



Intégration des Outils et Méthodologies de Règlement tarifaire des Mini-réseaux dans l'ensemble des Organismes de réglementation africains

Rapport d'analyse des lacunes de base et Premières
recommandations relatives à la structuration d'un outil
amélioré: Adoption, utilisation, lacunes et défis liés aux outils
de règlement tarifaire en Zambie, en Tanzanie, au Kenya, en
Sierra Leone et au Nigeria, à titre de cas

Rapport final soumis au Forum africain des régulateurs de services publics (AFUR) par l'AESG

Date : 16 décembre 2021



Table des matières

1	LISTE DES FIGURES.....	4
2	LISTE DES TABLEAUX	4
3	LISTE DES ACRONYMES.....	5
4	SOMMAIRE EXÉCUTIF	6
4.1	INTRODUCTION.....	6
4.2	JUSTIFICATION, OBJECTIFS ET RESULTATS DU PROJET.....	6
4.3	APPROCHE ET MÉTHODOLOGIE	7
4.4	EXAMEN DES OUTILS TARIFAIRES EXISTANTS ET DES LACUNES IDENTIFIEES.....	8
4.5	EXPERIENCES ET ENSEIGNEMENTS TIREES DE L'UTILISATION DES OUTILS EXISTANTS ET DES PROPOSITIONS D'AMELIORATIONS 9	
4.6	PREMIERES PROPOSITIONS VISANT A STRUCTURER UN OUTIL TARIFAIRE AMELIORE	9
4.7	AUTRES PROPOSITIONS FORMULEES PAR LES PARTIES PRENANTES.....	10
4.7.1	<i>Capitalisation des dépenses d'exploitation pour réduire les tarifs au cours des premières années par rapport aux revenus reportés</i>	<i>10</i>
4.7.2	<i>Élasticité de la demande par rapport au prix.....</i>	<i>10</i>
4.8	CONCLUSION.....	11
5	INTRODUCTION	12
6	JUSTIFICATION, OBJECTIFS, ACTIVITES ET RESULTATS DU PROJET	12
6.1	JUSTIFICATION DU PROJET	12
6.2	OBJECTIFS DU PROJET.....	13
6.3	ACTIVITES DU PROJET	13
6.4	RESULTATS DU PROJET.....	14
7	APPROCHE ET MÉTHODOLOGIE	14
8	EXAMEN DES OUTILS DE REGLEMENT TARIFAIRE EXISTANTS.....	16
8.1	APERÇU.....	16
8.2	ZAMBIE.....	16
8.2.1	<i>Exigences en matière de demande tarifaire, processus d'approbation et délais.....</i>	<i>16</i>
8.2.2	<i>Aperçu des outils tarifaires et des données</i>	<i>19</i>
8.2.3	<i>Sorties de l'outil tarifaire - besoins en recettes, structures tarifaires et analyse de sensibilité</i>	<i>20</i>
8.2.4	<i>Lacunes, défis et enseignements tirés de l'utilisation de l'outil tarifaire</i>	<i>20</i>
8.3	TANZANIE.....	21
8.3.1	<i>Exigences en matière de demande tarifaire, processus d'approbation et délais.....</i>	<i>21</i>
8.3.2	<i>Aperçu de l'outil tarifaire et des données d'entrée</i>	<i>21</i>
8.3.1	<i>Sorties de l'outil tarifaire - besoins en recettes, structures tarifaires et analyse de sensibilité</i>	<i>22</i>
8.3.2	<i>Lacunes, défis et enseignements tirés de l'utilisation de l'outil tarifaire</i>	<i>23</i>
8.4	KENYA	24
8.4.1	<i>Exigences en matière de demande tarifaire, processus d'approbation et délais.....</i>	<i>24</i>
8.4.2	<i>Aperçu de l'outil tarifaire et des données d'entrée</i>	<i>24</i>
8.4.3	<i>Sorties de l'outil tarifaire - besoins en recettes, structures tarifaires et analyse de sensibilité</i>	<i>25</i>
8.4.4	<i>Lacunes, défis et enseignements tirés de l'utilisation de l'outil tarifaire</i>	<i>26</i>
8.5	SIERRA LEONE	27
8.5.1	<i>Exigences en matière de demande tarifaire, processus d'approbation et délais.....</i>	<i>27</i>
8.5.2	<i>Aperçu de l'outil tarifaire et des données d'entrée</i>	<i>27</i>
8.5.3	<i>Sorties de l'outil tarifaire - besoins en recettes, structures tarifaires et analyse de sensibilité</i>	<i>29</i>

8.5.4	<i>Lacunes, défis et enseignements tirés de l'utilisation de l'outil tarifaire</i>	29
8.6	NIGERIA	30
8.6.1	<i>Exigences en matière de demande tarifaire, processus d'approbation et délais</i>	30
8.6.2	<i>Aperçu de l'outil tarifaire et des données d'entrée</i>	30
8.6.3	<i>Sorties de l'outil tarifaire - besoins en recettes, structures tarifaires et analyse de sensibilité</i>	32
8.6.4	<i>Lacunes, défis et enseignements tirés de l'utilisation de l'outil tarifaire</i>	33
8.7	COMPARAISON DES LACUNES CONSTATEES DANS CHAQUE OUTIL TARIFAIRE NATIONAL ANALYSE	34
9	CONSULTATIONS AUPRES DES PARTIES PRENANTES	35
9.1	RÉGULATEURS NATIONAUX	35
9.2	DEVELOPPEURS DE MINI-RESEAUX	35
9.2.1	<i>Introduction</i>	35
9.2.2	<i>Résumé : Expériences et enseignements tirés de l'utilisation des outils et améliorations proposées</i>	35
9.2.3	<i>Questions et réponses spécifiques</i>	37
9.3	ORGANISMES DE FINANCEMENT (BAILLEURS DE FONDS ET INVESTISSEURS)	42
9.3.1	<i>Introduction</i>	42
9.3.2	<i>Résumé : Financement, préoccupations concernant les règlements tarifaires actuels et propositions relatives aux améliorations</i>	42
9.3.3	<i>Questions et réponses spécifiques</i>	44
9.4	DECIDEURS POLITIQUES (MINISTERES DU GOUVERNEMENT CHARGES DE L'ENERGIE)	49
9.4.1	<i>Introduction</i>	49
9.4.2	<i>Résumé : Les mini-réseaux dans les plans d'électrification, l'allocation des territoires de services et la fixation des tarifs</i>	50
9.4.3	<i>Questions et réponses spécifiques</i>	50
10	PREMIERES PROPOSITIONS RELATIVES A LA STRUCTURE D'UN OUTIL DE REGLEMENT TARIFAIRE AMELIORE	52
10.1	METHODOLOGIE TARIFAIRE SOUS-JACENTE A L'OUTIL TARIFAIRE	53
10.2	STRUCTURATION DE L'OUTIL	54
10.3	AUTRES PROPOSITIONS EXAMINEES:	57
10.3.1	<i>Capitalisation des Opex pour baisser les tarifs dans les premières années par rapport au report des revenus</i>	57
10.3.2	<i>Élasticité-prix de la demande</i>	57
11	CONCLUSION	58
12	ANNEXE1	60
12.1	ÉVALUATION ET CONSULTATION RELATIVES AUX OUTILS DES REGULATEURS	60
12.2	LISTE DES PARTIES PRENANTES CONSULTÉES	78

1 Liste des figures

FIGURE 1: APPROCHE.....	7
FIGURE 2: ENTREES, CALCULS ET SORTIES.....	10
FIGURE 3: APPROCHE.....	14
FIGURE 4: ENTREES, CALCULS ET SORTIES DE L'OUTIL TARIFAIRE AMELIORES.....	57

2 Liste des tableaux

TABLEAU 1: GROUPES DE PARTIES PRENANTES.....	15
TABLEAU 2: RESUME DE LA REGLEMENTATION TARIFAIRE DES MINI-RESEAUX EN ZAMBIE	17
TABLEAU 3: OUTIL DE LA ZAMBIE : LACUNES, DEFIS ET ENSEIGNEMENTS TIRES	20
TABLEAU 4: OUTIL DE LA TANZANIE: LACUNES, DEFIS ET ENSEIGNEMENTS TIRES.....	23
TABLEAU 5: OUTIL DU KENYA : LACUNES, DEFIS ET ENSEIGNEMENTS TIRES	26
TABLEAU 6: OUTIL DE LA SIERRA LEONE: LACUNES, DEFIS ET ENSEIGNEMENTS TIRES	29
TABLEAU 7: OUTIL DU NIGERIA: LACUNES, DEFIS ET ENSEIGNEMENTS TIRES	33
TABLEAU 8: COMPARAISON DES LACUNES CONSTATEES DANS CHAQUE OUTIL TARIFAIRE NATIONAL ANALYSE	34
TABLEAU 9: PREOCCUPATIONS DES DEVELOPPEURS CONCERNANT DES TARIFS ACTUELS, LES OUTILS ET LES PROPOSITIONS D'AMELIORATIONS.....	36
TABLEAU 10: PREOCCUPATIONS DES BAILLEURS DE FONDS CONCERNANT LE REGLEMENT TARIFAIRE ACTUEL, LES OUTILS ET LES PROPOSITIONS RELATIVES AUX AMELIORATIONS.....	43
TABLEAU 11: STRUCTURATION DE L'OUTIL TARIFAIRE AMELIOREE : ENTREES, CALCULS ET SORTIES	54

3 Liste des acronymes

BAD	Banque africaine de développement
AFUR	Forum africain des régulateurs des services publics
AMDA	Association des Développeurs des Mini-réseaux en Afrique
AU	Union africaine
AUDA	Agence de développement de l'Union africaine - NEPAD
CAPEX	Dépenses en capital
COMESA	Marché commun de l'Afrique orientale et australe
CoSS	Étude des coûts de service
CEDEAO	Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest
E4I	Energy 4 Impact
ERA	Autorité de réglementation de l'électricité (de l'Ouganda)
EU	Union européenne
EPRA	Energy and Petroleum Regulatory Authority
ERB	Commission de régulation de l'énergie (de la Zambie)
ARREC	Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO
ERI	Indice de réglementation de l'électricité (de la BAD)
ESMAP	Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique
EWRC	Commission de régulation de l'électricité et de l'eau (de la Sierra Leone)
EWURA	Energy and Water Utilities Regulatory Authority
FCDO	Bureau des affaires étrangères, du Commonwealth et du développement
FiT	Tarifs de rachat
GEDAP	Projet de développement de l'énergie et d'accès à l'électricité au Ghana
GIZ	Agence de coopération internationale allemande pour le développement
IRENA	Agence internationale pour les énergies renouvelables
IRR	Taux de rendement interne
kWh	Kilowatt heure
MW	Mégawatt
MYTO	Arrêté tarifaire pluriannuel
NARUC	National Association of Regulatory Utility Commissioners
NEPAD	Nouveau partenariat pour le développement de l'Afrique
NERC	Commission de régulation de l'électricité du Nigeria
NREL	Laboratoire national pour les énergies renouvelables
O&M	Opération et maintenance
OPEX	Dépenses d'exploitation
RBF	Financement axé sur les résultats
REF	Fonds d'électrification rurale
RERA	Association régionale des régulateurs de l'énergie électrique de l'Afrique australe
REPP	Plateforme de performance pour les énergies renouvelables
ROI	Retour sur investissement
SADC	Communauté de développement d'Afrique australe
SLEWRC	Sierra Leone Electricity and Water Regulatory Commission
SPP	Petits producteurs d'électricité (<100kW de capacité installée)
SuRE	Valorisation à grande échelle des énergies renouvelables (Un programme de Power Africa)
TANESCO	Tanzania Electric Supply Company
TEA	Transforming Energy Access Program
ToU	Temps d'utilisation
UK	Royaume-Uni
USAID	Agence des États-Unis pour le développement international
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
WACC	Coût moyen pondéré du capital
ZERA	Autorité de régulation de l'énergie du Zimbabwe

4 Sommaire exécutif

4.1 Introduction

Le projet intitulé « Intégration des outils et méthodologies de règlement tarifaire des mini-réseaux dans l'ensemble des organismes de réglementation africains » a débuté en avril 2021 avec l'approbation d'un plan de travail par le comité de pilotage du projet (PSC). Le plan de travail prévoit la soumission d'un rapport d'analyse des lacunes de base comme l'un des livrables dans l'exécution des activités du projet. Ce rapport d'analyse des lacunes de base permet de comprendre les cadres actuels de règlement tarifaire des mini-réseaux, l'adoption, l'utilisation, les défis et les lacunes des outils de règlement tarifaire dans cinq pays sélectionnés, à savoir le Nigeria, la Sierra Leone, la Tanzanie, le Kenya et la Zambie. Ce rapport d'analyse des lacunes de base, ainsi que le rapport de l'analyse documentaire soumis plus tôt au cours du projet, constituent la base de la structuration recommandée relative aux outils de règlement tarifaire améliorés pour l'AFUR.

Le projet est mis en œuvre par le Forum africain des régulateurs de services publics (AFUR) en partenariat avec l'Association des Développeurs des Mini-réseaux en Afrique (AMDA). Le projet et le présent document sont financés par l'aide du gouvernement britannique par le biais de la plate-forme Transforming Energy Access (TEA) ; toutefois, les opinions exprimées ne reflètent pas nécessairement les politiques officielles du gouvernement britannique. TEA travaille grâce à des partenariats pour soutenir les technologies émergentes de production d'énergie propre, les appareils productifs, les réseaux intelligents, le stockage d'énergie et plus encore. La plate-forme TEA augmente l'accès à des services énergétiques propres et modernes pour les personnes et les entreprises en Afrique subsaharienne et en Asie du Sud, ce qui permet d'améliorer leur vie, de créer des emplois et de stimuler les opportunités économiques vertes.

4.2 Justification, Objectifs et Résultats du Projet

En Afrique subsaharienne, toute la population n'a pas accès à l'électricité et les taux d'électrification sont particulièrement faibles, notamment dans les zones rurales. Les solutions d'énergie renouvelable hors réseau joueront un rôle clé dans la réalisation de l'accès universel à l'électricité en Afrique subsaharienne. Toutefois, le développement des mini-réseaux est encore entravé par plusieurs facteurs, notamment un environnement réglementaire et politique difficile. Les processus de règlement tarifaire des mini-réseaux ont tendance à être compliqués et longs pour les développeurs comme pour les régulateurs. Les gouvernements ont un rôle important à jouer dans le cadre de la facilitation de la participation du secteur privé, en mettant en place un environnement économique propice à la participation d'un plus grand nombre d'investisseurs privés à la production et à la distribution d'électricité aux populations non desservies. La mise en place d'un environnement commercial favorable implique de fournir aux investisseurs/développeurs un tarif reflétant les coûts, ce qui constitue un moyen d'assurer la viabilité économique des mini-réseaux du secteur privé. Les tarifs, qui constituent l'une des principales sources de revenus, affectent les flux de trésorerie des projets, la disponibilité des fonds pour la gestion, l'exploitation et la maintenance, et le recouvrement des coûts d'investissement. Ce projet vise à engager les différents régulateurs autour des outils de tarification des mini-réseaux à coût majoré/recouvrement des coûts comme une approche efficace en matière de fixation des tarifs parmi les membres du Forum africain des régulateurs des services publics (AFUR). L'objectif est de produire un retour d'investissement appréciable pour les capitaux du secteur privé. Les outils tarifaires offrent également les avantages supplémentaires de la transparence quant aux coûts encourus à la fois par le développeur et par l'entité publique potentielle (c'est-à-dire la compagnie d'électricité, les fonds d'électrification rurale, le régulateur, le cas échéant) et, à ce titre, peuvent éclairer la conception d'un financement basé sur les résultats (RBF), le cas échéant.

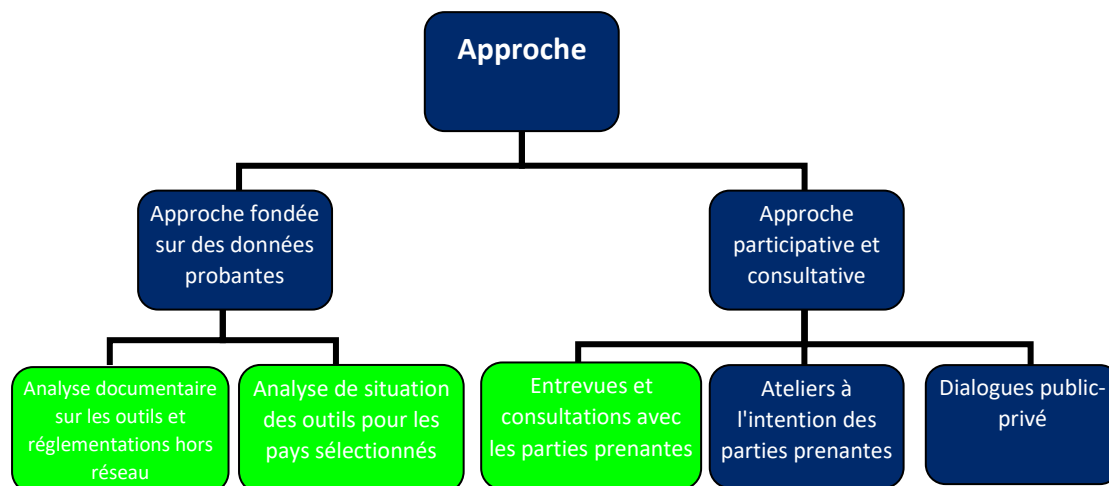
Les objectifs du projet comprennent : (a) l'examen des méthodologies de règlement tarifaire existantes, notamment au Nigeria, en Sierra Leone, au Kenya, en Tanzanie et en Zambie, (b) l'élaboration d'un outil normalisé et amélioré de règlement tarifaire pour les régulateurs africains en vue de simplifier le processus pour les développeurs sur la base de l'examen des outils existants, (c) la conduite d'un processus approfondi d'implication des parties prenantes pour recueillir les commentaires sur l'outil développé plus spécifiquement auprès des régulateurs et des ministères, ainsi que de l'AMDA en tant que représentant du secteur privé (d) soutien apporté à au moins trois membres de l'AFUR pour leur permettre d'adopter l'outil.

Les résultats attendus du projet sont (a) des processus de règlement tarifaire simplifiés qui permettent des tarifs d'énergie hors réseau attractifs pour les investisseurs, (b) un renforcement des capacités des régulateurs africains en matière d'outils tarifaires pour les mini-réseaux. (c) un engagement accru sur les règlements tarifaires des mini-réseaux favorables aux investisseurs entre le secteur public et le secteur privé, (d) la facilitation réussie d'un débat explicite sur l'interaction entre les tarifs, le nombre de connexions et la subvention par connexion.

4.3 Approche et Méthodologie

La méthodologie consistera en une combinaison de (i) l'approche fondée sur des données factuelles, et (ii) l'approche participative et consultative. Cette approche est illustrée par le pictogramme suivant:

Figure 1: Approche



Dans le cadre de l'approche factuelle, le projet a examiné les outils de règlement tarifaire existants de cinq pays : Nigeria, Sierra Leone, Zambie, Tanzanie et Kenya. Les outils ont été analysés à l'aide d'un modèle standardisé de caractéristiques saillantes pré-identifiées attendues d'un outil tarifaire. Ces caractéristiques sont issues d'une analyse documentaire des pratiques réglementaires. Le rapport d'analyse documentaire a été conclu plus tôt au cours de l'exécution du présent projet¹. L'analyse a permis d'identifier les caractéristiques communes à poursuivre ainsi que les lacunes des outils individuels qui pourraient être traitées dans l'outil amélioré. Dans le cadre de l'approche participative et consultative, des questionnaires ont été élaborés pour chaque catégorie de parties prenantes consultées. Les questionnaires ont été envoyés par courriel à ces parties prenantes, suivis d'entrevues virtuelles. Des entrevues virtuelles ont été menées avec les régulateurs qui possèdent les outils dans le but de connaître leur expérience de l'utilisation de leurs outils respectifs. Les régulateurs ont validé les objectifs de leurs outils de règlement tarifaire, ont partagé les défis et les leçons tirées de

¹ Le rapport peut être téléchargé à partir du site web de l'AFUR et de la page du projet :

l'utilisation de leurs outils et ont apporté leur contribution à la solution. D'autres groupes de parties prenantes ont été impliqués, notamment les développeurs de mini-réseaux, les bailleurs de fonds (donateurs et investisseurs) des mini-réseaux et les ministères de l'énergie de certains pays.

Le projet s'est appuyé sur l'analyse documentaire, l'analyse des outils des cinq pays, les expériences, les apprentissages et les propositions des parties prenantes pour rassembler les lacunes de base des outils de règlement tarifaire présentés dans ce rapport. Ce rapport d'analyse des lacunes de base ainsi que les propositions visant à structurer un outil tarifaire amélioré seront partagés avec les parties prenantes lors d'un futur atelier pour validation. Les propositions validées permettront d'orienter l'élaboration d'un outil de règlement tarifaire amélioré des mini-réseaux pour l'AFUR.

4.4 Examen des outils tarifaires existants et des lacunes identifiées

Les outils de règlement tarifaire de chacun des cinq régulateurs nationaux ont été évalués dans le cadre des activités du: Zambie, Tanzanie, Kenya, Sierra Leone et Nigeria. L'évaluation des outils a porté sur les éléments suivants: -

- 1) Exigences relatives à la demande tarifaire, processus d'approbation et échéanciers
- 2) Aperçu des outils tarifaires et des données requises
- 3) Résultats des outils tarifaires - besoins en revenus, structures tarifaires et analyse de sensibilité
- 4) Défis/leçons tirées de l'utilisation de ces outils tarifaires

Dans tous les pays, l'outil tarifaire est ancré dans les réglementations relatives aux mini-réseaux qui précisent la taille des mini-réseaux soumis à la réglementation, les processus de demande tarifaire, les conditions de demande et les délais d'approbation réglementaire. Ces délais varient d'un pays à l'autre, allant de 30 à 90 jours. Ces outils sont de plus en plus adoptés, le Kenya et le Nigeria faisant état d'une augmentation des demandes tarifaires traitées à l'aide de leurs outils respectifs. Tous les outils sont basés sur la méthodologie tarifaire fondée sur le coût du service (ou le taux de rendement) et, par conséquent, les données saisies dans les outils tarifaires permettent de calculer les besoins en revenus sur la base de la formule du coût du service.

L'analyse de chaque outil par rapport aux critères prédéfinis a identifié certaines lacunes spécifiques à l'outil qui pourraient être améliorées. Il a été noté que les réglementations relatives aux mini-réseaux de certains pays ne permettent pas de faire une demande tarifaire par portefeuille et que, par conséquent, les outils de ces pays ne prévoient pas non plus une telle fonctionnalité. Certaines des lacunes récurrentes sont les suivantes: un outil ne permet pas de saisir le fonds de roulement ; un outil ne permet pas les ajustements annuels d'éléments tels que les devises étrangères et l'inflation pendant la période de contrôle des tarifs; un outil ne permet pas de faire une demande tarifaire par portefeuille car un tarif est lié à un site ; un outil ne spécifie pas les variables d'entrée qui sont fixes ; les sources d'information (taux de change, taux d'inflation) ne sont pas spécifiées ; un outil ne prend pas en compte le coût évité dans l'analyse de la capacité et de la propension à payer ; un outil ne permet pas l'évaluation des actifs du mini-réseau lorsque le réseau arrive ; et un outil ne permet pas l'analyse de sensibilité. Il a également été estimé que certains des outils étaient trop compliqués.

Il est recommandé de combler ces lacunes, dans la mesure du possible, en améliorant les outils de règlement tarifaire.

4.5 Expériences et enseignements tirés de l'utilisation des outils existants et des propositions d'améliorations

Les parties prenantes reconnaissent que de nombreux progrès ont été réalisés dans la fixation des tarifs des mini-réseaux. Malgré ces progrès, les développeurs ont indiqué qu'il y a encore des problèmes à résoudre pour améliorer les règlements tarifaires.

Les marchés et l'establishment politique souhaitent une baisse des tarifs. Or, ces tarifs plus bas ne reflètent pas les coûts, et la pression en faveur d'un tarif plus bas ne s'accompagne pas de subventions. La charge des subventions revient au développeur. Il est proposé que la volonté de réduire les tarifs soit soutenue par des subventions proportionnelles afin d'équilibrer l'accessibilité financière des consommateurs et la durabilité des mini-réseaux. Il est important d'obtenir l'adhésion des gouvernements aux cadres de fixation des tarifs.

Il y a parfois un décalage entre les réglementations promulguées et les directives politiques ad hoc. Il est proposé que la certitude et la stabilité des politiques soient exigées dès lors que les investisseurs prennent des engagements fondés sur les cadres existants afin de protéger la viabilité des mini-réseaux.

Les réglementations prévoient généralement des délais pour le traitement des tarifs, qui varient entre 30 et 90 jours dans les pays dont les outils tarifaires ont été examinés. Cependant, l'expérience montre que les approbations tarifaires ne sont pas toujours effectuées dans les délais prescrits par les réglementations. La proposition vise à éliminer les goulets d'étranglement, notamment en formant les régulateurs à l'utilisation de l'outil tarifaire afin d'accélérer les approbations.

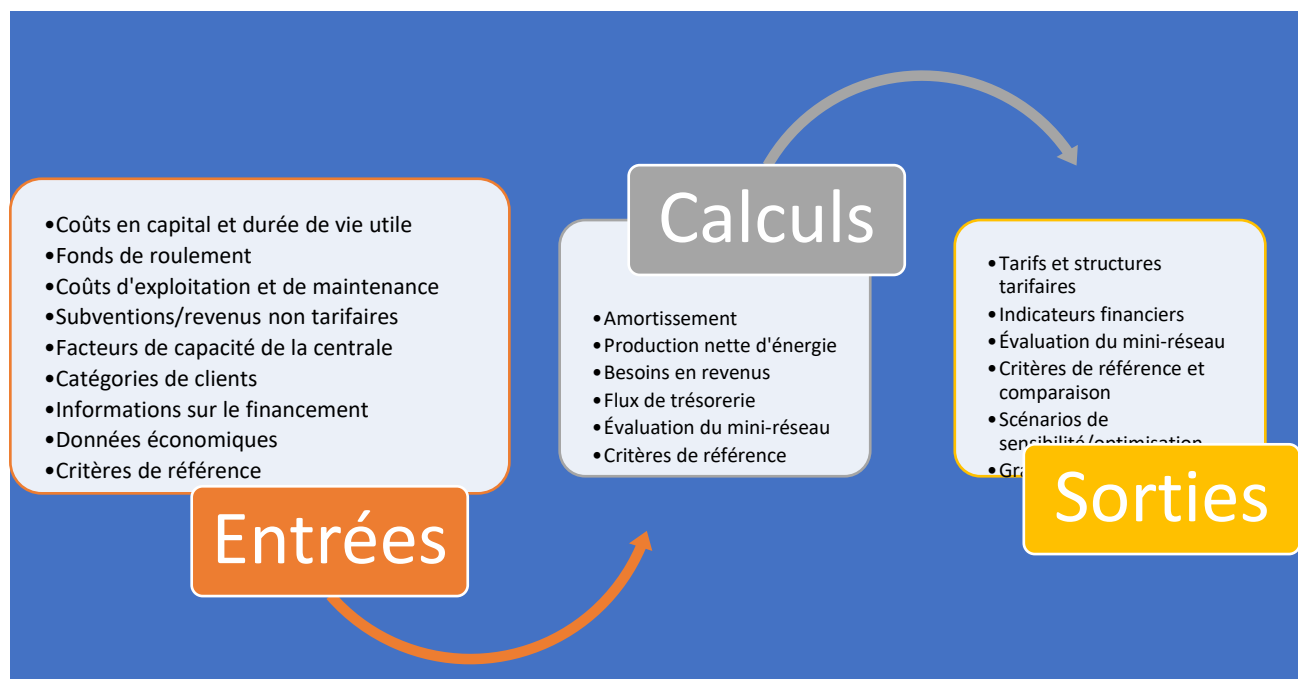
Le secteur réglementé de la fourniture d'électricité est par nature complexe et sa réglementation est une discipline spécialisée. Par conséquent, il a été observé que certains des outils sont compliqués pour certains utilisateurs et nécessitent beaucoup d'informations pour obtenir le tarif. La proposition consiste à trouver un équilibre entre le niveau de détail demandé par les régulateurs concernant l'outil tarifaire et les grandes catégories d'informations préférées des développeurs. L'outil doit également trouver un équilibre entre simplicité et précision - plus les fonctionnalités requises sont nombreuses, plus l'outil devient complexe et volumineux.

