



Guide Pratique de la Politique des Mini-Réseaux

Cadres Politique et Economique pour des Déploiements
Réussis de Mini-Réseaux



Partenaires de Mise en Place du Guide



Ce guide pratique est un produit du Programme de coopération Afrique-UE dans le domaine des énergies renouvelables (RECP). Le RECP est un programme du Partenariat Afrique-UE pour l'énergie (PAEE) et tend à promouvoir le développement du marché des énergies renouvelables en Afrique.

Ce projet a été financé par l'Union Européenne.

La Facilité de dialogue et de partenariat de l'Initiative de l'Union européenne pour l'énergie (EUEI PDF) collabore avec les pays et les régions partenaires pour élaborer des politiques et stratégies contribuant à améliorer l'accès à des services énergétiques abordables et durables. Ses activités sont principalement basées en Afrique, mais elle intervient également dans d'autres parties du monde telles que l'Asie du Sud-Est, l'Amérique latine, et l'Océanie. L'EUEI PDF assure également le secrétariat du Partenariat Afrique-UE pour l'énergie (PAEE) dont elle appuie le dialogue stratégique sur l'énergie.

L'Alliance pour l'Électrification Rurale (ARE) est la seule association professionnelle internationale dans le monde à se concentrer sur la promotion et le développement de solutions d'énergies renouvelables pour l'électrification des pays en développement. L'ARE sert de plateforme de partage de connaissances et de pratiques efficaces et est le partenaire privilégié des acteurs du domaine énergétique souhaitant faire participer le secteur privé.

REN21 est un réseau politique mondial qui connecte les acteurs du secteur des énergies renouvelables. L'objectif de REN21 est de faciliter l'échange de connaissances, le développement de mesures politiques et la mise en place d'actions communes pour une transition vers les énergies renouvelables. En rassemblant un large éventail d'acteurs du secteur, REN21 apporte des informations de haute qualité, sert de catalyseur dans les discussions et débats et soutient le développement de réseaux à thème.

Principaux Chapitres

Avant-Propos	o6
Synthèse.....	o8

1 Introduction.....	12
2 Notions Essentielles sur les Mini-Réseaux et l'Electrification Rurale	14
3 Modèles d'Opérateur de Mini-Réseau	32
4 L'Economie des Mini-Réseaux.....	38
5 Les Intérêts des Décideurs et leurs Contributions.....	58
6 Politique et Réglementation des Mini-Réseaux..	72
7 Processus de Création d'un Cadre Légal et Institutionnel Favorable.....	101

Bibliographie.....	114
--------------------	-----

Annexe I : Les Technologies Mini-Réseaux	122
Annexe II : Etudes de Cas.....	129

Abréviations et Acronymes	131
---------------------------------	-----

Conseils d'utilisation du document :

L'objectif principal de ce guide pratique est de fournir un ensemble d'outils aidant à l'établissement d'un cadre réglementaire et légal approprié afin de promouvoir les investissements dans les mini-réseaux.

L'intérêt d'un tel guide pratique est que pour garantir le succès d'un projet mini-réseau, il est indispensable d'avoir une bonne compréhension des bénéfices et des caractéristiques propres aux systèmes mini-réseaux, en particulier en ce qui concerne le type de modèle économique appliqué.

Nous recommandons aux lecteurs peu expérimentés avec le contexte politique des mini-réseaux de commencer la lecture par le début de ce guide. En effet, les premiers chapitres présentent les informations de base essentielles à connaître afin d'aller plus loin dans le domaine et abordent les questions du système économique des mini-réseaux et des modèles d'opérateurs. Cependant, comme le document est organisé en différents modules, les experts dans le domaine peuvent consulter directement les sections qui les intéressent.

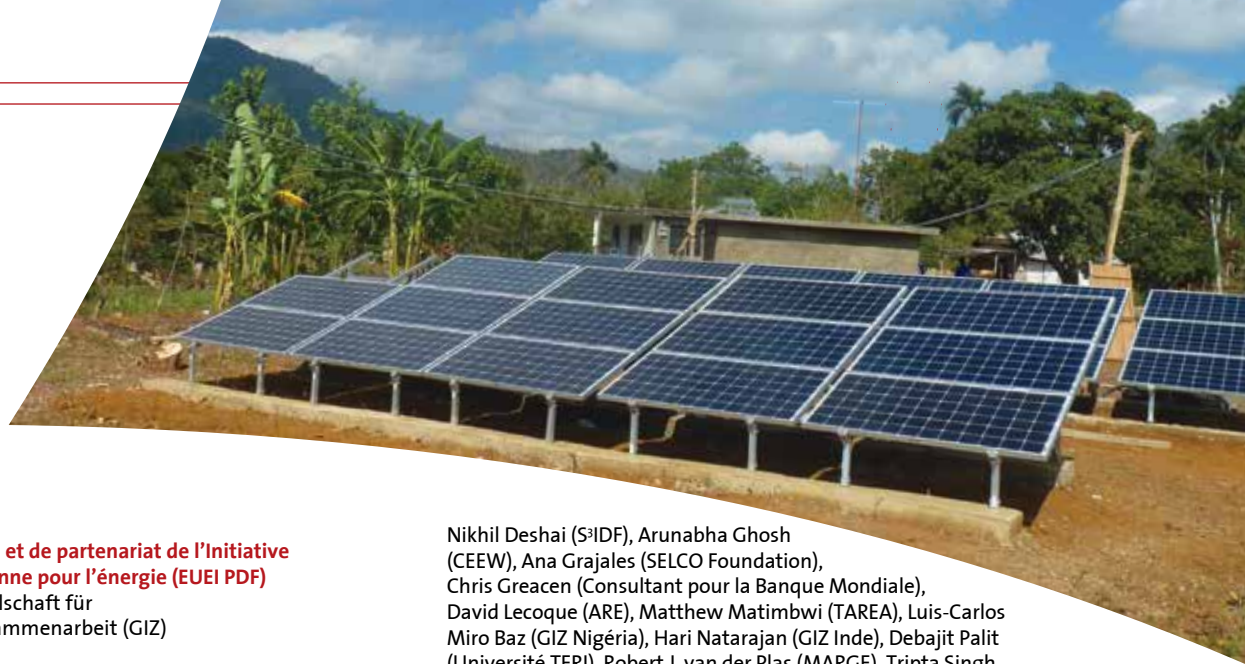
Les encadrés contenus dans le guide servent à donner plus de détails sur un point en particulier ou à résumer le chapitre à l'intention des décideurs politiques.



Guide Pratique de la Politique des Mini-Réseaux

Cadres Politique et Economique pour des Déploiements
Réussis de Mini-Réseaux





Publié par :

Facilité de dialogue et de partenariat de l'Initiative de l'Union européenne pour l'énergie (EUEI PDF)

c/o Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ)
P.O. Box 5180
65726 Eschborn, Allemagne
info@euei-pdf.org
www.euei-pdf.org
www.africa-eu-renewables.org

L'EUEI PDF est un instrument de l'Initiative de l'Union Européenne pour l'énergie (EUEI) créée et développée par plusieurs états membres de l'UE et par la Commission Européenne. Actuellement, l'EUEI PDF est financée par les Pays-Bas, l'Allemagne, la Commission Européenne, la Suède, l'Autriche et la Finlande.

Lieu et date de publication :

Eschborn, 2014

Auteurs :

Michael Franz (EUEI-PDF), Nico Peterschmidt (Inensus), Michael Rohrer (Inensus), Bozhil Kondev (GIZ)

Contributeurs :

Rana Adib (REN21), Catherina Cader (RLI), Andrew Carter (Aphelion Energy), Peter George (GVEP), Henry Gichungi (Kenya Power & Lighting Company), Mark Hankins (African Solar Designs), Niklas Hayek (EUEI PDF), Mahama Kappiah (ECREEE), Simbarashe E. Mangwengwende (consultant indépendant)

Relecteurs :

Mahu Seth Agbeve (Ministère de l'énergie, Ghana; à travers le Club-ER), Mitra Ardron (Lumeter Networks), Upendra Bhatt (cKinetics), Parthan Binu (SEA), Nicola Bugatti (ECREEE), Kanika Chwala (REN21), Drew Cor-byon (Practical Action Consulting UK),

Nikhil Deshai (SIDF), Arunabha Ghosh (CEEW), Ana Grajales (SELCO Foundation), Chris Greacen (Consultant pour la Banque Mondiale), David Lecoque (ARE), Matthew Matimbwi (TAREA), Luis-Carlos Miro Baz (GIZ Nigéria), Hari Natarajan (GIZ Inde), Debajit Palit (Université TERI), Robert J. van der Plas (MARGE), Tripta Singh (Energy Access Initiative, Fondation de l'ONU), Mohamed Youba Sokona (IRENA), Bernhard Tenenbaum (Consultant pour la Banque Mondiale), Xavier Vallvé (TTA), Bernard Wagemann (Université de Neu-Ulm), Marcus Wiemann (ARE), Laura E. Williamson (REN21), Maria Pas Parés Velasco (IBERDOLA)

Traduction :

Sylvain Boursier (Consultant pour INENSUS)

Conception et Agencement :

Green Eyez Design
www.greeneyezdesign.com

Conception du design :

Schumacher. Visuelle Kommunikation,
Darmstadt, Allemagne
www.schumacher-visuell.de

Photographies :

© FRES (couverture, p. 7, 21, 29, 65, 67, 74, 75, 77, 82)
© EUEI PDF (p. 2, 17, 20, 22, 34, 35, 36, 43, 46, 47, 50, 51, 52, 54, 60, 71, 78, 79, 80, 92, 93, 94, 95, 98, 114, 118, 119, 128)
© ARE (p. 4, 86) © INENSUS (p. 10, 26, 27, 28, 40, 43, 55, 62, 64, 89, 125) © EF (p. 9, 18, 24, 25, 42, 68, 69, 85, 90, 96, 126)
© ASD (p. 30, 85, 127) © KPLC (p. 45) © TTA (p. 61)

Ce document, les études de cas et les outils de calcul abordés sont disponibles en téléchargement à l'adresse : <http://euei-pdf.org/downloads/flagship-publications> ; ou à l'adresse : <http://www.minigridpolicytoolkit.euei-pdf.org/>

Table des Matières

Avant-Propos	o6
Synthèse	o8

1 Introduction	12
-----------------------------	-----------

2 Notions Essentielles sur les Mini-Réseaux et l'Electrification Rurale	14
--	-----------

2.1 Les Solutions Techniques à l'Electrification Rurale	14
2.2 Les Mini-Réseaux comparés aux Autres Approches d'Electrification Rurale	18
2.3 Les Avantages des Mini-Réseaux	22
2.4 Expériences Internationales de Mini-Réseaux	25
2.4.1 Expériences en Afrique	25
2.4.2 Expériences Internationales	27

3 Modèles d'Opérateur de Mini-Réseau... ..	32
---	-----------

3.1 Modèles de l'Opérateur Fournisseur d'Electricité ..	32
3.2 Modèles de l'Opérateur Privé	33
3.3 Modèles de l'Opérateur Communautaire	34
3.4 Modèles de l'Opérateur Hybride	35

4 L'Economie des Mini-Réseaux	38
--	-----------

4.1 Les Caractéristiques de la Demande	38
4.1.1 Evaluation de la Demande	38
4.1.2 Faire Correspondre l'Offre à la Demande	41
4.2 Les Structures et/ou Coûts Liés à l'Approvisionnement dans l'Exploitation de Mini-Réseaux	42
4.2.1 Les Coûts Fixes	42
4.2.2 Les Coûts Variables	42
4.3 Les Recettes et la Tarification	46
4.3.1 Les Frais de Connexion	47
4.3.2 Les Aides et Subventions	48
4.3.3 Mise en Place de la Tarification	49
4.4 Le Financement des Mini-Réseaux	53
4.4.1 Le Financement Public	53
4.4.2 Le Financement Privé	53

5 Les Intérêts des Décideurs et leurs Contributions	58
--	-----------

5.1 Les Clients	58
5.1.1 Les Particuliers	58
5.1.2 Les Institutions Sociales comme Clients	60
5.1.3 Les Entreprises Productives comme Clients	61
5.2 Les Compagnies Nationales d'Electricité	61
5.3 Les Porteurs de Projet et Opérateurs Privés	62
5.4 Les Investisseurs Privés	67

6 Politique et Réglementation des Mini-Réseaux	72
---	-----------

6.1 Décisions Stratégiques pour l'Elaboration des Politiques de Mini-Réseaux	72
6.1.1 Approche pour l'Electrification Rurale Centralisée	72
6.1.2 Financement en Amont : Financement Public contre Privé	78
6.1.3 Tarifs Uniformes contre Tarifs Reflétant les Coûts ..	78
6.2 Le Cadre Institutionnel	79
6.3 Les Instruments de Politique et de Réglementation	81
6.3.1 Niveau A – Politique de l'Energie	82
6.3.2 Niveau B – Politique et Réglementation Economique	88
6.3.3 Niveau C – Politique et Réglementation Environnementales et de Protection des Consommateurs ...	89
6.3.4 Niveau D – Réglementation des Licences et des Contrats	91
6.3.5 Niveau E – Plans de Support Financier	95
6.3.6 Niveau F – Besoins Techniques et Assistance Technique	98

7 Processus de Création d'un Cadre Légal et Institutionnel Favorable	101
---	------------

Bibliographie	114
Annexe I : Les Technologies Mini-Réseaux	122
Annexe II : Etudes de Cas	129
Abréviations et Acronymes	131



Avant-Propos

L'Afrique est le continent des opportunités. Les sociétés et économies africaines accélèrent leur croissance et leur intégration dans le monde économique. En construisant autour d'une agriculture solide et de vastes réserves en ressources naturelles, l'industrialisation et le secteur des services, avec des innovations par exemple comme les services bancaires mobiles, créent des emplois et génèrent du bien-être pour la population africaine.

Rien de ceci ne serait possible sans un accès abordable et viable à l'énergie. L'énergie est le prérequis pour toute activité économique et pour le développement humain en général. Elle l'est également pour l'approvisionnement en eau, les soins médicaux, l'éducation et les loisirs.

L'Afrique a progressé à pas de géant dans la construction de ses infrastructures énergétiques. Et pourtant, de vastes régions du continent demeurent littéralement dans le noir. L'électrification rurale a permis d'atteindre des centaines de communautés isolées grâce à l'extension des réseaux électriques nationaux. Cependant la géographie et la technologie entravent ce processus d'extension. Les investissements de plus en plus importants pour y parvenir obligent à s'intéresser de plus près aux alternatives disponibles. Des innovations technologiques récentes ont permis aux réseaux isolés, ou mini-réseaux, de devenir une de ces alternatives viables. Malgré cela, à ce jour très peu de mini-réseaux ont été déployés avec succès en Afrique. Le niveau d'expérience atteint, aussi bien en matière de compétences techniques qu'au niveau de l'établissement d'un cadre réglementaire approprié, est donc pour le moment limité. L'accélération du développement des mini-réseaux peut jouer un rôle important dans le problème posé par la demande en énergie en constante augmentation du continent africain.

Il ne sera pas possible de fournir à tous les Africains un accès aux services énergétiques modernes et durables sans une augmentation significative des contributions privées. Il est largement reconnu que le secteur de l'énergie a un besoin urgent de capitaux et d'investissements privés pour compléter les rares ressources publiques déjà allouées. Toutefois, le secteur privé ne s'engage pas sans la présence d'un cadre politique stable et attractif.

Ce Guide Pratique de la Politique des Mini-Réseaux fournit donc les orientations et les recommandations indispensables aux décideurs politiques et sert d'assistant dans la conception des politiques nécessaires pour promouvoir efficacement le déploiement des mini-réseaux. Le Guide Pratique est un résultat tangible du Programme du Partenariat Afrique-UE pour l'Energie (PAEE), qui a été fondé par le Programme de coopération Afrique-UE dans le domaine des énergies renouvelables (RECP). La Commission de l'Union Africaine (CUA) a apporté une direction politique au PAEE. Le RECP reflète ainsi l'importante initiative complémentaire de l'agenda des priorités africaines, le Programme pour le Développement des Infrastructures en Afrique (PIDA). Alors que le PIDA se concentre sur les infrastructures de production, de transmission, et de distribution d'électricité à grande échelle, le RECP apporte un soutien précieux et très apprécié au développement des opportunités dans le domaine des énergies renouvelables à petite et moyenne échelle. La CUA applaudit ces efforts et demeure impliquée dans l'accompagnement et le conseil pour l'élaboration de cadres politiques favorables destinés aux marchés énergétiques africains. Nous tenons à féliciter les auteurs et tous les contributeurs d'Afrique et de l'étranger pour leurs efforts. Nous espérons que ce document constituera une aide précieuse dans la conception des cadres légaux et institutionnels, et qu'il contribuera à attirer les investissements fortement nécessaires pour les marchés énergétiques africains.



Mr Aboubakari Baba MOUSSA
Directeur des Infrastructures et de l'Energie,
Commission de l'Union Africaine





Synthèse

L'électrification en milieu rural améliore la qualité de vie des populations et favorise le développement économique des zones rurales. Jusqu'à aujourd'hui, l'électrification rurale en Afrique a été principalement basée sur l'extension du réseau existant. Cependant, les progrès dans ce domaine sont restés lents en raison des coûts importants liés aux distances à couvrir et des budgets limités alloués par les opérateurs ou par l'état pour ce type d'activités. Ainsi, il est conseillé d'étendre le réseau électrique national dans les zones économiquement viables, d'installer des mini-réseaux dans les villages trop éloignés du réseau, et de recourir à des systèmes individuels (ex : installations solaires domestiques et lampes solaires) dans les zones faiblement peuplées et avec une demande potentielle faible. **L'électrification dans le futur va s'appuyer en grande partie sur les mini-réseaux. En effet, l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) estime que plus de 50% de la population rurale actuellement sans accès à l'énergie aura accès à un meilleur service à l'électricité en passant par des mini-réseaux.**

Les mini-réseaux sont utilisés pour la production électrique de petite échelle (entre 10 kW et 10 MW) et permettent un accès à un nombre restreint d'usagers par le biais d'un réseau de distribution local qui fonctionne indépendamment du réseau national. La mise en place de mesures favorables au déploiement des mini-réseaux, et favorisant ainsi son intégration, nécessite beaucoup de travail mais peut générer des améliorations significatives d'accès à l'électricité comme le montrent les initiatives mises en place au Sénégal, au Mali, en Tanzanie, au Kenya et dans d'autres pays.

Lorsque les mini-réseaux font partie du plan d'électrification rurale, il est recommandé aux législateurs de mettre en place un cadre légal qui puisse convenir à un ou plusieurs modèles de déploiement pour les opérateurs. **En effet, les mini-réseaux peuvent être opérés par des fournisseurs « classiques » d'électricité, par des entreprises privées spécialisées, par des communautés locales ou par une combinaison de plusieurs de ces acteurs.** Dans la pratique, il existe donc 4 types de modèles : le modèle du fournisseur d'électricité, le modèle privé, le modèle communautaire et le modèle hybride. Le choix du modèle

dépend du contexte politique et social du pays ainsi que de la taille et des caractéristiques des mini-réseaux. Actuellement, en raison de leurs contraintes budgétaires, de plus en plus de gouvernements tentent d'attirer les investisseurs et les opérateurs de mini-réseaux privés.

Pour le moment, les obstacles majeurs dans le déploiement et l'exploitation de mini-réseaux sont liés à des problèmes socio-économiques, politiques, financiers et de régulation. Malgré l'existence de quelques mini-réseaux mal conceptualisés, implémentés et exploités, **les technologies de mini-réseaux sont assez matures pour être intégrées à part entière dans les plans d'électrification rurale. De plus, les énergies renouvelables utilisées dans les mini-réseaux peuvent fournir, dans de nombreux cas, une électricité à un coût plus bas qu'en utilisant des énergies fossiles.** Elles permettent également d'augmenter la sécurité énergétique et d'avoir une meilleure adaptabilité dans des conditions climatiques changeantes. Certains mini-réseaux utilisant ce type d'énergie qui ont été installés dans les années 1990 sont aujourd'hui encore en service et fournissent un service électrique fiable. Ils ont donc fait leurs preuves dans le domaine de l'électrification rurale.

En théorie, les revenus générés par les mini-réseaux doivent couvrir les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation, de gestion et d'entretien (O&M&M). Les coûts d'investissement sont majoritairement composés des coûts des équipements pour la production et la distribution d'électricité, des coûts de développement, d'implémentation et de financement du projet (intérêts inclus). Les revenus sont constitués des bénéfices directs de la production d'électricité et de subventions dans les situations nécessaires et appropriées. Les revenus dépendent de la demande en électricité, de l'accessibilité des prix de connexion, et également de la tarification pour les particuliers, les institutions sociales et les entreprises productives. Avec une demande en électricité moins élevée et des moyens financiers plus limités qu'en zone urbaine, il est souvent plus difficile d'avoir des revenus suffisants dans les zones rurales. Les législateurs ont la capacité d'influencer ce risque financier en implémentant un cadre légal adapté. Cela peut inclure une

structure tarifaire en adéquation avec la structure de coûts de l'opérateur, un support financier adéquat et la mise en place d'une structure légale claire pour l'obtention de permis d'exploitation ou de concessions.

Etant donné les faibles marges bénéficiaires souvent associées aux systèmes mini-réseaux, il n'est pas seulement difficile de couvrir l'investissement mais il est aussi difficile de financer l'investissement initial. Alors que les financements privés sont nécessaires pour supporter les fonds publics insuffisants, trop d'investisseurs perçoivent encore les mini-réseaux comme un investissement risqué et peu rentable. Dans ce contexte, afin d'aider à convaincre les investisseurs, le législateur peut mettre en place des mesures telles que des plans tarifaires de longue durée ou une législation fiable sur la génération et la distribution d'électricité. Il peut aussi assurer la transparence de la compagnie nationale d'électricité concernant son plan d'extension, ou demander des garanties.

Afin de concevoir et d'implémenter un cadre légal et une régulation favorables aux mini-réseaux, il est essentiel pour le législateur de comprendre les intérêts et les possibles contributions de chacune des parties prenantes. En effet, la participation et l'implication d'acteurs tels que les usagers du mini-réseau, les autorités publiques, les opérateurs privés et les investisseurs sont indispensables pour le succès des déploiements des mini-réseaux. Les clients veulent une électricité à un prix abordable et avec une bonne qualité de service. Cependant, avoir un accès à l'électricité aujourd'hui est souvent plus important pour les clients que d'avoir un accès à un prix bon marché mais dans le futur. Les opérateurs peuvent être à la fois responsables de l'implémentation et être des fournisseurs de systèmes mini-réseaux plus gros (ex : systèmes de plus d'1 MW). Les réseaux de taille réduite ont souvent besoin de structures de gestion décentralisées. Cela s'accorde peu souvent avec les systèmes de gestion des gros fournisseurs d'électricité. Alors que les fournisseurs d'électricité ont plus d'intérêt à gérer des mini-réseaux de taille importante, ce sont principalement des compagnies privées et des organisations communautaires qui ont traditionnellement été impliquées dans le développement,

le déploiement et la gestion de mini-réseaux (avec le soutien financier et technique de donateurs ou d'acteurs du secteur public). Les expériences dans les pays tels que le Cambodge, l'Inde, le Mali, le Népal ou le Sénégal montrent qu'il existe un marché potentiel certain pour les entreprises privées et les entrepreneurs locaux qui veulent développer et exploiter des mini-réseaux.

Les investisseurs peuvent s'appuyer sur des capitaux propres et sur un financement par emprunt mais pour cela ils ont besoin d'un profil risque-rendement attrayant et doivent avoir confiance aussi bien dans le cadre institutionnel et réglementaire que dans les responsables du projet qu'ils vont financer. Ce degré de confiance peut être influencé de manière positive par le législateur qui peut créer un contexte plus favorable et sûr, qui peut encourager la création d'un historique de mise en œuvre des projets (ex : à travers des projets pilotes en conditions réelles) et qui peut mettre en avant les instruments, les apports et l'expertise existants de parties prenantes pertinentes.

Sur le court et moyen terme, **l'investissement pour l'électrification rurale dans les pays en développement ne peut pas s'appuyer uniquement sur les bénéfices créés grâce aux clients mais nécessite aussi des subventions** (comme ce fut le cas dans les pays de l'OCDE durant la première phase de leur électrification rurale). Malgré tout, les plans de subventions doivent être bien pensés car des subventions mal adaptées peuvent avoir un impact plus négatif que positif pour le déploiement de mini-réseaux. La recherche du bon système de subventions des mini-réseaux, la gestion des investissements publics, la recherche de financements privés à long terme, ainsi que la gestion efficace des mini-réseaux sont des tâches complexes et exigeantes.

Le Guide Pratique de la Politique des Mini-Réseaux (MGPT) apporte des conseils sur la façon dont les décideurs politiques en Afrique peuvent mettre en place des mesures favorables aux mini-réseaux de manière durable. Le but de ces mesures est de promouvoir l'accès à l'électricité et ainsi à des activités





économiques de qualité et idéalement avec des sources d'énergie propres sur le long terme. Avant de pouvoir mettre en place des mesures favorables aux mini-réseaux, certaines décisions politiques majeures doivent être prises. Entre autres, il faut décider si les mini-réseaux font vraiment partis de l'électrification rurale, il faut décider de l'approche générale à adopter (centralisée ou décentralisée), de la méthode de financement préalable (par l'état ou privée), et de la façon de définir les tarifs (subventions croisées ou tarifs couvrant les coûts). Ces décisions sont à la base du cadre institutionnel et réglementaire qui sera implémenté et définissent le type de modèle d'opérateur qui pourra être mis en place pour exploiter les mini-réseaux. Le cadre défini devra reposer sur des principes solides, c'est-à-dire être stable et durable, clair et exhaustif, facile d'approche, rentable et efficace, souple et simplifié, garantissant une électricité fiable et à un prix abordable et également être transparent et prévisible. Ensuite, les institutions doivent être en mesure de mettre en œuvre ce cadre institutionnel et réglementaire et d'assumer leurs fonctions et responsabilités pour soutenir le développement des mini-réseaux.

Les éléments essentiels d'un cadre institutionnel et réglementaire favorable aux mini-réseaux peuvent être répartis en plusieurs catégories :

- ▶ décisions politiques et mesures sur l'énergie
- ▶ politique et Réglementation Economique
- ▶ politique et Réglementation Environnementales et de Protection des Consommateurs
- ▶ réglementation des Licences et des Contrats
- ▶ support du secteur financier
- ▶ plans de support d'autres secteurs

Vue d'ensemble schématique des liens entre les outils d'intervention politiques et les modèles d'opérateur mini-réseau

Le tableau ci-dessous rassemble l'ensemble des outils d'intervention politiques abordés dans ce Guide Pratique de la Politique des Mini-Réseaux, et indique leur importance en fonction du modèle d'opérateur mini-réseau. Les modèles d'opérateur sont identifiables grâce aux lettres dans les cases de la partie droite du tableau :

- U** U pour le modèle d'opérateur fournisseur d'électricité
- H** H pour le modèle d'opérateur hybride
- P** P pour le modèle d'opérateur privé
- C** C pour le modèle d'opérateur communautaire

Pour chaque modèle d'opérateur, les paramètres prioritaires sont identifiables grâce à la typographie :

- ▶ Les instruments prioritaires ont une lettre en gras dans les cases colorées
- ▶ Les instruments d'accompagnement ont une lettre soulignée dans les cases colorées

Dans ce Guide Pratique, chaque outil est défini, son niveau de pertinence est expliqué et des références additionnelles de publications, de guides pratiques, d'autres outils et d'exemples supplémentaires sont données.

Tableau 1 Instruments d'Intervention Politique, de Réglementation, de Financement et d'Assistance Technique

Niveau	Réf.	Outil	Modèle d'Opérateur
Politique Energétique	A1.	Politique Nationale sur l'Electricité ou Politique d'Electrification	U H P C
	A2.	Stratégie d'Electrification Rurale et Plan Directeur	U H P C
	A3.	Lois sur l'Energie et l'Electricité (incluant les Institutions de Mise en Œuvre)	U H P C
	A4.	Politique et Réglementation Tarifaire (incluant les Frais de Connexion)	U H P C
Politique et Réglementation Economique	B1.	Politique et Réglementation Fiscale (Taxation, Taxes d'Importation, etc.)	U H P C
Politique et Réglementation Environnementales et de Protection des Consommateurs	C1.	Réglementation Technique (incluant le Raccordement au Réseau National)	U H P C
	C2.	Réglementation de la Qualité de Service	U H P C
	C3.	Politique et Réglementation Environnementales	U H P C
Réglementation des Licences et des Contrats	D1.	Permis et Licences de Production et de Distribution	U H P C
	D2.	Contrats et Plans de Concession	U H P C
	D3.	Accords d'Achat d'Electricité (AAE)	H
Plans de Support Financier	E1.	Subventions et Aides	U H P C
	E2.	Soutien à l'Emprunt et Outils d'Atténuation du Risque	H P C
Assistance Technique	F1.	Assistance Technique (incluant Activités de Sensibilisation et de Promotion, Formation Professionnelle, Renforcement des Capacités Institutionnelles, Développement du Réseau, Recommandations aux Responsables du Projet, Données Utiles (ex : extension du réseau électrique, données socio-économiques, cartes des ressources énergétiques)	U H P C

Légende : **U** Modèle Fournisseur d'Electricité, **H** Modèle Hybride, **P** Modèle Privé **C** Modèle Communautaire
U **H** **P** **C** Instruments prioritaires **U** **H** **P** **C** Instruments d'appui



1. Introduction

Les décideurs politiques sont dans une situation délicate. Il existe une forte demande en électricité à la fois en milieu urbain et dans les zones rurales. Mais un accès de qualité à l'électricité nécessite de gros investissements. Dans le même temps, les budgets des gouvernements et des fournisseurs d'accès sont limités. Ceux-ci ne peuvent donc équiper qu'un nombre restreint de foyers chaque année et ils sont obligés de définir des priorités. Cela coûte moins cher de fournir de l'électricité en milieu urbain ou dans des zones proches du réseau électrique déjà en place. Malheureusement la majorité de la population en Afrique vit en milieu rural et est donc située loin du réseau électrique.

La façon la plus rentable d'apporter de l'électricité à ces populations est souvent en utilisant des mini-réseaux. Ce MGPT rappelle les informations essentielles à connaître sur les mini-réseaux, oriente vers des solutions pratiques et présente des outils et de la documentation utiles pour l'élaboration d'un cadre institutionnel et réglementaire favorable aux mini-réseaux.

Le **Guide Pratique de la Politique des Mini-Réseaux (MGPT)** est écrit avant tout à l'attention des décideurs politiques d'Afrique qui ont pour objectif de permettre un fort développement des mini-réseaux, au-delà de quelques projets pilotes. Cependant,

Définition d'un Mini-Réseau

Dans ce document, les mini-réseaux¹ sont des réseaux impliqués dans la génération d'électricité à petite échelle (de 10 kW à 10 MW) et qui fournissent de l'électricité à un nombre restreint d'utilisateurs par le biais d'un réseau de distribution local qui fonctionne indépendamment du réseau national. Ils alimentent des zones habitées relativement concentrées avec une qualité d'électricité équivalente à celle du réseau national.² Les « micro-réseaux » sont similaires aux mini-réseaux³ mais sont plus petits en taille de réseau et en capacité de production (de 1 à 10 kW).

les points clefs contenus dans ce guide sont aussi utiles aux décideurs politiques d'autres régions du monde et également aux banques de développement et aux organismes donateurs qui cherchent à soutenir et à promouvoir une amélioration des politiques et réglementations du secteur. Le but de cette publication est d'améliorer la compréhension générale des mini-réseaux, des acteurs de ce secteur et des options possibles pour aboutir à un cadre institutionnel et réglementaire favorable. Les mesures et outils de régulation importants pour supporter le secteur des mini-réseaux sont présentés. De plus, d'autres outils tels que des publications et des documents types sont référencés afin de permettre une compréhension en profondeur de chacun des sujets traités.

Le MGPT fournit les informations indispensables pour comprendre le monde des mini-réseaux. La première partie aborde les solutions existantes pour l'électrification : la connexion au réseau électrique, la connexion aux mini-réseaux et les systèmes individuels (ex : installations solaires domestiques et lampes solaires). Cette partie est suivie d'une présentation des bénéfices qu'apportent l'électrification de manière générale, pour chacune des options susmentionnées et de manière plus détaillée pour les mini-réseaux. Le **second chapitre** présente les expériences existantes des mini-réseaux dans le monde et en Afrique. Les notions techniques de base relatives aux mini-réseaux sont expliquées dans les annexes (sauf les questions techniques relatives à la régulation qui sont traitées dans le texte principal). Dans le **chapitre 3**, les 4 modèles d'opérateur mini-réseaux sont brièvement introduits (modèle privé, communautaire, hybride et du fournisseur d'électricité).

