D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE.....                    | 86        |

|            |                                                                                                                                          |           |
|------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 4.2.3      | RECOMMANDATIONS POUR LA MISE EN ŒUVRE D'ETUDES D'IMPACT DE LA REGLEMENTATION EFFICACES DANS LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE EN AFRIQUE ..... | 87        |
| <b>4.3</b> | <b>GESTION DES DONNÉES .....</b>                                                                                                         | <b>88</b> |
| 4.3.1      | GESTION DES DONNEES DANS LA REGLEMENTATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE.....                                                              | 88        |
| 4.3.2      | DEFIS DE GESTION DES DONNEES POUR LES REGULATEURS DANS LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE EN AFRIQUE.....                                       | 89        |
| 4.3.3      | RECOMMANDATIONS POUR LE DEVELOPPEMENT DE SYSTEMES AMELIORES DE GESTION DES DONNEES DANS LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE EN AFRIQUE.....      | 89        |
| <b>5</b>   | <b>CONCLUSION .....</b>                                                                                                                  | <b>92</b> |

## Liste des figures

- Figure 2.1 Modules des tarifs des utilisateurs finaux  
Figure 4.1 Processus RIA

## Liste des tableaux

- Tableau 2.1 Synthèse des performances des pays du sous-indice des réglementations économiques de 2020  
Tableau 2.2 Inflexion vers des tarifs de vérité des prix au Nigeria  
Tableau 2.3 Coût du service par fonction  
Tableau 2.4 Classement des coûts selon les fonctions dans la chaîne d'approvisionnement  
Tableau 2.5 Affectation des coûts par catégorie de clients  
Tableau 3.1 Définition des niveaux de tension en Europe  
Tableau 3.2 Responsabilité en matière de réglementations relatives à la qualité de la tension  
Tableau 3.3 Proposition d'ajout progressif d'indicateurs garantis par la QC

## Liste des exercices

- Exercice 2.1 Évaluation de l'incidence des variations du coût du carburant sur le prix de l'électricité  
Exercice 2.2 Évaluation de l'incidence des variations du taux de change sur le prix de l'électricité  
Exercice 2.3 Évaluation de l'incidence de l'inflation sur le prix de l'électricité

## Résumé analytique

### Contexte

L'Indice de réglementation de l'électricité (IRE) en Afrique est une publication de la Banque africaine de développement (BAD) visant à présenter une vue d'ensemble de l'évolution des problématiques et développements liés à la réglementation de l'électricité en Afrique. La première édition de l'IRE a été publiée en 2018 et a été mise à jour et publiée chaque année depuis lors. La troisième édition a été publiée en novembre 2020. L'édition 2018 a débuté par un examen des évolutions et des capacités réglementaires dans 15 pays, et l'édition 2020 comprend des données de 36 pays africains participants.

L'IRE comprend trois piliers ou sous-indices : l'indice de gouvernance réglementaire (IGR) ; l'indice de substance réglementaire (ISR) et l'indice d'effet réglementaire (IER). Comme l'explique l'IRE 2020 :

“L'IGR évalue le niveau de développement du cadre juridique et institutionnel pour la réglementation du secteur d'un pays donné. Il mesure l'existence et la qualité de la réglementation du secteur de l'électricité.

L'ISR évalue la manière dont l'autorité de régulation a exécuté le mandat qui lui a été confié en élaborant et en mettant en œuvre les principaux instruments et cadres réglementaires pour le secteur.

L'IER mesure les effets des décisions, actions et processus réglementaires sur le secteur du point de vue des entités régulées. Il donne un aperçu de la manière dont les actions des régulateurs ont affecté les performances du secteur.”<sup>1</sup>

Le rapport IRE montre que si les pays ont tendance à obtenir le meilleur score sur l'IGR, en revanche les scores sur l'ISR sont relativement plus bas, tandis que le IER a le score moyen le plus bas. L'ISR réalisé par une autorité nationale de régulation (ANR) est crucial pour son efficacité globale, car il reflète la mesure dans laquelle la mission d'un régulateur aboutit à des décisions et des mesures efficaces. L'ISR est déterminé dans l'IRE 2020 à l'aide de sept indicateurs : réglementation économique ; réglementation technique ; cadre d'octroi de licences ; capacité institutionnelle ; développement des énergies renouvelables ; mini-réseaux et systèmes hors-réseaux ; et efficacité énergétique.

Au cours des trois dernières années, la plupart des pays évalués ont affiché des performances moyennes ou inférieures à la moyenne pour les indicateurs ISR des réglementations économiques et de qualité du service. Le rapport IRE 2020 indique que le score moyen des réglementations économiques est de 0,534, tandis que le score moyen des réglementations techniques est de 0,506. Les rapports IRE fournissent plusieurs recommandations sur les améliorations possibles à apporter à ces indicateurs.

La BAD a initié une collaboration avec l'USAID et la NARUC afin de formuler des stratégies concrètes de mise en œuvre de ses recommandations et d'autres interventions conformes aux meilleures pratiques mondiales en vue d'améliorer la réglementation du secteur de l'électricité en Afrique. Ce projet vise à élaborer des lignes directrices favorisant l'amélioration de la régulation économique et de qualité de service dans le secteur de l'électricité en Afrique, et à fournir des mesures claires qu'il conviendrait que les pays adoptent pour améliorer la mise en œuvre d'une régulation économique et de la qualité de service efficace.

L'IRE 2020 démontre la piètre performance de nombreux pays étudiés par la BAD, mesurée par des

---

<sup>1</sup> Banque africaine de développement "Réglementation de l'électricité en Afrique 2020"

indicateurs sur la qualité du service et la régulation économique. Il est escompté que les lignes directrices servent de catalyseur pour améliorer les performances réglementaires dans ces deux domaines critiques.

### **Régulation économique**

La régulation économique porte sur le fonctionnement efficace du marché de l'électricité afin de garantir que les prix sont équitables tant pour les fournisseurs que pour les consommateurs. Il s'agit notamment de la conception tarifaire, la tarification des services, les investissements dans les réseaux ainsi que les pertes techniques et commerciales. La régulation économique sont nécessaires pour orienter le marché de l'électricité vers une liquidité et une viabilité suffisante.

En évaluant la régulation économique dans le secteur de l'électricité en Afrique, le rapport IRE identifie plusieurs défis d'importance. Tout d'abord, près de la moitié des pays étudiés ne sont pas dotés d'un cadre en place pour développer des méthodologies de tarification de l'électricité grâce à des procédures de révision et des mécanismes d'ajustement transparents et prévisibles. Si des méthodologies tarifaires robustes ont été développées, la base de données inexacts et insuffisantes et l'asymétrie des informations entraînent des tarifs qui ne reflètent pas les coûts étant donné les erreurs des hypothèses sous-jacentes du calcul des tarifs.

D'autres questions critiques insuffisamment réglées par les ANR incluent le traitement des subventions pour les pauvres et les vulnérables et la migration vers des tarifs reflétant les coûts. Ceci est particulièrement important étant donné que l'accessibilité des tarifs reflétant les coûts reste un défi majeur pour étendre l'accès de l'électricité aux groupes économiquement faibles en Afrique, et au vu des objectifs sociaux de la plupart des gouvernements visant à donner accès à l'électricité aux populations indépendamment des considérations économiques.

Ce rapport et ses lignes directrices visent ainsi à relever ces défis et à fournir aux ANR des options et des recommandations réalisables pour améliorer la régulation économique. Pour ce faire, le rapport fournit des informations de base utiles jugées essentielles pour renforcer la capacité des régulateurs à calculer efficacement les tarifs, y compris des aperçus fondamentaux des objectifs, des caractéristiques, des principes, des procédures et des méthodes de formulation et de mise en œuvre des tarifs de l'électricité.

Parmi les options présentées pour le développement de méthodologies tarifaires transparentes et prévisibles avec des procédures de révision et des mécanismes d'ajustement adaptés présentées ici, il est préconisé de tenir compte de facteurs tels que le coût du carburant, le taux d'inflation et les fluctuations des taux de change. L'étude de cas de l'Ouganda présente la mise en œuvre par l'Autorité de régulation de l'électricité de l'Ouganda (ERA) d'une méthodologie tarifaire qui assure reflétant les coûts, assortie de procédures de révision et des mécanismes d'ajustement adaptés.

Ce rapport apporte également des recommandations relatives à la prise en charge des consommateurs pauvres et vulnérables dans le cadre de la promotion d'une migration vers des tarifs reflétant les coûts. Les ANR peuvent envisager un interfinancement des différents segments de clientèle ou encore le recours à des subventions de l'État lorsqu'elles poursuivent une voie de transition vers la réfectivité des coûts. Toutefois, cette décision doit être fondée sur une évaluation de l'impact réglementaire afin de comprendre pleinement les implications en termes de coûts et d'élaborer un calendrier clair et réaliste pour la migration des tarifs. Une étude de cas du Lesotho met en évidence l'utilisation par l'organisme de régulation de tarifs vitaux (en anglais lifeline) pour garantir le caractère abordable pour les clients à faible revenu.



Selon les conclusions du rapport IRE, la plupart des pays en Afrique n'ont pas réalisé récemment d'études du coût du service (ECS), ce rapport examine donc en détail l'impact des ECS sur le calcul de tarifs reflétant les coûts. Deux démarches de ECS sont examinées : l'approche intégrée et celle du coût marginal. L'approche intégrée est recommandée car elle est moins complexe et plus couramment utilisée.

Les lignes directrices IRE abordent la méthodologie à suivre pour entreprendre une ECS, à commencer par le calcul du niveau de recettes nécessaire pour le service d'utilité publique, puis la répartition des coûts, leur fonctionnalisation, leur classification et leur affectation. Le coût du service est un facteur essentiel dans la définition de l'affectation des recettes et la conception tarifaire d'un service d'utilité publique. Il est donc impératif d'effectuer une ECS pour faciliter la définition d'un niveau prudent de recettes nécessaire (c'est-à-dire le coût plus une marge de rendement raisonnable) et l'affectation adaptée des coûts à chaque catégorie de clients.

Enfin, ce rapport examine les défis à relever pour réaliser une ECS en Afrique et offre des options et des recommandations spécifiques au contexte pour pleinement relever ces défis. Parmi les défis examinés : l'absence de politiques de connexion au réseau dans la plupart des pays étudiés qui empêche les services d'utilités publiques et les régulateurs d'attribuer convenablement les coûts de raccordement. Les études de cas présentent l'expérience de Spanish Fork, un service d'utilité publique américain, dans la réalisation d'une ECS dont les résultats ont servi à la Zambie et à l'Ouganda dans le calcul de leurs tarifs.

### **Réglementation de la qualité du service**

La réglementation de la qualité du service (QdS) relève des réglementations techniques dont les ANR sont responsables. La QdS est l'ensemble des caractéristiques des services d'alimentation en électricité concernant la capacité à satisfaire les besoins des consommateurs. D'ordinaire, une QdS est abordée du point de vue des utilisateurs finaux, dont la perception des services d'alimentation en électricité est influencée par plusieurs facteurs : problèmes techniques, principes commerciaux et mécanismes de règlement des différends et d'application. La QdS comporte deux principaux aspects : (1) la qualité commerciale (QC) et (2) la qualité technique. La qualité technique comporte deux sous-catégories, (1) la continuité de l'alimentation en électricité (CAE) et (2) la qualité de la tension (QT).

Le rapport IRE 2020 montre que les cadres réglementaires relatifs à la qualité du service sont asthéniques dans l'ensemble du secteur de l'électricité en Afrique ; 55 % des pays étudiés n'ont aucune réglementation nationale de la QdS, et bon nombre des pays dotés d'une réglementation de la QdS n'ont aucune norme, ni référence clairement définie pour les indices clés de la QdS. Ce rapport et ses lignes directrices abordent les défis des réglementations relatives à la QdS, et traitent des questions et des problématiques à partir des trois composantes de la QdS mentionnées ci-dessus : CAE, QT et QC.

La **continuité de l'alimentation en électricité (CAE)** se rapporte aux interruptions de l'alimentation en électricité et se concentre sur les événements où la tension aux bornes d'alimentation d'un réseau tombe à zéro ou presque. Ce rapport et ses lignes directrices examinent les indicateurs les plus courants utilisés pour surveiller la CAE, y compris l'indice de durée moyenne des interruptions du réseau (en anglais SAIDI), l'indice de fréquence moyenne des interruptions du réseau (en anglais SAIFI), l'indice de distribution moyenne des interruptions pour le consommateur (en anglais CAIDI), l'indice de fréquence moyenne des interruptions pour le consommateur (en anglais CAIFI) et l'énergie non fournie (en anglais ENS). Ces indicateurs et les procédures de surveillance des pays étudiés sont

comparés à ceux utilisés en Europe, tels que décrits dans le 6<sup>e</sup> rapport d'évaluation comparative sur la qualité du service du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER).

Sur la base des défis identifiés et des meilleures pratiques internationales, ce rapport présentant les lignes directrices fournit des options et des recommandations pour améliorer la réglementation de CAE en Afrique, y compris l'introduction progressive du suivi des interruptions courtes (en plus de la pratique actuelle de suivi des interruptions longues) ; la normalisation des procédures de collecte de données sur tout le continent pour faciliter la comparaison et l'étalonnage ; et la mise en œuvre de systèmes d'incitations adaptées pour maintenir et améliorer la CAE.

Les mesures de **qualité de la tension (QT)** couvrent un large éventail de perturbations et d'écarts de tension ou de courbe d'onde par rapport aux valeurs optimales. Ces perturbations de la qualité de la tension peuvent avoir un impact sur le fonctionnement du réseau électrique et/ou des unités raccordées au réseau.

La qualité de la tension est l'aspect technique le plus complexe de la qualité de l'alimentation en électricité. Les problèmes de mesure, le choix d'indicateurs adaptés et le réglage de limites exigent une surveillance détaillée de chaque perturbation. De plus, les actions des différentes parties prenantes contribuent au degré et à l'impact de la perturbation. Il est donc souvent difficile d'attribuer la responsabilité à une partie prenante donnée, par ex. l'opérateur de réseau ou l'un des utilisateurs finaux connectés. C'est pour cette raison que la régulation de la qualité de la tension doit trouver l'équilibre entre le coût pour les clients des mauvais fonctionnements ou des dégâts des équipements et toute augmentation directe ou indirecte des tarifs venant des investissements d'amélioration du réseau.

Le présent rapport et ses lignes directrices en tiennent compte et formulent des recommandations adaptées pour améliorer la régulation de la QT en Afrique. Les recommandations incluent l'impératif pour le régulateur d'établir un cadre transparent de diligence raisonnable dans l'identification des responsabilités des parties prenantes quant aux perturbations de tension, conformément au concept de partage des responsabilités décrit dans ce rapport ; la publication régulière de données sur la qualité de la tension ou des statistiques basées sur les données suivies aux fins de sensibilisation du public ; et l'élaboration de campagnes de sensibilisation et d'éducation plus robustes concernant les effets des problèmes de qualité de la tension sur le réseau et les clients individuels connectés au réseau.

La **qualité commerciale (QC)** est directement associée aux transactions entre les services d'utilités publiques (opérateurs de services de distribution [OSD], fournisseurs, ou les deux) et les clients. La qualité commerciale couvre non seulement la fourniture et la vente d'électricité, mais aussi diverses formes d'interaction entre les services d'utilités publiques et les clients.

Les indicateurs de la qualité commerciale peuvent être classés en quatre grands groupes représentant les principaux domaines d'interface entre le client et le service d'utilité publique concerné. Les voici : (1) le raccordement (ou connexion), (2) le service à la clientèle, (3) le service technique et (4) le comptage et la facturation. Ces quatre catégories de QC et leurs indicateurs de mesure sont analysés dans ce rapport. La plupart des indicateurs de la qualité commerciale du service sont sur base de délai, car pour le client, la rapidité de la fourniture du service ou du règlement des réclamations est au cœur du mandat du service d'utilité publique à son égard. Ce qui est souvent traduit par une charte du service à la clientèle, qui peut éventuellement être tirée de la réglementation nationale en matière de QdS.

Parmi les recommandations présentées pour améliorer la réglementation de la qualité du service dans le secteur de l'électricité en Afrique, citons la nécessité de passer en revue régulièrement les indicateurs de qualité du service, en tenant compte des évolutions des conditions nationales ou des attentes des clients ; l'assurance d'une plus grande protection des clients par l'introduction progressive de niveaux de qualité du service garantis assortis d'un dédommagement automatique en cas de non-respect de ces seuils par la compagnie d'électricité ; et l'exécution d'enquêtes périodiques de satisfaction des clients. Les études de cas de la Hongrie et de la Namibie montrent comment ces pays ont adopté différentes démarches pour une réglementation efficace de la QC.

### **Questions intersectorielles**

En outre des stratégies d'amélioration de la réglementation économique et de la qualité du service, ces lignes directrices abordent également trois questions intersectorielles essentielles qui entravent systématiquement la capacité des ANR à mettre en œuvre efficacement la régulation économique et de la qualité du service.

Ces questions intersectorielles sont (1) la capacité institutionnelle, (2) l'évaluation de l'impact réglementaire, et (3) la gestion des données. Ce rapport propose plusieurs recommandations pour faire face aux défis critiques de chacune de ces questions.

Ces lignes directrices ont été élaborées pour apporter aux pays des mesures claires pour renforcer le développement et la mise en œuvre des réglementations économiques et de QdS efficaces. La mise en œuvre des recommandations devrait permettre d'améliorer de façon mesurable les régulations économiques et de la qualité du service dans le secteur de l'électricité en Afrique.

## **I. Introduction**

### **I.1 Contexte du projet**

L'accès à l'électricité en Afrique en 2020 est estimé à quelque 54 %. Cela signifie que près de 600 millions d'Africains n'ont pas accès à l'alimentation électrique, qu'elle sur réseau ou hors réseau.<sup>2</sup> Ce problème est imputable au manque d'investissements suffisants dans le secteur, ainsi qu'à l'absence de ressources et de capacités pour régler les principaux problèmes de base, notamment la gouvernance du secteur. La plupart des entreprises d'électricité sur le continent africain restent détenues par l'État et, au fil des ans, les gouvernements africains n'ont pas été en mesure de fournir les investissements publics, ni l'expertise nécessaires pour orienter le secteur vers sa viabilité et sa rentabilité. Les pouvoirs publics ont ainsi ouvert le secteur de l'électricité à une participation du secteur privé.

Une participation efficace de ce secteur est largement tributaire d'une garantie que les investissements réalisés dans les projets produiront un rendement raisonnable, appuyé par un environnement porteur propice à la prévisibilité et à la responsabilité. Sur cette base, les réformes du secteur de l'électricité promulguées sur le continent africain depuis vingt ans ont été marquées par l'instauration de régulateurs indépendants afin de fournir les bases sur lesquelles une industrie durable de fourniture d'électricité peut se construire. Les régulateurs indépendants sont essentiels pour assurer la transparence, la prévisibilité et la gouvernance efficace nécessaires pour attirer et retenir les investissements, tout en protégeant les consommateurs et en poursuivant les objectifs de politique sociale tels que l'accès universel à l'électricité.

La Commission de l'Union africaine (CUA) travaille de concert avec des partenaires de développement et d'autres institutions continentales pour réaliser l'objectif des Nations Unies d'un accès universel aux services énergétiques modernes d'ici 2030 et pour harmoniser les marchés de l'électricité en Afrique. Parmi ces initiatives, l'on compte la publication de l'Indice de réglementation de l'électricité de la Banque africaine de développement. Grâce à ce rapport IRE, la BAD vise à renforcer la gouvernance réglementaire en Afrique par un suivi de l'évolution du paysage réglementaire du secteur de l'électricité des pays africains et en mettant en évidence les principaux domaines à améliorer.

### **I.2 Objectifs de la mission**

L'Indice de réglementation de l'électricité pour l'Afrique (IRE) est une publication de la Banque africaine de développement (BAD) visant à évaluer l'état de la réglementation de l'électricité sur le continent africain. La première édition IRE a été publiée en 2018 et a été mise à jour et publiée chaque année depuis lors, la troisième édition a été publiée en novembre 2020. L'édition 2020 commence par un examen des développements et des capacités réglementaires dans 15 pays en 2018, et elle comprend des données de 36 pays africains.

L'IRE comprend trois piliers ou sous-indices : l'indice de gouvernance réglementaire (IGR) ; l'indice de substance réglementaire (ISR) ; et l'indice d'effet réglementaire (IER).

L'IGR évalue la législation portant création de l'ANR pour en examiner l'efficacité du régulateur quant à son mandat, ses fonctions, sa structure et son indépendance. L'ISR emprunte plusieurs indicateurs pour évaluer l'efficacité avec laquelle l'ANR a traduit son mandat en réglementations, règlements et

---

<sup>2</sup> IEA, *Population without access to electricity in Africa*, 2000-2020, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/population-without-access-to-electricity-in-africa-2000-2020>

codes favorables à une réglementation efficace du secteur de l'électricité. L'IER, quant à lui, porte sur l'impact des règles et règlements établis par l'ANR, principalement du point de vue des entités réglementées et des consommateurs d'électricité.

Les pays ont tendance à obtenir le score le plus élevé sur l'IGR, alors que ceux sur l'ISR sont relativement plus faibles, et l'IER obtient le score moyen le plus bas. Cela montre clairement que même s'il existe des lois habilitantes pour stimuler le développement de cadres réglementaires robustes, les régulateurs sont bridés dans l'opérationnalisation de leurs mandats concernant la mise en place des interventions réglementaires requises. Cela a un impact négatif sur le développement du secteur, comme en témoignent les indices de résultats réglementaires inférieurs à la moyenne.

L'IRE 2020 détermine les scores ISR à l'aide de sept indicateurs : réglementation économique ; réglementation technique ; cadre d'octroi de licences ; capacité institutionnelle ; développement des énergies renouvelables ; systèmes de mini-réseaux et systèmes hors réseau ; et efficacité énergétique.

La plupart des pays évalués ont obtenu ces trois dernières années des scores moyens ou inférieurs à la moyenne pour les indicateurs IRE mesurant la qualité économique et commerciale de la réglementation relatifs au service. Les rapports IRE proposent un nombre de recommandations sur la façon dont les scores pour ces indicateurs peuvent être améliorés.

La BAD a lancé une collaboration avec l'USAID et la NARUC pour formuler des stratégies concrètes de mise en œuvre des recommandations et d'autres interventions conformes aux meilleures pratiques mondiales pour améliorer la gouvernance réglementaire en Afrique. Ce projet pour l'élaboration de lignes directrices favorisant la progression des réglementations économiques et commerciales de la qualité du service dans le secteur de l'électricité en Afrique présente clairement aux pays les étapes à suivre pour améliorer la mise en œuvre de réglementations économiques et de qualité du service efficaces.

L'IRE 2020 indique de piètres résultats de nombreux pays africains mesurés par des indicateurs sur la qualité du service et les régulations économiques, ces lignes directrices sont donc conçues pour apporter une amélioration des performances réglementaires dans ces deux domaines critiques. Ces questions thématiques, si elles sont pleinement prises en compte, auront le plus grand impact sur l'amélioration des performances et des résultats des réglementations. Ces Lignes directrices, qui tiennent compte des tendances de la performance réglementaire en Afrique de 2018 à 2020, s'appuient principalement sur les résultats de l'édition IRE 2020 à titre de référence.

### **1.3 Méthodologie**

Ces Lignes directrices abordent les lacunes sous-jacentes de la réglementation économique et de la qualité du service, identifiées dans les différents rapports IRE de la BAD. Les stratégies proposées pour régler ces problèmes sont conformes aux meilleures pratiques internationales adaptées au secteur de l'électricité en Afrique.

Les recommandations présentées dans ce rapport ont été élaborées sur la base d'une étude documentaire complète d'analyse des documents principaux et autres informations importantes relatives à la mission. Pour rappel, les rapports IRE 2018, 2019 et 2020 ont été analysés pour comprendre les tendances des réglementations économiques et de qualité du service en Afrique.

Une analyse comparative de ces dernières, dans différentes régions, dont l'Europe, l'Amérique et l'Asie, a également été réalisée pour déterminer les meilleures pratiques et les grandes tendances

internationales. Les associations régionales de régulation telles que la NARUC et l'Association régionale des régulateurs de l'énergie (Energy Regulators Regional Association, ERRA) ont apporté leur contribution sur les meilleures pratiques dans leur région respective en matière de régulations économiques et de qualité du service, à partir des enseignements tirés et des études de cas réalisées sur des questions analogues. Cette comparaison régionale garantit que le présent rapport reflète les tendances internationales actuelles en matière de réglementation économique et de qualité du service.

Axé sur les meilleures pratiques internationales, ce rapport s'appuie également sur les conclusions du rapport IRE 2020 sur les bonnes pratiques réglementaires en Afrique ainsi que sur les connaissances et l'interprétation locales du secteur électrique africain. Les auteurs ont également mené des entretiens avec des régulateurs africains de pays aux scores élevés dans des domaines de la réglementation économique et de la qualité du service. Certaines de leurs interventions réglementaires sont mises en évidence à titre d'études de cas dans ce rapport.

## 2. Régulation économique

### 2.1 Principes de base de la régulation économique

La régulation est communément définie comme étant les règles et les instructions qui déterminent, contrôlent et assurent le respect des tarifs maximaux autorisés et les normes de service minimales admissibles pour les fournisseurs de services.<sup>3</sup> La régulation de l'industrie de l'électricité comporte deux catégories : régulation technique et régulation économique. La régulation technique comprend la régulation de la qualité du service, couvre des domaines tels que les normes techniques, les normes de qualité du service, la disponibilité du service et les pertes techniques.

La régulation économique porte sur le fonctionnement efficace du marché de l'électricité afin de garantir des prix équitables tant pour les fournisseurs que pour les consommateurs. Elles couvrent notamment l'établissement des tarifs, la tarification des services, les investissements dans les réseaux et les pertes commerciales. Ces réglementations économiques sont nécessaires pour orienter le marché de l'électricité vers sa liquidité et sa viabilité. L'objectif ultime des réglementations consiste à appuyer la rentabilité de ce secteur, commercialement viable, tout en offrant le meilleur rapport qualité-prix - qualité, rendement et prix - assortie de services disponibles, sûrs et abordables pour tous, y compris les pauvres.

Deux concepts clés de la régulation : **incitations et efficacité**. Les opérateurs sont incités à investir grâce à la possibilité de recouvrement de leur capital grâce à des tarifs reflétant les coûts. Des flux de recettes uniformes et prévisibles pour les services fournis garantissent que les opérateurs disposent de ressources suffisantes pour une exploitation et un entretien efficace de leurs installations et de leurs équipements afin d'assurer la qualité (technique et commerciale) du service et de répondre aux attentes des consommateurs.

Les régulateurs peuvent avoir recours à différents moyens pour établir une supervision économique viable des activités du marché de l'électricité, notamment :

- ❖ Régulation des recettes : Les recettes autorisées doivent être suffisamment élevées pour financer les opérateurs de réseau, sans que les consommateurs ne soient amenés à payer des prix élevés et injustifiés.
- ❖ Normes de qualité et incitations à la performance : Les normes de qualité sont les conditions de service qu'une société prestataire d'électricité doit respecter, par ex. la fiabilité de l'alimentation en électricité, la qualité de la tension, etc. Ces conditions peuvent être liées à la régulation des recettes par le biais de l'établissement des tarifs. Les incitations à la performance sont des incitations économiques destinées à encourager l'opérateur à améliorer ses performances (par exemple, en réduisant les pertes du réseau).

La régulation économique porte généralement sur des questions de coûts, d'accessibilité et de viabilité financière. Les éléments essentiels d'une réglementation économique comportent :

- ❖ Le nombre et l'emplacement des participants du marché (pour évaluer les impacts sur la concurrence et les prix) ;

---

<sup>3</sup> Dr. De Mastle, Clemencia Torres, "Infrastructure Trends and Priorities: A view from the World Bank". Un document présenté au programme de formation WB - PURC, Université de Floride - Juin 2008

- ❖ La taille des participants sur le marché (pour régler les questions de position sur le marché et de contrôle des prix) ;
- ❖ Le panachage des technologies de production (pour évaluer le coût de la production et sa sécurité, ainsi que le prix de l'électricité) ; et
- ❖ L'architecture financière des investissements dans le secteur de l'électricité (y compris les ratios d'endettement, le coût moyen pondéré du capital [en anglais WACC] et les prix).

La tarification est l'élément le plus important de la régulation économique. Les considérations générales de tarification sont les suivantes :

- ❖ Les signaux de prix reçus par les utilisateurs finaux doivent refléter les coûts et inciter aux comportements rationnels.
- ❖ La tarification doit promouvoir l'efficacité dans la fourniture des services et des produits.
- ❖ Le marché stagne ou se développe en fonction de l'efficacité et de la méthodologie d'établissement des prix.

Il existe deux formes courantes de régulation économique. Les voici :

- ❖ La régulation du coût du service ou la régulation du taux de rendement (en anglais RoR), appuyée sur des investissements prudents en capital et d'autres coûts et ;
- ❖ La régulation incitative (RI), également sous deux formes : La régulation par plafonnement des prix (RPP) et la régulation par plafonnement des recettes (RPR).

Ces deux formes de régulation économique visent à réglementer les prix pour garantir qu'ils présentent la vérité des prix.

Les rapports IRE évaluent la régulation économique à titre de sous-indice du ISR. Le tableau ci-dessous résume les résultats du rapport IRE 2020 :

Tableau 2.1 : Résumé des performances des pays sur le sous-indice de la régulation économique pour 2020

| S/N | Pays                      | Score | Méthodologie d'établissement des tarifs | ECS | Existence du tarif "lifeline" | Coût du tarif - Réflectivité | Mécanisme d'ajustement automatique des tarifs |
|-----|---------------------------|-------|-----------------------------------------|-----|-------------------------------|------------------------------|-----------------------------------------------|
| 1   | Angola                    | 0,615 | Qui                                     | Qui | Qui                           | Qui                          | Qui                                           |
| 2   | République du Bénin       | 0,846 | Qui                                     | Qui | Qui                           | Qui                          | Qui                                           |
| 3   | Botswana                  | 0,462 | Non                                     | Non | Non                           | Non                          | Non                                           |
| 4   | Burkina Faso              | 0,308 | Non                                     | Non | Non                           | Non                          | Non                                           |
| 5   | Burundi                   | 0,538 | Non                                     | Non | Non                           | Non                          | Non                                           |
| 6   | Cameroun                  | 0,538 | Non                                     | Qui | Non                           | Non                          | Non                                           |
| 7   | République centrafricaine | 0,154 | Non                                     | Non | Non                           | Non                          | Non                                           |
| 8   | République du Tchad       | 0,00  | Non                                     | Non | Non                           | Non                          | Non                                           |



|    |                     |       |          |          |     |     |          |
|----|---------------------|-------|----------|----------|-----|-----|----------|
| 9  | Côte d'Ivoire       | 0,231 | Non      | Qui      | Non | Non | Non      |
| 10 | RDC                 | 0,538 | Qui      | Non      | Qui | Non | Non      |
| 11 | Eswatini            | 0,692 | Qui      | Qui      | Qui | Non | Non      |
| 12 | Éthiopie            | 0,615 | Qui      | Qui      | Qui | Qui | Non      |
| 13 | Gambie              | 0,462 | Non      | Non      | Qui | Non | Non      |
| 14 | Gabon               | 0,308 | Non      | Non      | Non | Non | Non      |
| 15 | Ghana               | 0,692 | Qui      | Qui      | Qui | Qui | Qui      |
| 16 | Guinée              | 0,462 | Non      | Non      | Non | Non | Non      |
| 17 | Kenya               | 0,923 | Qui      | Qui      | Qui | Qui | Qui      |
| 18 | Lesotho             | 0,615 | Qui      | Qui      | Qui | Qui | Non      |
| 19 | Liberia             | 0,462 | En cours | Qui      | Qui | Qui | En cours |
| 20 | Madagascar          | 0,385 | Qui      | Non      | Non | Non | Non      |
| 21 | Malawi              | 0,538 | Qui      | Qui      | Qui | Non | Qui      |
| 22 | Mali                | 0,692 | Non      | Non      | Non | Non | Non      |
| 23 | Maurice             | 0,538 | En cours | Non      | Qui | Non | Non      |
| 24 | Mozambique          | 0,462 | En cours | Non      | Non | Non | En cours |
| 25 | Namibie             | 0,769 | Qui      | Qui      | Qui | Qui | Qui      |
| 26 | Niger               | 0,538 | Qui      | Non      | Non | Non | Non      |
| 27 | Nigeria             | 0,769 | Qui      | Non      | Qui | Non | Qui      |
| 28 | République du Congo | 0,154 | Non      | Non      | Non | Non | Non      |
| 29 | Rwanda              | 0,615 | Non      | Qui      | Qui | Qui | Non      |
| 30 | Sénégal             | 0,692 | Qui      | Qui      | Qui | Qui | Nil      |
| 31 | Sierra Leone        | 0,462 | Qui      | Non      | Qui | Non | Non      |
| 32 | Tanzanie            | 0,923 | Qui      | Qui      | Qui | Qui | Qui      |
| 33 | Togo                | 0,385 | Non      | Non      | Non | Non | Non      |
| 34 | Ouganda             | 0,923 | Qui      | Qui      | Qui | Qui | Qui      |
| 35 | Zambie              | 0,462 | Qui      | En cours | Qui | Non | Non      |
| 36 | Zimbabwe            | 0,462 | Non      | Non      | Qui | Non | Non      |

Source : IRE pour l'Afrique, 2020

Le sous-indice de régulation économique IRE note l'existence ou l'exécution des éléments suivants : méthodologie d'établissement des tarifs, étude du coût du service, options tarifaires vitales ("lifeline"), réfectivité des coûts des tarifs et mécanismes d'ajustement des tarifs. La performance globale de chaque pays pour ce sous-indice indique ainsi sa performance dans les indicateurs constitutifs.