4.6 Premières propositions visant à structurer un outil tarifaire amélioré

Une série de propositions couvrant l'ensemble de la politique et du cadre réglementaire des mini-réseaux (autorisation et fourniture légales, recouvrement des coûts et réglementation des tarifs, soutien financier aux mini-réseaux, interconnexion des réseaux à l'arrivée du réseau) ont été fournies. Notre première proposition en ce qui concerne la structuration du règlement tarifaire se concentre sur le recouvrement des coûts et la réglementation des tarifs, conformément aux objectifs du projet. Cette première proposition porte sur les points suivants : 1) la méthodologie tarifaire qui sous-tend l'outil tarifaire (c'est-à-dire la méthodologie fondée sur le coût du service) ; 2) l'outil (a) Variables d'entrée, (b) Calculs, (c) Données de sortie et analyse de sensibilité, (d) Guide de l'utilisateur. La fonctionnalité d'analyse de sensibilité permettra de faire varier les données d'entrée pour obtenir des données de sortie ainsi que d'échanger les données de sortie contre des données d'entrée, par exemple, le tarif en tant que donnée d'entrée pour obtenir une subvention en tant que donnée de sortie ; les compromis entre les subventions, les tarifs et le nombre de connexions, les compromis entre l'augmentation des subventions pour obtenir plus de connexions et la diminution des subventions pour obtenir moins de connexions.

Le schéma suivant montre ces éléments structurels sous forme de trois zones principales d'entrées, de calculs et de sorties.

Figure 2: Entrées, Calculs et Sorties



4.7 Autres propositions formulées par les parties prenantes

4.7.1 Capitalisation des dépenses d'exploitation pour réduire les tarifs au cours des premières années par rapport aux revenus reportés

Il s'agit ici de choisir entre le report des dépenses et le report des revenus. La pratique réglementaire consiste à reporter les revenus (c'est-à-dire que les pertes de recettes sont reportées pour être récupérées dans les années à venir). Ces reports sont prévus dans les comptes de report réglementaires (débits et crédits réglementaires) conformément à la norme internationale d'information financière 14. Pour cet outil, il est proposé d'utiliser les reports réglementaires tels qu'ils sont prévus dans la pratique réglementaire.

4.7.2 Élasticité de la demande par rapport au prix

Le concept d'intégration de l'impact de la réduction des tarifs des mini-réseaux sur la consommation des clients (élasticité de la demande par rapport au prix) et la Valeur actuelle nette (VAN) du réseau découle du projet pilote du CBEA Lab qui a testé l'impact de la baisse des tarifs sur les clients, les développeurs et les subventions. Dans le cadre du projet pilote qui a débuté en juin 2018, CBEA Lab a financé des développeurs en vue de réduire les tarifs de 50 à 75 % sur cinq sites de mini-réseaux ruraux en Tanzanie. Au cours du pilote de 5 ans, Lab accorde une subvention sur 5 ans qui permet aux développeurs de réduire les tarifs facturés aux clients et de ne pas avoir d'impact négatif sur les rendements du projet (NPV). Les principales conclusions du pilote montrent que:

1. « Les gouvernements ne peuvent pas imposer des tarifs plus bas sans nuire gravement à l'analyse de rentabilité des développeurs de mini-réseaux, et les développeurs ne devraient pas les introduire sans soutien financier. Les réductions tarifaires mises en œuvre dans le cadre de ce prototype ont entraîné une diminution de la valeur actuelle nette (VAN) moyenne de 13 %, hors paiements de subvention.
2. Les subventions tarifaires profitent à toutes les catégories de clients du mini-réseau, mais l'impact le plus important est ressenti par les clients qui consomment le moins et qui ont probablement les revenus les plus faibles (les clients qui consomment peu sont les plus sensibles aux prix parmi tous les groupes de clients et sont prêts à utiliser plus d'énergie). Par conséquent, les subventions

nécessaires sont moins importantes que celles généralement accordées au réseau principal, car l'augmentation de la consommation a réduit le montant de la perte de revenus que les subventions doivent combler. »

(Source : Innovation Insight : Mesurer l'impact de la réduction des tarifs des mini-réseaux sur la consommation des clients et la VAN du réseau, Cross Boundary et Energy4Impact, septembre 2020)

Dans le cadre de ce projet AFUR visant à développer un outil amélioré, la fonctionnalité d'élasticité des prix sera prévue dans l'outil en tant qu'analyse autonome de scénario de sensibilité. Étant donné que le projet pilote du CBEA Lab n'a été mené que dans un seul pays (Tanzanie) et sur seulement trois sites de projet, les données sur l'élasticité des prix sont encore limitées pour adopter une approche standardisée dans tous les pays. L'outil offrira une certaine flexibilité aux développeurs pour saisir les paramètres nécessaires à la réalisation de cette analyse de l'élasticité de la demande par rapport au prix. La fonctionnalité de l'outil permettra aux développeurs d'introduire les données tarifaires de base, la consommation moyenne de base par utilisateur (ACPU), le revenu moyen de base par utilisateur (ARPU), la VAN de base, l'élasticité/la relation entre le tarif et la demande pour différents profils de clients, le temps/mois nécessaire entre la réduction du tarif et le retour de l'ARPU au niveau de base. Le résultat de cette analyse déterminera la subvention nécessaire pour atteindre la neutralité de la VAN, le tarif réduit (c'est-à-dire ce à quoi le prix doit être ramené pour répondre à la demande supplémentaire). Il ressort du projet pilote que, « sur les sites où la demande est proche de la capacité de production, la desserte de nouveaux raccordements peut également nécessiter un investissement supplémentaire dans la capacité de production, ce qui réduit le rendement global du projet », et par conséquent cette contrainte de capacité (optimisation du réseau, analyse de la consommation) est importante dans la modélisation.

4.8 Conclusion

Cette analyse de base présente les lacunes des outils tarifaires pour les mini-réseaux dans les différents pays, les expériences et les leçons tirées par les régulateurs et les développeurs dans le cadre de l'utilisation des outils existants, ainsi que les propositions d'amélioration. Elle présente également les sujets de préoccupation des bailleurs de fonds ainsi que leurs propositions pour y répondre. Ce rapport fournit également le point de vue de certains décideurs politiques sur le rôle des mini-réseaux dans l'électrification rurale, les cadres réglementaires respectifs de leurs pays et le règlement tarifaire.

Ce rapport, qui se veut informatif pour les parties prenantes des mini-réseaux, met en évidence les difficultés pratiques actuelles et jette les bases des dialogues public-privé sur les améliorations à apporter aux cadres réglementaires des mini-réseaux et aux règlements tarifaires sur le continent. Il contribue à la base de connaissances, au partage des connaissances et à l'apprentissage entre pairs au sein du réseau AFUR des régulateurs. Il complète les recommandations de l'analyse documentaire menée plus tôt au cours du projet pour améliorer la pratique réglementaire des mini-réseaux sur le continent.

5 Introduction

Le projet intitulé « Intégration des outils et méthodologies de règlement tarifaire des mini-réseaux dans l'ensemble des organismes de réglementation africains » a débuté en avril 2021. Le projet est mis en œuvre par le Forum africain des régulateurs de services publics (AFUR) en partenariat avec l'Association des Développeurs des Mini-réseaux en Afrique (AMDA). Le projet est financé par l'aide du gouvernement britannique à travers le programme Transforming Energy Access (TEA). TEA travaille grâce à des partenariats pour soutenir les technologies émergentes de production d'énergie propre, les appareils productifs, les réseaux intelligents, le stockage d'énergie et plus encore. Le programme TEA augmente l'accès à des services énergétiques propres et modernes pour les personnes et les entreprises en Afrique subsaharienne et en Asie du Sud, ce qui permet d'améliorer leur vie, de créer des emplois et de stimuler les opportunités économiques vertes.

Le projet a commencé par l'élaboration et l'approbation du plan de travail par le comité de pilotage du projet (PSC). Ce rapport d'analyse des lacunes de base permet de comprendre les cadres actuels de règlement tarifaire des mini-réseaux, l'adoption, l'utilisation, les défis et les lacunes des outils de règlement tarifaire dans cinq pays sélectionnés, à savoir le Nigeria, la Sierra Leone, la Tanzanie, le Kenya et la Zambie. Ce rapport d'analyse des lacunes de base, ainsi que le rapport de l'analyse documentaire², constituent la base de la structuration recommandée relative aux outils de règlement tarifaire améliorés pour l'AFUR.

6 Justification, Objectifs, Activités et Résultats du Projet

6.1 Justification du projet

En Afrique subsaharienne, toute la population n'a pas accès à l'électricité et les taux d'électrification sont particulièrement faibles, notamment dans les zones rurales. Les solutions d'énergie renouvelable hors réseau joueront un rôle clé dans la réalisation de l'accès universel à l'électricité en Afrique subsaharienne. Une combinaison de : - la baisse des coûts des technologies, les succès avérés en matière de déploiement et la capacité à produire rapidement de l'électricité ont fait pencher la balance en faveur de l'adoption de solutions de mini-réseaux et de solutions isolées. En conséquence, on estime qu'entre 60 et 70 % de l'approvisionnement futur en électricité proviendra de systèmes hors réseau (isolés et mini-réseaux).

Les gouvernements africains ne peuvent à eux seuls répondre aux besoins futurs en matière d'approvisionnement en électricité et les investissements du secteur privé joueront un rôle de plus en plus important pour combler le déficit de financement. Les gouvernements ont un rôle important à jouer dans le cadre de la facilitation de la participation du secteur privé, car ce dernier s'intéresse de plus en plus au développement, au financement, à l'exploitation et à la gestion des mini-réseaux. Pour y parvenir, il faudra réduire la dépendance à l'égard de l'alimentation électrique centralisée (essentiellement assurée par un monopole d'État) en mettant en place un environnement commercial propice à une participation accrue des investisseurs privés à la production et à la distribution de l'électricité aux populations non desservies. Un environnement commercial favorable passe par la mise en place d'un tarif reflétant les coûts pour les investisseurs/développeurs. Les tarifs couvrant les coûts sont un moyen d'assurer la viabilité économique des mini-réseaux du secteur privé. La mise en place d'un tarif reflétant les coûts relève de la compétence des régulateurs et des décideurs politiques gouvernementaux. Dans la plupart des pays, tous les développeurs de systèmes hors-réseau/mini-

² Le rapport de l'analyse documentaire a été soumis à l'AFUR dans le cadre de ce projet.

réseaux sont tenus par la loi de solliciter un permis/une licence pour la production, la distribution et la vente au détail d'énergie et ont tenus d'obtenir une approbation des tarifs de vente au détail d'énergie auprès des régulateurs.

Toutefois, le développement des mini-réseaux est encore entravé par plusieurs facteurs, notamment un environnement réglementaire et politique difficile. Il en va ainsi des processus de règlement tarifaire qui ont tendance à être compliqués et longs pour les développeurs comme pour les régulateurs. À ce jour, des méthodologies standardisées de calcul des tarifs ont déjà été adoptées par le Nigeria, la Sierra Leone, la Tanzanie, le Kenya et la Zambie. Cependant, il existe généralement un plafond tarifaire lié aux tarifs du réseau principal malgré les tarifs proposés par les outils existants. Le plafonnement des tarifs s'explique par le fait que les tarifs des mini-réseaux ont tendance à être plus élevés que ceux du réseau principal - cette disparité est souvent considérée sous l'angle de l'égalité et de l'équité entre les consommateurs ruraux et urbains. Dans cette optique, certains pays imposent des tarifs uniformes nationaux (ou maintiennent les tarifs des mini-réseaux proches de ceux du réseau principal), qui sont généralement trop bas pour permettre un fonctionnement durable des mini-réseaux.

Un certain nombre de pays se sont déjà tournés vers des politiques et des réglementations dédiées aux mini-réseaux pour soutenir la participation du secteur privé. Une approche adaptée de la réglementation tarifaire est un moyen efficace de mobiliser les investissements privés dans le secteur, car les cadres tarifaires des mini-réseaux exercent une forte influence sur la viabilité et la durabilité des mini-réseaux, notamment en agissant sur la capacité des opérateurs à fixer les tarifs pour l'utilisateur final. Bien que les attentes varient, les tarifs, qui constituent l'une des principales sources de revenus, affectent les flux de trésorerie des projets, la disponibilité des fonds pour la gestion, l'exploitation et la maintenance, et le recouvrement des coûts d'investissement.

En réponse à ce qui précède, le présent projet vise à engager les différents régulateurs autour des outils de tarification des mini-réseaux à coût majoré/recouvrement des coûts comme une approche efficace en matière de fixation des tarifs parmi les membres du Forum africain des régulateurs des services publics (AFUR). L'objectif est de produire un retour d'investissement appréciable pour les capitaux du secteur privé. Les outils tarifaires offrent également les avantages supplémentaires de la transparence quant aux coûts encourus à la fois par le développeur et par l'entité publique potentielle (c'est-à-dire la compagnie d'électricité, les fonds d'électrification rurale, le régulateur, le cas échéant) et, à ce titre, peuvent éclairer la conception d'un financement basé sur les résultats (RBF), le cas échéant.

6.2 Objectifs du projet

Les objectifs du projet comprennent : (a) l'examen des méthodologies de règlement tarifaire existantes, notamment au Nigeria, en Sierra Leone, au Kenya, en Tanzanie et en Zambie, (b) l'élaboration d'un outil normalisé et amélioré de règlement tarifaire pour les régulateurs africains en vue de simplifier le processus pour les développeurs sur la base de l'examen des outils existants, (c) la conduite d'un processus approfondi d'implication des parties prenantes pour recueillir les commentaires sur l'outil développé plus spécifiquement auprès des régulateurs et des ministères, ainsi que de l'AMDA en tant que représentant du secteur privé (d) soutien apporté à au moins trois membres de l'AFUR pour leur permettre d'adopter l'outil.

6.3 Activités du projet

Les activités réalisées pour atteindre les objectifs du projet comprennent : (a) l'examen des outils de règlement tarifaire existants des mini-réseaux dans les cinq pays étudiés; (b) un processus approfondi d'engagement des parties prenantes pour mettre en évidence les succès et comprendre les défis

pratiques liés aux règlements tarifaires, tant du point de vue du secteur public que du secteur privé, (c) une analyse pour mettre en évidence les rôles et les responsabilités des principaux acteurs et institutions qui jouent un rôle vital dans l'administration des outils de règlement tarifaire des mini-réseaux utilisés, (d) une analyse des modèles d'intervention actuels au niveau national au regard des outils de règlement tarifaire des mini-réseaux, (e) la facilitation du dialogue public-privé au cours du projet, et (f) la structuration d'un outil tarifaire amélioré pour les membres de l'AFUR.

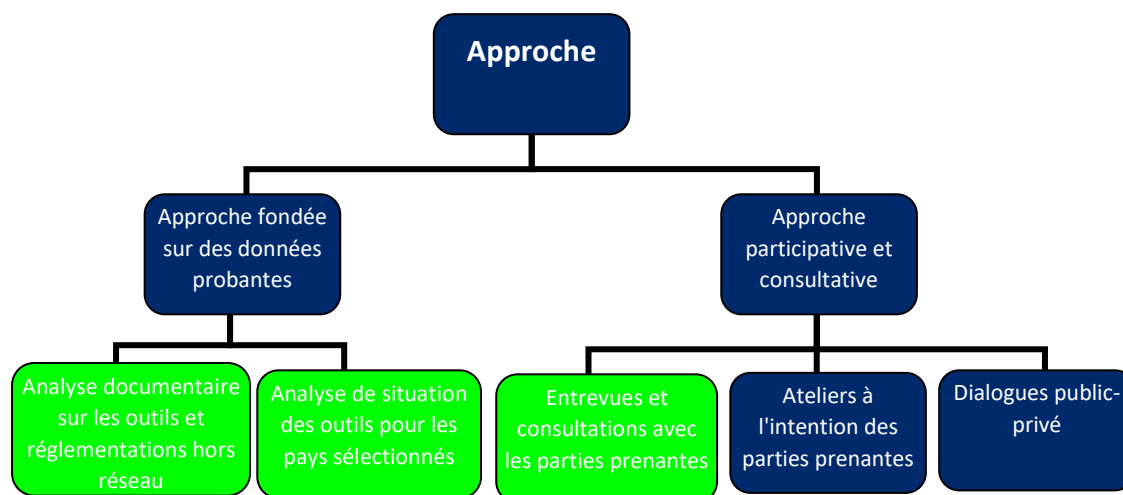
6.4 Résultats du projet

Les résultats attendus du projet sont (a) des processus de règlement tarifaire simplifiés qui favorisent des tarifs d'énergie hors réseau attractifs pour les investisseurs, (b) un renforcement des capacités des régulateurs africains en matière d'outils tarifaires pour les mini-réseaux, (c) un engagement accru sur les règlements tarifaires des mini-réseaux favorables aux investisseurs entre le secteur public et le secteur privé, (d) la facilitation réussie d'un débat explicite sur l'interaction entre les tarifs, le nombre de connexions et la subvention par connexion.

7 Approche et Méthodologie

Le diagramme schématique suivant indique l'approche générale qui a été appliquée pour réaliser les activités de cette étape du projet, selon le cas.

Figure 3: Approche



La méthodologie a consisté à combiner (i) une approche fondée sur les données probantes et (ii) une approche participative et consultative.

Approche fondée sur des données probantes

Dans le cadre de cette approche factuelle, le projet a examiné les outils de règlement tarifaire existants de cinq pays : Nigeria, Sierra Leone, Zambie, Tanzanie et Kenya. Les outils ont été analysés à l'aide d'un modèle standardisé de caractéristiques saillantes pré-identifiées attendues d'un outil tarifaire. Ces caractéristiques saillantes sont issues d'une analyse documentaire des pratiques réglementaires, d'une analyse documentaire, et d'un rapport qui a été conclu plus tôt au cours de l'exécution de ce projet. La politique, la législation et les réglementations disponibles dans ces pays ont également été examinées en vue d'engager leurs régulateurs au cours de la phase de consultation des parties prenantes qui a suivi.

Approche participative et consultative

La consultation initiale des principales parties prenantes a été effectuée conformément au plan d'engagement des parties prenantes qui a été préparé en même temps que le rapport initial. Le plan d'engagement des parties prenantes a identifié les parties prenantes du projet, leurs rôles et responsabilités en relation avec le projet, ainsi que la manière dont l'équipe de consultants du projet interagira et s'engagera avec elles. Différentes parties prenantes doivent être engagées à différentes étapes de la réalisation du projet.

La consultation a commencé avec les régulateurs qui possèdent les outils analysés. Après avoir analysé l'outil de chaque pays, le modèle d'analyse rempli a été partagé avec le régulateur du pays concerné, suivi d'une réunion virtuelle avec le personnel de régulation économique de ces régulateurs pour examiner et confirmer l'analyse de l'outil de leur pays. Les régulateurs ont validé les objectifs de leurs outils de règlement tarifaire, ont partagé les difficultés rencontrées dans l'utilisation de leurs outils et ont apporté leur contribution à la solution.

En plus des régulateurs des pays dont les outils ont été évalués, les autres groupes de parties prenantes qui ont été impliqués comprennent les développeurs de mini-réseaux, les bailleurs de fonds (donateurs et investisseurs) des mini-réseaux, les ministères de l'énergie de certains pays, le groupe de travail du projet et le comité de pilotage du projet. Des questionnaires ont été élaborés, après une analyse documentaire, pour les différentes parties prenantes consultées. Les questionnaires ont été envoyés par courrier électronique aux personnes de contact des parties prenantes respectives, suivis d'entrevues virtuelles.

Le tableau suivant résume ces parties prenantes, leur rôle dans le projet et la manière dont elles ont été impliquées:

Tableau 1: Groupes de parties prenantes

Groupe de partie prenante	Rôle et responsabilités en rapport avec le projet	Comment l'équipe de projet les a impliqués
1. Régulateurs disposant d'outils existants	Utilisateurs - soumettre leur outil à l'examen, partager les leçons apprises	Questionnaire envoyé par courrier électronique suivi de réunions virtuelles
2. Développeurs de mini-réseaux	Utilisateurs - partager leur expérience de l'utilisation de l'outil, du processus et des difficultés	Questionnaire envoyé par courrier électronique suivi de réunions virtuelles
3. Bailleurs et investisseurs dans les mini-réseaux	Utilisateurs - exposer leur point de vue sur les outils tarifaires en vue de débloquer les investissements et leur expérience de l'utilisation de l'outil, selon le cas.	Questionnaire envoyé par courrier électronique suivi de réunions virtuelles

Groupe de partie prenante	Rôle et responsabilités en rapport avec le projet	Comment l'équipe de projet les a impliqués
Ministères de l'énergie	Influenceurs - Perspective politique sur les tarifs hors réseau reflétant les coûts et les réglementations	Questionnaire envoyé par courrier électronique suivi de réunions virtuelles
4. Carbon Trust, AFUR, AMDA, PSC	Gouvernance du projet tout au long de son cycle de vie	Présentations virtuelles au groupe de travail toutes les deux semaines et au PSC tous les mois
5. Organisations régionales/communautés économiques régionales (CER)	Les influenceurs de l'adoption qui seront impliqués une fois que l'outil amélioré sera développé	Réunions et ateliers virtuels

La liste des parties prenantes de chaque groupe qui ont été consultées est présentée en annexe.

Identification des lacunes dans les cadres de règlement tarifaire

Le projet a identifié les lacunes de base relatives aux outils de règlement tarifaire grâce à l'analyse des outils des cinq pays, complétée par l'analyse documentaire, les enseignements et les contributions des parties prenantes interrogées. En outre, des propositions ont été faites pour améliorer les cadres de règlement tarifaire.

8 Examen des outils de règlement tarifaire existants

8.1 Aperçu

Le projet, dans le cadre de son activité, a évalué les outils de règlement tarifaire de cinq régulateurs nationaux, à savoir : Zambie, Tanzanie, Kenya, Sierra Leone et Nigeria. L'évaluation des outils a couvert les domaines éléments : -

1. Exigences en matière de demande tarifaire, processus d'approbation et délais
2. Aperçu des outils tarifaires et des données requises
3. Sorties des outils tarifaires - besoins en revenus, structures tarifaires et analyse de sensibilité
4. Défis/leçons tirées de l'utilisation de ces outils tarifaires

Les évaluations de ces outils tarifaires sont présentées dans des tableaux comparatifs par pays à l'annexe 1 du présent rapport. La section suivante présente les principales caractéristiques de l'outil de chaque pays ainsi que les lacunes constatées.

8.2 Zambie

8.2.1 Exigences en matière de demande tarifaire, processus d'approbation et délais

La réglementation du mini-réseau est ancrée par les règles applicables aux tarifs du mini-réseau (2018) publiées en vertu de la loi sur la réglementation de l'électricité. Ces règles évoluent encore pour aligner le cadre du mini-réseau sur les nouvelles lois sur la régulation de l'énergie et l'électricité qui ont été promulguées en 2019.

Le secteur des mini-réseaux n'en est encore qu'à ses débuts, mais il offre d'énormes perspectives de croissance en raison du nombre croissant de demandes de licence reçues par l'Electricity Regulatory Board (ERB) de la Zambie. Trois approches réglementaires sont utilisées par l'ERB en fonction de la taille du mini-réseau. Dans la Catégorie I, on trouve les mini-réseaux d'une capacité <100 kW pour lesquels l'ERB adopte une réglementation « très légère ». La Catégorie II comprend les mini-réseaux d'une capacité de 101 à 1MW pour lesquels l'ERB adopte une réglementation légère. La Catégorie III comprend les mini-réseaux d'une capacité supérieure à 1MW pour lesquels l'ERB adopte des approches réglementaires complètes conformément à la loi sur l'électricité.

L'ERB a développé un outil tarifaire basé sur Excel destiné à être utilisé par les mini-réseaux de Catégorie I et II pour déterminer leurs tarifs. Actuellement, l'ERB a accordé des licences à cinq (5) mini-réseaux, principalement dans les zones rurales. Au moment de la rédaction de ce rapport, l'ERB n'avait pas reçu de demande tarifaire impliquant cet outil et n'a donc pas encore eu l'occasion de l'utiliser.

Les règles n'autorisent pas les demandes tarifaires par portefeuille et, par conséquent, une demande tarifaire est faite pour des tarifs individualisés par site. Des documents supplémentaires, spécifiés dans les Règles, doivent accompagner la demande tarifaire. Les Règles précisent comment la demande tarifaire est traitée dès sa réception par l'ERB. Le tableau suivant présente un résumé des approches réglementaires en matière de révision et de détermination des tarifs.

Tableau 2: Résumé de la réglementation tarifaire des mini-réseaux en Zambie

	0-100 kW Catégorie I	100 kW - 1 MW Catégorie II	> 1 MW Catégorie III
Tarifs	<ul style="list-style-type: none"> Aucune exigence pour une révision tarifaire formelle Soumettre à l'ERB des données sur les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et de maintenance et les ventes. L'ERB ne peut imposer un tarif que si, dans les 20 jours ouvrables suivant la notification « dûment déposée », elle 	<ul style="list-style-type: none"> Par défaut, l'ERB n'entame pas de révision détaillée des tarifs pour les mini-réseaux de Catégorie II. Les développeurs sont invités à fournir des niveaux de tarifs sur trois ans et des taux d'indexation qui seront appliqués aux clients des mini-réseaux. L'ERB utilise un outil de modélisation interne pour vérifier le caractère raisonnable des demandes de tarifs. Une fois les tarifs approuvés, ils restent fixes, en termes réels, pendant la durée de la "période réglementaire" de 3 ans, et ne sont pas ajustés si les changements se situent 	<ul style="list-style-type: none"> Tarifs réglementés par périodes réglementaires de 5 ans lors des révisions périodiques. Recettes autorisées calculées selon l'approche modulaire (somme des amortissements, des recettes autorisées, des coûts d'exploitation et de maintenance). Les recettes autorisées comprennent le fonds de roulement, la dette de recouvrement et les pertes autorisées. Le rendement raisonnable est calculé sur la base du coût moyen pondéré du capital, qui fixe le coût de la dette au taux réel de financement.

	0-100 kW Catégorie I	100 kW - 1 MW Catégorie II	> 1 MW Catégorie III
	juge les tarifs déraisonnables ou si 50 % des clients se plaignent pendant la mise en œuvre.	dans un « Seuil de matérialité ». <ul style="list-style-type: none"> L'ERB peut déclencher une révision tarifaire détaillée pour les mini-réseaux de catégorie II si elle considère que les tarifs ne sont pas raisonnables. 	<ul style="list-style-type: none"> Une révision intermédiaire peut être déclenchée dans des circonstances exceptionnelles, en fonction d'un « Seuil de matérialité ».
Niveau tarifaire	<ul style="list-style-type: none"> Reflétant les coûts 	<ul style="list-style-type: none"> Reflétant les coûts 	<ul style="list-style-type: none"> Reflétant les coûts
Prix d'achat en gros	<ul style="list-style-type: none"> Non réglementé mais comme spécifié dans la licence. Les opérateurs de mini-réseaux divulguent le prix de production. 	<ul style="list-style-type: none"> Par défaut, non réglementés, les opérateurs de mini-réseaux divulguent le prix de production. Si l'ERB déclenche une révision des prix, au motif que les prix sont déraisonnables, le prix fixé est soit le prix de la concurrence (pour les appels d'offres), soit la méthode du coût majoré pour les offres non sollicitées ou lorsque l'ERB considère que la concurrence est inefficace. 	<ul style="list-style-type: none"> Pour les appels d'offres, le prix est le prix d'adjudication dans le processus concurrentiel. Si l'ERB considère que la concurrence est insuffisante, elle fixe le prix de la production en fonction du coût majoré. Pour les offres non sollicitées, le prix est fixé selon la méthodologie tarifaire.
Structure tarifaire	<ul style="list-style-type: none"> Non réglementée 	<ul style="list-style-type: none"> L'ERB ne fixe que les principes. Les opérateurs demandent des niveaux tarifaires/des frais de service. 	<ul style="list-style-type: none"> L'ERB ne fixe que les principes. Les opérateurs demandent des niveaux tarifaires/des frais de service.

Après avoir pris une décision sur la demande tarifaire, l'ERB communique la décision au demandeur. Les règles exigent que, si l'ERB n'approuve pas les tarifs demandés, il doit en fournir les raisons et proposer un tarif alternatif.

La période de traitement des tarifs pour les mini-réseaux varie en fonction de la catégorie du mini-réseau, à savoir la catégorie I, II ou III. Le coût du traitement des tarifs est supporté par le régulateur à partir des taxes perçues auprès des titulaires de licences d'électricité.

8.2.2 Aperçu des outils tarifaires et des données

L'élaboration des tarifs est fondée sur les principes du coût du service afin de déterminer les besoins en revenus (RR). Selon ce principe, les tarifs des mini-réseaux doivent permettre à ces derniers de récupérer les coûts d'investissement initiaux, les coûts d'exploitation et de maintenance supportés de manière prudente et d'obtenir un retour sur investissement raisonnable équivalent au coût moyen pondéré du capital.