- 1) Une explication succincte sur les mini-réseaux est disponible en Annexe I : Les Technologies Mini-Réseaux.
- 2) Les mini-réseaux peuvent soit être déconnectés du réseau électrique national soit connectés. Dans le second cas, ils ont la possibilité de fonctionner de manière isolée lorsque le réseau national n'est pas en service.
- 3) Pour l'ensemble de ce document, les mots « micro-réseau » et « mini-réseau » sont utilisés de manière interchangeable.

Etant donné que les budgets des gouvernements et des fournisseurs d'accès sont limités, le financement des mini-réseaux par le secteur public constitue un défi important. Ainsi, les mini-réseaux financés, détenus et exploités de manière privée deviennent des alternatives de plus en plus intéressantes. C'est pourquoi ce **Guide Pratique met l'accent sur les investisseurs et les opérateurs privés** en particulier dans le chapitre économique (**chapitre 4**). Ce dernier traite de questions relatives à la demande en électricité, aux coûts, au chiffre d'affaire et au financement des mini-réseaux.

L'élaboration d'un cadre institutionnel et réglementaire favorable aux mini-réseaux représente un travail délicat. En effet, l'électrification en zone rurale constitue généralement un problème complexe en raison des intérêts différents et parfois divergents entre les parties prenantes : les usagers, la compagnie nationale d'électricité, et les opérateurs, acteurs privés et investisseurs. Afin d'en apprendre plus sur ce sujet, ce guide expose les motivations, les intérêts et les contributions de chacun des acteurs dans le **chapitre 5**.

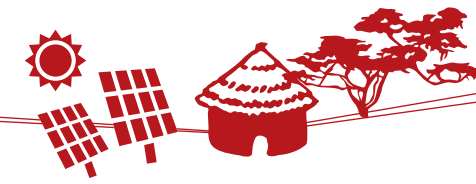
Cette analyse sert de base pour aborder, dans le **chapitre 6**, les conditions nécessaires au niveau politique et de la régulation. **Les mesures politiques et de régulation qui servent à promouvoir les mini-réseaux doivent être en accord avec les caractéristiques des différents modèles d'opérateur.** Jusqu'à présent, il n'existe aucune information claire disponible sur les éléments ou outils qui sont nécessaires pour chaque type de modèle d'opérateur. **Ce Guide Pratique a pour but de combler cette lacune.** La discussion est organisée autour de 6 modules qui sont la politique énergétique, les politiques et réglementations économiques, les politiques et réglementations environnementales et de protection des consommateurs, les réglementations des licences et des contrats, les plans de support financier et l'assistance technique. Pour chacun des 4 modèles d'opérateur, le chapitre présente leurs caractéristiques essentielles ainsi que des outils d'appui. Ce document se termine avec le **chapitre 7** qui donne un exemple de la façon dont le cadre institutionnel et réglementaire peut être élaboré et réglementé.

De manière générale, l'intérêt principal de ce Guide Pratique est de promouvoir l'électrification. Il reste neutre d'un point de vue technologique et ne donne donc aucune recommandation concernant le type de technologie mini-réseau. Cependant, **les avantages, au niveau des coûts à long terme et de la sécurité énergétique, inhérents aux technologies ayant recours aux énergies renouvelables telles que les énergies hydroélectriques, solaires (PV) et éoliennes sont démontrés et abordés à travers ce document.** Ce guide ayant pour but d'être utile aussi bien pour les novices que pour les experts, il contient un niveau de détail moyennement élevé. Ce document a été écrit de façon modulaire. Les experts, déjà familiers avec les notions essentielles des mini-réseaux, les différents modèles d'opérateurs, l'économie des mini-réseaux et les différents acteurs du secteur, peuvent donc directement consulter les **chapitres 6 et 7**, où les outils relatifs aux mesures politiques et de régulation sont décrits. De plus, ce Guide Pratique ajoute aux connaissances établies les dernières avancées existantes dans le domaine des mesures politiques et de régulation ; et présente des connaissances nouvelles, en partie non publiées, d'experts dans le domaine.

LECTURES COMPLÉMENTAIRES

Pour les lecteurs qui ont découvert récemment les technologies mini-réseaux ou pour ceux qui cherchent un document résumant le sujet de manière exhaustive, la brochure suivante est recommandée :

- 1.0 **GVEP International (2011).**
The history of mini-grid development in developing countries. Policy briefing.



2 Notions Essentielles sur les Mini-Réseaux et l'Électrification Rurale

En se développant, la technologie des mini-réseaux a changé la donne sur le marché en permettant une électrification rapide, rentable et de bonne qualité en Afrique rurale. Dans les conditions appropriées, les mini-réseaux peuvent soutenir les stratégies de développement du réseau électrique national pour un accès à l'électricité. Cela peut ainsi augmenter le niveau de vie des populations et permettre l'éclosion de petites entreprises rurales.

L'accès à l'Électricité en Afrique

Pour bien comprendre les défis que l'électrification représente, le mieux est de rappeler quelques chiffres connus concernant l'Afrique. L'IEA (2013a) estime que 599 millions de personnes en Afrique Sub-Saharienne n'avaient pas d'accès à l'électricité en 2011. En se basant sur l'approche de développement actuelle (« business as usual »), il est estimé que ce nombre passera à 645 millions en 2030 en raison de la croissance de la population. Les investissements actuels dans le secteur énergétique sont insuffisants pour inverser cette tendance et pour assurer un accès universel à l'électricité d'ici à 2030. Afin d'atteindre cet objectif, l'initiative SE4ALL (Sustainable Energy for All ou Energie pour Tous) lancées par les Nations Unies estime dans son rapport Global Tracking Framework (2013) que l'Afrique Sub-Saharienne aurait besoin d'un investissement annuel additionnel de 19,1 milliards de \$ US pour garantir un accès de bonne qualité. De plus, il est estimé que 86% des personnes vivant en milieu rural en Afrique Sub-Saharienne n'ont pas d'accès à l'électricité comparé à 37% en milieu urbain (SE4ALL, 2013).

2.1 Les Solutions Techniques à l'Électrification Rurale

Les trois moyens de fournir de l'électricité en milieu rural sont par l'extension du réseau électrique, par l'installation de mini-réseaux ou par l'utilisation de systèmes individuels. **Les experts de l'électrification rurale conseillent d'étendre le réseau national dans les zones économiquement viables, d'installer des mini-réseaux dans les villages trop éloignés du réseau, et de recourir à des systèmes individuels (comme les installations solaires domestiques (SHS) et les lampes solaires) dans les zones faiblement peuplées et avec une demande potentielle faible.** Dans le rapport « Energy for All » (2011) de l'IEA, il est estimé que seulement 30% de la population rurale sans accès à l'électricité serait mieux desservie par une extension du réseau national. Donc les 70% restant ont plus d'intérêts soit à être connectés à des mini-réseaux (52,5 % au total), soit à utiliser des systèmes individuels (17,5% au total). Ces chiffres montrent le besoin important d'investissements dans l'électrification rurale en général et dans les mini-réseaux en particulier.

L'**extension du réseau électrique national** devrait seulement avoir lieu dans les zones densément peuplées. Celles-ci doivent avoir une demande potentielle suffisante pour justifier les importants coûts d'investissement des lignes de transmission, qui peuvent s'élever à 22 750 €⁴ par kilomètre, et des lignes de distribution dont le coût approche les 12 000 € par kilomètre (ARE, 2011) dans la plupart des pays d'Afrique. Les tarifs au détail de l'électricité fournie par le réseau national vont en Afrique de moins de 0,04 €/kWh (tarifs subventionnés) à plus de 0,23 €/kWh (tarifs non-subventionnés) (IMF, 2008).

Les **systèmes individuels** sont pour la plupart de petits groupes électrogènes diesel et des systèmes photovoltaïques sous la

forme d'installations solaires domestiques (jusqu'à 150 Wc) ou de lampes solaires (jusqu'à 10 Wc, aussi appelées Pico-PV). Ces équipements sont installés directement chez les utilisateurs sans passer par un réseau de distribution. Les deux points forts de ces systèmes sont un accès abordable en raison du coût d'investissement initial (comparé aux deux autres approches) et des avantages immédiats (cela remplace le diesel, les piles, les batteries ou les autres sources d'énergie chères). Le principal inconvénient est la limitation du point de vue de la puissance électrique qui permet seulement l'utilisation de systèmes peu énergivores. De 2009 à 2012, 4,4 millions de lampes solaires ont été vendues en Afrique. Alors que les lampes solaires coûtent moins de 75 €, les prix des SHS varient largement et

sont évalués entre 1,21 €/kWh et 1,52 €/kWh (coûts de production actualisés de l'électricité (LCOE)) en Afrique (REN21, 2014).

Les mini-réseaux sont généralement utilisés dans des lieux reculés et ont une capacité inférieure à 10 MW. Les micro-réseaux sont similaires aux mini-réseaux mais sont plus petits et ont une capacité inférieure (de 1 à 10 kW). Ces deux technologies permettent de connecter un nombre restreint d'utilisateurs par le biais d'un réseau de distribution à un système de production électrique qui fonctionne de manière autonome. Ces réseaux décentralisés peuvent subvenir aux besoins des populations vivant et travaillant à proximité (groupes de maisons, commerces et institutions sociales). Les énergies renou-

RÉSUMÉ À L'ATTENTION DES DÉCIDEURS

D'après les estimations de l'Agence Internationale de l'Energie (IEA), la population d'Afrique Sub-Saharienne sans accès à l'électricité va passer de 599 à 649 millions en 2030, à moins que les investissements dans ce secteur augmentent grandement.

Les trois moyens de fournir de l'électricité en milieu rural sont soit par l'extension du réseau électrique, soit par l'installation de mini-réseaux électriques ou soit par l'utilisation de systèmes individuels. Le développement régional de ces trois solutions doit être basé sur les particularités économiques, géographiques et sociales de la région.

Ainsi, la solution des mini-réseaux possède un espace réel pour se développer. Elle constitue l'option la plus appropriée lorsque l'extension du réseau national est trop coûteuse et lorsque les villages sont suffisamment denses et concentrés. En plus des effets positifs pour l'électrification rurale, les mini-réseaux ont des avantages spécifiques comme la rapidité de leur déploiement, la génération de bénéfices pour le secteur privé, la souplesse de ses modèles techniques et opérationnels et la sécurité énergétique, en particulier quand les sources sont locales et renouvelables.

Aujourd'hui, les obstacles majeurs au développement des mini-réseaux ne sont pas d'ordre technologique mais sont plus d'ordre économique, financier, réglementaire, institutionnel et sont aussi dus à des problèmes de ressources humaines. Les expériences existantes dans le domaine ont révélé les difficultés pour exploiter les mini-réseaux de manière durable. Cependant, des exemples en Afrique et dans d'autres régions du monde ont prouvé que ces problèmes peuvent être surmontés, en particulier grâce à des approches plus basées sur les résultats.

Une planification solide de l'électrification rurale est nécessaire et doit prendre en compte l'intégration des mini-réseaux au réseau électrique national. Pour cela, les zones dédiées à l'extension du réseau, les zones dédiées à l'installation de mini-réseaux et celles dédiées aux systèmes individuels doivent être identifiées. Actuellement, les méthodes les plus modernes utilisent des outils déterminant la planification la moins coûteuse en fonction des informations géographiques (outils SIG).

4) Dans le reste du texte, tous les prix tirés d'autres sources sont convertis en Euros en utilisant le taux de conversion du 24 août 2014. Le taux de conversion du dollar US était alors de 1 € = 1,3187 \$ US



Le Rôle des Energies Renouvelables dans les Mini-Réseaux et le Potentiel d'Hybridation en Afrique

Dans le monde, beaucoup de mini-réseaux reposent encore uniquement sur des combustibles fossiles pour la production électrique. Pourtant, l'utilisation d'énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien ou biomasse) dans les mini-réseaux réduit les coûts, améliore la sécurité énergétique et réduit la pollution environnementale. Un générateur diesel permet de fournir de l'électricité quand l'apport des énergies renouvelables n'est pas suffisant et permet ainsi de garantir un service électrique fiable pour un coût moindre.

L'hybridation, c'est-à-dire l'ajout d'une source de production solaire, éolienne ou bioénergétique à un mini-réseau diesel existant, est un sujet très discuté parmi les experts en raison de ses avantages. L'hybridation des générateurs diesel existants, qui se comptent par milliers dans le monde, « constitue une option à coût concurrentielle pour

beaucoup de régions rurales et une vraie opportunité pour le développement des énergies renouvelables » [Notre traduction] (ARE, 2011).⁵

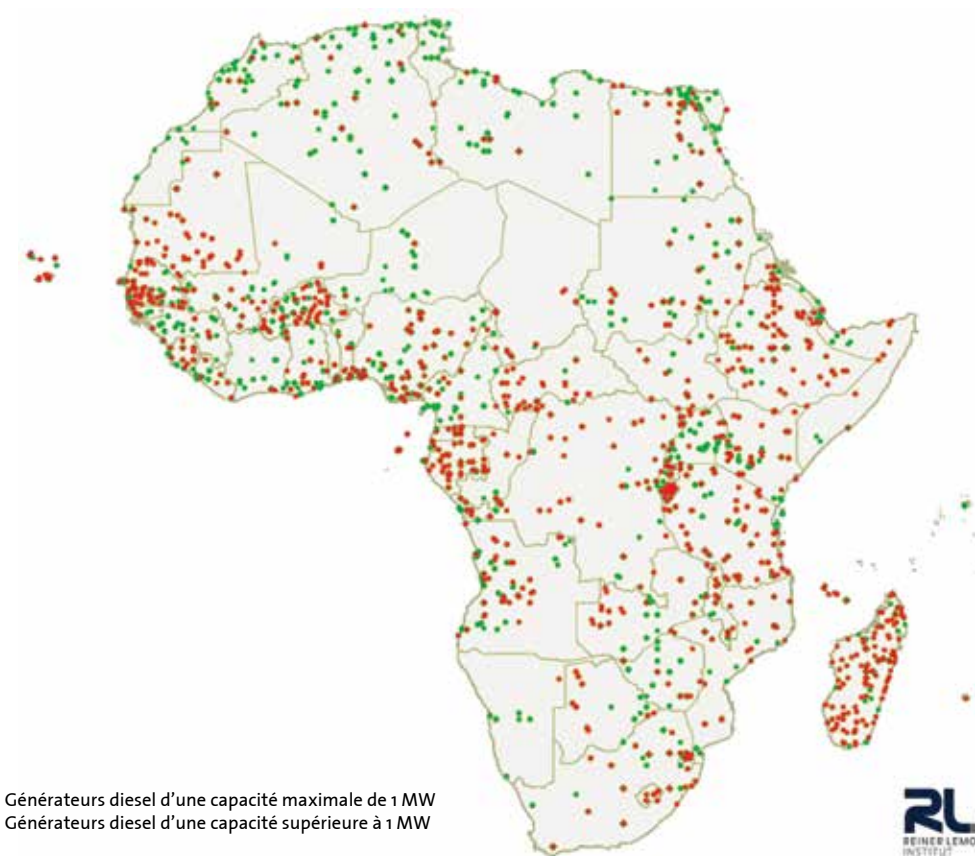
La carte ci-dessous recense 1101 générateurs diesel en Afrique qui ne sont pas connectés au réseau électrique du pays. Cela montre bien le potentiel existant pour l'hybridation. Pour créer cette carte, le RLI (Institut Reiner Lemoine) a utilisé les données relatives aux centrales électriques de « l'UDI World Electric Power Plants Database » et a exclu les zones couvertes par les lignes de transmission existantes (avec une zone tampon de 50 km) en se basant sur des cartes numérisées.⁶ Avec cette méthode, beaucoup de petits mini-réseaux n'ont pas été pris en compte. Par exemple au Mali, il existe 200 mini-réseaux diesel.

velables telles que l'énergie hydraulique, solaire ou la bioénergie, parfois suppléés par un petit générateur diesel (systèmes qualifiés alors d'hybrides) se révèlent souvent être les solutions les plus rentables pour produire de l'électricité. Les tarifs au détail peuvent fortement varier. Pour un mini-réseau en Afrique, ceux-ci se situent entre 0,10 €/kWh et 1,20 €/kWh. Ils dépendent de la technologie, du modèle d'opérateur, du cadre législatif mis en place, des supports financiers reçus et des sources de financement. Pour plus de détails sur les différentes technologies de mini-réseaux, veuillez-vous reporter à l'*Annexe II*.

- 5) La technologie mini-réseau hybride solaire-diesel ainsi que les méthodes d'élaboration et d'implémentation sont abordées dans le document Léna, IED, IEA PVPS, Club-ER (2013). *Rural Electrification with PV Hybrid Systems ; Overview and Recommendations for Further Deployment*.
- 6) Des informations plus détaillées concernant la méthodologie sont disponibles dans le document Bertheau, RLI (2012). *Geographic, technological and economic analysis of isolated diesel grids ; Assessment of the upgrading potential with renewable energies for the examples of Peru, the Philippines and Tanzania*.



Figure 1 Générateurs diesel en Afrique



Source : Cader (2014) « Diesel generators in Africa », Reiner Lemoine Institute gGmbH non-profit, utilisant comme source pour les données le site GADM (2014) www.gadm.org, Platts UDI World Electric Power Plants Database (2011/2013)



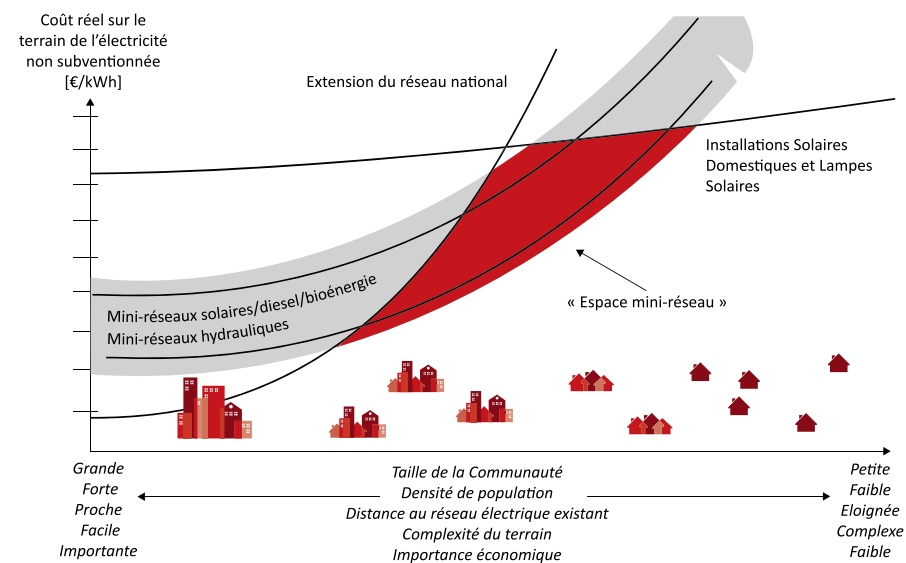
2.2 Les Mini-Réseaux comparés aux Autres Approches d'Electrification Rurale

Le graphique ci-dessous (figure 2) illustre l'espace dans lequel les mini-réseaux représentent la solution la plus adaptée à l'électrification rurale. Cet « espace mini-réseau » correspond à la situation où les mini-réseaux ont un coût plus bas (coût au détail de l'électricité non-subsidée sur site en €/kWh) que le raccordement au réseau national et que les solutions individuelles. Le coût des technologies est influencé de différentes manières par les conditions locales variables : la taille de la communauté,

la densité de population, la distance d'éloignement du réseau électrique existant, la topographie et les facteurs socio-économiques globaux tels que la demande en énergie et le potentiel de croissance économique.

Les mini-réseaux sont très souvent utilisés là où les extensions du réseau ne sont économiquement pas intéressantes mais également là où les communautés vivent dans un village avec une densité d'habitations suffisante. Etant donnée la grande variété de configurations géographiques possible pour les mini-réseaux, l'extension du réseau national et les systèmes individuels, la planification de l'électrification rurale est une tâche complexe et dynamique mais qu'il est fortement recommandé de mener à bien.

Figure 2 Représentation de « l'espace mini-réseau » (qualitatif)



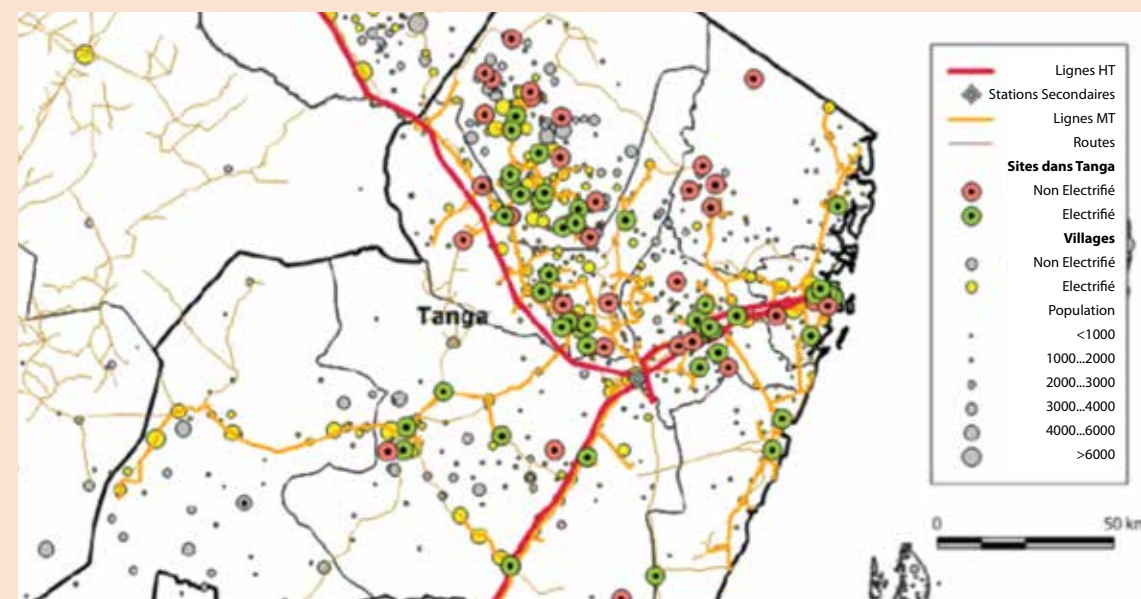
Source : Inensus

La Planification de l'Electrification Rurale

En général, la planification de l'électrification rurale a pour objectif de maximiser l'accès à l'électricité sur un territoire donné et dans une période de temps définie. Celle-ci doit normalement rester neutre dans le choix de la technologie et elle doit utiliser les coûts actuels en optimisant les solutions d'approvisionnement en électricité. Cette planification peut suivre soit une approche technico-économique qui recherche uniquement à optimiser les critères économiques, soit une approche multisectorielle qui inclut

en plus une évaluation qualitative de l'énergie distribuée (Watchueng, Jacob & Frandji, Club-ER, 2010). Le résultat peut alors permettre l'identification des zones prioritaires à électrifier et des zones où les technologies hors-réseau (mini-réseaux inclus) doivent être utilisées. Le graphique ci-dessous montre un aperçu du plan d'électrification rurale de la région de Tanga en Tanzanie et établi à l'aide d'un logiciel SIG. Il montre clairement les possibilités d'électrification de la région.

Figure 3 Exemple d'une planification d'électrification rurale en Tanzanie, adapté du Club-ER (2010)



Source : IED (2013)



Les mini-réseaux peuvent parfois se retrouver en compétition avec l'extension du réseau électrique national. Que se passe-t-il lorsque ce dernier atteint un village déjà connecté à un mini-

réseau privé ou communautaire? Les problèmes qui apparaissent « lorsque le Grand Réseau se connecte au Petit Réseau » sont discutés dans l'encadré suivant.

Les Mini-Réseaux et l'Arrivée du Réseau Electrique National

Le raccordement des mini-réseaux au réseau national est désiré par les clients. En règle générale, les tarifs du réseau national sont moins élevés que ceux des mini-réseaux en raison des économies d'échelle obtenues (dans la production, la transmission et la distribution de l'électricité) et en raison de réglementations spécifiques et de subventionnements croisés (subventionnement des clients en milieu rural grâce à l'application d'une tarification plus importante aux clients en milieu urbain et aux clients industriels).

Le risque d'une « prise de contrôle » non compensée par un réseau en expansion représente un frein majeur pour les investisseurs. Cependant, dans un contexte politique favorable, la connexion au réseau peut aussi fournir l'opportunité à l'opérateur du mini-réseau de conserver son bien et de générer des bénéfices en revendant son électricité produite au réseau national. La meilleure approche est de gérer ses risques en amont en mettant en place un cadre légal qui protège les investisseurs, en garantissant une compensation juste et idéalement en fournissant des informations transparentes concernant les plans d'extension du réseau électrique (mis en place par le biais d'une planification rurale électrique). Ces informations d'extension temporelles et géographiques pourront dans ce cas être intégrées lors de la conception du mini-réseau au niveau technique et financier.

Afin de pouvoir intégrer un mini-réseau dans le réseau électrique national, les exigences techniques du fournisseur d'électricité doivent être remplies. Cela inclut les mesures de sécurité du réseau global, les valeurs de fréquence et de tension, l'intégration du système de distribution dans celui du réseau national. Il faut aussi définir si le système mini-réseau peut fonctionner de manière autonome en cas de panne du réseau et s'il est utilisé comme un système de « décharge » du réseau électrique national.

De plus, les conflits d'ordre financier doivent être résolus avant l'entrée de la compagnie nationale dans la zone. Si l'opérateur du mini-réseau pratique des tarifs plus élevés que ceux du réseau électrique (et que le fournisseur national prend le contrôle de la concession), le nouveau tarif doit être négocié. De plus, toutes les exigences de l'opérateur du mini-réseau pour lui permettre de mettre fin à ses activités doivent être respectées. Dans le cas où l'opérateur du mini-réseau conserve le droit d'exploitation du site, des accords concernant la tarification, la production et la distribution d'électricité, et concernant les tarifs d'achat réglementés (feed-in tariffs ou FiT) doivent être négociés et régulés. Un exemple de conseils en matière de réglementation à ce sujet est disponible dans la deuxième version des règles récemment publiées par l'EWURA (le régulateur tanzanien). Il est relatif aux règles des PPE (petits producteurs d'électricité) et mini-réseaux.⁷

Comme décrit par Greacen, Engel & Quetchenbach (2013), les points suivants doivent être abordés afin de permettre le raccordement réussi d'un mini-réseau au réseau national :

- 1) une procédure de demande de rattachement claire préparant les problèmes techniques, tarifaires et de gestion
- 2) la responsabilité de l'analyse et de l'approbation des interconnexions
- 3) la responsabilité du paiement et de la construction
- 4) la responsabilité des exigences de sécurité et de protection
- 5) une procédure de test et de mise en service
- 6) les communications et échanges d'information entre l'opérateur du mini-réseau, le gestionnaire du réseau national et le régulateur

Si les compensations appropriées et les arrangements techniques peuvent être effectués, il n'y a aucune raison pour que le rattachement du mini-réseau au réseau national échoue. Il existe plusieurs façons différentes d'organiser ce nouveau modèle d'exploitation afin d'optimiser la production électrique et les coûts des investisseurs, des utilisateurs et du fournisseur d'électricité. Pour avoir un exemple de raccordement de mini-réseau, veuillez consulter l'étude de cas du Rwanda de ce guide pratique (*MGPT Rwanda case study*).

7) Site Internet de l'EWURA (2014): <http://www.ewura.go.tz>





2.3 Les Avantages des Mini-Réseaux

D'après les résultats d'études sur le sujet, l'électrification rurale améliore la qualité de vie, augmente le niveau d'activité économique et est nécessaire pour le développement économique rural. Elle agit en général comme :

- Un **moteur du développement socio-économique** (grâce à la distribution de services électriques de base pour les ménages)

Des études sur l'impact⁸ d'une source de lumière électrique ont montré qu'à elle seule une lumière peut permettre d'étendre les heures d'ouverture des petits commerces, améliorer le niveau d'éducation et de santé, et augmenter le niveau de sécurité. Certains considèrent que « l'impact principal qu'il faut mentionner quand il s'agit des bénéfices de l'électricité n'est pas la lumière mais la communication : la télévision, les téléphones mobiles et Internet », [Notre traduction] (IOB, 2013). Après tout, en juin 2013 en Afrique Sub-Saharienne,

environ la moitié des foyers électrifiés dans les zones rurales avaient une télévision ou une radio et environ 253 millions de personnes avaient un téléphone mobile. L'utilisation de la télévision, de la radio et d'un téléphone mobile entraîne une amélioration de l'accès à l'information, aux renseignements de type commercial et à l'éducation à distance. Les habitants des zones rurales utilisent déjà dans de nombreux cas ces services mais à des prix exorbitants (*voir la figure 6*). Ils sont donc clairement intéressés par ces services et sont prêts à payer pour y avoir accès.⁹

- Un **facilitateur dans la fourniture de services publics** (grâce à l'électrification des institutions sociales)

L'électrification rurale peut également améliorer le niveau d'éducation grâce à un meilleur éclairage à l'école et à la maison et elle peut permettre une augmentation de la qualité des soins de santé grâce à un meilleur éclairage et la possibilité de recourir à plus d'équipements médicaux (ex : réfrigérateurs à vaccins).

- Un **moteur du développement industriel rural** (grâce à l'accès à l'électricité pour les PME aux activités de production)

Un autre aspect important de l'électrification rurale est son rôle moteur dans le développement économique et par conséquent l'apport de revenus qu'elle peut générer pour les ménages. En effet, elle permet aux particuliers de fonder de petites entreprises familiales¹⁰ et elle offre la possibilité aux PME existantes de passer à une forme d'énergie plus propre, plus commode et moins dispendieuse dans l'utilisation des moteurs. Cependant, toutes ces options nécessitent des niveaux de tension importants et donc d'un accès à un mini-réseau robuste ou au réseau électrique national (IOB, 2013).

L'électrification par mini-réseaux offre de **multiples avantages spécifiques** en comparaison aux autres options existantes. Cela inclut entre autres la **grande vitesse de déploiement**, la **croissance supplémentaire du**

secteur privé, et la **flexibilité du modèle d'exploitation et des choix techniques disponibles**. Le large éventail de technologies pour la production d'électricité offre de nombreux avantages. Le système à plusieurs niveaux (« Tier System ») d'accès à l'énergie mis en place par l'initiative SE4ALL de l'ONU illustre clairement ces avantages (*voir encadré suivant*).

- 8) Les études d'impact déterminent les changements intentionnels et accidentels suite à une intervention spécifique qui peut être identifiée (ex : fournir un accès fiable à l'électricité).
- 9) Les sources de ce paragraphe sont IEG (2008), IOB (2013), GSMA (2013), Edenhofer et al./IPCC (2013)
- 10) Le taux de foyers qui utilisent l'électricité à but productif et sous la forme d'une petite entreprise atteint généralement 10%. De plus, des études montrent que les petites entreprises peuvent être appuyées par des programmes dédiés à l'utilisation productive de l'électricité. Cela entraîne à son tour un impact positif sur les revenus des ménages. (IOB, 2013)

Le Système d'Accès à l'Energie de l'Initiative SE4ALL

Le système à plusieurs niveaux d'accès à l'énergie de l'initiative SE4ALL de l'ONU (« Tier System ») est un système de mesure et d'évaluation de l'accès à l'électricité qui peut être utilisé pour effectuer des comparaisons à l'échelle de la planète. La solution d'électrification choisie, c'est-à-dire le réseau national, le mini-réseau ou les systèmes individuels (SHS, batteries rechargeables, lampes solaires), joue un rôle primordial dans le résultat de l'évaluation. Chacune de ces solutions est évaluée en fonction des services qu'elle fournit (éclairage, télévision, ventilation, etc.) et en fonction d'autres paramètres (capacité maximale, durée d'accès à l'électricité, fourniture durant le soir, caractère abordable de l'accès, légalité et qualité)

Les ménages sont répartis en 5 niveaux d'accès. Le taux d'accès est déterminé en évaluant les connexions individuelles, les services potentiellement disponibles ainsi que d'autres critères d'approvisionnement en électricité. Seuls les mini-réseaux et les réseaux électriques peuvent fournir un service électrique complet (les deux niveaux les plus élevés). Ainsi, d'après le classement SE4ALL, les mini-réseaux peuvent faire partie des catégories qui assurent un accès à l'électricité de bonne qualité et considérés comme les meilleures disponibles. Cependant, actuellement, on trouve beaucoup plus de mini-réseaux dans les catégories 2 et 3 que les catégories 4 et 5.