A l'exception de quelques pays comme l'Angola, la République du Bénin, le Ghana, le Kenya, le Lesotho, la Namibie, le Nigeria, le Sénégal et l'Ouganda, les performances des pays sur les indicateurs ci-dessus sont infra-optimales et exigent donc des améliorations. Ces lignes directrices montrent comment des améliorations seront obtenues pour renforcer les scores du sous-indice de régulation économique des pays. En améliorant leurs réglementations économiques, les pays peuvent également améliorer leurs performances d'IRS et d'IER. Les recommandations formulées ici se basent dans l'ensemble sur les meilleures pratiques tout en tenant compte de l'existence, ou pas, d'un environnement porteur dans une majorité de pays africains.

## 2.2 Établissement des tarifs dans le secteur de l'électricité

L'établissement des tarifs est l'un des processus fondamentaux nécessaires pour le fonctionnement efficace d'un réseau d'énergie électrique. La tarification tient compte des besoins et des intérêts des consommateurs, des services d'utilités publiques et des décideurs politiques, et détermine en outre la durabilité du réseau électrique dans son ensemble. Avant de détailler les procédures d'établissement des tarifs, il est nécessaire de comprendre les caractéristiques fondamentales de ce thème, notamment le calcul d'un tarif d'électricité, les objectifs clés de l'établissement des tarifs, les qualités d'un tarif rationnel et les principes internationalement acceptés de l'établissement des tarifs, comme suit.

### 2.2.1 Définition d'un tarif d'électricité

Un tarif, dans le contexte de cette mission, se rapporte au tarif de l'utilisateur final, il s'agit du taux auquel l'énergie électrique est fournie à un consommateur. Bien que le tarif comprenne le coût total de la production et de la fourniture d'électricité, plus les bénéfices éventuels, il n'est pas le même pour chaque type de consommateur. Par conséquent, les différents types de consommateurs (intérieurs, commerciaux et industriels) sont dûment pris en compte lors du calcul du tarif. Cela rend la tâche de l'établissement des tarifs assez compliquée. Un tarif typique prend en considération les éléments suivants :

- ❖ Recouvrement des coûts prudents de la production d'électricité ;
- ❖ Recouvrement du coût prudent des investissements en capital dans les réseaux de transmission et de distribution ;
- ❖ Recouvrement de toutes les dépenses, y compris l'amortissement, les taxes et le coût d'exploitation et d'entretien de l'infrastructure électrique, de l'équipement de comptage, de l'infrastructure de facturation, etc.
- ❖ Un rendement adapté des investissements en capital.

### 2.2.2 Objectifs du calcul des tarifs

Une déclaration claire des objectifs aide toutes les parties prenantes à évaluer le caractère adapté des propositions tarifaires et du tarif approuvé. Des objectifs clairs établissent la prévisibilité et améliorent la confiance des parties prenantes dans le processus réglementaire. Certains des objectifs du calcul des tarifs comprennent :

- ❖ Recouvrer les investissements prudemment engagés ;
- ❖ Améliorer la qualité du service ;
- ❖ Renforcer la sécurité énergétique ;
- ❖ Maintenir la santé financière du service d'utilité publique ;
- ❖ Promouvoir l'efficacité énergétique ;
- ❖ Élargir l'accès aux services d'électricité ; et
- ❖ Réduire la pauvreté.

### 2.2.3 Caractéristiques d'un tarif équitable et raisonnable

Un tarif équitable et raisonnable présente les caractéristiques suivantes :

- ❖ Rendement raisonnable : Le tarif doit permettre à la compagnie d'électricité d'obtenir un rendement raisonnable sur ses investissements prudemment engagés pour fournir des services électriques fiables. Cela implique que les recettes totales provenant des consommateurs doivent être égales au coût de production et de fourniture d'énergie électrique à ces consommateurs, plus un rendement raisonnable sur les investissements. Cela permettra au service d'utilité publique de fournir un service électrique fiable.
- ❖ Équité : Le tarif doit être équitable afin que les différentes catégories de consommateurs soient satisfaites du taux facturé pour l'énergie électrique consommée. Ainsi, un gros consommateur d'électricité devrait être facturé à un tarif inférieur à celui d'un petit consommateur, car l'augmentation de la consommation d'énergie répartit les charges fixes sur un plus grand nombre d'unités, réduisant ainsi le coût global de production d'une unité d'énergie.
- ❖ Simplicité : Le tarif doit être simple afin qu'un consommateur ordinaire puisse le comprendre facilement. Un tarif compliqué peut susciter l'opposition du public.
- ❖ Raisonnable : L'élément de profit dans le tarif doit être raisonnable et aussi bas que possible.
- ❖ Abordable : Le tarif doit être abordable pour chaque catégorie de clients, afin d'encourager un grand nombre de consommateurs à utiliser l'électricité.

### 2.2.4 Principes de calcul des tarifs

En fixant le tarif, un régulateur doit appliquer les principes suivants :

- ❖ Le tarif doit permettre à l'opérateur du service public de récupérer ses coûts d'exploitation efficaces.
- ❖ Le tarif doit permettre le recouvrement d'un juste retour sur investissement, à condition que les investissements aient été approuvés par le régulateur par le biais d'un examen du plan d'expansion du réseau de la compagnie.
- ❖ Le tarif ne doit pas permettre le recouvrement des coûts couverts par des exonérations fiscales, des subventions ou des aides fournies par le gouvernement ou les organismes donateurs. (Ce point est essentiel, mais il est négligé par de nombreux régulateurs africains).
- ❖ La stabilité des tarifs doit être prise en compte. Les facteurs qui influent sur le prix de l'électricité changent constamment, mais les gouvernements et les services d'utilités publiques sont mieux à même de s'adapter à ces fluctuations que les clients. La stabilité des factures est considérée comme importante car elle garantit aux entreprises et aux ménages un certain degré de certitude quant à leurs coûts d'électricité prévus au fil du temps. Si les fluctuations extrêmes des prix de l'électricité sont directement répercutées sur les consommateurs, cela entravera la capacité des consommateurs à planifier et à investir, limitant ainsi la croissance économique.
- ❖ Les frais d'accès pour l'utilisation du réseau de transmission ou de distribution doivent être basés sur des frais comparables pour des utilisations comparables (par exemple, un client résidentiel ne peut pas se voir facturer des frais d'accès identiques à ceux d'un client industriel).

- ❖ Les coûts doivent être répartis de manière à ce qu'aucune catégorie de clients ne paie plus que ce qui est justifié par le coût de la fourniture du service par le service d'utilité publique à cette catégorie de clients.
- ❖ Les tarifs doivent être conçus pour améliorer l'efficacité de la consommation d'électricité.

### 2.2.5 Procédures de définition des tarifs

Les tarifs de l'électricité servent au mieux les intérêts du public lorsqu'ils sont établis selon un processus transparent, responsable, prévisible et participatif. Il doit exister tout d'abord un cadre juridique national pour la définition et l'approbation des tarifs afin d'établir les droits et responsabilités réglementaires requis. Le mandat de définition des tarifs est généralement énoncé dans la législation d'établissement de l'organisme de régulation, et relèvera donc de l'IGR.

Le régime tarifaire traditionnellement connu sous le nom de régulation du "coût du service" ou du "taux de rendement" est l'approche dominante dans la définition des tarifs des services d'utilités publiques, en particulier ceux qui impliquent des monopoles naturels tels que la fourniture d'électricité. Dans le cadre de cette démarche, le service d'utilité publique réglementé est autorisé à appliquer des tarifs qui couvrent ses dépenses d'exploitation raisonnables et assurent un taux de rendement équitable de son capital. Dans la mesure où une entreprise de service d'utilité publique n'est plus en mesure de recouvrer toutes ses dépenses admissibles et le rendement de ses investissements prudents, elle est autorisée à déposer une demande de changement de tarif auprès de l'organisme de régulation.

La procédure générale de définition des tarifs est la suivante :

1. Le régulateur établit les objectifs du calcul des tarifs dans l'industrie de l'électricité.
2. Le régulateur détermine (et justifie) la méthodologie qui sera utilisée pour fixer le tarif. Les méthodologies courantes comprennent la méthodologie traditionnelle du coût du service (ou du RoR), la méthodologie du plafonnement des prix, etc. Le régulateur doit entreprendre une consultation approfondie des parties prenantes pendant l'élaboration de la méthodologie tarifaire.
3. Un demandeur (un opérateur du service public de l'électricité réglementé) demande à l'organisme de régulation d'examiner les tarifs sur la base de la méthodologie approuvée, en suivant les règles et les directives de demande de tarifs requises. Les informations fournies par le service d'utilité publique dans la demande doivent inclure la ventilation des coûts (selon un système de comptabilité standard) afin que le régulateur puisse évaluer correctement les tarifs proposés.
4. Le régulateur évalue la demande de tarif, en utilisant un ensemble de critères approuvés, y compris l'exactitude technique, l'exhaustivité et la cohérence, pour décider si la demande doit être accordée ou non, ou si le régulateur exige des informations supplémentaires de la part du service d'utilité publique.
5. Le régulateur approuve le tarif s'il est satisfait de la demande. Des révisions majeures des tarifs doivent être effectuées tous les trois à cinq ans, conformément aux principes et méthodologies de définition des tarifs présentés ci-dessous. Le tarif approuvé doit être publié, en indiquant la date à laquelle il doit entrer en vigueur.

6. Nonobstant la disposition du paragraphe (5) ci-dessus, le régulateur doit avoir le pouvoir de réviser le tarif avant l'expiration de la période spécifiée s'il découvre que le tarif fixé est contraire aux dispositions des règles ou des directives, ou n'est plus conforme aux principes acceptés de définition des tarifs. Plus précisément, le tarif doit être ajusté sur une base trimestrielle pour permettre la répercussion des changements de certains fondamentaux macroéconomiques pertinents ou d'autres coûts incontrôlables tels que le carburant ou les fluctuations des taux de change. Les ajustements doivent être basés sur une équation transparente qui permet au minimum à une partie de ces coûts d'être récupérée par le service d'utilité publique, tout en protégeant les consommateurs contre des augmentations de facture extrêmes. Les ajustements peuvent également entraîner une réduction des tarifs.
7. Le processus de définition des tarifs doit inclure des forums permettant aux consommateurs et aux autres parties prenantes de participer au processus de prise de décision. Toute personne lésée ou injustement touchée par la décision du régulateur peut faire appel auprès du tribunal adapté et demander réparation, le cas échéant.

Comme indiqué ci-dessus, un tarif d'électricité typique pour l'utilisateur final permet de recouvrer les coûts de la production, de la transmission et de la distribution de l'électricité, ainsi que les services aux clients dans l'industrie de l'électricité.

#### 2.2.6 Méthodes de définition des tarifs

Ce rapport de lignes directrices se concentre sur la méthodologie du RoR ou coût du service, qui est une méthode de régulation des recettes (reconnue sur le plan international) d'une compagnie d'électricité basée sur le principe du coût majoré et qui est couramment utilisée en Afrique en raison du niveau de développement du marché de l'électricité sur le continent. Ce type de réglementation garantit que les recettes à gagner sont égales au coût de la fourniture d'électricité plus un rendement équitable sur la base tarifaire, ce qui encourage les services d'utilités publiques africains à investir dans l'entretien, l'amélioration et l'expansion du réseau.

#### 2.2.7 Méthodologie pour la définition du tarif de production

La définition du tarif de gros de la production d'électricité pour un réseau de producteurs interconnecté se basera sur le coût moyen pondéré de production de ce réseau. Sont inclus dans le coût de production :

- ❖ Les coûts variables de référence par producteur, dont :
  - i. Coûts variables d'exploitation et d'entretien (en anglais O&M)
  - ii. Coûts des combustibles (pour la production d'électricité et le démarrage du réseau)
- ❖ Des ajustements tarifaires automatiques pour les éléments de coûts de répercussion, qui sont hors du contrôle des producteurs ; et
- ❖ Étalonnage des paiements de capacité à l'échelle du réseau.

Le tarif de production à l'échelle du réseau est constitué du coût moyen pondéré de production (CMPP) pour l'ensemble du réseau, et se compose des paiements d'énergie et de capacité pour le réseau. Le tarif de production à l'échelle du réseau est déterminé par l'équation suivante :

$$CMPP \left( \frac{\$}{MWh} \right) = \frac{\sum_{i=1}^n GiXi + (PDt * BCCT)}{\sum_{i=1}^n Xi}$$

Où :

**$X_i$**  est la prévision du total d'unités, exprimé en MWh, prévues pour production par le producteur/générateur  $i$  dans le réseau, où  $i = 1, 2, \dots, n$ , pendant l'année  $t$ .

**$G_i$**  est le coût de référence/moyen pondéré de l'énergie produite par le producteur/générateur  $i$ , où  $i = 1, 2, \dots, n$ , pendant l'année  $t$ , et doit inclure tous les coûts variables connus.

**$BCCT$**  est la charge de capacité de référence/moyenne pondérée à l'échelle du réseau, exprimée en \$/MW pour l'année  $t$ .

**$PDt$**  est la demande de pointe du réseau, exprimée en MW, pour l'année  $t$ .

Le paiement de capacité ( $PDt * BCC$ ) est basé sur la centrale de pointe du réseau.

Le coût fixe de production par centrale et par an, dont est tiré le paiement de capacité, est déterminé à partir de l'équation suivante :

$$\text{Coût fixe} \left( \frac{\$}{\text{year}} \right) = (RAB * WACC) + DP + O\&M \text{ fixe} + T$$

Où :

**"RAB"** est la base d'actifs réglementaires non amortis.

**"WACC"** est le coût moyen pondéré du capital, qui est le pourcentage de rendement admis pour la centrale sur sa RAB. Il s'agit du coût moyen de la dette et du coût des capitaux propres, pondérés de la part de la dette et des capitaux propres dans la structure du capital de la centrale.

**"DP"** est l'amortissement réglementaire de l'année, où la valeur de recouvrement de l'actif est estimée selon le principe d'un "actif utilisé et utilisable", souvent calculé par la méthode d'amortissement linéaire. Cette méthode est recommandée conformément aux meilleures pratiques pour sa facilité de mise en œuvre par comparaison avec d'autres méthodes d'amortissement.

**"T"** est l'impôt foncier, qui est fixé pour l'année en question.

Par conséquent, la charge de capacité pour l'usine  $i$  pendant l'année  $t$  est fournie par l'équation :

$$CC_i = \frac{(RAB * WACC) + DP + \text{Fixed O\&M} + T}{PDt}$$

La moyenne pondérée des charges de capacité de toutes les centrales du réseau sera calculée et utilisée à titre de charge de capacité de référence (en anglais BCC), sera multipliée par la demande de pointe (en anglais PD) du réseau pour déterminer le paiement de la capacité du réseau.

## 2.2.8 Méthodologie d'établissement du tarif de transport

Le calcul d'un tarif de transport d'électricité est généralement basé sur la méthode du "timbre-poste". Cette méthode applique un prix fixe et uniforme pour chaque unité d'énergie transportée dans une zone donnée, quelle que soit la distance parcourue par l'énergie. Les éléments de coût inclus dans le tarif de transport sont :

- i. Dépenses d'investissement
- ii. Dépenses d'exploitation
- iii. Rendement de la RAB
- iv. Pertes du réseau de transmission
- v. Impôts

Le tarif de transport est déterminé à l'aide de la méthodologie du niveau de recettes nécessaire, et basé sur le principe du timbre-poste. L'équation du niveau de recettes nécessaire se présente comme suit :

$$NRN = (RAB * WACC) + DP + O\&M + T - R$$

Où :

**"NRN"** est le niveau de recettes nécessaire.

**"RAB"** est le montant du capital ou des actifs que l'établissement consacre à la prestation de son service réglementé.

**"WACC"** est le coût moyen pondéré du capital, ou le taux de rendement autorisé. Il s'agit du coût pour une compagnie d'électricité (à la fois la dette et les capitaux propres) pour financer sa base de tarification.

**"DP"** est l'amortissement réglementaire, à déterminer selon la méthode linéaire.

**"O&M"** seront les frais/coûts d'exploitation et d'entretien (y compris les frais d'administration et les frais généraux) qui sont prudemment engagés pour la prestation du service par le fournisseur des services de transport/transmission (FST) conformément aux normes et règlements techniques applicables.

**"T"** représente les impôts annuels qui ne sont pas comptabilisés dans les dépenses d'exploitation et qui ne sont pas directement facturés aux consommateurs.

**"R"** signifie les autres recettes liées à l'activité réglementée, y compris les recettes nettes réalisées au titre du commerce transfrontalier.

La RAB pour l'établissement du tarif de transport est déterminée par la méthode suivante :

$$RAB = \left( \frac{RAB_t + RAB_{t-1}}{2} \right)$$

Où :

**"RAB<sub>t</sub>"** est la base d'actifs réglementaires pendant l'année t.

**"RAB<sub>t-1</sub>"** est la base d'actifs réglementaires pour l'année précédente t-1.

La RAB pour l'année courante  $t$  est tirée de :

$$RAB_t = RAB_{t-1} + CAPEX_t - St - Dt + \Delta WC_t$$

Où :

**"CAPEX $_t$ "** est la dépense en capital pour l'année  $t$  en cours.

**"St"** désigne les cessions d'actifs au cours de l'année  $t$ .

**"Dt"** signifie l'amortissement au cours de l'année de déclaration  $t$ .

**" $\Delta WC_t$ "** est la variation du fonds de roulement au cours de l'année de déclaration  $t$ .

Le tarif de transport total (TT) est déterminé par l'équation suivante :

$$TT = \frac{RR}{MWh}$$

Où :

**"NRN"** est le niveau de recettes nécessaires pour le fournisseur de services de transmission.

**"TT"** est le tarif de transport/transmission moyen du réseau.

**"Kwh"** équivaut au total des unités d'énergie transmises sur le réseau de transport.

Cela suppose que tous les frais de transport sont attribués au service d'utilité publique, qui recouvre ses coûts auprès des utilisateurs finaux.

### 2.2.9 Méthodologie d'établissement du tarif d'exploitation du réseau (en anglais SO)

Les tarifs de SO sont facturés aux services d'utilités publiques et aux clients raccordés directement au réseau de transport, qui consomment l'électricité aux tensions de transport. Le tarif de SO comprend les éléments suivants :

- ❖ Énergie injectée dans le réseau de transport par les producteurs connectés au réseau
- ❖ Services auxiliaires pour assurer la stabilité du réseau et la qualité de l'électricité

Le niveau de recettes nécessaire de l'exploitant du réseau, équivalant au coût du service de SO, établi par la formule suivante :

$$NRN_{so} = O\&M + DP - R$$

Où :

**"NRN $_{so}$ "** est le niveau de recettes nécessaire de l'exploitant du réseau, produit par les clients connectés directement au réseau de transport.

**"O&M"** est les coûts prudents d'exploitation et d'entretien du réseau qui sont engagés pour la fourniture du service par l'opérateur du réseau, conformément aux normes techniques et à la législation nationale applicables.

**"DP"** est l'amortissement qui doit être déterminé par la méthode linéaire.



Les principaux actifs à amortir de l'opérateur du réseau sont les bâtiments et l'infrastructure informatique (IT) pour la programmation et la répartition de la production. En Afrique, les opérateurs de réseau ne possèdent généralement pas d'actifs de réseau et ne réalisent pas de bénéfices.

"R" représente les autres recettes liées aux activités réglementées de l'opérateur de réseau, y compris les recettes nettes réalisées grâce aux échanges transfrontaliers.

Le tarif de SO doit être réglé par les preneurs et les producteurs d'électricité, et est établi par la formule suivante :

$$T_{so} = \frac{R_{cso} + R_{gso}}{MWh}$$

Où :

"T<sub>so</sub>" est le tarif moyen d'exploitation du réseau.

"R<sub>cso</sub>" est le niveau de recettes nécessaire par rapport aux clients, qui se compose des frais d'énergie et des charges de capacité.

"R<sub>gso</sub>" est le niveau de recettes nécessaire concernant les producteurs, qui se compose de frais liés à l'énergie et à la capacité.

"MWh" est l'énergie achetée annuellement par les clients.

#### 2.2.10 Méthodologie pour l'établissement du tarif des opérations de marché (OM)

Le tarif des OM est facturé pour la prestation de services des opérations de marché aux services d'utilités publiques/clients raccordés au réseau de transport, qui s'approvisionnent aux tensions de ce dernier. Le tarif est établi selon la méthode du niveau de recettes nécessaire, par la formule suivante :

$$NRN_{mo} = O\&M + DP - R$$

Où :

"NRN<sub>mo</sub>" est le niveau de recettes nécessaire de l'opérateur du marché, à produire à partir des clients et des producteurs connectés directement au réseau de transmission.

"O&M" sont les coûts d'exploitation et de maintenance qui sont prudemment engagés pour la fourniture du service par l'opérateur du marché, conformément aux normes techniques et à la législation nationale applicables.

"DP" est l'amortissement réglementaire, qui est déterminé selon la méthode linéaire. Comme l'opérateur de réseau, l'opérateur de marché ne possède aucun actif de réseau. Ses seuls actifs sont des bureaux et une infrastructure informatique pour la collecte des données et les activités de règlement.

"R" représente les autres recettes liées aux activités réglementées de l'opérateur de marché, y compris les recettes nettes réalisés par le commerce transfrontalier.

Le tarif OM est payé par les clients et les producteurs connectés au réseau de transport, et est déterminé selon la formule suivante :

$$T_{mo} = \frac{RR_{mo}}{MWh} = \frac{R_{cmo} + R_{gmo}}{MWh}$$

Où :

**"Tmo"** est le tarif moyen de l'opérateur du marché.

**"Rcmo"** est le besoin en revenu à l'égard des clients, qui se compose de charges d'énergie et de charges de capacité.

**"Rgmo"** est le besoin en revenu en ce qui concerne les producteurs, qui se compose de frais d'énergie et de capacité.

**"MWh"** est l'énergie annuelle prise par les clients.

### 2.2.11 Méthodologie pour la définition du tarif de distribution et de fourniture

La définition du tarif de distribution et de fourniture est calculée par l'équation suivante :

$$D\&S = CE + O\&M + (WACC \cdot RAB) + D + NL$$

Où :

**"D&S"** désigne les coûts de distribution et d'approvisionnement, équivalents aux besoins en niveau de recettes nécessaire pour les services de distribution et d'approvisionnement.

**"CE"** désigne les dépenses d'investissement prudentes nécessaires pour répondre à la croissance future prévue de la demande (approuvée par l'organisme de régulation). Il s'agit du coût des travaux de construction en cours. En utilisant cette méthode, le service d'utilité publique est autorisé à récupérer les coûts de financement liés à la construction au fur et à mesure qu'ils sont engagés, plutôt que de les capitaliser et de les incorporer dans la base tarifaire une fois que les actifs deviennent opérationnels.

**"O&M"** sont les coûts d'exploitation et d'entretien. Les frais d'exploitation et d'entretien d'un service d'utilité publique doivent être déterminés à l'aide du modèle de référence du service d'utilité publique, qui est le modèle des meilleures pratiques avec tous les éléments de coût mis en évidence comme suit : frais généraux, effectifs, pièces de rechange et approvisionnement (relevé des compteurs, facturation, perception des recettes, rapprochement des litiges, etc.)

**"(WACC\*RAB)"** est le rendement de la base d'actifs réglementés.

**"WACC"** est le coût moyen pondéré du capital (ou le taux de rendement) pour les fournisseurs de capitaux (à la fois les capitaux propres et les dettes).

**"RAB"** est la base d'actifs réglementaires. Le présent rapport de directives recommande que la RAB soit calculée par la nouvelle valeur de remplacement (NVR).

**"DP"** est un amortissement réglementaire, dans lequel la valeur de récupération des actifs est estimée selon le principe des "actifs utilisés et utiles". Il est calculé selon la méthode linéaire. Les actifs acquis grâce aux contributions du gouvernement ou des consommateurs sont pris en compte dans le calcul de l'amortissement, mais sont exclus du calcul du taux de rendement.

**"NL"** désigne les dépenses d'investissement et d'exploitation et de maintenance nécessaire pour réduire les pertes de réseau pour la période. Les coûts associés aux pertes techniques et commerciales sont inclus dans les coûts de distribution, tels que calculés par le régulateur sur une base annuelle.

Ces éléments de coût doivent être examinés et approuvés par l'organisme de régulation en fonction du niveau de prudence employé pour les engager, et de l'adaptation des investissements pour répondre à la demande prévue et fournir une qualité d'approvisionnement acceptable.

Le tarif moyen de distribution et de fourniture du service d'utilité publique est calculé par l'équation :

$$Td\&s = \frac{D\&S}{MWh}$$

Où :

"**Td&s**" est le tarif de distribution et de fourniture du service d'utilité publique.

"**D&S**" est le besoin en revenu pour les services de distribution et d'approvisionnement.

"**MWh**" désigne le total des unités d'énergie livrées aux consommateurs.

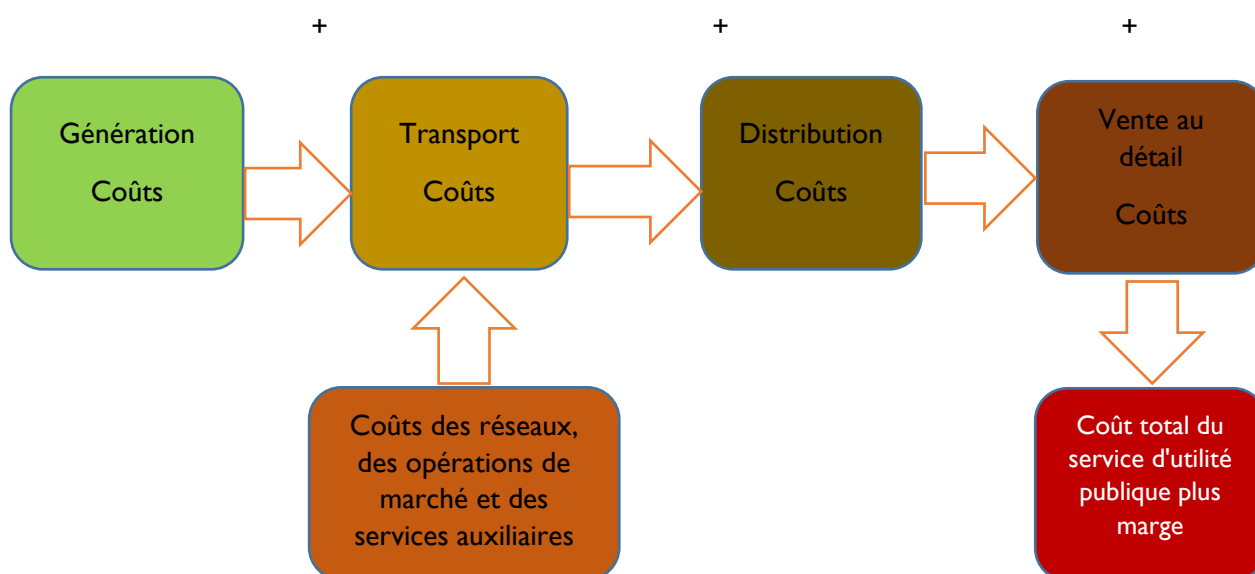
### 2.2.12 Le tarif pour l'utilisateur final

Le tarif pour l'utilisateur final reflète les coûts de l'ensemble de la chaîne de valeur de l'industrie de l'électricité, de la production, y compris le coût du combustible, au transport (y compris les opérations du réseau et du marché), à la distribution, au comptage, à la facturation et aux services aux consommateurs. Ce tarif pour l'utilisateur final est obtenu par la formule suivante :

$$\text{Tarif utilisateur final} = \text{CMPP} + \text{TT} + \text{Tso} + \text{Tmo} + \text{Td\&s}$$

En utilisant les méthodologies de définition des tarifs décrites ci-dessus, le régulateur doit fixer le tarif de l'utilisateur final pour couvrir les coûts de la production d'électricité (énergie et capacité), de l'utilisation du réseau de transport, des frais d'exploitation du réseau et d'administration du marché, de la distribution et de l'alimentation en électricité (comptage, facturation, marketing, recouvrement des recettes, etc.), comme le résume la figure 2.1 ci-dessous.

Figure 2.1 : Les éléments constitutifs du tarif pour l'utilisateur final



La figure 2.1 illustre le niveau de recettes nécessaire global à recouvrer par le biais du tarif. Les tarifs des composants contiennent le rendement associé, pour les prestataires des investissements. Avant que le choix du client ne soit offert dans un pays, les tarifs pour l'utilisateur final doivent être

réglementés pour protéger les intérêts des clients. Le régulateur, par la loi, est tenu de s'assurer non seulement que les prix reflètent les coûts, mais aussi que les pertes (et leurs coûts associés pour les clients) sont réduites au minimum. Et ce, afin d'encourager les services d'utilités publiques à développer et à utiliser des stratégies de réduction des pertes.

De plus, l'organisme de régulation devrait examiner et approuver les tarifs proposés par les services d'utilités publiques pour les clients de chaque sous-catégorie tarifaire en fonction du profil de coût spécifique de la desserte de cette sous-catégorie tarifaire particulière.

### 2.2.13 Facteur de sensibilité

Plusieurs facteurs de sensibilité macro-économiques doivent être pris en compte dans la définition des tarifs en raison de leur impact régulier sur les fluctuations des prix. Des mécanismes d'ajustement automatique doivent être intégrés dans la méthodologie tarifaire pour les prendre en compte. Ces facteurs comprennent :

- ❖ Prix des combustibles : Étant donné la part élevée de la production thermique dans le mix énergétique total en Afrique, les coûts sont très sensibles aux prix des combustibles. Une augmentation du prix du carburant a un effet haussier significatif sur le coût d'achat de l'énergie de la compagnie. Ces coûts sont généralement répercutés sur les consommateurs par le biais du tarif. Toutefois, lorsque le taux de chaleur des producteurs présente des écarts importants par rapport aux repères convenus dans le contrat d'achat d'électricité (CAE), il se peut que l'intégralité des coûts du combustible ne soit pas répercutée sur les consommateurs, car l'écart peut être le résultat d'une exploitation ou d'une maintenance inefficace du producteur.
- ❖ Les taux de change : Plusieurs coûts dans le secteur de l'électricité en Afrique sont libellés en devises étrangères ; le coût de l'électricité est donc sensible aux fluctuations des taux de change. Une dévaluation importante de la monnaie locale peut entraîner une forte augmentation des tarifs, même lorsque tous les autres indices sont stables.
- ❖ Inflation : Certains des coûts qui constituent le niveau de recettes nécessaire d'un service d'utilité publique sont ajustés sur une base trimestrielle pour tenir compte des changements de l'inflation. Une augmentation de l'inflation au cours d'une période donnée entraînera un mouvement à la hausse des tarifs, et vice versa.