Toutes les variables qui entrent dans le calcul du besoin en recettes sont des données introduites dans l'outil tarifaire. L'outil est un outil MS Excel qui comprend un guide/instructions pour l'utilisateur et des onglets de saisie. Les onglets de saisie prévoient les éléments suivants:

- Dépenses en capital - Les coûts en capital sont saisis dans un tableau des actifs ventilés par durée de vie utile et comprennent les coûts et la date de mise en service. Ils sont détaillés pour la production solaire et hydraulique. L'infrastructure de distribution est détaillée séparément pour montrer les transformateurs, les sous-stations, les poteaux et les accessoires, et les compteurs. Les actifs sont évalués au coût de remplacement amorti
- Amortissement - la méthode d'amortissement linéaire est utilisée car c'est ce qui est prescrit dans les règles. Il ne prévoit pas le remplacement des actifs
- Fonds de roulement - est ajouté au capital sur la base d'une formule (un mois) d'éléments spécifiques
- Sources et montant du financement, montant des subventions en capital et des subventions récurrentes
- Le retour sur investissement en tant que Coût moyen pondéré du capital (WACC). Le ratio d'endettement est fixé de manière à refléter la structure de financement réelle du mini-réseau réglementé, sauf lorsque le ratio d'endettement est inférieur à 0,4 ou supérieur à 0,7
- Taux d'imposition - le taux d'imposition des sociétés est utilisé pour calculer le rendement des capitaux propres avant impôt dans la formule du CMPC
- Dépenses d'exploitation et de maintenance (O&M) - les postes d'O&M du commerce de l'électricité sont fournis à l'organisme de réglementation. Les pertes liées au recouvrement ne sont pas autorisées en raison des compteurs prépayés
- Subventions et revenus non réglementés - sont considérés comme un coût négatif
- Nombre de clients et volume des ventes d'énergie
- Catégories de clients - L'outil permet aux développeurs de créer leurs propres catégories de clients
- Facteurs de capacité - L'outil ne prend en compte que l'énergie vendue afin de s'assurer qu'aucune capacité excédentaire n'est prise en compte dans le tarif
- Variables fixes - Certaines d'entre elles sont divulguées dans l'outil. L'outil suppose que les pertes liées au recouvrement sont nulles dans la mesure où il encourage le recours à des compteurs prépayés. Des pertes de réseau de 3 % sont autorisées. Les éléments du coût des capitaux propres (bêta et MRP) ainsi que la structure du capital sont indiqués comme ci-dessus.

La période de contrôle tarifaire est de 3 ans pour les mini-réseaux de catégorie I et II, tandis que cinq (5) ans sont adoptés pour les mini-réseaux de catégorie III. Par conséquent, les données ci-dessus contiennent des projections permettant de calculer les tarifs proposés au cours de la période de contrôle.

8.2.3 Sorties de l’outil tarifaire - besoins en recettes, structures tarifaires et analyse de sensibilité
Besoins en recettes (RR): - comme indiqué ci-dessus, le principe du coût du service est utilisé pour déterminer les besoins en recettes du mini-réseau. Selon ce principe, les besoins en recettes (RR) sont ainsi calculés :

$$RR = \text{Amortissement} + \text{Rendement de la base d'actifs régulée} + \text{Dépenses d'exploitation et de maintenance} + \text{Impôt.}$$

Structures tarifaires – L'ERB ne fixe que les principes de structuration des tarifs et les opérateurs sont libres de proposer leurs propres structures tarifaires ou frais de service tant qu'une telle proposition respecte les principes généraux décrits dans la règle.

Considérations relatives à la capacité et à la propension à payer dans les structures tarifaires – Les développeurs des catégories I et II mènent des enquêtes sur la capacité et la propension à payer et s'appuient sur celles-ci. L'outil ne permet pas le subventionnement entre catégories de clients et ne tient pas compte des coûts évités par le consommateur.

Évaluation à l'arrivée du réseau principal – L'outil ne prévoit pas l'évaluation du mini-réseau à l'arrivée du réseau national.

Analyse de sensibilité – L'outil ne prévoit pas d'analyse de sensibilité.

8.2.4 Lacunes, défis et enseignements tirés de l'utilisation de l'outil tarifaire

Tableau 3: Outil de la Zambie : Lacunes, défis et enseignements tirés

Lacunes, défis et enseignements tirés
Lacunes de l'outil
L'outil ne prévoit pas d'ajustements annuels d'éléments tels que le change et l'inflation pendant la période de contrôle tarifaire. Au lieu de cela, une variation qui entraînera un changement de tarif de plus de 10 % nécessitera la préparation et la soumission d'une nouvelle demande à l'organisme de réglementation.
L'outil ne permet pas de faire une demande tarifaire par portefeuille et un tarif est lié à un site.
Pas de sources d'information spécifiques (taux de change, taux d'inflation), bien que l'utilisation des informations provenant de la Banque centrale soit encouragée.
Capacité et propension à payer : L'outil ne permet pas de subventions croisées entre les catégories de clients (Remarque : les trois sources potentielles de subventions sont les gouvernements, les donateurs et les subventions croisées entre les clients). De plus, l'outil ne permet pas de comparer les coûts évités pour refléter fidèlement le coût des alternatives énergétiques auxquelles les clients du mini-réseau sont confrontés.
L'outil ne prévoit pas d'évaluation des actifs du mini-réseau à l'arrivée du réseau principal.
L'outil ne prévoit pas d'analyse de sensibilité.
L'outil ne prévoit pas le calcul et la collecte d'indicateurs de performance comparatifs qui pourraient être utilisés pour élaborer des critères de référence.
Défis et enseignements tirés
L'outil n'est pas aligné sur la nouvelle loi sur la régulation de l'énergie et la loi sur l'électricité qui ont été promulguées en 2020. Le processus d'alignement de l'outil sur les nouvelles lois est en cours.

Lacunes, défis et enseignements tirés

En général, l'industrie s'est plainte des tarifs qui ne reflètent pas les coûts dans le secteur de l'électricité.

Abordabilité des tarifs - La plupart des consommateurs des zones rurales ont des revenus saisonniers, principalement pendant les périodes post-récolte.

La demande tarifaire par portefeuille n'est pas autorisée, ce qui augmente le risque d'avoir un patchwork de tarifs individualisés par site, même lorsque les sites sont voisins. L'approche des tarifs par portefeuille réduira également la charge réglementaire liée à la préparation d'un tarif par site.

Les consultations publiques ne concernent que la Catégorie III. Bien qu'elle soit invitée à y participer, la participation du public au processus d'élaboration des tarifs est limitée. Pour les catégories I et II, le cadre réglementaire des mini-réseaux, une fois mis en œuvre, supprimera la nécessité de consultations publiques.

Options de financement défavorables - Absence de mécanismes de financement pour les petits acteurs du marché (la plupart des institutions financières sont orientées vers les grandes entités).

8.3 Tanzanie

8.3.1 Exigences en matière de demande tarifaire, processus d'approbation et délais

La réglementation du mini-réseau est établie par les Règles sur l'électricité (Développement des projets de petites centrales électriques), 2020.

L'Autorité de régulation des services publics d'énergie et d'eau (EWURA) a développé un outil MS Excel dédié au règlement tarifaire. L'outil tarifaire est destiné aux très petits producteurs d'électricité (VSPP) ayant une capacité installée de : (a) moins de 15kW sur un site unique vendant de l'énergie à au moins trente clients au détail ; ou (b) entre 15kW et 100kW sur un site unique qui vend de l'énergie en gros à un Gestionnaire de Réseau de Distribution (DNO) ou au détail directement à un client.

Outre l'utilisation de l'outil, des documents supplémentaires doivent accompagner une demande tarifaire, notamment les informations financières et techniques pour la période à laquelle le tarif est appliqué. La décision de faire ou non une demande tarifaire par portefeuille est laissée à la discrétion du développeur. Mais l'EWURA indique que, dans l'idéal, chaque projet doit être considéré séparément en raison de l'économie différente de chaque projet du fait des différences d'emplacement.

Lors du traitement de la demande tarifaire, l'EWURA organise des réunions publiques afin de recueillir les commentaires des parties prenantes. Au cours des consultations publiques et des réunions avec l'autorité de régulation, le demandeur a la possibilité de répondre ou d'apporter des clarifications avant que des ajustements ne soient apportés à sa demande tarifaire.

Une fois que l'autorité de régulation a pris une décision tarifaire, le demandeur reçoit une décision écrite connue sous le nom d'ordre tarifaire et les raisons des ajustements apportés à sa demande tarifaire pour arriver à la décision de l'autorité de régulation sont clairement discutées.

Le délai de traitement des tarifs des mini-réseaux est d'environ 90 jours à compter de la date de réception par l'autorité de régulation d'une demande tarifaire complète. L'autorité de régulation prend en charge tous les coûts du traitement du tarif, y compris les coûts des réunions publiques.

8.3.2 Aperçu de l'outil tarifaire et des données d'entrée

L'outil est un modèle MS Excel accompagné d'un guide d'utilisation. Le guide de l'utilisateur comprend une directive d'application des tarifs pour les services publics réglementés dans les sous-secteurs de l'électricité et du gaz naturel, 2017.

Données d'entrée

Toutes les variables qui entrent dans le calcul du besoin en recettes sont des données introduites dans l'outil tarifaire. Les onglets de saisie prévoient les éléments suivants:

- Dépenses en capital - Les coûts en capital sont saisis dans un tableau des actifs ventilés par durée de vie utile. Les intérêts intercalaires sont capitalisés. Les actifs sont évalués au coût historique
- Amortissement - La méthode d'amortissement linéaire est utilisée
- La déduction pour fonds de roulement est prise en compte dans les actifs d'exploitation réglementés
- Sources et montant du financement, montant des subventions en capital et des subventions récurrentes
- Retour sur investissement en tant que Coût moyen pondéré du capital (WACC).
 - Coût des capitaux propres - le modèle d'évaluation des actifs financiers (CAPM) est utilisé pour calculer le coût des capitaux propres. Le rendement des capitaux propres est plafonné à 18,5%
 - Coût de la dette - l'intérêt de la dette spécifique est pris en compte, mais ne doit pas être supérieur à 9%
 - Structure du capital - un ratio de 70:30 entre la dette et les capitaux propres est adopté
- L'impôt sur les retours sur investissement est calculé après exclusion de tous les coûts prudents des recettes à un taux d'imposition de 30 %
- Les coûts d'exploitation et de maintenance sont calculés pour obtenir les besoins en recettes. Après examen de tous les coûts, seuls les coûts prudents sont pris en compte. Les coûts d'exploitation et de maintenance ne doivent pas dépasser 8 % des dépenses en capital
- Subventions - sont une réduction des besoins en recettes
- Nombre de clients et volume des ventes d'énergie
- Catégories de clients - L'outil permet aux développeurs de proposer leurs propres catégories de clients
- Les facteurs de capacité pour chaque technologie sont prédéterminés. La dégradation de la capacité est également plafonnée à 0,5 % par an. Les mini-réseaux doivent atteindre leur pleine capacité dans les quatre ans suivant leur mise en service. Par conséquent, la capacité installée ne doit pas dépasser les demandes prévues au cours des quatre années d'exploitation
- Variables fixes - Certaines d'entre elles sont indiquées dans l'outil. Le coût des capitaux propres est plafonné et la structure du capital est indiquée comme ci-dessus.

La période de contrôle des tarifs est de 3 ans et, par conséquent, les entrées ci-dessus contiennent des projections pour la période de trois ans afin de permettre le calcul des tarifs proposés pour une période de 3 ans.

8.3.1 Sorties de l'outil tarifaire - besoins en recettes, structures tarifaires et analyse de sensibilité

Besoins en recettes: L'élaboration du tarif est fondée sur les principes du coût du service afin de déterminer les besoins en recettes (RR). Selon ce principe, les tarifs des mini-réseaux doivent permettre à ces derniers de recouvrer les coûts d'investissement initiaux, les coûts d'exploitation et de maintenance supportés de manière prudente et d'obtenir un retour sur investissement raisonnable.

<i>Remboursement du capital (amortissement) + Retour sur capital (WACC*RAB) + Coûts d'exploitation + Taxes WACC avant impôt</i>
--

Catégories de clients: Les catégories de clients du mini-réseau dépendent des groupes proposés par le demandeur, il n'y a pas de groupes spécifiques ou standards prescrits dans l'outil.

Structures tarifaires: La puissance réelle vendue est prise en compte dans la détermination des tarifs. Les structures tarifaires diffèrent d'un développeur à l'autre en fonction de leurs installations de comptage. Les développeurs peuvent être autorisés à faire des subventions croisées entre catégories de clients dans la structuration des tarifs.

Capacité et propension à payer: Les coûts évités ne sont pas pris en compte dans l'évaluation de la capacité à payer des clients du mini-réseau

Analyse de sensibilité: L'outil permet une analyse de sensibilité entrée-sortie et sortie-entrée. Par exemple, on peut saisir le tarif pour obtenir une subvention ou saisir un TRI cible pour obtenir un tarif.

Évaluation à l'arrivée du réseau principal: Les réglementations fournissent des options sur ce qui devrait se passer lorsque le réseau arrivera, mais il n'y a pas de disposition pour une évaluation dans l'outil

8.3.2 Lacunes, défis et enseignements tirés de l'utilisation de l'outil tarifaire

Tableau 4: Outil de la Tanzanie: Lacunes, défis et enseignements tirés

Lacunes, défis et enseignements tirés
Lacunes de l'outil
Une directive publiée par le ministère de l'énergie signifie que les tarifs des très petits producteurs d'électricité (VSPP) sont actuellement plafonnés au tarif des services publics nationaux et par conséquent, cet outil n'est pas utilisé
L'outil ne prévoit pas de demande tarifaire par portefeuille. Mais, bien que l'outil lui-même ne prévoient pas la demande tarifaire par portefeuille, le régulateur permet aux développeurs de modifier l'outil en incluant une feuille séparée qui décrit et résume les entrées de chaque village en sorties par portefeuille
Les sources d'information (inflation, taux de change, coût de la dette) ne sont pas précisées dans l'outil. En pratique, le régulateur demande aux développeurs d'ajouter un onglet supplémentaire à l'outil pour justifier toutes les entrées (en faisant référence aux sources des données saisies)
Bien que la réglementation n'exige pas que les structures tarifaires des mini-réseaux soient similaires à celles de la compagnie nationale, une directive politique exigeait que les mini-réseaux appliquent le même tarif que la compagnie nationale
L'outil ne prévoit pas d'évaluation à l'arrivée du réseau principal
Il ne prévoit pas le calcul et la collecte d'indicateurs de performance comparatifs qui pourraient être utilisés pour élaborer des critères de référence
Défis et enseignements tirés
La directive du gouvernement adressée à tous les VSPP leur demandant de facturer le tarif uniforme du réseau national a conduit ces VSPP à facturer des tarifs qui ne reflètent pas les coûts, ce qui a sapé la viabilité économique de ces VSPP
Le modèle contient des liens compliqués qui sont difficiles à suivre. Le modèle doit être simple et direct pour faciliter le processus de traçage
La possibilité de modifier l'outil (et les formules de l'outil) peut être considérée comme un défi en soi, étant donné qu'elle réduit la visibilité pour le régulateur sur les formules utilisées
Options de financement limitées pour les développeurs en raison des faibles tarifs

8.4 Kenya

8.4.1 Exigences en matière de demande tarifaire, processus d'approbation et délais

La réglementation des mini-réseaux est établie par la loi sur l'énergie (2019), le projet de règlement (Mini-réseaux) sur l'énergie (2021) et les procédures et directives internes relatives à la réglementation des mini-réseaux (2018).

La Energy and Petroleum Regulatory Authority (EPRA) dispose d'un outil tarifaire MS Excel à destination de tous les mini-réseaux d'une capacité installée inférieure à 1MW.

Outre l'utilisation de l'outil, des documents supplémentaires, tels que les études de faisabilité des mini-réseaux, doivent accompagner une demande tarifaire, comme le précise le projet (Mini-réseaux) de règlement (2021).

Lors du traitement de la demande tarifaire, l'EPRA procède à une analyse détaillée du modèle de demande tarifaire et des études de faisabilité soumises par le développeur, suivie d'une consultation publique des parties prenantes. La délibération du régulateur sur la demande tarifaire est ouverte au public.

Une fois que l'autorité de régulation a pris une décision tarifaire, un avis est publié dans le journal officiel pour informer le public des tarifs approuvés. L'autorité de régulation communique par écrit au développeur la justification de l'ajustement du tarif demandé par le développeur au moins quatorze (14) jours avant la publication.

Le traitement des tarifs par lot (portefeuille) est effectué pour les développeurs disposant de plusieurs sites, à condition que les parties prenantes de tous les sites acceptent les tarifs proposés lors des engagements des parties prenantes.

Le délai de traitement des tarifs des mini-réseaux est d'environ 60 jours à compter de la date de réception par l'autorité de régulation d'une demande tarifaire complète. Le régulateur supporte tous les coûts du traitement des tarifs.

L'outil de tarification des mini-réseaux a amélioré l'efficacité de la réglementation en assurant la cohérence, la prévisibilité et la comparabilité. Le régulateur a approuvé plus de 10 tarifs de mini-réseaux à l'aide de l'outil tarifaire standard. Le régulateur reçoit en moyenne 2 à 3 nouvelles demandes tarifaires par mois à l'aide de cet outil.

8.4.2 Aperçu de l'outil tarifaire et des données d'entrée

L'outil est un modèle MS Excel comportant des instructions et un guide d'utilisation. Le guide de l'utilisateur explique chaque élément contenu dans les onglets de l'outil tarifaire. L'outil prend en compte toutes les technologies des énergies renouvelables et prévoit un groupe électrogène de secours.

Données d'entrée

Toutes les variables qui entrent dans le calcul des besoins en recettes sont des données introduites dans l'outil tarifaire. L'outil comporte des détails sur les coûts en capital du mini-réseau et des données sur les tarifs. Les onglets de saisie prévoient les éléments suivants:

- Coûts en capital : Les coûts en capital sont détaillés sur la base de la durée de vie utile qui détermine les années d'amortissement. Les intérêts intercalaires sont capitalisés et font partie de l'actif réglementé. Les actifs sont évalués sur la base du coût historique moins l'amortissement

- Amortissement : L'outil prévoit deux méthodes d'amortissement, la méthode linéaire et les unités de sorties, au choix de l'utilisateur. La méthode linéaire est la plus utilisée.
- Fonds de roulement : L'outil prévoit un fonds de roulement, mais le nombre de jours est à la discrétion de l'organisme de réglementation. Le fonds de roulement est pris en compte en ce qui a trait aux actifs d'exploitation réglementés
- Sources et montant du financement, montant des subventions de capital et des subventions récurrentes
- Retour sur investissement en tant que Coût moyen pondéré du capital (WACC).
 - Coût des capitaux propres - le modèle d'évaluation des actifs financiers (CAPM) est utilisé pour calculer le coût des capitaux propres. Le rendement des capitaux propres est plafonné à 18% avant impôt.
 - Coût de la dette - Le coût de la dette est le coût réel de la dette moins les impôts (en raison du bouclier fiscal sur les paiements d'intérêts)
 - Structure du capital - un ratio de 70:30 entre la dette et les capitaux propres est adopté
- L'impôt sur les retours sur investissement est calculé après exclusion de tous les coûts prudents des recettes à un taux d'imposition de 30 %
- Coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) - seuls les coûts prudemment engagés pour la fourniture du service sont admissibles. Le développeur introduit une proportion (en %) des dépenses qui doivent être actualisées sur une base annuelle.
- Subventions - Les subventions en capital sont déduites des dépenses en capital (elles ne sont pas rentables), les subventions récurrentes sont déduites des coûts d'exploitation et de maintenance.
- Nombre de clients - Les connexions des clients sont utilisées pour recalculer les redevances fixes par client et par mois et pour planifier l'expansion de la capacité
- Catégories de clients - En général, quatre catégories sont prises en compte : résidentiel, commercial, institutions et éclairage public
- Les facteurs de capacité sont utilisés pour calculer la quantité d'énergie produite par une centrale, car ils indiquent le nombre d'heures pendant lesquelles la ressource est disponible. L'outil suppose que la conception est optimale et qu'elle sera pleinement utilisée. Les tarifs sont basés sur l'énergie produite et non sur la demande. Par conséquent, la capacité inutilisée n'affecte pas les tarifs car les modèles supposent que toute l'énergie produite est distribuée. Il existe une disposition pour la dégradation annuelle de la capacité
- Variables fixes - elles figurent dans les directives internes utilisées par le régulateur et sont largement inconnues des nouveaux demandeurs.

La période de contrôle des tarifs : La première révision est effectuée après un an, puis des révisions triennales sont effectuées. L'outil prévoit des ajustements automatiques pour l'inflation dans le cadre des projections futures, mais pas pour le taux de change ou les coûts du carburant.

8.4.3 Sorties de l'outil tarifaire - besoins en recettes, structures tarifaires et analyse de sensibilité

Besoins en recettes: L'élaboration du tarif est fondée sur les principes du taux de rendement (coût du service) pour calculer les besoins en recettes (RR). Selon ce principe, les tarifs des mini-réseaux doivent permettre à ces derniers de récupérer les coûts d'investissement initiaux, les coûts d'exploitation et de maintenance supportés de manière prudente et d'obtenir un retour sur investissement raisonnable.

$$RR = (Base\ d'actifs\ régulés\ (RAB) * Taux\ de\ rendement\ (RoR) + Exploitation\ et\ maintenance\ (O\&M) + Amortissement\ (D) + Taxes\ (T))$$

Les revenus non tarifaires sont déduits des besoins en revenus.

Catégories de clients: Les clients sont classés par catégories en fonction de leur consommation d'énergie/profil de charge et de la répartition des coûts du service. Les catégories de clients dans le modèle sont : Ménages, Institutions, Entreprises et Client principal.

Structures tarifaires: La structure tarifaire envisagée et approuvée relève de la discrétion de l'Autorité. Il n'est pas nécessaire que la structure tarifaire du mini-réseau soit similaire à celle de la compagnie nationale. Les développeurs sont libres d'introduire des subventions croisées entre clients pour garantir la réalisation des objectifs de politique sociale.

Capacité et propension à payer: Le comparateur tarifaire en ce qui concerne la capacité et la propension à payer est le tarif du coût évité, principalement en comparaison avec le kérosène, qui est l'alternative la plus utilisée.

Analyse de sensibilité: L'utilisateur peut augmenter ou diminuer les paramètres d'entrée pour voir comment les tarifs changent. L'utilisateur peut créer le meilleur scénario, le scénario prévu et le pire scénario. Les résultats des différents scénarios peuvent être comparés à l'aide des fonctions « copier » et « coller valeurs spéciales ».

Évaluation à l'arrivée du réseau principal: l'évaluation de l'outil est faite sur la base de la valeur amortie restante des actifs, plus les recettes que l'opérateur du mini-réseau est censé recevoir des consommateurs mais qu'il n'a pas encore perçues jusqu'à la date du transfert des actifs.

8.4.4 Lacunes, défis et enseignements tirés de l'utilisation de l'outil tarifaire

Tableau 5: Outil du Kenya : Lacunes, défis et enseignements tirés

Lacunes, défis et enseignements tirés
Lacunes de l'outil
Les variables fixes ne sont pas divulguées dans l'outil - Les hypothèses sur la structure du capital, le rendement des capitaux propres, le facteur de capacité, figurent dans les lignes directrices internes utilisées par l'organisme de réglementation et sont pratiquement inconnues des nouveaux demandeurs
Période de contrôle des tarifs - la première révision des tarifs est effectuée après un an, ce qui est trop court.
Le nombre de jours de fonds de roulement reste à la discrétion de l'organisme de réglementation, ce qui laisse place à l'incertitude.
Les sources d'information restent à la discrétion des développeurs, mais sont soumises à l'examen du régulateur. Cela laisse également place à l'incertitude.
Le demandeur n'a pas la possibilité de proposer des structures tarifaires. La structure tarifaire considérée et approuvée relève de la discrétion de l'Autorité. Actuellement, l'autorité de régulation préfère le tarif conventionnel du kWh, car il s'agit de la même structure que celle autorisée pour la compagnie nationale. Il n'y a pas beaucoup de flexibilité sur les catégories de clients.
Il ne prévoit pas le calcul et la collecte d'indicateurs de performance comparatifs qui pourraient être utilisés pour établir des critères de référence.
Défis et enseignements tirés
Les actifs sont amortis en fonction de leur durée de vie utile. Cependant, le modèle présente des faiblesses car il additionne les valeurs d'amortissement de tous les actifs et les considère comme l'amortissement annuel à prendre en compte dans le calcul des besoins en recettes. La difficulté réside dans les actifs dont la durée de vie est inférieure à la durée de vie utile de la centrale.

Lacunes, défis et enseignements tirés

Comment intégrer les aides et les subventions dans l'outil tarifaire - l'outil ne semble pas prendre en compte les subventions reçues les premières années jusqu'aux années suivantes. Pour relever ce défi, il est nécessaire d'évaluer et d'améliorer en permanence l'outil tarifaire afin qu'il prenne en compte toutes les dynamiques d'investissement pour un développement durable des mini-réseaux.

Difficulté d'évaluer la prudence/l'efficacité des coûts en raison du manque de données adéquates pour l'analyse comparative. Il faudra entreprendre une analyse comparative pour s'assurer que des coûts efficaces sont déterminés.

Il n'existe pas d'indicateurs de performance clairs permettant de comparer les différents mini-réseaux. Il faudra également entreprendre une analyse comparative pour déterminer les coûts efficaces.

Objectifs contradictoires (accessibilité financière, efficacité opérationnelle, rendement équitable pour les développeurs de mini-réseaux) dans la détermination de la Base d'Actifs Régulée (RAB).

8.5 Sierra Leone

8.5.1 Exigences en matière de demande tarifaire, processus d'approbation et délais

L'outil de la SLEWRC est un outil tarifaire MS Excel applicable aux mini-réseaux complets d'une capacité installée totale de plus de 100kW. En plus de l'utilisation de l'outil, les documents supplémentaires requis pour accompagner une demande tarifaire sont prescrits dans le règlement 56 et énumérés dans le formulaire de demande d'approbation des tarifs comme une exigence.

Dans le cadre du traitement de la demande tarifaire, la SLEWRC publie la demande dans les journaux et dans le journal officiel, procède à un test de prudence, puis à un engagement communautaire. Au cours de l'engagement communautaire, les clients concernés par le tarif ont l'occasion d'être entendus et le demandeur fait une présentation lors de cette réunion pour soutenir sa demande. Le demandeur a la possibilité de répondre à toutes les questions et clarifications demandées.

Après avoir pris une décision tarifaire, le régulateur la publie dans le journal officiel, les journaux gouvernementaux et sur le site Web de la commission. Le régulateur communique la décision au demandeur sous la forme d'une décision. En cas de rejet, le régulateur communique les taux acceptables et les raisons de ces taux au moment où la décision est communiquée et fournira en outre des méthodes alternatives/modèles de calcul aux opérateurs.

En ce qui concerne le traitement des tarifs par lot ou par portefeuille, il est possible d'avoir un seul tarif pour plusieurs emplacements. Cependant, le tarif varie selon le développeur en fonction des régions et des coûts qu'il encourt.

Le délai de traitement des tarifs des mini-réseaux est compris entre 30 et 60 jours à compter de la date de réception par le régulateur d'une demande tarifaire complète. L'autorité de régulation prend en charge tous les coûts de traitement du tarif.

8.5.2 Aperçu de l'outil tarifaire et des données d'entrée

L'outil est un modèle MS Excel avec un onglet d'instructions intégré à l'outil. Il n'y a pas de guide d'utilisation séparé. L'outil prévoit un système solaire et un groupe électrogène de secours.

L'outil tarifaire s'appuie sur la méthodologie basée sur le coût du service (méthodologie basée sur le taux ou le rendement) et calcule donc le tarif à partir des besoins en recettes qui sont la somme des éléments suivants : Coût opérationnel + amortissement + rendement + marge liée au rendement.

L'outil du Nigeria et celui de la Sierra Leone sont remarquablement similaires à tous égards, y compris le tarif MYTO de 5 ans.