Tableau 2 ONU SE4ALL – Modèle de Suivi Global¹¹

Accès à l'énergie en fonction du classement SE4ALL	Aucun	Basique	Avancé			
Niveaux (Tiers)	Niveau-0	Niveau-1	Niveau-2	Niveau-3	Niveau-4	Niveau-5
Types de Service		Eclairage direct ET recharge de téléphone	Eclairage ambiant ET télévision ET ventilation	Niveau 2 ET au moins un appareil de faible puissance	Niveau 3 ET au moins un appareil de puissance moyenne	Niveau 4 ET au moins un appareil de forte puissance
Capacité Maximale Disponible ¹² (Watts)	-	> 1 W	> 20W/50W	> 200W/500W	> 2000W	> 2000W
Durée (heures)	-	> 4 h	> 4 h	> 8 h	> 16 h	> 22 h
Accès le soir (heures)	-	> 2 h	> 2 h	> 2 h	> 4 h	> 4 h
Accessibilité Financière	-		✓	✓	✓	✓
Légalité du Service	-			✓	✓	✓
Qualité (Tension)	-			✓	✓	✓
Technologie Minimum Requise		Nano-Réseaux/ Micro-Réseaux, Pico-PV/Lampe Solaires	Micro-Réseaux/ Mini- Réseaux, Batteries rechargeables, Installations Solaires Domestiques	Micro-Réseaux, Mini- Réseaux, Installations Domestiques	Mini-Réseaux ET réseau national	Mini-Réseaux ET réseau national

Niveaux basés sur l'utilisation standard des appareils électriques et sur les caractéristiques de l'électricité fournie (Bhatia, World Bank, 2013), comme cela est décrit par Tenenbaum et al. (The World Bank, 2014)

11) Ce modèle n'est pas figé. Il est donc amené à évoluer et à devenir plus précis à mesure que la quantité d'information disponible augmente.
12) Les deux sources, Bhatia (2013) et Tenenbaum et al. (2014), ont des descriptions différentes concernant la capacité maximale disponible.

2.4 Expériences Internationales de Mini-Réseaux

Le développement de mini-réseaux est fait en fonction des différentes priorités nationales et prend donc des formes diverses à travers le monde. Les modèles d'exploitation de mini-réseaux sont en constante amélioration grâce aux retours d'expérience et aux gouvernements qui s'intéressent de plus en plus aux alternatives à l'extension du réseau électrique national.

2.4.1 Expériences en Afrique

Par le passé, la majeure partie des gouvernements en Afrique Sub-Saharienne a mis la priorité sur l'extension du réseau pour l'électrification rurale. Cependant, les développements ont souvent été très lents en raison de l'isolement de beaucoup de régions et des investissements importants requis pour l'extension du réseau et pour l'installation de centrales électriques. Dans certains cas, le taux d'électrification a même évolué plus lentement que celui de la population (Bhattacharyya, 2013). On observe donc une vague grandissante d'intérêts pour les mini-réseaux à mesure que les gouvernements et le secteur privé réalisent les implications socio-économiques négatives d'avoir une grande proportion de la population rurale sans électricité, à mesure qu'ils réalisent les coûts importants de l'extension du réseau électrique et à mesure qu'ils réalisent le potentiel de partenariats public-privés (PPP) novateurs capables de fournir une énergie durable, efficace, fiable et renouvelable afin d'améliorer les moyens de subsistance en milieu rural.

Les exemples suivants montrent les progrès qui ont pu être effectués récemment dans beaucoup de pays grâce à l'introduction de mesures nationales pour l'électrification rurale et grâce au rôle important accordé aux mini-réseaux par ces pays.

Le **Kenya** a basé l'électrification des zones déconnectées d'importance stratégique ou commerciale sur des mini-réseaux utilisant des générateurs diesel. Ces derniers sont gérés par

le producteur d'électricité national. Toutefois, des pressions politiques afin d'aboutir à l'accès à l'électricité de toute la population ont conduit à réviser le cadre légal. Le nouveau cadre donne le contrôle à l'autorité d'électrification rurale (REA) pour le développement, à travers tout le pays, des sites mini-réseaux. Ces activités sont menées par l'entreprise Kenya Power, entreprise privée majoritairement détenue par l'état, qui déploie ce modèle du secteur public. Dans le même temps, le coût élevé du diesel encourage le développement de mini-réseaux hybrides (sur la base des mini-réseaux diesel existants) dans de nombreuses régions isolées. A l'heure actuelle, il existe 7 mini-réseaux hybrides et 12 mini-réseaux diesel existant vont être transformés en mini-réseaux hybrides. En 2013, 27 nouveaux mini-réseaux éoliens ou solaires ont été planifiés (IED, DFID, 2013). Veuillez-vous reporter à l'étude de cas *MGPT Kenya Case Study* pour plus de détails.

Le **Mali** a probablement connu plus de succès que tout autre pays en Afrique lorsqu'il s'agit de promotion de mini-réseaux isolés. Plus de 200 mini-réseaux (diesel et pour la plupart petits) fonctionnent dans le pays. Environ 60 d'entre eux sont exploités de manière privée et un nombre conséquent des 200 mini-réseaux sont en cours d'hybridation. De plus, la plupart d'entre eux ont reçus des subventions de l'AMADER (Agence malienne pour l'électrification rurale) pour les coûts d'investissement initiaux (d'environ 570 € par nouvelle connexion) afin de raccorder de nouveaux utilisateurs. L'AMADER est responsable de toutes les décisions importantes relatives aux mini-réseaux ce qui constitue un facteur de succès important dans leur déploiement au Mali. Le prix de l'électricité pour les ménages dans ces mini-réseaux est actuellement d'environ 0,44 €/kWh. Ce prix est considéré comme élevé en comparaison avec le prix des clients rattachés au réseau national qui s'élève à 0,11 €/kWh (Eberhard et al., 2011). Cette différence a créé une « jalousie de tarif » entraînant ensuite une extension rapide du réseau électrique à 7 mini-réseaux situés à proximité de la zone de concession du fournisseur national (Tenenbaum et al., 2014). Cet exemple montre que les mini-réseaux peuvent servir d'étape intermédiaire de valeur pour l'électrification des communautés. Il montre aussi qu'il est important pour des



opérateurs de mini-réseaux (qui ne veulent pas être rattachés au réseau national) de sélectionner des sites relativement éloignés du réseau principal.

La **Namibie** possède un plan directeur définissant l'électrification effectuée par le biais d'un réseau national (le REDMP) et celle effectuée hors-réseau (l'OGEMP). Dans ces plans, les zones non-rattachées sont clairement identifiées et doivent être alimentées par des systèmes individuels et des mini-réseaux fournis par le gouvernement. Jusqu'à présent, seul un petit nombre de projets mini-réseaux pilotes est en marche. Ces projets pilotes ont montré que les systèmes mini-réseaux sont viables en Namibie, en particulier les systèmes de type solaire, ceux utilisant la bioénergie et les systèmes hybrides solaire-diesel. Le village de Tsumkwe est un bon exemple de mini-réseau de grande taille et rentable où tous les clients connectés à un système hybride solaire-diesel paient un tarif couvrant les coûts pour un accès à l'électricité permanent (24h) (RECP/EUEI PDF, 2014).

Le **Sénégal** possède une approche par concession double et bien réglementée servant à impliquer le secteur privé. D'une part, les concessions couvrant de grandes zones sont confiées à des entreprises privées de type fournisseur d'électricité qui reçoivent jusqu'à 80% de subventions pour l'investissement initial afin d'électrifier à la fois par extension du réseau national et par le biais de solutions déconnectées. D'autre part, des « mini-concessions » pour les projets appelés ERIL (Électrification Rurale d'Initiative Locale) sont confiées à des fournisseurs d'électricité de petite taille et privés pour l'installation et l'exploitation de mini-réseaux déconnectés dans des communautés isolées. Les responsabilités politiques et de régulation sont partagées entre trois autorités. Cela généra par le passé un certain niveau de complexité concernant l'implémentation du cadre légal et institutionnel. Les opérateurs ERIL sont accompagnés par l'ASER (Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale) pour faire la demande d'un contrat renouvelable auprès du Ministère de l'Énergie et du Développement des Énergies Renouvelables du Sénégal. Ce contrat comporte une licence de 15 années pour la vente d'électricité et une concession de 25

années pour la distribution d'électricité. En fonction d'un plan de tarification bien défini, le régulateur national, la CRSE (Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité) détermine les tarifs maximum pour chaque projet et de manière individuelle (cela aboutit à des tarifs différents pour différents projets). Ce système permet d'avoir un Taux de Rentabilité Interne (TRI ou IRR en anglais) de 12% sur l'investissement privé. Comme dans tous les systèmes de production d'électricité indépendants, la tarification des mini-réseaux appliquée au Sénégal est considérablement plus élevée que celle appliquée au réseau national. De nombreux opérateurs privés sont actifs au Sénégal. On compte actuellement 30 systèmes en exploitation et un portefeuille de plusieurs centaines de mini-réseaux en projet d'installation. Jusqu'à maintenant, un seul projet a obtenu une licence/concession ERIL. Il s'agit du mini-réseau hybride (éolien-solaire-diesel) qui a été mis en place et qui est exploité par l'entreprise ENERSA S.A. dans le village de Sine Moussa Abdou. Des approches différentes avec des modèles économiques et des tarifications diverses sont pratiquées par plusieurs opérateurs au Sénégal où ce système flexible s'est révélé être un facteur crucial de réussite. Pour plus d'informations, veuillez-vous référer à l'étude de cas *MGPT Senegal Case Study*.

La législation en **Tanzanie** permet aux petits producteurs d'électricité d'opérer à la fois des systèmes rattachés au réseau et des systèmes indépendants. L'agence tanzanienne de l'énergie rurale (Tanzanian Rural Energy Agency) a créé le projet TEDAP (Tanzania Energy Development and Access Project). TEDAP, qui est financé par la Banque Mondiale, délivre des subventions, fournit des financements avec garantie, proposent des taux d'intérêt préférentiels et une assistance technique pour des projets connectés et déconnectés du réseau national. Les petits producteurs d'électricité (PPE) aillant une capacité de moins de 1 MW n'ont pas l'obligation d'obtenir une licence. En revanche, ils doivent s'enregistrer auprès de l'autorité nationale de régulation, l'EWURA, et ils peuvent être l'objet après coup d'une révision de leur tarification en cas de plainte rassemblant 15% de leurs clients. Le « Rural Energy Fund » (le fond d'énergie rural) a été mis en place pour subventionner la préparation du projet (sous forme de subventions de contrepartie)

et les frais de connexions. Ces derniers peuvent aller jusqu'à 380 € par connexion ou jusqu'à 80% des coûts de transmission et de distribution. En 2010, 17 MW de projets déconnectés, s'appuyant sur l'énergie hydraulique et la bioénergie, étaient en cours de développement. Pour plus d'informations, veuillez-vous référer à l'étude de cas *MGPT Tanzania Case Study*.

Le cadre légal et institutionnel du **Zimbabwe** n'inclut pour l'instant aucune spécificité concernant le développement des mini-réseaux. Ce manque de régulation n'empêche pas le développement et l'exploitation de mini-réseaux par le biais de différents modèles. Jusqu'à présent, les projets financés par des donateurs ont été les plus fréquents. D'après l'étude de cas (*Zimbabwe Case Study*) de la RERA (RECP/EUEI PDF, 2013f), le pays compte 7 MW d'installation mini-hydrauliques, environ 50 kW d'installation micro-hydraulique, 32 kWc de mini-réseaux solaires pour l'irrigation (installés par des ONG) et 372 écoles et cliniques à 0,9 kWc chacun connectés à des mini-réseaux solaires (installés par l'agence pour l'électrification rurale (REA)) (RECP/ EUEI PDF, 2013f).

D'autres expériences de mini-réseaux en Afrique (incluant le Cap-Vert, le Rwanda et l'Ouganda) peuvent être trouvées dans les cas d'études présentés dans ce Guide Pratique.

2.4.2 Expériences Internationales

La plupart des pays en développement ont connu des expériences avec les mini-réseaux. Une courte introduction aux programmes mini-réseaux de 5 pays non-africains, le Brésil, la Chine, L'Inde, le Népal et les Philippines est disponible ci-dessous.

L'agence de régulation de l'électricité du **Brésil**, l'ANEEL, considère qu'environ 250 000 foyers (principalement dans la région amazonienne), pour des raisons économiques ou techniques, ne peuvent pas être rattachés au réseau national. C'est pourquoi le Ministère des Mines et de l'Énergie a publié un manuel de projets spécifiques pour soutenir le développement des mini-réseaux (incluant une subvention en capital de 85%, particulièrement en cas d'utilisation d'énergie renouve-

lable). En 2010, ce programme exploitait déjà 15 mini-centrales hydrauliques et 1 centrale solaire dans des zones isolées de l'Amazonie (Deshmukh, Carvallo & Gambhir, 2013). De plus, les fournisseurs d'électricité sont chargés de développer des systèmes mini-réseaux dans leurs zones d'intervention et où le réseau électrique ne pourra pas être raccordé, comme c'est le cas dans de nombreuses régions du bassin amazonien. En outre, les acteurs privés ont été engagés afin d'implémenter des mini-réseaux sous l'arrangement « Build-Own-Operate » (BOO ou Construit-Possède-Exploite en français).

En **Chine**, le gouvernement central a commencé en 2002 son programme d'électrification de communes (Township Electrification Program). Au total, environ 1065 villages ont été électrifiés en 3 ans. 377 d'entre eux ont opté pour de petites centrales hydrauliques (avec une capacité combinée de 264 MW) et les 688 autres ont choisi des mini-réseaux solaires ou hybrides solaire-éolien (avec une capacité combinée de 20 MWc). Tous ces systèmes sont destinés à être connectés au réseau électrique. (Deshmukh, Carvallo & Gambhir, 2013)¹³ Ce programme a bénéficié d'une intégration renforcée avec d'autres programmes d'électrification rurale et d'une implication forte du gouvernement (Bhattacharyya, 2013).

L'**Inde** a mis en œuvre de nombreux programmes et mesures pour favoriser le développement de mini-réseaux en milieu rural. Par exemple, dans l'état de Chhattisgarh, un organisme d'état a installé des mini-réseaux afin de permettre l'accès à l'électricité à 35 000 foyers à travers 1000 villages et hameaux (Palit, 2013). Dans un autre programme, le « Jawaharlal Nehru National Solar Mission » a annoncé qu'il allait promouvoir l'installation de 2000 MW de systèmes déconnectés à énergie solaire (incluant des lampes solaires, des SHS ainsi que des pico-réseaux et mini-réseaux) par le biais de subventions en capital. De plus, beaucoup d'entreprises privées ont commencé

13) L'article de Zhang et Kumar (2011) fait l'analyse des défis des programmes d'électrification rurale en Chine Occidentale et des solutions envisageables sont proposées.



à développer des micro et mini-réseaux. (Deshmukh, Carvallo & Gambhir, 2013) On peut citer parmi les exemples connus des entreprises telles que Husk Power, Mera Gaon Power et Desi Power.

Au **Népal**, le gouvernement national en collaboration avec des agences donatrices externes a fait installer 317 mini-réseaux hydrauliques représentant une capacité cumulée de 5814 kW. Cette action a été réalisée par le programme de développement de l'énergie rurale (REDP) qui incluait la création d'un

fond pour l'énergie rurale (REF). Le REDP se concentre sur l'implication des communautés locales et sur la construction de moyens institutionnels et des compétences locales. Le REF fournit des subventions pour l'électrification par le biais de mini-réseaux et pour l'utilisation de l'énergie solaire (Deshmukh, Carvallo & Gambhir, 2013). Les facteurs du succès ont été d'une part le bon fonctionnement du plan de subventions et le fond de la dette renouvelable pour les mini-réseaux hydrauliques.

Les **Philippines** sont composées de 7107 îles. Environ la moitié d'entre elles sont habitées et la meilleure solution pour fournir de l'électricité est par le biais de mini-réseaux. Il y a environ 108 réseaux diesel déconnectés en fonctionnement qui sont gérés par 46 opérateurs différents. La plupart de ces opérateurs sont des organisations coopératives. Afin de fournir un accès à l'électricité aux villages plus petits qui ne sont pas encore électrifiés, la législation a été ajustée afin d'attirer et d'encourager les initiatives du secteur privé et des communautés.



Pourquoi les Mini-Réseaux ne sont pas plus Utilisés en Afrique?

« Les obstacles majeurs au succès des mini-réseaux ne sont pas d'ordre technologique. Il n'y a pas de réelles barrières technologiques qui gênent le développement des mini-réseaux qu'ils soient alimentés par des générateurs diesel, utilisant des énergies renouvelables ou une combinaison des deux (systèmes hybrides). Comme la fourniture d'électricité à des villages isolés et à faible revenus n'est pas viable économiquement, la longévité financière du projet représente à la fois l'élément clef et complexe du projet. A ce problème s'ajoute le fait qu'il n'existe pas de solution unique et standard. » [Notre traduction] (SE4ALL Energy Access Committee, OFID 2014)

Au cours des dernières décennies, un certain nombre de projets pilote a été testé dans différents pays africains. Beaucoup d'entre eux se sont concentrés sur les aspects technologiques et socio-économiques en laissant généralement de côté les aspects entrepreneuriaux et commerciaux. Certains de ces projets ont été des échecs ce qui entraîna un certain découragement en particulier chez les responsables politiques. Les **causes les plus fréquentes d'échec des projets** sont énumérées ci-dessous :

- ▶ Données insuffisantes et inexactes, en particulier concernant une demande en électricité sous-estimée ou surestimée
- ▶ Coûts de transaction, de gestion et d'atténuation des risques non inclus dans le calcul de la tarification
- ▶ Pas de flexibilité dans les structures tarifaires pour le recouvrement des coûts
- ▶ Echec de la chaîne d'approvisionnement pour fournir des pièces de rechange
- ▶ Mauvaise gestion, incluant un manque de dispositions de la phase d'exploitation et d'entretien
- ▶ Projets reposant sur des donateurs avec un cycle de 4 années. Que se passe-t-il après cette période ?

- ▶ Longues procédures d'enregistrement/d'obtention de permissions et de licences
- ▶ Moyens humains inadaptés (gestionnaires, opérateurs, techniciens)
- ▶ Cadre politique et institutionnel insuffisamment adapté; projets pilotes qui passent à travers les mailles du filet de la régulation; l'augmentation en taille nécessite toutefois une base légale solide

Ces échecs ont augmenté le nombre de sceptiques concernant le degré d'extensibilité des mini-réseaux. Cependant, d'autres **projets, en particulier ceux avec des approches plus entrepreneuriales, ont su régler ces problèmes de manière adaptée et constituent de bonnes sources d'inspiration pour le futur**. Différents modèles d'opérateurs et de gestions ont été développés et mis en œuvre avec succès (*voir les études de cas*).

Dans la plupart des pays africains, ces prérequis pour investir dans les mini-réseaux ne sont pas présents. Toutefois, il existe des expériences positives où les pays tels que le Kenya, le Mali, le Sénégal et l'Ouganda mettent correctement en place les conditions et préparent ainsi le déploiement des mini-réseaux.



LECTURES COMPLÉMENTAIRES

Pour les lecteurs qui ont découvert récemment les technologies mini-réseaux ou pour ceux qui cherchent un document résumant le sujet de manière exhaustive, les brochures suivantes sont recommandées :

2.0 Accès à l'Électricité

EUEI PDF (2014). *Status Report - African-EU Energy Partnership - Progress, achievements, future perspectives.*

2.1 Planification de l'Électrification Rurale

Watchueng, Jacob & Frandji, Club-ER (2010). *Planning tools and methodologies for rural electrification.*
ARE (2011). *Rural Electrification with Renewable Energy - Technologies, quality standards and business models.*

Rattachement au Réseau Electrique

Greacen, Engel & Quetchenbach (2013). *A Guidebook on Grid Interconnection and Islanded Operation of Mini-Grid Power Systems up to 200kW.*

2.2 Les Avantages des Mini-Réseaux

IEG (2008). *The Welfare Impact of Rural Electrification: A Reassessment of the Costs and Benefits*

IOB (2013). *Renewable Energy : Access and Impact ; A systematic literature review of the impact on livelihoods of interventions providing access to renewable energy in developing countries.*

2.3 Expériences Internationales des Mini-Réseaux

Deshmukh, Carvalho & Gambhir, 2013. *Sustainable Development of Renewable Energy Mini-grids for Energy Access : A Framework for Policy Design.*

IED, DFID (2013). *Low Carbon Mini-Grids ; « Identifying the gaps and building the evidence base on low carbon mini-grids »*

RECP/EUEI PDF (2013f). *Zimbabwe Case Study - Gap analysis and National Action Plan.*

RECP/EUEI PDF (2014). *Namibia Case Study Gap analysis and National Action Plan.*

EUEI PDF (2014). *Mini Grid Policy Toolkit Case Studies.*
(minigridpolicytoolkit.euei-pdf.org/casestudies)



3. Modèles d'Opérateur de Mini-Réseau

Les modèles d'opérateur mini-réseau contiennent la structure organisationnelle de la conception, l'implémentation et l'exploitation du mini-réseau. **Les 4 modèles¹⁴ sont le modèle d'opérateur fournisseur d'électricité, d'opérateur privé, d'opérateur communautaire et hybride.** Ces modèles sont différenciables sur des points tels que la possession des actifs de production et de distribution d'électricité, la responsabilité de l'exploitation et de la maintenance du système, et les relations entre l'opérateur et les clients. En général, **il n'existe pas de modèle d'opérateur¹⁵ standard ou unique pour les mini-réseaux.** Le succès du déploiement de chaque modèle dépend du contexte existant : l'environnement local (ex : la géographie, les ressources énergétiques et les conditions climatiques), le contexte socio-économique local, et la législation en place dans la région. Par conséquent, **les décisions politiques concernant le choix du modèle à supporter, par le biais d'un cadre politique et institutionnel, déterminent quel type de modèle d'opérateur mini-réseau peut se développer dans un pays (voir chapitre 6).**

Les modèles d'opérateur mini-réseau peuvent avoir deux entités opérationnelles, un petit producteur d'électricité (PPE) et un petit distributeur d'électricité (PDE)¹⁶. Les opérateurs mini-réseaux peuvent remplir ces deux fonctions (la production et la distribution) et doivent dans ce cas avoir l'autorisation de produire et de vendre de l'électricité aux distributeurs publics ou directement

aux clients des mini-réseaux. La taille des mini-réseaux et les sources d'énergie disponibles définissent également la forme de la structure organisationnelle.

Les 4 modèles d'opérateur sont décrits ci-dessous, et les approches d'implémentation spécifique y sont brièvement expliquées. Dans tous ces modèles d'opérateur mini-réseau, la gestion et l'exploitation¹⁷ peuvent également être confiées à un acteur tiers¹⁸.

3.1 Modèles de l'Opérateur Fournisseur d'Electricité

Dans les **modèles de l'opérateur fournisseur d'électricité**, la compagnie d'électricité est responsable de l'exploitation de l'ensemble des mini-réseaux. Le financement est généralement sécurisé par la trésorerie nationale ou le gouvernement. Elle exploite les mini-réseaux d'une façon assez similaire à celle utilisée pour exploiter le réseau national électrique. L'électricité est produite par le fournisseur, elle alimente le réseau de distribution et est rendue accessible aux clients, généralement à un prix identique à celui payé par les clients connectés au réseau

national. Ainsi, les fournisseurs d'électricité nationaux utilisent souvent un système de subventions croisées pour la tarification de leurs mini-réseaux.

Si les compagnies d'électricité se dotaient des capacités humaines et financières suffisantes pour gérer les mini-réseaux, elles pourraient installer rapidement un nombre important de mini-réseaux dans les zones rurales. Cependant, celles-ci n'investissent en général pas délibérément dans les mini-réseaux car elles les considèrent souvent comme une activité secondaire. Par conséquent, lorsque les fournisseurs nationaux exploitent des mini-réseaux, la plupart du temps ils en sont contraints par le gouvernement. Pour de plus amples informations concernant le modèle de l'opérateur fournisseur d'électricité, veuillez consulter l'étude de cas au Kenya *MGPT Kenya case study*.

3.2 Modèles de l'Opérateur Privé

Dans les **modèles de l'opérateur privé**, une entreprise privée conçoit, planifie, construit, exploite et gère le système mini-réseau. Le financement dépend de capitaux privés, de prêts commerciaux et de diverses formes de support du gouvernement, telles que des bourses, des subventions, des financements en fonction des résultats et des garanties d'emprunt du secteur public. Les modèles avec des opérateurs entièrement privés dans lesquels les investissements proviennent uniquement de sources privées sont rares mais existent, par exemple Mesh Power et Powerhive. Le secteur privé est souvent mieux adapté pour gérer les mini-réseaux de petite taille. Pour plus de détails, veuillez-vous référer à l'étude de cas au Sénégal *MGPT Senegal case study*.

RÉSUMÉ À L'ATTENTION DES DÉCIDEURS

Il existe quatre modèles principaux d'opérateur mini-réseau qui sont tous en mesure de fournir de l'électricité par le biais de déploiement de mini-réseaux. Ils sont différenciables sur des points tels que la possession des actifs de production et de distribution d'électricité, la responsabilité de l'exploitation et de la maintenance du système, et les relations entre l'opérateur et les clients.

Les modèles d'opérateur fournisseur d'électricité peuvent se développer rapidement mais uniquement si les fonds publics sont disponibles. Tandis que les tarifs peuvent facilement bénéficier d'un système de subventions croisées, ce modèle est susceptible de connaître des interférences politiques et de faire face à des problèmes d'approvisionnement.

Les modèles d'opérateur privé possèdent un fort potentiel pour s'agrandir, pour attirer des investissements privés et pour rassembler le savoir-faire du secteur privé. Toutefois, ils ont besoin d'un contexte favorable et de soutien.

Les modèles communautaires permettent d'assurer que la propriété du réseau reste locale et que l'investissement est durable. Mais ils sont exposés à des risques de mauvaise gestion et nécessitent généralement un volet de subventions important. Les modèles hybrides associent les différents aspects des trois modèles et peuvent constituer un bon compromis et un bon point de départ pour le développement de mini-réseaux.

- 14) De plus amples informations relatives aux modèles d'opérateur sont disponibles dans la publication : Rolland, Glania, ARE/USAID (2011). *Hybrid Mini-Grids for Rural Electrification : Lessons Learned*.
- 15) Un « opérateur » a deux fonctions principales. Il doit s'assurer que la production d'électricité et que les équipements de distribution fonctionnent correctement (et procéder à des réparations et des remplacements si nécessaire) et il doit collecter les redevances des abonnés. Une exploitation durable d'un mini-réseau nécessite que les coûts de l'opérateur soient couverts et que des profits soient générés.
- 16) De plus amples informations concernant les PDE et surtout les PPE sont disponibles dans Tenenbaum et al. (2014).
- 17) L'exploitation est considérée dans ce cas comme la surveillance et le contrôle journaliers des processus impliqués dans la production et la vente d'électricité dans un mini-réseau. La gestion permet, elle, de coordonner les activités de planification, d'organisation, de direction et de contrôle du mini-réseau. Cela inclut le déploiement et le pilotage des ressources naturelles, financières, humaines et technologiques.
- 18) Les options de contrat possibles incluent : un accord d'autorisation, une exploitation contractuelle, un contrat de crédit-bail (« leasing ») ou un transfert complet de propriété à l'opérateur ou à la communauté une fois la construction terminée. Plus de détails sont disponibles dans le document *China Village Power Project Development Guidebook ; Getting Power to the People Who Need it Most ; A Practical Guidebook for the Development of Renewable Energy Systems for Village Power Projects*, Doe et al., SET/UNDP/GEF (2005) , chapitre 5.2



Les modèles du secteur privé extensibles comprennent l'approche par franchise, l'approche ABC (« Anchor-Business-Community » que l'on peut traduire par Client Pilier-Entreprise-Communauté), l'approche du regroupement (« clustering approach ») et l'approche de l'entrepreneur local. Toutes ces approches sont conçues pour faire face à la difficulté de recevoir sur chaque site des redevances faibles de ses clients tout en faisant face à des coûts de gestion et d'exploitation inévitables. Certaines de ces approches peuvent se chevaucher et il se peut qu'un opérateur mini-réseau implémente plusieurs d'entre elles à la fois. **L'approche par franchise** permet de regrouper les coûts de gestion au niveau du franchiseur et de minimiser cette charge pour le franchisé. Avec un grand nombre de franchisés, les économies d'échelle sont théoriquement plus importantes que les coûts supplémentaires de gestion liés à la structure par franchise. Dans le **modèle ABC**, l'opérateur tente au maximum de sélectionner les sites où **(A) les clients piliers** tels que des entreprises possédant des équipements de télécommunications, des usines et des résidences touristiques peuvent apporter des rentrées d'argent fiables, où **(B)** le mini-réseau peut être étendu à des **entrepreneurs locaux** potentiels, et où **(C)** la fourniture d'électricité aux **particuliers** ne représente qu'un complément aux revenus apportés par les groupes de clients (A) et (B). Dans **l'approche du regroupement**, un certain nombre de villages situés à proximité les uns des autres sont électrifiés par des mini-réseaux non interconnectés. En revanche, ces derniers sont concentrés dans une structure de gestion d'exploitation unique afin de réduire les frais généraux ainsi que les coûts de la main d'œuvre et du transport. **L'approche de l'entrepreneur local** repose sur l'avantage d'avoir en permanence l'entrepreneur sur place. Celui-ci gère le système et possède une part des actifs de production et de distribution. Typiquement, il possède un réseau de connaissances important lui permettant d'avoir des coûts réduits pour la sécurité, pour la gestion des relations à la clientèle, pour la collecte de redevances, etc.

Dans des endroits n'ayant pas d'infrastructure pour l'énergie ou de cadre juridique, les entreprises privées sont libres de négocier des tarifs avec les communautés qui leur permettent de rentrer dans leur frais. En l'absence de subventions, cela

peut aussi signifier des tarifs élevés pour les utilisateurs (Voir l'étude de cas en Somalie : *Somalia case study*). Par exemple, au Cambodge de bons résultats ont été obtenus grâce à une dérégulation efficace. Aujourd'hui, près de 200 opérateurs privés exploitent des mini-réseaux isolés.

3.3 Modèles de l'Opérateur Communautaire

Dans les **modèles de l'opérateur communautaire**, le système appartient à la communauté locale. Celle-ci est chargée de sa gestion, de son exploitation et elle fournit tous les services à l'avantage de ses membres. En général, le financement repose sur une part importante de subventions et sur des contributions de la communauté (financières ou matérielles). Comme les communautés locales ont rarement l'expertise technique et économique suffisante pour installer et gérer des mini-réseaux, la planification, l'approvisionnement des équipements, l'installation et la mise en service sont souvent effectuées par des parties tierces. Afin de permettre une exploitation durable du système, il est indispensable que les mini-réseaux gérés par une communauté aient des tarifs permettant de couvrir les coûts de supervision et maintenance et de prévoir les coûts d'amortissement et de réinvestissement. Les petits modèles communautaires ont besoin d'avoir des structures sociales et décisionnelles au sein du village afin d'éviter les conflits. Les modèles de coopératives communautaires plus larges, qui produisent au moins plusieurs MW, ont des structures plus officielles et dépendent moins des structures locales. Les communautés utilisent le plus souvent une **approche par coopérative** en ce qui concerne les questions de propriétés et de gestion du mini-réseau.

3.4 Modèles de l'Opérateur Hybride

Les **modèles de l'opérateur hybride** rassemblent plusieurs des caractéristiques des 3 modèles présentés ci-dessus. Les investissements, la question de propriété et l'exploitation d'un mini-réseau peuvent très bien représenter plusieurs entités différentes. Une entreprise commune (« joint venture ») ou un accord contractuel spécifique entre les différents acteurs est mis en place. La production et la distribution de l'électricité peuvent être dissociées et gérées séparément par les compagnies nationales d'électricité, par des entreprises privées ou par des com-

munités sous la forme de PPE et PDE. Les responsabilités et les devoirs de chacun peuvent également être repartis en fonction de qui construit, possède, exploite et gère le système. Il est primordial de définir clairement les rôles et les responsabilités avant la mise en service. Quel que soit le modèle hybride utilisé, celui-ci dépend du cadre légal qui tient compte des problématiques de copropriété et de cogestion et qui satisfait à la volonté politique du fournisseur national d'électricité de permettre et de continuer le modèle hybride. Voir l'étude de cas en Namibie : *Namibia case study*.

Options Contractuelles pour les Modèles de l'Opérateur Hybride

Généralement, différentes formes d'accords contractuels sont utilisées dans les modèles de l'opérateur hybride. Cela inclut entre autre des partenariats publics-privés (PPP) ou des accords d'achats d'électricité (AAE).