### 2.2.14 Développement de mécanismes d'ajustement transparents et prévisibles pour les tarifs de l'électricité

À partir des facteurs de sensibilité discutés ci-dessus, on constate que certaines variables économiques peuvent changer au cours des périodes réglementaires, et que ces changements peuvent entraîner des risques financiers pour le service d'utilité publique si les coûts dépassent les recettes autorisées, ou un tarif déraisonnablement élevé pour les clients si les recettes dépassent les coûts pendant une période prolongée. Ces problèmes peuvent être abordés en autorisant certains ajustements au cours de la période réglementaire, ou en ajustant le niveau de recettes nécessaire calculé lors du prochain examen réglementaire pour compenser les écarts de la période réglementaire antérieure. Pour traiter le plus efficacement possible ces variations, l'organisme de régulation devrait :

- ❖ Sur une base trimestrielle, ajuster automatiquement le tarif pour les coûts associés au carburant et aux fluctuations des taux de change ;
- ❖ Sur une base trimestrielle, ajuster le tarif pour les coûts associés à l'inflation ;

- ❖ Sur une base annuelle, revoir et ajuster le tarif en fonction du budget d'investissement/de la performance des projets de l'entreprise de services d'utilités publiques, tel que spécifié dans son plan d'investissement/budget annuel ;
- ❖ Réviser et ajuster le tarif chaque fois que la compagnie d'électricité reçoit des exonérations fiscales, des subventions, des dons ou des aides du gouvernement ou d'organismes donateurs, sans compromettre la stabilité du tarif, qui est un principe essentiel du calcul des tarifs.

Pour qu'un mécanisme d'ajustement tarifaire soit transparent et prévisible, le mécanisme doit être automatique et basé sur des modèles vérifiés et approuvés. Les ajustements pour les coûts associés aux fluctuations du prix du carburant, aux fluctuations du taux de change et à l'inflation doivent être effectués conformément à un modèle développé spécifiquement pour traiter ces coûts. Les tarifs ajustés doivent être publiés sur une base trimestrielle ou annuelle, conformément au calendrier assigné pour les ajustements, dans des journaux à grand tirage.

L'IRE 2020 montre que sur les trente-six (36) pays couverts, seuls sept (7) pays - l'Angola, la République du Bénin, le Kenya, le Malawi, la Namibie, le Nigeria et l'Ouganda - ont développé des mécanismes pour une révision transparente et prévisible des tarifs et des ajustements pour les coûts associés aux facteurs de sensibilité externes. Pour tous les producteurs d'électricité, indépendamment de la structure du marché, les facteurs d'ajustement pour les coûts du carburant, les fluctuations des taux de change et l'inflation peuvent être déterminés par les calculs ci-dessous.

### **Ajustement du coût du carburant**

Les ajustements du coût du combustible doivent avoir lieu sur une base trimestrielle pour tenir compte des variations éventuelles du prix du combustible par rapport au prix de référence. Le prix de référence du combustible est généralement pris à la date de définition du tarif pour le producteur. Le facteur d'ajustement du coût du combustible (FACF) est la variation du tarif résultant de la différence entre le prix de référence et le prix réel du combustible. Cette variation peut avoir un impact haussier ou baissier sur le tarif.

Le FACF est calculé selon la formule suivante :

$$FACF = \frac{1}{1-L} \times \left\{ \frac{\sum (Cq - Cr) i G_i S_i}{Gt} \right\}$$

Où :

"**Cq**" est le prix réel par mmBTU payé par les producteurs d'électricité pour le combustible consommé par la centrale i, où i = 1,2,.....n, au cours du trimestre précédent, dans toutes les centrales thermiques existantes du réseau (interconnectées et hors réseau).

"**Cr**" est le prix de référence du carburant, pris à la date à laquelle le tarif pour le producteur a été déterminé.

"**(Cq - Cr)i**" est la différence entre le prix réel et le prix de référence du carburant pour l'installation i.

"**Gi**" désigne toutes les unités d'énergie produites par la centrale i, où i = 1,2,.....n, au cours du trimestre précédent, dans chaque centrale thermique existante du réseau (interconnectée et hors réseau).

"Gt" se rapporte au total de toutes les unités produites par toutes les centrales électriques du réseau au cours du trimestre précédent.

Si est le rendement énergétique (en mmBTU/KWh) de la centrale thermique i, où i = 1,2,.....n, dans le réseau.

L est le facteur de perte du réseau cible dans les réseaux de transmission et de distribution.

Par conséquent, lorsque le coût du carburant (C) change, le FACF change en conséquence. Le rendement énergétique se dégrade au cours de la durée de vie de la centrale, mais cette dégradation aura un impact limité sur ce facteur.

### Exercice 2.1 : Évaluation de l'effet des changements du coût du carburant sur le prix de l'électricité

En supposant que i = 1, Cq = 3,2 \$/mmBTU, Cr = 2,5 \$/mmBTU, G = 20 000MWh, S = 0,0034mmBTU/KWh, et L = 15 %, le FACF associé est le suivant

$$\frac{1}{1-0.15} * \left\{ \frac{\$(3.2-2.5)/mmBTU * 20,000,000KWh * 0.34mmBTU/KWh}{20,000,000KWh} \right\} = 1,176 * \{0,7 * 0,0034\} / KWh$$

c'est-à-dire 0,002799 \$/KWh

Cela signifie que le tarif de l'utilisateur final subit une augmentation de **0,002799 \$** sur chaque KWh d'électricité produit pour ou acheté par le service d'utilité publique, en raison de l'augmentation du prix du carburant de 2,5 \$/mmBTU (du prix de référence) à 3,2 \$/mmBTU au cours du trimestre considéré.

### Ajustement pour fluctuation des taux de change

Tous les tarifs de l'énergie électrique devraient faire l'objet d'ajustements pour fluctuation des taux de change (AFTC), en particulier en Afrique, étant donné les taux de fluctuation fréquents de la monnaie locale. L'AFTC devrait être calculé selon la formule suivante :

$$AFTC = \frac{1}{1-L} * \left\{ \frac{\sum_{i=1}^n (Fit - 1 * Zt) * Xo + \sum_{i=1}^n (Pit - 1 * Zt) * Xo}{G} \right\}$$

Où :

"Fit" est le coût en devises étrangères sur l'élément de coût non combustible i, où i = 1,2,.....n, engagé par un service d'utilité publique au cours du trimestre précédent.

"Pit" est le coût en devises étrangères sur l'élément de coût non combustible i, où i = 1,2,.....n, payé par le service d'utilité publique pour l'achat d'énergie au cours du trimestre précédent.

"G" se rapporte aux unités totales de production (autoproduction + achat auprès des producteurs) au cours du trimestre précédent.

"L" est le facteur de perte cible dans les réseaux de transmission et de distribution.

"Zt" est la variation proportionnelle du taux de change (Xt) dans la période de facturation actuelle t, par rapport au taux de change de base (Xo) dans la période de base, et est déterminé selon la formule :

$$Zt = \frac{Xt - Xo}{Xo}$$

Où :

"**X<sub>t</sub>**" est le taux de change pour le trimestre en cours.

"**X<sub>0</sub>**" est le taux de change du trimestre de base.

### Exercice 2.2 : Évaluation de l'effet des variations du taux de change sur le prix de l'électricité

En supposant que :  $i = 1$ , (c'est-à-dire qu'un seul élément de coût non combustible est impliqué dans la production d'énergie),  $F_{t-1} = 100\,000\ \$$ ,  $P_{t-1} = 50\,000\ \$$ ,  $G = 200\,000\text{MWh}$ ,  $L = 15\%$ ,  $X_0 = 15$  (c'est-à-dire que 15 unités de la monnaie locale équivalent à un dollar américain), et  $X_t = 20$ .

Par conséquent :

$$Z_t = \frac{20-15}{15} = 0,33, \text{ et}$$

$$\begin{aligned} \text{AFTC} &= \frac{1}{1-0.15} * \frac{(\$100,000*0.33)*15 + (\$50,000*0.33)*15}{200,000\text{MWh}} = \frac{1}{0.85} * \frac{(\$495,000 + \$247,500)}{200,000\text{MWh}} = \frac{1.176*742,500}{200,000,000\text{KWh}} \\ &= 0,0044 \$/\text{KWh} \end{aligned}$$

Cela implique qu'une augmentation du taux de change de 5 aura un impact à la hausse de **0,0044 \$/KWh** sur le tarif de l'utilisateur final.

### Ajustement pour l'inflation

Tous les tarifs de l'énergie électrique doivent faire l'objet d'un ajustement automatique sur une base trimestrielle pour tenir compte des changements du taux d'inflation, à partir d'une date à préciser par l'organisme de régulation. Des taux d'inflation plus élevés incitent davantage à s'assurer que le tarif comporte des facteurs d'ajustement afin que les coûts et les prix ne divergent pas indûment. L'impact de l'inflation nationale et internationale sur le coût de la fourniture d'électricité doit être calculé selon la formule suivante :

$$\text{INFA} = \frac{1}{1-L} \chi \left\{ \frac{\sum_{i=1}^n (\text{INFAGeni}) + \text{INFAt\&d} + \sum_{i=1}^n \text{INFAppi}}{Gp} \right\}$$

Où :

"**INFA**" est l'ajustement total de l'inflation par unité (KWh) pour le trimestre précédent. Le premier ajustement est effectué à une date qui sera précisée par le régulateur.

"**L**" est le facteur de perte globale dans les réseaux de transmission et de distribution.

"**Gp**" est l'énergie totale produite et/ou achetée par un titulaire de licence de distribution ou d'approvisionnement auprès de producteurs d'énergie pendant la période d'ajustement.

" $\sum_{i=1}^n (\text{INFAGeni})$ " est l'ajustement total d'inflation relatif aux installations de production du titulaire de permis, où  $i = 1, 2, \dots, n$ .

"**INFAt&d**" est l'ajustement d'inflation relatif aux coûts d'exploitation et d'entretien de la transmission et de la distribution de l'entreprise.

" $\sum_{i=1}^n \text{INFAppi}$ " est l'ajustement total de l'inflation pendant la période d'ajustement concernant la production sous contrat (provenant des IPP), où  $i = 1, 2, \dots, n$ .

Toute différence entre les coûts totaux de l'inflation et le montant réel facturé pour une période d'ajustement donnée sera ajustée au cours du trimestre suivant.

### Exercice 2.3 : Évaluation de l'effet de l'inflation sur le prix de l'électricité

En supposant que :  $i = 1$  (c'est-à-dire que ce service d'utilité publique n'a qu'une seule centrale),  $INFA_{gen} = 200\,000\ \$$  (c'est-à-dire que l'ajustement du coût des actifs de production pour la seule centrale du réseau pour l'inflation est de 200 000 \$),  $INFA_{t\&d} = 350\,000\ \$$  (c'est-à-dire que l'ajustement du coût des actifs de transmission pour le réseau pour l'inflation est de 350 000 \$),  $INFA_{ipp} = 50\,000\ \$$  (c'est-à-dire que l'ajustement du coût des actifs liés aux producteurs sous contrat pour l'inflation est de 50 000 \$), et  $G_p = 200\,000\,000\text{KWh}$ .

Par conséquent :

$$INFA = \frac{1}{1-L} * \left\{ \frac{\sum_{i=1}^n (INFA_{geni}) + INFA_{t\&d} + \sum_{i=1}^n INFA_{ippi}}{G_p} \right\} = \frac{1}{1-0.15} * \frac{\$200,000 + \$350,000 + \$50,000}{200,000,000\text{KWh}}$$

$$= 1.176 * \frac{\$600,000}{200,000,000\text{KWh}} = 0,003528\ \$/\text{KWh}$$

Cela implique que l'augmentation du taux d'inflation sur tous les actifs de fourniture d'énergie pendant la période considérée se traduit par une augmentation des tarifs de **0,003528 \$/KWh**.

L'effet global sur le tarif de l'utilisateur final des variations de toutes les variables exogènes au cours du trimestre considéré est la somme des ajustements pour toutes les variables :  $0,002799\ \$/\text{KWh} + 0,0044\ \$/\text{KWh} + 0,003528\ \$/\text{KWh} = \mathbf{0,010727\ \$/\text{KWh}}$ .



### **Étude de cas I : Procédures de définition des tarifs en Ouganda**

Cette étude de cas décrit la méthodologie tarifaire adoptée par la grande société de distribution d'électricité ougandaise, Umeme Ltd, et approuvée par l'Autorité de régulation de l'électricité (ERA). L'ERA exige que la société de distribution effectue une ECS périodique et Umeme s'y est conformée puisque la ECS est utilisée comme base pour ses demandes de révision tarifaire.

Chez Umeme Ltd, les tarifs pour les clients de chaque classe sont calculés pour refléter le coût de la fourniture d'électricité à cette classe. Ceci est conforme à la législation d'habilitation et aux meilleures pratiques internationales, qui exigent que les tarifs reflètent les coûts. La mise en œuvre de ce principe a éliminé la pratique du subventionnement croisé d'une catégorie de clients par une autre, favorisant ainsi une plus grande efficacité sur le marché de l'électricité.

En raison de la réactivité des coûts, les tarifs pour les consommateurs intérieurs sont souvent plus élevés que les tarifs pour les consommateurs industriels. Il en est ainsi parce que les consommateurs intérieurs qui s'approvisionnent à basse tension imposent au réseau des coûts d'investissement et d'exploitation plus élevés que les consommateurs industriels, qui sont approvisionnés à haute et moyenne tension.

Chez Umeme Ltd, les tarifs pour les utilisateurs finaux sont élaborés selon les étapes suivantes :

- ❖ Calculer le niveau de recettes nécessaire (NRN) de la société de distribution
- ❖ Affectation de ce NRN aux différentes catégories de clients
- ❖ Convertir le NRN en tarifs fixes, d'énergie et de capacité, comme il convient pour chaque classe tarifaire.

Le NRN de l'entreprise de distribution est composé de :

- ❖ Les coûts d'exploitation et de maintenance, qui comprennent les prix de l'énergie et des services de transmission (c'est-à-dire le tarif d'approvisionnement en gros). Une partie de ce coût est indexée sur le taux de change, et le reste sur l'inflation locale.
- ❖ Dépréciation des actifs
- ❖ Rendement des actifs
- ❖ Rendement du fonds de roulement
- ❖ Provision pour les mauvaises créances et les pertes. Des points de référence sont fixés dans les contrats afin d'inciter la société de distribution à réduire les créances douteuses et les pertes. Ces coûts ne sont donc pas entièrement répercutés sur les consommateurs.
- ❖ Impôts

Les tarifs pour l'utilisateur final sont ajustés trimestriellement pour refléter les changements dans i) le tarif d'approvisionnement en gros, ii) le taux d'inflation et iii) le taux de change, auquel le RR est très sensible. L'application des mécanismes d'ajustement automatique ainsi que l'ECS périodique garantissent que les tarifs en Ouganda reflètent les coûts et restent stables au profit de toutes les parties prenantes.

### 2.2.15 Options pour le traitement des subventions, des tarifs pour les clients pauvres et vulnérables, et pour la migration vers des tarifs reflétant les coûts

Les tarifs reflètent les coûts lorsque les recettes produites par la société d'électricité à partir de la vente d'électricité aux consommateurs reflètent les coûts engagés par la société pour se procurer l'électricité auprès des producteurs d'électricité, plus la transmission et la distribution, et les coûts associés aux clients.

Moins de 30 % des pays de l'enquête IRE 2020 ont des tarifs reflétant les coûts. Dans la plupart des pays, les services d'utilités publiques fonctionnent avec des tarifs inférieurs à leurs coûts de prestation de services. L'un des défis auxquels est confronté le régulateur dans la définition des tarifs est de gérer l'équilibre critique entre le maintien d'un prix abordable pour les clients et la viabilité financière des services d'utilités publiques. La gestion de cet équilibre est particulièrement difficile dans les pays en développement, notamment en Afrique, où le problème de l'accessibilité financière est le plus aigu et où le coût du service est souvent très élevé.

En Afrique, les opérateurs de services publics d'électricité sont souvent confrontés à des pressions pour électrifier les consommateurs qui ne peuvent pas se permettre de payer des tarifs reflétant les coûts. Dans cette situation, l'expérience et la compétence du régulateur sont sérieusement mises à contribution. Le régulateur a deux options. La première consiste à demander une subvention directe au gouvernement. Le gouvernement peut offrir des subventions aux producteurs d'électricité pour les encourager à déployer des technologies nouvelles et plus efficaces. Le gouvernement peut également offrir des subventions à des industries spécifiques pour encourager les investissements, aux agriculteurs pour encourager la production alimentaire, ou aux consommateurs intérieurs pour encourager la consommation d'énergie.

L'autre option consiste à recourir au subventionnement croisé, par lequel un groupe de consommateurs paie des tarifs plus élevés pour l'électricité afin de couvrir ou de subventionner les tarifs plus bas des autres consommateurs. En choisissant l'une ou l'autre de ces options, l'objectif du régulateur est de permettre aux compagnies d'électricité de répondre à leur niveau de recettes nécessaire tout en réduisant le fardeau des tarifs élevés pour les consommateurs. Ces deux options sont examinées ci-dessous.

#### **Subventions gouvernementales**

Les subventions gouvernementales sont des interventions visant à soutenir la consommation et la production d'énergie. Les subventions peuvent être qualifiées de subventions à la consommation ou à la production selon l'endroit de la chaîne de valeur où l'intervention est introduite, mais l'objectif principal, indépendamment de la source et de la forme, est de rendre l'électricité plus abordable pour les consommateurs, en particulier les ménages à faibles revenus.

Les gouvernements peuvent intervenir sur le marché de l'électricité de diverses manières pour soutenir la production et la consommation d'énergie. Du côté de la production, les gouvernements peuvent :

- ❖ Transférer des fonds directement aux producteurs d'électricité pour financer certains intrants ;
- ❖ Assumer une partie du risque de production, comme le risque de liquidité, en fournissant des garanties pour les obligations de paiement du preneur ;

- ❖ Réduire les taxes pour les producteurs d'électricité ; ou Sous-facturer l'utilisation des actifs du gouvernement dans le processus de production d'électricité.

Souvent, plus d'un mécanisme de transfert est utilisé. Par exemple, les gouvernements peuvent accorder des allègements fiscaux tout en plafonnant le prix du carburant en dessous du prix du marché international, voire en dessous du coût de production du carburant. Les gouvernements peuvent également renoncer à des recettes en offrant l'utilisation de ses actifs, tels que des terres ou des ressources en combustibles fossiles, sous son contrôle.

Du côté de la consommation, le gouvernement peut effectuer des transferts directs aux services d'utilités publiques pour combler la différence entre le prix réel de l'électricité et le prix effectivement payé, ou subventionner directement les consommateurs par le biais de transferts de cas ou de programmes de réduction des factures.

Ces interventions gouvernementales doivent être prises en compte lors du calcul de la RAB et du NRN dans le processus d'élaboration des tarifs. Alors que ces actifs devraient être amortis, ils ne devraient pas être pris en compte dans la RAB. En règle générale, les compagnies d'électricité ne devraient pas être autorisées à récupérer les coûts d'un investissement qu'elles n'ont pas réalisé elles-mêmes.

### ***Subventionnement croisé (interfinancement)***

En l'absence d'une subvention directe de la part du gouvernement, les régulateurs et les services d'utilités publiques peuvent recourir à l'option de l'interfinancement pour faire baisser le coût du service pour les clients à faible revenu. L'interfinancement est la pratique consistant à fixer des tarifs plus élevés que ceux reflétant les coûts pour certains clients afin de subventionner d'autres clients, dont les tarifs seront fixés plus bas que le niveau reflétant les coûts.

Alors que l'intention de la répartition des coûts (basée sur la ECS d'une compagnie d'électricité) est de s'assurer que toutes les catégories de clients paient des tarifs qui correspondent à leurs coûts de service respectif, un certain niveau d'interfinancement est presque toujours nécessaire dans la définition des tarifs afin de garantir l'accessibilité financière pour les groupes à faibles revenus. À cet égard, les régulateurs doivent éviter l'interfinancement important, car cela peut être contre-productif et entraîner des distorsions du marché susceptibles d'entraver la croissance économique.

Une électricité fiable est essentielle pour les clients commerciaux et industriels (C&I), elle est généralement jugée productive car elle contribue à des activités génératrices de développement économique. De plus, les clients C&I remplissent des fonctions importantes d'entretien des charges de base, de gestion des pointes sur réseau et apportent une certitude à long terme pour ceux qui souhaitent investir dans l'infrastructure électrique. En revanche, l'électricité consommée infranationale a un moindre impact direct sur l'activité économique, mais elle a une incidence directe sur la qualité de vie. Par conséquent, les régimes d'interfinancement doivent être conçus avec soin, le régulateur devant peser les compromis associés.

L'un des principaux avantages des subventions croisées, en particulier lorsqu'elles sont utilisées pour parvenir à une réactivité globale des coûts pour le service d'utilité publique et qu'elles aboutissent à un secteur de l'électricité économiquement viable et durable, est qu'elles évitent d'utiliser les finances publiques pour soutenir les clients à faibles revenus, libérant ainsi ces fonds qui peuvent être déployés dans d'autres secteurs de l'économie, tels que l'éducation, les soins de santé, etc. D'autre part, les

interfinancements faussent les prix et peuvent entraîner une réduction de la consommation des clients qui financent les interfinancements. De plus, ce réseau n'est pas viable à long terme.

### **Élaboration des tarifs de base pour les clients pauvres et vulnérables (tarifs dits "lifeline")**

Indépendamment du fait que les tarifs de l'électricité dans la plupart des pays africains ne reflètent pas les coûts, dans environ 50 % des pays étudiés dans le rapport IRE 2020 il existe des tarifs pour les consommateurs pauvres et vulnérables. Il est donc nécessaire que la question des tarifs de première nécessité soit prise en compte de manière adaptée dans ce rapport et ses lignes directrices, pour encourager leur développement dans les 50 % restants des pays IRE.

L'accès à l'électricité est un moteur essentiel de la croissance économique dans tous les pays. Selon la Banque mondiale, "il est avéré que l'électricité a un impact significatif sur un large éventail d'indicateurs du développement, notamment la santé, l'éducation, la sécurité alimentaire, l'égalité entre hommes et femmes et la réduction de la pauvreté".<sup>4</sup> La définition des tarifs doit non seulement tenir compte de la question du recouvrement des coûts, mais aussi celle de l'accessibilité financière, afin de répondre aux besoins énergétiques de base des ménages pauvres.

L'équilibre entre le recouvrement des coûts et le caractère abordable est difficile à établir. Seuls quelques pays en Afrique, notamment le Kenya, l'Ouganda, l'Angola, la République du Bénin, le Lesotho, la Namibie et le Ghana, l'ont réussi efficacement. D'autres pays ont obtenu de bons résultats d'accessibilité financière, mais n'ont pas atteint le recouvrement des coûts, par exemple la Zambie, l'Afrique du Sud et la République démocratique du Congo (RDC), ou ont obtenu de bons résultats de recouvrement des coûts mais ont eu des difficultés à maintenir l'accessibilité financière, par exemple le Rwanda.

Dans les pays où des tarifs de première nécessité ont été élaborés et mis en œuvre, les régulateurs et les services d'utilités publiques y ont recours pour élargir l'accès à une électricité abordable pour les ménages pauvres et vulnérables qui utilisent l'électricité principalement pour l'éclairage. Les pays africains adoptent dans l'ensemble un tarif de première nécessité fondé sur la consommation en raison de l'absence de données empiriques permettant d'établir une catégorie "ménages pauvres" basée sur le revenu. En règle générale, un tarif de première nécessité pour les ménages qui consomment moins de 50KWh/mois répondrait bien aux besoins énergétiques de base des clients à faible revenu, et entraînerait une amélioration du niveau de vie. Toutefois, les pays sont encouragés à fixer des seuils que leurs marchés de l'électricité et leurs économies peuvent soutenir. Par exemple, le Nigeria a adopté 50KWh/mois, l'Ouganda 15KWh/mois et le Lesotho 30kWh/mois.

Le régulateur doit fixer le tarif de première nécessité inférieur au niveau de recouvrement des coûts pour les clients qui consomment une très faible quantité d'électricité. En général, les clients peuvent bénéficier d'un tarif de première nécessité si leur consommation totale est inférieure à un seuil mensuel précisé par le régulateur. Il est important de mener une étude avant de déterminer le seuil mensuel pour le tarif de première nécessité, pour avoir une idée correcte de la taille du groupe démographique à subventionner. Si la population concernée est importante, le seuil doit être fixé aussi bas que possible pour éviter un tarif trop élevé pour les quelques clients à forte consommation. Toutefois, ce tarif devrait permettre de récupérer un pourcentage du coût du service auprès des

---

<sup>4</sup> "L'accès à l'énergie est au cœur du développement", la Banque Mondiale.

<https://www.banquemondiale.org/fr/news/feature/2018/04/18/access-energy-sustainable-development-goal-7>

consommateurs touchés par voie tarifaire. Le déficit résultant du fait que le tarif global de base est inférieur au taux de recouvrement des coûts serait couvert par une augmentation de tous les autres tarifs ou par une subvention de l'État.

Le tarif de première nécessité peut être introduit dans le cadre du mécanisme global de définition des tarifs approuvé par le régulateur. Il s'agira d'un tarif qui s'appliquera à la première tranche de consommation par mois pour les consommateurs intérieurs. La perte de recettes qui en résultera pour les unités livrées pourra être récupérée auprès des clients non intérieurs et des clients intérieurs dont la consommation mensuelle est supérieure au niveau de base prévu pour le tarif de première nécessité, par une modeste augmentation des tarifs au-dessus des tarifs reflétant les coûts.

L'éducation du public et la consultation des principales parties prenantes sont essentielles pour une mise en œuvre efficace du tarif de première nécessité. Pour réussir l'introduction d'un tarif de première nécessité, il est essentiel de convaincre la population qu'il existe un engagement crédible pour indemniser les groupes vulnérables. Par conséquent, la compagnie d'électricité et le régulateur doivent s'assurer que des campagnes de sensibilisation sont réalisées à l'échelle nationale pour éduquer les communautés sur l'introduction de tarifs de première nécessité (en anglais "Lifeline Block Tariff" ou LBT).

Il convient également de noter que les subventions sont parfois critiquées parce qu'elles déstabilisent la viabilité financière des services d'utilités publiques et qu'elles sont susceptibles d'être captées par des groupes autres que ceux visés. Des subventions mal conçues ou mal mises en œuvre peuvent entraîner des effets pervers. Par exemple, des interfinancements entraînant des tarifs très élevés pour les utilisateurs industriels peuvent les inciter à opter pour des sources alternatives, telles que l'électricité captive, ce qui est susceptible de nuire à la situation financière des services d'utilités publiques, d'augmenter la pollution par le CO<sub>2</sub> et de réduire la fiabilité du réseau.

Au Kenya, selon les industries les tarifs élevés de l'électricité seraient l'une des principales raisons de fermeture et de relocalisation. Un interfinancement des ménages à hauts revenus en faveur des ménages à faibles revenus aura moins d'inconvénients que celui des clients industriels ou commerciaux en faveur des clients résidentiels.

Afin de réduire au minimum les effets négatifs des subventions et de s'assurer que leurs objectifs sont atteints, l'ANR doit examiner périodiquement la subvention, ses avantages, ses bénéficiaires et ses résultats.

## **Étude de cas n° 2 : Tarifs de l'électricité pour les ménages pauvres et vulnérables au Lesotho**

Le rapport IRE 2020 présente le Lesotho comme l'un des pays d'Afrique ayant un tarif de première nécessité ("lifeline") pour les pauvres et les vulnérables. De plus, selon la fiche de la BAD pour le Lesotho à la base de l'évaluation IRE, l'Autorité de l'eau et de l'électricité du Lesotho (LEWA) a récemment effectué une ECS pour calculer les coûts réels de la prestation de services aux consommateurs sur le réseau de la Lesotho Electricity Company (LEC). Le rapport IRE a également révélé que le LBT et les interfinancements sont deux des mécanismes tarifaires permettant que les tarifs du Lesotho soient abordables pour les consommateurs à faibles revenus et vulnérables.

En 2017, appuyé par la BAD, le Groupe MRC a réalisé une ECS pour LEWA, pour calculer les tarifs d'électricité et encourager l'efficacité économique et assurer la viabilité financière du secteur de l'électricité. Plus précisément, l'étude a exigé une collecte de données sur l'utilisation de l'électricité par les ménages pauvres pour définir les besoins de base en électricité, ainsi qu'une analyse de son accessibilité. L'étude a recommandé un tarif de première nécessité, assorti d'un seuil de consommation et d'un processus d'octroi de la subvention connexe.

L'analyse de la ECS a indiqué qu'il existe de solides arguments en faveur de l'introduction d'un tarif de première nécessité au Lesotho. La majorité des ménages connectés au réseau seraient considérés dépourvus d'énergie s'ils devaient payer leur consommation d'énergie au tarif en vigueur jusque-là. Les enquêtes de longue date menées ont également mis en évidence que la plupart des ménages du Lesotho utilisent l'électricité uniquement pour leur éclairage. L'étude indiquait qu'un tarif de première nécessité pour les ménages consommant moins de 50kWh par mois répondrait aux besoins énergétiques de base des ménages pauvres au Lesotho et relèverait le niveau de vie. Toutefois, un examen de ce seuil énergétique révélait que 57 % environ des ménages connectés consommaient moins de 50kWh par mois. Selon ses calculs, LEWA a jugé que les tarifs subventionnés facturés sur la base du seuil de 50kWh/mois donneraient lieu à un tarif trop élevé pour les ménages consommant davantage. LEWA a donc décidé d'adopter un seuil inférieur, 30kWh par mois, subventionnant ainsi l'électricité pour quelques 25 % des ménages.

L'analyse a montré qu'un tarif de première nécessité de 0,5-0,6M/KWh garantirait que les clients situés au seuil de pauvreté, ou en-dessous, pourraient raisonnablement payer leur consommation d'électricité. Un tarif de première nécessité pour 0,5M/kWh a été proposé au départ, mais un tarif de 0,65M/kWh a en fin de compte été mis en œuvre pour un seuil énergétique de 30kWh par mois. Le tarif est entré en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2018.

LEWA et LEC ont mené des activités d'information publique et de consultation des parties prenantes pour rehausser la compréhension et obtenir un soutien pour la mise en œuvre du tarif de première nécessité. L'ECS a été présentée pour étude aux parties prenantes et mise à jour des commentaires et observations des parties prenantes.

Avant l'introduction du LBT, il n'existait qu'une seule classe de tarif national. Il a été assez facile d'introduire une classe tarifaire supplémentaire (c'est-à-dire de première nécessité) pour tous les clients nationaux, et d'ajuster le logiciel de comptage prépayé pour facturer tous ces clients au tarif de première nécessité, à hauteur du seuil convenu, et à un tarif plus élevé pour une consommation supérieure au niveau du seuil de base. Tous les ménages consommant plus de 30KWh subventionnent les ménages bénéficiant du tarif de première nécessité, le montant de l'interfinancement étant directement proportionnel à leurs niveaux de consommation.

*Le processus d'introduction du LBT au Lesotho est conforme aux bonnes pratiques internationales. Pour commencer, il existe une base juridique et réglementaire relative au tarif issu du mandat réglementaire de LEWA par la loi portant création de cette dernière. Grâce au tarif de première nécessité, les ménages pauvres et les autres membres vulnérables de la société peuvent accéder à l'électricité pour leurs besoins de base. Cela entraînera une amélioration générale du niveau de vie. Grâce à la mise en œuvre du tarif de première nécessité, LEWA règle simultanément les questions d'accès, de réfectivité des coûts et du caractère abordable.*

### **Migration vers des tarifs reflétant les coûts**

En dehors du bloc tarifaire de base, pendant la migration vers des tarifs reflétant les coûts, il est important que le régulateur s'assure que les tarifs progressent à la hausse vers les niveaux économiques pour éviter le choc tarifaire. A titre de bonne pratique, le régulateur mènera une étude tarifaire pour décider d'un calendrier adapté pour entamer la transition. En supposant une migration sur trois ans, les services d'utilités publiques n'atteindront pas leur niveau de recettes nécessaire les deux premières années. La troisième année, les tarifs devraient atteindre des niveaux rentables, y compris quant au rendement de leurs capitaux. À ce stade, l'interfinancement n'affectera que le tarif de première nécessité.