Données d'entrée

Toutes les variables qui entrent dans le calcul des besoins en recettes sont des entrées dans l'outil tarifaire. Les onglets de saisie prévoient les éléments suivants:

- Actifs d'entrée/définitions des actifs –
 - Coûts en capital - les actifs sont regroupés en fonction de la durée de vie utile/des années d'amortissement et des caractéristiques d'utilisation communes. Les actifs sont évalués au coût historique. Le % des actifs non financés par des subventions est inséré dans la colonne financement
 - Il n'y a pas de disposition relative aux intérêts intercalaires
 - Amortissement - La méthode de l'annuité est utilisée.
 - Fonds de roulement - L'outil ne prévoit pas de disposition relative au fonds de roulement
- Entrées diverses
 - Retour sur investissement sous forme de coût moyen pondéré du capital (WACC) - Le taux de rendement cible est saisi comme une valeur unique, il n'y a donc pas de disposition relative au coût de la dette, au coût des capitaux propres ou à la structure du capital. Chaque développeur obtient un taux de rendement différent.
 - Impôt sur les retours sur investissement - Il n'y a pas de ligne séparée pour l'impôt. On ne peut que présumer que le taux de rendement est avant impôt
 - L'outil dispose d'une marge bénéficiaire liée au rendement - en tant qu'entrée SLL
- Coûts d'entrée
 - Coûts d'exploitation et de maintenance - Une liste complète des postes d'exploitation et de maintenance est présentée. Il y a une disposition permettant une augmentation car un outil MYTO a été développé. Il y a un test de prudence des coûts et s'ils sont en dehors de la fourchette, des ajustements sont opérés.
- Demande d'entrée
 - Nombre de clients - l'outil MYTO prend en compte la croissance annuelle des clients/connexions.
 - Catégories de clients - les développeurs proposent leurs propres catégories de clients
- Facteurs de capacité - les développeurs s'assurent que les clients s'inscrivent avant de procéder à l'installation de la capacité sur un site particulier. Lorsque les développeurs ont été confrontés à un problème de surcapacité, ils ont déplacé l'installation vers un autre site et laissé la place à un opérateur plus petit. L'outil ne prend en compte que la demande et ne tient donc pas compte de la capacité inutilisée.
- Variables fixes - il ne spécifie pas de variables fixes.
- Le taux de change moyen de la Banque centrale pour l'année est appliqué. Les développeurs connaissent cette source d'information sur les taux de change.
- Calcul des tarifs
 - L'outil dispose d'un compte d'ajustement de la réserve - en tant que donnée en % dans le calcul du tarif

Actuellement, la période de contrôle tarifaire est de 5 ans (MYTO) avec une disposition d'ajustement annuel.

8.5.3 Sorties de l'outil tarifaire - besoins en recettes, structures tarifaires et analyse de sensibilité

Besoins en recettes: Besoins en recettes : L'élaboration du tarif est fondée sur les principes du taux de rendement (coût du service) pour déterminer les besoins en recettes (RR). Selon ce principe, les tarifs du mini-réseau doivent permettre au mini-réseau de récupérer les coûts d'investissement initiaux, les coûts d'exploitation et de maintenance prudemment encourus et d'obtenir un retour sur investissement raisonnable.

$$\text{Besoins en recettes} = (\text{Taux de rendement} \times \text{BAR}) + D + \text{Opération et maintenance} + T + (\text{Marge bénéficiaire liée au rendement (SLL/kWh)} \times \text{Électricité vendue})$$

Les subventions aux coûts opérationnels sont soustraites des revenus admissibles. Les immobilisations financées par des subventions sont retirées de la BAR (Base d'Actifs Régulés) sous l'onglet Actifs d'entrée, dans la colonne % de financement.

Catégories de clients: Les développeurs sont autorisés à saisir leurs propres catégories de clients dans l'onglet Demande d'entrée.

Structures tarifaires: Le Règlement 54 (2)(b) prescrit les options de structures tarifaires suivantes : (a) tarifs conventionnels du kWh, (b) tarifs forfaitaires, (c) tarifs d'électricité ou (d) une combinaison des options ci-dessus. L'onglet de calcul des tarifs comporte une entrée pour le "facteur de coût" qui peut être utilisé pour effectuer des subventions croisées entre catégories de clients. Les sorties tarifaires sont présentées dans l'onglet Calcul des tarifs comme Tarif en SLL/kWh (c'est-à-dire la structure tarifaire conventionnelle du kWh).

Capacité et propension à payer: Avant la mise en œuvre, le développeur mène une étude sur la capacité et la propension à payer. Il n'est pas clairement établi si le coût évité est pris en compte dans cette analyse.

Analyse de sensibilité: L'outil ne dispose pas d'une fonctionnalité d'analyse de scénarios

Évaluation à l'arrivée du réseau national : Il n'y a pas de disposition dans l'outil permettant d'évaluer le mini-réseau.

8.5.4 Lacunes, défis et enseignements tirés de l'utilisation de l'outil tarifaire

Tableau 6: Outil de la Sierra Leone: Lacunes, défis et enseignements tirés

Lacunes, défis et enseignements tirés
Lacunes de l'outil
L'outil ne précise pas les variables qui sont fixes.
Il n'y a pas de disposition dans l'outil concernant le fonds de roulement.
Il n'y a pas de ligne séparée réservée aux impôts dans le calcul des besoins en recettes. On ne peut que présumer que le taux de rendement est avant impôts.
Le demandeur n'a pas la possibilité de proposer des structures tarifaires, car cela est prescrit dans les Règlements.
Aucune évaluation du mini-réseau à l'arrivée du réseau principal n'est prévue dans l'outil.
Il n'est pas clairement établi si le tarif des coûts évités est pris en compte dans l'analyse de la capacité et de la propension à payer.
Il ne prévoit pas le calcul et la collecte d'indicateurs de performance comparatifs qui pourraient être utilisés pour développer des points de référence.
L'outil ne prévoit pas d'analyse de scénarios.
Défis et enseignements tirés

Les clients équipés d'appareils électroménagers se sont plaints que les tarifs devenaient un fardeau, mais on s'est rendu compte que cela était dû au choix des appareils par ces clients. Pour remédier à ce problème, l'organisme de réglementation organise des séances d'information à l'intention des clients afin de les conseiller sur le choix d'appareils leur permettant de gérer leur consommation.

8.6 Nigeria

8.6.1 Exigences en matière de demande tarifaire, processus d'approbation et délais

La réglementation des mini-réseaux s'appuie sur le règlement de 2016 de la Commission nigérienne de régulation de l'électricité (NERC) relatif aux mini-réseaux, publié conformément à l'article 96 de la loi (loi EPSR de 2005). L'annexe de ces règlements contient l'outil d'arrêté tarifaire pluriannuel (MYTO).

L'outil de la NERC est un outil tarifaire MS Excel applicable aux mini-réseaux dont la capacité installée est comprise entre 100kW et 1MW. La NERC a également développé des outils en ligne pour les demandes de permis et les demandes tarifaires en ligne. L'outil MYTO est conçu comme un outil de type à coût majoré, c'est-à-dire qu'il prévoit tous les coûts efficaces ainsi qu'un retour sur investissement. Outre l'utilisation de l'outil, d'autres informations doivent être soumises avec une demande tarifaire, notamment : un accord avec la communauté démontrant que celle-ci a accepté de payer le tarif demandé ; un titre de propriété du terrain où le projet sera implanté ; une ESIA du ministère de l'Environnement.

La demande tarifaire est soumise en ligne sur le site Web de la NERC en fournissant toutes les informations requises et en téléchargeant le modèle MYTO rempli. Le développeur demande au régulateur d'approuver le tarif prévu dans le MYTO qu'il a convenu avec la communauté. Lorsque la NERC reçoit la demande, elle examine le modèle tarifaire, évalue les coûts pour voir si ce qui a été proposé est raisonnable. Si les coûts sont trop élevés, le développeur s'adresse à la l'Agence d'électrification rurale (REA) pour obtenir des subventions, fournies soit par le fonds d'électrification rurale (REF), soit par le Nigerian electrification project (NEP) financé par la Banque mondiale (WB), afin de subventionner les tarifs. Il convient de noter que la NERC ne participe pas à la consultation entre la communauté et le développeur de mini-réseaux qui aboutit au tarif convenu pour lequel le développeur demande l'approbation.

En ce qui concerne le traitement des tarifs par lot ou par portefeuille, le développeur doit avoir un tarif pour chaque site. Toutefois, si le développeur souhaite un tarif moyen, il peut l'obtenir, mais toute compensation à l'arrivée du réseau (de la Compagnie de distribution d'électricité) est évaluée pour chaque site individuel et non sur la base d'un portefeuille.

Le délai de traitement des tarifs pour les mini-réseaux est d'environ 30 jours à partir de la date à laquelle l'autorité de régulation reçoit une demande tarifaire complète. Le coût de la soumission/du traitement des tarifs est supporté par les opérateurs de mini-réseaux et fait partie de leurs coûts de développement.

8.6.2 Aperçu de l'outil tarifaire et des données d'entrée

L'outil est un modèle MS Excel avec un onglet d'instructions intégré à l'outil. L'outil est accompagné d'un guide de l'utilisateur et de commentaires (explications) et des formations régulières sont organisées pour familiariser les utilisateurs avec l'outil. L'outil prévoit un système de mini-réseau de secours solaire et de groupe électrogène. Bien que l'énergie solaire soit la plus populaire dans le pays en raison de son abondance, l'outil est conçu pour prendre en charge tous les types de systèmes d'énergie renouvelable. Des propositions ont été faites par des développeurs sur la biomasse,

notamment pour argumenter la production solaire dans la partie sud du pays où les ressources en biomasse sont abondantes. Les outils du Nigeria et de la Sierra Leone sont remarquablement similaires.

L'outil tarifaire est fondé sur la méthode du coût du service (méthodologie basée sur le taux ou le rendement) et calcule donc le tarif à partir des besoins en recettes qui sont la somme des éléments suivants : Coût opérationnel + Amortissement + Rendement + Marge liée au rendement + Paiements à la Compagnie de distribution.

Données d'entrée

Toutes les variables qui entrent dans le calcul des besoins en recettes sont des données intégrées dans l'outil tarifaire. Les onglets de saisie prévoient les éléments suivants:

- Actifs d'entrée/définitions des actifs - Les groupes d'actifs utilisés sont les suivants : Les actifs de production, les coûts de développement du projet, les coûts d'exploitation initiaux, les actifs de distribution, les connexions des clients et les coûts à l'échelle de l'entreprise.
 - Coûts en capital - les actifs sont regroupés en fonction de leur durée de vie utile/année d'amortissement et de leurs caractéristiques d'utilisation communes. Les actifs sont évalués au coût historique. Le % des actifs non financés par des subventions est inséré dans la colonne financement.
 - Les intérêts intercalaires ne sont pas prévus et par conséquent il n'y a pas de disposition pour cela.
 - Amortissement - La méthode de l'annuité est utilisée.
 - Fonds de roulement - Les opérateurs utilisent des compteurs intelligents et prépayés, donc pas de fonds de roulement.
- Finance d'entrée
 - Retour sur investissement en tant que coût moyen pondéré du capital (WACC) - Le coût de la dette est expliqué comme étant le taux d'intérêt de la dette « prévu ». Pour les projets enregistrés, le coût des capitaux propres applicable est prescrit dans le règlement comme étant le taux d'intérêt de la dette prévue + 6 %. Les développeurs peuvent choisir soit de négocier le tarif directement avec les communautés (et la restriction prévue dans le texte s'applique), soit d'utiliser l'outil MYTO, auquel cas le coût des capitaux propres n'est pas prescrit par le règlement.
 - Impôt sur les retours sur investissement - Il n'y a pas de ligne séparée pour l'impôt. On suppose que les développeurs bénéficient du statut de pionnier à ce stade précoce du développement du marché et pourraient donc ne pas payer de taxe. Lorsque l'outil sera revu après l'expiration du statut de pionnier, la taxe sera saisie. Cependant, les clients paient une taxe sur la valeur ajoutée de 7,5 % pour chaque achat d'unités d'électricité, taxe qui sera reversée par le développeur au bureau des impôts approprié.
 - L'outil comporte une marge bénéficiaire liée au rendement - en devise locale par kWh produit.
- Coûts d'entrée
 - Coûts d'exploitation et de maintenance - Les dépenses d'exploitation sont regroupées en « coûts d'exploitation variables » et « coûts d'exploitation constants ». Le modèle permet à l'utilisateur d'augmenter certains coûts.
 - Les coûts de ré-interconnexion payés aux compagnies de distribution en tant que frais d'utilisation nets de l'énergie vendue aux compagnies de distribution sont saisis dans

l'onglet Insérer les compagnies de distribution autonomes et sont ensuite ajoutés aux revenus admissibles dans l'onglet Calcul du tarif.

- Demande d'entrée et Facteurs de capacité
 - L'outil ne tient pas compte de la capacité nominale ou des facteurs de capacité. En revanche, la NERC examine le modèle tarifaire pour estimer l'alimentation optimale et le modifier pour supprimer toute capacité excédentaire. Si le tarif est trop élevé, les abonnés sont moins nombreux. L'agence d'électrification rurale vérifie également l'absence de capacité excédentaire avant d'accorder une subvention.
 - Il n'y a pas d'ajustement relatif à la capacité inutilisée au cours des premières années où l'outil utilise la consommation totale d'énergie (kWh/an) et les coûts complets de l'installation dans le calcul du tarif.
 - Dans le calcul de la consommation totale d'énergie, le modèle utilise la croissance du nombre de clients et la croissance de la demande par client.
- Variables fixes –
 - L'outil précise certaines (mais pas toutes) des variables qui sont fixes.
- Sources d'information –
 - La Banque centrale du Nigeria (CBN) est la principale source d'information. Le taux d'intérêt est tiré de la fiche technique du projet.

L'outil est un MYTO de 5 ans qui, en théorie, signifie que les changements futurs anticipés du tarif (sur la période de cinq ans) sont déjà pris en compte dans le MYTO au moment de la demande tarifaire. Le règlement permet une révision en démontrant la cause (pouvant provenir de la communauté ou du développeur), sinon les développeurs sont supposés maintenir les tarifs au même niveau pendant 5 ans. L'outil ne prévoit pas d'ajustements automatiques de la dépréciation des devises étrangères.

8.6.3 Sorties de l'outil tarifaire - besoins en recettes, structures tarifaires et analyse de sensibilité
Besoins en recettes: L'élaboration du tarif est fondée sur les principes du taux de rendement (coût du service) pour calculer les besoins en recettes (RR). Selon ce principe, les tarifs des mini-réseaux doivent permettre à ces derniers de récupérer les coûts d'investissement initiaux, les coûts d'exploitation et de maintenance supportés de manière prudente et d'obtenir un retour sur investissement raisonnable.

<i>Besoin en recettes = Coût opérationnel + Amortissement + Rendement + Marge liée au rendement + Paiements à la Compagnie de distribution</i>

Les recettes non tarifaires telles que la redevance de connexion est soustraite des coûts de connexion, les subventions en capital sont déduites de la base d'actifs réglementés.

Catégories de clients: L'outil laisse la catégorisation des clients à l'utilisateur.

Structures tarifaires: La NERC autorise des options de structures tarifaires tant que la structure permet au développeur de percevoir ses recettes. Les structures tarifaires suivantes sont utilisées : Mode de facturation par prépaiement (PAYG) moyen, identique au tarif basé sur l'énergie, tarif forfaitaire moyen (revenus/nb de clients), tarif moyen de jour et tarif moyen de nuit (ToU). Les structures tarifaires des mini-réseaux ne doivent pas obligatoirement être similaires à celles des services publics nationaux. Les développeurs sont autorisés à faire des subventions croisées entre catégories de clients - Un tarif de base est déterminé, et tous les autres tarifs sont un % de ce tarif de base.

Capacité et propension à payer. Il n'est pas clairement établi si le tarif des coûts évités est pris en compte dans cette analyse.

Collecte et calcul d'indicateurs de performance comparatifs : L'outil prévoit des repères de coûts que la Commission applique pour déterminer et comparer des mini-réseaux similaires afin de repérer les valeurs aberrantes.

Analyse de sensibilité: L'outil ne dispose pas d'une section d'analyse de scénarios.

Évaluation à l'arrivée du réseau principal: A l'arrivée du réseau principal (réseaux de la compagnie de distribution), le détenteur du permis a droit à une compensation équivalente à la valeur amortie de l'investissement dans le mini-réseau plus une année de recettes.

8.6.4 Lacunes, défis et enseignements tirés de l'utilisation de l'outil tarifaire

Tableau 7: Outil du Nigeria: Lacunes, défis et enseignements tirés

Lacunes, défis et enseignements tirés
Lacunes de l'outil
L'outil ne précise pas toutes les variables qui sont fixes, par exemple, les pertes techniques autorisées.
Il n'y a pas de disposition prévue dans l'outil concernant le fonds de roulement.
Il ne prévoit pas d'ajustement automatique de la dépréciation de la monnaie étrangère pendant la période de contrôle.
La taxe n'est pas expliquée dans l'outil.
Il n'est pas clairement établi si le coût évité est pris en compte dans l'analyse de la capacité et de la propension à payer.
L'outil ne prévoit pas d'analyse de sensibilité pour tester les différentes entrées et sorties.
L'outil précise certaines (mais pas toutes) des variables qui sont fixées.
Défis et enseignements tirés
Les communautés ne sont pas assez compétentes pour examiner leurs tarifs. Au stade des études de faisabilité, le développeur doit organiser des séances d'information à l'intention des consommateurs et former un comité de consommateurs d'électricité qui est censé être composé de membres éclairés de la communauté. Le comité peut également consulter/contacter la Commission pour obtenir des éclaircissements et des explications sur les tarifs et d'autres questions concernant le mini-réseau.
L'autorité de régulation ne dispose pas d'informations lui permettant d'évaluer si les coûts sont raisonnables. Pour relever ce défi, l'autorité de régulation prévoit de mener une étude de marché afin d'obtenir une gamme de coûts d'équipement d'où ils proviennent comme guide d'information sur le coût de ces équipements pour pouvoir les comparer. Il est également recommandé que l'AFUR mette en place un projet commun pour compiler un recueil de données provenant de divers projets que les régulateurs peuvent utiliser pour connaître le niveau d'efficacité, le niveau des tarifs, etc.
Les développeurs travaillent parfois dans des endroits très éloignés, sans réseau de communication, ce qui entrave les demandes de tarifs en ligne. Pour relever ce défi, le régulateur devrait fournir des outils de demande en ligne et un système de suivi en ligne.
L'environnement réglementaire est onéreux, par exemple les coûts des ESIA (Etudes d'Impact Environnemental et Social) sont très élevés. Pour relever ce défi, la Commission, le ministère fédéral de l'environnement et d'autres parties prenantes ont revu l'ESIA pour les mini-réseaux et réduit considérablement le coût pour le rendre raisonnable compte tenu des capacités des mini-réseaux et de leurs exigences environnementales.

8.7 Comparaison des lacunes constatées dans chaque outil tarifaire national analysé

Le tableau suivant fournit un résumé comparatif des lacunes constatées dans les outils nationaux analysés.

Tableau 8: Comparaison des lacunes constatées dans chaque outil tarifaire national analysé

Lacune	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
L'outil ne prévoit pas d'ajustements annuels d'éléments tels que le change au cours de la période de contrôle tarifaire.	Oui				Oui
L'outil ne permet pas une demande tarifaire par portefeuille et un tarif est lié à un site.	Oui				
Pas de sources d'information spécifiées (taux de change, taux d'inflation, etc.).	Oui	Oui	Oui		
L'outil n'est pas très précis sur la manière dont le tarif des coûts évités est pris en compte dans l'analyse de la capacité et de la propension à payer.	Oui		Oui	Oui	Oui
L'outil ne prévoit pas d'évaluation des actifs du mini-réseau à l'arrivée du réseau principal.	Oui	Oui		Oui	
L'outil ne prévoit pas d'analyse de sensibilité.	Oui			Oui	Oui
L'outil ne prévoit pas le calcul et la collecte d'indicateurs de performance comparatifs qui pourraient être utilisés pour élaborer des critères de référence.	Oui	Oui	Oui	Oui	
L'outil ne précise pas toutes les variables qui sont fixes.			Oui	Oui	Oui
L'outil ne prévoit pas de disposition concernant le fonds de roulement.				Oui	Oui
L'outil ne fait pas apparaître la taxe dans le calcul des besoins en recettes.				Oui	Oui
L'outil ne permet pas de flexibilité dans la structuration des tarifs.		Yes	Yes	Oui	
L'outil ne permet pas une demande tarifaire pluriannuelle.					

Clé : Oui, signifie que l'outil présente la lacune.

9 Consultations auprès des parties prenantes

9.1 Régulateurs nationaux

Comme expliqué dans la méthodologie, les régulateurs nationaux ont été consultés dans le cadre de l'évaluation de leurs outils tarifaires respectifs. Les observations des autorités de régulation sont donc prises en compte dans l'analyse des outils fournis dans la section précédente.

9.2 Développeurs de mini-réseaux

9.2.1 Introduction

Après avoir évalué les outils tarifaires des autorités de régulation respectifs, l'activité du projet a concerné la consultation auprès des développeurs pour obtenir leurs points de vue sur les outils de règlement tarifaire des mini-réseaux sur les marchés qu'ils exploitent ou envisagent d'exploiter. Certains des développeurs opèrent dans les pays dont les outils ont été évalués et ont donc fourni des perspectives pratiques de ces outils de règlement tarifaire. Les consultations auprès des développeurs ont porté sur les domaines suivants: -

1. Pays d'intervention et facteurs influençant le choix des pays
2. Expériences et enseignements tirés de l'utilisation des outils tarifaires de l'autorité de régulation
3. Propositions de simplification du règlement tarifaire et de développement d'un outil tarifaire amélioré

Les sept (7) développeurs consultés ont collectivement des projets de mini-réseaux en exploitation ou en cours d'élaboration dans huit (8) pays subsahariens en Afrique orientale, australe, occidentale et centrale. Les pays sont la Tanzanie, le Kenya, l'Ouganda, la Zambie, le Nigeria, la Sierra Leone, le Bénin et le Cameroun. Certains de ces développeurs opèrent dans plus d'un de ces pays et, par conséquent, ont connu des variations d'un pays à l'autre dans les pratiques réglementaires des mini-réseaux et les outils de règlement tarifaire.

Les développeurs ont identifié divers facteurs importants dans l'évaluation des marchés qu'ils choisissent pour développer leurs projets mini-réseaux. Ces facteurs comprennent : l'existence d'un cadre réglementaire relative au mini-réseau dans le pays ; le statut d'électrification dans lequel le gouvernement souhaite utiliser le mini-réseau comme moteur de l'électrification rurale ; la taille potentielle du marché des consommateurs du mini-réseau ; la disponibilité d'un appui financier pour l'élaboration des projets mini-réseaux ; Environnement politique/facilité à conduire des affaires dans un pays.

9.2.2 Résumé : Expériences et enseignements tirés de l'utilisation des outils et améliorations proposées

Diverses questions ont été posées aux développeurs pour évaluer leurs expériences respectives et les enseignements tirés de l'utilisation des outils tarifaires de l'autorité de régulation dans les pays où ils opèrent, ainsi que pour obtenir des propositions visant à simplifier le règlement tarifaire et à concevoir un outil tarifaire amélioré.

Certains des développeurs de mini-réseaux interrogés ont lancé des projets mini-réseaux en Afrique à partir de 2015. Ces développeurs reconnaissent que de nombreux progrès ont été réalisés dans l'établissement des tarifs pour les mini-réseaux depuis lors. Malgré ces progrès, les développeurs ont indiqué qu'il restait des préoccupations à prendre en compte pour améliorer l'établissement des tarifs. Il a également été indiqué que le règlement tarifaire varie d'un pays à l'autre et, par conséquent, les préoccupations des développeurs concernant les cadres de règlement tarifaire actuels varient d'un

pays à l'autre. Alors que certaines des propositions sont spécifiques aux outils de règlement tarifaire, d'autres sont générales à l'environnement réglementaire des mini-réseaux. Voici quelques-unes de ces expériences et propositions:

Tableau 9: Préoccupations des développeurs concernant des tarifs actuels, les outils et les propositions d'améliorations

Les marchés et l'establishment politique veulent des tarifs plus bas. Mais ces tarifs plus bas ne reflètent pas les coûts, et l'incitation en faveur d'un tarif plus bas ne s'accompagne pas d'un appui sous forme de subventions. Le développeur prend en charge la subvention.

La proposition est que la démarche pour des tarifs plus bas devrait être soutenue par des subventions proportionnelles pour équilibrer l'accessibilité financière par les consommateurs avec la durabilité du mini-réseau. Il est important d'obtenir l'adhésion des gouvernements aux cadres de règlement tarifaire.

Parfois, il y a un décalage entre les règlements promulgués et les directives politiques ad hoc. Lorsque le cadre réglementaire promulgué est modifié précipitamment sans consultation par l'intermédiaire de telles directives, et une fois les investissements réalisés, ils érodent la viabilité économique des mini-réseaux.

La proposition est que la certitude et la stabilité des politiques sont requises une fois que les investisseurs ont pris des engagements sur la base des cadres existants pour protéger la viabilité des mini-réseaux. Le processus de changement des cadres réglementaires doit être clair et les changements ne doivent pas nuire aux investissements existants.

La réglementation prévoit généralement des délais de traitement tarifaire qui varient entre 30 jours et 90 jours dans les pays dont les outils tarifaires ont été revus. Cependant, l'expérience montre que l'un des principaux défis avec les autorités de régulation est la lourdeur administrative qui ralentit les processus de telle sorte que les approbations tarifaires ne sont pas toujours faites dans les délais prescrits par les règlements.

La proposition vise à remédier aux obstacles, notamment en offrant une formation à l'utilisation sur l'outil tarifaire.

Le secteur électrique réglementé est par nature complexe et sa réglementation est une discipline spécialisée. Il est inhérent que le processus et les outils de réglementation tarifaire ne sont pas familiers aux nouveaux venus. Il a donc été observé que certains des outils semblent compliqués pour certains utilisateurs et nécessitent beaucoup d'informations pour obtenir le produit tarifaire.

La proposition consiste à équilibrer le niveau de détails demandé par les autorités de régulation concernant l'outil tarifaire et les grandes catégories d'informations préférées des développeurs. L'outil doit également trouver un équilibre entre la simplicité et la précision : plus le nombre de fonctionnalités requises est important, plus les fonctionnalités requises sont nombreuses, plus l'outil devient complexe et volumineux.

Les défis spécifiques liés aux outils tarifaires comprennent : certains outils n'indiquent pas toutes les données fixes; les références de coûts à utiliser par les autorités de régulation pour évaluer les coûts manquent, ce qui laisse de la place pour discuter de chaque variable car il existe des hypothèses variables sur les données de coûts ; l'ajustement de la dépréciation du taux de change n'est pas atténué dans les arrêtés tarifaires pluriannuels (MYTO) qui exigent que les tarifs restent les mêmes pendant la période de contrôle tarifaire ; certains délais de contrôle tarifaire sont d'un an, ce qui est trop court et risqué pour les investisseurs; aucune flexibilité n'est accordée aux

développeurs dans la structuration tarifaire; manque de clarté sur la façon dont la compensation est calculée lorsque le réseau empiète sur le territoire de service mini-réseau ; certains outils ne prévoient pas de demandes tarifaires par portefeuille car certaines réglementations prescrivent des tarifs de sites individualisés.

Les propositions pour répondre aux limitations spécifiques de ces outils tarifaires sont les suivantes: Les outils devraient communiquer les données fixes ; Les autorités de régulation devraient élaborer des références de coûts tout en tenant compte de la spécificité de chaque projet. L'outil pourrait avoir des produits collectés pour des références, par exemple, Capex par kW, Opex par kW, Opex par client, etc. L'outil doit permettre l'ajustement de variables incontrôlables telles que la dépréciation des devises au cours de la période de contrôle tarifaire ; Structurer l'outil pour une période de contrôle d'au moins 5 ans, MYTO, avec une option pour les tarifs de cycle de vie ; les autorités de régulation devraient accorder aux développeurs la flexibilité de procéder à leur propre structuration tarifaire mais juste s'assurer que les consommateurs ne sont pas exploités ; L'évaluation de l'actif du mini-réseau doit être prévue dans l'outil à utiliser en compensation à l'arrivée du réseau national; les outils devraient prévoir des demandes tarifaires par portefeuille à utiliser là où la réglementation le permet. L'outil doit avoir un guide de l'utilisateur et les régulateurs ont besoin d'une capacité adéquate pour utiliser l'outil.