- ▶ La solution du **partenariat public-privé** peut être vue comme toute forme d'implication du secteur privé avec un contrat entre un acteur public et privé. Un partenaire public peut par exemple financer, posséder et gérer un mini-réseau et dans le même temps faire appel, de manière contractuelle, à un partenaire privé pour exploiter et entretenir la partie production d'électricité.
- ▶ La solution de **l'entreprise de service d'énergie renouvelable (RESCO)** a un fonctionnement similaire aux compagnies nationales d'électricité mais elle opère à une échelle réduite. Les équipements sont achetés et demeurent la propriété du gouvernement tandis que les RESCO exploitent et entretiennent les systèmes et collectent les redevances des utilisateurs.
- ▶ Une autre solution basée sur le PPP est le **modèle de concession**, où le propriétaire de la concession, qui est normalement une entreprise privée, bénéficie de conditions avantageuses pour fournir des services électriques aux communautés rurales (dans des pays comme l'Afrique du Sud, le Sénégal, le Mali). Les conditions avantageuses sont entre autres la position de monopole pour la fourniture d'électricité, des accès préférentiels au marché pour une période définie (généralement de 15 à 25 années dans une zone géographique définie) ou des tarifs dédiés spécifiquement à la zone. Voir l'étude de cas au Sénégal : *Senegal case study*.
- ▶ Dans la solution d'**accords d'achats d'électricité (AAE)**, les équipements pour la distribution et ceux pour la production ne sont pas la propriété de la même entité. Dans ce cas, un contrat pour la fourniture d'électricité doit être signé entre les parties prenantes.



Tableau 3 Vue d'Ensemble des Modèles d'Operateur

	Modèle du fournisseur d'électricité 1	Modèle Hybride 2	Modèle Privé 3a (Dérégulé)	Modèle Privé 3b (Régulé)	Modèle Communautaire 4
Propriétaires des équipements de production et de distribution d'électricité	Compagnie nationale d'électricité	Privé/Compagnie nationale d'électricité/Communauté	Privé	Privé	Communauté
Description	La compagnie gouvernementale ou paraétatique d'électricité gère tous les aspects du mini-réseau.	Les entreprises privées produisent et la compagnie nationale distribue l'électricité; ou un acteur privé commercialise l'électricité générée et distribuée à travers des biens publics.	L'entreprise privée gère tous les aspects du mini-réseau en l'absence de régulation du gouvernement.	L'entreprise privée gère tous les aspects du mini-réseau dans un environnement régulé.	Les membres de la communauté s'organisent pour gérer la production et la distribution de l'électricité dans un environnement régulé, avec l'appui et/ou la coordination d'une ONG ou d'un acteur privé.
Avantages	- Assimilation facile de fonds - Moins de régulation nécessaire - Raccordement du mini-réseau au réseau principal plus facile - Tarifs bénéficiant de subventions croisées assurant un prix d'accès plus abordable - Objectif en adéquation avec les plans d'électrification nationale	- Plusieurs acteurs associent leurs forces, leur savoir-faire technique et en matière de gestion - Extensible, rentable - Moins de conflits possibles en cas de distribution de la compagnie nationale avec des tarifs bénéficiant de subventions croisées	- La durabilité commerciale incite à une exploitation durable - Capacité d'agir rapidement sans interférences d'ordre politique - La rentabilité permet idéalement un accroissement d'activité	- Extensibilité par le biais de capitaux privés - Savoir-faire technique, bonne fiabilité - La rentabilité permet idéalement un accroissement de l'activité - La sécurité apportée par un marché régulé attire les investissements privés	- Infrastructure publique auto-administrée - Moins de conflits potentiels avec les clients et les officiels - Création de biens et propriété locale - Permet l'autodétermination locale et le développement

	Modèle du fournisseur d'électricité 1	Modèle Hybride 2	Modèle Privé 3a (Dérégulé)	Modèle Privé 3b (Régulé)	Modèle Communautaire 4
Inconvénients	- Ne correspond pas au cœur de métier - Structure de la Compagnie non adaptée pour des petits projets - Pression due à un budget limité - Interférence d'ordre politique - Risque de corruption dans l'acquisition du marché	- Gestion complexe, la faisabilité des modèles dépend du contexte et des structures locales ou régionales - Non-respect du contrat dû aux conflits entre les partenaires commerciaux - Insolvabilité d'un des partenaires (soit PDE ou PPE) qui met l'ensemble du modèle en danger	- Impossibilité d'obtenir des appuis financiers publics - Rattachement au réseau électrique compliqué ou impossible - Les changements de réglementation et une tarification fixée peuvent réduire la rentabilité - Mésentente avec les clients en raison de la situation de monopole - La mauvaise qualité de service et les risques liés à la sécurité peuvent subvenir lorsque la supervision est insuffisante. Cela peut renforcer la mauvaise image des mini-réseaux	- Régulation fiable requise, dépendance dans des procédures d'approbation longues - Financement par emprunt nécessaire pour une augmentation en taille - Vulnérabilité aux changements de réglementation, à la mise en place de tarifs fixes, à des mécontentements avec les clients - Coûts de transaction importants - Risques potentiels dus au raccordement au réseau électrique	- Manque de compétences des employés locaux (techniques et organisationnelles) - Gestion de la propriété souvent floue - Fortes subventions et aides généralement nécessaires - Tarification ne couvrant pas les coûts d'exploitation et d'entretien et ainsi que les réinvestissements - Risque de corruption. Les liens familiaux et sociaux peuvent interférer avec la gestion du système.

LECTURES COMPLÉMENTAIRES

3.0 Les Modèles d'Opérateur Mini-Réseau
ARE/USAID (2011). *Hybrid Mini-grids for Rural Electrification : Lessons Learned*.

Private/Hybrid Model: SBI (2013). *Scaling up Successful Micro-Utilities for Rural Electrification; Private Sector Perspectives on Operational Approaches, Financing Instruments and Stakeholder Interaction*.

Community Model – Cooperative Approach : NRECA, (2009) « *Guides for Electric Cooperative Development and Rural Electrification* »

4. L'Economie des Mini-Réseaux

Afin d'être en premier lieu intéressés par le marché des mini-réseaux et afin ensuite de garantir une exploitation sur le long terme, les opérateurs mini-réseaux ont besoin de revenus suffisants pour couvrir leurs coûts et obtenir un retour équivalent aux risques pris. Les coûts des mini-réseaux augmentent avec le développement du projet et les investissements (et réinvestissements). Ils varient aussi en fonction des coûts des équipements de production et de distribution ainsi que des frais de fonctionnement relatifs à l'exploitation, la gestion et l'entretien. Les recettes proviennent des redevances de connexion, des ventes d'électricité et des aides et subventions. Les redevances, les ventes directes et parfois les subventions dépendent de la demande en électricité, du nombre d'abonnés, et de leur propension à payer pour le service.

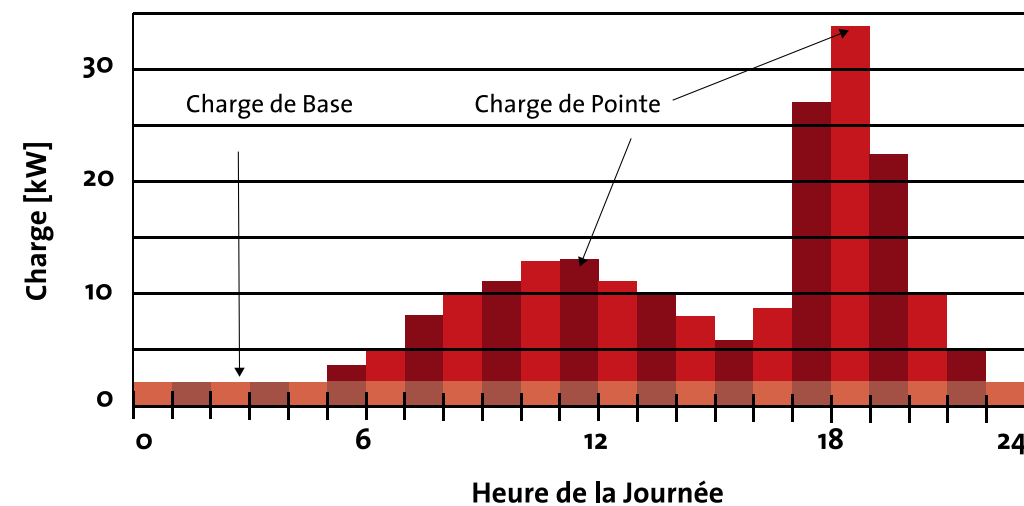
4.1 Les Caractéristiques de la Demande

La demande en l'électricité ne doit pas seulement être correctement évaluée, elle doit aussi suffisamment correspondre à la production pendant l'exploitation du mini-réseau pour permettre une pérennité économique.

4.1.1 Evaluation de la Demande

Les mini-réseaux nécessitent de disposer des prévisions précises sur la demande en électricité. Les difficultés sont d'abord d'estimer la demande en électricité pour le futur proche dans des zones rurales où les habitants n'ont pas d'expérience antérieure avec l'électricité et ensuite de prévoir précisément la croissance de la demande dans le temps.

Figure 4 Courbe standard de charge d'un mini-réseau de grande taille



La demande en électricité journalière et saisonnière d'un mini-réseau dépend de divers facteurs parmi lesquels :

- L'évolution des revenus des villageois et donc l'argent disponible des utilisateurs pour des équipements électriques (*voir l'encadré sur la Propension Locale à Payer*)
- Les variations saisonnières qui ont une influence directe sur la quantité de lumière disponible, les besoins en refroidissement et d'autres valeurs de charge
- Le niveau d'activité des petites usines, entreprises, fermes, etc.

- Les cycles des cultures agricoles pour des activités de production (ex : irrigation, broyage)
- L'efficacité énergétique des appareils électriques
- Les événements sporadiques tels que les festivals et mariages qui génèrent des demandes fortes ponctuelles. Le mini-réseau doit alors être suffisamment souple (techniquement et dans son modèle tarifaire ou d'opérateur)

RÉSUMÉ À L'ATTENTION DES DÉCIDEURS

L'exploitation de mini-réseaux, comme toute entreprise commerciale, doit être attractive économiquement. En plus de couvrir les coûts, un retour équivalent aux risques pris est nécessaire afin d'attirer les investissements.

Les coûts fixes des mini-réseaux incluent les équipements pour la production et la distribution d'électricité. Les coûts variables proviennent des coûts d'exploitation, de maintenance et de gestion. Les solutions hybrides ou ayant recours aux énergies renouvelables peuvent jouer un rôle prépondérant dans le secteur économique des mini-réseaux en raison du LCOE qui est souvent plus bas que celui des générateurs diesel.

Les bénéfices viennent des redevances de connexion, des ventes d'électricité et d'aides ou de subventions. Afin d'avoir des rentrées stables, il est nécessaire d'avoir des prédictions précises de la demande en électricité et une demande en électricité des clients en phase avec la quantité d'électricité produite.

Concernant les redevances de connexion, il est indispensable de trouver le bon équilibre entre d'un côté l'assurance de l'engagement des clients et du recouvrement des coûts et d'un autre côté le maintien d'un prix abordable pour les clients.

Les subventions ont une influence sur les tarifs moyens, le degré d'accès au service et la mise à l'échelle du mini-réseau. Elles doivent être aussi élevées que nécessaire tout en demeurant aussi basses que possible. Divers systèmes de tarification peuvent être déployés. Cela peut aller de tarifs fixés à des prix purement énergétiques; d'une tarification basée sur l'énergie, sur la puissance ou sur le service fourni; ou d'une tarification progressive à une régressive.

Le financement des mini-réseaux peut venir de fonds publics ou privés. En matière de financement privé, celui par projet est actuellement difficile à obtenir. Dans le même temps, le financement corporatif peut être sollicité afin de développer et démontrer le modèle économique. Des sources de financement par emprunt et par capitaux propres sont en principe disponibles mais leurs accès demeurent compliqués. Avec les premiers retours d'expérience et avec l'augmentation de bonnes expériences passées, les investissements privés et le financement de projet vont devenir de plus en plus disponibles, en particulier en raison de la possibilité croissante de pouvoir regrouper les projets au sein de transactions plus importantes. Les institutions de financement du développement et quelques-uns de leurs dispositifs sont actuellement en train de combler ce fossé.



La Propension Locale à Payer

La **propension à payer** (PAP) représente « le montant maximum qu'un individu affirme être prêt à payer pour obtenir un bien ou un service » [Notre traduction] (NRECA, 2009). La PAP peut être soit demandée directement, en interrogeant par exemple les clients sur les services proposés et ce qu'ils sont prêts à payer. Dans ce cas, on parle de propension à payer « exprimée » (ce qui conduit souvent à des surestimations de plus de 50% car les clients répondent d'une manière stratégique). La PAP peut également être estimée par le biais de questions sur la consommation énergétique actuelle et sur les dépenses de services comparables. Dans ce cas, on parle de propension à payer « révélée » (ce qui conduit souvent à des sous-estimations de la demande en électricité car l'électricité permet d'utiliser plus de services qu'avec les sources de combustibles traditionnelles. Une estimation surélevée de la demande entraîne des problèmes de flux de trésorerie instantanée. A l'inverse, si la demande est sous-estimée, des difficultés entre l'opérateur et les clients ou la communauté peuvent apparaître.

L'une des méthodes pour obtenir de bonnes estimations de la propension à payer est basée sur des contrats d'enlèvement ferme (« take-or-pay ») sans engagement. Lorsque les clients doivent signer ce type de contrat, leur permettant d'avoir une certaine quantité d'électricité à un certain prix, souvent ils repensent à la demande et au budget disponible initialement annoncés. Ainsi, s'ils signent le contrat, cela montre généralement qu'ils ont les moyens financiers requis.

En moyenne, les ménages dans les zones rurales des pays en développement dépensent entre 5 et 10% de leur budget pour l'énergie (Banerjee et al., 2008). En Afrique, les particuliers et les petites entreprises dépensent environ 17 milliards de \$ US par an uniquement pour leur consommation de pétrole pour les lampes et pour les bougies (Muzenda, 2009). Ces dépenses pour l'éclairage traditionnel peuvent être réduites grâce à l'utilisation du réseau national, de mini-réseaux ou de systèmes électriques individuels. Des enquêtes auprès des consommateurs dans plusieurs pays d'Afrique ont montré que les clients sont disposés à payer plus cher pour un service meilleur tant que ces tarifs plus élevés ne dépassent pas les coûts d'une production d'électricité autonome. En 2010, la propension à payer en Afrique Sub-Saharienne a été estimée à environ 0,38 €/kWh et serait donc plus grande que les prix des opérateurs nationaux actuellement en vigueur (IMF, 2013). **Cependant, la propension à payer n'est pas une valeur fixe et dépend fortement de la qualité du service fourni et des alternatives disponibles.** Dans tous les cas, il est important d'obtenir des données locales afin d'estimer correctement la propension à payer (World Bank, 2008).

4.1.2 Faire Correspondre l'Offre à la Demande

Faire en sorte que la demande en électricité des clients corresponde à la production est un autre aspect crucial dans les mini-réseaux d'un point de vue à la fois technique et économique.

D'un **point de vue technique**, comme dans tout réseau électrique, la production d'électricité générée par le mini-réseau doit être capable de subvenir à la demande en permanence. Pourtant, étant donné que les mini-réseaux ont moins de clients et une moins grande variété de consommateurs que des réseaux nationaux, la concurrence de la demande est plus forte et les profils de charge sont plus volatiles. La courbe de charge typique de mini-réseau avec pour principaux clients des particuliers est visible sur la *figure 4*. Dans la journée, on y observe une période avec quelques utilisations productives, un pic de consommation le soir en raison de l'utilisation de la lumière et de télévisions et une demande relativement faible en pleine nuit.

Les solutions techniques pour satisfaire la demande à toute heure ont un coût. D'autres solutions pour gérer la demande, cette fois du côté de la demande, existent et augmentent aussi les coûts, mais permettent une meilleure utilisation de la capacité disponible de la mini-centrale électrique (Harper, 2013).

En outre, une perspective économique très simple est que plus l'électricité produite par le système est vendue, plus les tarifs pour les clients peuvent être bas. Ainsi, l'économie d'un mini-réseau dépend en grande partie de la demande en électricité, de la production d'électricité, de ses coûts et des recettes potentielles. Le cœur du problème est donc l'interdépendance entre la demande en électricité, les tarifs pratiqués en plus des frais de connexion, et la production en électricité. Par exemple, plus l'électricité est abordable, plus la demande électrique totale est forte et plus les marges sur les coûts de production de l'électricité sont minimales.

Processus de Conception

Concevoir un système qui fait correspondre correctement la demande en électricité ainsi que les prix de connexion et d'abonnement avec le système de production et de distribution et ses coûts est un processus qui comporte de nombreuses étapes. Par exemple, les différentes étapes peuvent être :

- ▶ Après avoir sélectionné et évalué le site éventuel, les coûts préliminaires (incluant les subventions potentielles et la marge équivalente aux risques) du système mini-réseau doivent être calculés.
- ▶ En se basant sur ces coûts et sur d'autres suppositions, une première idée de la tarification et du coût de connexion peut être établie.

- ▶ Ces deux paramètres, tarification et coût de connexion, peuvent ensuite être utilisés pour une estimation de la demande dans le village.
- ▶ A son tour le résultat de cette estimation permet aux concepteurs de créer un système mini-réseau adéquat et de calculer le modèle financier en utilisant les conditions locales.
- ▶ Cela permet ensuite d'évaluer la faisabilité du projet sur ce site.



4.2 Les Structures et/ou Coûts Liés à l'Approvisionnement dans l'Exploitation de Mini-Réseaux

Les coûts d'investissement et de fonctionnement des mini-réseaux, comme dans toute autre entreprise commerciale, peuvent être séparés en coûts fixes et en coûts variables. Les coûts fixes sont dans ce contexte considérés comme indépendants des changements du nombre de kWh produits. Ils ont une dépendance minime ou non sur le court terme au nombre de clients connectés. Et ils dépendent seulement de manière marginale du nombre de sites desservis. Les coûts variables, de leur côté, augmentent avec la quantité d'électricité produite.

4.2.1 Les Coûts Fixes

Les coûts fixes classiques sont les coûts d'infrastructure pour la production et la distribution. Cela inclut la dépréciation des biens (qui correspond aux coûts d'investissement distribués sur l'ensemble de la durée d'utilisation des biens), les intérêts de l'emprunt, et les frais et taxes fixés. **Par ailleurs, les coûts fixes intègrent les frais généraux, les coûts de transactions, de gestion et d'exploitation locale** tels que la gestion de la mini-centrale, la collecte de redevances, la maintenance, le gardiennage, la gestion de la relation client, les pertes techniques fixes (propre consommation des onduleurs, des batteries, usure naturelle des transformateurs, etc.), et entretien des équipements et des bâtiments.

Trois types de coûts fixes sont régulièrement sous-estimés : les frais généraux, les coûts de transaction et les coûts de gestion de la relation client. Les deux premiers dépendent des frais d'administration, de coordination, de résolution des problèmes techniques et sociaux, de comptabilité, de comptes rendus d'activité (aux donateurs, aux prêteurs et aux autorités), et de réception d'invités importants. La gestion de la relation client est essentielle pour garantir la satisfaction des utilisateurs et ainsi l'exploitation sur le long terme du mini-réseau. Cette

activité inclut la résolution de conflits dans les villages afin de surmonter des prises de décision et des procédures de recherche de consensus toutes deux généralement insuffisamment institutionnalisées, ainsi que des formations sur l'utilisation sûre et efficace de l'électricité. Ces activités doivent être réalisées continuellement et indépendamment du nombre de kWh vendus.

4.2.2 Les Coûts Variables

Les coûts variables augmentent avec la demande en mini-réseaux. Ce sont par exemple les coûts pour le combustible, pour l'huile de graissage, pour la maintenance. Ils dépendent de la durée d'exploitation et de la cadence de production énergétique, des pertes techniques dépendantes de la charge (pertes de conversion des onduleurs, usure naturelle des transformateurs, pertes d'électricité dans les batteries), de la dépréciation des batteries et des taxes liées aux bénéfices et à l'énergie (ex : taxe au kWh).

Les différents coûts fixes et variables annuels des mini-réseaux sont synthétisés dans le **tableau 4** avec des indications, basées sur l'expérience des auteurs, concernant la part de chaque type de coût pour des systèmes de tailles différentes mais utilisant une production hybride (solaire et diesel avec des batteries). Dans les systèmes utilisant la biomasse, les coûts variables du combustible et de maintenance sont plus élevés. Dans les mini-centrales hydroélectriques, la dépréciation des biens fixes est plus importante.

Les Sources d'Énergie Renouvelables et les Coûts des Mini-Réseaux

Bien que la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable comprenne généralement des coûts fixes élevés et des risques substantiels, les énergies renouvelables peuvent jouer un rôle important dans les mini-réseaux car les prix ont considérablement baissé durant les dernières années. Aujourd'hui, pour la plupart des sites en Afrique, **les solutions ayant recours à une énergie renouvelable et les solutions hybrides ont un LCOE plus bas qu'avec des générateurs diesel.**¹⁹

Les générateurs biogaz, utilisant du gaz issu de la gazéification ou de digesteurs, peuvent fournir de l'électricité de manière flexible. Les mini-centrales hydroélectriques ont cette même capacité de souplesse tant que le débit de l'eau et le dimensionnement requis sont présents. D'autres technologies comme les panneaux photovol-

taïques et les turbines éoliennes produisent de l'électricité quand le soleil brille ou quand le vent souffle. L'énergie solaire ou éolienne peut être introduite dans un système mini-réseau jusqu'à un certain pourcentage sans avoir à s'équiper des systèmes coûteux de stockage de l'énergie.

A chaque fois qu'un système combine plusieurs sources, il est recommandé d'évaluer ses performances avec un outil de simulation informatique tel que HOMER.²⁰ La performance financière du système peut être vérifiée soit en utilisant le même outil, soit en incorporant les données techniques de production dans le modèle financier.²¹

- 19) Concernant les données actuelles du LCOE pour les énergies renouvelables voir REN21 (2014) (page 64). Calcul du LCOE pour le diesel : pour obtenir une première évaluation rapide du LCOE pour la production diesel sans prendre en compte les coûts de financement, la formule suivante peut être utilisée : $Pel = Pfioul/Cons + Inv/(Pmoy \cdot DuréeVie) + Maint/Prod$; Pel = Prix Indicatif de l'électricité produite par un générateur diesel [€/kWhel] ; $Pfioul$ = Prix du diesel sur le site [€/L] ; $Cons$ = Consommation du générateur en litres de diesel par kWh d'électricité produite. En fonction du type de générateur diesel, de sa taille, ainsi que de sa courbe de charge, la consommation est comprise entre 0,27 et 0,35 L/kWhel ; Inv = Coût d'ingénierie, d'approvisionnement, d'installation et de mise en service du générateur diesel [€] ; $Pmoy$ = Production moyenne du générateur [kW] ; $DuréeVie$ = Durée de vie totale du générateur diesel en heures de fonctionnement, allant de moins de 5000 heures pour les petits générateurs de moins de 10 kW à 15 000 heures pour des générateurs plus gros ; $Maint$ = Coûts annuel de l'entretien [€], par exemple avec un contrat de maintenance ; $Prod$ = Production annuelle d'électricité d'un générateur diesel [kWhel]
- 20) Il est à noter que cela nécessite la disponibilité de données fondamentales telles que la demande cumulée locale en électricité, la disponibilité de ressources locales et leur coût, les données d'investissement spécifiques du pays et les coûts d'exploitation, de gestion et d'entretien.
- 21) Un modèle financier comme celui disponible sur le site du MGPT à la page minigridpolicytoolkit.euei-pdf.org/tools.



Tableau 4 Coûts fixes et variables indicatifs pour des systèmes solaires-hybrides²²

		3 systèmes avec pour chacun : 70 kWc PV, 30 kVA diesel et 250 kWh batterie C10, 242 kWh/j de production, fraction de renouvelable 79% chacun				
	Type de coût annualisé	Production d'Electricité	Distribution d'Electricité	Ventes d'Electricité		
	Développement du Projet et Investissements d'Infrastructure	Coûts d'investissement annuels ²³				
Coûts Fixes	Dépréciation des coûts de développement du projet	2 333 €	2 333 €	2 333 €	147 607 €	65%
	Dépréciation des Biens	31 362 €	7 050 €			
	Intérêts moyens sur la durée de vie de l'emprunt	23 409 €				
	Supervision, Maintenance et Gestion	Coûts Annuels				
	Frais de direction générale, de déplacement et de transaction	11 644 €	5 822 €	29 110 €		
	Gestion locale et collecte de redevances			1 183 €		
	Exploitation de la mini-centrale locale	1 183 €				
	Gardiennage et Entretien	5 678 €				
	Maintenance incluant les frais de transport (fixes)	379 €	189 €			
	Gestion de la relation client			11 644 €		
	Pertes Techniques (fixes)		5 655 €			
	Assurance	2 880 €	960 €	960 €		
	Taxes, honoraires (fixes) et frais divers	500 €	500 €	500 €		
	Coûts Variables	Non-paiement et vol				
Combustible		24 794 €				
Huile de graissage		1 514 €				
Maintenance (variable)		1 136 €	568 €			
Pertes Techniques (dépendantes de la charge)			5 655 €			
Dépréciation des Batteries et des Onduleurs en fonction de la durée de vie		19 278 €				
Taxes (variable)				15 727 €		
		126 091 €	28 732 €	72 767 €		
		55 %	13%	32%		

3 systèmes avec pour chacun : 700 kWc PV, 300 kVA diesel, 2,5 MWh batterie C10, 2420 kWh/j de production, fraction de renouvelable 79% chacun						
Production d'Electricité		Distribution d'Electricité	Ventes d'Electricité			
Coûts d'investissement annuels				822 629 €	53%	
4 778 €	4 778 €	4 778 €				
270 870 €	57 000 €					
205 106 €						
Coûts Annuels						
34 606 €	17 303 €	86 514 €				
		14 196 €				
14 196 €						
5 678 €						
1 136 €	568 €					
		34 606 €				
	41 019 €					
12 600 €	4 200 €	4 200 €				
1 500 €	1 500 €	1 500 €				
		82 037 €				
247 943 €			743 833 €	47%		
4 543 €						
3 407 €	1703 €					
	41 019 €					
192 780 €						
		170 401 €				
999 142 €	169 089 €	398 231 €				
64%	11%	25%				



- 22) Concernant la méthode de calcul et les hypothèses faites, voir le modèle financier du MGPT à la page : [minigridpolicy-toolkit.euei-pdf.org/tools](#)
- 23) Le calcul est fait sur la base de 33% de subventions, 20% de capitaux propres et 47% de d’emprunts. De plus, on assume que la durée du projet est de 15 ans et que le financement de la dette se fait sur 10 ans (avec un taux d’intérêt de 8% et 2 années de délai de grâce)



4.3 Les Recettes et la Tarification

Les recettes peuvent venir des frais de connexion, des subventions et des redevances collectées. En général, une facture mensuelle d'électricité de plus de 7,6 € ne pourra pas être payée par une majeure partie de la population rurale. C'est

pourquoi l'étalement des frais de connexion, l'obtention de subventions et la possibilité de proposer des prix différents correspondant à différents niveaux de service pour des groupes de clients constituent trois mécanismes qui améliorent généralement la capacité d'accès à l'électricité des ménages. (Banerjee et al., 2008; World Bank, 2008)²⁴

La Structure Tarifaire des Mini-réseaux

La plupart des tarifs existants font partie soit de tarifs basés sur l'énergie, soit de tarifs basés sur la production, soit de tarifs de rémunération au service ou bien une combinaison de plusieurs d'entre eux.

- ▶ Les **tarifs basés sur l'énergie** dépendent de l'électricité réelle consommée et sont donc basés sur un nombre de kWh mesurés. Par exemple, un mini-réseau hybride solaire diesel au Bangladesh a un coût de connexion de 0,47 € et un prix d'utilisation au kWh de 0,28 € (Philipp, 2014).
- ▶ Les **tarifs basés sur la production** sont basés sur la consommation d'électricité attendue, qui à son tour détermine la puissance maximale disponible pour les utilisateurs. Ces tarifs sont calculés en fonction du nombre de Watts. Un service de base pourrait, par exemple, limiter la consommation de l'abonné à 60 W et charger 5,54 € par mois (ESMAP, 2000). Ce tarif peut aussi être fait en fonction du nombre d'ampoules et d'appareils électriques que l'utilisateur prévoit d'utiliser.
- ▶ Les **tarifs de rémunération au service** sont basés sur les services fournis et non sur une unité d'énergie. La tarification est alors basée sur des kilogrammes, des heures, des litres ou d'autres unités de service.

Par exemple, l'utilisation d'un TV coûte 0,68 € par heure et par personne (Philipp, Micro-Energy international, 2014). Le prix des services est souvent déterminé sur la base des dépenses de diesel qui ont été évitées.

Ces tarifs peuvent être soit **prépayés** soit **postpayés** (par abonnement). La **tarification prépayée** permet aussi bien à l'opérateur qu'aux utilisateurs une meilleure sécurité de planification. En Afrique, ces systèmes de prépaiement sont aussi bien vus en raison de l'expérience positive avec les téléphones mobiles qui possèdent un système de paiement similaire.

Les tarifs peuvent être également distingués entre les tarifs rentables (« break-even ») et les tarifs profitables (les tarifs gratuits ne sont pas abordés ici).

- ▶ Les **tarifs rentables** sont conçus pour faire en sorte de couvrir les coûts (ils sont souvent utilisés dans les mini-réseaux communautaires).
- ▶ Les **tarifs profitables**, qui sont généralement plus élevés que les rentables, sont faits pour générer un retour sur investissement suffisant qui puisse attirer les investisseurs du secteur privé. Généralement, ils couvrent l'ensemble des coûts, sont souples et peuvent être réévalués.

Les autres types de tarifs qui peuvent être également basés sur l'énergie, basés sur la production, ou de rémunération au service mais étant aussi soit rentable soit profitable incluent :

- ▶ Le **régime tarifaire par catégorie de clients**, qui comporte des tarifs en fonction du type de consommateur, par exemple les particuliers, les institutions sociales et les entreprises. Ce régime est principalement utilisé pour permettre des subventions croisées aux bénéfices des particuliers.
- ▶ Le **régime tarifaire à échelon**, qui comporte différents tarifs en fonction du niveau de consommation des utilisateurs.
- ▶ Avec des **tarifs progressifs**, les utilisateurs paient un prix bas pour les premiers kilowatt-heures (ou Watts) et un prix plus fort pour une consommation plus élevée (**système de subventions croisées**). Cela peut éventuellement inclure un **tarif social**, qui est simplement un tarif subventionné pour permettre un accès basique à l'électricité.

- ▶ Avec des **tarifs régressifs**, les gros consommateurs paient moins cher par unité de prix.
- ▶ Les **tarifs forfaitaires**, qui sont fixes et ne dépendent pas de la consommation d'électricité. Ils nécessitent seulement un limiteur de charge comme technologie de comptage
- ▶ Les **tarifs en fonction de l'heure**, qui varient en fonction de l'heure de la journée. Ils sont principalement appliqués pour les commerçants et les industriels et sont aussi utilisés pour mieux contrôler les moments de charge (gestion du côté de la demande)
- ▶ La **structure tarifaire flexible**, qui a des tarifs variables selon la demande en électricité et en puissance. Elle pousse à l'utilisation d'électricité lorsqu'un surplus énergétique est disponible. Dans ce cas, des systèmes avancés de compteur sont requis.

4.3.1 Les Frais de Connexion

Les frais de connexion constituent une **mesure importante pour garantir l'engagement des clients et pour couvrir les coûts de connexion mais doivent demeurer financièrement abordable**. Beaucoup de clients ne sont pas en mesure de payer en une fois des frais de connexion qui s'élèvent entre 60 et 250 € (ce qui est généralement le coût de la connexion plus celui des installations intérieures). Ainsi, la réduction des

frais initiaux pour être raccordé, par exemple en étalant 50% de ces derniers sur une certaine période (ex : en utilisant des programmes de financement des ménages, ou en les incluant dans la redevance mensuelle), est un moyen efficace d'attirer plus de clients.

²⁴) Ces affirmations ont été faites dans le cadre de la connexion au réseau électrique national mais demeurent vraies pour les mini-réseaux dans la plupart des cas.



4.3.2 Les Aides et Subventions

De manière générale, le montant des subventions influence le tarif moyen, le niveau d'accessibilité financière au service et les possibilités de développement des mini-réseaux. Plus les subventions sont élevées, plus les tarifs peuvent être bas, et donc plus il y a de ménages qui peuvent se payer un accès au mini-réseau, mais moins il y a de systèmes mini-réseaux qui peuvent être soutenus par les institutions publiques et vice versa.