Les tarifs reflétant les coûts permettent aux compagnies d'électricité de lever des capitaux suffisants pour développer et entretenir le réseau, et sont un signal positif pour les investissements dans le secteur. Ils favorisent également l'efficacité économique, car les consommateurs prennent de meilleures décisions de consommation et les sociétés d'électricité sont en mesure de prendre des décisions d'investissement éclairées lorsque les tarifs reflètent le coût réel de l'électricité. De fait, les problématiques de l'électricité auxquels sont actuellement confrontés de nombreux pays africains sont en partie attribuables aux tarifs ne reflétant pas les coûts dans la majorité des services d'utilités publiques en Afrique.

Si les tarifs reflétant les coûts sont nécessaires, les augmentations soudaines ou imprévues des tarifs ont un impact négatif sur la croissance économique par leurs effets inflationnistes. Les deux considérations clés pour la transition vers des tarifs reflétant les coûts sont le **gradualisme** et l'**évitement des chocs tarifaires**. Par conséquent, les régulateurs doivent envisager une approche progressive. Dans certains cas, les gouvernements peuvent financer la subvention sur plusieurs années, à un taux minoré, pour permettre aux tarifs d'atteindre les niveaux reflétant les coûts.

Par exemple, la Commission de réglementation de l'électricité au Nigeria (Nigerian Electricity Regulatory Commission, NERC) est passée à des tarifs reflétant les coûts en mettant en œuvre une série d'ordonnances tarifaires pluriannuelles (en anglais MYTO).

La première MYTO approuvée par la NERC est entrée en vigueur en 2008. Alors que le tarif moyen en vigueur à l'époque était de 6 N/KWh, le tarif moyen reflétant les coûts était de 11,2 N/KWh. Une augmentation de 5,20 N/KWh (soit 87 %) pour atteindre la réfectivité des coûts a été jugée trop élevée en raison de la probabilité d'un choc tarifaire pour les clients. Le régulateur a demandé au gouvernement du Nigeria de fournir plutôt une subvention pour introduire un tarif viable pour l'industrie. La subvention a pris la forme d'un paiement unitaire devant être réduit chaque année, pour atteindre un tarif d'électricité viable d'ici 2011 (c'est-à-dire au bout de trois ans).

Le tableau ci-dessous montre le coût estimé de l'alimentation en électricité (qui a changé chaque année en raison des améliorations d'efficacité et des évolutions prévues des variables macroéconomiques), la subvention publique et le tarif moyen calculé par le régulateur pour l'année.

Tableau 2.1 : Migration vers des tarifs reflétant les coûts au Nigeria (MYTO I)

| Année commençant au 1 <sup>er</sup> juillet                                      | 2008  | 2009  | 2010 | 2011  | 2012  |
|----------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|------|-------|-------|
| Coût estimatif de l'alimentation en électricité (N/KWh)                          | 11,20 | 10,64 | 9,49 | 10,00 | 10,00 |
| Subvention (N/KWh)                                                               | 5,20  | 3,64  | 0,99 | 0,00  | 0,00  |
| Tarif subventionné déterminé par le NERC pour paiement des consommateurs (N/KWh) | 6,00  | 7,00  | 8,50 | 10,00 | 10,00 |

Source: NERC Multi-Year Tariff Order (2008 – 2012)

Alors que le Nigeria s'est efforcé d'atteindre la réfectivité des coûts par le biais du programme MYTO I, soutenu par les accords d'interfinancement susmentionnés, les tarifs n'ont pas atteint les niveaux de réfectivité des coûts à la fin de la période de migration en 2011 en raison de l'inexactitude des données et de variations des facteurs économiques de base, situés hors des fourchettes prévues. Une MYTO ultérieure a placé le NERC sur une trajectoire de migration actualisée vers la réfectivité des coûts.

### Étude de cas n° 3 : Migration vers des tarifs d'électricité reflétant les coûts en Zambie

*Si les tarifs de ZESCO ne reflètent pas entièrement les coûts, la Zambie a toutefois fait des progrès significatifs pour atteindre la réfectivité des coûts dans ses tarifs d'électricité. Les tarifs ont effectivement atteint la réfectivité des coûts à un point donné, mais l'évolution des variables macro-économiques a entraîné une rupture de l'équilibre entre les coûts et les tarifs. Le processus de calcul de tarifs reflétant les coûts comporte trois étapes principales :*

- *Calcul du niveau de recettes nécessaire (NRN) du service d'utilité publique : s'assurer que le service d'utilité publique reste financièrement viable, et a la possibilité de récupérer les dépenses prudentes engagées, y compris un taux de rendement équitable.*
- *Réalisation d'une étude du coût du service (ECS) : évaluer et répartir les coûts entre les différentes catégories de clients du service d'utilité publique. Les coûts et recettes réels du service d'utilité publique peuvent alors être comparés à son NRN.*
- *Conception des tarifs : les résultats de l'ECS indiqueront dans quelle mesure les tarifs existants recouvrent des recettes suffisantes perçues pour chaque catégorie de clients, sur la base du coût du service, et peuvent être utilisés par l'organisme de régulation pour définir de nouveaux tarifs qui permettront de percevoir le niveau de recettes nécessaire et soutenir le service d'utilité publique et le secteur à l'avenir.*

*Le Conseil zambien de régulation de l'énergie (ERB) a commandé une ECS pour la Zambian Electricity Supply Company (ZESCO) en 2006, pour déterminer les frais engagés par la compagnie aux fins de production, transmission, distribution et fourniture d'électricité à ses différents clients.*

*L'ECS a établi que les tarifs ne reflétaient pas les coûts et a recommandé à ZESCO une augmentation moyenne de 45,4 % au cours de l'exercice 2007/2008. Les clients résidentiels connaîtraient la plus forte augmentation, soit 147,6 %, puis les gros consommateurs d'électricité, avec 46,3 %. Les clients commerciaux et les consommateurs subiraient les plus petites augmentations de tarifs, soit 2,4 % et 6,3 %, respectivement. L'ERB a prévu d'ajuster le tarif annuellement pour tenir compte de l'évolution des facteurs économiques fondamentaux. La réfectivité des coûts est un objectif évolutif ; tout changement des facteurs tels que l'inflation, les taux de change, le prix du carburant, etc. exige un ajustement du tarif pour que la position financière de la compagnie perdure.*



*Depuis lors, ZESCO a présenté cinq demandes d'augmentation des tarifs, basées sur l'ECS. ERB a approuvé des augmentations moyennes de 27 %, 35 %, 26 %, 16 % et 75 % en 2008, 2009, 2010, 2014 et 2017, respectivement. Ces augmentations ont permis à ZESCO de produire des recettes suffisantes pour couvrir ses coûts et obtenir un rendement raisonnable. À la suite de chaque augmentation, de nouveaux tarifs ont été définis pour être affectés aux différentes catégories de clients.*

*Une nouvelle ECS est en cours.*

### 2.2.16 Les défis du calcul des tarifs de l'électricité en Afrique

Les rapports IRE et d'autres documents consultés au cours de l'élaboration de ce rapport de lignes directrices révèlent plusieurs défis à la définition des tarifs de l'électricité en Afrique, et en particulier à la réalisation de la réfectivité des coûts. Plusieurs de ces défis sont soulignés ci-dessous.

#### **Données limitées et mauvaise qualité des données**

Des données fiables sur les performances des services d'utilités publiques sont essentielles à la définition des tarifs, mais garantir l'exactitude et la transparence des données a toujours constitué un défi majeur pour la plupart des régulateurs africains de l'électricité. Même lorsque des exigences ou des modèles de rapports spécifiques sont fournis par l'ANR, il est difficile aux services d'utilités publiques à respecter ces exigences, ce qui complique la tâche du régulateur pour déterminer les tarifs adaptés.

Plusieurs pays ont, par exemple, développé un réseau uniforme de comptes (USoA) pour s'assurer que les compagnies d'électricité enregistrent et classent leurs transactions financières de manière précise, uniforme et cohérente, mais certaines de ces dernières ne sont toutefois pas en mesure de présenter les données requises. Certaines ANR envoient leurs propres effectifs dans les services d'utilités publiques pour obtenir des informations en personne. Cette pratique est fastidieuse et lourde, et entraîne une charge administrative excessive pour l'autorité de régulation.

Les régulateurs peuvent aborder la question de la qualité des données comme suit :

- ❖ Développer des stratégies pour inciter les services d'utilités publiques à déclarer des données exactes et à fournir la documentation requise, par exemple par des modèles faciles à utiliser pour s'acquitter des déclarations périodiques.
- ❖ Développer des procédures efficaces de contrôle et d'application pour ces déclarations exactes des données en faisant appel à des auditeurs externes indépendants chargés de les vérifier.

#### **Asymétrie de l'information**

L'efficacité réglementaire des tarifs de l'électricité est tributaire de la disponibilité d'informations de qualité. Dans le processus de définition des tarifs, la compagnie d'électricité dispose généralement de meilleures informations sur ses propres coûts que n'en possède le régulateur. Cette asymétrie de l'information peut mener le régulateur à approuver des tarifs qui surcompensent la société d'électricité, ou insuffisants pour le recouvrement des dépenses prudentes. Le régulateur peut réduire au minimum ce risque en développant un cadre efficace de gestion des données. Cela est faisable par le biais d'une unité spécifique au sein de l'ANR qui est responsable de l'extraction et de la collation des données de l'ensemble de l'organisation et qui assure la mise à jour permanente de toutes les données applicables.

### **Définition de la base d'actifs réglementaires (RAB)**

La RAB est un élément clé de la tarification. L'un des défis du calcul des tarifs est la difficulté pour déterminer la base d'actifs du réseau en raison de l'absence d'une bonne tenue des registres par la compagnie. Citons également la question de la capacité de leur effectif de réglementation à examiner le calcul de la RAB par la société d'électricité. Les régulateurs doivent affecter des ressources adaptées aux fins de renforcement des capacités de leur effectifs pour qu'ils soient plus compétents dans l'examen des données des services d'utilités publiques.

### **Évaluation de la rentabilité des coûts d'exploitation et d'entretien**

Les investissements dans l'exploitation et la maintenance constituent une importante composante du niveau de recettes nécessaire d'un service d'utilité publique réglementé. Ces dépenses sont censées être engagées de manière prudente par les services d'utilités publiques, mais il n'existe pas de méthode standard pour vérifier la "prudence". Il est ainsi possible que les régulateurs approuvent des tarifs non économiques basés sur des coûts exagérés par les services d'utilités publiques. Ce problème peut être réglé en élaborant et en diffusant des directives à l'intention des services d'utilités publiques sur la tenue d'écritures relatives à l'acquisition des biens et des services. Les services d'utilités publiques seront alors tenus de soumettre des rapports réguliers sur la mise en œuvre de ces directives. L'ANR examinera ces rapports et approuvera ou pas les acquisitions à inclure dans le NRN pour la définition des tarifs.

### **Prévisions faussées et hypothèses inexactes pour la modélisation du calcul des tarifs**

Le calcul des tarifs implique une part importante de modélisation, qui exige des prévisions et des hypothèses raisonnables (par exemple, le volume des investissements à déployer, la demande des consommateurs, etc.). Dans de nombreux cas, cependant, ces prévisions et hypothèses s'écartent largement des réalités, ce qui affecte l'adéquation du tarif final.

L'élaboration et l'application d'outils de prévisions à long terme spécifiques par pays peuvent servir à une modélisation des tarifs et un renforcement des capacités locales pour les régulateurs et les services d'utilités publiques. Cela permettra de réduire considérablement l'écart entre les valeurs prévisionnelles et les valeurs réelles.

### **Capacité régulatoire insuffisante dans l'établissement des tarifs**

Le calcul des tarifs exige des connaissances et une coordination de leur effectif dans plusieurs domaines d'expertise, notamment l'ingénierie, l'économie, la comptabilité, les statistiques et le droit. Une expérience adaptée de leur effectif en matière de définition des tarifs est également essentielle. Malheureusement, de nombreuses ANR, notamment les plus récentes, ont du mal à se doter d'effectifs possédant les qualifications et l'expérience requises. Certains régulateurs ont recours à l'externalisation pour le calcul des tarifs, mais il faut tout de même pouvoir vérifier que les produits livrés sont conformes aux besoins du secteur. Il est donc impératif que les régulateurs embauchent des candidats ayant une solide expertise en matière de définition des tarifs, une bonne connaissance du contexte local du secteur de l'électricité, une compréhension des cadres juridiques nationaux pertinents et la capacité d'assurer une liaison efficace avec le régulateur et les principales parties prenantes.

### ***Absence d'études sur le coût du service***

L'un des principes fondamentaux du calcul des tarifs est que le tarif doit garantir la possibilité de recouvrement des coûts. Autrement dit, le tarif doit refléter les coûts. Les tarifs reflétant les coûts ne peuvent être déterminés que par une analyse du coût du service. L'exactitude des coûts obtenus à partir de telles études affecte la pertinence du tarif déterminé. Comme le montrent les rapports IRE, la plupart des compagnies d'électricité en Afrique n'ont pas été en mesure de mener des ECS complètes. Lorsque de telles études sont menées, des doutes persistent quant à l'efficacité de l'exercice et à l'exactitude des coûts de sortie. Compte tenu de son importance pour le calcul efficace des tarifs, les stratégies de mise en œuvre d'une ECS sont examinées en détail dans le présent rapport sur les lignes directrices.

### ***Infrastructure vieillissante***

Le vieillissement des infrastructures constitue un défi pour la plupart des réseaux électriques en Afrique. Dans ces réseaux, le coût du service est élevé et volatile en raison des pannes fréquentes et de la nécessité d'un entretien régulier (ou dans certains cas, d'un remplacement). Dans ces circonstances, il est difficile d'atteindre un équilibre entre les coûts et les recettes par le biais d'un tarif reflétant les coûts.

### ***Problèmes d'accessibilité financière***

Lorsqu'il fixe les tarifs de l'électricité, un régulateur doit toujours chercher à équilibrer la nécessité de refléter les coûts avec celle d'être abordable pour les clients. Pour atteindre l'efficacité économique sur le marché de l'électricité, les tarifs doivent soutenir la viabilité financière des services d'utilités publiques ; cependant, ils doivent également être abordables pour encourager la consommation d'électricité à tous les niveaux de la société.

Un grand pourcentage de la population des nations africaines est actuellement incapable de payer des tarifs reflétant les coûts. Conformément aux objectifs nationaux et mondiaux visant à accroître l'accès à l'électricité, les régulateurs sont souvent contraints de maintenir des tarifs inférieurs aux coûts.

### ***Coût élevé de la production***

Les coûts de la production, de la transmission et de la distribution d'électricité dans la plupart des pays en développement, y compris les pays africains, sont très élevés en raison de plusieurs facteurs, allant de la nécessité d'adopter des technologies coûteuses et en évolution rapide, à l'insuffisance des capacités techniques et de gestion, aux achats non prudents, etc. Il en résulte des tarifs élevés pour l'utilisateur final, avec les problèmes d'accessibilité qui en découlent.

### 2.2.17 *Recommandations pour les régulateurs sur l'amélioration des pratiques de définition des tarifs en Afrique*

- ❖ **Les ANR peuvent s'attaquer à la question de la qualité des données en élaborant des stratégies visant à inciter les services d'utilités publiques à communiquer des données exactes et à fournir la documentation requise, et à mettre en place des procédures de contrôle et d'application efficaces pour la communication de données exactes.** Des données qualitatives et précises constituent la base sur laquelle peuvent être érigés les différents éléments constitutifs d'une tarification efficace. En l'absence de telles données, la capacité des ANR à prendre des décisions éclairées en matière de définition des tarifs sera entravée.
- ❖ **Les ANR doivent encourager le développement et l'utilisation d'outils de prévision à long terme spécifiques au pays, à utiliser dans la modélisation des tarifs afin de réduire l'écart par rapport aux chiffres réels.** Ceci est d'autant plus important que les méthodologies tarifaires sont tournées vers l'avenir, couvrant souvent une période de trois à cinq ans, alors que la planification intégrée du secteur de l'électricité couvre des horizons encore plus longs, de 10 à 15 ans. Les régulateurs doivent utiliser des outils de prévision qui prennent en compte des hypothèses réalistes basées sur le contexte local.
- ❖ **Les ANR doivent consacrer des ressources adaptées au renforcement des capacités de leur effectifs afin qu'il puisse acquérir la maîtrise de l'examen des données des services d'utilités publiques.** Le calcul des tarifs exige que l'effectif de réglementation ait une solide compréhension de l'économie de l'énergie ainsi que de l'environnement opérationnel local. Il est donc impératif que, lors de la dotation en effectifs des départements de régulation économique, les ANR engagent des candidats ayant une forte expertise en matière de définition des tarifs, une bonne connaissance du contexte local du secteur de l'électricité, une compréhension des cadres juridiques nationaux pertinents et la capacité d'assurer une liaison efficace avec les autres effectifs de régulation et les principales parties prenantes. Le renforcement régulier des capacités et la formation polyvalente de leur effectif permettront également de s'assurer que l'effectif ayant les capacités nécessaires est disponible.
- ❖ **Les ANR doivent mandater les entreprises de services d'utilités publiques pour qu'elles réalisent des ECS comme exigence clé pour le calcul et la révision des tarifs.** Une ECS révèle le coût total de la société d'électricité pour fournir un service d'électricité à chaque catégorie de clients et permet à la société d'électricité de répartir les coûts entre ses différentes catégories de clients de la manière la plus équitable possible en fonction de leurs habitudes de consommation respectives. Étant donné que les tarifs sont fixés en fonction des classes de service et des catégories de clients, il est donc impératif qu'une ECS constitue la base empirique sur laquelle la société d'électricité peut proposer des tarifs adaptés pour chaque catégorie de clients pour approbation par l'organisme de régulation.
- ❖ **Les ANR doivent élaborer et mettre en œuvre des lignes directrices et des cadres comptables complets pour la préparation et la soumission des demandes d'ajustement des tarifs, qui doivent inclure des données sur les coûts des services d'utilités publiques, les pratiques d'approvisionnement et toutes les activités qui pourraient avoir un impact sur les tarifs.** L'élaboration de ces directives et cadres permettra d'assurer la transparence et la prévisibilité du calcul des tarifs et précisera

clairement les obligations réglementaires des services d'utilités publiques en ce qui concerne les demandes de révision des tarifs. Une ligne directrice ou un document cadre permet également à l'ANR de contrôler plus facilement la conformité et de procéder à une évaluation objective des demandes de révision des tarifs.

## **2.3 Études du coût du service (ECS) dans le secteur de l'électricité**

### **2.3.1 Historique de l'ECS dans le secteur de l'électricité**

En fournissant les charges d'électricité, les producteurs doivent s'assurer que le réseau n'est pas sur ou sous approvisionné, en termes de capacités de production et de réseau. Des exercices périodiques de planification du réseau aident à atteindre cet équilibre. La première étape du processus de planification consiste à effectuer une prévision de la demande, c'est-à-dire à déterminer l'ampleur et l'emplacement des charges qui devront être approvisionnées, ainsi que le moment où l'approvisionnement sera nécessaire. La deuxième étape consiste à effectuer une prévision de la production, c'est-à-dire à déterminer la capacité de production nécessaire pour répondre à la charge déterminée.

La troisième consiste à déterminer les capacités, les emplacements et les distances des réseaux de transport et de distribution pour acheminer l'énergie des centrales aux divers emplacements de la charge. Ces prévisions permettent aux services d'utilités publiques de faire les bons investissements aux bons endroits et aux bons moments, évitant ainsi l'incidence des actifs de production et de capacité de réseau échoués et redondants qui pourraient faire augmenter indûment le tarif. Les régulateurs doivent examiner les prévisions des services d'utilités publiques chaque année. Les prévisions devraient couvrir un minimum de cinq ans, dans chaque cas, afin de produire un coût d'investissement commun pour tous les clients, plutôt que pour des catégories de clients spécifiques. L'un des principaux résultats de cet exercice de planification est la RAB, qui est un élément majeur dans la détermination du NRN de la compagnie.

Une ECS révèle le coût total du service de fourniture d'électricité par l'utilité publique à chaque catégorie de clients. Cette analyse implique l'analyse des dépenses historiques au cours d'une période test de douze mois, et permet à la compagnie d'électricité de répartir les coûts entre ses catégories de clients de la manière la plus équitable possible, en fonction de leurs habitudes de consommation respectives. L'efficacité d'une ECS et l'exactitude de ses résultats dépendent largement de l'adéquation des données disponibles sur les coûts et les revenus.

Selon le rapport IRE 2020, seuls environ 40 % des pays interrogés ont réalisé une ECS au cours des dix dernières années. La majorité des pays africains n'ont pas encore réalisé d'ECS. C'est la principale raison de la non-réflexivité des coûts dans les tarifs de la plupart des pays africains. Il convient toutefois de noter que l'existence d'une ECS ne garantit pas toujours que des tarifs reflétant les coûts seront approuvés ou mis en œuvre. Dans plusieurs pays africains, l'intervention politique entraîne des tarifs artificiellement bas, même lorsque le coût réel du service est connu.

Par conséquent, les lignes directrices du rapport donnent un aperçu de la méthodologie détaillée pour réaliser une ECS, afin d'encourager les pays qui ne l'ont pas encore réalisé à le faire, et de permettre la réalisation de tarifs reflétant les coûts dans la région.

### 2.3.2 Approches des ECS

Il existe deux grandes démarches internationalement reconnues pour analyser le coût du service d'une utilité publique. Les voici :

#### **Approche des coûts incorporés**

Ce type d'ECS est basé sur des informations historiques qui peuvent être vérifiées. Il est moins complexe que l'approche du coût marginal décrite ci-dessous, et est donc plus couramment utilisé en Afrique ainsi qu'au niveau international.

#### **Approche des coûts marginaux**

Cette approche est basée sur des informations et des hypothèses projetées. Bien qu'elle soit beaucoup plus complexe que l'approche des coûts incorporés, les taux résultants peuvent ne pas être très différents.

Le tableau ci-dessous compare les deux approches de coûts.

| <b>Approche du coût incorporé</b>                                                                    | <b>Approche du coût marginal</b>                                        |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| Affectation du revenu minimal requis entre les unités de plus en plus petites (approche descendante) | Identification des coûts unitaires (approche ascendante)                |
| Répartition des coûts entre les catégories                                                           | Coûts par niveaux de tension                                            |
| Sur la base d'informations historiques vérifiables                                                   | Prospectif et basé sur le coût d'une unité supplémentaire de production |
| Les coûts d'investissement sont souvent traités comme étant entièrement liés à la demande            | Les coûts d'investissement ne sont pas tous liés à la demande           |
| Le total des coûts alloués est égal au niveau du revenu total requis                                 | Il y a toujours un déficit de revenu                                    |

Source: Parmesano, Hethie S. "Electricity Sector Issues in Rate Structure: Basic Techniques". Un document présenté au programme de formation de la Banque mondiale - Public Utility Research Centre, Université de Floride - janvier 2005

Compte tenu de ce qui précède, la démarche des coûts incorporés est celle qui est recommandée pour les pays africains.

### 2.3.3 Avantages des ECS

La ECS fournit les informations détaillées sur les coûts nécessaires pour définir les tarifs. Elle montre les différences de coûts entre les catégories tarifaires et la séparation des tarifs en éléments fonctionnels distincts. La ECS reprend toutes les dépenses de l'utilité publique et montre comment les coûts sont affectés aux différentes catégories de clients. Elle montre également quelle est la contribution de chaque catégorie aux recettes et aux marges globales de l'utilité publique.

Les ECS profitent aux utilités publiques et aux régulateurs dans le processus de définition des tarifs en fournissant :

- ❖ Marges et taux de rendement globaux des services d'utilités publiques ;
- ❖ Marges et taux de rendement pour chaque catégorie de clients ;
- ❖ Les différences de taux de rendement, mettant ainsi en évidence les interfinancements entre les catégories de clients ;
- ❖ Des informations détaillées sur les coûts ; et

❖ Informations sur les clients moyens de chaque catégorie.

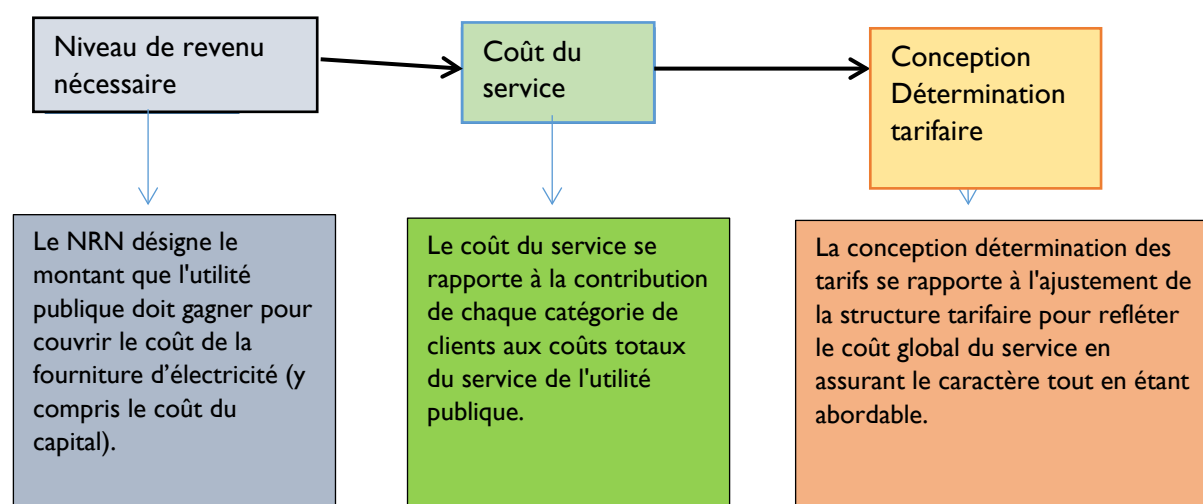
Certaines des applications des ECS sont décrites ci-dessous.

### Détermination des tarifs

Une ECS identifie les coûts engagés pour servir chaque catégorie de clients, plus des marges équitables, de sorte que chaque classe tarifaire apporte une contribution équivalente au rendement global du service d'utilité publique. Les tarifs qui recouvrent ces coûts sont dits reflétant les coûts, et fixent les objectifs idéaux pour la détermination des tarifs pour chaque catégorie de clients.

La détermination des tarifs est le résultat final d'une ECS, dans lequel les mécanismes de recouvrement des coûts (tarifs et redevances) pour chaque catégorie de clients sont établis de manière à répondre collectivement au NRN du service d'utilité publique. La figure ci-dessous illustre le processus de base d'élaboration des tarifs dans le secteur de l'électricité.

Figure 2.2 : Processus d'élaboration des tarifs dans le secteur de l'électricité



### Subventionnement croisé entre les catégories tarifaires

Les ECS identifient les classes tarifaires qui contribuent plus que leur part proportionnelle au rendement global du service de l'utilité publique, et les classes qui contribuent moins. Toute catégorie tarifaire dont le taux de rendement est supérieur au taux de rendement global du système subventionne toute catégorie dont le taux de rendement est inférieur au taux de rendement global du système. Cette comparaison du taux de rendement relatif permet à l'utilité publique d'ajuster les tarifs de manière à ce que les catégories qui subventionnent puissent commencer à payer davantage et que les catégories subventionnées puissent payer moins, faisant ainsi évoluer l'ensemble des tarifs vers des niveaux reflétant les coûts.

#### 2.3.4 Politiques de connexion

Une autre application des ECS se trouve dans les politiques de raccordement élaborées par les utilités publiques. Un raccordement au réseau est le lien physique entre un réseau de distribution et les locaux d'un client, pour permettre l'acheminement de l'électricité vers le client à partir du réseau de la société d'électricité. La politique de raccordement définit la nature des services de raccordement au réseau offerts par les sociétés d'électricité, ainsi que les frais qui peuvent s'appliquer à ces services.

Les politiques de connexion spécifient :

- Les catégories de personnes qui peuvent être tenues de payer une taxe de raccordement et les circonstances dans lesquelles ces exigences peuvent être imposées ;
- Les aspects d'un service de raccordement pour lesquels une redevance peut être perçue ;
- La base sur laquelle les frais de connexion sont déterminés ; et
- La manière dont les frais de raccordement doivent être payés.

De plus, la politique de raccordement doit être conforme aux directives du régulateur et aux principes de tarification du raccordement. Les frais de raccordement payables par un client sont fixés par l'organisme de régulation. L'organisme de régulation est également chargé de prendre des décisions concernant les litiges relatifs au raccordement des clients avec les services publics (lorsque ces litiges ne sont pas résolus par l'utilité publique) et ceux survenant entre les utilités publiques.

Les IRE publiés ont révélé que peu des pays étudiés ont développé des politiques de connexion au réseau, et moins nombreux encore sont ceux qui en tiennent compte dans le calcul de leurs tarifs. La plupart de ces pays ne disposent pas non plus d'un mécanisme efficace de règlement des litiges pour traiter les conflits liés aux questions de connexion au réseau.

L'ECS peut contribuer à informer le développement des politiques de raccordement/extension de ligne. L'ECS indique les coûts totaux de distribution pour chaque catégorie de clients, ainsi que le coût total pour la société d'utilité publique. L'investissement moyen par client est le niveau d'investissement que le tarif existant supportera. Cela signifie qu'une société d'utilité publique peut utiliser les coûts totaux de distribution pour calculer l'investissement moyen de distribution par client, et utiliser ce coût moyen par client pour établir le montant que le service d'utilité publique devrait être prêt à investir pour raccorder un nouveau client au réseau de distribution.

Ce montant est défini dans la politique de raccordement/extension de ligne du service d'utilité publique. Les coûts d'extension de ligne supérieurs à la moyenne peuvent être récupérés auprès du client par le biais d'une contribution d'aide à la construction (en anglais CIAC). Cette CIAC est une contribution en capital que les clients potentiels versent pour la construction de l'infrastructure destinée à les alimenter en électricité, si le budget est supérieur à celui prévu dans la politique. Cela stabilise les coûts de distribution et permet à la compagnie d'électricité de fonctionner de manière non discriminatoire vis-à-vis des nouveaux clients.

Certains éléments de la politique de connexion sont précisés dans le code national de distribution et de comptage qui expose les principes généraux et la pratique de raccordement des compteurs. Ces codes définissent également les procédures de règlement des litiges entre les services d'utilités publiques et les clients en ce qui concerne les raccordements des clients et le comptage.

### 2.3.5 Méthodologie des ECS dans le secteur de l'électricité en Afrique

Le coût de la fourniture du service d'électricité est un facteur majeur dans la définition du NRN et de la conception des tarifs d'un service d'utilité publique. Il est donc impératif d'effectuer une ECS pour faciliter la détermination de l'affectation des revenus (c'est-à-dire le coût plus une marge équitable) à chaque catégorie de clients. Les ECS sont des analyses détaillées qui affectent des coûts à chaque catégorie de clients en fonction de ses attributs de consommation. Cette étude, qui consiste en une série d'activités impliquant plusieurs professions, comme l'ingénierie, la comptabilité, l'économie et les



statistiques, est une étape essentielle pour garantir que les tarifs reflètent les coûts. La mise en œuvre inclut les étapes et les processus discutés ci-dessous.

### ***Détermination du niveau de revenu nécessaire à la société d'utilité publique***

Le NRN d'une société d'utilité publique est le coût total de la fourniture d'un service d'électricité, plus un taux de rendement raisonnable. Il fournit un guide pour la réalisation d'une ECS, à partir de laquelle des tarifs reflétant les coûts peuvent être élaborés. Par conséquent, le calcul du NRN est la première étape du processus de détermination des tarifs. Une fois le NRN établi, l'étape suivante consiste à déterminer comment les coûts seront répartis entre les différentes catégories de clients et comment les recettes connexes seront perçues auprès de chaque catégorie de clients par la voie des tarifs.

Les principales exigences pour la définition du NRN sont : la RAB, l'amortissement réglementaire des actifs, les dépenses O&M, le WACC et les taxes ou impôts. Les actifs et leurs valeurs doivent être documentés dans une base de données, mise à jour régulièrement. En première année de cet exercice, un travail de terrain peut être nécessaire pour identifier, vérifier et évaluer les actifs.