Autres propositions

En ce qui concerne le dimensionnement de l'installation et la capacité excédentaire, il s'agit d'un véritable défi lorsque la demande prévue ne se matérialise pas après le dimensionnement et l'installation du système, laissant une capacité excédentaire. La demande est plus faible en raison d'un nombre de connexions inférieur aux prévisions ou de la consommation par client inférieure aux prévisions. Dans certains cas, la consommation est également saisonnière. Les tarifs reflétant les coûts sont faussés en cas de capacité excédentaire. Les autorités de régulation ont raison de ne pas autoriser les clients connectés à payer pour des capacités excédentaires en utilisant la capacité installée dans le calcul des tarifs. Les développeurs apprennent et améliorent la manière de dimensionner, et certains utilisent des conceptions modulaires pour commencer petit et augmenter la capacité à mesure que la consommation augmente. L'inconvénient de cette approche modulaire est que les économies d'échelle en dépenses d'investissement sont perdues.

Un dernier aspect demandé qui peut être ajouté en tant qu'analyse de sensibilité est que l'outil tarifaire montre l'écart entre le tarif reflétant les coûts du mini-réseau, un tarif du mini-réseau national standardisé (tarif rural) et la subvention requise. Cette subvention pourrait être financée par des bailleurs et des gouvernements.

9.2.3 Questions et réponses spécifiques

Ce qui suit est une synthèse des réponses obtenues aux questions spécifiques posées aux développeurs. Les réponses textuelles de ces consultations avec les développeurs sont disponibles à l'annexe 2 du présent rapport.

Préoccupations spécifiques des développeurs concernant les cadres actuels de règlement tarifaire dans les pays d'intervention.

Expériences et enseignements	Propositions d'améliorations
<ul style="list-style-type: none"> Tous les marchés veulent des tarifs bas, mais ces tarifs bas ne reflètent pas les coûts, et l'incitation en faveur d'un tarif inférieur ne s'accompagne pas de subventions. La subvention est prise en charge par le développeur. 	<ul style="list-style-type: none"> La campagne en faveur des tarifs plus bas devrait être soutenue par des subventions proportionnelles pour équilibrer l'accessibilité financière par les consommateurs avec la durabilité du mini-réseau.
<ul style="list-style-type: none"> Il y a un décalage entre les règlements promulgués et les directives ad hoc. Les cas où les investisseurs prennent une décision sur un certain cadre qui change alors du jour au lendemain sans consultation, une fois les investissements réalisés, érodent la viabilité des mini-réseaux. 	<ul style="list-style-type: none"> La certitude et la stabilité des politiques sont nécessaires une fois que les investisseurs ont pris des engagements sur la base des cadres existants pour protéger la viabilité des mini-réseaux. Établir les procédures à suivre pour les demandes de tarifs/renouvellements/changements de cadres.
<ul style="list-style-type: none"> La haute administration dans l'establishment politique sont plus intéressés par les niveaux de tarifs que par l'outil tarifaire en soi. 	<ul style="list-style-type: none"> Il est important d'obtenir l'adhésion des gouvernements aux cadres de règlement tarifaire.
<ul style="list-style-type: none"> Les accords entre les acheteurs et vendeurs consentant ne sont pas facilement sanctionnés par l'autorité de régulation, même lorsque les développeurs ont convenu d'un tarif avec la communauté, l'autorité de régulation peut passer outre ces accords dans l'intérêt public. 	<ul style="list-style-type: none"> Les règlements tarifaires négociés (accords entre acheteurs et vendeurs consentant) doivent être soutenus. Accorder une certaine flexibilité pour la personnalisation des règlements tarifaires.

Expérience de l'utilisation de l'outil tarifaire normalisé hors réseau respectif des autorités de régulation existantes / L'Autorités de régulation accepte-t-elle les tarifs générés par leur outil tarifaire respectif ?

Expériences et enseignements	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> Les outils existants présentent des défis variés qui comprennent : - <ul style="list-style-type: none"> Certains des outils sont très compliqués et nécessitent beaucoup d'informations pour obtenir la production tarifaire. 	<ul style="list-style-type: none"> Trouver un équilibre entre le niveau de détails demandé par les autorités de régulation et les grandes catégories préférées des développeurs pour donner des mesures de combien cela coûte - cela réduira les détails excessifs demandés dans les outils actuels et réduira la charge de fournir des détails inutiles.
<ul style="list-style-type: none"> les outils ne communiquent pas toutes les données fixes. 	<ul style="list-style-type: none"> Les outils doivent communiquer les données fixes.
<ul style="list-style-type: none"> l'outil peut prendre beaucoup de temps et les autorités de régulation prennent plus de temps pour traiter les tarifs que ce qui est spécifié dans la réglementation. 	<ul style="list-style-type: none"> Les autorités de régulation ont besoin d'une capacité suffisante pour utiliser l'outil

Expériences et enseignements	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> ○ il faut beaucoup d'apprentissage sur les coûts ○ les références de coûts à utiliser par les autorités de régulation pour évaluer les coûts font défaut - vous pouvez argumenter sur chaque variable car il existe différentes hypothèses sur les données relatives aux coûts. 	<ul style="list-style-type: none"> • Les autorités de régulation devraient concevoir des références de coûts tout en tenant compte de la spécificité de chaque projet. L'outil pourrait avoir des produits qui seront collectés pour des références, par exemple, Capex par kW, Opex par kW, Opex par client, etc.
<ul style="list-style-type: none"> • L'ajustement de la dépréciation du taux de change n'est pas atténué dans les arrêtés tarifaires pluriannuels (MYTO) qui exigent que les tarifs restent les mêmes pendant la période de contrôle tarifaire. 	<ul style="list-style-type: none"> • Autoriser l'ajustement des variables incontrôlables comme la dépréciation du change et communiquer toutes les variables tarifaires fixes.
<ul style="list-style-type: none"> • Même si vous disposez d'un outil qui fonctionne bien pour donner un tarif reflétant les coûts, la différence entre le tarif national des services publics et le tarif reflétant les coûts du mini-réseau n'est pas durable à long terme car il va y avoir une pression politique pour amener ce tarif à être aligné sur le réseau national. Les développeurs peuvent essayer d'expliquer la différence en termes de fiabilité du service, d'efficacité, mais le débat sur l'équité demeure. 	<ul style="list-style-type: none"> • Envisager des alternatives au tarif reflétant les coûts, telles que: <ol style="list-style-type: none"> 1. avoir un tarif national des mini-réseaux pour tous les développeurs qui pourrait être supérieur au tarif du réseau national, mais pas excessivement élevé, ce qui est politiquement acceptable et peut être expliqué au public. Le mini-réseau peut même conserver le tarif national, mais avec les mini-réseaux autorisés à facturer des frais de service pour couvrir le niveau de service accru fourni par le mini-réseau (le service public national est très médiocre par rapport au service de mini-réseau qui est fiable, il est renouvelable, fait appel à un prestataire local dans le village pour accompagner les clients). La prime de service disparaîtra dès que le mini-réseau sera connecté au réseau électrique national. 2. avoir un tarif de service public national et que l'écart entre le tarif du mini-réseau et le tarif du service public national soit satisfait avec une subvention tarifaire financée par la communauté des bailleurs. L'écart de viabilité sera différent pour chaque développeur car ils ont différentes structures de coûts et des TRI cibles.

Comment l'outil doit-il gérer les surcapacités dans les premières années lorsque la prévision de la demande est inférieure à la capacité installée (L'outil doit-il utiliser la prévision de la demande ou la capacité installée dans le calcul des tarifs)?

Expérience et enseignements	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> Il existe un réel défi que la demande prévue ne se matérialise pas une fois le système dimensionné et installé, laissant une capacité excédentaire. La demande est plus faible en raison d'un nombre de connexions inférieur aux prévisions ou de la consommation par client inférieure aux prévisions. Dans certains cas, la consommation est également saisonnière. 	<ul style="list-style-type: none"> Certains développeurs utilisent des conceptions modulaires pour atténuer le risque de surdimensionnement. Il est préférable de commencer avec une capacité juste suffisante pour la demande immédiate et d'augmenter la taille du mini-réseau à mesure que la demande augmente. Cela réduira l'investissement initial déployé. La même chose devrait être faite avec le système de distribution - il faut plus de temps pour que les gens se connectent, d'où la nécessité de commencer par construire le réseau de distribution là où il y a une demande immédiate de connexion. Mais les développeurs ne sont pas sûrs que les bailleurs de fonds acceptent la perte d'économies d'échelle qui en résultera. Encourager les initiatives d'utilisation productive de l'énergie (PUE) pour augmenter la demande et améliorer la viabilité commerciale du mini-réseau.
<ul style="list-style-type: none"> Les autorités de régulation ont raison de ne pas autoriser les clients connectés à payer pour la capacité excédentaire en utilisant la capacité installée dans le calcul des tarifs. Les développeurs apprennent et améliorent le dimensionnement. 	
<ul style="list-style-type: none"> Les tarifs reflétant les coûts sont épouvantables lorsqu'il y a une capacité excédentaire. 	

Quelle est la période de contrôle tarifaire que vous préférez (par exemple, 1 an, pluriannuel de 3 ans, pluriannuel de 5 ans, période de licence entière, etc.) ? Et quelles variables devraient faire l'objet d'ajustements annuels automatiques ?

Récapitulatif	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> Le risque d'une révision tarifaire n'est pas favorable au financement. Plus la période de contrôle est longue, mieux ce sera (c'est-à-dire au moins cinq ans ou plus). 	<ul style="list-style-type: none"> Structurer l'outil pour une durée de contrôle d'au moins 5 ans avec une option pour les tarifs de cycle de vie. Prévoir des ajustements automatiques annuels de la dépréciation du change, de l'escalade de l'inflation, de l'ajustement du coût du carburant.
<ul style="list-style-type: none"> Le tarif devrait prévoir des ajustements automatiques au cours de la période de contrôle, pour des facteurs exogènes tels que la dépréciation des devises et les coûts du carburant. 	

L'outil doit-il permettre aux développeurs de choisir leur propre structure tarifaire pour chaque projet (Note importante : certaines réglementations ont des structures prescrites) / Quelles structures tarifaires doivent être prévues dans l'outil tarifaire ? / Faut-il autoriser les développeurs à faire des subventions inter-catégories de clients ? / Comment la capacité et la propension à payer des clients sont-elles prises en compte dans les décisions de structuration tarifaire ?

Récapitulatif	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> Lorsque cela est permis, différents développeurs suivent des structures différentes, et même le développeur peut utiliser différentes structures tarifaires dans 	<ul style="list-style-type: none"> Les autorités de régulation devraient s'assurer que les consommateurs se voient facturer des tarifs abordables qui sont durables et permettent aux développeurs

Récapitulatif	Propositions relatives aux améliorations
<p>différents contextes. Les consommateurs sont différents et, par conséquent, des structures tarifaires parfois uniformes peuvent ne pas être idéales.</p> <ul style="list-style-type: none"> Des exemples de structures alternatives au tarif du kWh pur sont: <ul style="list-style-type: none"> -Un tarif qui comprend des frais de service plus une composante kWh, où le tarif du kWh est similaire au tarif national des services publics et les frais de service sont pour un service/fiabilité supérieur du mini-réseau. -Les forfaits quotidiens, hebdomadaires et mensuels basés sur les services constituent une offre supérieure pour les clients à faible revenu. Mais ces clients ne souhaitent pas que ces forfaits expirent. - La structure tarifaire adaptée aux clients à budget fixe (mensuel) ou aux clients à revenus saisonniers. 	<p>de disposer de la flexibilité nécessaire pour établir leur propre structuration tarifaire.</p> <ul style="list-style-type: none"> Si AFUR propose un outil tarifaire, il sera très important d'avoir une flexibilité sur les structures tarifaires, c'est-à-dire la flexibilité d'utiliser différentes structures tarifaires pour s'adapter aux profils de clients de projets individuels.

Comment l'outil doit-il prévoir la valorisation à l'arrivée du réseau national ?/ Quelle doit être la méthode d'évaluation des mini-réseaux à l'arrivée du réseau national ?

Récapitulatif	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> Il y a un besoin de clarté sur la façon de calculer l'indemnisation. L'évaluation doit faire partie de l'outil tarifaire et ne peut être séparée du tarif et du financement. 	<ul style="list-style-type: none"> L'évaluation de l'actif du mini-réseau doit être prévue dans l'outil à utiliser en compensation à l'arrivée du réseau national. Pour l'évaluation réglementaire, il convient de considérer la valeur nette d'amortissement de l'actif.

Autres commentaires/observations sur l'outil tarifaire du mini-réseau/Autres enseignements tirés de l'utilisation des outils de règlement tarifaire hors réseau existants du régulateur

Récapitulatif	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> Les autorités de régulation ne devraient pas faire face à cette complexité de tarif individualisé et devraient passer à un tarif de mini-réseau national normalisé, la différence étant compensée par une subvention. Un tel tarif de mini-réseau national standardisé est défini sur la base de ce qui est abordable et politiquement acceptable. L'outil tarifaire aura pour objectif de montrer l'écart entre le tarif reflétant les coûts et la subvention. 	<ul style="list-style-type: none"> Chercher un moyen de simplifier le processus d'approbation afin que les développeurs ne perdent pas de temps et de ressources. Les parties prenantes du mini-réseau dans les différents pays devraient converger vers un tarif de mini-réseau agréable et acceptable pour le secteur privé et public. La différence entre le tarif du mini-réseau et le tarif reflétant les coûts devrait être couverte par une subvention intelligente. Cela protégera les intérêts et la durabilité

Récapitulatif	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> • Même si l'outil fournit les tarifs souhaités, les régulateurs n'acceptent parfois pas les tarifs de leurs propres outils et les abaissent, en raison de pressions politiques. • Il est nécessaire de trouver un accord entre les développeurs, les investisseurs, les donateurs et les régulateurs sur le tarif à atteindre. Cela devrait être fait au niveau national. • L'un des principaux défis à relever avec les régulateurs est le processus bureaucratique. 	<p>du consommateur final et les investissements engagés avec prudence par le secteur privé.</p> <ul style="list-style-type: none"> • AFUR doit former les autorités de régulation au moins trois fois par an à l'utilisation de ces outils, notamment au MYTO, afin d'accroître les compétences d'utilisation des outils.

9.3 Organismes de financement (Bailleurs de fonds et Investisseurs)

9.3.1 Introduction

L'activité de projet a également consulté les bailleurs de fonds qui investissent dans les projets de mini-réseaux promus par les développeurs. Cela a fourni leurs points de vue sur le paysage du financement du mini-réseau et l'importance du règlement tarifaire dans le déblocage du financement pour la mise à l'échelle. Les consultations auprès des bailleurs de fonds ont porté sur les domaines suivants: -

1. Investissements dans les mini-réseaux- considérations et types de financement.
2. Pourquoi les outils de règlement tarifaire des mini-réseaux intéressent les bailleurs de fonds.
3. Préoccupations concernant les cadres de règlement tarifaire actuels dans les pays d'intérêt.
4. Propositions de simplification des règlements tarifaires

Au total, six (6) bailleurs de fonds soutenant des projets de mini-réseaux dans quatorze (14) pays africains ont été consultés. Ces pays sont le Kenya, la Tanzanie, l'Ouganda, le Rwanda, l'Éthiopie, la Somalie, la Zambie, le Lesotho, le Ghana, la Sierra Leone, le Nigéria, le Bénin, la République démocratique du Congo (RDC) et Madagascar. Certains de ces bailleurs de fonds appuient des projets de mini-réseaux dans plusieurs pays. Ces pays comprennent les cinq dont les outils de règlement tarifaire ont été analysés. Afin de parvenir à une décision d'investir dans un pays particulier, certains investisseurs examinent le cadre réglementaire (par exemple, la stratégie énergétique/les plans directeurs) même s'il n'est pas parfait, mais tant qu'il montre la bonne volonté du gouvernement de faire fonctionner le secteur du réseau mini-réseau.

9.3.2 Résumé : Financement, préoccupations concernant les règlements tarifaires actuels et propositions relatives aux améliorations

Le sujet sur le règlement des tarifs est important pour les bailleurs de fonds car le plus grand défi dans l'intensification du déploiement du mini-réseau est la suffisance des tarifs pour récupérer les coûts afin d'atteindre la durabilité opérationnelle. Les développeurs ont besoin de tarifs pour obtenir des financements, car les investisseurs prennent en compte les flux de trésorerie de ces tarifs pour prendre des décisions d'investissement. Les outils tarifaires sont importants pour accorder aux développeurs et aux investisseurs une visibilité sur les tarifs auxquels ils peuvent s'attendre. Les outils tarifaires sont également essentiels pour accélérer les processus d'approbation des tarifs.

Type de financement : Ces bailleurs de fonds fournissent un financement de démarrage soit directement, soit par l'intermédiaire d'autres structures d'investissement. Les types de financement fournis aux mini-réseaux comprennent : les fonds propres, la dette, le financement de projets et le financement axé sur les résultats (RBF). Tous les investisseurs n'exigent pas que les entités émettrices aient nécessairement des subventions en place pour pouvoir accéder au financement par emprunt/fonds propres. Les mini-réseaux sont de nature naissante et en raison des risques inhérents et des problèmes de bancabilité, il y a eu un financement commercial et concessionnel limité dans l'espace des mini-réseaux.

Préoccupations concernant les règlements tarifaires actuels et les propositions relatives aux améliorations : Les bailleurs de fonds ne se sont pas attardés sur la mécanique des outils de règlement tarifaire, mais se sont plutôt concentrés sur l'importance du règlement tarifaire et son impact sur leurs activités de financement. Voici quelques-unes de leurs observations et propositions:

Tableau 10: Préoccupations des bailleurs de fonds concernant le règlement tarifaire actuel, les outils et les propositions relatives aux améliorations

Les mini-réseaux sont confrontés à des défis pour obtenir un financement par dette commerciale auprès des banques, comme indiqué ci-dessus. La dette limitée disponible est fournie par quelques institutions financières de développement (IFD). Les développeurs sont donc plus dépendants du financement en fonds propres. Pourtant, les autorités de régulation appliquent une structure de capital cible aux mini-réseaux, ce qui n'est pas réalisable dans la pratique. L'effet de ceci est que le calcul du rendement du capital est artificiellement inférieur à la réalité.

La proposition est que le type et le coût du financement varient d'un projet à l'autre et d'un bailleur de fonds à l'autre. Cette variation devrait être prise en compte par les organismes de réglementation.

Un défi pour les bailleurs est que les projets sont trop lents et n'absorbent pas le financement disponible car la vitesse des approbations réglementaires est très lente et longue.

La proposition est que les outils tarifaires doivent se faire dans les cadres réglementaires solides qui fonctionnent bien. En outre, l'initiative de l'AFUR devrait proposer des lignes directrices régionales sur l'accélération des processus d'approbation réglementaire.

Les tarifs deviennent très politiques. Les gouvernements ne suivent pas toujours ces outils parce qu'ils veulent réduire le tarif. C'est un problème si le tarif n'est pas finançable (trop bas) ou politiquement défendable (trop élevé).

Il est proposé que la conversation tarifaire soit liée à la conversation sur les subventions. L'électrification rurale est une industrie subventionnée dans le monde entier et aucun pays n'a procédé à une électrification rurale sans subvention. C'est donc un défi d'avoir un mini-réseau entièrement financé par le privé sans subventions car le tarif sera trop élevé. Un exemple consiste à envisager d'avoir des tarifs ruraux standardisés pour les mini-réseaux au lieu de différents tarifs individualisés. À partir de ce tarif rural, il faut établir une subvention qui est requise pour chaque village/projet. Le tarif rural standard peut avoir un lien avec le tarif du réseau.

Le gouvernement outrepassa le cadre réglementaire existant du mini-réseau qui défait les aspects économiques des investissements dans le mini-réseau.

Il est nécessaire que les gouvernements s'engagent politiquement à s'en tenir aux cadres existants une fois que l'investisseur s'y engage. Les révisions des cadres devraient s'appliquer aux nouveaux développements, et non à ceux qui sont déjà investis sur la base des cadres existants.

Les outils sont différents/séparés des règlements, même lorsqu'il peut être écrit dans les règlements que les outils tarifaires seront élaborés.

La proposition est que lors de l'élaboration des règlements, l'outil devrait faire partie de ces règlements et non des documents distincts. En outre, les réglementations devraient indiquer les principaux éléments de l'outil tarifaire, par exemple le rendement des capitaux propres, etc.

Les pays prévoient une compensation lorsque le réseau national arrivera, mais il n'y a aucune certitude par rapport à qui paiera la compensation.

Néanmoins, une évaluation doit être ajoutée dans l'outil afin que les autorités de régulation et les développeurs puissent voir et avoir une compréhension commune. L'évaluation doit se faire site par site, en tenant compte de l'âge des actifs et de la consommation.

Les autorités de régulation font de leur mieux compte tenu de ce nouveau marché, mais la capacité des autorités de régulation est limitée. Par conséquent, le délai des approbations réglementaires est très lent et long.

La proposition est de renforcer les capacités et l'indépendance des autorités de régulation. Pour aider les autorités de régulation à évaluer le caractère raisonnable des coûts, l'outil doit calculer des repères CAPEX et OPEX spécifiques à partir des dernières approbations tarifaires qui sont automatiquement comparées aux données fournies par les développeurs de mini-réseaux dans leur demande tarifaire.

Autres propositions relatives aux améliorations

L'outil doit être simplifié et offrir une sécurité tarifaire sur des périodes plus longues au lieu d'un an. Pour garantir la sécurité tarifaire, une période de contrôle tarifaire d'au moins 5 ans est bonne. Les outils devraient permettre des ajustements de change, d'inflation et de coûts de carburant.

La future réglementation tarifaire devrait utiliser des outils numériques (application web) pour accélérer les procédures d'évaluation et d'approbation. Compte tenu de la connectivité Internet peu fiable, l'outil peut être rempli hors ligne et téléchargé sur le serveur de l'autorité de régulation par le développeur.

Enfin, les bailleurs de fonds ont noté qu'il est important que la politique mise en place soit adaptée à ce marché et que le gouvernement en soit propriétaire pour éviter un revirement politique. Et il est nécessaire d'étendre les licences, d'adopter une réglementation légère ainsi que des dispositions « accords entre acheteur et vendeur consentant » pour accélérer les approbations de mini-réseau pour le déploiement.

9.3.3 Questions et réponses spécifiques

Ce qui suit est une synthèse des réponses obtenues aux questions spécifiques posées aux bailleurs de fonds. Les réponses textuelles de ces consultations sont également fournies à l'annexe 2 du présent rapport.

Financement des projets de mini-réseaux, horizon d'investissement et taux de rendement escompté

Récapitulatif	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> • De nombreux mini-réseaux ne sont pas économiquement viables, certains bailleurs de fonds leur fournissent du capital-risque pour atteindre le nombre de connexions nécessaires à la viabilité. • Les banques commerciales n'accordent pas encore de prêts aux mini-réseaux, mais certaines DFI le font. La proportion de fonds propres varie, certains fournissant jusqu'à 50 % de fonds propres. Des structures de financement innovantes, comme le financement de projets, sont en cours d'essai. • Le taux de rendement escompté varie, certains voulant seulement récupérer leur argent et le recycler dans d'autres investissements. D'autres recherchent un rendement des capitaux propres de 15 à 20 %, mais en réalité, le TRI des mini-réseaux est actuellement faible, à environ 7 %. Il est à espérer qu'une fois que le mini-réseau s'endettera, le TRI augmentera probablement. Le coût de la dette des DFI varie entre 5 et 9 %. • Le délai de sortie est de 10 à 12 ans, mais certains investisseurs envisagent 6 ans. La durée des financements de projets varie de 10 ans à 15 ans. 	<ul style="list-style-type: none"> • Le coût du financement varie d'un projet à l'autre et d'un bailleur de fonds à l'autre. Cette variation devrait être prise en compte par les autorités de régulation. • La dette commerciale n'est pas accessible aux mini-réseaux, de sorte que la structure de capital cible utilisée par les autorités de régulation n'est pas réalisable en pratique.

En tant que bailleur de fonds/investisseur, pourquoi les outils de règlement des tarifs hors réseau vous intéressent-ils?

Récapitulatif	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> • Le plus grand défi dans la mise à l'échelle des mini-réseaux est le tarif car il y a des enjeux politiques autour des tarifs. • Les tarifs constituent une condition requise pour qu'un développeur obtienne un financement. Les investisseurs tiendront compte de ces tarifs lors de la prise de décision en matière d'investissement. • Il y a un manque de financement pour les mini-réseaux, il y a donc un intérêt sur la façon d'attirer plus d'investisseurs et d'acteurs dans le secteur. • Étant donné que les rendements ne sont pas élevés, il est nécessaire de garantir les flux de trésorerie du tarif pour au moins la période d'investissement. Si le tarif n'est 	<ul style="list-style-type: none"> • Les outils tarifaires sont indispensables pour accélérer les processus d'approbation des tarifs. Les développeurs ont besoin de tarifs pour obtenir un financement et les investisseurs tiendront compte de ces tarifs lors de la prise de décisions d'investissement.

Récapitulatif	Propositions relatives aux améliorations
<p>pas certain, cela signifie que le gouvernement peut modifier le tarif en un an, ce qui affecte l'économie du mini-réseau. Un investisseur souhaite effectuer une analyse de sensibilité des flux de trésorerie du projet, DSCR, remboursements de prêts, pour voir l'impact des modifications tarifaires.</p> <ul style="list-style-type: none"> • La procédure tarifaire est lente et lourde. L'outil de tarification réduira le temps nécessaire pour traiter les tarifs. 	

Quelles sont vos préoccupations spécifiques concernant les cadres actuels de règlement des tarifs hors réseau dans les pays dans lesquels vos entreprises investies opèrent ou envisagent d'opérer?

Récapitulatif	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> • Le défi pour les donateurs est que les projets sont trop lents et n'absorbent pas les subventions disponibles, car le secteur ne fonctionne pas, des changements politiques qui rendent l'environnement politique imprévisible. • Les tarifs deviennent très politiques - Des cas où le gouvernement outrepassa le cadre réglementaire actuel du mini-réseau qui dénoue l'économie des investissements dans le mini-réseau. Par exemple, en Tanzanie, même s'il y avait une réglementation en place, en réalité la loi a donné au gouvernement le pouvoir de modifier les tarifs. • Les outils sont différents/séparés des règlements, même lorsqu'il peut être écrit dans les règlements que les outils tarifaires seront élaborés. • Les autorités de régulation font de leur mieux étant donné qu'il s'agit d'un nouveau marché, mais la capacité des autorités de régulation est limitée. Par conséquent, le délai des approbations réglementaires est très lent et long. • C'est un problème si le tarif n'est pas finançable (trop bas) ou politiquement défendable (trop élevé). 	<ul style="list-style-type: none"> • En tant que donateurs, la solution tarifaire n'a pas d'importance, elle doit simplement fonctionner. Les tarifs doivent être politiquement acceptables (les tarifs reflétant les coûts sont trop élevés) et financièrement viables (la subvention doit être raisonnable). • Il est nécessaire que les gouvernements s'engagent à s'en tenir aux cadres existants une fois que l'investisseur y entre. Les révisions des cadres doivent s'appliquer aux nouveaux développements, et non à ceux qui sont déjà investis sur la base des cadres existants. • Le règlement doit indiquer les principaux éléments de l'outil tarifaire, par exemple le rendement des capitaux propres, etc., et lors de l'élaboration du règlement, l'outil doit faire partie de ce règlement et non de documents distincts. • Il est nécessaire d'équilibrer les besoins des investisseurs et de s'assurer que l'électricité est abordable pour surmonter la question politique des tarifs. Lorsque le différentiel entre le tarif reflétant les coûts et le tarif du réseau principal est trop élevé, il devient un risque d'être politiquement inacceptable. • L'appétit pour le bon outil tarifaire varie considérablement d'un pays à l'autre en fonction de systèmes politiques uniques, par exemple, le Nigeria par rapport à l'Éthiopie

Comment cette initiative de l'AFUR, qui consiste à élaborer un outil normalisé de règlement des tarifs hors réseau, devrait-elle contribuer à répondre à ces préoccupations spécifiques ?

Récapitulatif/Propositions relatives aux améliorations

- En raison des différences de coûts entre les projets de mini-réseau, un tarif reflétant les coûts pour chaque projet aura un patchwork de tarifs. Mais les gouvernements ne veulent pas d'un patchwork de tarifs. L'initiative de l'AFUR pourrait envisager un tarif rural standard spécifique à chaque pays.
- L'outil a une valeur. Cela donne confiance aux investisseurs et aux concepteurs. Il donne une visibilité sur le tarif. Mais cela doit être en conjonction avec des cadres réglementaires solides.
- Les autorités de régulation en Afrique se trouvent dans différentes zones géographiques et sont à différents stades d'élaboration des cadres réglementaires. L'AFUR peut être une plateforme d'apprentissage entre ces autorités de régulation, facilitant l'apprentissage entre pairs entre les pays, ceux qui ont évolué partagent leurs expériences avec ceux qui sont à zéro, ou ceux qui ont seulement commencé à y penser pour faciliter un développement robuste.
- L'initiative AFUR devrait proposer des lignes directrices régionales sur l'accélération du processus d'approbation tarifaire.
- Les gouvernements ne suivent pas toujours ces outils parce qu'ils veulent réduire le tarif. L'AFUR devrait sensibiliser les gouvernements au fait que, pour changer un cadre réglementaire, il doit y avoir un moyen formel de le faire, plutôt que d'aller arbitrairement à l'encontre d'un cadre réglementaire existant.