Des Programmes Trop Subventionnés et Offerts

Des décideurs politiques font face au défi de soutenir des projets pilotes tout en conservant des conditions de la vie réelle et donc en évitant de pratiquer un appui trop important. Cela concerne particulièrement les plans de subventions qui peuvent être plus néfastes que bénéfiques aux développements des mini-réseaux s'ils sont trop conséquents. Les programmes offerts et les promesses irréalistes sont aussi néfastes pour le marché des mini-réseaux et devraient être évités (IFC, 2012). Cela est relié au fait que les utilisateurs de mini-réseaux doivent prendre particulièrement conscience de l'importance des économies d'énergie.

Les aides et subventions doivent être assez importantes pour permettre aux clients d'accéder au service (augmentant l'accès à l'électricité), et ainsi permettre une croissance de la demande en électricité et une amélioration du système économique de l'électricité, ce qui peut alors attirer des investisseurs privés. **Dans le même temps, les aides et subventions doivent être aussi basses que possible pour permettre un développement du secteur des mini-réseaux au-delà de quelques projets pilotes et pour permettre de mettre à jour les mini-réseaux existants.**

Pour les mini-réseaux, ces **aides et subventions peuvent être apportées lors de la phase de planification ou d'investissement préalable du projet** (ex : pour des études de faisabilité, le développement du plan d'affaires (« business plan »), la planification technique, le renforcement des compétences et capacités, les coûts de transaction), **lors de la phase d'implémentation ou de construction** (ex : subventions en capital, subventions des connexions), ou **lors de la phase d'exploitation** (ex : subventions d'exploitation, bonus au tarif, subventions-croisées). Les subventions peuvent également être rendues disponibles à l'opérateur du mini-réseau **après l'obtention de certains objectifs** (ex : subventions en fonction du résultat).

Les Subventions pour les Actifs de Production dans les Mini-Réseaux Hybrides Solaires à Financement Privé (et d'autres systèmes avec des parts de coûts d'investissements importantes)

Les prix de l'électricité dans des mini-réseaux appartenant à des entreprises privées sont généralement calculés pour obtenir un taux de rentabilité interne (TRI) correct sur la part de l'investissement privé. Dans des systèmes mini-réseaux solaires, la production d'électricité augmente presque de manière proportionnelle à l'investissement dans les équipements de production. Cela est dû à l'aspect modulaire des systèmes de production. En d'autres mots, si l'investissement dans les biens de production est doublé, la production de la centrale double. Etant donné que les coûts d'exploitation d'une mini-centrale solaire sont marginaux, il est possible de calculer un coût indicatif (estimé) de production basé sur les coûts d'investissements en biens de production et basé sur la production d'énergie sur l'ensemble de la durée de vie de la centrale.

Dans le cas de biens de production subventionnés, les prix de l'électricité peuvent être réduits et donc inférieurs aux prix d'un système qui est entièrement financé de manière

4.3.3 Mise en Place de la Tarification

Les tarifs sont soit des **prix purement forfaitaires ou de base** (qui sont fixés quelle que soit la consommation d'électricité), soit des **prix purement énergétiques** (qui sont basés uniquement sur la quantité d'électricité consommée), ou **une combinaison des deux**. Les utilisateurs d'électricité préfèrent généralement avoir une composante « prix énergétique » plus importante que « prix forfaitaire » car cela leur permet d'avoir une plus grande flexibilité financière. Comme les clients s'opposent généralement à des prix de base élevés, qui malgré tout reflètent mieux les coûts

fixes, la marge calculée ne peut être atteinte qu'en vendant un certain volume d'électricité (en kWh) par an. Chaque kWh vendu en plus des ventes d'électricité prévues générera une marge supplémentaire.

D'un point de vue du mini-réseau, le risque serait moins élevé si le tarif était une combinaison des deux prix. Dans ce cas, les bénéfices du prix de base couvriraient exactement les coûts fixes et les prix énergétiques seraient légèrement supérieurs aux coûts variables. Malheureusement, la composante de tarifs fixes élevés ne pousse pas les utilisateurs à utiliser de manière

privée. Cependant, la demande croissante dans le temps nécessite des investissements supplémentaires afin d'augmenter le nombre d'équipements de production. Par exemple, une mini-centrale coûte 100 000 € et reçoit 80 000 € (80%) de subventions. L'opérateur calcule les prix en se basant sur les 20 000 € de fonds privés (et des prévisions de TRI en plus). Si la demande en électricité double après 5 années d'exploitation, la capacité de la centrale doit aussi doubler. Jusqu'à présent, il est très difficile pour des projets existants d'être subventionnés pour l'extension de leur production. Les aides et les subventions sont en général seulement disponibles pour l'installation de nouveaux mini-réseaux. Les équipements de production additionnels pour permettre de doubler la production doivent donc être financés uniquement de manière privée. Dans l'exemple, la somme des capitaux privés investis s'élèvent à 120 000 € après extension (20 000 € au départ puis 100 000 pour l'extension). Cela représente 6 fois l'investissement privé initial. Afin d'amortir l'investissement total de production avec seulement 2 fois la production d'énergie initiale, les prix doivent donc être multipliés par 3. Cela signifie que les prix sont 3 fois plus élevés que les prix d'origine une fois l'extension réalisée.

Cet exemple est un cas extrême mais le lien entre les prix pratiqués et les subventions de production reste le même pour des extensions moins importantes. Un accroissement de la capacité de la centrale de 50% ou de 20% provoque automatiquement une augmentation des tarifs par palier. Ces fortes augmentations instantanées des prix de l'électricité ont des impacts négatifs importants, tout spécialement pour les micro-entreprises locales.

Pour les systèmes mini-réseaux nécessitant de forts investissements tels que les systèmes solaires, hydrauliques et éoliens, il existe deux solutions pour gérer ce problème :

- ▶ Seuls les biens de distribution sont subventionnés.
- ▶ Un accès fiable aux subventions pour l'extension de production. Cependant, comme expliqué ci-dessus, cela implique des risques plus élevés pour les opérateurs de mini-réseaux et leurs clients.



efficace l'électricité. Toutefois, **une utilisation efficace de l'énergie est nécessaire dans un système mini-réseau ayant une production et une capacité de distribution d'électricité limitée.** Les tarifs forfaitaires sont tout de même utilisés dans des nano-réseaux et mini-réseaux bien que leur pertinence dans cette

situation est contestée²⁵. Une tarification uniquement basée sur un prix énergétique, comme dans un système prépayé, conduit à un risque maximum pour l'opérateur du mini-réseau.

Le Système Prépayé et les Mini-Réseaux

Le système prépayé reçoit actuellement beaucoup d'attention. Le prépaiement signifie que les utilisateurs paient en avance et utilisent l'électricité en fonction de la disponibilité d'argent. La consommation de l'électricité peut donc varier considérablement dans le temps. Cela ne convient pas bien à des systèmes hors-réseau qui ont des coûts fixes élevés tels que les mini-réseaux solaires utilisant des batteries.

Dans de tels systèmes, l'opérateur doit essayer de vendre toute l'électricité produite avant que celle-ci ne soit perdue. Cela arrive lorsque les batteries sont pleines. Plus le volume d'électricité, produite et disponible, vendu est bas, plus les recettes sont basses et plus le prix par kWh est élevé. Une demande en électricité journalière qui utilise l'intégralité de l'électricité produite est donc favorable sur

le plan économique est favorable pour le côté abordable de l'électricité de l'ensemble des clients du mini-réseau.

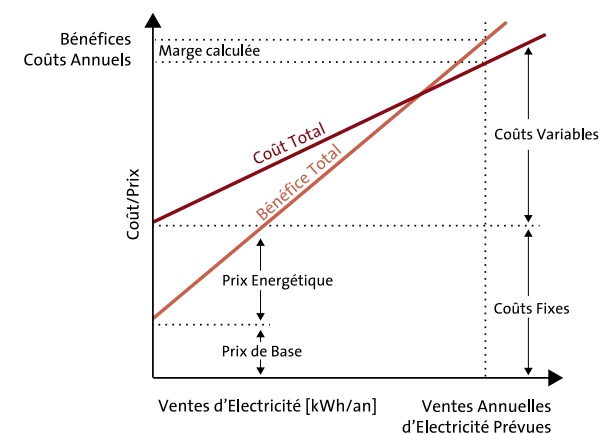
Afin de fournir la flexibilité requise pour un système de prépaiement et ses courbes de charges variables caractéristiques, une source d'électricité plus souple est nécessaire. Cette source d'énergie doit avoir des coûts d'investissement bas et peut avoir des coûts d'exploitation élevés. Un générateur diesel est un bon exemple de ce type de source. Pour les mini-réseaux basés sur l'énergie solaire, les contrats forfaitaires ou d'enlèvement ferme (« take-or-pay ») sont mieux adaptés que le prépaiement.

25) Au Sénégal et au Mali, il existe des exemples où les prix forfaitaires entraînent une utilisation à l'excès de l'électricité. Dans certains cas, les clients n'éteignent même pas les lampes pendant la journée. Cela entraîne de fortes pressions sur le système électrique et peut finalement aboutir à des pertes financières.



Le diagramme de la **Figure 5** montre comment les prix de l'électricité peuvent être dérivés de la production et la distribution d'électricité et des coûts de ventes.

Figure 5 Coûts, prix et marge bénéficiaire de l'électricité d'un mini-réseau (Müller, 2001)²⁶



Les opérateurs privés de mini-réseaux en Afrique s'attendent à un TRI (représenté par la marge calculée dans la **figure 5**) d'au moins 12% et un TRI des capitaux propres supérieur à 16% (Ces TRI sont considérés comme corrects pour des entrepreneurs

sociaux mais insuffisants pour les entreprises et investisseurs purement intéressés par le profit).

La mise en place de la tarification peut être utilisée par les responsables du projet mais aussi par les régulateurs. En général, il existe une autorité nationale de régulation qui est chargée d'approuver la tarification avec l'objectif de garantir des prix justes aux consommateurs. Dans ce processus, les agences de régulation font appel à leurs propres méthodes de calcul pour définir les tarifs « appropriés ». Malheureusement, celles-ci omettent souvent d'inclure certains types de coûts. Les coûts de transaction et de gestion en particulier sont souvent sous-évalués.

Le tableau suivant montre les résultats d'une simulation d'un système mini-réseau hybride (solaire, diesel, batterie). Ces résultats sont basés sur des données adaptées d'un cas réel au Bangladesh et ils incluent le système technique choisi, la structure du capital, un résumé des coûts, des indicateurs financiers et le type de tarification.

26) L'axe des ordonnées montre le coût/prix et l'axe des abscisses montre le volume d'électricité vendu par an. La courbe rouge foncé indique le coût total, qui est la somme des coûts fixes (qui augmentent indépendamment des ventes d'électricité) et des coûts variables (qui augmentent avec les ventes d'électricité). La courbe rouge clair représente le bénéfice total qui est également basé sur une partie fixe, le prix de base, et une partie variable, le prix énergétique. Le point de rencontre entre les deux courbes est le point de rentabilité. Au-delà de ce point, le mini-réseau, en plus de recouvrer ses coûts, peut générer du profit. Avec ce point de rentabilité en tête, et avec la projection des ventes d'électricité qui est déterminée par l'estimation de la demande, la gamme de tarifs finals peut être calculée.



Tableau 5 Exemple de résultats d'un modèle financier au Bangladesh

Système Technique		Indicateurs Financiers	
Panneaux solaires	100 kWc	TRI du projet	10%
Capacité du générateur diesel	100 kVA	TRI des capitaux propres	15%
Capacité des batteries	560 kWh C10	Durée de vie du projet (basée sur une simulation)	20 ans
Capacité de l'onduleur à batterie	60 kW	Conditions de l'Emprunt	
Type de système	Couplage mixte CA/CC	Durée de vie	10 ans
Longueur du mini-réseau	Approx. 3,5 km	Période de grâce	2 ans
Efficacité du mini-réseau	96%	Taux d'intérêt	6%
Capital		Type	Montant principal constant
Capitaux propres	20%	Tarification	
Emprunt	30%	Prix de vente de	0,43 €/kWh
Subventions	50%	Prix purement énergétiques	Ceci est une déviation de la simulation avec l'état actuel
Investissement total	520 000 €	Pas de composante fixe du prix de base	
Fraction Renouvelable		Ventes d'Electricité	
Fraction renouvelable	47%	Ventes moyennes d'électricité	420 kWh/jour
Résumé des coûts d'Exploitation, d'Entretien et de Gestion I		Résumé des coûts d'Exploitation, d'Entretien et de Gestion II	
Prix du diesel sur site	0,70 €/L	Exploitation et entretien sur site	10 000 €/an
Frais généraux	15 000 €/an	Remplacement des batteries/ onduleurs	Après 7 ans/5 ans

4.4 Le Financement des Mini-Réseaux

Il n'est pas seulement important de comprendre l'économie des mini-réseaux, mais il est aussi important de comprendre les options et les sources de financement disponibles pour investir dans la technologie mini-réseau.

4.4.1 Le Financement Public

L'état embryonnaire du secteur des mini-réseaux ainsi que la pression politique de limiter les tarifs à des niveaux plus bas que ce qu'ils devraient être (les tarifs ne reflètent pas l'intégralité des coûts engendrés) sont les deux principales raisons pour justifier le **besoin de financements par subventions** (Tenenbaum et al., 2014).

Les **subventions du capital** sont des méthodes courantes pour réduire les coûts du projet. Elles peuvent compenser les coûts élevés des infrastructures du réseau et des raccordements des utilisateurs et peuvent être versées à intervalle régulier afin d'assurer la performance. Les subventions du capital peuvent être calculées à partir du nombre de connexions, du coût total en capital ou du TRI. Les **aides** supportent typiquement des projets afin d'atteindre un TRI des capitaux propres de 15 à 20%²⁷ qui n'est pas ajusté aux risques accrus rencontrés dans des projets dans des pays en voie de développement. Hormis le

coût en capital, les aides peuvent être utilisées pour fournir de l'assistance technique (TA) pour faire des travaux de faisabilité servant à rendre les projets attirant pour les investissements. Elles peuvent aussi être utilisées pour contrebalancer les risques de développement en assurant l'engagement des capitaux propres.²⁸ Tandis que l'organisation du système et le volume des subventions sont importants, l'attraction de capitaux privés nécessite un processus de décaissement efficace. Les programmes de subventions qui ne sont pas réactifs, qui génèrent d'importants coûts de transaction et qui sont délivrés par des agences gouvernementales inefficaces, échoueront à fournir l'impulsion au secteur qu'ils cherchent à créer.

4.4.2 Le Financement Privé

4.4.2.1 Projet vs. Financement d'Entreprise

Les capitaux requis pour démarrer une entreprise ou pour construire un projet d'infrastructure est généralement obtenu en levant des **financements de projet ou d'entreprise**. Les biens de distribution et de génération d'un mini-réseau peuvent être financés en utilisant les deux approches. Une entreprise privée qui construit ces installations peut soit lever des fonds au niveau de l'entreprise, soit établir un Fonds Commun de Créances (FCC) pour lequel elle peut organiser un financement de projet. Une compagnie d'électricité peut choisir l'une des deux solutions mais une communauté risque fort de ne pas avoir de

- 27) Ce TRI est standard pour les projets réalisés dans les pays industrialisés. Ces derniers comportent moins de risques que les projets dans les pays en voie de développement.
- 28) Les aides proviennent de sources nationales ou internationales. En Tanzanie, des aides diverses supportent le développement des mini-réseaux. Le programme TEDAP de la Banque Mondiale délivre une subvention de 500 \$ US par connexion (décrite comme une aide à la performance) et une facilité d'emprunt concessionnaire administrée par la Banque d'Investissement Tanzanienne. Plusieurs gouvernements d'Afrique de l'Ouest, par exemple le Burkina Faso, utilisent également des fonds gouvernementaux, obtenus principalement par des prêts à conditions préférentielles pour financer le développement des mini-réseaux. Même des organisations régionales comme la Facilité Energies Renouvelables de la CEDEAO (EREF) fournissent des aides cofinancées pour les projets de petites et moyennes tailles. Energy SMEs (qu'on peut traduire par PME énergétiques), un autre programme de la Banque Mondiale, fournit des fonds de développement pour le GVEP International, un fournisseur d'assistance technique dans le secteur de l'énergie, afin de supporter le développement de nombreux constructeurs de mini-réseaux en Tanzanie et au Rwanda. D'autres agences donatrices telles que la Facilité Energie de la Commission Européenne, la KfW et Energising Development (EnDev) fournissent des subventions en capital aux mini-réseaux par le biais de périodes de financement diverses.



bilan commercial ou d'antécédents lui permettant de lever un financement d'entreprise. Souvent, les mini-réseaux communautaires sont conçus et déployés par un porteur de projet tiers qui met en place une société de projet, avec laquelle un financement peut être collecté et avec laquelle la communauté est en partie propriétaire sur la base de son investissement en matière de terrain, force de travail, de matériels, etc.

Il existe de multiples raisons qui expliquent pourquoi le **financement de projet est, ou plutôt sera, approprié pour les mini-réseaux**. De même que pour les autres infrastructures de production électrique, les mini-réseaux requièrent des niveaux de capitaux élevés, bien que les systèmes soient relativement petits. Comme le financement est intrinsèquement basé sur les flux de trésorerie, les mini-réseaux peuvent être détenus par des FCC. Cependant, le financement de projet est une solution éprouvante à court terme. Même les projets de mini-réseaux groupés demeurent relativement petits et un financement de projet est difficile à justifier en dessous de 20 millions d'euros. Les investisseurs qui mettent des capitaux dans un financement de projet acceptent des TRI plus bas que la moyenne en raison de la prévisibilité possible des flux de trésorerie (« cash-flow »). Mais les mini-réseaux ne fournissent pas nécessairement cette prévisibilité.

Comme le financement de projet pour les mini-réseaux est difficile à mettre en place, la plupart des entreprises développant les mini-réseaux passent par un financement d'entreprise avec des investisseurs en capitaux propres afin de monter des projets pilotes et développer leurs modèles commerciaux. A travers le financement d'entreprise, le responsable du projet peut être financé par de multiples transactions lorsqu'il déploie les systèmes. Cela est en opposition avec un projet d'infrastructure qui nécessite un engagement financier important au « bouclage financier » avant le début des travaux.

4.4.2.2 Les Fournisseurs de capitaux propres

Il est important de comprendre le profil et les attentes des investisseurs qui peuvent financer les mini-réseaux. Les capitaux peuvent venir, à un état très précoce, d'**investisseurs provi-**

dentiels (« business angels ») et un peu plus tard de **fonds de capital-risque**. Le capital pour l'expansion viendra plus de **fonds privés en capitaux propres**, de bureaux de gestion du patrimoine et de marchés de capitaux publics. Les décisions pour investir sont basées sur le modèle d'opérateur, des opportunités du marché, les expériences passées de l'équipe de gestion et du niveau d'accroissement de l'entreprise. Un nombre grandissant d'investisseurs orientés sur l'Afrique s'identifient eux-mêmes à des **investisseurs à impacts positifs** ayant pour but d'avoir un effet positif sur la société et l'environnement en plus de leurs bénéfices financiers. Ces impacts se mesurent en prenant en compte le nombre de création d'emplois, le nombre d'accès nouveaux et améliorés, à la quantité d'énergie générée ou d'émissions de carbone évitées. Alors que certains acceptent des retours financiers plus bas que le rendement ajusté aux risques, beaucoup d'investisseurs cherchent à obtenir des retours sur investissement relativement haut (ex : 20% et + de TRI sur capitaux propres). Les nombreux défis associés aux mini-réseaux ne permettent pas des rendements ajustés aux risques suffisants pour les investisseurs de capital-risque recherchant de fortes croissances et de forts retours sur investissements.

En plus des investisseurs privés, les banques de développement multilatérales et les **institutions financière de développement** (collectivement appelé en anglais « DFI ») conçoivent, financent et exploitent des facilités qui fournissent des capitaux propres. Celles-ci mettent généralement l'accent sur le développement ayant un impact conséquent et sur la viabilité financière. Elles apportent des fonds d'investissements afin d'établir des entreprises ou de fournir des capitaux pour des projets de grande taille.²⁹ Tandis que les mini-réseaux présentent un certain nombre de complications pour ces investisseurs, il existe un nombre croissant d'acteurs qui considèrent cette technologie comme une solution viable. Des projets pilotes et des

29) Les fonds privés en capitaux propres tels que le Fond Africain des Energies Renouvelables soutenu par la BAD, « Frontier Investments » sponsorisé par l'IFU, Gaz de France (GDF), les DFI telles que la FMO, l'OPIC, et les banques de développement multilatérales telles que la BAD et OFID, apportent tous des capitaux à de grands projets énergétiques.



déploiements de grandes échelles réussis permettront d'aider à convaincre ces institutions, qui sont des investisseurs naturels, à prendre part à ces projets. Elles peuvent en plus apporter leur expertise dans le domaine du développement de projet énergétique.

4.4.2.3 Les Fournisseurs d'Emprunts et de Capital Mezzanine

La différence de profil entre les risques pris et les retours sur investissement limite le nombre d'investisseurs en capitaux propres potentiels. L'**accès à un financement approprié par emprunt** est donc très compliqué pour les porteurs de projets mini-réseaux (cKinetics, 2013). L'emprunt est théoriquement contractable auprès des banques locales et internationales, des DFI, de fonds et de plateforme de financement participatif (« crowdfunding »). Cependant, étant donné que les mini-réseaux n'ont pas un modèle approuvé à une grande échelle, les prêteurs commerciaux hésitent à s'engager. Les projets continueront à avoir des difficultés à faire des emprunts commerciaux tant que certains défis techniques, d'exploitation et de régulation ne seront pas pris en compte et que les risques ne seront pas réduits.

Les institutions financières locales sont des fournisseurs classiques d'emprunts en raison de leur capacité à comprendre les dynamiques de marché et à faire les vérifications préalables. Cependant, ces institutions ont une expérience limitée avec l'analyse des flux de trésorerie, et requièrent des garanties pour les prêts aux entreprises. Les banques locales offrent souvent des durées de vie courtes et des emprunts coûteux qui ne sont pas viables pour les mini-réseaux. Les taux d'intérêt sont compris entre 16 et 24 % alors que les quelques expériences passées de financement de projet avaient un taux d'intérêt d'environ 10%.

Le **financement mezzanine** est plus proche de capitaux propres que d'emprunt en ce qui concerne les retours sur investissements en fonction des risques pris. Cela s'explique par le fait que les investisseurs en mezzanine ont un degré de préférence inférieur que les prêteurs et qu'ils sont payés après les prêteurs en cas de banqueroute ou de liquidation. C'est pourquoi les investissements en mezzanine requièrent généralement un taux de ren-

dement plus élevé afin de compenser ce risque additionnel pris par rapport à l'emprunt. Ce type de financement est une dette prioritaire, payé avant les capitaux propres, et ainsi il ne requiert pas autant de retour sur investissement qu'un capital pur.

Les institutions financière de développement (DFI) essayent de combler le vide laissé par les banques locales. Cependant l'échelle de développement limitée des mini-réseaux amène à des coûts de transaction exorbitants. Dans certains cas, les porteurs de projet groupent les mini-réseaux dans des transactions suffisamment larges. Cette tendance a des chances de s'accélérer car des antécédents positifs ont été établis.³⁰ Les DFI peuvent aussi fournir des lignes de crédit ou des garanties afin d'encourager les emprunts.³¹

Les fonds à impacts positifs et les plateformes de financement participatif permettent également d'emprunter, bien que le montant limité du capital disponible ne permette pas de financer à grande échelle. Cependant, ils peuvent faire des prêts aux projets pilotes afin de prouver la viabilité du projet et ils ont des taux d'intérêt moins élevés et une plus grande tolérance aux risques que beaucoup de banques.

30) OPIC, une institution financière de développement américaine, fait des prêts pour des projets d'énergie renouvelable avec des taux d'intérêt compris entre 4 et 8%. Alors que la plupart des projets financés en Afrique par l'OPIC sont connectés au réseau national, l'organisation s'intéresse aux mini-réseaux et elle a des chances de devenir un prêteur plus actif étant donné que les modèles d'opérateur ont démontré leur efficacité avec succès. De plus, la Banque Européenne d'Investissement et la « Kreditanstalt für Wiederaufbau » (KfW) permettent également des emprunts par le biais de banques locales.

31) Le « Regional Technical Assistance Programme » (Programme d'Assistance Technique Régionale) fondé par l'Agence Française de Développement (AFD) fournit une ligne de crédit à Cfc Stanbic et Coop Bank pour emprunter au Kenya, en Tanzanie et en Ouganda. Plus récemment, une facilité de crédit de 26,6 millions d'euros, sponsorisée par l'USAID et l'agence de développement suédoise (SIDA), a été établie au Kenya et en Tanzanie afin de fournir une garantie de 50% de perte partagée pour les prêts accordés à des projets énergétiques, incluant les mini-réseaux.

Tableau 6 Profil des investisseurs en Afrique, par Peter George (adapté de cKinetics (2013)), les niveaux de la profondeur du marché, de l’engagement dans le secteur des mini-réseaux et du goût pour le risque vont de 1 (faible) à 4 (fort).

	Subventions		Capitaux Propres		Emprunt	
	Subventions/ Assistance Technique	Etat embryon- naire/ Démarrage	Croissance/ Développement	Infrastructure	PME/Entreprise	Emprunt
Sources	► Gouverne- ments ► Fondations ► Donateurs / DFIs	► Amis & Famille ► Investisseurs providentiels ► Fonds à impact positifs ► Fondations	► Fonds à impact positifs ► Fonds de capi- tal-risque ► Fonds privés en capitaux propres	► Fonds privés en capitaux propres ► La plupart des fonds sponsori- sés par les DFIs	► Banques locales ► Banques inter- nationales sans présence locale	► Financement de projet ► Banques commerciales ► Banques d’import- export ► DFIs
Profondeur du marché	+++	+	+++	++	+++	+
Engagement dans le secteur des mini-réseaux	++	++	+	+	+	+
Goût pour le risque	++++	+++	++	++	+	+
Base pour la décision de financement	Modèle économique, expériences antérieures de gestion/porteur de projet					
	► Impact positif au développe- ment ► Etat du secteur/ besoin de subventions	► Impact positif au développe- ment ► Potentiel pour un marché	► Rentabilité ► Balance commerciale	► Niveau d’avan- cement du développement ► Accords d’achats d’élec- tricité (AAE)/ license ► Autres accords contractuels	► Balance commerciale ► Caution	► Ratios de couverture du service de la dette ► Garanties, Autres mesures d’atténuation des risques
Montant	30 k\$ - 10 M\$	100 k\$ - 1 M\$	1 M\$ - 5 M\$	10 M\$ et +	20 k\$ - 10 M\$	15 M\$ et + (trans- actions plus petites sélectionnées)
Echéances Attendues	N/A	3 à 7 ans	3 à 5 ans	5 à 10 ans	6 mois à 5 ans	7 à 15 ans

	Subventions		Capitaux Propres		Emprunt	
	Subventions/ Assistance Technique	Etat embryon- naire/ Démarrage	Croissance/ Développement	Infrastructure	PME/Entreprise	Emprunt
Rendements Typiques Attendus	Aucun (dans certains cas, remboursement de capital)	Investisseur d’Impact : 5 - 35 % Investisseur Commercial : 30% +	Investisseur d’Impact : 5 - 20 % Investisseur Commercial : 20% +	15 – 25%	16 – 24% (devise locale)	6 – 12% (devise forte)
Exemples	► AECF REACT ► EEP S&EA ► TEDAP / ESME ► USAID DCA ► USAID DIV	► Beyond Capital ► Fondation Eleos ► Fondation ERM ► Invested Dev’mnt ► NovaStar	► Acumen ► Bamboo ► Khosla Impact ► LGT VP ► Persistent	► Berkeley / AREF ► Frontier ► IFC InfraVen- tures ► InfraCo ► ResponsAbility	► Barclays ► Cfc Stanbic ► EcoBank ► Equity Bank ► StanChart	► BAD ► Cfc Stanbic ► FMO ► Norfund ► OPIC

LECTURES COMPLÉMENTAIRES

4.1 L’Economie des Mini-Réseaux
4.2 NRECA, (2009) « Guides for Electric Cooperative
Development and Rural Electrification »
4.3 TOOL : MGPT Financial Model for Mini-grids
(minigridpolicytoolkit.euei-pdf.org/tools)

4.4 Le Financement des Mini-Réseaux
Lindlein, Mostert, KfW (2005). *Financing Renewable
Energy ; Instruments, Strategies, Practice Approaches*.
Justice, UNEP (2009). *Private Financing of Renewable
Energy - A Guide for Policymakers*.

SBI (2013). *Scaling up Successful Micro-Utilities for Rural
Electrification; Private Sector Perspectives on Operational
Approaches, Financing Instruments and Stakeholder Inter-
action*.



5. Les Intérêts des Décideurs et leurs Contributions

La bonne compréhension des parties prenantes principales, de leurs intérêts, de leurs contributions et de leurs désaccords éventuels permet aux gouvernements de mettre en place des mesures et des règles qui facilite les actions concertées et qui donc accélère le développement des mini-réseaux. Ce chapitre couvre les différents points de vue des parties prenantes ainsi que leurs attentes, leurs buts et leurs motivations dans le développement du secteur des mini-réseaux. Compte tenu du besoin, souvent mentionné, de mobiliser les investissements privés, la partie dédiée aux porteurs de projet et opérateurs privés est plus détaillée que les autres.

5.1 Les Clients

5.1.1 Les Particuliers

La population rurale souhaite avoir un accès abordable à des services énergétiques modernes (tels qu'une télévision, un ventilateur et le rechargement d'un téléphone mobile) à domicile et ainsi améliorer son niveau de vie. Les foyers à bas revenus dans les zones rurales et sans raccordement au réseau électrique paient généralement entre 2,3 et 11,4 € par mois pour des sources énergétiques traditionnelles (bougies, pétrole, piles et rechargement de batteries) (World Bank, 2008). La vérité choquante est que **les clients n'ayant pas d'électricité à domicile en Afrique peuvent payer entre 20 à 80 € par kWh pour le rechargement d'un téléphone mobile et 40 à 80 € pour avoir de l'électricité**

grâce à des piles sèches jetables. Les ménages plus riches, qui ont de l'électricité grâce à des groupes électrogènes, souvent inefficaces et avec une durée de vie extrêmement courte, paient entre 1,5 et à 3 € par kWh³². Le graphique de la page suivante donne un aperçu des prix que payent des ménages à Haïti pour une utilisation normale d'électricité générée par différentes sources.

32) Suppositions pour le rechargement d'un téléphone mobile : 0,1 à 0,4 € par recharge, 5 Wh par batterie chargée. Coût de piles jetables : 0,7 € par pile avec une capacité de 11,7 Wh. Les autres hypothèses sont : un groupe électrogène diesel simple d'une efficacité de 15% (1,5 kW/litre de diesel) et un prix du litre de diesel à 1 € implique des coûts de fonctionnement d'environ 0,6 €/kWh. Ce groupe de 1 kW avec un investissement initial de 200 € et qui fonctionne 300 heures à 500 W a un coût d'investissement de 1,3 €/kWh. Le coût total est donc de 1,9 €/kWh.

RÉSUMÉ À L'ATTENTION DES DÉCIDEURS

Les clients d'un mini-réseau espèrent avoir de l'électricité avec un niveau de qualité et de service raisonnable. Il existe plusieurs types de clients avec des besoins spécifiques impliquant des particularités d'exploitation des mini-réseaux. Les clients sont généralement des particuliers, des institutions sociales ou des entreprises productives.

Les clients sont souvent prêts à payer l'électricité à un tarif plus élevé que celui du réseau national afin de pouvoir bénéficier d'un service électrique avant le raccordement du village au réseau électrique. Les utilisateurs sont prêts à payer des prix plus élevés tant que leurs dépenses en électricité restent inférieures à celles qu'ils ont à l'heure actuelle pour le même service.

La compagnie nationale d'électricité, grâce à son organisation, ses moyens et son expérience a un profil bien adapté pour exploiter des réseaux électriques complexes et de grandes tailles. Cette logique s'applique également pour les mini-réseaux. Plus la taille du réseau est petite, plus la structure de gestion requise peut être décentralisée.

Le secteur privé peut s'engager dans le déploiement et l'exploitation de mini-réseaux uniquement dans les pays qui autorisent légalement la production, la distribution et la vente d'électricité ainsi que des tarifs rentables. Il faut également qu'il existe des régions dédiées à ce type de réseaux et que le marché potentiel soit commercialement protégé en cas d'arrivée du réseau électrique national.