Les investissements dans les plans d'expansion du réseau sont des intrants clés dans la définition du NRN. De surcroît, ces investissements constituent des intrants de l'ECS.

### ***Attribution des coûts***

À la suite du calcul du NRN de la société d'utilité publique, il s'agit ensuite d'affecter équitablement les coûts qui composent le NRN. Les premiers coûts à traiter sont les coûts directement attribués, car ils peuvent être facilement affectés à la catégorie de clients particulière qui en bénéficie. Les coûts conjoints et communs sont plus compliqués à attribuer, car ils doivent être affectés à leur fonction, à leur classification et aux catégories de clients de manière proportionnelle, en fonction de leur responsabilité dans l'engagement de ces coûts.

Le principe de causalité des coûts est d'une importance fondamentale lorsqu'il s'agit d'attribuer des coûts à différentes catégories de clients. Il stipule que les coûts doivent être supportés par ceux qui en sont la cause. À la base, l'affectation des coûts communs et conjoints aux différentes catégories de clients suivra normalement trois étapes, comme indiqué ci-dessous.

#### ***1) Fonctionnalisation des coûts***

La fonctionnalisation des coûts se rapporte à l'identification des coûts par rapport aux éléments fonctionnels de la chaîne d'alimentation en électricité : production, transmission et distribution, et coûts pour les clients. Le tableau ci-dessous présente une catégorisation typique du coût du service par fonction dans l'industrie de l'électricité.

Tableau 2.3 : Coûts du service par fonction

| Fonction             | Valeur de l'année test (USD) | Pourcentage |
|----------------------|------------------------------|-------------|
| Production           | 13 832 483,00                | 67,6%       |
| Transport            | 1 555 131, 00                | 7,6%        |
| Distribution         | 4 337 998, 00                | 21,2%       |
| Client               | 695 71,00                    | 3,4%        |
| Directement attribué | 40 924,00                    | 0,2%        |
| Total                | 20 462 253,00                | 100%        |

Source: An adaptation from Dave Berc Consulting LLC, "Electric Cost of Service and Rate Design Study Report." Conseil municipal de Spanish Fork, 2016

Le tableau montre qu'en moyenne, environ 67,6 % du coût de l'électricité pour l'utilisateur final est imputable à la fonction de production, tandis que la fonction de transmission contribue pour environ 7,6 %. La fonction de distribution contribue pour environ 21,2 %, tandis que le solde de 3,6 % est partagé entre les coûts de la fonction client et les coûts directement attribués.

## 2) Classification des coûts

Dans cette étape, les coûts des services d'utilités publiques sont classés comme étant liés à la demande, à l'énergie, aux clients, aux recettes ou directement affectés.

- Coûts (fixes) de la demande** : Ils comprennent les dépenses d'investissement et d'exploitation engagées pour fournir une capacité suffisante pour répondre à la demande de pointe à toutes les heures. Les coûts de la demande ne sont pas affectés par le nombre de clients ou l'utilisation annuelle. L'infrastructure de transmission construite pour fournir un service permettant de répondre à la demande de pointe serait classée comme un coût de la demande. Toutes les dépenses d'investissement et d'exploitation associées à la construction et à l'entretien de cette infrastructure seraient également considérées comme des coûts de la demande.
- Coûts énergétiques (variables)** : Ils sont définis comme les dépenses qui varient directement avec la quantité d'énergie vendue (produite et achetée), y compris le carburant et une partie des dépenses d'exploitation et de maintenance (connues sous le nom d'exploitation et de maintenance variables).
- Coûts liés aux clients** : Ils sont définis comme les coûts directement liés au nombre de clients, au type de clients desservis et à la taille des services requis, tels que ceux associés à la lecture des compteurs, à l'entretien des compteurs, aux installations des clients, à la facturation et à la collecte. Une partie des investissements et des coûts d'exploitation de la distribution sont également classés comme coûts des clients, car la taille et la conception du réseau de distribution sont fonction à la fois du nombre de clients et de leur demande de charge.
- Coûts liés aux recettes** : Il s'agit des coûts qui sont associés au montant des recettes produites. Les taxes ou impôts sont un exemple de coût lié aux recettes.
- Affectation directe** : Les coûts d'affectation directe sont des coûts connus qui sont engagés pour le compte d'un client ou d'une catégorie de clients, et qui doivent être directement affectés à ce client ou à cette catégorie. Cela peut être lié à la demande, à l'énergie, au client ou à d'autres types de classification. Les frais irrécouvrables engagés par les clients résidentiels

entrent dans cette catégorie. Des ratios par classe sont élaborés pour répartir les coûts restants.

Le tableau ci-dessous montre comment les différents types de coûts sont affectés aux différentes fonctions de la chaîne d'approvisionnement en électricité.

Tableau 2.4 : Classification des coûts selon la fonction dans la chaîne d'approvisionnement

| Fonction     | Classification |         |         |
|--------------|----------------|---------|---------|
|              | Demande        | Énergie | Clients |
| Production   | X              | X       |         |
| Transport    | X              |         |         |
| Distribution | X              |         | X       |
| Général      |                |         | X       |

### Répartition des coûts

Une fois les coûts fonctionnalisés et classés, l'étape suivante consiste à les répartir entre les différentes catégories de clients en fonction de la contribution de chaque catégorie à ces coûts. Les coûts de fourniture des services sont causés par tous les clients et, par conséquent, sont facturés à tous les clients sur une base pondérée par le biais d'une ECS.

Exemple :

- ❖ Les frais d'enregistrement et de recouvrement des clients sont répartis entre les catégories de clients en fonction du nombre moyen de clients par classe. Un exemple de facteur (ratios de classe) élaboré pour cette répartition est présenté dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2.5 : Affectation des coûts aux catégories de clients

| Classe      | Nombre de clients | Ratio par rapport au total |
|-------------|-------------------|----------------------------|
| Résidentiel | 75                | 0,75                       |
| Commercial  | 15                | 0,15                       |
| Industriel  | 10                | 0,1                        |
| Total       | 100               | 1,0                        |

Cela signifie que, si les coûts étaient classés comme coûts liés aux clients, la catégorie de clients résidentiels se verrait affecter 75 % de tous les coûts classés comme coûts liés aux clients qui ne sont pas directement affectés. Par exemple, les coûts de relevé de compteur sont affectés aux catégories de clients en fonction du nombre de compteurs dans chaque catégorie de clients.

La répartition des coûts - l'association des coûts à chaque catégorie de consommateurs - est la principale méthode d'affectation du NRN respectif du service d'utilité publique. On dit que l'affectation des recettes d'un service d'utilité publique est justifiée par les coûts lorsque toutes les catégories de clients se rapprochent du taux de rendement moyen du système. Le rééquilibrage des tarifs devient nécessaire lorsque certaines catégories de clients se voient appliquer des tarifs nettement supérieurs ou inférieurs à la moyenne du système. Toutefois, les organismes de réglementation devraient toujours envisager d'adhérer au gradualisme pour éviter un choc tarifaire lorsqu'un tel rééquilibrage doit être

effectué. L'objectif fondamental de la répartition des coûts est de s'assurer que le fardeau des recettes est partagé équitablement par chaque catégorie de clients.

Dans l'ensemble, les ECS cherchent à faciliter le développement de tarifs reflétant les coûts pour tous les groupes de clients, mais les régulateurs doivent utiliser la détermination des tarifs pour s'assurer que les tarifs sont abordables pour les ménages pauvres au sein du réseau.

### 2.3.6 Défis de la conduite des ECS en Afrique et options pour les surmonter

#### **Qualité des données**

Les méthodologies utilisées pour mener une ECS crédible exigent un examen approfondi des comptes financiers et réglementaires d'une compagnie d'électricité, ainsi que des données techniques importantes, ventilées par catégorie de clients. Les problèmes de disponibilité et de qualité des données sont courants dans le secteur de l'électricité en Afrique. Lorsque les données sont disponibles, il existe un problème d'asymétrie d'information entre les compagnies d'électricité et les autorités de régulation. C'est l'une des raisons pour lesquelles de nombreuses sociétés d'électricité africaines n'ont pas été en mesure de mener des ECS, et ne bénéficient donc pas de tarifs reflétant les coûts. La précision, la fiabilité et la crédibilité des ECS dépendent de l'analyse de données pertinentes et fiables.

La question de la fiabilité des données peut être abordée en faisant participer tous les experts clés impliqués dans l'identification et la vérification des actifs afin de vérifier les actifs "utilisés et utilisables" dans le système. Des valeurs adaptées (par exemple, les coûts de remplacement) peuvent être affectées aux actifs, afin de développer une base de données des actifs et des coûts pour informer les exercices futurs tels que les ECS. Cette base de données doit être mise à jour périodiquement pour corriger les erreurs, saisir les omissions, enregistrer les nouveaux actifs déployés dans le réseau et supprimer les actifs retirés.

#### **Capacité limitée du personnel des sociétés d'électricité et des organismes de réglementation**

Les régulateurs et les sociétés d'utilités publiques doivent disposer d'une base technique solide pour pouvoir comprendre et réaliser une ECS et utiliser les informations qui en résultent pour déterminer des tarifs reflétant les coûts. Afin d'assurer la suffisance, qui est l'un des principes fondamentaux de la détermination des tarifs, l'organisme de régulation et la société d'utilité publique doivent calculer le NRN et effectuer une ECS pour comprendre exactement ce qu'il en coûte pour fournir un service électrique fiable à chaque catégorie de clients.

Les régulateurs et les sociétés d'utilités publiques doivent également comprendre les méthodes de répartition des coûts et doivent être en mesure de déterminer combien d'électricité est consommée par qui afin de répartir les coûts équitablement entre les catégories de clients.

La plupart des compagnies d'électricité en Afrique ont une capacité limitée pour mettre en œuvre une ECS efficace. Dans certains cas, les sociétés d'électricité ou les régulateurs peuvent faire appel à un consultant pour mener une ECS. Même si l'ECS est externalisée, les régulateurs et les sociétés d'électricité doivent être familiarisés avec les concepts clés afin de pouvoir interpréter les résultats et comprendre comment ils influencent la détermination de tarifs reflétant les coûts. Il est donc urgent de renforcer les capacités des régulateurs et des sociétés d'électricité de la région pour qu'ils puissent mener et/ou analyser les études de coûts et de services.

Ce problème de capacité du personnel peut être résolu par une formation ciblée sur les différentes composantes de l'ECS. Si l'organisme de régulation n'est pas tenu de réaliser lui-même les études, il doit être en mesure de comprendre l'ensemble du processus de réalisation de l'ECS, qu'il doit examiner pour garantir la cohérence avec les procédures. Le personnel des sociétés d'électricité et des organismes de réglementation devra être formé aux principes et à la pratique de la planification des réseaux intégrés et à la manière de déterminer le niveau de recettes nécessaire d'un service d'utilité publique. Ils devront être formés à la fonctionnalisation des coûts, à la classification des coûts, à l'affectation des coûts et à la répartition des coûts, et doivent comprendre les principes de causalité des coûts et d'affectation des coûts directs pour les coûts restreints.

### ***Incidence élevée des pertes de réseau***

Les pertes techniques et non techniques élevées dans les réseaux de nombreuses sociétés d'électricité sur le continent et l'incapacité des consommateurs à payer l'énergie consommée et facturée, tendent à fausser le résultat de toute ECS, et compromettent toute tentative d'amener les tarifs à des niveaux reflétant les coûts. Dans de nombreux pays africains, pratiquement tous les coûts associés aux pertes (y compris ceux qui devraient être supportés par les services d'utilités publiques) sont autorisés à passer au consommateur par le biais du tarif.

La réduction des pertes peut ne pas être atteinte à court terme, mais cette question peut être abordée en assurant une fonctionnalisation, une classification et une affectation efficaces des coûts, de manière à isoler les pertes du coût du service. Le régulateur doit établir une orientation pour la réduction des pertes des sociétés d'électricité, grâce à des incitations connexes.

#### ***2.3.7 Recommandations pour la réalisation des ECS en Afrique***

- ❖ **La question de la fiabilité des données peut être abordée en faisant participer tous les experts clés impliqués dans l'identification et la vérification des actifs afin de vérifier les actifs "utilisés et utilisables" dans le système.** Des valeurs adaptées (par exemple, les coûts de remplacement) peuvent être affectées aux actifs, afin de développer une base de données des actifs et des coûts pour informer les exercices futurs tels que les ECS. Cette base de données doit être mise à jour périodiquement pour corriger les erreurs, saisir les omissions, enregistrer les nouveaux actifs déployés dans le réseau et supprimer les actifs retirés.
- ❖ **Il est nécessaire de mettre en place une forte capacité de conduite et/ou d'analyse de l'ECS parmi les sociétés d'utilités publiques et les régulateurs de la région.** Les régulateurs et les sociétés d'utilités publiques doivent comprendre les méthodes de répartition des coûts et doivent être en mesure de déterminer combien d'électricité est consommée par qui afin de répartir les coûts équitablement entre les catégories de clients.
- ❖ **Le coût des pertes doit être isolé du coût du service. Il convient de noter que la réduction des pertes peut ne pas être atteinte à court terme, mais ce problème peut être résolu en assurant une fonctionnalisation, une classification et une affectation efficaces des coûts.** En séparant le coût des pertes du coût des services, les consommateurs n'auront pas à supporter les pertes attribuables aux opérations inefficaces de la société d'électricité, car seules les pertes se situant dans le seuil réglementaire admissible seront répercutées par le biais du tarif.

#### Étude de cas n° 4 : Étude du coût du service pour Spanish Fork

Spanish Fork est une petite mais fructueuse société de services publics dans l'État de l'Utah aux États-Unis d'Amérique, qui dessert environ 11 500 clients. Les recherches ont révélé que cette compagnie d'électricité a bien réussi dans le domaine de la ECS.

Une analyse du coût du service a été réalisée par l'entreprise afin de déterminer le coût alloué pour servir chacune des catégories de clients de Spanish Fork. L'analyse était basée sur les données financières, opérationnelles et de vente de 2015. L'étude a indiqué le degré de recouvrement des recettes perçues de chaque catégorie de clients. Une comparaison entre le coût alloué pour servir chaque catégorie de clients et les recettes réelles perçues de cette catégorie de clients a informé la détermination finale des tarifs. Une fois le NRN déterminé, l'analyse a été réalisée par étapes comme suit :

(a) Fonctionnalisation des coûts ; (b) Classification des coûts ; (c) Affectation des coûts

Sur la base d'une analyse des caractéristiques des différentes catégories de clients, les coûts classés ci-dessus ont été affectés aux différentes catégories de clients. Des facteurs d'affectation spécifiques ont été utilisés dans chacune des catégories de classification des coûts comme suit :

- ❖ Affectation de la demande
- ❖ Affectation de l'énergie électrique
- ❖ Affectation par clients
- ❖ Affectation des recettes

Sur la base des classifications et des répartitions ci-dessus, la société a déterminé le coût estimatif pour desservir chaque catégorie de clients pour l'année d'essai (2015). Le tableau ci-dessous résume les coûts affectés pour chaque catégorie par rapport aux recettes totales perçues pour ladite classe en 2015.

Tableau a : Comparaison du coût total et des recettes totales par catégorie pour l'année 2015

| Catégorie de clients        | Coût alloué au service (\$) | Recettes perçues (\$) |
|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------|
| Résidentiel                 | 8 947 519,00                | 8 828 868,00          |
| Service général             | 7 603 847,00                | 8 121 880,00          |
| Service de grande puissance | 3 866 767,00                | 3 498 313,00          |
| Éclairage                   | 8 121,00                    | 5 249,00              |
| Total                       | 20 426 253,00               | 20 454 309,00         |

Le tableau ci-dessous établit la comparaison en fonction des pourcentages du coût total du service et des recettes totales. Le pourcentage d'augmentation/diminution des recettes perçues de chaque catégorie est l'ajustement nécessaire pour assurer la cohérence entre les recettes perçues de la catégorie et le coût du service. Ces résultats ont été pris en compte dans la détermination des tarifs de l'entreprise.

Tableau b : Comparaison des coûts et des recettes perçues en pourcentage pour l'année d'essai

| Catégorie de clients        | Coût alloué au service | Recettes | Augmentation/Diminution |
|-----------------------------|------------------------|----------|-------------------------|
| Résidentiel                 | 43,8 %                 | 43,2 %   | 0,561 %                 |
| Service général             | 37,2 %                 | 39,7 %   | (2,536) %               |
| Service de grande puissance | 18,9 %                 | 17,1 %   | 1,803 %                 |
| Éclairage                   | 0,04 %                 | 0,03 %   | 0,0141 %                |
| Total                       | 100 %                  | 100 %    | 0,158 %                 |

L'analyse ci-dessus montre que les recettes perçues des catégories existantes ne correspondent pas exactement aux coûts alloués pour les servir. À la suite de cette étude, aucune augmentation générale des tarifs n'a été recommandée pour l'entreprise. Toutefois, des ajustements tarifaires dans certaines catégories de clients ont été recommandés pour remédier aux déséquilibres des coûts de service observé.

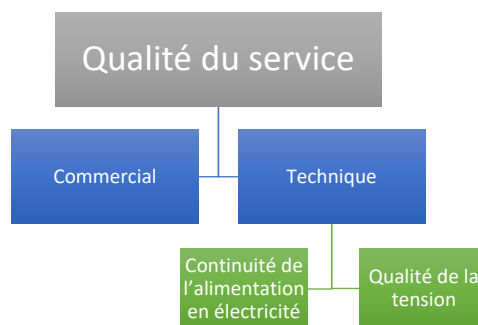
### 3 Réglementation technique (qualité du service)

#### 3.1 Introduction à la réglementation de la qualité du service

La qualité du service (QdS) est l'ensemble des caractéristiques des services de fourniture électrique qui tendent, de par leur capacité, à satisfaire les besoins des utilisateurs finaux. La perception des services d'alimentation électrique par les utilisateurs finaux est influencée par plusieurs facteurs, notamment les questions techniques, les principes commerciaux et les mécanismes de règlement/d'application.

L'expérience montre que lorsque l'organisme de régulation choisit d'appliquer un plafond de prix ou de recettes, les sociétés d'électricité visent à maximiser les profits en réduisant les coûts, souvent au détriment des niveaux de service. D'autre part, dans le cadre de la réglementation du taux de rendement, l'accent est mis sur la base d'actifs, sur laquelle reposent les bénéfices de la société d'électricité. Cette forme de réglementation peut mener à un surinvestissement dans le réseau, avec des incitations limitées pour des performances exceptionnelles. C'est pourquoi tous les types de réglementation doivent être complétés par une certaine forme de réglementation de qualité du service.

Comme indiqué ci-dessous, la qualité du service comporte trois aspects : un commercial et deux techniques.



La qualité commerciale du service se rapporte aux performances liées à la prestation de nouveaux raccordements, au relevé des compteurs, à la facturation, au traitement des réclamations des clients, etc. La qualité technique du service se rapporte aux problèmes de qualité de l'énergie, qui peuvent être regroupés en deux domaines principaux, à savoir :

- ❖ La continuité de l'alimentation en électricité, généralement décrite par le nombre et la durée des interruptions. Les indices de continuité les plus courants au niveau du système et du client sont les suivants :
  - Indice de fréquence d'interruption moyenne du système (SAIFI)
  - Indice de durée moyenne d'interruption du système (SAIDI)
  - Indice de la durée moyenne d'interruption du client (CAIDI)
  - Énergie non fournie (ENS)
- ❖ La qualité de la tension, qui se rapporte aux variations des caractéristiques de la tension par rapport aux valeurs souhaitées, telles que la sous-tension, la surtension, la distorsion harmonique de la tension, les surtensions transitoires, les creux de tension et les vacillements de tension.

Compte tenu de l'importance de la QdS, notamment en ce qui concerne la satisfaction des attentes des clients qui paient pour avoir accès à un niveau de service convenu, il est de la plus haute importance et constitue un mandat essentiel du régulateur de veiller à ce que des réglementations efficaces en matière de QdS soient mises en place afin de protéger les consommateurs, d'inciter la société d'électricité à améliorer ses performances et de stipuler des pénalités et des sanctions en cas de non-respect d'un niveau de service donné.

### **3.2 Les défis de la régulation de la QdS dans le secteur de l'électricité en Afrique**

Les rapports IRE identifient plusieurs défis à la régulation de la QdS dans le secteur de l'électricité en Afrique. Ceux-ci sont discutés ci-dessous.

#### **3.2.1 Absence de réglementation en matière de QdS**

Le rapport IRE 2020 montre que les cadres réglementaires pour la QdS sont faibles dans l'ensemble du secteur de l'électricité en Afrique. 55 % des pays étudiés n'ont pas développé de réglementation de la QdS au niveau national ; sans ces réglementations en place, il n'existe aucune base pour l'établissement de normes ou la conformité.

#### **3.2.2 Indicateurs clés de performance et suivi des performances**

Un autre problème majeur identifié dans l'IRE est que de nombreux pays dotés de réglementations en matière de QdS ne disposent pas de normes et de repères clairement définis pour les principaux indices de QdS. Dans certains cas, le régulateur n'a pas établi d'indicateurs clés de performance (KPI) pour guider les opérations des sociétés d'électricité. Lorsque des KPI existent, il n'y a pas de repères pour ces indicateurs de performance essentiels (qu'ils soient commerciaux ou techniques). Lorsqu'il existe des points de référence, les incitations et les sanctions sont insuffisantes pour pousser les compagnies à assurer d'excellentes performances.

Dans certains cas, le régulateur a suspendu les sanctions parce que les réseaux sont trop faibles pour que les compagnies se conforment aux limites SAIDI/SAIFI. Les pays manquent également de systèmes efficaces pour surveiller et mesurer ces indices avec précision. Encore une fois, il a été observé que dans la plupart des pays où les valeurs SAIFI/SAIDI sont déterminées, les régulateurs ne tiennent pas compte de ces indices dans le tarif pour inciter à améliorer la fiabilité du service. Il convient de noter que cette exclusion des indices de QdS du tarif prive les sociétés des fonds et des incitations nécessaires pour améliorer le réseau, et les consommateurs sont laissés à eux-mêmes pour faire face à des situations d'approvisionnement peu fiables.

#### **3.2.3 Engagement inefficace des sociétés d'électricité dans l'établissement des normes**

La définition de normes de qualité du service exige un engagement tripartite entre les régulateurs, les sociétés d'électricité et les consommateurs. Les normes doivent être fixées en fonction des conditions locales, et la compagnie d'électricité est la mieux placée pour élaborer les seuils de qualité actuels. D'autre part, certaines exigences d'amélioration des normes peuvent également avoir des implications pécuniaires.

Dans plusieurs pays africains, les régulateurs fixent des critères de performance sans avoir recours à un processus de consultation avec la compagnie et les consommateurs. Invariablement, lorsque les



normes sont fixées de cette manière, il peut être impossible pour les sociétés d'électricité de les respecter, et peut même conduire à la non-conformité avec l'ensemble du cadre réglementaire de la QdS. C'est ce que l'on observe aujourd'hui dans plusieurs pays africains.

#### 3.2.4 Absence de données fiables

La définition d'indicateurs et d'objectifs de performance pour la régulation de la qualité du service repose sur la disponibilité de bonnes sources de données afin de garantir que les repères convenus pour les indices actuels sont raisonnables. En général, les points de référence doivent être basés sur une approximation des données collectées par la compagnie d'électricité sur deux ou trois ans. Cependant, la plupart des compagnies africaines ont du mal à saisir et à communiquer les données exigées par le régulateur.

De plus, il n'est pas rare de trouver différentes valeurs de données pour les mêmes indices provenant de la même compagnie. Le problème de la qualité des données est aggravé par l'insuffisance des systèmes de collecte de données dans de nombreuses compagnies d'électricité de la région. De nombreuses compagnies d'électricité ne disposent pas des moyens technologiques et des outils adaptés pour une collecte efficace des données dans le cadre de leurs activités. De nombreuses compagnies d'électricité sont également confrontées à des contraintes pour convertir ou synthétiser les données brutes dans le format requis par le régulateur.

#### 3.2.5 Difficulté à respecter les obligations de déclaration

Un autre défi de la réglementation de la QdS en Afrique est la difficulté que rencontrent les compagnies d'électricité à remplir certaines obligations de reporting, parce que ces obligations sont soit trop détaillées, soit trop fréquentes. Compte tenu des défis déjà identifiés en matière de disponibilité et de fiabilité des données, les obligations de reporting, trop lourdes, peuvent également entraîner la non-conformité aux réglementations de la QdS, en particulier pour les sociétés d'électricité qui n'ont pas investi dans un cadre de gestion et d'analyse des données (comme c'est le cas de la plupart des services d'utilités publiques d'État en Afrique aujourd'hui).

#### 3.2.6 Audit des données

Bien qu'il incombe à la compagnie d'électricité de fournir des données KPI primaires à l'organisme de régulation, ce dernier est chargé de garantir la véracité et l'authenticité des données fournies. Cela doit être fait par le biais d'audits périodiques, qui peuvent être entrepris par une partie indépendante au nom de l'organisme de régulation. Même si quelques autorités de régulation en Afrique ont des dispositions dans les règlements de QdS pour la vérification indépendante des données, cela n'est souvent pas mis en œuvre. Le fait de se fier à des données inexactes lors de l'établissement de normes de qualité entraîne des résultats réglementaires insatisfaisants.

#### 3.2.7 Enquêtes sur la satisfaction des clients

La QdS est abordée du point de vue des utilisateurs finaux, dont la perception de la qualité de l'électricité et de la relation client est liée aux attentes des consommateurs en matière de fiabilité, d'accessibilité, de rapidité, etc. Les rapports IRE ont toutefois montré que les régulateurs de seulement dix des pays étudiés ont mené des enquêtes sur la satisfaction des clients pour évaluer la fourniture du service du point de vue du client.

Étant donné que l'IER de l'IRE s'appuie sur les points de vue des services d'utilités publiques et des clients pour évaluer l'efficacité générale du régulateur et des réglementations mises en place pour le

fonctionnement efficace du secteur de l'électricité, l'engagement des clients devrait être une priorité majeure dans l'élaboration et la mise en œuvre des réglementations de la QdS. Alors que le rapport IRE 2020 a établi le score moyen de l'IRS pour la réglementation technique à 0,506, le score du ISR était inférieur à 0,393, ce qui suggère une déconnexion entre le développement du cadre réglementaire et les impacts attendus sur les consommateurs et les services d'utilités publiques.

### 3.3 Qualité technique des réglementations du service

La qualité technique du service se rapporte aux problèmes de qualité de l'électricité, qui peuvent être regroupés en deux domaines principaux, à savoir : la continuité de l'approvisionnement et la qualité de la tension, comme décrit ci-dessus.

Les éléments de base des instruments de régulation de la qualité des services sont :

- ❖ Les **indicateurs de qualité**, qui décrivent les performances réelles de l'entreprise réglementée.
- ❖ Les **normes de performance**, qui spécifient le niveau de qualité que l'entreprise est censée fournir aux consommateurs.
- ❖ Des **incitations financières** pour pénaliser une compagnie d'électricité dont les performances ne sont pas conformes aux normes fixées par le régulateur.

Les indicateurs de qualité mesurent les dimensions correspondantes de la qualité du service. Les normes de qualité minimales représentent la limite inférieure de la qualité du service fournie au client individuel. Dans le cas des systèmes de bonus / malus, les normes de performance établissent un niveau moyen de qualité du service.

Les incitations financières constituent des bonus / malus mis en place pour inciter la compagnie à améliorer ses performances. En principe, une compagnie d'électricité dont les performances sont inférieures à la norme de performance sera pénalisée (malus), tandis que les performances supérieures à la norme de performance seront récompensées (bonus). Dans le cas des normes de qualité minimale appliquées et des contrats de qualité supérieure, les pénalités financières prennent la forme d'une compensation financière versée aux clients concernés. Tout système de bonus / malus est caractérisé par une structure avec des relations fonctionnelles définies entre la qualité du service et le prix.

Pour améliorer la QdS de l'électricité en Afrique, les régulateurs doivent élaborer et mettre en œuvre des cadres adaptés et appropriés pour inciter à l'amélioration des performances des sociétés d'utilités publiques. Ce processus doit intégrer l'établissement d'indicateurs clés de performance (KPI) basés sur des exercices d'étalonnage spécifiques au contexte, ainsi que des mécanismes robustes de suivi, d'évaluation et d'application des performances. Les interventions proposées sont discutées ci-dessous.

#### 3.3.1 Continuité de l'approvisionnement en électricité (CAE)

La continuité de l'approvisionnement en électricité concerne les coupures de l'alimentation en électricité et se concentre sur les événements au cours desquels la tension aux bornes d'alimentation d'un réseau tombe à zéro ou quasi-zéro. La description de la continuité de l'alimentation en électricité comporte différentes dimensions de qualité. Les plus couramment utilisées sont la fréquence des interruptions, la durée des interruptions et l'énergie non fournie (ENF) par année.

Une interruption forcée est une situation d'arrêt d'une centrale électrique, d'une ligne de transmission ou de distribution qui rend le réseau incapable de fournir du courant. Les interruptions forcées

peuvent être causées par des pannes d'équipement, une perturbation du système d'approvisionnement en combustible au niveau de la centrale, une erreur de l'opérateur, etc. Une interruption programmée (ou "planifiée" ou "notifiée") est généralement due à l'exécution de certains travaux prévus sur le réseau électrique, dont les utilisateurs du réseau sont informés à l'avance.

La plupart des pays considèrent que la notification préalable aux utilisateurs du réseau concernés est suffisante et nécessaire pour qu'une interruption soit classée comme planifiée ou programmée. Alors qu'il existe un accord général sur cette définition, l'exigence de notification préalable peut varier de 24 heures à 360 jours, en fonction du niveau de développement du pays. Les interruptions non planifiées sont celles qui sont soudaines mais qui doivent être approuvées à court terme pour éviter une situation d'urgence.

Les utilisateurs du réseau escomptent la continuité de l'alimentation en électricité à un prix abordable, avec peu d'interruptions et un rétablissement rapide de l'approvisionnement en électricité après toute interruption. Par conséquent, l'un des rôles d'un gestionnaire de réseau est d'optimiser la continuité des performances de son réseau de distribution et/ou de transport de manière rentable. Le rôle du régulateur est de veiller à ce que cette optimisation soit effectuée en tenant compte de manière appropriée des attentes et de la disposition des utilisateurs à la payer.

Les indicateurs de continuité de l'approvisionnement en électricité sont des outils importants pour prendre des décisions sur la gestion des réseaux de distribution et de transmission. Les indicateurs les plus utilisés se concentrent sur la fréquence des interruptions, leur durée et l'énergie globale non fournie en raison des interruptions. Ces mesures complètent normalement la réglementation incitative, qui est couramment utilisée en Afrique (sous forme de mécanismes de prix ou de plafonnement des recettes).

La réglementation incitative fournit une motivation pour accroître l'efficacité économique au fil du temps. Cependant, elle comporte également un risque que les opérateurs de réseau s'abstiennent de réaliser des investissements et de prendre des dispositions opérationnelles adaptées pour une meilleure continuité, afin de réduire leurs coûts et d'augmenter leurs rendements. Pour tenir compte de ce risque, de nombreux régulateurs dans le monde, notamment en Europe, adoptent des mécanismes de contrôle supplémentaires.

### ***Surveillance de la continuité de l'approvisionnement***

L'interruption de l'approvisionnement, à quelque niveau que ce soit, n'est souhaitable ni pour le système ni pour les consommateurs. Par exemple, certaines chaînes de production ne peuvent tolérer aucune forme d'interruption, quelle qu'en soit la durée. Par conséquent, les régulateurs doivent surveiller les différents niveaux d'interruptions. La connaissance des causes de ces interruptions facilite le développement de stratégies pour les prévenir ou les atténuer.