Outre le développement d'un outil tarifaire normalisé pour le règlement tarifaire individualisé, quelles autres propositions devraient être envisagées pour améliorer l'efficacité réglementaire des processus de règlement tarifaire ? - Par exemple, l'utilisation de tarifs de référence, ou des règlements tarifaires par portefeuille, etc.

Récapitulatif/Propositions relatives aux améliorations

- Envisager d'avoir des tarifs ruraux standardisés pour les mini-réseaux au lieu de tarifs individualisés différents. À l'aide de ce tarif rural, calculer une subvention qui est requise pour chaque village/projet. Le tarif rural standard peut avoir un rapport avec le tarif du réseau.
- Certains investissements sont rendus possibles par des subventions et s'il n'y a pas de subvention, l'investissement est peu probable.
- Améliorer les délais d'approbation des tarifs ; Approuver les tarifs au niveau du portefeuille plutôt que des sites individuels.
- La future réglementation tarifaire devrait utiliser des outils numériques (demande via Web) pour accélérer les procédures d'évaluation et d'approbation - étant donné la connectivité Internet peu fiable, l'outil peut être rempli hors ligne et téléchargé sur le serveur de l'autorité de régulation par le développeur.
- Le plus important est que les tarifs doivent refléter les coûts. Si un tarif reflétant les coûts n'est pas possible, le tarif doit s'accompagner d'une subvention.
- Calculer des indicateurs CAPEX et OPEX spécifiques à partir des dernières approbations tarifaires qui sont automatiquement comparées aux données fournies par les développeurs de mini-réseaux dans leur demande tarifaire.

Quelle période de contrôle des tarifs (annuelle, 3 ans, 5 ans, à vie) intéresse les bailleurs de fonds pour aider à débloquer le financement à long terme des entreprises investies dans les systèmes hors réseau ?

Récapitulatif	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> L'outil doit être simplifié et offrir une sécurité tarifaire sur des périodes plus longues au lieu d'un an. 	<ul style="list-style-type: none"> Pour garantir la sécurité tarifaire, une période de contrôle tarifaire d'au moins 5 ans est bonne. Elle devrait permettre des ajustements de taux de change, d'inflation et de coût du carburant.

Qui doit prendre en charge les coûts dans les premières années lorsque la demande est inférieure à la capacité de production ? Comment l'outil tarifaire doit-il gérer le coût unitaire élevé/la capacité excédentaire résultant d'une demande inférieure aux prévisions dans les premières années ?

Quelles autres recommandations devraient être envisagées pour combler l'écart de viabilité hors réseau/PUE ?

Récapitulatif	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> Les développeurs de mini-réseaux proposent des solutions en PUE pour faire fonctionner l'économie et les bailleurs de fonds considèrent ces PUE de manière positive car le PUE améliore l'économie du mini-réseau. Il existe différents niveaux de réussite parmi les développeurs dans les initiatives PUE. Il est également difficile d'élaborer et de gérer à la fois l'entreprise de services publics et l'entreprise PUE, mais le PUE global conduit à des résultats positifs. Le tarif reflétant les coûts est épouvantable là où il y a une capacité excédentaire, car si vous essayez de facturer un tarif reflétant les coûts, personne ne se le permettra. 	<ul style="list-style-type: none"> La conversation sur les tarifs devrait être liée à la conversation sur les subventions. L'idée ci-dessus d'un Tarif Rural couplé à une subvention doit être considérée. Les développeurs doivent essayer d'atteindre le nombre maximum de connexions avec l'argent disponible. Les développeurs doivent prévoir du temps pour augmenter la consommation. La mise en œuvre échelonnée de mini-réseaux est une option pour atténuer ce risque de capacité excédentaire.

Comment l'outil doit-il prévoir l'évaluation à l'arrivée du réseau électrique national ? Quelle devrait être la méthode d'évaluation (par exemple, coût historique, DCF, Amorti, Coût de remplacement, etc.) des actifs hors réseau à l'arrivée du réseau électrique national ?

Récapitulatif	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> Les pays prévoient des compensations à l'arrivée du réseau, mais qui paie demeure une question à régler. L'approche dans les marchés entièrement libéralisés comme le Nigeria peut différer de ceux avec des services publics centralisés, car ces derniers peuvent exiger que la compensation soit budgétisée et qu'elle reçoive l'approbation du parlement. Une évaluation doit être ajoutée à l'outil afin que les autorités de régulation et les développeurs puissent voir et avoir une compréhension commune 	<ul style="list-style-type: none"> L'évaluation doit être couverte dans l'outil. L'évaluation doit refléter l'investissement - par exemple, le coût amorti des actifs.

Récapitulatif	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> L'évaluation doit être normalisée. L'évaluation doit se faire site par site, en tenant compte de l'âge des actifs et de la consommation. 	

Tout autre commentaire/observation sur l'outil de règlement tarifaire hors réseau qui devrait être pris en compte dans cette initiative de l'AFUR

Récapitulatif	Propositions relatives aux améliorations
<ul style="list-style-type: none"> L'électrification rurale est une industrie subventionnée dans le monde entier et aucun pays n'a procédé à l'électrification rurale sans subvention. C'est donc un défi d'avoir un mini-réseau entièrement financé par le privé sans subventions car le tarif sera trop élevé. Les mini-réseaux sont confrontés à des pressions résultant de problèmes d'abordabilité et d'équité. Cela est dû au fait que ceux qui sont connectés au réseau paient un tarif inférieur par rapport au tarif plus élevé des mini-réseaux. Les défis de la Tanzanie reflètent les incertitudes politiques auxquelles sont confrontés les développeurs. Ils avaient une politique de libre marché pour un pays qui n'y était pas prêt. L'espace du mini-réseau est encore naissant, et les investisseurs apprennent également. 	<ul style="list-style-type: none"> Il est important que la politique mise en place soit adaptée à ce marché et que le gouvernement en soit propriétaire pour éviter un revirement politique. C'est un défi d'avoir un mini-réseau entièrement financé par le secteur privé sans subventions car le tarif sera trop élevé. Donc les mini-réseaux ont besoin de subventions. Il est nécessaire d'étendre l'octroi de licences et d'adopter une réglementation légère pour accélérer les approbations de mini-réseau pour le déploiement.

9.4 Décideurs politiques (Ministères du gouvernement chargés de l'énergie)

9.4.1 Introduction

Dans le cadre de l'activité du projet, certains ministères gouvernementaux responsables de l'énergie ont été consultés afin d'obtenir les perspectives des décideurs politiques:

1. Cadre politique d'électrification sur le rôle des mini-réseaux hors réseau dans la stratégie d'électrification du pays.
2. Attribution du territoire de service et attribution de licence.
3. Fixation des tarifs des mini-réseaux, outils de tarification et tarifs reflétant les coûts

Les ministères des gouvernements consultés sont le Zimbabwe, le Burkina Faso, le Rwanda, l'Ouganda et l'Éthiopie.

9.4.2 Résumé : Les mini-réseaux dans les plans d'électrification, l'allocation des territoires de services et la fixation des tarifs

Les décideurs politiques consultés ont adopté, dans leurs stratégies et plans directeurs nationaux d'électrification, les mini-réseaux comme l'un des moyens d'augmenter l'électrification dans les zones rurales où l'extension du réseau national n'est pas viable. Les pays utilisent à la fois des approches concurrentielles (sollicitées) et/ou non sollicitées pour allouer des territoires de service de mini-réseau. Les décideurs politiques reconnaissent les défis de la fixation des tarifs pour les mini-réseaux afin d'équilibrer entre l'abordabilité des tarifs pour la population et les tarifs reflétant les coûts souhaités par les investisseurs enfin d'attirer les investissements pour le développement des mini-réseaux. Les décideurs politiques reconnaissent que pour atteindre cet équilibre, il faudra des subventions et des incitations fiscales pour abaisser les tarifs des mini-réseaux et combler l'écart de viabilité.

La participation du secteur privé varie d'un pays à l'autre, les tarifs étant un facteur clé pour attirer les investissements du secteur privé. Le secteur des mini-réseaux est actuellement limité par le manque de financement, le manque de directives sur la fixation des tarifs pour les mini-réseaux et des tarifs reflétant les coûts élevés qui ne sont pas politiquement acceptables du point de vue de l'équité.

Dans certains pays, le développement des mini-réseaux est à ses débuts dirigé par le secteur public utilisant des financements du gouvernement/Banque mondiale/BAD/donateurs et la participation du secteur privé se fait par l'intermédiaire d'appels d'offres pour l'attribution des territoires de service et comme moyen d'obtenir des tarifs plus bas. Dans un pays comme le Burkina Faso, les incitations fiscales du gouvernement ne sont disponibles que pour les coopératives, limitant ainsi la participation du secteur privé, tandis qu'en Éthiopie, le secteur privé est invité à soumissionner dans le cadre d'un programme de construction, d'exploitation et de transfert (BOT).

En général, il est observé que divers décideurs ont des stratégies de mini-réseaux et des cadres réglementaires en évolution avec le désir d'attirer la participation du secteur privé. Ces décideurs politiques soutiennent l'outil de règlement tarifaire de l'AFUR pour guider le développement d'un secteur de mini-réseaux durable.

9.4.3 Questions et réponses spécifiques

La section suivante résume les réponses aux questions spécifiques pendant les consultations. Les réponses textuelles de ces consultations avec les ministères de l'énergie sont également disponibles à l'annexe 2.

Rôle des mini-réseaux dans les schémas directeurs et les stratégies d'électrification des pays

Zimbabwe – Le schéma directeur d'électrification rurale délimite les zones rurales pour l'électrification à l'aide de mini-réseaux. Le Fonds d'électrification rurale (REF) a mené une étude de faisabilité économique qui a identifié les principaux sites qui pourraient être électrifiés de manière viable à l'aide de mini-réseaux. Le REF met ce rapport de faisabilité économique à la disposition des développeurs de mini-réseaux pour qu'ils l'utilisent dans le choix des sites à développer.

Rwanda - La Stratégie nationale d'électrification (NES) vise à atteindre un accès universel à 100 % d'ici 2024 grâce au réseau, aux micro-réseaux, aux mini-réseaux et aux systèmes solaires domestiques. Le NES identifie des zones délimitées pour l'électrification à l'aide de mini-réseaux.

Ouganda – Le schéma directeur d'électrification rurale identifie les zones à électrifier par des systèmes hors réseau.

Burkina Faso - Le Burkina Faso est en train de mettre à jour son schéma directeur énergétique, dans lequel il cherche à mettre en évidence l'extension des mini-réseaux dans les zones rurales.

Éthiopie - Le gouvernement éthiopien (GOE) a développé le Programme national d'électrification (NEP) conformément à l'Agenda 7 des Objectifs de développement durable (ODD). Dans le NEP, le GOE a utilisé l'approche spatiale du moindre coût pour répartir entre l'électrification par extension du réseau et hors réseau. Le département de l'énergie supervise l'électrification du réseau et hors réseau. Le NEP est à la disposition du secteur privé.

Attribution de territoire de service de mini-réseaux et octroi de licence

Zimbabwe – Un développeur choisit un site parmi les sites identifiés par REF. Le REF signe un protocole d'accord avec le développeur au nom du gouvernement du Zimbabwe (pour la durée de vie de la centrale) pour le site sélectionné. L'attribution se fait donc selon le principe du premier arrivé, premier servi.

Rwanda - Les directives du mini-réseau prévoient à la fois des projets sollicités et non sollicités. Les projets sollicités sont passés par appel d'offres pour des sites de mini-réseaux dont les études de faisabilité ont été réalisées par le ministère chargé de l'énergie. Pour les non sollicités, les sites doivent se trouver dans des zones délimitées à l'échelle nationale.

Ouganda -Le gouvernement regroupe les projets et les lance (projets sollicités). Le développeur soumet ses offres qui sont ensuite sélectionnées en fonction de la technologie et du prix le plus bas.

Burkina Faso – L'autorité de régulation donne une approbation de conformité que le développeur remet ensuite au ministère de l'Énergie pour qu'il délivre la licence. Mais la participation du secteur privé au développement des mini-réseaux est limitée en raison de la politique actuelle selon laquelle les tarifs des zones rurales et urbaines doivent être harmonisés. Le gouvernement essaie de promouvoir les mini-réseaux dans 100 sites qui ont été identifiés par l'intermédiaire de l'Agence pour la promotion de l'électrification des zones rurales qui a évalué le potentiel et la rentabilité de chaque site. Les développeurs privés seront sélectionnés par appel d'offres, et les développeurs sélectionnés recevront la licence.

Éthiopie - Le service public national est le principal sélectionneur de sites. Il s'agit de sélectionner un grand nombre de sites qui seront développés à la fois par les secteurs public et privé, ce qui sera attrayant pour le secteur privé. Après la sélection du site, il est prévu que l'attribution du site se fera par l'intermédiaire d'un processus concurrentiel. L'octroi de licences est le rôle de l'autorité de régulation qui est indépendante sur ces questions.

Fixation des tarifs des mini-réseaux, outils de tarification et tarifs reflétant les coûts

Zimbabwe – L'Autorité de régulation de l'énergie du Zimbabwe (ZERA) est chargée de la réglementation des tarifs hors réseau. ZERA applique une approche de régulation légère aux mini-réseaux. Dans cette réglementation légère, le tarif est convenu entre le développeur et la communauté et l'autorité de régulation n'interfère pas dans les tarifs convenus. Le gouvernement peut subventionner pour réduire les tarifs, mais si le gouvernement n'a pas mis de fonds de subvention pour combler l'écart, il ne demandera pas de tarifs plus bas. L'Autorité de régulation ne dispose pas d'outil pour les règlements tarifaires des mini-réseaux. Le gouvernement est favorable à un outil tarifaire et souhaite voir un tarif que les gens peuvent se permettre de payer.

Rwanda – L'autorité de régulation, *Rwanda Utilities Regulatory Authority* (RURA) réglemente les tarifs des mini-réseaux, et le gouvernement n'intervient pas. Les mini-réseaux opérationnels appliquent des

tarifs reflétant les coûts, mais les utilisateurs finaux se plaignent du coût du tarif qui est quatre à cinq fois plus élevé que les tarifs du réseau national. Cela augmente la probabilité d'une concurrence avec le réseau à l'avenir. L'Autorité de régulation a développé un projet d'outil pour le règlement tarifaire du mini-réseau qui est toujours en cours de finalisation. L'outil assurera la comparaison des coûts par technologie de production. Le gouvernement, à travers *Rwanda Energy Group (REG)*, étudie actuellement les meilleurs moyens de mobiliser et de mettre en œuvre des subventions et des incitations fiscales qui réduiraient le niveau des tarifs.

Ouganda – L'autorité de régulation, *Electricity Regulatory Authority (ERA)*, est chargée de la réglementation des tarifs des mini-réseaux. Dans le cadre des appels d'offres pour les projets de mini-réseaux, l'autorité de régulation fixe les plafonds tarifaires, et ces plafonds sont connus des soumissionnaires avant de soumissionner. Les soumissionnaires proposent leurs propres tarifs dans l'offre dans la limite du plafond. Même avec ces plafonds tarifaires, les consommateurs veulent toujours des tarifs plus bas. Mais la position du gouvernement est que les consommateurs sont mieux lotis avec des tarifs plus élevés que pas d'électricité du tout.

Burkina Faso - La politique actuelle sur les tarifs est que les tarifs des zones rurales et urbaines sont harmonisés. Après la mise en place de cette politique, on s'est rendu compte qu'elle ne permet pas le développement de mini-réseaux dans les zones rurales. Actuellement, il n'y a pas de participation du secteur privé en raison de ce régime tarifaire harmonisé. Le gouvernement sollicite l'autorité de régulation pour avoir des idées sur les tarifs afin d'attirer les investisseurs. L'étude de l'AFUR est la bienvenue car elle éclairera les décisions pour attirer le développement des mini-réseaux.

Éthiopie – L'autorité de régulation est chargée des tarifs. L'autorité de régulation a élaboré une nouvelle directive tarifaire visant à déterminer des tarifs reflétant les coûts pour les micro-réseaux.

10 Premières propositions relatives à la structure d'un outil de règlement tarifaire amélioré

Cette analyse des lacunes de base présente les lacunes dans les outils tarifaires des mini-réseaux respectifs des pays, les expériences et les leçons des autorités de régulation et des concepteurs dans l'utilisation des outils existants ainsi que les propositions d'améliorations. Il présente également les domaines de préoccupation des bailleurs de fonds ainsi que leurs propositions pour répondre à ces préoccupations. Ce rapport fournit également les points de vue de certains décideurs sur le rôle des mini-réseaux dans l'électrification rurale et les cadres réglementaires, y compris le règlement des tarifs. Ces premières propositions consolident les conclusions de l'analyse des lacunes et des propositions des parties prenantes, les complètent par une pratique réglementaire réfléchie et les recommandations de l'analyse documentaire menée dans les premières activités de ce projet.

Une série de propositions couvrant l'ensemble de la politique et du cadre réglementaire du mini-réseau (licences et fourniture juridiques, recouvrement des coûts et réglementation tarifaire, appui financier aux mini-réseaux, interconnexion du réseau à l'arrivée du réseau) ont été fournies. Notre première proposition de structuration du règlement tarifaire se concentre sur le recouvrement des coûts et la régulation tarifaire en ligne avec les objectifs du projet. Cette première proposition porte sur les éléments suivants:

- 1) Méthodologie tarifaire sous-jacente à l'outil tarifaire
- 2) L'outil
 - a. Variables en entrées
 - b. Calculs
 - c. Sorties de données

- d. Analyse de sensibilité, y compris analyse de la relation entre le tarif et la demande
- e. Guide de l'utilisateur

10.1 Méthodologie tarifaire sous-jacente à l'outil tarifaire

Les outils tarifaires actuellement utilisés reposent tous sur la méthodologie basée sur le coût de service (ou taux de rendement). La méthodologie basée sur le coût du service est une forme de calcul du tarif « prix de revient majoré » dans lequel l'autorité de régulation détermine le tarif sur la base d'une comptabilisation complète des coûts complets du mini-réseau (à la fois en capital et d'exploitation) ainsi que des rendements et des marges bénéficiaires requis pour les investisseurs. Ceci est exprimé comme suit:

$$\text{Besoins en recettes} = \text{Amortissement} + \text{Dépenses O\&M} + \text{Taxes} + (\text{Taux de base} \times \text{Taux de rendement})$$

Cela ne veut pas dire que la méthodologie basée sur le coût du service ne présente aucun défaut. Voici quelques points forts et limites de la méthodologie de réglementation du coût du service:

Avantages de la méthodologie basée sur le coût du service

- Simplicité - facile à comprendre à la fois par l'autorité de régulation et les entités réglementées
- Viabilité financière - des examens réguliers du coût du service garantissent que le service public récupère les coûts et reste financièrement viable.
- Flexibilité - facile à adapter aux circonstances réglementaires changeantes ou aux conditions de l'industrie.
- Certitude des rendements sur investissement – L'autorité de régulation assure (mais ne garantit pas) au service public un rendement sur investissement qui réduit ensuite le risque d'investissement et abaisse le coût du capital qui peut se traduire par une baisse des prix des services publics.
- Crée une incitation pour le service public à réduire les coûts et à augmenter les ventes par rapport aux prévisions afin de générer des rendements supérieurs à ceux autorisés.

Inconvénients de la méthodologie basée sur le coût du service

- Le rendement autorisé sur le taux de base peut être une question litigieuse. Les autorités de régulation surmontent cette lacune en fixant une formule générique pour déterminer le taux de rendement autorisé. La formule utilise une structure de capital optimale d'un groupe représentatif présentant des risques commerciaux similaires ; rendement sans risque basé sur certaines obligations d'État à long terme, plus une prime de risque ; et une procédure d'ajustement annuel du taux de rendement autorisé des capitaux propres.
- Il n'y a aucune incitation directe pour le service public à réduire les coûts si ces coûts peuvent être répercutés sur les consommateurs dans les tarifs. L'incitation à améliorer la productivité est encore atténuée lorsque les améliorations d'efficacité du service public sont rapidement prises au profit du consommateur lors du prochain cycle de révision des tarifs.
- Il fournit une incitation biaisée à ajouter des investissements en capital non désirés ou une base de capital surévaluée afin d'obtenir un rendement plus élevé sur la base de taux.
- Il n'y a aucune motivation pour améliorer le service client et aucune pénalité en cas d'absence d'innovation.

Malgré les limitations ci-dessus, la réglementation du coût du service est la méthodologie la plus largement utilisée par les autorités de régulation, bien que certaines autorités de régulation aient

apporté des ajustements au modèle de base du coût du service pour, par exemple, inclure des éléments d'incitation à l'efficacité.

L'outil tarifaire sera basé sur le modèle de coût de service de base, pour déterminer les besoins en recettes auxquels le développeur a droit. La structure tarifaire est ensuite utilisée comme moyen par lequel les besoins en recettes sont récupérés auprès des différentes catégories de clients. Pour structurer des tarifs basés sur les coûts pour chaque catégorie de clients, il faut le coût de service de chaque catégorie de clients.

10.2 Structuration de l'outil

En plus de la flexibilité sur les entrées et les sorties, l'outil doit permettre des approbations tarifaires à la fois spécifiques au site et au portefeuille (lots / groupés / moyenne) à utiliser lorsque la réglementation du mini-réseau du pays autorise les approbations de portefeuille. L'approbation du portefeuille élimine le besoin d'avoir une disparité de tarifs même lorsque les sites sont contigus. Cela permettra également d'adapter la réglementation tarifaire pour approuver de très nombreux petits projets sur une courte période afin d'atténuer le défi des processus lents évoqués par les parties prenantes.

Les éléments suivants sont à prendre en compte dans la structure de l'outil:

Les recettes auxquels le développeur a droit sont les besoins en recettes (RR)

RR = Base d'actifs régulée x Taux de rendement + Amortissement + Dépenses O&M + Taxes

Tableau II: Structuration de l'outil tarifaire améliorée : Entrées, Calculs et Sorties

Variables en entrée	Remarques
1) Coûts en capital	Celles-ci seront regroupées en fonction des durées d'utilité. Les autorités de régulation ont tendance à proposer des durées d'utilité pour assurer la normalisation. Des dispositions seront constituées pour les coûts d'investissement suivants : a) Production - technologies de production d'énergie solaire, éolienne, de stockage d'énergie par batterie et de groupe électrogène (de secours) b) Réseau de distribution c) Comptage et vente d) Intérêt intercalaire e) Remplacement des actifs à mi-cycle
2) Fonds de roulement	Ceci sera basé sur une formule dans la pratique réglementaire
3) Coûts d'exploitation et de maintenance (O&M)	Regroupement suffisamment détaillé pour différencier les catégories de coûts. Il prévoira une proportion qui augmente chaque année. Expliquer dans le Guide de l'utilisateur les dépenses non admissibles ou plafonnées
4) Subventions	Cela permettra la -réduction des dépenses d'investissement et donc les amortissements -réduction de l'exploitation et de la maintenance
5) Recettes non tarifaires	Cela permettra i Frais de connexion ii. Pénalités et frais de reconnexion

Variables en entrée	Remarques
6) Finance	Cela fournira le coût de la dette et des capitaux propres, la structure du capital, le taux d'imposition et le calcul du WACC après impôt Tous les éléments fixes sont à préciser dans le Guide de l'utilisateur
7) Catégories de clients et nombre de clients	L'utilisateur de proposer des catégories de clients, si la réglementation le permet. Les exemples sont <ul style="list-style-type: none"> o Habitation/ménages o Commerces de base pour l'éclairage ; Entreprise avec des appareils électroménagers comme des réfrigérateurs o Clients d'ancrage - Mines/Scieries de bois/Grandes entreprises o L'éclairage des rues o Institutions – écoles, centres de santé, centres administratifs, etc.
8) Données économiques, etc.	Les taux de change, les taux d'inflation, les coûts de carburant seront fournis et leurs ajustements annuels aux tarifs
9) Demandes par portefeuille/agrégation	Cela fournit des onglets pour les coûts de site individuels à soumettre dont les agrégats sont ensuite utilisés comme entrées singulières dans un calcul tarifaire
10) Capacité de la centrale et production nette d'énergie	Cela prend en compte les facteurs de capacité, la dégradation des installations, la disponibilité, la marge de réserve et les pertes techniques
11) Répartition des coûts entre les catégories de clients	Pour permettre l'inter-financement entre les catégories de clients, les développeurs seront autorisés à réaffecter les coûts entre les catégories de clients dans le cadre de la structuration tarifaire
12) Références	<ul style="list-style-type: none"> i. Coûts évités pour le client et pour le service public (coût de connexion pour le service public fournissant les services) ii. Capex par kW iii. Opex par kW iv. Opex as a % of capex Opex en % des dépenses d'investissement v. Revenu moyen par utilisateur (ARPU) vi. Tarifs

Calculs	Remarques
13) Calculs	<ul style="list-style-type: none"> a. Amortissement – linéaire et une autre ? b. Production nette d'énergie c. Besoins en recettes d. Scénarios d'optimisation/élasticité – le niveau des tarifs devraient baisser pour stimuler la demande jusqu'à la capacité disponible (optimisation du réseau) e. Régularisation / Reports réglementaires (débits et crédits)
14) Méthodes d'amortissement	L'amortissement est l'affectation proportionnelle du coût de l'actif à chacune des périodes de profit impliquées dans la durée de vie de cet actif. Le montant de l'amortissement est crucial car il se répercute sur le coût du service dans les tarifs. Il existe trois méthodes d'amortissement: <ol style="list-style-type: none"> 1. Méthode linéaire - La méthode linéaire est la méthode la plus courante que nous ayons rencontrée et qui est utilisée par les autorités de régulation. L'amortissement annuel est calculé en divisant la valeur de l'actif (moins la valeur de récupération) par le nombre d'années de la durée de vie utile de l'actif. Si la convention du coût historique est utilisée pour évaluer les actifs, l'amortissement selon la méthode linéaire est d'un montant constant.