Les investisseurs dans les mini-réseaux s'attendent à des retours sur investissement en adéquation avec le niveau ressenti des risques à un niveau macro et ceux liés au projet. En raison du manque d'expérience et du nombre limité d'exemples positifs existants dans le secteur des mini-réseaux, beaucoup de risques ne peuvent pas encore être bien évalués par les investisseurs privés. Par conséquent, ces derniers s'attendent à des retours sur investissement importants. Ces attentes de rendements élevés peuvent être diminuées grâce à des mesures adaptées et faciles d'accès qui atténuent les risques. Ces mesures peuvent, elles, être établies par la mise en place d'un cadre légal et institutionnel approprié.

Implication de la Communauté

Les clients tiennent à prendre part activement à la prise de décision concernant l'approvisionnement en énergie, en particulier dans les petits villages qui débattent traditionnellement ensemble des problèmes de la communauté. Cette implication de la communauté n'est pas seulement voulue par ses membres mais a un sens sur le plan économique. **L'implication des communautés locales dès le départ peut aider à améliorer la conception du mini-réseau, à garantir le support local, à encourager les contributions en espèce ou en nature, et à augmenter l'appartenance locale du réseau. Tout cela augmente les chances d'une exploitation durable** (Bhattacharya, 2013).

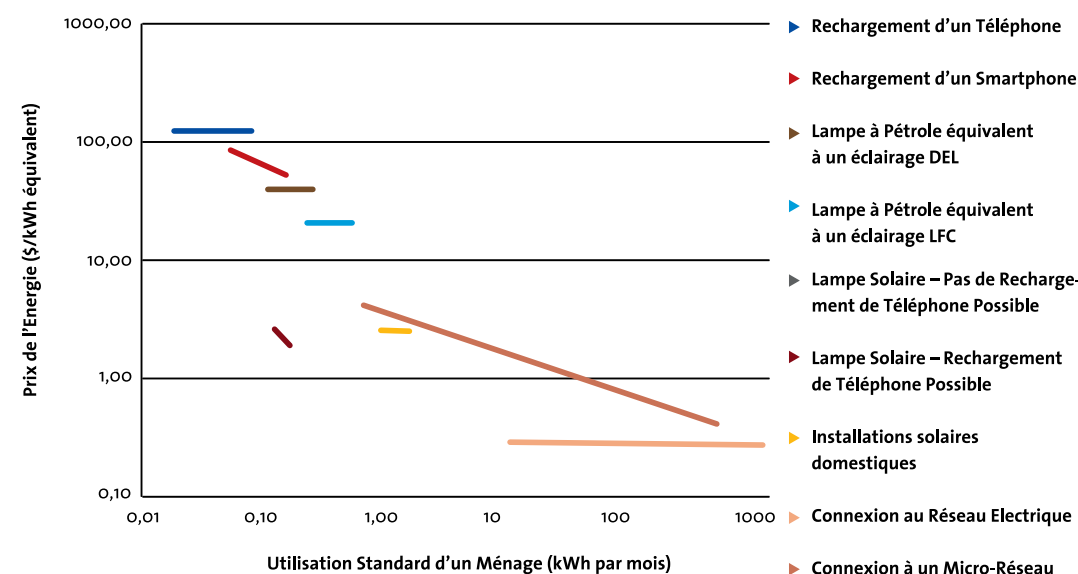
En outre, la participation locale aide à réduire les pertes de distribution et celles dues aux vols. Elle permet d'améliorer l'efficacité de facturation et de collecte des redevances. Elle permet d'assurer une livraison stable d'électricité et d'éviter beaucoup de conflits potentiels. L'implication de la

communauté peut lui permettre d'obtenir un pouvoir de décision après discussions (parfois aussi des négociations) entre l'opérateur du mini-réseau et les représentants de la communauté.

Un fournisseur d'électricité qui veut être accepté dans le village peut vouloir éviter l'instauration d'un système de monopole. Une séparation de la production et de la distribution est recommandée en ce qui concerne les questions d'appartenance et de responsabilité. Par exemple, les communautés peuvent avoir la propriété de la partie distribution ou peuvent être responsable de la mise en place de la tarification, du type de sanction et des activités de supervision et de vérification.



Figure 6 Prix de l'énergie en fonction d'une utilisation standard d'un ménage pour différents types de raccordement et appareils électriques à Haïti (Archambault, 2012)



5.1.2 Les Institutions Sociales comme Clients

Pour beaucoup de pays, l'électrification des institutions communautaires, sociales et publiques est une priorité car cela permet de faciliter l'accès aux services publics qui ont un impact très bénéfique pour le développement. Cela comprend entre autres les écoles, les centres médicaux, les autres bâtiments publics, l'éclairage public, les pompes à eau communautaires, la purification de l'eau et les infrastructures sanitaires.

Si les infrastructures existent dans un village et que la

communauté peut se permettre financièrement les services électrifiés, **les institutions sociales devraient être les clients prioritaires** car elles ont souvent une demande en électricité stable et prévisible qui a lieu à des moments de la journée différents de celle des particuliers. Les clients communautaires devraient aussi avoir l'obligation de payer des tarifs ajustés aux coûts. Dans certains pays, cela n'est pas un problème car les infrastructures publiques ont un budget dédié pour l'électricité qui peut alors être utilisé. Toutefois dans d'autres pays, la recherche du budget nécessaire représente un défi non négligeable.

5.1.3 Les Entreprises Productives comme Clients

Les commerces et l'industrie, appelés entreprises productives, utilisent de l'électricité pour différents buts en fonction de leur type d'activité. Les activités peuvent être découpées en 4 types de charge électrique pour le réseau :

- ▶ Charges de l'agriculture (ex : pompe pour l'irrigation)
- ▶ Charges de production (ex : broyage, décortication du riz, extraction de l'huile, usinage du bois, chaudronnerie pour les métaux)
- ▶ Charges de commerces (ex : magasin, bar, fabricant de glace, chargement et location de batteries, location de lampes)
- ▶ Charges d'activités de références (ex : tour de télécommunications, mine, serre, hôtel, résidence touristique)

Chacun de ces groupes a des charges et des appareils spécifiques, avec à chaque fois un profil de charge différent qui dépend du contexte national et local et des types de machines disponibles. Souvent les utilisateurs de ces activités de production utilisent déjà des groupes électrogènes pour alimenter leurs machines ou leurs appareils. Le remplacement de machines existantes fonctionnant au diesel par des machines électriques peut permettre un gain économique si le coût de l'électricité est moins élevé que le coût local du carburant. Si les utilisateurs n'utilisent pas de machines à combustibles, l'adoption de machines électriques peut améliorer leur productivité mais promouvoir cette adoption devient alors éprouvant. De manière générale, lors de la planification de l'électrification d'un mini-réseau, la promotion et l'amélioration de l'ensemble de ces activités productives grâce à l'électricité doivent être toutes deux considérées comme une aide au développement des zones rurales et cela améliore également la durabilité et la rentabilité des projets mini-réseaux.

Les entreprises productives ont besoin d'un **régime tarifaire stable pour l'électricité** car un pic de tarif (ex : une augmentation de 50% du tarif) peut mener les petits entrepreneurs à la banqueroute. C'est pourquoi la tarification à échelon devrait

être évitée. Cela signifie également que le financement de capacité de production additionnelle d'électricité devrait être opéré en raccordant plus de clients et de charges productives et non pas en augmentant les tarifs.

5.2 Les Compagnies Nationales d'Electricité

Les compagnies nationales d'électricité planifient leurs activités d'électrification principalement dans les régions déjà couvertes ou à proximité du réseau existant. Pourtant dans certains cas, elles sont impliquées directement dans la construction et l'exploitation de mini-réseaux. Dans d'autres cas, elles jouent un rôle de facilitateur ou de régulateur tout en laissant la charge des mini-réseaux aux entreprises privées et aux communautés (Deshmukh, Carvallo & Gambhir, 2013).

En général, les **compagnies d'électricité sont organisées pour gérer le réseau national et exploiter des centrales électriques de grande taille. Cependant, une exploitation réussie des mini-réseaux requiert une gestion locale et dépend beaucoup de la disponibilité de l'expertise technique pour la maintenance des petites unités de production.** Ainsi, les compagnies nationales qui exploitent des mini-réseaux ont besoin de personnel supplémentaire pour la gestion et la maintenance locale et ont éventuellement besoin de mettre en place un département spécialisé pour s'occuper d'un ensemble de mini-réseaux.





La **construction et l'exploitation de mini-réseaux dans des zones rurales reculées est rarement une action qui intéresse les compagnies d'électricité** car les profils de demandes et de charges sont faibles, car les investissements nécessaires et les coûts d'entretien et d'exploitation sont élevés et car des contraintes financières supplémentaires sont créées (Sanoh et al. 2012). Les compagnies nationales d'électricité ont bien conscience que plus la communauté est petite, plus les difficultés d'électrification sont fortes en matière de :

- 1) Stabilité technique du système en raison de concurrence de charges plus forte
- 2) Stabilisation des bénéfices en raison d'une variété moins grande de clients
- 3) Coûts d'exploitation et de transactions plus élevés par kWh nécessitant des approches nouvelles de gestion
- 4) Prévention de conflits en raison d'une organisation de la communauté dans la prise de décision non transparente

Ainsi, **quand les compagnies nationales d'électricité construisent et exploitent des mini-réseaux, elles le sont très souvent forcées par leur gouvernement**.³³ Les gouvernements demandent souvent aux compagnies d'électricité d'installer et de gérer des mini-réseaux diesel comme solution intermédiaire avec l'arrivée du réseau électrique. Les compagnies ont, elles, peu d'intérêt à exploiter des mini-réseaux dans des zones reculées pour des communautés de petite ou moyenne taille et sont favorables à laisser ce type de marché aux entreprises privées ou aux communautés locales.

Le diagramme de la page suivante indique dans quelle situation le secteur privé et les grandes ou petites compagnies nationales d'électricité sont les plus adaptés pour opérer les mini-réseaux en fonction de la taille des sites.³⁴

Les compagnies d'électricité peuvent également choisir d'adopter un modèle d'opérateur hybride dans lequel elles ont la propriété et exploitent la partie distribution du mini-réseau et un petit producteur d'électricité (PPE) possède et exploite la partie production du mini-réseau. Les acteurs mettent alors

en place des accords d'achats d'électricité (AAE). Cette solution a l'avantage de rendre l'interconnexion future avec le réseau électrique plus simple. La partie distribution appartenant déjà à l'opérateur national, il suffit alors de déménager les équipements de génération vers un autre village.

Afin de développer et d'exploiter avec succès les mini-réseaux, les compagnies d'électricité ont besoin de financements préalables à bas coût et de tarifs ajustés aux coûts. Les coûts de capital ont besoin d'être subventionnés grâce à des aides et des emprunts avec des taux d'intérêt bas. En ce qui concerne les tarifs ajustés aux coûts, les opinions semblent diverger. Certains responsables de compagnies d'électricité prétendent que des tarifs ajustés aux coûts sont nécessaires. D'autres disent qu'il est préférable d'avoir des tarifs uniformes. Si des tarifs ajustés aux coûts sont mis en place, la stabilité à long terme du régime tarifaire est indispensable. Ce point est particulièrement important si l'on considère la possibilité de changement d'orientation politique.

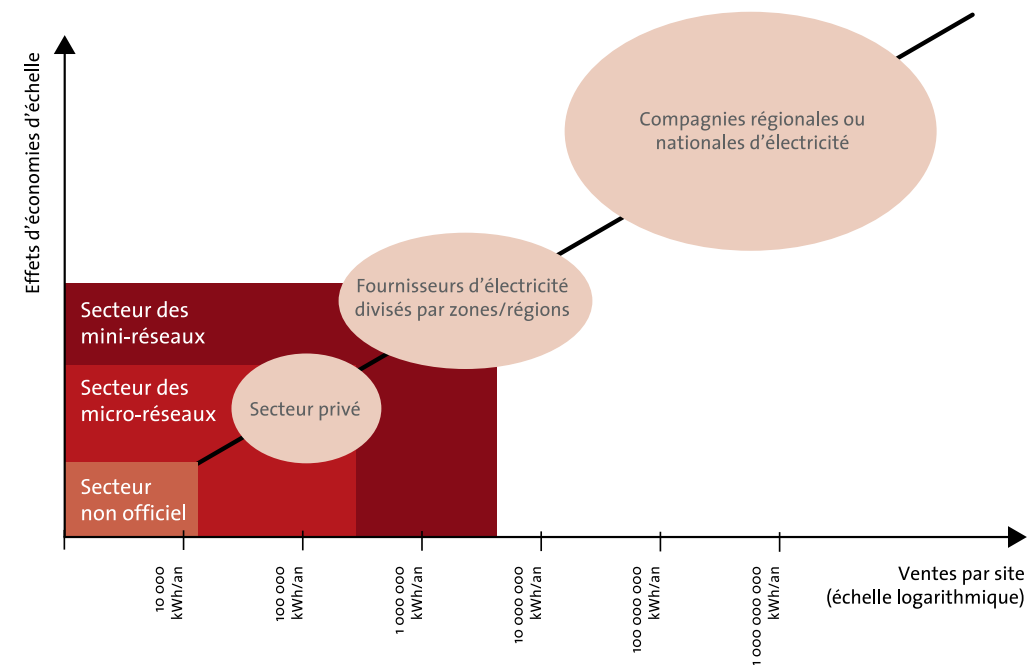
5.3 Les Porteurs de Projet et Opérateurs Privés

Les porteurs de projet et opérateurs privés sont rares car il est encore difficile de créer des marges convenables avec les mini-réseaux. Les quelques opérateurs de mini-réseaux qui ont été actifs depuis des années ont en général un but social ou de développement. Ces entreprises utilisent souvent soit

- 33) On trouve un exemple de cette situation au Kenya, où KPLC a été mandatée pour l'installation de mini-réseaux dans plusieurs communautés. A la mi-2014, 15 de ces mini-réseaux étaient en fonctionnement et 13 en construction.
- 34) Par exemple, au Mali, l'opérateur national (EDM) gère les mini-réseaux de plus de 300 kW et l'agence de régulation (AMADER) supervise ceux de taille inférieure qui sont exploités de manière privée.



Figure 7 Acteurs recommandés (compagnie d'électricité, opérateur privé) par leur pertinence en fonction de la taille du mini-réseau



une **organisation coopérative** et sont alors proches du secteur des ONG, soit un modèle d'**entrepreneur social**. Ce sont donc généralement des Petites et Moyennes Entreprises (PME). Les entreprises plus grandes, à but commercial, testent les modèles d'opérateur dans des projets pilotes mais ne sont pas encore rentrées dans le secteur avec beaucoup d'investissements. Jusqu'à aujourd'hui, les entreprises à but lucratif sont seulement présentes comme fournisseurs de services IAGC (ingénierie, approvisionnement (d'équipements de production) et gestion de construction ou en anglais EPC) et comme sociétés de conseil.

Le **secteur privé** a la capacité de mener le développement de projet, de gérer des sujets complexes « sur le terrain », et d'accéder à des financements privés. La mobilisation du secteur privé est donc un point clef pour le développement à grande échelle des mini-réseaux, particulièrement dans les petits villages. Pour cela, un environnement favorable et propice est nécessaire. Après tout, seules les entreprises privées et les coopératives veulent s'impliquer dans le secteur des mini-réseaux dans des pays où les risques sont équivalents aux marges qui peuvent être réalisées.



Du point de vue d'un porteur de projet privé, un pays devient attractif pour le développement de mini-réseaux dès qu'il remplit les 3 prérequis suivant :

- ▶ **L'exploitation de mini ou micro-réseaux par des opérateurs privés doit être légale** et les licences d'exploitation doivent pouvoir être obtenues facilement.
- ▶ Les opérateurs de micro-réseaux doivent avoir l'autorisation de pratiquer les tarifs qui leur permettent de réaliser des **marges « relatives aux risques entrepris »**.
- ▶ Les autorités/ministères **doivent divulguer la liste des villages/villes attractifs pour l'électrification par mini-réseau**. Ceux-ci ne devront pas être raccordés au réseau national durant une période de temps définie. De plus, un plan d'électrification clair, fiable et sur le long terme définissant les dates d'arrivée du réseau national dans les villages doit être implémenté.

Le Point de Vue d'un Opérateur Privé concernant la Tarification

Du point de vue de l'entreprise privée, les tarifs doivent refléter les coûts engendrés pour la production. Sinon, les mini-réseaux ne peuvent être exploités de manière rentable et cela empêche donc des clients potentiels dans les zones rurales d'avoir simplement accès à une électricité de bonne qualité.

Les subventions d'exploitation ou les tarifs aidés par des subventions croisées, basés au prix du kWh, ne sont pas privilégiés par les petits acteurs du secteur privés. En effet, ces derniers ne souhaitent pas être dépendants des transferts d'argent des grosses compagnies d'électricité ou des autorités gouvernementales car ils peuvent avoir du retard. Cela peut vite conduire les acteurs privés à l'insolvabilité.

En général, les opérateurs privés de mini-réseaux préfèrent pratiquer des tarifs ajustés aux coûts, ce qui leur permet de

A ce jour, ces prérequis ne sont largement pas présents dans la plupart des pays d'Afrique. Beaucoup de pays ont toujours une **approche purement centralisée**. Ils ont une compagnie d'électricité en situation de monopole et n'autorisent pas l'existence d'autres producteurs d'électricité. Par conséquent, les opérateurs de mini-réseaux opèrent illégalement, ce qui les empêche d'obtenir des financements et ce qui les met dans une situation risquée au regard de la loi. Ainsi, les pays ne permettant pas légalement l'exploitation de mini-réseaux par des opérateurs privés, observent la mise en place d'un nombre limité de mini-réseaux. D'autres pays suivent une **approche décentralisée** et ont restructuré le secteur de l'électricité. Cela a ouvert la compétition pour la production et/ou la distribution d'électricité. Et le secteur est sujet à un contrôle strict de la part d'une autorité de régulation. Cette approche est en principe appropriée à l'exploitation privée de mini-réseaux. Toutefois, d'autres problèmes pratiques peuvent entraver le développement du secteur, par exemple, des procédures longues et complexes concernant

gérer le risque inhérent aux recettes par le biais de régimes de paiement et d'approches de micro-paiements et de gestion relation-client.

En outre, les opérateurs de mini-réseaux favorisent des types de tarification linéaire ou quasi-linéaire (dans lesquels chaque kWh délivré a le même prix) car ceux-ci réduisent les risques inhérents aux recettes liés aux changements démographiques dans le village. Les tarifs sociaux pour les clients à faible revenu, fréquemment pratiqués en Afrique de l'Est et du Sud, ainsi que les tarifs plus bas au kWh pour les clients aisés et les utilisateurs productifs, comme dans le programme ERIL au Sénégal, sont deux solutions non voulues par les opérateurs privés car ils ajoutent une incertitude considérable sur les recettes.

l'attribution de licences et la tarification ou des coûts prohibitifs pour l'achat des divers licences, permis et approbations.

Les porteurs de projet et opérateurs privés seront prêts à investir dans les mini-réseaux dans les pays où cette activité peut être **rentable** ou lorsqu'il s'agit d'entrepreneurs sociaux, d'ONG et de coopératives. Dans ce cas, ils devront **au moins couvrir leurs coûts**. Comme expliqué dans un précédent chapitre, les coûts de production et de distribution de l'électricité pour les mini-réseaux sont plus importants que ceux du réseau électrique national. Un facteur de coût supplémentaire, souvent sous-estimé, est le coût engendré par l'ensemble des interactions nécessaires avec les gouvernements et avec les organisations d'aide au développement. Cela entraîne des coûts de transaction auxquels s'exposent les petites organisations (*voir chapitre 3.5*). Ces coûts de transaction réduisent la rentabilité et la trésorerie disponible dans la phase critique du développement du projet. Ainsi, **afin d'attirer les investissements privés, les tarifs de l'électricité doivent être plus élevés que les tarifs du réseau électrique national. Par manque d'alternatives moins chères, les clients sont souvent prêts à payer des tarifs plus élevés pour l'électricité**.

L'un des risques principaux auquel les opérateurs de mini-réseaux sont confrontés est le **raccordement du mini-réseau au réseau électrique national**. Comme expliqué dans le *chapitre 3.1*, un plan d'électrification national doit en théorie identifier les régions assignées à l'électrification par mini-réseaux et celles-ci ne seront pas rattachées au réseau national avant une période bien définie. Dans le meilleur des cas, une période de 10 à 15 années devrait être garantie. Cela peut prendre la forme d'une concession mini-réseau, d'une garantie ou d'un contrat. **Si le réseau électrique national atteint la zone définie avant cette période, l'opérateur mini-réseau doit recevoir des compensations pour l'investissement perdu**.

A partir du moment où un acteur privé a identifié un pays adéquat et des sites appropriés pour le développement de mini-réseaux et remplissant les 3 prérequis identifiés ci-dessus, il doit élaborer et mettre en œuvre ses stratégies d'exploitation

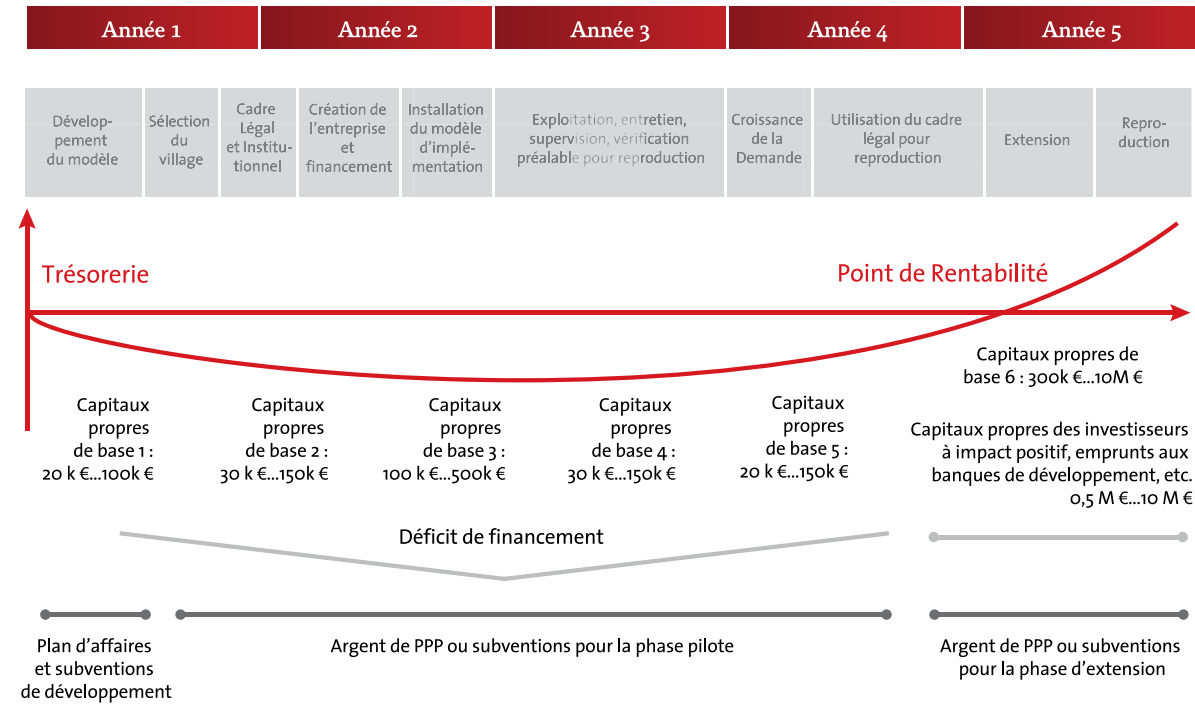
et de collecte de redevances et il doit trouver les financements pour le développement du projet et sa réalisation. Plus la communauté à électrifier est réduite, plus l'opérateur du mini-réseau doit s'impliquer localement. Le financement des étapes du projet telles que les études de faisabilité, le développement du plan d'activités, les ajustements des modèles d'opérateur aux conditions locales, etc., est difficile à obtenir particulièrement pour les petits projets.

Bien que des subventions soient disponibles, les capitaux propres pour le cofinancement manquent. En effet, comme expliqué dans le chapitre sur les aspects économiques des mini-réseaux, les coûts fixes considérables dans l'exploitation de mini-réseaux obligent à augmenter les ventes d'électricité pour atteindre le point de rentabilité aussi vite que possible. Cela doit être le but premier de tout opérateur privé nouvellement arrivé sur le marché. Cependant, la phase de développement du projet prend assez souvent plus longtemps que prévu à cause du temps important nécessaire pour prouver le concept. Cela signifie, comme expliqué sur l'exemple ci-dessous, qu'il faut parfois jusqu'à 4 années pour atteindre le point de rentabilité [SBI, 2013].

De manière générale, **plusieurs types de financements peuvent avoir lieu à différentes périodes de la vie du projet**. Les petits opérateurs privés peuvent en particulier accélérer leurs activités d'électrification si le cadre légal inclut des instructions claires concernant le support gouvernemental disponible, que ce support soit sous la forme d'un emprunt, de capitaux propres, d'aides, de subventions ou de tarifs. Une information claire sur l'accès au financement et une procédure d'obtention de licence simple et directe diminue le temps de préparation du projet et réduit considérablement les risques pour les porteurs du projet. La mise en place de ces éléments de base d'un cadre légal favorable permet à son tour d'attirer d'autres acteurs du secteur privé à rentrer dans le secteur des mini-réseaux.



Figure 8 Trésorerie, financements et point de rentabilité standards d'un mini-réseau



Source : Inensus

5.4 Les Investisseurs Privés

Les investisseurs privés approchent l'investissement dans les mini-réseaux de la même façon que d'autres investissements dans les pays en développement. La référence utilisée est toujours le **ratio risque-rendement dans le contexte spécifique du pays et les expériences passées et plan d'affaires des porteurs de projets et opérateurs**. Après avoir décrit les revenus des mini-réseaux et les sources de capitaux dans les chapitres précédents, ce chapitre met en avant l'évaluation des risques des investisseurs, étant donné que ce point est important à prendre en compte afin d'attirer les financements privés.

Habituellement, les institutions financières s'attendent à des rendements qui sont proportionnels aux risques entrepris. Plus la prise de risque est importante, plus le rendement attendu sera important (UNEP, 2009). Les investisseurs voient le secteur des mini-réseaux en Afrique à un niveau de développement relativement jeune et qui possède quelques projets pilotes. Ce manque d'exemples de référence constitue une barrière pour les investissements potentiels. En effet, les investisseurs et prêteurs ne sont pas encore en mesure de saisir et d'atténuer complètement les risques associés aux potentiels investissements. Cela prendra du temps et nécessitera des projets pilotes réussis pour que les projets susceptibles de rapporter de l'argent attirent des financements et pour que les coûts des financements commerciaux diminuent. Aujourd'hui, la plupart des instruments existants pour les emprunts et pour le financement par capitaux propres ne sont pas en adéquation avec les demandes du secteur des mini-réseaux.

Les **investisseurs intéressés par le profit** qui veulent découvrir des marchés nouveaux et innovants peuvent contribuer substantiel-

lement aux financements privés permettant l'augmentation d'échelle des déploiements de mini-réseaux. Les investisseurs font la distinction entre les projets mini-réseaux sur installations existantes (« brownfield ») et les projets qui partent de zéro (« greenfield »). Pour les **projets brownfield**, il est question d'ajouter une source d'énergie renouvelable à des mini-réseaux existants qui utilisent des générateurs diesel. Il existe donc déjà une demande en électricité et une source de revenu. Pour les projets greenfield, le mini-réseau est installé sans avoir d'antécédents en matière de demandes en électricité ou de source de revenu. Les projets brownfield attirent un peu l'attention des investisseurs voulant faire du profit alors que les **projets greenfield** restent pour le moment hors de portée des investisseurs principalement en raison du risque de recettes imprévisibles. Les **gouvernements peuvent fournir des instruments atténuant ces risques** comme, par exemple, des garanties de demande ou de revenus, des paiements en avance ou des dépôts de garantie. Le système de compteurs prépayés, les études de marché détaillées et les AAE des acheteurs de références (ex : équipements de télécommunications) atténuent également les risques liés aux bénéfices. Les gouvernements devraient donc supporter et faciliter ces mesures quand cela est possible. Les mesures politiques visant à réduire le risque inhérent aux recettes sont débattues. Les experts développent des garanties du gouvernement qui permettent une atténuation minimum des risques liés aux revenus et des autres risques.

Les **investisseurs à impacts positifs** comblent le vide laissé entre les premiers investisseurs du marché et les financements à conditions favorables. Ils sont prêts à prendre le risque d'avoir des recettes imprévisibles dans les projets greenfield. Ils essaient d'utiliser les outils de financement existants pour résoudre les nouveaux challenges. Ils connaissent peut-être déjà bien le financement d'entreprise pour des commerces de vente de produits tels que des SHS ou des lampes solaires à des clients en zone rurale; ainsi que le financement de large projets d'infrastructure énergétique impliquant l'ajout de plusieurs mégawatts à un réseau électrique.



Les Risques des Mini-Réseaux – A l'Echelle Macro

Les projets de mini-réseaux dans des pays en développement font face à de nombreux risques. Ces risques doivent être gérés par la partie prenante la plus à même de gérer chaque risque. Cela dépend alors de la capacité des parties prenantes à influencer, anticiper, répondre et absorber le risque et les coûts de transaction qui y sont liés (WB, 2007). Ci-dessous, on

peut trouver une liste de risques à l'échelle macro où les décideurs et les régulateurs peuvent avoir une forte influence sur leur atténuation (cela exclue les risques inhérents au projet qui doivent être gérés par les porteurs du projet) :

Tableau 7 Les Risques à l'Echelle Macro pour l'Investissement dans les Mini-Réseaux³⁵

Risques Politiques		
Risques-pays	Risque d'instabilité du régime/ gouvernement	Ex : expropriation en raison d'une nationalisation, d'une guerre, d'insurrections, de famines, d'un nouveau gouvernement.
	Risque de changements de politique	Changements de politique (subventions, plans de tarification de l'électricité et d'extension du réseau national), ex : par le biais d'un référendum.
	Risque de changements de politique internationale	Sanctions, changements de politique du FMI ou de la Banque Mondiale, accès aux marchés du carbone modifiés.
	Risque d'action industrielle	Grèves, grèves patronales, interdictions de travail, grèves du zèle, blocus, grèves perlées, etc. qui augmentent les coûts et les temps d'arrêts.
Risques Fiscaux	Risque de changements de la taxation ou des taxes d'importation	Risques que les taux de taxes, les crédits d'impôt ou les taxes d'importation changent.
	Risque de changements des allocations en cours	Changement de règles pour l'amortissement, la dépréciation, les garanties de crédit à l'exportation, les aides nationales, etc.

35) Adapté de Justice (2009), IEA (2011), UNEP (2012), IED-DFID (2013), Tenenbaum et al. (2014)

Risques Politiques		
Risques Légaux	Risque de recours	Accès légal douteux, justice non indépendante ou arbitrage.
	Risque de remède légal	Exécution incertaine des sanctions de la cour ex: dommages.
Risques de Régulation	Risque d'obtention de permis et d'approbations	Risque de procédure d'octroi de permis non transparente ou changeante pour les licences de production, les droits sur l'utilisation de l'eau, les permis d'utilisation des terrains, les permis environnementaux, les permis de construction, etc.
	Risque dû à la présence de plusieurs autorités délivrant des permis	Risque associé aux chevauchements de compétences entre différentes autorités de régulation (ex : nationales, régionales, locales, planification de l'utilisation des terrains, ministère de l'énergie, etc.).
	Risque de régulation de l'énergie	Changements dans les règles de raccordement au réseau national, dans la régulation des tarifs, dans les exigences de volumes, etc.
	Risque lié à la Santé ou à la Sécurité	Risque de rapports de sécurité coûteux, d'autorisations.
Risques Sociaux		
Risques Environnementaux	Risque pour la faune/flore	Risque que les activités relatives au projet endommagent/ nuisent à ou polluent la faune, la flore, les nappes phréatiques, l'air (ce qui peut éventuellement aussi entraîner une perte de réputation).
	Risque de pollution	Pollution des effluents, de l'air, pollution thermique. Emission de biocides dans l'eau, de produits chimiques, de poussière.
	Risque des déchets	Ex : déchets de construction/d'exploitation, déclassé des déchets/recyclage.
Risques liés à la population	Risque de criminalité	Vandalisme, sabotage, terrorisme, insurrection, corruption.
	Risque de non-acceptation	Par les communautés locales, les Organisations Non Gouvernementales (ONG).