Les interruptions peuvent être décrites comme étant transitoires, momentanées ou prolongées en fonction de leur durée, comme indiqué ci-dessous <sup>5</sup>:

- ❖ Interruptions transitoires :  $T < 1$  seconde
- ❖ Interruptions momentanées (courtes) :  $1 \text{ seconde} < T \leq 3 \text{ minutes}$

---

<sup>5</sup> 6<sup>th</sup> CEER Benchmarking Report on quality of electricity and gas supply, 2016

❖ Interruptions prolongées (longues) :  $T > 3$  minutes

Des équipements de surveillance peuvent être installés sur les lignes d'alimentation pour enregistrer les interruptions. Ce type d'équipement (parfois appelé enregistreur d'événements réseau (en anglais, SER) ou enregistreur automatique) peut enregistrer des conditions telles que la tension, la charge, la fréquence du courant, etc. au moment et à l'endroit de l'interruption. Le dispositif de surveillance sera également en mesure d'enregistrer la fréquence et la durée des interruptions sur ces lignes d'alimentation sur une période donnée. L'organisme de régulation devrait imposer aux sociétés d'électricité d'installer des SER sur chaque ligne d'alimentation haute et moyenne tension et, à terme, sur les lignes d'alimentation basse tension du réseau, pour enregistrer les événements du réseau.

Il serait très difficile de détailler la surveillance des interruptions sur différents niveaux de tension sans aborder en premier la façon dont ces niveaux de tension sont définis. Les termes basse tension (BT), moyenne tension (MT), haute tension (HT) et très haute tension (THT) ont des significations différentes en Europe, dans les Amériques et en Afrique. Par exemple, en Europe de l'Ouest, le réseau HT va de 63kV à 150kV alors qu'en Afrique de l'ouest, la gamme va de 66kV à 220kV.

### **Indicateurs de continuité de l'approvisionnement**

La performance de la fiabilité du réseau est qualifiée et quantifiée au niveau international en mesurant le nombre d'utilisateurs finaux *non* desservis en électricité pendant une période donnée. Les indicateurs couramment utilisés pour rendre compte du nombre et de la durée des interruptions prolongées sont énumérés ci-dessous :

- a. **L'indice de durée moyenne des interruptions du réseau (SAIDI)** est la durée moyenne des interruptions par consommateur pendant l'année. Il s'agit du rapport entre la durée annuelle des interruptions soutenues et le nombre total de consommateurs. Si la durée est spécifiée en minutes, SAIDI est donné en minutes par consommateur.

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Durée totale des interruptions prolongées dans l'année}}{\text{Nombre total de consommateurs}}$$

- b. **L'indice de fréquence d'interruption moyenne du réseau (SAIFI)** est le nombre moyen d'interruptions prolongées, par consommateur pendant l'année. Il s'agit du rapport entre le nombre annuel d'interruptions et le nombre de consommateurs.

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Nombre total d'interruptions prolongées dans l'année}}{\text{Nombre total de consommateurs}}$$

- c. **L'indice de durée moyenne des interruptions pour les consommateurs (CAIDI)** est la durée moyenne d'une interruption, calculée sur la base du nombre total d'interruptions soutenues au cours d'une année. Il s'agit du rapport entre la durée totale des interruptions et le nombre total d'interruptions au cours de l'année. Il s'exprime comme suit :

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{Durée totale des interruptions prolongées dans l'année}}{\text{Nombre total d'interruptions dans l'année}}$$

Ceci peut également être exprimé comme suit :

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{SAIDI}}{\text{SAIFI}}$$

- d. **L'indice de fréquence moyenne des interruptions pour les consommateurs (CAIFI)** est le nombre moyen d'interruptions pour les consommateurs qui subissent des interruptions au

cours de l'année. Il s'agit du rapport entre le nombre annuel d'interruptions et le nombre de consommateurs touchés par des interruptions au cours de l'année. Le consommateur est compté une seule fois, quel que soit le nombre d'interruptions.

$$CAIFI = \frac{\text{Durée totale des interruptions prolongées dans l'année}}{\text{Nombre total de consommateurs touchés}}$$

- e. **L'énergie non fournie (ENF) et la durée moyenne d'interruption (AIT)** sont principalement utilisées pour surveiller la continuité de l'approvisionnement en électricité des réseaux de transmission.

$$AIT = \frac{\text{Total des coupures de réseau dans l'année}}{\text{Nombre total d'interruptions dans l'année}}$$

**ENF** = Énergie maximale pouvant être fournie par un réseau sur une période d'un an - Énergie réelle fournie pendant la même période

Cette différence est le résultat des interruptions du réseau.

Les interruptions brèves et transitoires ne sont pas surveillées aussi largement que les interruptions durables. Un indicateur couramment utilisé pour quantifier le nombre d'interruptions momentanées est donné ci-dessous :

- a. **L'indice de fréquence moyenne des interruptions momentanées (MAIFI)** est le nombre moyen d'interruptions momentanées (moins de cinq minutes) par consommateur pendant l'année. Il s'agit du rapport entre le nombre annuel d'interruptions momentanées et le nombre de consommateurs. Il est décrit comme suit :

$$MAIFI = \frac{\text{Nombre total d'interruptions momentanées dans l'année}}{\text{Nombre total de consommateurs}}$$

### **Normes de performance en matière de continuité de l'approvisionnement**

Les cadres réglementaires basés sur la performance se concentrent sur les points suivants en ce qui concerne la continuité de l'approvisionnement :

- a. **Contrôle de la continuité** : Il s'agit d'une condition préalable à la définition de normes et à la mise en œuvre de régimes de bonus / malus. Ici, des données robustes et fiables sont nécessaires en termes de niveaux de continuité réels ainsi que du niveau perçu par les utilisateurs du réseau.
- b. **Entretien et amélioration du niveau global de continuité** : Les décisions d'investissement des opérateurs de réseaux influent sur les niveaux de qualité actuels et futurs. En fonction du niveau de qualité actuel, le régulateur doit veiller à ce que l'état actuel soit maintenu (si la continuité de l'approvisionnement a déjà atteint de bons niveaux) ou amélioré (si la continuité de l'approvisionnement n'est pas encore satisfaisante). Les mesures réglementaires privilégiées pour atteindre ces objectifs comprennent la publication de données concernant la continuité ainsi que la mise en place de systèmes de bonus / malus.
- c. **Continuité assurée pour chaque utilisateur du réseau** : Les normes de continuité reflètent généralement les niveaux de qualité du service attendus pour chaque utilisateur du réseau. L'application de normes minima pour les niveaux de qualité permet aux utilisateurs d'être indemnisés si la norme n'est pas respectée par l'opérateur du réseau.

### **Mesure des niveaux de qualité**

La mesure des niveaux de continuité réels par les indicateurs ci-dessus constitue la base de la réglementation de la continuité et de la qualité de l'approvisionnement dans son ensemble. En général, la continuité de l'approvisionnement se mesure à deux niveaux différents : Au **niveau du système** et au **niveau des utilisateurs**.

- ❖ La mesure au niveau du système est généralement effectuée sur une base globale ;
- ❖ La mesure au niveau des utilisateurs est souvent basée sur des enquêtes interrogeant les clients sur leur satisfaction, leurs attentes et leur volonté de payer pour une qualité élevée (ou leur volonté d'accepter des niveaux de qualité faibles).

La mise en œuvre de systèmes de mesure adaptés est essentielle pour fixer des normes et des incitations adaptées aux deux niveaux de mesure.

### **Réglementation au niveau du système et régimes de bonus/malus**

Les pays africains peuvent examiner ce qui se fait en Europe pour tirer les enseignements de la mise en œuvre de régimes de bonus / malus pour assurer la continuité de l'approvisionnement. Comme le montre le 6e rapport d'étalonnage du CEER 2016, des régimes généraux de bonus / malus et/ou d'autres incitations visant à optimiser les niveaux de continuité de l'approvisionnement ont été introduits dans la plupart des pays européens. Cependant, l'utilisation de bonus ou de malus ou d'une combinaison des deux diffère selon les pays et est également appliquée de différentes façons au niveau du transport et de la distribution.

Quelques pays africains ont également adopté des systèmes de bonus / malus dans leurs réglementations sur la QdS, même si ces dispositions ne sont pas toujours appliquées.

L'objectif principal d'un système d'incitations basé sur les résultats consiste à maintenir les niveaux de qualité à un niveau socio-économiquement acceptable. À ce titre, les ANR peuvent viser à maintenir ou à améliorer les niveaux de service existants. Néanmoins, la relation intrant-extrant doit être prise en compte : si le niveau de qualité est médiocre comme dans de nombreux pays africains, un cadre d'amélioration progressive est nécessaire ; cependant, si le niveau de qualité est déjà très élevé, de nouvelles améliorations pourraient être onéreuses pour le consommateur. Dans ce cas, la seule option rentable consiste à entretenir le niveau de qualité existant.

#### **3.3.2 *Recommandations pour les régulateurs relatives à l'amélioration de la continuité de l'approvisionnement en électricité en Afrique***

Les recommandations pour améliorer les cadres réglementaires ayant un impact sur la continuité de l'approvisionnement en électricité sont les suivantes :

- ❖ Les **ANR doivent s'assurer que les entreprises de services d'utilités publiques conservent tous les dossiers et pièces et soumettent tous les rapports spécifiés dans les normes applicables**. Les rapports doivent être conservés pendant une période d'au minimum cinq (5) ans, durée à préciser par chaque ANR.
- ❖ **Certains pays contrôlent les interruptions prolongées, mais il est recommandé que les ANR surveillent également les interruptions momentanées**. Le suivi des interruptions momentanées servira de déclencheur pour une amélioration continue de la CAE,

à mesure que les pays africains effectueront la transition escomptée entre les pannes fréquentes et un service nettement plus régulier.

- ❖ **La surveillance des interruptions transitoires doit être introduite par étapes progressives lorsque cela est possible.** Cette stratégie est envisagée à plus long terme pour la plupart des pays, en fonction des progrès réalisés par chacun d'entre eux dans l'amélioration de la CAE.
- ❖ **Pour permettre une comparaison et un étalonnage sans difficulté entre les pays, des procédures harmonisées de collecte de données devraient être mises en œuvre sur les indicateurs clés :**
  - La durée et la fréquence des interruptions prolongées (SAIDI et SAIFI),
  - La fréquence des interruptions momentanées (MAIFI), et
  - L'énergie non fournie (ENF) et le délai moyen d'interruption (AIT) dus aux interruptions des réseaux de transmission.
- ❖ **Les régulateurs doivent mettre en place des systèmes incitatifs adaptés afin de maintenir ou d'améliorer la continuité des niveaux d'approvisionnement tant au niveau de la distribution que de la transmission, si cela est économiquement viable.**
- ❖ **La surveillance des interruptions devrait être élargie pour inclure des enquêtes auprès des clients au niveau de l'utilisateur final afin de calculer la base de systèmes d'indemnisation individuels.**

### **Étude de cas n° 5 : Suivi et application de la réglementation sur la qualité du service au Sénégal**

*Au Sénégal, les normes de QdS et les incitations sont développées par le Ministère du Pétrole et de l'Energie. Le ministère collabore avec le régulateur du secteur (CRSE), qui est chargé d'appliquer les incitations relatives à l'énergie non fournie (ENF).*

*La réglementation sénégalaise en matière de QdS prévoit également le paiement de dédommagements et de remboursements aux clients et aux prestataires de services d'utilités publiques (USP) impactés par la société d'électricité (Senelec) en cas de non-respect de certaines normes de QdS. Senelec exécute directement les paiements de remboursement. CRSE n'a pas de contrôle direct sur le versement des remboursements, mais peut intervenir si les clients ou les USP soumettent des réclamations sur les demandes de remboursement.*

*Le règlement global sur la qualité du service au Sénégal comprend 27 indicateurs liés à 22 incitations ou pénalités. L'objectif est d'inciter la Senelec à continuer une excellente prestation de services, conformément aux meilleures pratiques.*

*Conformément à son mandat réglementaire, la CRSE surveille les ENF d'année en année. Par exemple, en 2019, le ministère a fixé la norme de disponibilité et de sécurité (ENF) à 1 % des ventes de l'année. Au-delà de cette limite, une pénalité contractuelle de 2,02 € par KWh non fourni devait être appliquée à Senelec. Avec des ventes de 3 600,88 GWh en 2019, la limite de l'énergie non fournie s'est élevée à 36 GWh. L'ENF réelle de la Senelec en 2019 a été estimée à 16,9 GWh.*

*Ainsi, la norme 2019 de disponibilité et de sécurité a été atteinte, et la pénalité contractuelle pour infraction à la norme à déduire des Recettes Maximum Autorisées de la Senelec était de zéro (0 €).*

*Cependant, comme la CRSE n'a pas de contrôle direct sur les remboursements des clients, la Senelec n'a fourni aucune donnée à la CRSE concernant les clients touchés par cette non-conformité. Le faible nombre de réclamations adressées à la CRSE par les consommateurs à ce sujet indique qu'une campagne d'information est nécessaire pour sensibiliser les consommateurs sur leurs droits à une indemnisation.*

*Sans une plus grande délégation de pouvoirs à la CRSE concernant le suivi et l'application des bonus / malus pour le non-respect des normes de QdS par la Senelec, il est douteux que l'intention des règlements soit réalisée, car les pouvoirs de suivi et d'application sont essentiels pour la mise en œuvre réelle des règlements de QdS.*

#### **3.3.3 Régulation de la qualité de la tension (QT)**

Les indicateurs de qualité de la tension (QT) couvrent un large éventail de perturbations de la tension et de déviations de l'amplitude ou de la forme d'onde de la tension par rapport aux valeurs optimales. Dans ce rapport, la qualité de la tension se rapporte à toutes les perturbations liées à la tension dans la fourniture d'électricité, notamment :

- ❖ Sous ou surtension
- ❖ Déséquilibres de tension
- ❖ Distorsions harmoniques
- ❖ Chutes de tension
- ❖ Vacillement de tension



- ❖ Tension de choc
- ❖ Perturbations de commutation

Ces perturbations de qualité de la tension peuvent survenir dans l'exploitation du réseau électrique et/ou des unités connectées au réseau. Quelques exemples :

- ❖ Des changements de charge importants au niveau du consommateur ;
- ❖ Des chutes de tension venant des courts-circuits dans le réseau ; ou
- ❖ Des changements rapides de tension venant de variations de la production d'électricité.

Tous les utilisateurs raccordés au réseau peuvent influencer sur la qualité de la tension fournie à leur point de raccordement ou à d'autres points de raccordement du réseau électrique.

Toute réglementation sur la QT doit tenir compte du coût pour certains clients en cas de dysfonctionnement ou de dégâts des équipements par comparaison au coût pour les consommateurs (tarif) des mises à niveau du réseau.

Alors que les interruptions peuvent affecter tous les utilisateurs finaux sur une ou plusieurs lignes d'alimentation, les perturbations de tension n'affectent pas tous les utilisateurs finaux de la même façon.

### ***Importance de la qualité de la tension***

La QT prend de l'importance en Afrique en raison, notamment, de la sensibilité croissante des équipements des utilisateur finaux, ainsi que des installations industrielles aux perturbations de tension. Cette progression est le reflet d'une utilisation croissante de matériels efficaces du point de vue énergétique, dont la sécurité opérationnelle peut entraîner une commutation de charge rapide en raison de cette sensibilité. Les évolutions futures, par exemple, la progression d'une production distribuée, pourraient entraîner davantage encore de dérangements de tension.

### ***Réglementation de la qualité de la tension***

La qualité de la tension est l'aspect technique le plus complexe de la qualité de l'approvisionnement en électricité. Les problèmes de mesure, le choix d'indicateurs adaptés et le réglage de limites exigent une surveillance détaillée de chaque perturbation. De plus, différentes parties prenantes ont une incidence sur la gravité de la perturbation ainsi que sur les conséquences du niveau des perturbations. Il est donc souvent difficile d'attribuer la responsabilité à une partie prenante donnée, par exemple, l'opérateur de réseau ou l'un des utilisateurs finaux connectés.

L'impact de différentes perturbations de la tension varie selon l'utilisateur. S'il est nécessaire d'harmoniser les limites des perturbations de tension (puisque les équipements des utilisateurs finaux sont les mêmes dans toute la région), l'importance donnée aux réglementations de QT est différente selon les pays.

Pour illustrer cette question, le tableau ci-dessous présente les différentes affectations de la responsabilité réglementation de la QT, selon les pays européens ou africains. Près de la moitié des ANR interrogées ont seules compétence / obligation de définir la réglementation de la QT ou en coordination avec d'autres autorités compétentes.

Tableau 3.2 Responsabilité de la régulation de la qualité de la tension

| <b>RESPONSABILITÉ DE LA RÉGULATION DE LA QUALITÉ DE LA TENSION</b> |                                                                                                                   |                                                                                                                                                         |                                                                                                       |                                                                                           |                                                                                 |
|--------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|
| Pays                                                               | L'ANR dispose-t-elle de compétences / pouvoirs exclusifs pour définir la régulation de la qualité de la tension ? | L'ANR a-t-elle la compétence/le pouvoir pour définir la réglementation de la qualité de la tension avec d'autres autorités compétentes ?<br>Autorités ? |                                                                                                       | L'ANR a-t-elle rendu des ordonnances réglementaires concernant la qualité de la tension ? | L'ANR a-t-elle lancé des consultations publiques sur la qualité de la tension ? |
| France*                                                            | Qui                                                                                                               | Qui                                                                                                                                                     | L'ANR dispose de compétences/pouvoirs partiels délégués par le ministère.                             | Non                                                                                       | Non                                                                             |
| Grande*<br>Bretagne                                                | Non                                                                                                               | Non                                                                                                                                                     | Département de l'énergie et du climat                                                                 | Qui                                                                                       | Non                                                                             |
| République tchèque*                                                | Qui                                                                                                               | Qui                                                                                                                                                     | L'ANR dispose de compétences/pouvoirs partiels délégués par le Ministère de l'Énergie et du Commerce. |                                                                                           |                                                                                 |
| Namibie                                                            | Qui                                                                                                               | Non                                                                                                                                                     |                                                                                                       | Qui                                                                                       | Qui                                                                             |
| Égypte                                                             | Qui                                                                                                               | Non                                                                                                                                                     |                                                                                                       | Qui                                                                                       | Non                                                                             |
| Afrique du Sud                                                     | Qui                                                                                                               | Non                                                                                                                                                     |                                                                                                       | Qui                                                                                       | Qui                                                                             |

\*Source : 6e rapport d'étalonnage du CEER 2016

Dans le contexte du secteur de l'électricité en Afrique, la responsabilité de la définition des indicateurs de qualité et de la réglementation de la QT devrait être partagée entre les services d'utilités publiques et les ANR. Les entreprises d'électricité proposeront la plupart des indicateurs de qualité (en particulier ceux à inclure dans le code de réseau) pour approbation par les ANR, alors que les ANR devraient se charger de vérifier la conformité avec la réglementation de la QT.

### **Vérification de la qualité des tensions individuelles**

La vérification de la QT à titre individuel peut être instaurée de plusieurs façons, présentées ci-dessous.

#### **a. Par réclamation des clients :**

Dans plusieurs pays européens, les opérateurs de réseau sont tenus d'informer les clients des niveaux de QT réels (c'est-à-dire les niveaux mesurés dernièrement). Si un client dépose une réclamation concernant la QT à son point de raccordement, l'OSD ou l'opérateur du réseau de transport (ORT) est tenu, dans la majorité des pays, de mesurer et de vérifier les niveaux de tous les paramètres de QT concernés. Le coût de ces opérations de mesure est d'ordinaire couvert par deux méthodes :

- Le coût est à la charge des ORT/OSD si la qualité n'est pas conforme aux normes approuvées.
- Le coût est à la charge du client si la QT répond à la norme approuvée.

Certains pays autorisent les utilisateurs finaux à installer leurs propres enregistreurs de QT lorsque les résultats doivent être utilisés pour régler un litige entre l'utilisateur final et l'OSD/ORT.

En Afrique, la Namibie a développé une norme de qualité de l'alimentation en électricité et de qualité du service pour encadrer la mise en œuvre de la surveillance et de la mesure de la QT, sa mise en œuvre étant prévue pour le 1<sup>er</sup> juillet 2021. La norme stipule que les opérateurs sont responsables de la qualité de l'alimentation en électricité, y compris de la QT fournie à tous les clients à leurs points de connexion respectifs. Les opérateurs seront également responsables de la gestion de la qualité de l'alimentation fournie par les clients à leurs points de connexion.

b. Sur demande du client :

Dans certains pays européens, si un client souhaite assurer le suivi de la QT à son point de raccordement, l'OSD/ORT est tenu de lui fournir un moniteur de QT. Dans les situations sans réclamation, l'utilisateur final est généralement facturé pour cet équipement. Le plus souvent, il n'existe pas de paiement prédéfini pour ce service.

À titre d'exemple en Afrique, quelques contrats d'électricité ont été conclus en Afrique du Sud, où les équipements de surveillance de la qualité de l'électricité sont installés et entretenus par Eskom Enterprises, à charge mensuelle des clients.

### ***Émissions en perturbations de tension***

La QT sur le réseau et au point de raccordement du client est influencée par :

- ❖ La façon dont le réseau est exploité par son opérateur,
- ❖ La façon dont le réseau est dimensionné par le propriétaire du réseau, et
- ❖ Le modèle et l'utilisation de toutes les unités connectées au réseau.

Puisque les perturbations de tension peuvent être causées ou corrigées par le réseau lui-même ou par une unité connectée au réseau, le CEER souligne l'importance du partage des responsabilités pour la régulation de la QT. Cela concerne, notamment, la définition de niveaux maximum de perturbations de tension au point de livraison entre l'opérateur de réseau et ses clients, ainsi que les limites d'émissions pour les installations connectées au réseau. Les émissions des clients individuels doivent être limitées pour garder les niveaux de perturbation de la tension dans les limites des spécifications.

Le présent rapport recommande que des limites exécutoires soient fixées à un niveau raisonnable pour les clients et l'opérateur de réseau. Le concept de partage des responsabilités peut être appliqué comme suit :

- ❖ La rectitude de la QT de l'électricité livrée à la barre omnibus du client relève de la responsabilité de l'opérateur de réseau ;

- ❖ La rectitude du courant de charge tiré de la barre omnibus relève de la responsabilité du client ; et
- ❖ Le développement et la fourniture d'équipements ayant une tolérance adaptée aux variations de la qualité de l'énergie et de dispositifs de conditionnement de l'énergie par une technologie adaptée relèvent de la responsabilité du fabricant.

Le rôle de l'ANR est d'assurer un équilibre adapté de ces trois responsabilités. L'opérateur du réseau a la responsabilité globale de maintenir la QT du réseau ; toutefois, si un utilisateur du réseau est la source d'une perturbation de la QT, la responsabilité en incombe à cet utilisateur du réseau. Cela signifie que les utilisateurs du réseau sont tenus d'utiliser des équipements adaptés. Les ANR peuvent également choisir de répartir la responsabilité des mesures d'atténuation pour réduire les perturbations de tension en fonction de la source du problème.

### ***Sensibilisation à la qualité de la tension***

L'impact et la fréquence des problèmes de QT varient selon les clients et selon les différentes zones de réseau. Pour cette raison, les objectifs et l'approche de réglementation de la QT sont susceptibles de différer d'un pays à l'autre. Néanmoins, les perturbations de tension seront une problématique de plus en plus importante pour la qualité de l'approvisionnement en électricité. Par conséquent, l'information des clients sur la QT peut permettre d'abaisser les problèmes causés par les perturbations de tension. Par conséquent, le présent rapport et ses lignes directrices recommandent la communication et la publication régulières des résultats de la surveillance de la qualité de la tension (SQT) à titre de pratique réglementaire standard. L'un des moyens de diffusion des connaissances sur la QT sera l'Internet (par exemple, les sites web des ANR, des services d'utilités publiques et des exploitants de réseaux). A l'heure actuelle, la QT est principalement abordée lors de conférences destinées aux organisations industrielles, aux OSD et aux experts travaillant sur la qualité de l'énergie, et non pas avec le grand public.

#### **3.3.4 *Recommandations sur la régulation de la qualité de la tension dans le secteur de l'électricité en Afrique***

Ce rapport et ses lignes directrices recommandent les interventions suivantes pour améliorer les cadres réglementaires concernant la qualité de la tension en Afrique.

- ❖ **La réglementation de la QT est un domaine émergent qui exige une recherche plus fouillée de la part des ANR.**  
En conséquence,
  - Les ANR doivent mener des enquêtes pour attribuer les responsabilités des différentes parties prenantes en matière de perturbations de tension, conformément au concept de partage des responsabilités décrit ci-dessus.
  - Afin de vérifier si l'opérateur de réseau, le client ou le fabricant est responsable, il est nécessaire de décrire les facteurs à prendre en compte pour identifier la partie responsable.
- ❖ **Les données ou les statistiques sur la qualité de la tension contrôlée doivent être publiées régulièrement pour sensibiliser le public.**

- ❖ **Des campagnes d'éducation et de sensibilisation des parties prenantes sur les impacts des problèmes de la QT sur le réseau et les clients connectés.** Cela permettra de réduire les inconvénients dus aux perturbations de tension.

### 3.3.5 *Recommandations générales pour le renforcement des réglementations de la qualité du service électrique en Afrique*

Ce rapport et ses lignes directrices recommandent les interventions générales suivantes pour améliorer les cadres réglementaires de la QdS en Afrique.

- ❖ **Chaque pays devrait s'employer à élaborer des réglementations de QdS complètes couvrant tous les aspects de la fiabilité, y compris SAIFI, SAIDI, CAIDI, etc.** Après de larges consultations des parties prenantes, en particulier des services d'utilités publiques, l'élaboration de ces réglementations sera la première étape pour assurer la mise en œuvre d'une réglementation QdS efficace. Les indicateurs clés de performance (KPI) doivent être fixés en collaboration avec les services d'utilités publiques pour s'assurer que les objectifs proposés et approuvés sont réalistes en fonction des environnements d'exploitation spécifiques à chaque pays.
- ❖ **Les ANR devraient rendre obligatoire, pour les services d'utilités publiques, le dépôt de rapports annuels sur toutes les composantes de la qualité de l'énergie. Les ANR devraient préciser le calendrier de dépôt des rapports.**
- ❖ **Les services d'utilités publiques devront conserver tous les dossiers et pièces et parachever toutes les opérations spécifiées dans les normes applicables. Les rapports doivent être conservés pendant une période d'au minimum cinq (5) ans, ou comme spécifié par l'ANR.** Les enregistrements historiques des services d'utilités publiques servent généralement de base à l'établissement des KPI de QdS initiaux, et à leur révision ultérieure pour vérifier leur adéquation. La disponibilité de ces dossiers permet à l'ANR et au service d'utilité publique de réévaluer périodiquement si les KPI établis sont réalistes et réalisables.
- ❖ **Les rapports annuels constituent la base de l'évaluation fondamentale par les régulateurs de l'impact de la réglementation et des progrès réalisés dans le secteur de l'électricité.** Au minimum, les éléments de rapport suivants seront obligatoires pour tout service d'utilité publique de la région :
  - Les indicateurs de continuité de l'alimentation en électricité, tels que :
    - i. SAIDI
    - ii. SAIFI
    - iii. CAIDI
    - iv. CAIFI
    - v. MAIFI
    - vi. AIT
    - vii. ENF

- Indicateurs de qualité de la forme d'onde de tension, y compris :
  - i. Magnitude de la tension
  - ii. Déséquilibre de la tension
  - iii. Harmoniques de tension
  - iv. Papillotement de la tension
- ❖ **Si les méthodologies tarifaires dans la plupart des pays africains sont basées sur les coûts, les régulateurs s'efforceront donc d'intégrer des normes de qualité du service adaptées dans le tarif pour encourager la performance des services d'utilités publiques et d'améliorer la valeur pour les consommateurs.**
- ❖ **Pour les pays qui ont intégré les questions de fiabilité dans le tarif, le régulateur doit surveiller régulièrement la qualité de l'approvisionnement en électricité par le biais des rapports périodiques déposés par la compagnie d'électricité.**
- ❖ **Dans les situations où l'état du réseau de distribution est médiocre, le régulateur doit travailler avec les sociétés d'électricité pour développer une voie de transition pertinente qui peut inclure des mécanismes flexibles, (au lieu de simplement suspendre la mise en œuvre des politiques d'application).**
- ❖ **Les entreprises d'électricité devraient procéder régulièrement à des évaluations de la satisfaction des clients pour suivre la qualité commerciale et technique du service reçu par les consommateurs. Les régulateurs devraient imposer cette enquête de satisfaction client à titre de KPI des prestataires d'électricité. Cela permettra aux régulateurs d'évaluer l'impact de la réglementation sur les consommateurs, grands et petits.**
- ❖ **Les régulateurs devraient imposer différents types de sanctions pour les opérateurs qui ne respectent pas leurs obligations de QdS, allant de la publication des défaillances, à des amendes ou encore des suspensions de licence. Dans certains cas, les opérateurs peuvent être tenus de fournir des rabais aux utilisateurs finaux. Le type de sanctions appliquées dépendra des circonstances particulières de chaque pays et de la maturité du marché national de l'électricité.**

#### **Étude de cas n° 6 : Réglementation de la qualité du service**

*Les sociétés de distribution d'électricité en Hongrie ont été privatisées en 1995. Mais les performances des compagnies de distribution ont amorcé une détérioration en 1998-1999, le nombre de coupures de courant ayant augmenté de manière significative. Cette évolution a révélé un besoin urgent de surveillance et de réglementation de la qualité de l'approvisionnement en électricité. L'autorité hongroise de régulation de l'énergie et des services d'utilités publiques (HEA) a été autorisée par une loi sur l'énergie électrique en 2003 à publier des règlements sur la qualité de l'approvisionnement.*

*La loi stipule que "pour la protection des clients, l'autorité de régulation doit déterminer des indicateurs de qualité, y compris les exigences minimales de qualité et les niveaux de qualité attendus des titulaires de licence, à respecter à la fois au niveau du réseau et au niveau de chaque client. Le régulateur est autorisé à confier à des experts indépendants le soin de mesurer le niveau de satisfaction des clients et le niveau de qualité de l'approvisionnement que les titulaires de licence sont censés fournir."*

*La HEA a travaillé avec les titulaires de licence pour améliorer la qualité du service afin de développer les nouvelles normes de qualité (au lieu de simplement les obliger à mettre en œuvre le résultat de ce processus). Les titulaires de licence et les associations de clients ont eu la possibilité de commenter le projet de réglementation et, dans certains cas, ont aidé le régulateur à définir des exigences adaptées en fournissant des données sur les performances réelles ou en signalant les obstacles potentiels.*

*Le régulateur a également introduit progressivement les nouvelles normes de qualité ou des normes révisées, sur la base du même processus de consultation. Au départ, le régulateur a identifié certains indicateurs de qualité à surveiller, en se basant principalement sur des informations vérifiables sur les performances réelles des titulaires de licence. À la suite de plusieurs années d'observation, de collecte de données et de vérification, le régulateur a passé en revue les exigences minimales de qualité et les niveaux de qualité attendus, pour réviser les indicateurs de qualité en conséquence.*

*Cette approche a permis de s'assurer que les normes hongroises n'étaient pas fixées à un niveau trop bas, car les titulaires de licences ne seraient pas motivés pour améliorer leurs performances, ni à un niveau trop élevé. Le régulateur prend également soin d'évaluer les implications financières de l'investissement nécessaire pour atteindre le niveau de qualité requis par rapport à l'impact sur le tarif de l'utilisateur final imputé aux clients en échange de l'obtention de services de meilleure qualité. Si l'environnement actuel ne permet pas au régulateur d'augmenter les charges du réseau, et par conséquent le prix pour l'utilisateur final, la définition d'exigences de qualité plus strictes devrait alors être reportée à un moment plus adapté.*

*L'approche collaborative et graduelle de la Hongrie en matière de réglementation de la qualité du service garantit que le résultat final du processus est dans l'ensemble accepté et appuyé par toutes les parties prenantes.*

### **3.4 Réglementation de la qualité du service commercial**

La qualité commerciale est associée aux transactions entre les services d'utilités publiques (OSD, fournisseurs, ou les deux) et les clients. La qualité commerciale couvre non seulement la fourniture et la vente d'électricité, mais aussi les diverses formes de contact établies entre les services publics d'électricité et les clients.

Les nouveaux raccordements, les déconnexions, le relevé et la vérification des compteurs, les réparations et l'élimination des problèmes de QT, les plaintes des clients et leur prise en charge des réclamations, etc. sont autant des services qui comportent un aspect de qualité commerciale. Les

problèmes de qualité commerciale qui se posent le plus souvent concernent la rapidité des services (par exemple, les raccordements). Ces services représentent souvent la première interaction des clients avec le marché de l'énergie.