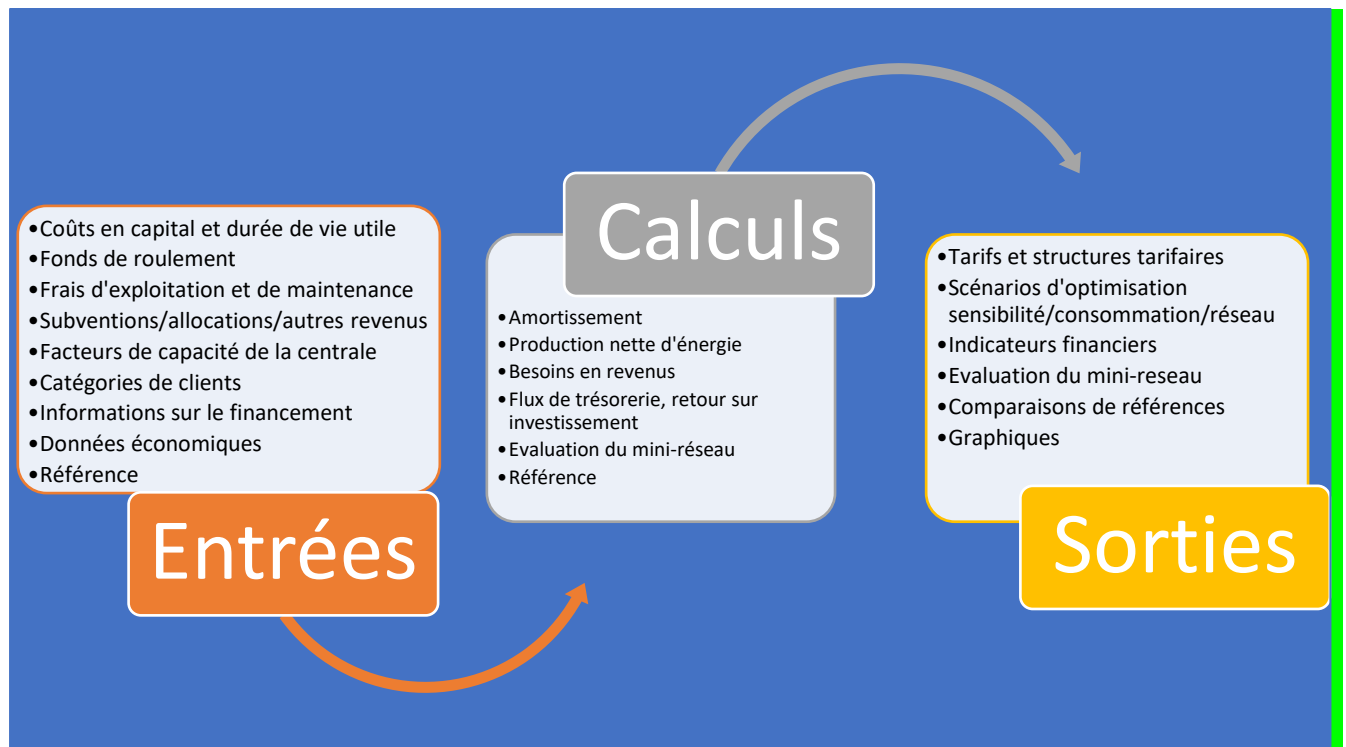
Calculs	Remarques
	<p>2. Unités de production - La méthode des unités de production répartit la valeur de l'actif amortissable sur les unités de production (par exemple, les heures-machine) plutôt que sur les années d'utilisation. Cette approche est utilisée lorsque la durée de vie de l'actif est mieux mesurée par des unités identifiables de « consommation » de l'actif. La méthode des unités de production a été fournie dans l'outil de l'autorité de régulation du Kenya en option, mais aucun développeur ne l'a utilisée.</p> <p>3. Méthode de l'annuité (également appelée méthode d'amortissement des intérêts composés) - La méthode d'amortissement de l'annuité est utilisée pour les actifs qui ont un coût initial élevé et une longue durée de vie. Elle prend en compte les intérêts perdus sur l'argent dépensé pour acheter l'actif. Un inconvénient de l'utilisation de cette méthode est qu'elle peut être difficile à comprendre et qu'elle peut nécessiter de fréquents nouveaux calculs en fonction de l'actif. Cette méthode d'annuité est utilisée dans les outils de la Sierra Leone et du Nigeria.</p> <p>Pour cet outil, la méthode linéaire sera la méthode par défaut. Alors que la dépréciation + retour sur investissement peut conduire à des tarifs plus élevés dans les premières années, cela peut être avantageux pour le développeur d'augmenter les subventions maintenant, et les tarifs plus bas des années suivantes peuvent se comparer mieux à ceux des nouveaux entrants étant donné la baisse des coûts marginaux à long terme à mesure que les dépenses d'investissement des nouveaux investissements dans les énergies renouvelables diminuent.</p>

Sorties des données	Remarques
15) Sorties des données	<p>a) Période de contrôle tarifaire de 5 ans avec les éléments :</p> <p>b) Tarifs par catégorie de clientèle – l'utilisateur propose-t-il des structures ? Les exemples sont:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tarifs basés sur l'énergie/PAYGO • Tarifs en fonction de l'électricité • Tarifs de service par client-par mois • Tarifs basés sur l'énergie combinés avec des tarifs de service par client et par mois • Tarifs selon le temps d'utilisation (ToU) <p>a) Flux de trésorerie et indicateurs financiers – TRI des capitaux propres, VAN, ratio de couverture du service de la dette, couverture des intérêts de temps, etc.</p> <p>b) Comparaisons avec les références</p> <p>c) Graphiques</p>
16) Evaluation à l'arrivée du réseau national	L'évaluation sera basée sur l'amortissement net des coûts des actifs plus tout autre revenu dû par les clients.
17) Analyse de sensibilité	<p>a) Variations en entrées – toutes les entrées</p> <p>b) Variation en sorties - tarif pour obtenir la subvention requise, TRI pour obtenir le tarif requis, subvention pour obtenir le tarif et TRI,</p> <p>c) Élasticité-prix de la demande - entrées et sorties</p> <p>d) Lier les subventions aux raccordements aux tarifs</p> <p>e) Analyse de la consommation d'optimisation du réseau - additionnalité au modèle lorsque nous avons des scénarios</p>

Sorties des données	Remarques
18) Guide de l'utilisateur	Un résumé dans l'outil ainsi qu'un document MS Word/PDF détaillé et séparé Spécifier dans le guide de l'utilisateur les sources de données Spécifier dans le guide de l'utilisateur les variables en entrée qui sont fixes

Le schéma suivant résume les éléments structurels ci-dessus dans les trois principaux domaines d'entrées, de calculs et de sorties :

Figure 4: Entrées, calculs et sorties de l'outil tarifaire améliorés



10.3 Autres propositions examinées:

10.3.1 Capitalisation des Opex pour baisser les tarifs dans les premières années par rapport au report des revenus

Le choix ici est de reporter les dépenses ou de reporter les revenus. La pratique réglementaire consiste à reporter les recettes (c'est-à-dire que les manques à gagner sont reportés pour être récupérés dans les années à venir). Ces reports sont prévus dans les comptes de report réglementaires (débits et crédits réglementaires) au sens de la norme internationale d'information financière 14. Il est proposé pour cet outil d'utiliser les reports réglementaires tels que prévus dans la pratique réglementaire.

10.3.2 Élasticité-prix de la demande

Le concept d'intégration de l'impact de la réduction des tarifs du mini-réseau sur la consommation des clients (élasticité-prix de la demande) et la valeur actuelle nette (VAN) du réseau découle du projet pilote CBEA Lab qui a testé l'impact de la baisse des tarifs sur les clients, les développeurs et les subventions. Le projet pilote a commencé en juin 2018. CBEA Lab a financé des développeurs pour réduire les tarifs de 50 à 75 % sur cinq sites de mini-réseaux ruraux en Tanzanie. Pendant le pilote de 5 ans, le Lab fournit une subvention de 5 ans qui permet aux développeurs de réduire les tarifs facturés aux clients et de ne pas avoir d'impact négatif sur les rendements de projet (NPV). Les résultats du pilote montrent que:

1. Les gouvernements ne peuvent pas imposer des tarifs plus bas sans nuire gravement à l'analyse de rentabilisation des développeurs de mini-réseaux, et les développeurs ne devraient pas les introduire sans soutien financier. Les réductions tarifaires mises en œuvre dans le cadre de ce prototype ont entraîné une diminution de la valeur actuelle nette (NPV) moyenne de 13 %, hors paiements de subventions.
2. Les subventions tarifaires profitent à toutes les catégories de clients du mini-réseau, mais l'impact le plus important est ressenti par les clients les moins consommateurs et probablement aux revenus les plus faibles (les clients les moins consommateurs sont les plus sensibles aux prix de tous les groupes de clients et prêts à utiliser plus d'électricité).
3. Une subvention moindre que celle généralement fournie au réseau principal est requise, car l'augmentation de la consommation a réduit le montant de la perte de revenus que la subvention doit combler.

(Source: Innovation illimitée : Mesurer l'impact de la réduction des tarifs des mini-réseaux sur la consommation des clients et NPV du réseau, Cross Boundary et Energy4Impact, septembre 2020)

Dans le cadre du présent projet de l'AFUR visant le développement d'un outil amélioré, la fonctionnalité d'élasticité des prix sera fournie dans l'outil en tant qu'analyse de scénario de sensibilité autonome. Étant donné que le pilote conduit par CBEA Lab a été mené dans un seul pays (Tanzanie) et sur seulement trois sites de projet, les données sur les élasticités-prix sont encore limitées pour une approche standardisée entre les pays. L'outil permettra aux développeurs de saisir les paramètres nécessaires à la conduite de cette élasticité-prix de la demande. La fonctionnalité de l'outil permettra aux développeurs de saisir le tarif de référence, la consommation moyenne de référence par utilisateur (ACPU), le revenu moyen de référence par utilisateur (ARPU), l'élasticité/la relation entre le tarif et la demande pour différents profils de clients, le temps/mois cela prend de la réduction tarifaire jusqu'au retour de l'ARPU au niveau de référence. La sortie sera la subvention requise pour atteindre la neutralité de la NPV, tarif réduit (c'est-à-dire ce à quoi le prix doit baisser pour une demande supplémentaire). Le rapport CBEA/E4I note que, sur les sites où la demande est proche de la capacité de production, la desserte de nouvelles connexions peut également nécessiter des investissements supplémentaires dans la capacité de production qui réduisent les rendements globaux du projet, ce qui signifie également qu'il existe une opportunité d'optimisation du réseau lorsqu'il existe une certaine capacité inutilisée.

11 Conclusion

La présente analyse de référence présente les lacunes dans les outils tarifaires des mini-réseaux respectifs des pays, les expériences et les enseignements des autorités de régulation et des développeurs dans l'utilisation des outils existants ainsi que les propositions d'améliorations. Elle présente également les domaines de préoccupation des bailleurs de fonds ainsi que leurs propositions pour répondre à ces préoccupations. Ce rapport fournit également le point de vue de certains décideurs sur le rôle des mini-réseaux dans l'électrification rurale, les cadres réglementaires respectifs de leurs pays et le règlement des tarifs.

Le présent rapport riche en informations pour les parties prenantes des mini-réseaux met en lumière les obstacles pratiques actuels et jette les bases des dialogues public-privé sur les améliorations des cadres réglementaires des mini-réseaux et des règlements tarifaires sur le continent. Il contribue à la base de connaissances, au partage des connaissances et à l'apprentissage entre pairs au sein du réseau de régulateurs de l'AFUR. Il complète les recommandations de l'analyse documentaire menée plus tôt dans le projet pour améliorer la pratique réglementaire des mini-réseaux sur le continent.

12 Annexe1

12.1 Évaluation et consultation relatives aux outils des régulateurs

Les régulateurs consultés dans le cadre de l'évaluation des outils tarifaires respectifs sont la Zambia Energy Regulation Board (ERB), l'EWURA de Tanzanie, l'EPRA du Kenya, la SLEWRC de la Sierra Leone et la NERC du Nigeria.

L'examen des outils et la consultation des régulateurs respectifs sur leurs outils tarifaires hors réseau existants ont porté sur les points suivants:

1. Exigences globales relatives aux demandes tarifaires, traitement, prise de décision et communication des décisions
2. Aperçu de l'outil tarifaire
3. Entrées de l'outil tarifaire
4. Calculs des besoins en recettes et des structures tarifaires par l'outil tarifaire
5. Sorties de l'outil tarifaire et analyse des scénarios
6. Enseignements tirés de l'utilisation de l'outil tarifaire

Le tableau suivant fournit des réponses comparatives pour chacune des questions/critères évalués:

1. Exigences globales relatives aux demandes tarifaires, traitement, prise de décision et communication des décisions					
	Zambie (17 Juin)	Tanzanie (18 Juin)	Kenya (21 Juin)	Sierra Leone (22 Juin)	Nigeria
1.1 Qu'est-ce qui a incité le régulateur à se doter de l'outil tarifaire (par exemple, la base juridique) ?	Règles relatives aux tarifs du mini-réseau (2018) publiées en vertu de la loi sur la réglementation de l'électricité.	Règles relatives à l'électricité (Développement des projets de petite centrale électrique), 2019.	Loi sur l'énergie ; projet de règlement sur l'énergie (mini-réseaux) (2021) ; procédures et directives internes relatives à la réglementation des mini-réseaux (2018).	L'outil tarifaire est prévu dans le règlement de SLEWRC de 2019 sur les Mini-réseaux.	Règlement de 2016 de la NERC sur les mini-réseaux publié en vertu de la loi (EPSR Act 2005) - L'annexe contient l'outil MYTO.
1.2 A qui/quelles tailles de mini-réseaux l'outil tarifaire est-il applicable ?	Mini réseau >100kW de capacité installée. 0-100kW sont exemptés de la réglementation tarifaire	Producteur d'électricité ayant une capacité installée de : (a) moins de 15 kW sur un site unique vendant de l'électricité à au moins trente clients au détail ; ou (b) entre 15 kW et 100 kW sur un site	- Clients éloignés du réseau électrique national - Jusqu'à 1 MW (mégawatt), également prévu dans le projet de	L'outil tarifaire est applicable à un mini-réseau complet, c'est-à-dire d'une capacité installée supérieure à 100 kW.	Mini réseau de plus de 100kW de capacité installée. L'utilisation de l'outil MYTO est facultative pour les puissances inférieures à 100 kW, conformément au règlement 20 (4)(a).

1. Exigences globales relatives aux demandes tarifaires, traitement, prise de décision et communication des décisions					
	Zambie (17 Juin)	Tanzanie (18 Juin)	Kenya (21 Juin)	Sierra Leone (22 Juin)	Nigeria
		unique qui vend de l'électricité en gros à un gestionnaire de réseau de distribution ou au détail directement à un client	réglementations sur les mini-réseaux pour 2021.		
1.3 Quelles autres informations doivent accompagner une demande tarifaire ?	Spécifiées dans les règles	Informations financières et techniques sur la période d'application du tarif	Spécifiées dans le projet de règlement (Mini-réseau) (2021)	Il est prescrit dans le règlement 56 et énuméré dans le formulaire de demande d'approbation des tarifs.	Accord avec la communauté ; montrer que la communauté a accepté de payer ce tarif ; montrer un titre de propriété du terrain où ils veulent implanter le projet ; ESIA du ministère de l'Environnement ainsi que la déclaration.
1.4 Quelles sont les étapes du traitement d'une demande tarifaire après sa réception par le régulateur ? • La demande tarifaire fait-elle l'objet d'une consultation publique ou privée ? Qui est consulté ? • Qui supporte le coût du traitement de la demande tarifaire, et quels sont ces coûts ?	ERB publie une évaluation provisoire des coûts admissibles au moins 60 jours ouvrables avant le début de la période de réglementation à venir et publie l'évaluation pour consultation par les parties prenantes. Le coût est supporté par le régulateur à partir des redevances perçues - actuellement 0,7% du chiffre d'affaires annuel. Les consultations publiques ne concernent que la Catégorie III. Pour les catégories I et II, une	- Une consultation publique est organisée pour recueillir les commentaires des parties prenantes. - Le régulateur supporte tous les coûts du processus tarifaire, y compris les coûts de la Une consultation publique.	-L'Autorité entreprend une analyse détaillée du TAM (Modèle d'acceptation de la technologie) et des études de faisabilité. -Une consultation publique des parties prenantes est engagée par l'Autorité. -Les frais de traitement des tarifs sont encourus par l'Autorité.	Effectuer d'abord un test de prudence, suivi d'un engagement de la communauté. Les consommateurs concernés par le taux ont la possibilité d'être entendus avant la prise de décision finale. Le coût de l'engagement communautaire est pris en charge par la commission.	La demande est soumise en ligne sur le site Web de la NERC en fournissant toutes les informations requises ainsi que le MYTO. Lorsque la NERC la reçoit, elle examine le modèle tarifaire, les coûts et vérifie si ce qui a été proposé est raisonnable. Si les coûts sont trop élevés, la NERC peut demander à l'agence d'électrification rurale de subventionner les tarifs. Les coûts de soumission/traitement des permis, etc. sont supportés par les

1. Exigences globales relatives aux demandes tarifaires, traitement, prise de décision et communication des décisions					
	Zambie (17 Juin)	Tanzanie (18 Juin)	Kenya (21 Juin)	Sierra Leone (22 Juin)	Nigeria
	fois le cadre réglementaire des mini-réseaux mis en place, les consultations publiques ne seront plus nécessaires.				opérateurs de mini-réseaux et font partie des coûts de développement.
1.5 La délibération du régulateur sur la demande tarifaire est-elle ouverte au public ? • Le demandeur a-t-il la possibilité de répondre/apporter des clarifications avant que des ajustements soient apportés à sa demande ?	Les consultations sont ouvertes au public - La nouvelle loi est très précise. Le demandeur participe à la consultation publique pour répondre aux questions du public.	Les demandeurs ont la possibilité de répondre ou d'apporter des clarifications avant que des ajustements ne soient apportés à leur demande. Ce processus se déroule lors de la réunion publique et des réunions entre le demandeur et le régulateur.	La délibération est ouverte au public. Une fois qu'une demande tarifaire a été traitée et approuvée, un avis est publié dans le journal officiel et mis à la disposition du public.	Oui, elle est ouverte à la communauté qui est affectée. Le régulateur publie la demande ainsi que la décision dans les journaux et le journal officiel.	La NERC ne participe pas à la consultation entre la communauté et le développeur de mini-réseau.
1.6 Après que le régulateur a pris une décision tarifaire, le demandeur reçoit-il une décision écrite et les raisons de cette décision indiquant clairement les ajustements apportés à sa demande tarifaire pour arriver à la décision du régulateur ?	Selon les règles, si l'ERB n'approuve pas l'ajustement tarifaire, il doit en justifier les raisons et proposer un ajustement tarifaire alternatif. La pratique veut que l'ERB communique avec le demandeur dans les deux cas.	Après que le régulateur a pris une décision tarifaire, le demandeur reçoit toujours une décision écrite connue sous le nom d'arrêté tarifaire et, au cours de la réunion de sortie, les raisons des ajustements apportés à sa demande tarifaire pour arriver à la décision du régulateur sont clairement discutées.	L'Autorité communique par écrit au développeur de mini-réseau la justification de l'ajustement du tarif appliqué par le développeur de mini-réseau au moins quatorze (14) jours avant la publication.	La Commission communique la décision au demandeur sous la forme d'une décision. En cas de rejet, elle communique les taux acceptables et les raisons de ces taux au moment de la communication de la décision.	Régi par le règlement intérieur de la Commission
1.7 Le traitement par lots (portefeuille) et	En général, un tarif est lié à un site. Ils demandent	Admissible, mais dépend de la proposition du	Le traitement par lot (portefeuille) est effectué	Un tarif unique pour tous les sites, toutefois le tarif	Ils doivent appliquer un tarif pour chaque site.

1. Exigences globales relatives aux demandes tarifaires, traitement, prise de décision et communication des décisions					
	Zambie (17 Juin)	Tanzanie (18 Juin)	Kenya (21 Juin)	Sierra Leone (22 Juin)	Nigeria
l'approbation d'un tarif unique pour plusieurs sites sont-ils autorisés ou chaque site doit-il obtenir son propre tarif même si les sites sont voisins ?	un tarif distinct pour chaque site.	propriétaire. Fondamentalement, chaque projet doit être considéré séparément en raison de l'économie différente pour chaque projet du fait des différences d'emplacement.	pour les développeurs de mini-réseaux ayant des sites variés, ce qui garantit que toutes les parties prenantes du site sont d'accord avec les tarifs proposés lors des rencontres avec les parties prenantes.	varie selon les développeurs en fonction des régions et des coûts qu'ils encourrent.	S'ils veulent un tarif moyen, ils peuvent le faire, mais toute compensation de la compagnie de distribution est déterminée en fonction de chaque site.
1.8 Quel est le délai de traitement d'une demande tarifaire ?	Varie en fonction de la catégorie du mini-réseau	Dans les quatre-vingt-dix (90) jours	Dans les soixante (60) jours	30 jours à 60 jours à compter de l'acceptation de la demande	30 jours pour la soumission d'une demande complète

2. Aperçu de l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
2.1 Quelle est la méthodologie tarifaire qui sous-tend l'outil tarifaire ?	Méthodologie basée sur le coût du service pour calculer les besoins en recettes	Méthodologie relative aux besoins en recettes - Hybride	La méthodologie sous-jacente est la réglementation du taux de rendement	La méthodologie basée sur le coût du service sous-tend l'outil tarifaire	Méthodologie basée sur le coût du service
2.2 Que comprend le modèle: • Aperçu du modèle – ce que couvre le modèle	Il s'agit d'un outil Excel qui couvre : les instructions, les tarifs proposés pour 3 ans, les dépenses en capital - y compris la date de mise en service, les sources de financement et la durée de vie utile, le nombre de clients, les recettes et le volume des ventes prévus, les subventions	Tient compte de tous les coûts d'exploitation et de maintenance justifiables, des coûts d'amortissement, du rendement des capitaux propres et des impôts.	Le modèle comporte des fiches détaillant les éléments suivants : 1. Détails des coûts en capital du mini-réseau 2. Entrées tarifaires 3. Tirage du prêt 4. Profil de la charge 5. Calculateur de tarifs 6. Remboursement des prêts 7. Finances	Le modèle est similaire à celui du Nigeria qui a : Input_Various, Input_Demand, Input_Cost, Input_Asset, Calcul des tarifs, onglets de définition des actifs	Le modèle comporte un onglet Guide ainsi que 6 onglets d'entrées (Insertion), un onglet Calculateur de tarifs et un onglet Graphique. Les 6 onglets d'entrée sont: Insert_Finance, Insert_Customers, Insert_Operational Cost, Insert_Disco,

2. Aperçu de l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
	récurrentes, les subventions en capital, les recettes non réglementées, l'exploitation et la maintenance, l'amortissement et le retour sur investissement.		8. Résumé des sorties 9. Analyse de sensibilité		Insert_Asset Definitions, Insert_Assets.
2.3 Aperçu du guide de l'utilisateur - ce qui est couvert par le guide de l'utilisateur - spécifie-t-il des variables qui sont fixes ?	Le manuel de l'utilisateur n'est pas encore publié - L'outil tarifaire prévoit des pertes de recouvrement nulles car il favorise les compteurs prépayés. Pertes de réseau de 3% admissibles.	Le guide de l'utilisateur comprend une directive relative à la demande tarifaire pour les services publics réglementés dans les sous-secteurs de l'électricité et du gaz naturel, 2017.	Le guide de l'utilisateur explique chaque élément contenu dans les fiches fournies du modèle de demande tarifaire.	Le guide de l'utilisateur est un document MS Word distinct. Il renvoie à la numérotation des onglets de saisie, à l'élément, à la description de la saisie de l'élément, à la plage de cellules et aux unités/format de la saisie de l'élément. - Il ne précise pas les variables qui sont fixes.	Le premier onglet de l'outil est le Guide. Il décrit chaque entrée dans chaque onglet, la plage de cellules pour cette entrée et le format des données d'entrée (texte, date, %, etc.). -Il ne spécifie pas les variables qui sont fixes.
2.4 Quelle est la durée de l'intervalle entre les révisions tarifaires (cycle de révision des tarifs) ? par exemple, 1 an, 2 ans, 3 ans, etc. - L'outil tarifaire prévoit-il des ajustements annuels automatiques (dans le cadre du cycle de révision) des changements dus à l'inflation, aux taux	Trois (3) ans pour les mini-réseaux de catégorie I et II, tandis que cinq (5) ans sont adoptés pour les mini-réseaux de catégorie III. L'outil ne permet pas d'ajustements automatiques, mais si le seuil de matérialité fixé est dépassé, le développeur peut	Le tarif pluriannuel couvre une période de trois (3) ans.	1. La première révision est effectuée après un an, puis des révisions triennales sont effectuées. 2. L'outil prévoit des ajustements automatiques	Cinq tarif MYTO avec des révisions tarifaires annuelles mineures Ajustements annuels manuels pendant cinq ans	Le MYTO permet un cycle de révision allant jusqu'à 5 ans. -L'outil permet à l'utilisateur de saisir le taux d'inflation (Insert_Finance). La réglementation permet une révision en indiquant la cause (pouvant provenir de la communauté ou du développeur), sinon ils

2. Aperçu de l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
d'intérêt, aux taux de change, à la capacité de production, aux coûts de l'énergie primaire/du carburant, etc.	demander des ajustements.				sont supposés maintenir les tarifs au même niveau pendant 5 ans.
Technologies de production traitées par l'outil			Toutes les technologies des énergies renouvelables et les groupes électrogènes	Solaire et groupe électrogène, hydro, biomasse, autres	

3. Entrées de l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
3.1 Coût en capital -Les postes ou les regroupements ? Qu'est-ce qui détermine le regroupement/la comptabilisation, par exemple, est-il basé sur la durée de vie utile/les années d'amortissement ?	Les coûts en capital ont un tableau des actifs et sont détaillés par durée de vie utile. L'outil comporte des éléments pour le solaire et l'hydroélectricité. L'infrastructure de distribution proprement dite - transformateur, sous-station, poteaux et accessoires, et compteurs.	Détaillé. Les coûts en capital sont considérés comme étant des amortissements, la méthode linéaire étant toujours adoptée.	Les coûts en capital sont détaillés, sur la base de la durée de vie utile, ce qui permet de calculer les années d'amortissement.	Les actifs sont regroupés en fonction de la durée de vie utile/des années d'amortissement et des caractéristiques d'utilisation communes.	Les regroupements utilisés sont les suivants : Actifs de production, coûts de développement du projet, coûts d'exploitation initiaux, actifs de distribution, connexions des clients et coûts à l'échelle de l'entreprise. Les actifs sont classés en fonction de leurs caractéristiques fonctionnelles et de leur durée de vie utile.
3.2 Quelle est la base d'évaluation des immobilisations - par exemple, le coût historique, le coût de remplacement, etc.	Les actifs sont évalués au coût de remplacement.	Coût historique	Coût historique moins les amortissements	Les actifs sont évalués au coût historique prescrit par le règlement.	Les actifs sont évalués au coût historique.