→ Suite du tableau page 70



Risques Economiques

Risques Financiers	Risque de manque de disponibilité de financement	Risque que les emprunts domestiques et/ou internationaux à long terme et/ou que le financement de capitaux propres ne soient pas disponibles sans possibilités de recours.
	Risque de taux d'intérêt	Changements des taux d'intérêt.
	Risque de crédit	Risque que le projet soit considéré comme non solvable, que le coût du capital soit trop élevé et que le refinancement ne soit pas sécurisé.
	Risque de change	Risque que le taux de change et/ou l'inflation évolue de manière défavorable.

Risques Additionnels Pertinents pour les Investisseurs et les Assureurs

Risques de Financement	Risque d'assurance	Risques qui peuvent être assurés (panne mécanique, collision, responsabilité d'un tiers, vol, perte matérielle, interruption d'activités commerciales) sans pouvoir être évalués de manière juste en raison d'un contexte inédit ou d'une technologie nouvelle (pays, climat).
	Prix des options	Marchés financiers non développés aboutissant à une indisponibilité de dérivés financiers, de couvertures des risques ou de couvertures de défaillances dans la plupart des pays en voie de développement.
	Risque de sécurité	Risque que le prêteur ne puisse pas prendre possession de la centrale en cas de défaut concernant l'emprunt ou qu'il ne soit pas autorisé à l'exploiter en cas d'une reprise de la possession.
	Risque lié aux coûts de transaction	Risque pour un petit projet que les coûts de transaction et d'administration augmentent au-delà de ce qui est faisable.
	Risque de sortie	Incertitude à propos des options de monétisations disponibles.

LECTURES COMPLÉMENTAIRES

Les publications suivantes sont pour les lecteurs qui souhaitent en savoir plus sur les utilisations productives, le développement de projets mini-réseaux et la gestion des risques d'un projet ayant recours aux énergies renouvelables.

- 5.1 Utilisations Productives**
EUEI PDF, GIZ (2011). *Productive Use of Energy - PRODUSE ; A Manual for Electrification Practitioners.*

ESMAP (2008). *Maximising the Productive Uses of Electricity to Increase the Impact of Rural Electrification Programs.*
- 5.2 Développement de Projet**
Doe et al., SET/UNDP/GEF (2005). *China Village Power Project Development Guidebook ; Getting Power to the People Who Need it Most ; A Practical Guidebook for the Development of Renewable Energy Systems for Village Power Projects.*

SBI (2013). *Scaling up Successful Micro-Utilities for Rural Electrification ; Private Sector Perspectives on Operational Approaches, Financing Instruments and Stakeholder Interaction.*
- 5.3 Gestion des Risques d'un Projet**
IEA (2011). *Risk Quantification and Risk management in Renewable Energy Projects.*

UNEP (2004). *Financial Risk Management Instruments for Renewable Energy Projects ; Summary document.*

Justice, UNEP (2009). *Private Financing of Renewable Energy - A Guide for Policymakers.*





6. Politique et Réglementation des Mini-Réseaux

*La politique et la réglementation sont des moyens pour aboutir à un but déterminé. Ce qui compte au final, ce sont les résultats. Les bénéfices apportés par la politique et ceux de la réglementation doivent dépasser leurs coûts.*³⁶

Le cadre légal et institutionnel des mini-réseaux comprend des règles avec engagement, des stratégies, des institutions ainsi que des procédures associées qui contrôle le secteur des mini-réseaux. Il est développé et adopté par les organismes publics, dont le parlement et les agences gouvernementales. Il détermine si et comment le développement des mini-réseaux aura lieu tout en déterminant si les mini-réseaux seront développés, installés et exploités et à travers quels modèles.

Les décisions politiques principales³⁷ relatives aux mini-réseaux devraient être basées sur des informations et des données solides, et répondre aux questions suivantes :

- ▶ Faut-il intégrer ou non les mini-réseaux dans les options pour l'électrification rurale?
- ▶ Quelle approche stratégique (centralisée ou décentralisée) prendre?
- ▶ Comment financer les mini-réseaux?
- ▶ Comment subventionner les mini-réseaux?
- ▶ Quels tarifs d'électricité appliquer?

Les principes de la politique et de la réglementation des mini-réseaux doivent, dans le meilleur des cas, être stables et durables, être clairs et compréhensibles, être faciles d'accès, avoir un bon rapport coût/effectivité et être efficaces, être allégés et simplifiés, et doivent aussi être transparents et prévisibles.

6.1 Décisions Stratégiques pour l'Elaboration des Politiques de Mini-Réseaux

Avant que la politique et la réglementation des mini-réseaux puissent être conçues, la décision politique fondamentale à prendre est l'inclusion ou non des mini-réseaux dans la stratégie d'électrification rurale. Les bases pour prendre cette décision, qui incluent les alternatives des mini-réseaux, les possibilités de recettes, les modèles d'exploitation et l'économie; sont discutées dans les chapitres précédents de ce guide.

Des décisions stratégiques plus poussées doivent être prises avant d'aller plus loin dans la planification détaillée de la réglementation et sa mise en place. Ces décisions sont liées à l'approche globale à adopter (centralisée ou décentralisée), aux financements en amont (gouvernementaux ou privés), et aux tarifs (avec subventions croisées ou couvrant les coûts). Chacun de ces points est discuté ci-dessous. Ces décisions déterminent quels modèles d'opérateurs mini-réseaux peuvent être appliqués dans un pays (cela peut être bénéfique de soutenir plus d'un modèle d'opérateur). En d'autres mots, ce sont des points de départs cruciaux puisqu'ils sont par la suite simplifiés à travers le cadre légal et institutionnel.

L'arbre d'aide à la décision pour le choix des modèles d'opérateur est visualisable dans le diagramme *figure 9*.

6.1.1 Approche pour l'Electrification Rurale Centralisée contre Approche Décentralisée

La plupart des gouvernements en Afrique ont développé des stratégies nationales d'électrification en suivant une approche

soit centralisée soit décentralisée. Dans une **approche centralisée**, les organismes du gouvernement national tels que la compagnie nationale d'électricité, les agences d'électrification rurales ou les ministères entreprennent le processus d'électrification seul ou ensemble et l'extension du réseau électrique national est généralement la solution première pour électrifier les zones non couvertes. Les mini-réseaux jouent dans ce contexte un rôle mineur. Avec une **approche décentralisée**, les acteurs privés et communautaires sont en charge de l'électrification des régions éloignées du réseau électrique national. En

revanche, ils sont souvent aidés par les institutions publiques dans la planification, la mise en œuvre et l'exploitation des mini-réseaux (Tenenbaum et al., 2014).³⁸

³⁸⁾ Le livre « From the Bottom Up ; How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa » (Tenenbaum et al., The World Bank 2014) constitue l'un des meilleurs guides sur les décisions politiques et réglementaires et les autres difficultés relatives à l'approche décentralisée.

RÉSUMÉ À L'ATTENTION DES DÉCIDEURS

Un cadre institutionnel et légal solide est un prérequis pour le développement des mini-réseaux. Ce prérequis est essentiel pour exploiter au mieux le potentiel de contribution des mini-réseaux à l'électrification rurale et plus généralement à l'accès à l'énergie. Ce cadre comprend des règles avec engagement, des stratégies, des institutions et ses procédures associées qui contrôlent le secteur des mini-réseaux.

La partie politique définit l'approche stratégique qui doit être prise pour l'électrification rurale (approche centralisée ou décentralisée), la façon dont les mini-réseaux sont financés, le type de soutien monétaire qu'ils reçoivent, et le type de tarifs d'électricité qui peut être appliqué. Ensemble, ces décisions stratégiques déterminent les modèles d'opérateur mini-réseaux qui peuvent être déployés. Chaque modèle a plus ou moins des prérequis spécifiques. L'environnement favorable est donc la base pour mobiliser les investissements publics ou privés dans les mini-réseaux.

Le cadre légal doit être stable et durable, clair et compréhensible, facile d'accès, efficace, allégé et simplifié, avoir un bon rapport coût/effectivité et doit aussi être transparent et prévisible afin de guider la prise de décision des parties prenantes et des porteurs du projet. Il doit être capable d'établir un équilibre entre

les besoins et les attentes des différentes parties prenantes, en particulier en termes d'allocation de bénéfices raisonnables entre les investisseurs publics et privés tout en répondant aux besoins des clients en matière de sécurité et de service abordable.

Le cadre légal et institutionnel comprend des mesures, des lois, des institutions, des régulations et toutes les procédures résultantes de ce travail. Le cadre inclut des éléments de plusieurs niveaux, allant d'un niveau général politique et stratégique, en passant par des réglementations économiques, par des réglementations des clients et de l'environnement, par des réglementations des licences et contrats et jusqu'aux plans financiers et autres soutiens applicables. Certains instruments politiques sont essentiels pour certains modèles d'opérateurs alors que d'autres ne constituent qu'un accompagnement. Ces instruments dans beaucoup de cas dépendent les uns des autres et doivent donc être conçus et mis en œuvre de concert. En général, les décideurs ont un large éventail de mesures à leur disposition pour permettre l'accès à l'électricité dans les zones rurales en utilisant la technologie des mini-réseaux.

³⁶⁾ [Notre traduction] Adapté d'après Reiche et al, 2006

³⁷⁾ Le livre « Power-Sector Reform and Regulation in Africa; Lessons from Kenya, Tanzania, Uganda, Zambia, Namibia and Ghana » de Kapika et Eberhard (2013) décrit l'état actuel des réglementations en Afrique Sub-Saharienne. Le livre se concentre sur la régulation du secteur de l'électricité dans son ensemble.



Les Principes de la Politique et de la Réglementation

La réglementation est toujours basée sur des principes délibérés ou non. Cette section donne un aperçu des principes recommandés à suivre pour la conception et l'implémentation d'une réglementation concernant les mini-réseaux.

Stable et Durable

Un environnement stable pour la politique et la réglementation est la base indispensable afin d'attirer des investissements dans le secteur des mini-réseaux. Les investisseurs ont besoin d'avoir l'assurance que les mécanismes de soutien, à la fois à l'échelle macro et à des niveaux de régulations spécifiques, vont demeurer stables et prévisibles pour la vie entière du projet. Rien ne rend plus nerveux des investisseurs, déjà impliqués et/ou potentiels, que d'avoir le sentiment que l'environnement réglementaire pourrait « glisser sous leurs pieds » une fois engagés dans un projet.

Clair et Compréhensible

Un cadre légal et institutionnel des mini-réseaux incomplet ou peu clair va entraver plus qu'encourager le développement des mini-réseaux. Il faut que la clarté soit complète sur les tarifs autorisés, les besoins de licences et permis, les taxes d'importation, la TVA, l'impôt sur les sociétés et les autres avantages et subventions possibles. Il faut également une bonne clarté concernant les autres questions politiques et réglementaires discutées dans les prochaines sections. Le processus par lequel les décisions de réglementation relatives à ces questions sont prises, doit être clair et homogénéisé pour toutes les transactions.

Facile d'Accès

Les cadres légaux et institutionnels doivent s'assurer que les points de contact pour la délivrance d'autorisations et le support technique et financier sont faciles d'accès et disponibles. Les décideurs doivent être en mesure de contacter les agences (et/ou individus) qui jouent un rôle clef dans l'implémentation de leur projet.³⁹

Avoir un Bon Rapport Coût/Effectivité et Etre Efficace

Les réglementations, procédures, et potentiellement les délais qui en découlent créent des coûts de transactions pour le porteur de projet. Ces coûts sont particulièrement critiques pour les petits entrepreneurs. Après tout, les mini-réseaux fonctionnent sur le « fil du rasoir » de la viabilité commerciale (Reiche, Tenenbaum & Torres de Mästle, 2006). Il est donc d'une importance primordiale de concevoir un cadre légal et institutionnel des mini-réseaux qui soit rentable (pour tous les acteurs) et efficace. Ce cadre va donc minimiser les délais administratifs pour l'attribution de licences et de permis, pour répondre aux demandes ou pour apporter d'autres soutiens.

Allégé et Simplifié

De manière générale, avoir peu de réglementation est souvent meilleur qu'avoir beaucoup de réglementations, en particulier avec les mini-réseaux (ex : avec une capacité inférieure à 0,5 MW). Les mini-réseaux de très petite taille peuvent être exemptés de toute réglementation, comme c'est actuellement le cas en Tanzanie et au Cameroun pour les mini-réseaux de moins de 100 kW.

Transparent et Prévisible

Les décisions de réglementations doivent être transparentes, justes, indépendantes des fournisseurs d'électricité, et doivent éviter les interférences du gouvernement dans les opérations de tous les jours. Par ailleurs, les décisions de réglementations concernant des cas similaires doivent être consistantes avec les décisions prises auparavant pour augmenter le niveau de crédibilité du processus de régulation. (Eberhard and Kapika, 2013)

Neutre sur le Plan Technologique

Des incitations pratiquées en faveur des mini-réseaux fournissent un terrain de jeu permettant une compétition entre les technologies de l'électrification rurale et entre les sources d'énergie alternatives. Toutes les technologies mini-réseaux qui ont le potentiel d'être rentable devraient être considérées dans un cadre légal et institutionnel des mini-réseaux.

La technologie mini-réseaux peut faire partie intégrante des deux approches. Dans l'approche centralisée, soit la compagnie nationale d'électricité est chargée d'installer et d'exploiter les mini-réseaux, soit l'état peut avoir la propriété de la production et/ou de la distribution du mini-réseau et/ou il peut gérer sa production et/ou sa distribution. Dans l'approche décentralisée, les entreprises privées et les communautés sont autorisées à posséder et exploiter la partie génération et/ou la partie distribution du mini-réseau.⁴⁰ **Il est également possible d'avoir les deux approches en parallèle mais cela nécessite plus d'efforts et de capacités**, dont des instruments politiques très spécifiques et des réglementations servant à définir clairement les rôles et responsabilités de chacun des acteurs. Les gouvernements doivent donc adopter une des 2 approches ou se lancer avec les deux approches simultanées.

Le déploiement des mini-réseaux peut être accéléré si les processus de régulation sont simplifiés et si les acteurs ont accès aux outils et à l'orientation nécessaires pour le développement et l'implémentation des mini-réseaux. Le niveau d'implication du gouvernement et les types de modèles d'opérateur sont interdépendants et déterminent ensemble la voie pour le déploiement des mini-réseaux et leur éventuel succès (*voir l'indication qualitative de la figure 10*). Les instruments de soutien comme les subventions, les crédits d'impôts, etc. peuvent aider à accélérer le déploiement.

39) Par exemple, au Rwanda, des règles claires ont été créées concernant l'électrification hors-réseau et concernant les producteurs d'électricité indépendants (IPP). De plus, une boutique à guichet énergétique unique existe et où il est possible de régler toutes les questions de réglementations. En Tanzanie, tous les documents de réglementation pertinents sont disponibles librement sur le site Internet d'EWURA : EWURA (2013,2014) <http://www.ewura.go.tz/newsite/index.php/sppmenu>

40) La Côte d'Ivoire, le Ghana, le Kenya et l'Afrique du Sud ont eu du succès avec l'approche centralisée et l'extension du réseau électrique. Le Burkina Faso a utilisé l'approche centralisée tout en faisant la promotion des mini-réseaux. A l'opposé, la Guinée, le Mali, le Mozambique et le Sénégal ont obtenu de bons résultats avec une approche pour l'électrification rurale décentralisée (Eberhard et al., 2011 and Mostert, 2008).



Figure 9 Arbre d’aide aux décisions stratégiques pour les mini-réseaux

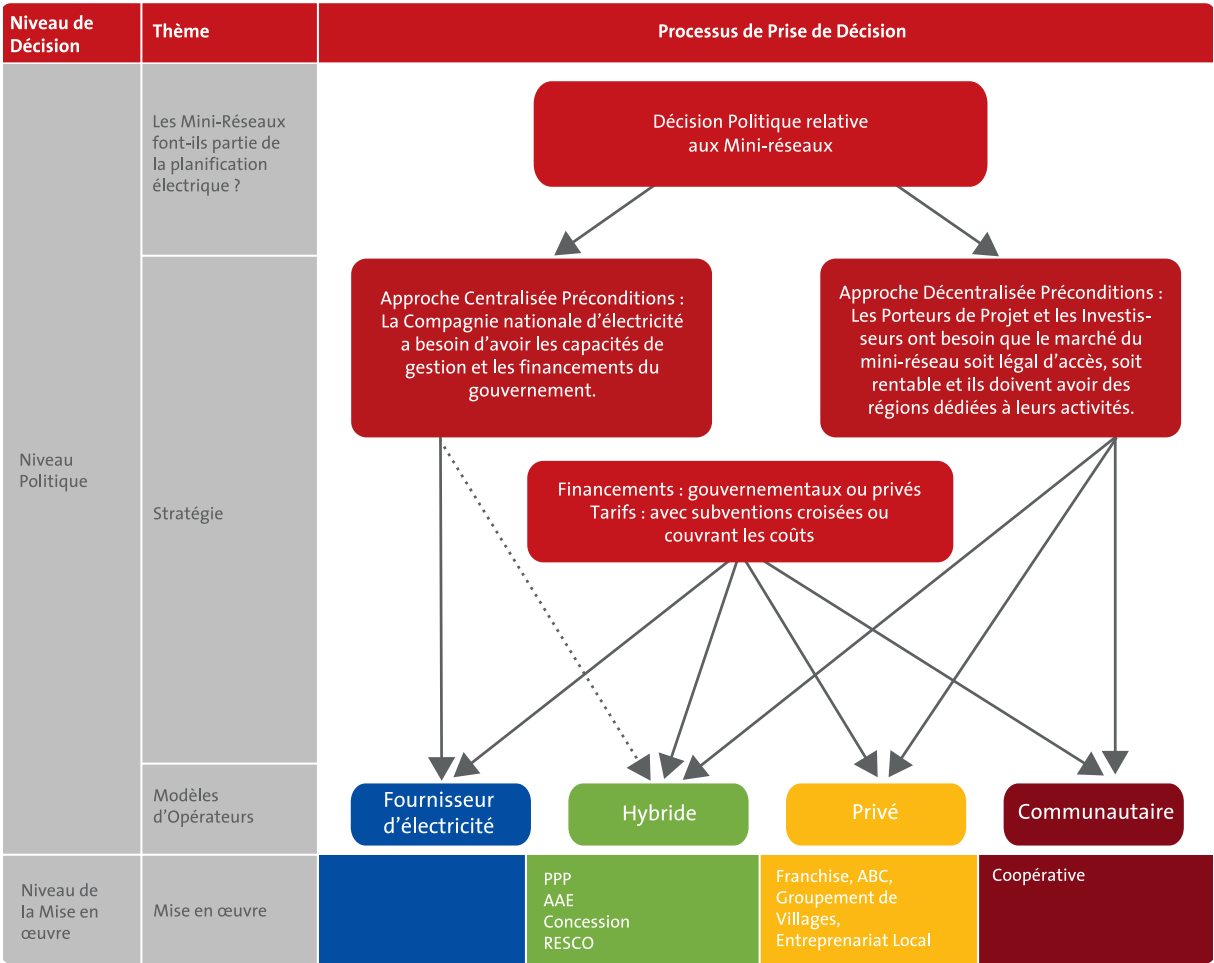
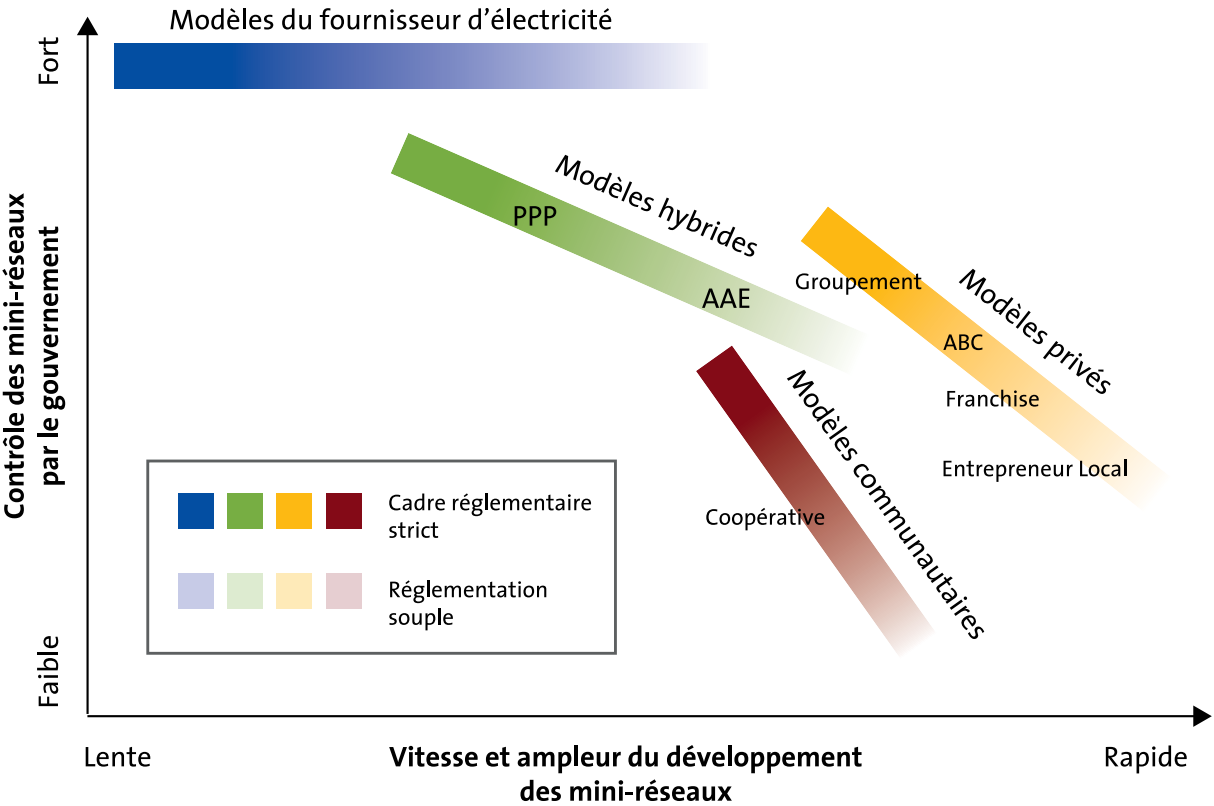


Figure 10 Relations entre les modèles d’opérateur, le contrôle voulu par le gouvernement et la vitesse de déploiement des mini-réseaux





6.1.2 Financement en Amont : Financement Public contre Privé

Le financement en amont des mini-réseaux peut se faire par le secteur public, le secteur privé, les communautés, ou les donateurs venus de l'étranger (aussi bien publics que privés). Le **financement public est le choix logique d'une approche centralisée**. Cela passe par les compagnies d'électricité et leur réseau national pour améliorer l'accès à l'électricité. **L'approche décentralisée implique habituellement d'autres acteurs financiers**. Cela est souvent fait par nécessité. En effet, les budgets publics sont limités et les coûts d'investissement pour permettre un accès à l'électricité sont élevés. **Il est largement reconnu que pour permettre un accès universel à l'électricité, les investissements privés sont nécessaires dans la plupart des pays en développement**. Les investissements privés sont plus faciles à trouver lorsqu'il s'agit d'opérateurs privés. Les apports de la communauté (financiers ou en espèce) sont aussi importants car ils améliorent l'aspect durable du projet financier.

6.1.3 Tarifs Uniforme contre Tarifs Représentant les Coûts

Généralement, les décideurs doivent définir les structures tarifaires du mini-réseau qui permettent de trouver **un équilibre entre la viabilité commerciale d'un côté et de l'autre côté les ressources financières des clients et leur propension à payer**. Cependant, comme les coûts de production électrique pour les mini-réseaux sont plus élevés que ceux du réseau national (*voir chapitre 4*), un problème d'équité d'ordre politique apparaît pour savoir s'il faut subventionner l'électricité et comment le faire. Ci-dessous, quelques solutions sur la façon dont ce problème peut être géré sont présentées :

- 1) une **tarification nationale et uniforme de l'électricité**, avec des tarifs identiques pour les clients de mini-réseaux et du réseau national dans l'ensemble du pays. Cela implique généralement un système de subventions croisées pour les utilisateurs en milieu rural.

- 2) des **tarifs ajustés aux coûts** pour les mini-réseaux sur l'ensemble du pays. Il faut pour cela un consensus national qui permette l'application de tarifs différents pour les utilisateurs de mini-réseaux.
- 3) une **introduction par étapes des tarifs ajustés aux coûts**, en commençant à un niveau local afin de déterminer si cette solution est politiquement durable (cependant, c'est une option très risquée pour les porteurs de projet).

D'après Tenenbaum et al. (2014), « Très peu de lois nationales sur l'électricité les plus récemment adoptées en Afrique font le choix d'une tarification nationale uniforme. A la place, les lois de l'électricité en Afrique demandent en général que le régulateur détermine des tarifs ajustés aux coûts. (...) Mais dans la pratique cela n'a pas lieu. » [Notre traduction]

Avec des **tarifs ajustés aux coûts**, seules les personnes qui consomment de l'électricité apportent des recettes permettant de couvrir les coûts d'investissements, d'exploitation et d'entretien. Dans ce cas, la question de l'équité est soulevée : pourquoi les populations rurales pauvres devraient-elles payer un prix plus élevé pour l'électricité (et les services essentiels qu'elle apporte) quand les classes urbaines moyennes et supérieures bénéficient d'une électricité qui est subventionnée par l'ensemble du pays? Toutefois, les communautés rurales sont généralement prêtes à payer un prix juste pour un service électrique fiable. Après tout, « les consommateurs ont plus besoin d'électricité qu'ils n'ont besoin de tarifs bas » [Notre traduction] (RECP/EUEI PDF, 2013e). Pourtant, les tarifs purement ajustés aux coûts sont relativement élevés pour des mini-réseaux, même s'il se peut qu'ils soient la solution la plus rentable pour augmenter le taux d'accès à l'électricité dans de nombreuses régions. Les régulateurs tanzaniens ont récemment publiés la « deuxième génération » de leurs règles sur les mini-réseaux. Celles-ci permettent implicitement aux opérateurs de pratiquer des tarifs plus élevés que ceux de la compagnie nationale d'électricité dans les cas où cela constitue une nécessité pour obtenir la durabilité commerciale.



Avec une **tarification nationale uniforme**, la principale question est : Qui subventionne les tarifs mini-réseaux? Est-ce l'ensemble de la population du pays, par le biais de subventions supplémentaires financées par les budgets gouvernementaux ou est-ce l'ensemble des clients existants à travers des tarifs d'électricité plus élevés (subventions-croisées)? En effet, l'électrification dans la plupart des pays a été et est financièrement soutenue par les gouvernements. Subventionner les mini-réseaux peut donc se révéler être la meilleure option pour fournir une électricité de qualité partout où les mini-réseaux représentent la solution la plus appropriée.

Consensus National sur les Tarifs Ajustés aux Coûts

La façon la plus rapide de fournir de l'électricité à un coût acceptable pour le consommateur final peut être, dans beaucoup de cas, l'adoption de tarifs ajustés aux coûts. Toutefois, avec ce type de tarifs, les décideurs politiques doivent prendre en compte la satisfaction des électeurs. Comment vont réagir les clients de mini-réseaux s'ils doivent payer des prix plus importants que ceux payer par les clients du réseau électrique national? Le défi pour les décideurs politiques est d'obtenir un consensus national avec différents niveaux de tarifs s'ils veulent électrifier rapidement le pays sans passer par des investissements publics colossaux.

Ce consensus national doit être basé sur les réalités politiques et socio-économiques du pays et doit être développé séparément pour chaque pays. Il est en revanche possible d'apprendre de l'expérience des autres pays. Le Sénégal a obtenu un consensus avec des tarifs ajustés aux coûts. La Tanzanie est en cours d'obtention d'un consensus. La Namibie a un processus de priorisation des villages en fonction des coûts de l'électrification et de l'impact attendu sur le développement. En théorie, ce système pourrait être étendu pour inclure des tarifs ajustés aux coûts.

Trouver la bonne combinaison entre les deux options, le juste milieu, est probablement la solution la plus pragmatique pour accroître le taux d'électrification. Par exemple, cette approche peut combiner les subventions avec des tarifs ajustés aux coûts. Un TRI limité entre 12 et 18% pour le projet serait permis. Et le risque des investisseurs serait réduit grâce à des moyens de financement public. Cependant, afin de rendre possible cette approche ou d'autres similaires, il faut un consensus national qui autorise l'application de différents niveaux de tarifs ou la décision d'introduire par étapes successives des tarifs ajustés aux coûts, ou bien encore une définition élargie de l'accès à l'énergie et la possibilité de déterminer un prix pour des services électriques.

6.2 Le Cadre Institutionnel

Les acteurs publics (ministères du gouvernement, agences de l'électrification rurale, régulateurs énergétiques, etc.) doivent concilier les réalités institutionnelles, politiques et financières avec les aspirations de développement rural et l'objectif d'atteindre le plus fort taux d'accès à l'électricité possible. **Etant donné que les mini-réseaux peuvent fournir un accès à l'électricité de bonne qualité dans les zones rurales, un nombre croissant de gouvernements africains cherchent à inclure les mini-réseaux dans leurs stratégies d'électrification**. Les gouvernements assignent donc des rôles et des responsabilités à des organismes publics spécifiques afin de soutenir les mini-réseaux et ils créent parfois des agences nationales publiques qui vont assumer des responsabilités déjà assignées. Certains des modèles d'opérateur requièrent des réglementations plus sophistiquées qui génèrent des demandes de fonctionnalités plus poussées auprès de l'ensemble des institutions impliquées. Quel que soit le modèle choisi, des institutions effectives et efficaces sont indispensables pour le succès de ce dernier.

Généralement, les **institutions parties prenantes dans les mini-réseaux doivent avoir des responsabilités spécifiques**.



Celles-ci sont clairement allouées à un seul acteur afin de permettre une meilleure rentabilité et accessibilité. Lorsque la responsabilité est répartie entre plusieurs acteurs publics différents, des réunions de coordination et de consultation régulière sont recommandées afin d'assurer l'harmonisation des actions.

Les rôles et responsabilités typiques des acteurs publics concernant les politiques et réglementations des mini-réseaux (comme observé dans beaucoup de pays) sont résumés dans le *tableau 8* ci-dessous.

Harmonisation des Procédures de Régulation

Les procédures de régulation contradictoires devraient être évitées. Par exemple, dans certains pays, l'autorité de régulation simplifie les procédures d'émission de licences afin d'attirer plus de projets alors que dans le même temps l'autorité environnementale traite chaque projet de mini-réseau de la même manière qu'un projet de centrale électrique de grande taille. Cela oblige le responsable du projet à effectuer une étude d'impacts environnementaux qui prend beaucoup de temps. Pour des projets mini-réseaux relativement petits, cette étude n'aboutira probablement à aucune interdiction.

Tableau 8 Les institutions publiques parties prenantes dans les mini-réseaux et leurs rôles

Partie Prenante	Fonctions
Ministère de l'Energie/des Infrastructures	▶ Définit les zones, la stratégie/vision et la mission de l'électrification rurale ▶ Définit et gère la politique et la planification énergétique nationale ▶ Définit la stratégie d'électrification rurale (y compris la sélection des modèles d'opérateur) ▶ Gère la distribution des ressources publiques ▶ Initie la mise en place du cadre légal et institutionnel lié aux mini-réseaux
Ministre du Trésor/des Finances	▶ Fournit le budget de l'électrification rurale ▶ Aide et coordonne les emprunts de concession et les aides pour l'électrification rurale ▶ Fournit une contribution à la tarification nationale d'électricité et aux subventions ▶ Détermine le degré de stabilité de la politique d'investissement ▶ Conçoit et met en place les incitations fiscales
Régulateur du secteur de l'énergie	▶ Facilite la mise en place des zones, la stratégie/vision et la mission de l'électrification rurale ▶ Formule et implémente la réglementation technique (standards de qualité technique et de service, prérequis de raccordement au réseau électrique) ▶ Formule et implémente la réglementation économique (tarifs, AAE, etc.) ▶ Publie et supervise la réglementation juridique ▶ Arbitre les différends ▶ Joue le rôle de conseiller auprès des autres organismes



Partie Prenante	Fonctions
Agence nationale de l'environnement	▶ S'assure que les mini-réseaux soient conformes aux standards environnementaux nationaux ▶ Délivre des licences comme requis ▶ Supervise le respect aux réglementations environnementales
Agence de l'électrification rurale	▶ Conduit la mise en place des modèles d'opérateur nationaux sélectionnés ▶ Réalise, dans certains cas, des tâches spécifiques de régulation qui lui ont été déléguées ▶ Gère les cycles de projets mini-réseaux, sert de relai pour les emprunts et les aides accordées aux projets mini-réseaux (ex : un fond d'électrification rurale) ▶ Supervise et fait l'évaluation des projets mini-réseaux ▶ Développe les plans d'électrification
Autorité/Administration régionale/locale	▶ Aide pour l'identification des régions ciblées ▶ Donne l'autorisation d'utiliser des terrains ▶ Attribue les permis de construction ▶ Attribue les permis d'utilisation des ressources, ex: droits sur l'eau ▶ Fait la promotion des programmes mini-réseaux ▶ Facilite le contact avec les utilisateurs d'électricité ▶ Forme et réalise des renforcements de compétences

Source : RECP/EUEI PDF (2013 c)

6.3 Les Instruments de Politique et de Réglementation

Dans cette partie, les instruments de politique et de réglementation pour les mini-réseaux ainsi que chaque modèle d'opérateur seront présentés. De plus, les instruments importants d'accompagnement seront abordés. Beaucoup d'instruments, leurs effectivités et leurs efficacités dépendent d'autres instruments. La façon dont ces instruments sont reliés entre eux et la façon dont les processus de définition/contrôle/mise en œuvre de ces instruments peuvent fonctionner, sont illustrées dans le *chapitre 7*.