La vision 2020<sup>6</sup> du CEER et du Bureau européen des unions de consommateurs (BEUC) pour les clients de l'énergie en Europe identifie quatre principes qui doivent guider les efforts des acteurs du marché de l'énergie visant à interagir avec les clients et comprendre leurs différents besoins : (1) la fiabilité, (2) le caractère abordable, (3) la simplicité, et (4) la protection et la responsabilisation. Ces principes visent à garantir que chaque client dispose des bonnes informations pour prendre des décisions éclairées en matière de consommation d'électricité.

### 3.4.1 Indicateurs de performance pour la réglementation de la qualité du service commercial

Les indicateurs de qualité commerciale (QC) peuvent être classés en quatre groupes représentant les principaux domaines d'interface entre le client et le service d'utilité publique :

- ❖ Connexion
- ❖ Service clientèle
- ❖ Service technique
- ❖ Compteurs et facturation

Comme indiqué ci-dessus, la plupart des indicateurs de la qualité commerciale du service sont généralement basés sur le temps. Du point de vue des clients, la rapidité de la fourniture de service ou du règlement des plaintes est au cœur de leur relation avec la compagnie d'électricité. Ceci est souvent codifié dans une charte de service à la clientèle, qui peut ou non être tirée de la réglementation générale relative à la qualité du service.

Certains indicateurs de performance de la QdS commerciale peuvent être classés comme "garantis", ou soumis à un système de récompenses / de pénalités en fonction de la performance du service d'utilité publique. Ces indicateurs seront examinés plus en détail dans la section 3.4.3.

#### **Indicateurs des services de connexion**

Les indicateurs de service de raccordement ne s'appliquent qu'aux OSD, et sont appliqués par un grand nombre d'ANR en Afrique. Ils traitent spécifiquement de l'évaluation de la rapidité avec laquelle l'OSD raccorde les nouveaux clients au réseau de distribution.

L'importance de cet indicateur est double : tout d'abord, la rapidité du raccordement à un réseau de distribution et la clarification rapide des questions d'accès au réseau sont toutes deux hautement prioritaires pour les clients, de plus, le raccordement est principalement lié à la distribution et est donc soumis à la réglementation d'une activité monopolistique.

Les indicateurs utilisés pour évaluer les services de raccordement comprennent :

- ❖ Le temps si de réponse aux demandes des clients pour la connexion au réseau ;

---

<sup>6</sup> CEER "CEER-BEUC 2030 Vision for Energy Consumers"  
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/3b167ae3-9a7a-fd36-a02e-c64ad7595a51>



- ❖ Le temps de réponse pour l'estimation des coûts pour les travaux simples ;
- ❖ Le temps de réponse pour le raccordement de nouveaux clients au réseau ;
- ❖ Le temps de réponse pour le débranchement à la demande du client ; et
- ❖ Le temps de réponse pour le changement de fournisseur d'un client à sa demande (lorsque le choix est possible).

### **Indicateurs du service clientèle**

Alors que les indicateurs relatifs aux services de raccordement s'appliquent exclusivement aux OSD, les indicateurs relatifs au service à la clientèle s'appliquent principalement aux OSD, mais aussi aux fournisseurs et aux ORT. En Europe, la plupart des indicateurs relatifs au service à la clientèle sont garantis, avec le paiement d'une compensation au client en cas de non-conformité. Ce n'est pas encore le cas en Afrique, bien que quelques ANR africaines introduisent progressivement ce concept. Les indicateurs de service à la clientèle sont les suivants :

- ❖ Ponctualité des rendez-vous avec les clients ;
- ❖ Le temps de réponse aux plaintes des clients ;
- ❖ Le temps de réponse aux questions des clients ;
- ❖ Le temps de réponse aux plaintes des clients concernant la tension et/ou le courant ;
- ❖ Le temps de réponse aux plaintes d'interruption de service des clients ;
- ❖ Le temps de réponse aux questions relatives aux coûts et aux paiements (hors raccordement).

### **Indicateurs de service technique**

Les indicateurs de service technique concernent les services de distribution et/ou de transmission, et s'appliquent donc aux OSD et aux ORT.

Le traitement des plaintes relatives aux services techniques (p. ex., la tension) comporte normalement deux étapes : la première consiste à vérifier, par des mesures de performance, si une réglementation ou une norme a été enfreinte ; la deuxième consiste à rectifier le problème technique par des travaux adaptés sur le réseau. Il est important que toute plainte de client liée à une perturbation de la tension soit rectifiée sans délai excessif. Le délai exact nécessaire pour résoudre le problème ou pour mettre en œuvre des solutions temporaires peut varier et dépendra de la complexité de la situation concernée.

Les indicateurs de service technique comprennent :

- ❖ Le temps entre la date de réception d'une plainte QT et la réglementation du problème ;
- ❖ Le temps entre une panne de fusible et le rétablissement de l'alimentation en électricité par l'OSD ;
- ❖ Durée de préavis d'une interruption prévue ; et
- ❖ Le temps entre une interruption non planifiée et le rétablissement de l'alimentation en électricité.

### **Indicateurs de comptage et de facturation**

Les indicateurs de comptage et de facturation constituent un sous-ensemble d'indicateurs de la QC liés aux compteurs et à la facturation des clients :

- ❖ Le temps de livraison et d'installation du compteur (nouveaux raccordements) ;
- ❖ Le temps d'inspection du compteur en cas de défaillance du compteur ;
- ❖ Le temps entre l'avis de paiement et le débranchement ;
- ❖ Le temps pour le rétablissement de la fourniture d'électricité après le paiement de la totalité ou d'une partie de la facture impayée suite à une débranchement en raison de non-paiement ;
- ❖ Le nombre annuel de relevés de compteurs effectués par la société réglementée ; et
- ❖ Le pourcentage de relevés de compteurs effectués dans un délai plus court que le précédent.

#### **3.4.2 Suivi de la qualité commerciale**

Il existe deux façons de contrôler la QC :

- ❖ Surveiller la valeur moyenne de l'indicateur (par exemple, le temps moyen pour établir une nouvelle connexion) ; et
- ❖ Contrôle du pourcentage de cas ("pourcentages de conformité") pour lesquels la compagnie respecte le délai fixé par l'ANR, c'est-à-dire que le pourcentage de cas pour lesquels la limite a été respectée (sur le nombre total de cas) est inférieur ou supérieur à la norme (90 %, par exemple).

Aux fins d'analyse comparative, il est important de noter que la première méthode ne dépend pas de la norme spécifique au pays/à la société d'utilité publique et est donc comparable entre les pays (en supposant que des exigences du même type sont prises en compte). La deuxième méthode ne fournit un mode de comparaison significatif que si les délais auxquels elle se réfère sont les mêmes, même si les normes elles-mêmes ne le sont pas.

#### **3.4.3 Pénalités et indemnisation des clients**

Les pénalités et l'indemnisation des clients sont des outils à la disposition d'un régulateur pour garantir le respect des normes de qualité du service et inciter à une fourniture de services efficace.

Les indicateurs de QC sont généralement en deux catégories, selon les conséquences de la non-conformité ou de sous-performance. (1) les indicateurs globaux (en anglais OI) et (2) les indicateurs garantis (en anglais GI).

L'OI sont des normes minimales que le service d'utilité publique doit atteindre, il s'agit généralement d'un pourcentage défini de tous les cas enregistrés. Aucune pénalité n'est appliquée en cas de non-respect de ces normes. L'autorité de réglementation peut toutefois envisager de pénaliser un service d'utilités publiques qui ne respecte pas ces normes de façon constante sur une période prolongée.

Les GI sont des normes minimales qui doivent être respectées pour chaque cas de service auquel elles se réfèrent. Des pénalités sont prélevées lorsque ces normes garanties ne sont pas respectées. En

général, le client affecté par la mauvaise fourniture du service est indemnisé selon un taux convenu à l'avance et approuvé par le régulateur.

Les régulateurs européens s'appuient de plus en plus sur les GI, en partant du principe que les GI garantissent qu'aucune catégorie de clients ne reçoit systématiquement un service sous-optimal. Les GI sont également plus simples à gérer que d'autres systèmes de contrôle et profitent directement aux clients.

Dans plusieurs pays africains, les régulateurs s'appuient davantage sur les OI, car ils hésitent à imposer des pénalités financières aux services d'utilités publiques qui ne sont pas financièrement viables et qui ont des difficultés à maintenir leurs opérations. Lors d'une récente révision de sa réglementation en matière de QdS, le Conseil de contrôle du secteur de l'électricité (en anglais ECB) de Namibie a clairement spécifié que les indicateurs minimaux dans ce document sont des indicateurs généraux, sauf lorsqu'ils sont spécifiquement indiqués. Les indicateurs garantis et les pénalités associées ne seront pas mis en œuvre pour le moment mais seront envisagés à l'avenir.<sup>7</sup>

Cette disposition n'est pas inhabituelle étant donné les défis actuels auxquels le secteur de l'électricité en Afrique est confronté et la nécessité de mettre en œuvre progressivement de meilleures pratiques. Les régulateurs doivent reconnaître la nécessité de cette transition et planifier en conséquence.

Alors que les GI devraient être l'objectif ultime en termes d'incitation à l'excellence de la fourniture de services, les pays d'Afrique peuvent observer et appliquer les enseignements retenus par certains pays d'Europe de l'Est qui poursuivent également une transition progressive des OI vers les GI à terme. L'exemple ci-dessous, proposé pour être mis en œuvre par le régulateur serbe de l'énergie, peut être utile.

Tableau 3.3 Proposition pour l'introduction progressive des indicateurs garantis QC en Serbie

| Groupe            | Indicateur global                                                                              | Indicateur de garantie connexe                                                                               |
|-------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Raccordement      | Temps moyen de réponse à la demande de raccordement du client                                  | Réponse à la demande de raccordement du client <b>dans les 5 jours</b>                                       |
|                   | Temps moyen pour connecter de nouveaux clients au réseau                                       | Raccordement d'un nouveau client au réseau <b>dans un délai de 20 jours</b>                                  |
| Service Clientèle | Temps moyen de réponse aux plaintes des clients concernant la tension                          | Réponse à la plainte concernant la tension du client <b>dans les 5 jours</b>                                 |
|                   | Temps moyen pour répondre à un appel                                                           | Réponse à l'appel <b>dans les 30 secondes</b>                                                                |
| Service technique | Temps moyen entre la réponse à la plainte QT et la résolution du problème                      | Élimination du problème de QT <b>dans les 60 jours</b> de la réponse à la plainte                            |
|                   | Temps moyen pour rétablir de l'alimentation en électricité en cas d'interruption non planifiée | Rétablissement de l'alimentation en électricité <b>dans les 4 heures</b> en cas d'interruption non planifiée |

<sup>7</sup> ECB "Namibia Electricity Supply Industry, Quality of Service Standard", 2019

|                          |                                                                  |                                                                                    |
|--------------------------|------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|
| Compteurs et facturation | Temps moyen d'inspection du compteur en cas de défaillance       | Inspection du compteur <b>dans les 15 jours</b> suivant la notification au client  |
|                          | Précision de la facturation (%)                                  | <b>Moins de 1 %</b> de plaintes relatives à la facturation                         |
|                          | Temps moyen de règlement des plaintes relatives à la facturation | Règlement de la plainte relative à la facturation <b>dans un délai de 30 jours</b> |

Source: Dr. Thyrsos Hadjicostas; VIS Economic & Energy Consultants, Remote Technical Workshop Series: Improving Investment Planning Through the Implementation and Enforcement of Quality of Service Standards

### Étude de cas n° 7 : Définition d'indicateurs de performance de la qualité du service (KPI) spécifiques à la Namibie

En 2004, le Conseil de contrôle de l'énergie de Namibie (ECB) a élaboré les normes de qualité de l'alimentation en électricité et de qualité du service de Namibie, conformément à la série de spécifications d'utilisateur rationalisées adoptée par l'Afrique du Sud.

L'ECB a suivi un processus consultatif pour déterminer les normes de qualité du service adaptées pour les titulaires de licences en Namibie. Les normes ont été élaborées à titre de cadre pour la mise en œuvre de la surveillance de la qualité de la tension, de la mesure et de l'établissement de rapports sur le service, ainsi que de la mesure et de l'enregistrement des performances du réseau.

Depuis lors, l'ECB a révisé les normes de 2004 et fait des recommandations concernant l'application spécifique des normes du secteur de l'électricité en Namibie.

Grâce à une analyse comparative des normes internationales et des pratiques d'application, et conformément aux évolutions technologiques, l'ECB a recommandé des éléments ou des modifications supplémentaires à intégrer dans les Normes de qualité de fourniture révisées et mises à jour. Lors de la révision des Normes de qualité du service, l'ECB a pris en compte les expériences des principaux titulaires de licence en matière de mise en œuvre des Normes 2004. Par exemple, les dispositions relatives aux pénalités incluses dans les Normes 2004 n'ont jamais été mises en œuvre, et l'ECB a choisi de les supprimer de la version révisée.

L'approche de la révision des normes de qualité de l'alimentation en électricité diffère considérablement de celle de la révision des normes de qualité du service. Étant donné que les normes de qualité de l'alimentation en électricité pour la plupart des équipements électriques utilisés en Namibie sont déterminées par des organismes de normalisation et des fabricants situés à l'étranger, les normes de qualité de fourniture de la Namibie s'alignent étroitement sur ces exigences internationales. Cela signifie que les normes de qualité d'alimentation en électricité de la Namibie sont davantage guidées par les normes internationales applicables que par les conditions locales, notamment en ce qui concerne les exigences de compatibilité et les méthodes de mesure. Les possibilités d'adaptation sont limitées.

En revanche, les normes de qualité du service sont élaborées principalement en tenant compte des conditions locales, de la topologie du réseau, des besoins des clients et des réalités économiques. Bien qu'il soit didactique de considérer des exemples internationaux, les principaux moteurs de ces normes sont les réalités locales. À titre d'exemple, les services d'utilités publiques doivent assurer le rétablissement du courant après des interruptions. Mais la rapidité du rétablissement requise et le nombre acceptable d'interruptions par an doivent être alignés sur les réalités et les attentes locales.

Dans sa réglementation révisée sur la qualité des services, la Namibie a décidé de suspendre l'application des GI jusqu'à ce que le pays soit totalement prêt.

#### 3.4.4 **Recommandations pour l'amélioration de la réglementation sur la qualité commerciale de l'alimentation en électricité en Afrique**

**Pour améliorer la réglementation de la qualité commerciale de l'alimentation en électricité en Afrique, les ANR peuvent envisager les options et les recommandations suivantes :**

- ❖ **Examiner régulièrement (et réviser, si nécessaire) les indicateurs QC, en tenant compte de l'évolution des conditions nationales et celle des attentes des clients.** S'il est important de tenir compte des meilleures pratiques internationales dans l'élaboration des réglementations en matière de QC, les ANR doivent s'assurer que les indicateurs QC sont adaptés au niveau de développement du secteur électrique national. De plus, les ANR doivent confirmer que des données applicables et exactes constituent la base de l'établissement des normes associées. Il est également important de s'assurer que les indicateurs sont gérables et pertinents pour l'environnement local, car tous les indicateurs ne sont pas pertinents à chaque étape et peuvent être introduits progressivement au fur et à mesure que le secteur se développe.
- ❖ **Encourager l'harmonisation des définitions des indicateurs de QC en Afrique.** Un cadre clair et des paramètres harmonisés de définition des indicateurs QC peuvent favoriser la rationalisation de l'analyse comparative et l'identification des cibles à améliorer. De plus, le développement de pools énergétiques régionaux sur le continent, exige une harmonisation des indicateurs entre les membres de chaque pool énergétique.
- ❖ **Assurer une meilleure protection des clients par l'introduction progressive d'indicateurs garantis avec des mécanismes d'indemnisation automatique.** Les ANR devraient appliquer progressivement les GI avec indemnisation automatique, ou introduire une option permettant d'imposer des sanctions en cas de non-respect des OI afin d'inciter à une meilleure fourniture de services. Une combinaison des options ci-dessus devrait être mise en œuvre pour les activités de raccordement (les indicateurs les plus importants), afin d'améliorer les performances des services d'utilités publiques. Cette recommandation vise principalement les OSD, étant donné l'importance de leur relation directe avec les clients. Les paiements d'indemnisation automatiques devraient également être déployés progressivement dans tous les pays. Du point de vue de la protection des clients, la réglementation la plus efficace est basée sur les IG, ou les exigences minimales fixées par l'ANR où des sanctions peuvent être mises en œuvre.
- ❖ **Veiller à ce que les entreprises de services d'utilités publiques réalisent des enquêtes de satisfaction des clients aux intervalles réguliers prescrits** (par exemple, tous les deux ans), afin d'évaluer comment les clients perçoivent réellement le service qu'ils reçoivent et de permettre aux ANR d'identifier les lacunes et les difficultés liées aux réglementations de qualité du service.
- ❖ **Assurer l'installation de compteurs pour toutes les catégories de clients pour faciliter une facturation précise et efficace.** Les pays africains devraient également introduire progressivement des compteurs intelligents afin de réduire au minimum les inexactitudes de facturation et de permettre une planification plus efficace par les services d'utilités publiques et les consommateurs. Les ANR doivent toutefois faire preuve de diligence

dans l'analyse de l'impact coût-bénéfice de la transition aux compteurs intelligents ; les pays ne doivent pas entamer cette transition avant qu'elle ne soit économiquement rationnelle.

- ❖ **Utiliser plusieurs supports pour surveiller les indicateurs de QC.** Les organismes de réglementation s'appuient souvent uniquement sur des rapports et des formulaires écrits pour collecter des données, ce qui donne une image incomplète de la qualité du service commercial. D'autres formes de communication, telles que les enquêtes et les réclamations par téléphone et sur internet devraient également être prises en compte. Les ANR devraient également réglementer la performance du niveau de service fourni aux clients par le biais de communications par téléphone, par mail et sur Internet (par exemple, site web/applications), ainsi que les visites aux centres d'appels des clients. Les régulateurs doivent tenir compte non seulement de la rapidité des réponses des services d'utilités publiques, mais aussi de leur caractère complet et utile.

### 3.5 Développer des cadres d'évaluation de la satisfaction des clients dans le secteur de l'électricité

Les enquêtes de satisfaction des clients constituent un outil d'analyse empirique qui permet à l'organisme de régulation et au service d'utilité publique de contrôler le niveau de fourniture de services du point de vue du client. Elles sont particulièrement utiles étant donné qu'il y a souvent un décalage important entre les "niveaux de service élevés" prétendument fournis par la compagnie d'électricité et le point de vue du client pour lequel ce même service est non satisfaisant. Les enquêtes auprès des clients peuvent également être considérées comme des évaluations d'impact ex-post de l'efficacité des normes des réglementations relatives à la qualité du service, elles permettent au régulateur de vérifier si les résultats réglementaires souhaités sont atteints ou si le service d'utilité publique améliore ses performances à terme, et indiquent les domaines éventuels à revoir et à adapter.

De plus, les enquêtes de satisfaction des clients offrent une plateforme pour les clients pour qu'ils donnent leurs opinions individuelles sur la qualité des services fournis.

Certaines compagnies d'électricité réalisent périodiquement des enquêtes de satisfaction de la clientèle de leur propre chef relevant de leurs cadres de suivi et d'évaluation de l'entreprise, mais ce n'est généralement pas le cas en Afrique. Le rapport IRE 2020 affirme que seuls 10 pays des 36 étudiés ont réalisé des enquêtes de satisfaction client au cours des cinq dernières années.

Les régulateurs devraient rendre obligatoires les enquêtes de satisfaction des clients en le précisant dans leurs normes réglementaires de QdS.

#### 3.5.1 Les défis de la mise en œuvre des enquêtes sur la satisfaction des clients en Afrique

##### **Absence de cadres réglementaires obligatoires**

À l'exception de quelques pays, la plupart des ANR en Afrique n'exigent pas des services d'utilités publiques de réaliser d'enquêtes périodiques sur la satisfaction des clients. Les réglementations de QdS en Namibie, par exemple, imposent à NamPower et aux autres distributeurs régionaux d'électricité de mener des enquêtes de satisfaction de la clientèle au minimum une fois tous les deux ans. Sans obligation réglementaire, il est peu probable que la plupart des services d'utilités publiques réalisent cet exercice.

### **Contraintes de capacité**

Les services d'utilités publiques peuvent être limités par le temps et les ressources nécessaires à la réalisation d'enquêtes de satisfaction des clients. Pour réduire au minimum la charge administrative pour la société d'électricité, l'organisme de régulation doit définir un processus transparent pour la réalisation des enquêtes de satisfaction des clients. Dans l'idéal, l'enquête doit être réalisée par une société indépendante engagée par le service d'utilité publique à cette fin. L'organisme de régulation peut avoir compétence d'approbation du choix de l'entité indépendante et de l'instrument d'enquête afin de garantir le respect de la procédure régulière.

S'il n'est pas possible d'enquêter auprès de chaque client, la procédure doit garantir que les grappes d'échantillons représentent suffisamment chaque catégorie de clients et couvrent une répartition géographique adaptée de la zone d'exploitation du service d'utilité publique.

Les questionnaires écrits doivent poser des questions simples et facilement compréhensibles pour permettre à chaque catégorie de clients de bien répondre. Dans la mesure du possible, dans le contexte africain, la traduction dans les langues locales est encouragée, en particulier pour les clients ruraux qui peuvent ne pas être en mesure d'exprimer leur perception dans la ou les langues officielles du pays.

#### **3.5.2 *Recommandations pour la réalisation d'enquêtes sur la satisfaction des clients du secteur de l'électricité en Afrique***

- ❖ **Les ANR doivent rendre obligatoire la réalisation périodique d'enquêtes de satisfaction des clients dans le cadre des réglementations sur la qualité du service.** Les enquêtes de satisfaction des clients permettent aux ANR d'évaluer l'efficacité des performances des services d'utilités publiques et des interventions réglementaires associées du point de vue des clients. Elles donnent également l'impulsion pour améliorer les performances des services d'utilités publiques et identifier les lacunes des différents cadres réglementaires mis en place par les ANR.
- ❖ **Les ANR doivent définir un processus transparent pour la réalisation des enquêtes de satisfaction des clients.** Pour être efficace, une enquête de satisfaction des clients doit être jugée objective et indépendante, c'est pourquoi il est nécessaire d'établir des lignes directrices claires sur le processus.

## 4 Questions intersectorielles

Ce chapitre abordera plusieurs questions intersectorielles liées à l'amélioration de la réglementation économique et de la qualité des services en Afrique. Ceci est particulièrement important étant donné que les rapports IRE montrent que même si les pays ont mis en place des règles et des réglementations pour la régulation économique et de la qualité des services, les résultats toutefois de ces réglementations restent inférieures à la moyenne.

En abordant les défis posés par les différents aspects de la réglementation économique et de la qualité des services dans les chapitres précédents, ces questions intersectorielles ont souvent été identifiées comme des obstacles à la capacité du régulateur à élaborer et à mettre en œuvre efficacement des réglementations. Si elles ne sont pas traitées, elles peuvent entraver la mise en œuvre utile des recommandations de ce rapport et de ses lignes directrices.

Parmi ces défis, les plus importants sont la capacité institutionnelle, l'évaluation de l'impact réglementaire, ainsi que la collecte et la gestion des données. Chacun de ces défis sera brièvement passé en revue ci-dessous, avec des recommandations sur la manière d'aborder ces questions essentielles.

### 4.1 Capacité institutionnelle

#### 4.1.1 Situation des capacités institutionnelles des autorités de régulation de l'énergie en Afrique

Un régulateur efficace est un régulateur bien informé et, par conséquent, il est nécessaire que les ANR recrutent et retiennent un effectif compétent et qu'elles renforcent continuellement ses capacités afin qu'il puisse exercer efficacement ses fonctions réglementaires. À mesure que le secteur de l'électricité évolue, il est également important que l'effectif de régulation soit continuellement formé pour suivre l'évolution des tendances et fournir des solutions innovantes aux nouveaux problèmes et défis réglementaires.

Le rapport IRE 2020 a montré que si plusieurs régulateurs ont nettement amélioré leur renforcement des capacités institutionnelles au cours de l'année écoulée, certains régulateurs, en particulier les plus nouveaux, manquent encore de l'expérience et des capacités techniques nécessaires dans les disciplines réglementaires clés, et auront besoin d'un soutien constant en matière de renforcement des capacités.

Le rapport IRE a également identifié des faiblesses dans la capacité des régulateurs, même les plus avancés, à faire appliquer les règles et réglementations adoptées. De plus, la capacité à exercer les niveaux de surveillance et d'autorité réglementaire sur les entités réglementées pour obtenir des résultats mesurables pour le secteur est assez faible. Sans une capacité technique adaptée, les régulateurs auront des difficultés à mettre en œuvre les recommandations de ce rapport et de ses lignes directrices. Par conséquent, il est nécessaire de se pencher sur la façon dont certaines des lacunes fondamentales en matière de capacité peuvent être réglées.



#### 4.1.2 Les défis du développement des capacités institutionnelles des régulateurs dans le secteur de l'électricité en Afrique

##### ***Prévalence de nouveaux organismes de réglementation***

Si le continent compte quelques autorités de régulation qui ont plus de 25 ans, les autorités de régulation indépendantes sont encore, dans une grande mesure, relativement nouvelles, la plupart des ANR africaines ayant moins de 15 ans. De plus, plusieurs pays en Afrique ne se sont lancés que récemment dans la réforme du secteur de l'électricité. L'expérience et l'expertise technique du secteur de l'électricité résident encore largement dans les compagnies d'électricité, par opposition aux ANR.

##### ***Absence de compétences réglementaires de base***

Alors que certains effectifs de régulation ont des antécédents professionnels adaptés dans des domaines tels que la comptabilité, la finance, l'économie, l'ingénierie, le droit, etc., la régulation des services d'utilités publiques exige des années de formation et d'expérience spécialisées pour être pleinement maîtrisée. Souvent, lorsque l'effectif avant-coureur d'une autorité de régulation est issu des services d'utilités publiques et des ministères de l'énergie, on suppose à tort qu'il est familier avec les questions de régulation, au début, de lui fournir le type de formation multidisciplinaire nécessaire pour le faire passer de professionnel spécialisé à régulateur de l'économie / de la fiabilité.

##### ***Manque de financement pour le renforcement des capacités***

Pour que le renforcement des capacités soit efficace, il doit être fourni de manière continue. Cependant, l'expérience a montré que si les nouveaux régulateurs souvent reçoivent un soutien au renforcement des capacités par voie de subventions et de programmes d'assistance technique, ce soutien prend souvent fin au bout de deux ou trois ans. À la fin de la période initiale de démarrage, la plupart des régulateurs ne disposent pas de sources de financement indépendantes pour permettre un renforcement continu de leurs capacités. Lorsque les ANR ne sont pas financées de manière indépendante (c'est-à-dire lorsque les fonds pour les opérations proviennent principalement de subventions gouvernementales), le renforcement des capacités n'est souvent pas considéré comme une priorité absolue.

##### ***Caractère adapté de la rémunération et des incitations du personnel***

Liée au financement, la question consiste également à s'assurer que les ANR africaines peuvent offrir une échelle de rémunération qui incite le personnel à rester au sein de l'ANR et non pas de passer à d'autres secteurs de l'industrie. Lorsque la rémunération offerte par les sociétés d'électricité privées est plus élevée que celle offerte par les ANR, les ANR connaissent un renouvellement constant de leurs effectifs. Sans un financement dédié au renforcement continu des capacités, les connaissances institutionnelles et techniques disparaissent lorsque les effectifs plus expérimentés partent. Dans l'idéal, l'ANR devrait être habilitée à garantir une rémunération adaptée à ses personnels, comparable à celle offerte par les entreprises privées réglementées.

#### 4.1.3 ***Recommandations pour le renforcement des capacités institutionnelles des régulateurs dans le secteur de l'électricité en Afrique***

Bien que ce rapport et ses lignes directrices n'ont pas pour but d'aborder entièrement et de fournir des solutions au défi beaucoup plus vaste de la capacité institutionnelle dans le secteur de l'électricité

en Afrique, il a été jugé nécessaire de proposer quelques recommandations visant à garantir que certaines interventions urgentes seront effectuées. Ces recommandations sont les suivantes :

- ❖ **Les régulateurs doivent entreprendre des évaluations complètes des besoins en compétences ou en capacités et élaborer un programme de formation cohérent dans ce sens.** Les ressources dont disposent souvent les régulateurs pour le renforcement des capacités sont restreintes, il est donc important que ces plans garantissent que les capacités des effectifs sont renforcées dans les domaines les plus nécessaires aux personnels individuels et pertinents pour l'exécution des objectifs stratégiques du régulateur. Une évaluation complète des besoins comprendra des entretiens avec tous les membres du personnel du régulateur pour comprendre leurs rôles dans l'organisation et situer les lacunes de compétences qui doivent être réglées pour permettre une meilleure performance et efficacité. Lorsque plusieurs lacunes sont identifiées, elles doivent être classées par ordre de priorité en fonction des objectifs les plus urgents et les plus importants de l'ANR. Le plan d'évaluation des besoins peut également servir de base pour identifier les domaines de solides connaissances des personnels en place. Cela sera particulièrement utile lorsque l'ANR devra compter sur une formation interdisciplinaire de ses effectifs, les personnes les plus compétentes dans chaque domaine venant appuyer les moins compétentes ou les moins expérimentées.
- ❖ **Les ANR devraient investir des ressources dans la formation du personnel existant dans les principaux domaines réglementaires.** Le renforcement des capacités devrait être un élément récurrent du budget annuel de l'ANR. Plusieurs institutions bien établies de formation à la réglementation des services d'utilités publiques sont mais malheureusement situées en dehors du continent africain, ce qui rend coûteux pour les régulateurs africains de participer régulièrement à leurs cours. Cette situation est toutefois en train de changer, avec quelques institutions en Afrique qui proposent des cours comparés à des tarifs moins élevés. Les ANR bénéficieront également des initiatives régionales visant à établir des centres d'excellence pour la formation en réglementation sur tout le continent. Au-delà des cours de formation formels, un moyen très pratique de renforcer les capacités consiste à proposer des stages ou des programmes de jumelage avec d'autres régulateurs bien établis, que ce soit sur le continent ou au niveau international. Par le biais de la NARUC, l'USAID fournit une assistance technique à différents régulateurs en Afrique par voie de programmes de partenariat entre les ANR africaines et les commissions de service d'utilité publique des États américains. En Afrique de l'Ouest, l'Autorité de régulation régionale du secteur de l'électricité ou ARREC de la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) fournit une plateforme qui donne aux nouveaux régulateurs de la région la possibilité d'entreprendre des programmes de stage auprès de régulateurs bien établis dans la région. Le rapport IRE 2020 note que les trois seuls nouveaux régulateurs ayant obtenu un score supérieur à la moyenne pour leur capacité institutionnelle (le Bénin, le Niger et la Sierra Leone) sont issus de la région de la CEDEAO, et que deux d'entre eux, le Bénin et la Sierra Leone, ont participé au programme de stage régional de l'ARREC en 2019. Cela prouve que la collaboration entre les régulateurs récents et ceux plus établis, d'une même région, a ses avantages. Selon le rapport IRE 2020, les cinq pays les plus performants (Ouganda, Namibie, Tanzanie, Zambie et Kenya) sont les régulateurs les plus établis, avec une moyenne de 22 ans. À l'inverse, l'âge moyen des cinq régulateurs les moins performants (Tchad, République du Congo, Gabon, République centrafricaine et Maurice) n'est que de quelque sept ans. Cela plaide donc nettement en faveur

d'un cadre de collaboration plus structuré entre les régulateurs établis et les régulateurs nouveaux en Afrique pour faciliter le renforcement institutionnel.