3. Entrées de l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
3.3 Fonds de roulement Quelles sont les dispositions relatives à la déduction pour fonds de roulement et comment est-elle prévue dans le modèle ?	Le fonds de roulement est pris en compte dans les besoins en recettes et une formule basée sur 1/12 (un mois) d'éléments spécifiques est prescrite dans les règles tarifaires.	La déduction pour fonds de roulement est considérée au titre de la base d'actifs régulée.	Une disposition pour le fonds de roulement est prévue dans l'outil, le nombre de jours est à la discrétion du régulateur.	Aucune disposition n'est prévue dans l'outil pour le fonds de roulement.	Les opérateurs utilisent des compteurs intelligents et prépayés, donc pas de fonds de roulement.
3.4 Amortissement -Quelle méthode est utilisée et pourquoi ? -Comment l'amortissement est-il calculé pour les actifs dont la durée de vie est inférieure au cycle de vie de la centrale ? -Comment le modèle tient-il compte des remplacements à mi-cycle ?	La méthode d'amortissement est la méthode linéaire et est prescrite dans les règles sur les tarifs. Le modèle ne prévoit pas le remplacement des actifs.	En fonction de la durée de vie de chaque actif, la méthode de l'amortissement linéaire est utilisée pour permettre le recouvrement du coût respectif de l'actif au cours de sa durée de vie.	L'outil prévoit deux méthodes, la méthode linéaire et la méthode des unités de production. La méthode la plus couramment utilisée est la méthode linéaire. Les actifs sont amortis en fonction de leur durée de vie utile. Cependant, le modèle présente une faiblesse : il additionne les valeurs d'amortissement de tous les actifs et les prend comme amortissement annuel pour alimenter le chiffre des besoins en recettes. Le problème concerne les actifs dont la durée de vie est inférieure à la durée de vie utile de la centrale.	La méthode de l'annuité appliquée à l'amortissement	La méthode de l'annuité appliquée à l'amortissement est utilisée. La méthode linéaire est utilisée, et l'actif aura une valeur résiduelle. L'année d'acquisition est choisie dans le menu déroulant.
3.5 Coûts d'exploitation et de maintenance.	L'exploitation et maintenance demande des postes ligne par ligne	--Les coûts d'exploitation et de maintenance sont pris en compte pour	Le développeur indique une proportion en % des dépenses qui doivent	Une liste complète des postes d'exploitation et de maintenance est	Les dépenses d'exploitation sont regroupées en « coûts

3. Entrées de l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
<p>- Qu'est-ce qui guide le regroupement et la ventilation des coûts ? Existe-t-il une règle d'or pour ces coûts - par exemple, la proportion qui s'accroît</p> <p>La méthodologie indique-t-elle clairement les dépenses qui ne sont pas admissibles ou qui sont plafonnées ?</p>	<p>à fournir à l'autorité de régulation.</p> <p>Les lignes qui ne sont pas autorisées sont les dépenses qui ne sont pas liées au secteur de l'électricité, par exemple, les dépenses de l'équipe sportive, la fourniture de services de télécommunications.</p> <p>Les pertes de recouvrement ne sont pas autorisées en raison des compteurs prépayés.</p>	<p>déterminer les besoins en recettes.</p> <p>-Après examen de tous les coûts, seuls les coûts prudents sont pris en compte.</p>	<p>être augmentées sur une base annuelle. Oui, seuls les coûts prudents encourus pour la prestation du service sont admissibles.</p> <p>Il n'y a pas de dépenses plafonnées.</p>	<p>fournie. Il n'y a pas de disposition relative à l'indexation car il s'agit d'un outil annuel. Il y a un test de prudence des coûts et s'ils sont en dehors de la fourchette, des ajustements sont effectués.</p> <p>L'outil ne précise pas les dépenses non admissibles ou plafonnées, mais il est spécifié dans d'autres règles - les coûts des dons politiques ne sont pas admissibles.</p>	<p>opérationnels variables » et « coûts opérationnels constants ».</p> <p>-Il n'y a pas de mention spécifique des dépenses qui ne sont pas admises.</p>
<p>3.6 Retours sur investissement</p> <p>-Comment ces éléments sont-ils déterminés ?</p> <ul style="list-style-type: none"> o Coût de la dette o Coût des capitaux propres o Intérêts intercalaires o Structure du capital o Impôt sur les retours sur investissement <p>Les hypothèses sur les points ci-dessus sont-elles explicitement indiquées dans l'outil de sorte qu'elles soient</p>	<p>Le rendement raisonnable est calculé sur la base du coût moyen pondéré du capital, qui fixe le coût de la dette au taux réel de financement.</p> <p>Structure du capital - Le ratio d'endettement est fixé de manière à refléter la structure de financement réelle du mini-réseau réglementé, sauf lorsque le ratio d'endettement est inférieur à 0,4 ou supérieur à 0,7...</p>	<ul style="list-style-type: none"> o Coût de la dette - l'intérêt de la dette spécifique est pris en compte. o Coût des capitaux propres - le modèle d'évaluation des actifs financiers (CAPM) est adopté. o Intérêts intercalaires - capitalisés o Structure du capital - le ratio dette/fonds propres est de 70:30. o Impôts sur les retours sur investissement - sont 	<p>Le coût de la dette est le coût réel de la dette moins les impôts (en raison du bouclier fiscal sur les paiements d'intérêts).</p> <p>Le coût des fonds propres après impôt est pris. Le coût avant impôt est une cellule codée en dur (entrées du développeur). La ROE (Rentabilité des capitaux propres) autorisée est de 18% avant impôt.</p> <p>L'EPRA s'attend à ce que la compagnie ait une</p>	<p>Le taux de rendement cible est saisi comme une seule valeur, il n'y a donc pas de disposition concernant le coût de la dette, le coût des capitaux propres ou la structure du capital.</p> <p>Chaque développeur obtient un taux de rendement différent...</p> <p>Il n'y a pas de disposition pour les intérêts intercalaires.</p> <p>Il n'y a pas de ligne séparée pour l'impôt. On peut présumer que le</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Coût de la dette : taux d'intérêt prévu de la dette - Le coût des capitaux propres est prescrit dans les règlements comme étant le taux d'intérêt de la dette prévue + 6 % pour les mini-réseaux enregistrés qui ne soumettent pas un MYTO. - Les intérêts intercalaires ne sont pas prévus. - La manière dont l'impôt sur le rendement est prévu n'apparaît pas

3. Entrées de l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
connues à l'avance par les utilisateurs ?	Impôt - le rendement des capitaux propres est majoré pour l'impôt dans la formule WACC.	considérés après exclusion de tous les coûts prudents des recettes à un taux de 30%. Le coût de la dette, le coût des fonds propres et la structure du capital sont connus à l'avance	structure de capital moyenne comprenant au moins 70% de dettes et 30% de fonds propres. Ces hypothèses figurent dans les directives internes utilisées par le régulateur et sont largement inconnues des nouveaux demandeurs. Les intérêts intercalaires (IDC) sont calculés automatiquement en utilisant le nombre de mois saisis dans l'onglet Tirage et remboursement du prêt. L'IDC est capitalisé et fait partie du RAB (Base d'actifs régulée).	taux de rendement est avant impôt.	clairement dans les exigences en matière de recettes – on suppose probablement que le coût du rendement des capitaux propres est avant impôt. - Sauf pour l'impôt, le règlement et l'outil sont clairs sur les hypothèses ci-dessus.
3.7 Comment les remboursements de dettes sont-ils pris en compte dans l'outil tarifaire ?	Il fait partie du WACC et de l'amortissement.	Ne sont pas pris en compte car ils ne sont ni des coûts ni des recettes.	Les remboursements de la dette font partie des besoins en recettes.	Les paiements de la dette font partie de l'amortissement et du taux de rendement.	Les paiements de la dette font partie de l'amortissement et du taux de rendement.
3.8 Comment les subventions reçues sont-elles traitées dans l'outil tarifaire ?	-Les subventions récurrentes sont traitées comme un coût négatif. Les subventions de dépenses en capital sont un net sur la RAB.	Les subventions réduisent les besoins en recettes.	Moins de subventions en capital à partir de la RAB (qui n'est pas rentable), moins de subventions récurrentes à partir de l'O&M.	Dans l'onglet Input_Asset, le % d'actifs non financés par subvention est inséré dans la colonne Financement.	Onglet Input_Assets - utiliser le % d'actifs non financés par des subventions pour exclure les subventions.
3.9 Autres entrées tarifaires - les énumérer		D'autres entrées tarifaires sont considérées comme des	Disposition relative à la dégradation annuelle des panneaux,	L'outil dispose d'un compte d'ajustement de la réserve - en tant	-Insérer_DisCos - coûts de ré-interconnexion payés aux DisCos

3. Entrées de l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
et comment elles sont intégrées dans le modèle.		facteurs affectant le tarif, tels que l'inflation et les taux de change.	Disponibilité de la centrale Disposition relative à l'impôt sur les sociétés	qu'entrée en % dans le calcul du tarif. L'outil dispose d'une marge de profit liée au rendement - en tant qu'entrée SLL dans Input_Various.	(Compagnies de distribution d'électricité) en tant que frais d'utilisation nets de l'énergie vendue aux DisCos.
3.10 Quelles sont les sources d'information utilisées dans l'outil tarifaire pour : - o les taux d'intérêt/le coût de la dette, o le taux de change, o taux d'inflation, etc. Ces sources d'information sont-elles clairement indiquées dans le modèle et connues de l'utilisateur du modèle ?	Le coût de la dette est le coût réel encouru par le mini-réseau. Pas de sources d'information spécifiées mais l'utilisation de la Banque centrale est encouragée. Pour le taux d'intérêt, ils se réfèrent à l'autorité fiscale.	Sources d'information utilisées dans l'outil tarifaire pour : - O taux d'intérêt/coût de la dette - certificats de dette O taux de change - Banque de Tanzanie O taux d'inflation - Office national des statistiques	Ceci est à la discrétion des développeurs mais soumis à l'examen de l'autorité de régulation.	Le taux de change moyen de la Banque centrale pour l'année est utilisé. Les développeurs connaissent cette source d'information sur les taux de change.	Banque centrale du Nigeria (CBN). L'intérêt provient de leur fiche technique.
3.11 Capacité du mini-réseau -Quelle est l'hypothèse du modèle tarifaire sur la capacité de conception par rapport à l'énergie réelle distribuée/vendue ? Comment les facteurs de capacité sont-ils traités dans le modèle tarifaire ? Comment la capacité inutilisée est-elle traitée	L'outil ne prend en compte que l'énergie vendue. Il ne tient pas compte de la capacité nominale et de la capacité inutilisée. L'outil ne tient pas compte de la croissance des connexions des clients. Il utilise des projections et les développeurs fournissent	--Les hypothèses du modèle tarifaire varient en fonction de l'environnement et de la nature des opérations du projet. -L'énergie réelle distribuée/vendue est prise en compte dans la détermination des tarifs. -Les facteurs de capacité pour chaque technologie sont prédéterminés.	Le modèle suppose que la conception est optimale et qu'elle sera pleinement utilisée. Les tarifs sont basés sur l'énergie produite et non sur la demande. Le facteur de capacité est utilisé pour calculer la quantité d'énergie produite par une centrale car il indique le nombre d'heures pendant	Ils s'assurent que les clients s'inscrivent avant de procéder à l'installation de la capacité sur un site particulier. -Le facteur de capacité est utilisé pour calculer la quantité d'énergie produite par une centrale, car il indique le nombre d'heures	L'outil ne tient pas compte de la capacité de conception - la NERC examine le modèle tarifaire pour estimer l'alimentation optimale et le modifier pour supprimer toute capacité excédentaire. Si le tarif est trop élevé, les abonnés sont moins nombreux. Avant d'accorder une

3. Entrées de l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
<p>dans le modèle tarifaire (les premières années, lorsque la consommation est encore inférieure à la capacité nominale) ?- Combien de temps faut-il aux mini-réseaux pour atteindre leur pleine capacité (moins la marge de réserve) ? Comment le modèle saisit-il la croissance du nombre de clients et de connexions d'une année sur l'autre ?</p>	<p>des chiffres réels par la suite.</p>	<p>- Les mini-réseaux doivent atteindre leur pleine capacité dans les 4 années d'exploitation. Par conséquent, la capacité installée ne doit pas dépasser les demandes prévues dans les 4 années d'exploitation.</p>	<p>lesquelles la ressource est disponible. La capacité inutilisée n'a pas d'incidence sur les tarifs, car les modèles supposent que toute l'énergie produite est distribuée. Le temps nécessaire pour atteindre la pleine capacité varie d'un site à l'autre. Les connexions des clients sont utilisées pour recalculer les charges fixes par client et par mois et pour planifier l'expansion de la capacité.</p>	<p>pendant lesquelles la ressource est disponible. -La capacité inutilisée n'affecte pas les tarifs car les modèles supposent que toute l'énergie produite est distribuée. Le temps nécessaire pour atteindre la pleine capacité varie d'un site à l'autre. Les connexions des clients sont utilisées pour recalculer les redevances fixes par client et par mois et pour planifier l'expansion de la capacité. L'outil ne prend en compte que la demande et ne tient donc pas compte de la capacité inutilisée. L'outil est désormais un outil MYTO sur cinq ans et prend en compte la croissance du nombre de clients/connexions d'année en année. Le modèle prend en compte la croissance des connexions d'année en année. Les centres de santé communautaires (CHC) sont autorisés à</p>	<p>subvention, REA vérifie également qu'il n'y a pas de surcapacité. L'outil ne prend en compte que la demande et la croissance de la demande par client + la croissance du nombre de clients. L'outil ne prend pas en compte les facteurs de capacité Il n'y a pas d'ajustement pour la capacité inutilisée dans les premières années. L'outil utilise la consommation totale d'énergie (kWh/an) dans le calcul du tarif et les coûts complets de l'installation. Le modèle utilise la croissance du nombre de clients dans le calcul de la consommation totale d'énergie.</p>

3. Entrées de l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
				consommer gratuitement 6,6 Kw par jour.	

4. Calculs des besoins en recettes et des structures tarifaires par l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
4.1 Recettes Comment les besoins en recettes sont-ils déterminés ? (Énumérez les éléments des besoins en recettes).	Somme de l'amortissement, du rendement, des coûts d'exploitation et de maintenance, du fonds de roulement et des pertes autorisées.	Tient compte des coûts d'exploitation et de maintenance, des coûts d'amortissement, du rendement des capitaux propres et des dépenses fiscales.	Les éléments des Besoins en Recettes (RR) sont : $RR = (RAB * RoR) + O\&M + \text{Amortissement} + \text{Impôts}$	Besoins en Recettes = $O\&M + D + T + (\text{taux de rendement} \times RAB) + (\text{Marge bénéficiaire liée au rendement (SLL/kWh)} * \text{Électricité vendue})$	Besoin en Recettes = $\text{Dépenses d'exploitation} + \text{Amortissement} + \text{Rendement} + \text{Marge liée au rendement} + \text{Paiements aux DisCos}$
4.2 Comment les recettes non tarifaires sont-elles traitées dans le modèle tarifaire ? -Fournir une liste de ces recettes non tarifaires.	Subventions (en tant que coût négatif) Revenu non réglementé (en tant que coût négatif)	Dans le modèle tarifaire, les recettes non tarifaires réduisent les besoins en recettes et peuvent inclure les frais de connexion et les subventions.	Les recettes non tarifaires sont déduites des recettes autorisées.	Les subventions destinées aux dépenses d'exploitation sont soustraites des recettes autorisées. Les immobilisations financées par des subventions sont retirées de la RAB dans inputs_Assets % financing.	Les frais de connexion qui sont soustraits des coûts de connexion, les actifs financés par des subventions sont retirés de la RAB en utilisant le % de financement sans subvention dans inputs_Assets.
4.3 Catégories de clients Comment (sur quels critères) les clients du mini-réseau sont-ils catégorisés ? Fournir votre liste de catégories de clients du mini-réseau.	Les développeurs proposent leurs propres catégories de clients - par exemple, consommation faible, moyenne et élevée, résidentielle, commerciale, sociale...	Les catégories de clients du mini-réseau dépendent des groupes proposés par le demandeur, il n'y a pas de groupes spécifiques ou standards. Cependant, les groupes généraux sont les groupes de base résidentiels,	1. Les clients sont catégorisés en fonction de leur consommation d'énergie/profil de charge, du coût du service et de la répartition des coûts. 2. Catégories de clients dans le modèle : Ménages, institutions,	Le développeur est autorisé à entrer ses propres catégories de clients dans l'onglet Input_Demand.	Les développeurs sont autorisés à entrer leurs propres catégories de clients dans l'onglet Input_Demand.

4. Calculs des besoins en recettes et des structures tarifaires par l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
		commerciaux, institutionnels et industriels.	entreprises et client principal.		
<p>4.4 Structure tarifaire</p> <p>-Quelles sont les structures tarifaires autorisées ? - Par exemple : 1) tarifs basés sur l'énergie (coût du kWh), 2) tarifs basés sur la puissance, 3) tarif en fonction du temps d'utilisation, 4) tarif social, 5) tarif fixe + kWh, 6) tarif à l'acte, etc.</p> <p>-Les développeurs sont-ils autorisés à utiliser la structure tarifaire de leur choix qui convient le mieux au projet ?</p> <p>-Les structures tarifaires du mini-réseau doivent-elles être similaires à celles de la compagnie nationale ?</p> <p>-En structurant les tarifs, les développeurs sont-ils autorisés à faire des subventions croisées entre catégories de clients ?</p>	<p>L'ERB ne fixe que des principes - Les opérateurs sont libres de proposer une structure tarifaire ou des frais de service, pour autant que cette proposition respecte les principes généraux énoncés dans la règle. Les dispositions relatives aux structures tarifaires ne sont pas limitées à la facturation au kWh mais sont flexibles et permettent d'autres principes de facturation tels que la facturation forfaitaire, la facturation en fonction du temps d'utilisation ou d'autres frais de service.</p> <p>Aucune subvention croisée n'est autorisée.</p>	<p>-Les structures tarifaires diffèrent d'un développeur à l'autre en fonction de leurs installations de comptage.</p> <p>-Ces structures tarifaires dépendent de la nature des clients, elles peuvent être basées sur l'énergie et/ou le temps d'utilisation.</p> <p>-Les structures tarifaires des mini-réseaux ne doivent pas obligatoirement être similaires à celles de la compagnie nationale.</p> <p>-En structurant les tarifs, les développeurs peuvent être autorisés à faire des subventions croisées entre catégories de clients.</p>	<p>La structure tarifaire considérée et approuvée relève de la discrétion de l'Autorité.</p> <p>Il n'est pas nécessaire que la structure tarifaire du mini-réseau soit similaire à celle de la compagnie nationale. Les développeurs sont libres d'introduire des subventions croisées entre les tarifs des clients afin de garantir la réalisation des objectifs de politique sociale.</p>	<p>-Le Règlement (54(2)(b) prescrit les options de structures tarifaires suivantes : (a) tarifs conventionnels du kWh, (b) tarifs forfaitaires, (c) tarifs de la puissance ou (d) une combinaison des éléments ci-dessus.</p> <p>-L'onglet de calcul des tarifs comporte une entrée pour le "facteur de coût" qui peut être utilisé pour effectuer des subventions croisées entre catégories de clients.</p> <p>-Les structures tarifaires des mini-réseaux ne doivent pas nécessairement être les mêmes que celles de la compagnie nationale.</p>	<p>-Les deux structures tarifaires suivantes sont utilisées : le Mode de facturation par prépaiement (PAYG) moyen qui est identique au tarif basé sur l'énergie ; le tarif forfaitaire moyen (Revenus/Nombre de clients), le tarif moyen de jour par rapport au tarif moyen de nuit (ToU).</p> <p>-La NERC autorise d'autres options de structures tarifaires tant qu'elles permettent aux développeurs de percevoir leurs recettes.</p> <p>-Les structures tarifaires des GG ne sont pas tenues d'être similaires à celles des services publics nationaux.</p> <p>-Il semble que les développeurs soient autorisés à faire des subventions croisées entre catégories de clients. Un tarif de base est déterminé et tous les</p>

4. Calculs des besoins en recettes et des structures tarifaires par l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
					autres tarifs sont un % de ce tarif de base.
<p>4.5 Structures de paiement</p> <p>Comment la capacité et la propension à payer du client sont-elles prises en compte dans les décisions tarifaires ?</p> <p>-Quel est votre comparateur tarifaire dans la capacité et la propension à payer - par exemple, les coûts évités ou le tarif national ?</p> <p>Le modèle montre-t-il les coûts évités des clients du mini-réseau ?</p>	<p>Les développeurs des catégories I et II mènent des enquêtes sur la capacité et la propension à payer et s'appuient sur ces résultats. Pour la catégorie III, l'ERB examine les coûts évités, mais ne fait pas de comparaison avec le réseau national.</p>	<p>Les coûts évités sont exclus dans le processus d'évaluation des coûts prudents pour améliorer la capacité de paiement des clients.</p>	<p>- La capacité et la propension à payer aident le développeur à déterminer et à évaluer comment structurer les différentes catégories de clients.</p> <p>-Le WTP et l'ATP déterminent comment cibler les subventions et les aides, ce qui affecte les décisions tarifaires.</p> <p>-Le comparateur tarifaire dans le WTP et l'ATP est le tarif du coût évité, principalement en comparaison avec le kérosène, qui est l'alternative la plus utilisée.</p>	<p>- Avant la mise en œuvre, le développeur effectue une évaluation de la capacité et de la propension à payer.</p> <p>-Les clients qui utilisent des appareils se plaignent que les tarifs deviennent un fardeau en raison de leur choix d'appareils. Ils sont conseillés sur le choix d'appareils pour gérer leur consommation.</p>	<p>- Il existe un tarif PAYGO</p> <p>-Le comparateur n'est pas spécifié</p> <p>-Le modèle ne montre pas le coût évité des clients du mini-réseau.</p>
<p>4.6 Évaluation à l'arrivée du réseau électrique national</p> <p>-Est-ce qu'il y a une évaluation à l'arrivée du réseau national et comment se fait-elle ?</p>	<p>Aucune évaluation dans l'outil</p>	<p>Lorsque le réseau national arrive, un certain nombre d'options peuvent être envisagées :</p> <p>O Transférer le mini-réseau à la compagnie nationale si celui-ci répond aux normes techniques,</p> <p>O Interconnexion avec le réseau national et exploitation par le</p>	<p>L'évaluation est faite sur la base de la valeur amortie restante des actifs, plus tout revenu que l'opérateur du mini-réseau doit percevoir des consommateurs mais qu'il n'a pas encore reçu jusqu'à la date du transfert des actifs.</p>	<p>Lorsque le réseau national arrive sur le territoire de service du mini-réseau, voir l'article 55 du règlement sur les mini-réseaux de 2019</p>	<p>A l'arrivée du réseau électrique national (réseaux de la Compagnie de distribution d'électricité), le détenteur du permis aura droit à une compensation équivalente à la valeur amortie de l'investissement dans le réseau mini-réseau plus un an de recettes.</p>

4. Calculs des besoins en recettes et des structures tarifaires par l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
		développeur en achetant de l'électricité à la compagnie.			Jusqu'à présent, aucune Compagnie de distribution d'électricité n'a voulu reprendre le réseau du mini-réseau. Les développeurs choisissent un site et concluent un accord d'exclusivité avec la communauté. Le site choisi ne doit pas empiéter sur le territoire d'une Compagnie de distribution d'électricité dans le plan spatial quinquennal de cette dernière, sinon le développeur doit obtenir l'accord de la Compagnie de distribution d'électricité. L'accord d'exclusivité avec la communauté est d'un an et si elle ne développe pas, quelqu'un d'autre peut s'y rendre et développer.

5. Sorties de l'outil tarifaire et analyse des scénarios					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
5.1 Quels sont les sorties de l'outil tarifaire ?	Pas d'onglet pour les sorties -	Le modèle permet d'insérer le tarif pour obtenir la subvention	Les sorties comprennent : a) Tarifs - diverses structures	Les sorties tarifaires sont fournies dans l'onglet Calcul des tarifs sous la	Les sorties de l'outil sont constituées des trois structures tarifaires - tarif

5. Sorties de l'outil tarifaire et analyse des scénarios					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
<p>Comment l'analyse de sensibilité est-elle prévue dans le modèle ?</p> <p>Comment le modèle permet-il de tester des entrées et des sorties spécifiques - par exemple - insérer un tarif pour obtenir la subvention requise ? Insérer un TRI cible pour obtenir un certain tarif minimum, etc.</p>	L'outil ne prévoit pas d'analyse de sensibilité.	requis et d'insérer un TRI cible pour obtenir un certain tarif minimum.	<p>b) Mesures de la performance financière</p> <p>Sensibilité - Un résumé des variables de base est fourni, et l'utilisateur peut augmenter ou diminuer ces variables de base pour voir comment cela changerait les tarifs. L'utilisateur peut créer le meilleur scénario, le scénario prévu et le pire scénario. Les résultats des différents scénarios peuvent être comparés à l'aide des fonctions « copier » et « coller les valeurs spéciales ».</p>	<p>forme de tarifs en SLL/kWh (c'est-à-dire la structure tarifaire conventionnelle du kWh).</p> <p>-L'outil ne dispose pas d'une section scénarios.</p>	<p>PAYG moyen, tarif forfaitaire moyen, tarif base sur le temps d'utilisation. L'outil produit également divers graphiques</p> <p>-L'outil ne prévoit pas d'analyse de sensibilité ; il n'a pas de disposition spécifique pour tester les différentes entrées et sorties.</p>

6. Enseignements tirés de l'utilisation de l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
<p>6.1 Quels sont les défis rencontrés jusqu'à présent dans l'utilisation de votre outil tarifaire ?</p>	<p>L'outil a été utilisé en 2019. La plupart des clients n'ont pas fait de commentaires sur le tarif. Le développeur a demandé un tarif non reflétant les coûts, inférieur au tarif du réseau.</p>	<p>Le modèle contient des liens compliqués qui sont difficiles à suivre.</p>	<p>Les défis à relever sont les suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Comment traiter les aides/subventions dans l'outil tarifaire ? -Difficulté d'évaluer la prudence/efficacité des coûts en raison du manque de données adéquates pour l'étalonnage. 		<ul style="list-style-type: none"> -La communauté n'est pas assez instruite pour examiner son tarif. -Ces développeurs travaillent parfois dans des endroits très éloignés, sans réseau - L'environnement réglementaire et le coût de l'ESIA sont très élevés. La Commission, le ministère fédéral de

6. Enseignements tirés de l'utilisation de l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
			<p>-Objectifs contradictoires (accessibilité financière versus efficacité opérationnelle versus rendement équitable pour les développeurs de mini-réseaux) dans la détermination de la RAB.</p> <p>-Pas d'indicateurs de performance clairs pour comparer les différents mini-réseaux.</p>		<p>l'environnement et d'autres parties prenantes ont revu l'ESIA pour les mini-réseaux et ont considérablement réduit le coût pour le rendre raisonnable compte tenu des capacités des mini-réseaux et de leurs exigences environnementales.</p> <p>-Les développeurs ont des difficultés à obtenir des financements/prêts à long terme.</p>
6.2 Comment comptez-vous relever les défis susmentionnés ?		Le modèle doit être simple et direct pour faciliter le processus de traçage.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Évaluation et amélioration continues de l'outil tarifaire afin qu'il capture toutes les dynamiques d'investissement pour un développement durable des mini-réseaux. 2. Analyse comparative pour s'assurer que des coûts efficaces sont déterminés. 		<p>Au stade des études de faisabilité, le développeur doit organiser des séances d'information à l'intention des consommateurs et former un comité de consommateurs d'électricité qui est censé être composé de membres éclairés de la communauté. Le comité peut également consulter/contacter la Commission pour obtenir des éclaircissements et des explications sur les tarifs et d'autres</p>

6. Enseignements tirés de l'utilisation de l'outil tarifaire					
	Zambie	Tanzanie	Kenya	Sierra Leone	Nigeria
					questions concernant le mini-réseau.
6.3 Quels sont, le cas échéant, les changements imminents dans la manière dont vous traitez actuellement l'approbation des tarifs des mini-réseaux ? Quel est le principe social général qui sous-tend la fixation des tarifs dans le pays ?	<p>L'outil doit être mis à jour pour s'aligner sur la nouvelle loi sur l'électricité.</p> <p>Le donateur/développeur du mini-réseau a passé le relais à un opérateur privé. L'opérateur souhaite une transition vers des tarifs reflétant les coûts.</p>	<p>-L'introduction de changements dans l'approbation des tarifs des mini-réseaux, y compris la similarité des tarifs, c'est-à-dire que le tarif des mini-réseaux devrait être similaire à celui du réseau national.</p> <p>-Le principe social général qui sous-tend la fixation des tarifs comprend un tarif reflétant les coûts et abordable.</p>	<p>Le principe social consiste à réaffecter les coûts entre les clients pour protéger les groupes vulnérables, tout en veillant à ce que les tarifs globaux reflètent les coûts.</p>	<p>L'EWRC est passé au MYTO car la dernière approbation du tarif par le régulateur était basée sur le MYTO (5 ans). MYTO a été préféré car le régulateur souhaite gagner du temps, dans un souci de simplicité et de précision. MYTO guidera les règlements tarifaires à l'avenir.</p>	<p>Fournie des outils de demande en ligne et un système de suivi en ligne.</p>
6.4 Tout autre commentaire sur l'outil tarifaire du mini-réseau. Par exemple, le nombre de projets mis en œuvre, les déviations, le demandeur peut-il ajouter des onglets supplémentaires pour des situations spécifiques ? etc.	Aucun	Néant	<ol style="list-style-type: none"> 1. L'outil tarifaire des mini-réseaux a renforcé l'efficacité de la réglementation en assurant la cohérence, la prévisibilité et la comparabilité. 2. L'autorité a approuvé plus de 10 tarifs de mini-réseaux en utilisant l'outil tarifaire standard. 	<p>Si un ajustement est nécessaire, il est prévu dans le modèle. L'outil sera verrouillé (protégé par un mot de passe) lors de la prochaine demande.</p>	<p>-Aucune information sur le caractère raisonnable des coûts. La NERC doit obtenir une fourchette à partir d'une étude de marché sur le coût des équipements.</p> <p>-La NERC souhaite que l'AFUR dispose d'un recueil de données sur les projets afin de déterminer le niveau d'efficacité, le niveau des tarifs, etc.</p>

12.2 Liste des parties prenantes consultées

Liste des parties prenantes interrogées et dates des consultations:		
Groupe de parties prenantes	Organisation	Date de l'entrevue
1. Régulateur	ERB Zambie	17 juin 2021
2. Régulateur	EWURA Tanzanie	18 juin 2021
3. Régulateur	EPRA Kenya	21 juin 2021
4. Régulateur	EWRC Sierra Leone	22 juin 2021
5. Régulateur	NERC Nigeria	21 juillet 2021
6. Donateur/Investisseur	FCDO	05 juillet 2021
7. Investisseur	Infraco Africa	07 juillet 2021
8. Ministère de l'énergie	Zimbabwe	09 juillet 2021
9. Donateur/Investisseur	SE4All (Universal Energy Facility)	09 juillet 2021
10. Investisseur	CAMCO/REPP	13 juillet 2021
11. Développeur	Credcent	13 juillet 2021
12. Investisseur	Cross Boundary	14 juillet 2021
13. Investisseur	Acumen Fund	14 juillet 2021
14. Développeur	Ensol	15 juillet 2021
15. Développeur	PowerGen	15 juillet 2021
16. Ministère de l'énergie	Rwanda	15 juillet 2021
17. Développeur	Engie	16 juillet 2021
18. Développeur	Renewvia Energy	16 juillet 2021
19. Donateur	GIZ	28 juillet 2021
20. Consultant	Inensus (GMG Help Desk)	28 juillet 2021
21. Développeur	Standard Microgrid	03 août 2021
22. Développeur	REI-Cameroun	03 août 2021
23. Ministère de l'énergie	Ouganda	10 août 2021
24. Ministère de l'énergie	Burkina Faso	20 août 2021
25. Communauté économique régionale (CER)	COMESA	24 août 2021
26. Ministère de l'énergie	Ethiopie	06 Sept 2021

Remarque : Les consultations ont été couronnées de succès avec un taux de réponse des parties prenantes contactées de plus de 82%, ce qui est un excellent retour.