- ❖ **De plus de la formation du personnel existant, les ANR devraient s'attacher de manière proactive à recruter d'autres personnels qualifiés.** La capacité institutionnelle est souvent entravée par le manque du personnel au sein des ANR. Au fur et à mesure qu'une autorité de régulation se développe, et que le secteur de l'électricité se développe, il est nécessaire de s'assurer que des compétences adaptées sont intégrés pour répondre à l'évolution des besoins. Par exemple, l'expertise en matière d'énergie renouvelable/efficacité énergétique et d'intégration de la dimension de genre, qui n'était pas considérée comme nécessaire il y a 15 ans dans le paysage réglementaire africain, est désormais essentielle. Les régulateurs doivent donc toujours être proactifs dans l'identification des tendances du secteur et consacrer des ressources pour répondre à ces besoins changeants par voie de recrutement et/ou de formation continue.
- ❖ **Tout en renforçant les capacités, les régulateurs doivent mettre en place des incitations pour favoriser la rétention du personnel.** Cela inclura une rémunération adaptée, de bonnes conditions de travail et des avantages comparables à ceux de la fonction publique, des services d'utilités publiques et d'autres entités réglementées. Dans l'idéal, les ANR devraient déterminer leurs propres politiques de rémunération du personnel. Les ANR véritablement indépendantes auront compétence d'embaucher, de licencier et de déterminer les conditions d'emploi de leur personnel. Malheureusement, tous les régulateurs africains ne possèdent pas ce mandat, et il est donc nécessaire d'aborder cette question au niveau de la gouvernance. Une rémunération attrayante de leur personnel n'est pas seulement une incitation pour s'assurer que l'ANR est capable d'attirer et de retenir les meilleurs collaborateurs, elle est un mécanisme contre la captation de la réglementation. Dans les situations où le personnel de la société de services d'utilités publiques gagne beaucoup plus que le personnel de réglementation, rien n'incite l'effectif à rester s'il se voit offrir un poste au sein de la société de services d'utilités publiques. Étant donné que les membres du personnel ne sont généralement pas liés par les restrictions d'emploi auxquelles les commissaires sont confrontés lorsqu'ils quittent leur poste, il est facile de chercher un nouvel emploi offrant une meilleure rémunération ou de meilleures conditions de travail. Il est donc important que les décideurs et les régulateurs en tiennent compte lorsqu'ils élaborent les barèmes de salaires et autres conditions d'emploi du personnel de l'ANR.
- ❖ **Les régulateurs ou les associations de régulation régionaux peuvent également jouer un rôle clé dans le renforcement institutionnel, notamment en ce qui concerne le soutien aux régulateurs plus récents dans la région.** Au vu de la croissance rapide des pools et des marchés régionaux de l'électricité, les institutions régionales peuvent garantir que les capacités des ANR constitutives sont renforcées pour permettre le fonctionnement efficace du marché régional/continental. Ces deux dernières années, l'ARREC a institutionnalisé un programme de formation sur les marchés et la réglementation de l'électricité, programme offert à toutes les ANR de la CEDEAO. Étant donné le niveau de disparité dans le développement du secteur de l'électricité des différents États membres, le cours est structuré de manière à permettre aux régulateurs récents d'être formés en qualité de groupe. Le programme de stages de l'ARREC et ce programme de formation ont beaucoup contribué à renforcer les capacités des nouveaux régulateurs dans la région, tout en

sensibilisant les régulateurs plus expérimentés au cadre réglementaire du marché régional de l'électricité.

#### **Étude de cas n° 8 : Renforcement des capacités institutionnelles à l'ARSE du Togo**

*L'Autorité de régulation du secteur de l'énergie électrique (ARSE) a été créée en 2000 en tant que régulateur indépendant du secteur de l'électricité au Togo en vertu des articles 11-14 de la loi n° 2000-012. En 2011, la loi n° 2011-024 a en outre confié la régulation du secteur de l'eau et de l'assainissement à l'ARSE.*

*Le Comité de Gestion de l'ARSE est composé de 3 membres, nommés par décret en Conseil des Ministres pour un mandat de quatre (4) ans, renouvelable une fois. Ils élisent parmi eux un Président pour une période non renouvelable de deux (2) ans en cours de mandat. Le président du comité de gestion est également président de l'autorité de régulation. Le Directeur Général, également nommé par le Conseil des Ministres, est chargé de la gestion technique, administrative et financière de l'Autorité de régulation et de l'exécution des décisions du Comité de gestion.*

*Le Comité de gestion est responsable du recrutement du personnel de l'ARSE et a également le pouvoir de fixer la rémunération du personnel. Afin de garantir que l'Autorité emploie des personnes hautement qualifiées et compétentes, le recrutement du personnel est confié à des agences de ressources humaines compétentes. Afin d'assurer la rétention des membres du personnel, la direction de l'ARSE s'assure que les salaires de leur effectif sont comparables à ceux des services d'utilités publiques en plus de fournir d'autres incitations telles que des primes, des plans de santé familiale ainsi que des plans d'assurance.*

*Pour s'assurer que les membres du personnel continuent à renforcer leurs capacités pour leur permettre d'exercer efficacement leurs fonctions réglementaires, un programme de renforcement des capacités de leur effectif est élaboré chaque année par le département administratif en collaboration avec d'autres départements. Il est généralement prévu que chaque membre du personnel participe à au moins un programme de formation par an. Le plan de renforcement des capacités est basé sur l'évaluation des besoins en formation de chaque membre du personnel qui est aligné sur les objectifs institutionnels annuels. Le département est également responsable de la mise en œuvre et du suivi du plan de formation. Les programmes de formation sont généralement basés sur le domaine de compétence principale du collaborateur ainsi que sur des questions réglementaires générales basées sur les meilleures pratiques internationales. La deuxième catégorie de formation sur les questions réglementaires représente un certain défi pour l'ARSE, car la plupart des programmes internationaux de formation sur la réglementation sont proposés en anglais et le coût de ces programmes internationaux, y compris les frais de déplacement, constitue un obstacle.*

*L'ARSE a également été activement impliquée et a participé à plusieurs initiatives de formation régionales ainsi qu'à des dialogues avec les parties prenantes établis par ARREC, le régulateur régional de la CEDEAO. Cela a permis de renforcer les capacités des personnels sur le marché régional de l'électricité de la CEDEAO, où les compagnies d'électricité du Togo sont des participants actifs.*

*Malgré certaines contraintes dans le domaine du renforcement des capacités, l'ARSE dispose d'un nombre suffisant de collaborateurs réglementaires bien qualifiés et formés dans tous les départements pour remplir efficacement son mandat réglementaire et continue à travailler au renforcement de sa capacité institutionnelle.*

## 4.2 Études d'impact de la réglementation (EIR) dans le secteur de l'électricité

Les EIR offrent une approche systématique pour évaluer de manière critique des effets positifs et négatifs des réglementations proposées et existantes et des alternatives non réglementaires.<sup>8</sup> La plupart des pays développés reconnaissent les EIR comme des instruments clés dans la prise de décision réglementaire. Les EIR deviennent plus courantes et prisées dans les pays en développement également.

Une EIR efficace comprendra à la fois une évaluation ex ante d'un projet de réglementation et une évaluation ex post des réglementations existantes. Cette double démarche garantit que non seulement une évaluation complète est effectuée avant la mise en place d'une nouvelle réglementation, mais que le régulateur disposera également d'un outil pour évaluer l'efficacité des réglementations qui ont été promulguées précédemment afin de déterminer si le résultat réglementaire attendu a été atteint.

### 4.2.1 Introduction aux études d'impact de la réglementation dans le secteur de l'électricité

La consultation des parties prenantes est l'une des principales exigences d'une réglementation efficace, et les EIR en relèvent. Plusieurs régulateurs en Afrique ont établi des processus d'élaboration de règles administratives qui exigent que le régulateur assure une large consultation des parties prenantes avant la promulgation de toute nouvelle règle ou réglementation. Bien que cela soit considéré comme une bonne pratique, le rapport IRE 2020 montre que la consultation des parties prenantes n'est obligatoire que dans 64 % des pays étudiés.

L'élaboration de règles comporte généralement les étapes décrites ci-dessous. Le processus d'EIR doit être aussi transparent que possible afin de garantir que tous les scénarios potentiels soient mis en évidence, en vue d'aboutir à la solution la mieux adaptée.

- ❖ Un processus typique d'élaboration de règles commence par la préparation et la publication par le régulateur d'un document de consultation sur la nouvelle règle proposée. Ce document de consultation doit être très bien documenté, car il constituera la base de l'évaluation ex ante de la réglementation, en précisant la ou les questions que la réglementation cherche à aborder et en présentant différents scénarios et résultats. Il devrait également inclure une position sur les scénarios possibles si aucune intervention n'est faite par le régulateur.
- ❖ Le document de consultation doit être largement diffusé à toutes les parties prenantes clés et publié sur le site web du régulateur. Le régulateur doit spécifier un délai donné dans lequel les parties prenantes et le grand public sont invités à présenter leurs réponses écrites au régulateur. À l'expiration du délai, le régulateur transmet généralement une audience publique au cours de laquelle les parties prenantes ont la possibilité de développer davantage leurs soumissions écrites, tandis que d'autres peuvent simplement faire des commentaires oraux sur la nouvelle règle proposée.
- ❖ Le régulateur tiendra compte de tous les retours, commentaires et contributions reçus au cours de ce processus de consultation publique avant de prendre une décision finale sur la nouvelle règle proposée.

---

<sup>8</sup> OCDE "Analyse d'impact de la réglementation" <https://www.oecd.org/fr/reformereg/politique-reglementaire/air.htm>

#### 4.2.2 Les défis de la réalisation d'études d'impact de la réglementation dans le secteur de l'électricité en Afrique

Le processus d'élaboration des règles discuté ci-dessus représente la meilleure pratique. Cependant, la plupart des autorités de régulation de l'électricité en Afrique n'ont pas mis en place un processus transparent d'élaboration des règles qui évalue rigoureusement les fondements de chaque nouvelle règle et permet une large participation des parties prenantes.

##### ***Consultation insuffisante ou inexistante des parties prenantes***

Un cadre d'évaluation ex ante rigoureux présuppose que le régulateur a procédé à une évaluation approfondie de tous les problèmes et défis potentiels liés à toute nouvelle règle proposée, et qu'il a également consulté toutes les parties prenantes concernées au cours du processus.

La réalité, cependant, est que le plus souvent, surtout pour les nouveaux organismes de réglementation, les nouvelles réglementations sont élaborées principalement en adaptant (ou même en adoptant directement) les réglementations existantes d'autres juridictions, sans tenir compte du contexte du secteur électrique local.

##### ***Adaptation des précédents réglementaires sans tenir compte du contexte local***

Par ailleurs, bien que les précédents réglementaires jouent un rôle utile dans l'élaboration des règles, et qu'il y a beaucoup d'avantages à tirer des enseignements de ce qui s'est passé dans les pays dotés de régulateurs plus anciens, pour que chaque processus d'élaboration de règles soit efficace, les régulateurs doivent passer par l'ensemble du processus d'élaboration de règles pour s'assurer que chaque solution est la mieux adaptée au pays au stade actuel du développement de son secteur de l'électricité.

Dans la réglementation de la qualité du service, par exemple, alors que tous les pays surveillent généralement des indicateurs similaires, il n'est pas logique de supposer que les normes établies dans un pays doté d'un secteur électrique relativement évolué, dans lequel les normes de qualité ont évolué au fil du temps, seront adaptées pour un autre pays qui commence tout juste à mettre en œuvre son programme de réforme du secteur électrique.

##### ***Absence de mise en œuvre de l'évaluation d'impact a posteriori***

Les organismes de réglementation en Afrique ont tendance à mettre l'accent sur l'évaluation ex ante dans l'élaboration des règles, tout en négligeant d'effectuer une évaluation ex post des réglementations. Un organisme de réglementation doit s'efforcer d'examiner l'impact d'une réglementation deux à trois ans après sa mise en place afin de déterminer si les résultats réglementaires escomptés ont été atteints. Si ce n'est pas le cas, le régulateur doit réaliser une nouvelle EIR pour identifier les lacunes et les défis et proposer des options alternatives appropriées.

Les scores moyens très faibles dans les IRE de l'IER 2019 (0,357 %) et 2020 (0,393 %) montrent que même les régulateurs qui ont bien réussi sur le plan de la substance réglementaire en mettant en place des règles et des règlements pour la gouvernance du secteur n'ont pas obtenu les impacts souhaités. Cela souligne la nécessité pour les régulateurs du continent de mener des EIR ex-post.

#### 4.2.3 Recommandations pour la mise en œuvre d'études d'impact de la réglementation efficaces dans le secteur de l'électricité en Afrique

Afin de garantir que les régulateurs disposent d'un cadre solide pour la mise en œuvre efficace des EIR dans le secteur de l'électricité, les recommandations suivantes sont préconisées :

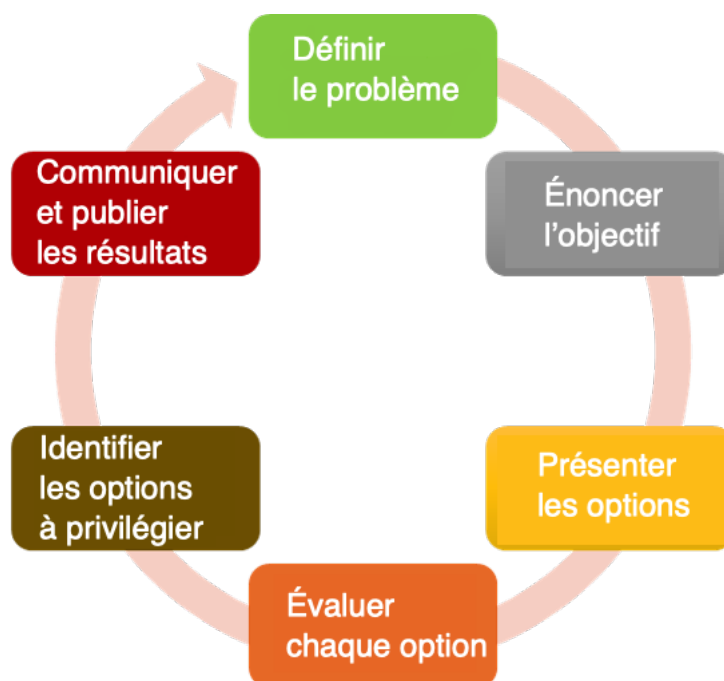
❖ **Chaque régulateur devrait mettre en place de manière proactive un cadre pour entreprendre des EIR.** Ce cadre doit aller au-delà du processus administratif de base pour l'élaboration des règles et stipuler clairement les objectifs et les processus du régulateur pour réaliser les EIR. Le Manuel pour l'analyse d'impact de la réglementation publié par l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE)<sup>9</sup> décrit les éléments fondamentaux du processus, comme indiqué ci-dessous :

- Définir le problème réglementaire à traiter. Cela relèvera généralement de trois grandes catégories : défaillance du marché, inefficacité de la réglementation et nouvelles cibles ou objectifs politiques.
- Identifier des options réglementaires concrètes pour résoudre le problème réglementaire.
- Recueillir des données par le biais de consultations publiques, d'entretiens téléphoniques et en face à face, de questionnaires papier, d'enquêtes en ligne, de groupes de discussion, etc.
- Évaluer les options alternatives. Cette étape centrale prend souvent la forme d'une analyse coûts-avantages, mais peut aussi être une analyse coût-efficacité ou une analyse des risques. Les options évaluées doivent inclure le scénario "aucun changement de politique ou de réglementation".
- Identifier la ou les options réglementaires préférées. Une fois que les différentes options ont été identifiées et examinées, le régulateur identifiera l'option la plus efficace.
- Communiquer et publier les résultats de l'EIR. Cela permet de poursuivre les échanges avec les parties prenantes et d'améliorer la transparence générale du processus réglementaire.

---

<sup>9</sup> OCDE. 2008. Manuel d'introduction pour entreprendre une analyse d'impact de la réglementation. Paris: Éditions de l'OCDE

Figure 4.1 Processus d'EIR



- ❖ **L'ANR doit renforcer les capacités réglementaires internes pour mener des EIR.** Si des efforts doivent être faits pour s'assurer que certains membres du personnel de l'ANR suivent des programmes de formation officiels sur les EIR, ces membres du personnel doivent également être mandatés pour fournir une formation interne aux autres membres de leur personnel.
- ❖ **Les ANR doivent assurer la publication des résultats des EIR sur leur site web.** La transparence est une compétence essentielle d'un régulateur, et la publication des résultats d'une EIR sur le site web du régulateur permet à toutes les parties prenantes d'évaluer la justification de la décision finale.

### 4.3 Gestion des données

La qualité de données est essentielle pour l'efficacité de l'élaboration des normes réglementaires, la définition de normes et le suivi des performances. Sans de bonnes données qualitatives et quantitatives, un régulateur fera inévitablement des erreurs de jugement dans les décisions réglementaires critiques.

#### 4.3.1 Gestion des données dans la réglementation du secteur de l'électricité

Les données du secteur de l'énergie comprennent des détails sur les performances techniques et financières des services d'utilités publiques, les habitudes de consommation, les données d'interaction avec les clients, etc. Chacun de ces secteurs exige différents ensembles de données provenant de diverses sources pour des utilisations variées. Par conséquent, les régulateurs doivent élaborer des stratégies efficaces de gestion des données.

Avec la complexité croissante du secteur de l'énergie et l'influence grandissante des technologies de l'information et de la communication dans l'ensemble de l'industrie, les services d'utilités publiques des pays développés investissent des ressources importantes dans des architectures de gestion des



données avec des analyses avancées pour mieux comprendre l'environnement commercial et prendre des décisions d'investissement bien informées.

Dans la plupart des pays en développement, y compris ceux d'Afrique, les services d'utilités publiques ont du mal à suivre les tendances mondiales en matière d'analyse et de gestion des données. Cela limite la capacité des régulateurs à accéder à des données de qualité. La régulation économique et la régulation de la qualité du service, en particulier, reposent en grande partie sur des données précises et régulièrement mises à jour pour guider la prise de décision.

#### **4.3.2 Défis de gestion des données pour les régulateurs dans le secteur de l'électricité en Afrique**

Les régulateurs africains de l'électricité sont confrontés à plusieurs défis en matière de gestion des données. Si les rapports IRE n'abordent pas spécifiquement la question de l'asymétrie des données, celle-ci reste l'un des principaux défis auxquels sont confrontées les ANR. Les entreprises de services d'utilités publiques auront toujours un meilleur accès à leurs propres données et une meilleure compréhension de celles-ci. Mais plusieurs interventions nécessaires pour renforcer la réglementation économique et de la qualité du service dépendent largement de l'accès des régulateurs à des données fiables pouvant servir de référence.

De plus, de nombreux régulateurs et services d'utilités publiques ne disposent pas des capacités internes nécessaires pour rassembler et analyser efficacement les données disponibles. Comme indiqué précédemment, de nombreux pays africains ont des difficultés à mettre en œuvre des tarifs reflétant les coûts parce que les données sous-jacentes sur lesquelles les modèles tarifaires sont basés sont défectueuses ou incomplètes. Le cas de la mise en œuvre initiale du MYTO par le NERC a montré les impacts de données inexactes et incomplètes sur la régulation économique. Le principal problème du MYTO I étant que certaines des hypothèses sous-jacentes concernant les prévisions de la demande d'électricité, l'expansion des réseaux de transmission et de distribution, les investissements en capital et l'efficacité de la collecte des recettes étaient inexactes.

La gestion des données présente des défis similaires dans l'établissement des indicateurs clés de performance pour la réglementation de la qualité du service sur le continent. Lorsque la Namibie a adopté pour la première fois sa réglementation en matière de QdS, elle s'est appuyée sur la réglementation sud-africaine, ce qui a eu pour conséquence de fixer des normes basées sur des données qui n'étaient pas applicables dans le contexte namibien.<sup>10</sup> Il convient de relever que le régulateur a tiré les enseignements+++ de cette expérience et a maintenant mis en place un règlement robuste sur la QdS basé sur des données locales applicables et régulièrement révisé conformément aux meilleures pratiques.

#### **4.3.3 Recommandations pour le développement de systèmes améliorés de gestion des données dans le secteur de l'électricité en Afrique**

Un cadre robuste de gestion des données devrait faire partie intégrante de la boîte à outils décisionnelle d'un régulateur. En renforçant la responsabilité et en attribuant la propriété des données, ces cadres permettent une collecte de données plus efficace et plus précise et fournissent une base cohérente pour les audits réglementaires. Les régulateurs doivent adopter une démarche de la

---

<sup>10</sup> Electricity Control Board of Namibia "Quality of Supply and Service Standards Implementation and Benchmarking Framework"

stratégie des données à l'échelle de l'organisation (structure, processus, facilitateurs, etc.) pour s'assurer que les bonnes données sont saisies dès le début, que le bon ensemble d'outils et de technologies est déployé et que les données restent cohérentes entre les systèmes de gestion des données.

Le cadre de gestion des données mis en place par un régulateur doit également prévoir des dispositions claires et transparentes pour la réalisation d'audits réglementaires, y compris la fréquence à laquelle ces audits doivent avoir lieu.

Plusieurs mesures pratiques peuvent être prises par le régulateur pour atténuer et réduire au minimum les défis de la gestion des données, même en l'absence de logiciels ou d'outils analytiques très sophistiqués.

**Les ANR sont encouragées à :**

- ❖ **Mettre en place des unités de recherche internes pour la collecte de données.** Pour le régulateur, les rapports des services d'utilités publiques constituent la principale source d'information. Ces données historiques servent de base à l'établissement de repères dans la définition des normes ou des objectifs. Les unités ou départements de recherche internes peuvent compléter les données des services d'utilités publiques en travaillant avec les parties prenantes concernées pour collecter et analyser les données applicables du secteur.
- ❖ **Mandater les entreprises de services d'utilités publiques pour qu'elles adoptent et mettent en œuvre un système uniforme de comptes (en anglais USoA) pour les études sur le coût du service, d'autant plus que des pools électriques interconnectés se développent sur tout le continent.** Dans la mesure du possible, les régulateurs doivent exiger que les données soient rapportées dans un format uniforme et cohérent. Ceci est particulièrement utile parmi les blocs régionaux où le développement des pools électriques régionaux présuppose la nécessité de répondre à un niveau de base d'harmonisation en ce qui concerne certains mandats réglementaires. Lorsque la CEDEAO a approuvé la directive sur l'organisation du marché régional de l'électricité de la CEDEAO, l'une des obligations des services d'utilités publiques était de garantir des mécanismes transparents de séparation des coûts - même pour les services d'utilités publiques qui restent verticalement intégrés - par le biais d'une USoA. ARREC travaille avec des partenaires de développement comme USAID pour évaluer comment d'autres pays de la région pourraient bénéficier du type d'assistance technique mis à la disposition du Nigeria et du Sénégal pour la mise en œuvre de l'USoA. ARREC encourage également la collaboration entre les régulateurs qui ont mis en place l'USoA et ceux qui ne l'ont pas fait, afin de s'assurer que chaque pays de la région respecte cette obligation dans un certain délai. De telles initiatives régionales peuvent être très efficaces pour garantir l'uniformité des données dans certaines juridictions réglementaires.
- ❖ **Les ANR doivent encourager le développement et l'utilisation d'outils de prévision à long terme spécifiques à chaque pays pour l'analyse économétrique et technique.** Cela renforcera la capacité des ANR dans des domaines essentiels tels que le calcul des tarifs, la planification des systèmes intégrés et les prévisions de charge et améliorera généralement les résultats de la réglementation économique et technique.
- ❖ **Envisager d'adopter des systèmes électroniques de gestion de l'information.** Cela permettrait non seulement d'améliorer considérablement la facilité et la précision de la saisie

et de l'analyse des données, mais aussi de garantir un téléchargement transparent des données de la compagnie d'électricité vers le régulateur. Le coût reste un obstacle à l'adoption de systèmes électroniques de gestion de l'information pour de nombreux régulateurs africains, mais les ANR peuvent envisager d'acheter un système plus abordable qui peut être mis à niveau au fil du temps. Cela pourrait également être un domaine cible pour des interventions d'assistance technique percutantes.

❖ **Établir des relations avec d'autres entités telles que les institutions tertiaires en tant que collaborateurs pour la recherche, la collecte et l'analyse des données.**

Lorsque les régulateurs ne disposent pas des capacités internes pour la recherche et la gestion des données, ou lorsqu'il est excessivement coûteux de faire fonctionner un système de gestion des données au sein de l'ANR, une bonne option consiste à conclure un accord de collaboration avec une institution de recherche tertiaire (établissement universitaire, société d'analyse de données, etc.) dont l'objectif principal est de recueillir et d'analyser les données applicables du secteur de l'électricité. Même pour les régulateurs qui disposent de ressources internes, ces institutions peuvent effectuer des audits de données.

## 5 Conclusion

On ne saurait souligner suffisamment l'importance de cadres réglementaires efficaces et efficaces pour la régulation économique et de la qualité du service. Ces deux éléments sont essentiels pour cultiver un environnement favorable aux investissements et soutenir le développement durable du secteur de l'électricité.

En Afrique, où la plupart des compagnies d'électricité sont encore détenues par l'État et ont du mal à atteindre la viabilité financière et la liquidité, il est encore plus important pour les régulateurs d'adopter l'innovation pour développer des réglementations réalisables et efficaces qui permettront aux compagnies de récupérer leurs coûts de fourniture de services fiables à des tarifs justes et raisonnables.

Si le présent rapport sur les lignes directrices a tenté de mettre en évidence et de souligner les meilleures pratiques internationales en matière de réglementation économique et de qualité du service, il ne cesse de rappeler la nécessité d'adapter ces pratiques aux conditions locales. L'expérience montre qu'une démarche progressive de la mise en œuvre des meilleures pratiques internationales donne de meilleurs résultats en laissant le temps aux parties prenantes de planifier la production ou la consommation future en fonction d'attentes réalistes en matière de coûts, en évitant le risque d'un choc de marché ou de taux, et en permettant aux régulateurs d'ajuster leurs méthodes par le biais d'un processus itératif pour atteindre les résultats réglementaires souhaités.

Les études de cas de certaines ANR africaines qui ont mis en œuvre avec succès des réglementations économiques et de qualité du service soulignent le fait qu'il est effectivement possible de parvenir à une réglementation efficace si l'on accorde l'attention nécessaire au développement de solides capacités institutionnelles et à l'apprentissage par l'expérience. Ces exemples de réussite montrent qu'avec des efforts et de la persévérance, les régulateurs africains de l'électricité possèdent un énorme potentiel pour améliorer l'état de la réglementation du secteur de l'électricité sur le continent.

Ce rapport et ses lignes directrices soulignent aussi la nécessité pour les ANR d'aborder les questions intersectorielles traitées, car elles ont toutes un impact direct non seulement sur la régulation économique et de la qualité du service, mais sur tous les aspects de la régulation des services d'utilités publiques. Un bon régulateur de l'électricité, efficace, doit donner la priorité au renforcement continu des capacités, à un engagement solide des parties prenantes, ainsi qu'à la gestion et à l'analyse des données, afin de suivre le rythme de l'industrie réglementée, de soutenir un environnement favorable aux investissements, d'améliorer la viabilité financière et l'efficacité du secteur, et de garantir l'accès universel à une électricité sûre, fiable et abordable dans toute l'Afrique.

Ce rapport et ses lignes directrices devrait servir de feuille de route aux régulateurs, aux services d'utilités publiques et aux décideurs qui cherchent à faire progresser la réglementation économique et de qualité du service dans le secteur de l'électricité en Afrique. Toutes les recommandations ne s'appliqueront pas à tous les pays. Chaque pays doit identifier les interventions les plus critiques en fonction de son contexte unique et de ses scores au sous-indice IRE, et adapter ces interventions en conséquence. Ce faisant, il est prévu que les pays soient bien positionnés pour améliorer leurs performances dans les rapports IRE ultérieurs.

## BIBLIOGRAPHIE

1. African Development Bank. 2018. "Electricity Regulatory Index for Africa. 2018"
2. African Development Bank. 2019. "Electricity Regulatory Index for Africa. 2019"
3. African Development Bank. 2020. "Electricity Regulatory Index for Africa. 2020"
4. Arthur Abal, Brian Hedman, Ben Butterworth, Kelly Kneel "Primer on Rate Design for Cost-Reflective Tariffs", National Association Of Regulatory Utility Commissioners, Washington Dc, USA, 2021 <https://pubs.naruc.org/pub.cfm?id=7BFEF211-155D-0A36-31AA-F629ECB940DC>, Accessed January 12, 2021
5. CEER. "6<sup>th</sup> CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply". 2016
6. Dave Berg Consulting, LLC, "Electric Cost of Service and Rate Design Study" Spanish Fork City Council, October 17, 2016, [https://www.spanishfork.org/document\\_center/Public%20Works/Utilities/Net\\_Metering\\_Report.pdf](https://www.spanishfork.org/document_center/Public%20Works/Utilities/Net_Metering_Report.pdf), Accessed November 22, 2020.
7. Energy Control Board of Namibia. "Namibia ESI Quality of Service Standards" 2019
8. Energy Control Board of Namibia. "Namibia ESI Quality of Supply Standards" 2019.
9. Energy Control Board of Namibia. "Namibia ESI Quality of Service and Quality of Supply Standards Implementation Framework". 2019
10. Energy Community Regulation Board (ECRB) "Report on the Quality of Electricity Service Standards and Incentives in Quality Regulation." 2014
11. ECRB "Treatment of Vulnerable Customers in the Energy Community", Energy Community Regulatory Board, 2013, <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/1970183.PDF>. Accessed January 12, 2021
12. ERA "Tariff Determination in the Uganda Electricity Sector", Electricity Regulatory Authority, Uganda, 2006 <https://pubs.iied.org/sites/default/files/pdfs/migrate/16030IIED.pdf>, Accessed November 21, 2020
13. ERRA. "ERRA Case Study-Supply Quality Regulation in the Energy Industry - Hungarian Case Study with European Outlook" 2014
14. EWURA "The Electricity Tariff Setting Rules", Tanzania, 2016 <https://www.ewura.go.tz/wp-content/uploads/2016/01/electricity-tariff-setting-rules-2016.pdf>, Accessed November 21, 2020
15. INNOGATE "A Review of Energy Tariffs in Inogate Partner Countries", 2015 [http://www.inogate.org/documents/A\\_Review\\_of\\_Energy\\_Tariffs\\_in\\_INOGATE\\_Partner\\_Countries.pdf](http://www.inogate.org/documents/A_Review_of_Energy_Tariffs_in_INOGATE_Partner_Countries.pdf), Accessed January 12, 2021
16. Jason Rauch, "Cost of Service Study and Rate Design", Maine Public Utilities Commission, 2014 <https://pubs.naruc.org/pub.cfm?id=5388D962-2354-D714-51A8-F5FD79C756F5> Accessed January 13, 2021

17. John Hendrickson, "Electric Utilities Cost of Service and Rate Design", Public Utilities Bureau, Illinois Commerce Commission, 2009, <https://pubs.naruc.org/pub.cfm?id=53788304-2354-D714-5194-BCE9529A6212>, Accessed November 2020
18. John Wolfram, "Benefits of Cost of Service Studies", Catalyst Consulting LLC, Kentucky USA, <https://www.slideshare.net/jwolfram/the-benefits-of-cost-of-service-studies>, Accessed November 22, 2020
19. Koch et al. Power Quality Management in a Regulated Environment: The South African Experience
20. LEWA "Electricity Supply Cost of Service Study", LEWA Lesotho Final Report (2018), MRC Group of Companies, Support Provided by African Development Bank. <https://nulec.s3.amazonaws.com/public/documents/reports/cost-of-service-study-1543817960.pdf>, Accessed November 22, 2020
21. NERSA. "Electricity Supply — Quality of Supply Part 2: Voltage characteristics, compatibility levels, limits and assessment methods" 2003
22. OECD. "Introductory Handbook for undertaking Regulatory Impact Assessment" 2008
23. USAID. "Improving Investment Planning through the Implementation of Enforcement of Quality of Service Standards – In Country Technical Assistance to the Energy Agency of the Republic of Serbia" 2020
24. USAID. "Improving Investment Planning through the Implementation of Enforcement of Quality of Service Standards – Revised Data Collection Template and Common Set of Metrics and Method(s) for Establishing Performance Benchmarks" 2021

*Pour toute question concernant cette publication, veuillez contacter  
Rachel Estrada ([restrada@naruc.org](mailto:restrada@naruc.org))  
ou  
Erin Hammel ([ehammel@naruc.org](mailto:ehammel@naruc.org)).*

**National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)**

1101 Vermont Ave, NW, Suite 200

Washington, DC 20005 USA

Tel : +1-202-898-2210

[www.naruc.org](http://www.naruc.org)