- ▶ **Les instruments de politique et de réglementation** représentent les éléments de base qui doivent être mis en place pour permettre le développement et l'exploitation

des mini-réseaux par un modèle spécifique d'opérateur en premier lieu. Ces prérequis sont les conditions critiques qui doivent être inscrites dans la loi et implémentées dans la pratique.

- ▶ **Les politiques et réglementations d'accompagnement** aident à un développement fort, plus large et plus rapide. Sans elles, les acteurs clefs peuvent être réticents à participer et à investir, ou peuvent attendre que d'autres acteurs ouvrent la voie avant de commencer à investir.

Le *tableau 9* référence les instruments individuels qui correspondent aux 6 niveaux de réglementation. L'importance de chacun de ces instruments pour chaque modèle d'opérateur est visible dans la dernière colonne. Les paramètres prioritaires sont identifiables grâce à la typographie :



- ▶ Les instruments prioritaires ont une lettre en gras dans les cases colorées
- ▶ Les instruments d’accompagnement ont une lettre soulignée dans les cases colorées

Les modèles d’opérateur sont identifiables grâce à la lettre dans les cases :

- U** U pour le modèle d’opérateur fournisseur d’électricité
- H** H pour le modèle d’opérateur hybride
- P** P pour le modèle d’opérateur privé
- C** C pour le modèle d’opérateur communautaire

Dans le même temps, le tableau fournit dans les grandes lignes l’organisation de cette section. Les 6 niveaux de réglementation sont abordés l’un après l’autre et chacun des instruments du tableau est présenté avec une définition succincte et une explication sur son niveau de pertinence. La façon dont ces instruments peuvent être conçus et implémentés, est décrite dans les références, les exemples, les documents et les outils (si disponibles) accessibles dans les encadrés à la fin de chaque sous-section.

6.3.1 Niveau A – Politique de l’Energie

A1. Politique Nationale d’Electricité ou Politique d’Electrification

U H P C

La politique nationale d’électricité définit les objectifs, identifie les priorités, et expose les grandes lignes pour le développement du secteur. Cela peut inclure le secteur de l’énergie dans son ensemble ou cela peut être concentré sur des sous-secteurs précis tels que l’électricité et l’électrification.

Un élément clef, qui est de manière générale un pilier du soutien public à la politique nationale d’électrification rurale et plus particulièrement aux mini-réseaux, est le **but politique d’un accès universel à l’électricité dans le pays**. La mise en place d’objectifs précis⁴¹ et l’apport d’un soutien politique en conséquence (en fournissant le cadre adéquat et les ressources nécessaires), mène à des actions ciblées de la part des parties prenantes impliquées.

Un autre point essentiel est la **décision explicite d’intégrer les mini-réseaux dans l’approche de l’électrification rurale**. Ensuite, la **politique d’électrification doit identifier les modèles d’opérateur appropriés en fonction du contexte spécifique du pays**. En effet, chacun des 4 modèles d’opérateur de base (fournisseur d’électricité, privé, communautaire et hybride) pour les mini-réseaux a besoin d’un soutien politique particulier. Une des solutions possibles pour décider du modèle d’opérateur à habiliter est décrite dans le *chapitre 7*.

La politique énergétique ou d’électrification met donc en place les fondements pour évoluer dans un l’environnement favorable dans son ensemble, lequel est rendu encore plus opérationnel dans les niveaux suivants.

41) Les mini-réseaux ne sont pas nécessairement directement mentionnés dans les objectifs de l’accès à l’énergie ou des énergies renouvelables. Pourtant, dès que les facteurs de moindre coût, de durabilité environnementale, de qualité ou de fiabilité sont mentionnés dans le contexte de l’électrification rurale, les mini-réseaux (avec des sources de production hybrides ou renouvelables) devraient être inclus dans les analyses, la planification et le support. Par exemple, le « Regional Energy Access Strategy and Action Plan » de la SADC (Communauté de Développement de l’Afrique du Sud) précise l’objectif stratégique suivant : « maîtriser les ressources énergétiques régionales afin d’assurer qu’à travers des actions nationales et régionales l’ensemble de la population de la région de la SADC ait un accès à des services énergétiques appropriés, fiables, à moindre coût, et durables pour l’environnement. » [Notre traduction] (SADC/EUEI PDF, 2010) Certaines politiques sur les énergies renouvelables, même au niveau régional, mentionnent également des objectifs spécifiques pour le développement des mini-réseaux. Par exemple, la politique régionale sur les énergies renouvelables de la CEDEAO a pour objectif d’augmenter la part de la population rurale desservie par des services électriques renouvelables et décentralisés (ex : mini-réseaux et systèmes individuels) à 22% en 2020 et à 25% en 2030. Cela représente environ 128 000 mini-réseaux à installer d’ici à 2030 (Bugatti, 2014). L’objectif national d’électrification rurale est souvent intégré dans les objectifs régionaux et internationaux. Par exemple, l’initiative SE4ALL de l’ONU a pour objectif la provision d’un accès universel aux services énergétiques modernes d’ici à 2030 (SE4ALL, 2013).

Tableau 9 Instruments d’Intervention Politique, de Réglementation, de Financement et d’Assistance Technique

Niveau	Réf.	Outil	Modèle d’Opérateur
Politique Energétique	A1.	Politique Nationale sur l’Electricité ou Politique d’Electrification	U H P C
	A2.	Stratégie d’Electrification Rurale et Plan Directeur	U H P C
	A3.	Lois sur l’Energie et l’Electricité (incluant les Institutions de Mise en Œuvre)	U H P C
	A4.	Politique et Réglementation Tarifaire (incluant les Frais de Connexion)	U H P C
Politique et Réglementation Economique	B1.	Politique et Réglementation Fiscale (Taxation, Taxes d’Importation, etc.)	U H P C
Politique et Réglementation Environnementales et de Protection des Consommateurs	C1.	Réglementation Technique (incluant le Raccordement au Réseau National)	U H P C
	C2.	Réglementation de la Qualité de Service	U H P C
	C3.	Politique et Réglementation Environnementales	U H P C
Réglementation des Licences et des Contrats	D1.	Permis et Licences de Production et de Distribution	U H P C
	D2.	Contrats et Plans de Concession	U H P C
	D3.	Accords d’Achat d’Electricité (AAE)	H
Plans de Support Financier	E1.	Subventions et Aides	U H P C
	E2.	Soutien à l’Emprunt et Outils d’Atténuation du Risque	H P C
Assistance Technique	F1.	Assistance Technique (incluant Activités de Sensibilisation et de Promotion, Formation Professionnelle, Renforcement des Capacités Institutionnelles, Développement du Réseau, Recommandations aux Responsables du Projet, Données Utiles (ex : extension du réseau électrique, données socio-économiques, cartes des ressources énergétiques)	U H P C

Légende : **U** Modèle Fournisseur d’Electricité, **H** Modèle Hybride, **P** Modèle Privé **C** Modèle Communautaire
U H P C Instruments prioritaires **U H P C** Instruments d’appui



A2. Stratégie d'Électrification Rurale et Plan Directeur

U H P C

Si les objectifs nationaux d'accès à l'électricité veulent être atteints, les parties concernées ont besoin d'un plan pour y parvenir. Pour les zones rurales, ce plan devrait définir au moins les régions qui seront raccordées au réseau électrique et les régions hors-réseau, en se basant sur les outils les plus modernes (cela inclut les logiciels SIG basés sur la planification dans l'espace).

Les extensions du réseau national électrique futures sont des informations requises pour tout porteur de projet mini-réseau afin de pouvoir sélectionner les régions les plus adéquates pour le projet. Il est donc avantageux pour les porteurs de projets mini-réseaux que le ministère de l'énergie, assisté par l'agence nationale d'électrification, développe un **plan directeur de l'électrification rurale** (*voir chapitre 2.1*). Cette stratégie d'électrification ainsi que le plan directeur devraient tous deux idéalement être basés sur certaines informations importantes. Celles-ci incluent les sources de revenus existantes ou éventuelles de la part des bénéficiaires de l'électrification, la densité de population, le niveau d'équité entre zones géographiques (RECP/EUEI PDF, 2013a) et les potentiels⁴² et coûts des ressources énergétiques locales. Il est recommandé de baser la stratégie d'électrification et le plan directeur avec un horizon de planification en accord avec le plan d'obtention d'accès à l'électricité universel défini par les objectifs nationaux.

Le plan directeur doit être **revu périodiquement** pour s'adapter aux évolutions des conditions du marché. Par exemple, le déclin rapide des coûts des modules photovoltaïques changerait les résultats du plan directeur en faveur d'un déploiement des mini-réseaux dans d'autres régions. Il se peut alors que les capacités et les compétences techniques et administratives nécessaires pour concevoir et adapter la stratégie et le plan directeur ne soient pas disponibles dans l'agence responsable. Dans ce cas, ces capacités et compétences doivent être développées, par exemple en précisant le renforcement des capacités dans les ToRs (Termes de référence) du premier plan directeur.

Des pays tels que la Namibie, la Tanzanie et la Zambie ont des plans directeurs pour l'électrification rurale. Cependant, ceux-ci ne sont pas concentrés sur des objectifs d'accès universel à l'électricité (RECP/EUEI PDF, 2013c). Les cadres légaux au Kenya et au Sénégal précisent où et comment les mini-réseaux peuvent être développés au sein du programme national d'électrification rurale. Ils identifient les régions géographiques à cibler et fournissent les tarifs qui sont acceptables pour les clients et l'opérateur.⁴³

A3. Lois sur l'Énergie et l'Électricité (incluant les institutions chargées de la mise en place)

U H P C

Les lois ou actes sur l'énergie, l'électricité ou les énergies renouvelables établissent le cadre légal et institutionnel pour la planification publique ainsi que la mise en place et l'application des réglementations pour l'électrification rurale de manière générale et pour les mini-réseaux en particulier à travers une **loi du parlement**.

Ces lois ou actes fixent les responsabilités des acteurs importants et fournissent la base de toute réglementation particulière ou d'instruments de promotion. Tous les instruments présentés dans les sections suivantes ont besoin de cette base légale. Il en est de même pour les institutions publiques si elles veulent mettre en place les lois sur l'énergie et l'électricité et si elles veulent concevoir et appliquer les réglementations sur l'énergie.

- 42) Les données potentielles sur les ressources énergétiques pour la planification de l'électrification rurale n'ont pas besoin d'être basées sur une estimation détaillée des ressources. Elles doivent fournir une vue d'ensemble globale mais juste des potentiels en ressources énergétiques.
- 43) La majorité des 24 pays analysés dans « l'African Infrastructure Country Diagnostic » ont des critères de planification explicites, par exemple la densité de population, le coût minimum ou les retours financiers/économiques (Eberhard et al., The World Bank, 2011).



A4. Régulation et Politique Tarifaire (incluant les Frais de Connexion)

U H P C

Un tarif représente toute charge, tout frais, prix ou taux qui doit être payé pour l'achat d'électricité (Tenenbaum et al., 2014). La **régulation des tarifs est un point central pour la viabilité des projets mini-réseaux**. La plupart des aspects relatifs aux questions de tarification ont été discutés dans les chapitres précédents. La décision nationale « venant du haut de la hiérarchie » relative à des tarifs ajustés aux coûts ou uniformes a été expliquée dans le *chapitre 6.2*. La question de la nécessité de recettes, c'est-à-dire tarifs, frais de connexion et subventions, « allant de la base vers le sommet » servant à couvrir l'ensemble des coûts d'un mini-réseau a été abordée dans le *chapitre 4*. Il a été montré que le type de tarification dépend fortement de la réglementation et des soutiens financiers disponibles, subventions (discutées dans le prochain sous-chapitre), le service de la dette (*vu dans le chapitre 5.4*), et les prévisions de retour sur les capitaux propres (pour les compagnies d'électricité et les opérateurs privés). Des facteurs tels que la densité de population et la demande en électricité influencent aussi l'économie des mini-réseaux et doivent être pris en compte lors de la mise en place des tarifs. Généralement, les tarifs, les frais de connexion et les subventions doivent ensemble permettre de trouver un équilibre entre la viabilité commerciale des projets mini-réseaux et les ressources financières des clients ainsi que leur propension à payer.

Les compagnies nationales d'électricité pratiquent habituellement la tarification nationale uniforme pour les mini-réseaux qu'elles opèrent. Les opérateurs privés doivent pratiquer des tarifs ajustés aux coûts et générant en plus du profit. Les mini-réseaux appartenant aux communautés (particulièrement ceux dont les coûts de capital ont été entièrement subventionnés) doivent pratiquer des tarifs permettant au moins de couvrir les coûts d'exploitation et d'entretien et si possible permettant également d'accumuler des réserves afin de réinvestir et ainsi d'assurer l'exploitation du mini-réseau sur le long terme. Les frais de connexion doivent être aussi bas que possible pour les clients potentiels du mini-réseau. En effet, plus les frais de connexion sont bas, plus le taux de connexion est important. Si les frais de connexion ne peuvent pas être diminués, des programmes de financement pour les clients devraient être activement recherchés (ex : comme l'emprunt Stima au Kenya). Au Sénégal, les opérateurs sont obligés par la loi de préfinancer et d'installer les équipements électriques intérieurs des maisons, comme le câblage de base, les prises, les interrupteurs et les douilles. Le client les rembourse durant la première année d'utilisation, ce qui permet des recettes immédiates pour l'opérateur et ce qui réduit le temps d'attente avant que les utilisateurs puissent bénéficier de l'électricité chez eux.

La supervision et la vérification des tarifs est nécessaire lorsque ceux-ci sont régulés ou que les projets mini-réseaux sont d'une manière ou d'une autre subventionnés (Deshmukh, Carvallo & Gambhir, 2013).



Les Niveaux de Tarification des Mini-Réseaux

Les tarifs et frais de connexion des mini-réseaux doivent être acceptés par toutes les parties prenantes avant de pouvoir être mis en place. Si les frais de connexion et les tarifs sont uniquement définis depuis le sommet par l'autorité nationale de régulation, sans avoir été calculés au cas par cas, cela peut mener à une exploitation du mini-réseau qui ne reflète pas les coûts réels ou cela peut tout simplement être refusé par les villageois. La régulation peut permettre à différentes méthodes de tarification d'aboutir à une situation tarifaire acceptable pour toutes les parties prenantes :

- ▶ **La tarification uniforme nationale** : Parfois, les tarifs nationaux sont proposés aux clients ruraux et la compagnie d'électricité ou l'opérateur obtient une subvention croisée afin de couvrir les coûts plus élevés du mini-réseau. Cependant, certains pays ont aussi des mesures spécifiques permettant d'avoir un décalage avec la tarification uniforme, comme en Afrique du Sud.
- ▶ Les **tarifs ajustés aux coûts** peuvent être obtenus à partir de :
 - ▶ **Tarifs négociés et frais de connexion** : Lorsque les gouvernements (ou les concessions sélectionnées par le gouvernement) exploitent les mini-réseaux, les prix sont déterminés par le biais de négociations entre les fournisseurs, les commissions de régulation de l'électricité, les agences de l'énergie rurale et les consommateurs.

- ▶ **Tarifs approuvés et frais de connexion** : Dans les cas où les demandes en matière de puissance totale sont réduites et que les chances de rattachement au réseau national sont faibles, les prix peuvent être négociés directement entre les clients et les fournisseurs. Ils sont ensuite simplement approuvés par les régulateurs (cela arrive souvent avec les micro-réseaux) ou bien ils ne nécessitent aucune approbation si la capacité totale est très petite (ex : en dessous de 100 kW comme en Tanzanie ou au Cameroun).
- ▶ **Tarifs calculés et frais de connexion (une forme spéciale des tarifs approuvés)** : Dans d'autres cas, les tarifs sont calculés en utilisant des formules standards qui utilisent des paramètres de base tels que les coûts du combustible, d'exploitation, d'investissement, la dépréciation, etc. Le but est d'obtenir un prix juste pour l'électricité. Des outils pour le calcul de ces tarifs faits par le RECP sont inclus dans les références à la fin de ce chapitre.

LECTURES COMPLÉMENTAIRES

Afin d'obtenir plus d'informations, vous trouverez ci-dessous des sources primaires et secondaires sur les sujets : Les Objectifs de l'Électrification Nationale, la Politique Nationale d'Électrification, les Lois sur l'Énergie et l'Électricité, et la Régulation et Politique Tarifaire

A.1 Politique Nationale d'Électricité ou Politique d'Électrification
Bhatia, World Bank (2013). *Defining and Measuring Access to Energy; SREP Pilot Country Meeting*. SADC, EUEI PDF, EUEI (2010). *ADC Regional Energy Access Strategy and Action Plan*.

Modèle d'Opérateur Mini-Réseau

Le MGPT lui-même
Rolland, Glania, ARE/USAID (2011). *Hybrid Mini-Grids for Rural Electrification : Lessons Learned*. IFC (2012). *From Gap to Opportunity : Business Models for Scaling Up Energy Access*.

A.2 Stratégie d'Électrification Rurale et Plan Directeur
RECP/EUEI PDF, (2013a), « *Guidelines on Market Needs and Demand* »
Watchueng, Jacob & Frandji, Club-ER (2010). *Planning tools and methodologies for rural electrification*. Master Plan : IED, IREP Tanzania (2005-2014). <http://www.irep.rea.go.tz/Resources/eLibrary.aspx>

A.3 Lois sur l'Énergie et l'Électricité
Eberhard and Kapika, (2013). *Power-Sector Reform and Regulation in Africa ; Lessons from Kenya, Tanzania, Uganda, Zambia, Namibia and Ghana*.
Reiche, Tenenbaum & Torres de Mästle, Energy and Mining Sector Board, The World Bank Group (2006). *Electrification and Regulation : Principles and a Model Law*. UNEP (2007). *UNEP Handbook for Drafting Laws on Energy Efficiency and Renewable Energy Resources*.
Climate Parliament, « *Parliamentarians Toolkit for Building Political Support for Energy Access Through Mini Grids* » IMF (2013). *Energy Subsidy Reform in Sub-Saharan Africa; Experiences and Lessons*

Tanzania (2008). *The Electricity Act*. www.tic.co.tz/media/Electricity%20Act%202008.pdf

Tanzania (2014). *The Electricity Act (Cap 131); The Electricity (Development Of Small Power Projects) Rules, 2014 ; (Made under section 45) ; Arrangement of Rules*. www.ewura.go.tz/newsite/attachments/article/165/The%20Electricity-Development%20of%20Small%20Power%20Projects%20-%20Rules%20-%20202013.pdf

A.4 Régulation et Politique Tarifaire (incluant les Frais de Connexion)

Tenenbaum et al., *The World Bank* (2014). *From the Bottom Up ; How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa*.
World Bank (2008). *Issues Note of the REToolkit ; RE-Toolkit : A Resource for Renewable Energy Development*. RECP/EUEI PDF (2013b) : « *Ownership, Financing, Economic Regulation* » Chapter 7 Standardized tariff methodology
Tanzania (2014). *The Electricity Act (Cap 131) ; The Electricity (Development Of Small Power Projects) Rules, 2014 ; (Made under section 45) ; Arrangement of Rules*.

OUTILS

RECP RERA – FiT, Power Purchase and Retail Tariff Tools: <http://euei-pdf.org/regional-studies/supportive-frame-work-conditions-for-green-mini-grids>



6.3.2 Niveau B – Politique et Réglementation Economique

B1. Politique et Réglementation Fiscale (Taxation, Taxe d'Importation, etc.)



La politique fiscale (et de réglementation) peut aider au développement des mini-réseaux grâce à des impôts et des taxes d'importation faibles, grâce à un amortissement accéléré ou à des subventions. Les taxes sur les revenus, sur les recettes des entreprises, sur les ventes, taxes foncières, sur la valeur ajoutée et les autres taxes doivent au moins être au même niveau que celles appliquées au réseau électrique conventionnel et peuvent être abaissées pour stimuler le marché des mini-réseaux (ex : à travers des crédits à l'investissement et des crédits fiscaux à la production (Sawin, 2004)). Il en va de même pour les **frais de douane** et les **taxes et frais d'importation** qui peuvent être diminués ou supprimés pour les équipements et composants des mini-réseaux afin de soutenir le marché. Généralement, plus les taxes et coûts d'importation sont bas, plus les tarifs de l'électricité des mini-réseaux peuvent être bas. Un amortissement accéléré permet d'avoir des charges fiscales plus basses dans les premières années du projet. Cet **amortissement** devrait également être permis pour les biens qui sont fournis grâce aux aides car ils devront aussi être remplacés une fois en fin de vie (Tenenbaum et al., 2014). Ces règles fiscales doivent être claires et fiables pour améliorer la confiance des investisseurs.

LECTURES COMPLÉMENTAIRES

Afin d'obtenir plus d'informations, vous trouverez ci-dessous des sources primaires et secondaires sur les sujets : Politique et Réglementation Fiscale.

B.1 Politique et Réglementation Fiscale

Sawin, Worldwatch Institute, Internationale Konferenz für Erneuerbare Energien (2004). *National Policy Instruments ; Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World*.

Import tariff database : SE4ALL (2014).
<http://www.energyaccess.org/resources/tariffs-database>

IED, DFID (2013). Low Carbon Mini-Grids ; « *Identifying the gaps and building the evidence base on low carbon mini-grids* ».



6.3.3 Niveau C – Politique et Réglementation Environnementales et de Protection des Consommateurs

L'un des objectifs de la réglementation est de garantir que les produits et services fournis aux utilisateurs soient sécurisés et qu'ils ne présentent aucun danger sur le court et sur le long terme. Les réglementations techniques, environnementales et de qualité de service remplissent cet objectif. Ces réglementations protègent les clients et devraient donc être appliquées à tous les mini-réseaux quel que soit le modèle d'opérateur. Cependant, de telles réglementations devraient être aussi légères que possible afin de minimiser les coûts de transaction pour les parties prenantes (IFC, 2012). Des procédures recommandées pour les PPE (et donc pour les mini-réseaux) sont disponibles dans le document de Tenenbaum et al. (2014).

C1. Réglementation Technique (produits et services)



Une réglementation technique est requise pour tous les modèles d'opérateur afin de s'assurer que les exploitations des mini-réseaux soient sécurisées et fiables. Elle permet de protéger les utilisateurs sans que cela empêche les installateurs et opérateurs de mini-réseaux de travailler. La réglementation technique des mini-réseaux doit être élaborée, mise en place et supervisée par un régulateur responsable et doit comporter les points suivants :

- ▶ des standards techniques minima pour la production et les réseaux de distribution des mini-réseaux (cela inclut des exigences minima concernant la sécurité, les variations possibles de tension et de fréquence et les distorsions harmoniques)
- ▶ des exigences concernant l'exploitation et l'entretien
- ▶ des interconnexions sécurisées et robustes entre le réseau national et le mini-réseau en accord avec les normes du réseau électrique



Ces critères techniques devraient être choisis en fonction du contexte rural mais ils doivent également être en accord avec les normes du réseau électrique national (il est dans certains cas nécessaire d'adapter les normes du réseau national au contexte rural spécifique et donc aux mini-réseaux).

Le Problème de la Qualité du Réseau de Distribution

Les réseaux non conformes aux normes coûtent moins en capital et ont des tarifs plus bas. Pour le même budget, il est donc possible d'avoir plus de clients. Toutefois, ces réseaux non conformes ne pourront pas être raccordés au réseau national dans le futur. Ils peuvent aussi être dangereux pour les utilisateurs et ils ne sont généralement pas en mesure de supporter les utilisations productives.

Des contrôles réguliers des mini-réseaux sont donc requis. De même, les mini-réseaux doivent respecter les réglementations techniques et être conformes aux normes de construction afin de devenir opérationnel. Une supervision technique continue est également nécessaire. L'obtention de subventions liées au rendement peut imposer, pour être validée, la conformité avec les normes.

C2. Réglementation de la Qualité de Service



La qualité de service possède 3 composantes principales : « qualité du produit, qualité de l'approvisionnement, et qualité du service commercial » [Notre traduction] (Tenenbaum et al., 2014). La **qualité du produit** se réfère aux caractéristiques techniques mentionnées dans les réglementations techniques, telles que la fréquence et la tension de l'électricité, et elle se réfère aux niveaux de qualité de l'énergie produite et distribuée. La **qualité de l'approvisionnement** se réfère à la disponibilité (nombre d'heures par jour) et au maintien (coupures, etc.)



de l’approvisionnement. La **qualité du service commercial** inclut des mesures telles que le nombre de jours nécessaires pour connecter un ménage, le nombre de plaintes résolues et le nombre de clients reconnectés. Les réglementations sur la qualité de service peuvent être établies par le régulateur ou l’agence pour l’électrification rurale (Tenenbaum et al., 2014). Dans tous les cas, l’agence de régulation impliquée doit établir des critères de qualité de service qui soient réalistes, abordables en matière de coûts et qui puissent être supervisés et respectés (Reiche, Tenenbaum & Torres de Mästle, 2006). Le régulateur doit mettre en place une procédure et désigner un point de contact pour gérer les plaintes des utilisateurs (Deshmukh Carvallo & Gambhir, 2013).

C3. Politique et Réglementation Environnementales



Les mini-réseaux, particulièrement ceux basés sur des énergies renouvelables, sont de manière générale plus respectueux de l’environnement que les mini-réseaux traditionnels ou ceux faisant appel à des énergies conventionnelles. Cet aspect de durabilité locale pour l’environnement peut être mesuré grâce à des critères et des normes appropriés. « Les exemples incluent la nécessité pour les plantations fournissant des biocombustibles d’éviter la déforestation, l’obligation de recyclage des panneaux solaires et des batteries en fin de vie, et la mise en place de normes pour les petites centrales hydrauliques afin de minimiser l’impact sur la flore et la faune de la rivière. » [Notre traduction] (Deshmukh, Carvallo & Gambhir, 2013) Les procédures et conditions nécessaires pour conduire des **études d’impacts environnementaux** doivent être simples, claires et directes. L’obtention d’une **approbation environnementale** doit être rapide une fois que tous les prérequis sont remplis et les procédures réalisées.

LECTURES COMPLÉMENTAIRES

Afin d’obtenir plus d’informations, vous trouverez ci-dessous des sources primaires et secondaires sur les sujets : Réglementation Technique, Critères de la Qualité de Service, et Réglementation Environnementale.

C.1 Réglementation Technique (incluant le Raccordement au Réseau National)

Réglementations Techniques:
RECP/EUEI PDF (2013d), « *Guidelines on Technology Choice and Technical Regulation* »

ARE (2011). *Rural Electrification with Renewable Energy - Technologies, quality standards and business models.*

Standards
Rolland, Glania, ARE/USAID (2011). *Hybrid Mini-Grids for Rural Electrification : Lessons Learned.* (Annex 2)

IEC 62257 series (2008). *Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification.* <http://webstore.iec.ch/webstore/webstore.nsf/standards/IEC/TS%2062257-9-1!opendocument>

Raccordement au Réseau National
Tenenbaum et al. (2014). *From the Bottom Up; How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa.*

World Bank (2009). *Guidelines for Grid Interconnection of Small Power Projects in Tanzania ; Part C: Appendix ; Studies to be Conducted, Islanding and Protection.* <http://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/sites/ppp.worldbank.org/files/documents/Tanzania1Guide1r0090Draft0for0EWURA.pdf>

C.2 Critères de la Qualité de Service

Tenenbaum et al, (2014). *From the Bottom Up ; How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa.* Appendix C

C.3 Réglementation Environnementale

DBSA and SAIEA (2007). *Handbook on Environmental Assessment Legislation in the SADC Region.* http://www.commissionoceanindien.org/fileadmin/resources/RECOMAP%20Manuals/Handbook%20on%20Environmental%20Assessment%20Legislation_SADC%20Region_Nov%202007.pdf



6.3.4 Niveau D – Réglementation des Licences et des Contrats

En fonction des décisions politiques stratégiques et du modèle d’opérateur, les exigences spécifiques de licences, de permis, de concession et de contrat (ex : AAE) doivent être clarifiées. Ces exigences doivent être adaptées aux circonstances locales et à la taille du mini-réseau réglementé. De petits micro-réseaux, avec une capacité inférieure à 100 kW devraient avoir des contraintes moins fortes au niveau contractuel ou au niveau des permissions.

D1. Permis et Licences de Production et de Distribution



Les licences ou permis donnent un droit non-exclusif de produire, de distribuer et de vendre de l’électricité. Dans certains pays, ces trois activités indispensables pour exploiter un mini-réseau sont comprises dans une seule licence. Dans d’autres pays, une licence est requise pour la production d’électricité, une seconde pour la distribution et une troisième pour la vente. Le propriétaire/l’opérateur du mini-réseau (ou dans le cas des modèles d’opérateur hybrides, les propriétaires individuels et les opérateurs des biens de distribution ou de génération) doit avoir le droit légal d’exister et le droit de produire, transmettre, distribuer et vendre ses services électriques.⁴⁴ Ces droits sont plus aisément accordés par le régulateur responsable, l’agence pour l’électrification rurale ou le ministère (Tenenbaum et al., 2014). Dans certains pays, le régulateur responsable peut aussi faire appel à un système d’enregistrement simplifié pour les mini-réseaux ne dépassant pas une certaine capacité. Les permis et licences de production sont délivrés sur une base exclusive ou non-exclusive. Le régime de licence doit toujours définir le rôle et les devoirs des fournisseurs d’électricité, il doit définir les exigences de sauvegarde des informations et il doit s’assurer de l’existence de mécanismes de protection du consommateur (Bhattacharyya, 2013).

44) D’éventuels conflits avec la licence délivrée à la compagnie nationale d’électricité doivent être résolus.



Permis et licences peuvent tous deux comporter des pré-conditions détaillées telles que des baux/permis fonciers ou des études d'impacts environnementaux. Ils peuvent aussi comporter des conditions d'exploitations précises, comme des spécifications sur la qualité de service et sur la tarification. Le régime de licence doit aussi prendre en compte les droits des propriétaires des biens de production et de distribution dans le cas où le mini-réseau est raccordé au réseau électrique national (Tenenbaum et al., 2014). La procédure d'obtention de licences ou de permis doit être claire et rentable afin de réduire les coûts de transaction pour les porteurs de projets mini-réseaux (Deshmukh, Carvallo & Gambhir, 2013).

Les exemptions permanentes d'obtention de licence ou de permis pour les mini-réseaux de petite taille, comme en Tanzanie (jusqu'à 100 kW) et au Mali (jusqu'à 20 kW) (Tenenbaum et al., 2014 and Bhattacharyya, 2013), permettent de réduire les coûts de transaction et ainsi d'améliorer la viabilité financière des projets. Des **licences provisionnelles**, qui donnent l'exclusivité pour quelques années de mener des activités de préparation comme des études d'évaluation, de réaliser des montages financiers, d'acquérir du terrain, de construire, etc. ; sont bénéfiques au développement des mini-réseaux. Elles rendent aussi la procédure d'obtention de documents commerciaux (constitution, enregistrement fiscal, etc.) et de permis de construire plus facile (Tenenbaum et al., 2014). **Des exemptions au cas par cas pour autoriser des projets pilotes sont contre productives**. En effet, elles créent de la confusion parmi les porteurs de projets et peuvent encourager le recours à la corruption. Cela peut également empêcher les propriétaires de mini-réseaux de grossir, d'officialiser leurs activités, de collecter des fonds ou de vendre leur affaire (IFC, 2012).

D2. Contrats et Plans de Concession



Une concession est un contrat entre une entité publique et une entité privée accordant le droit exclusif d'investir, d'exploiter et d'entretenir les équipements de distributions et de vendre de l'électricité aux utilisateurs finaux pour un nombre d'an-

nées défini et dans une zone géographique délimitée. Dans cette zone, le titulaire de la concession est aussi responsable des investissements, de l'exploitation et de l'entretien pour une période donnée. Une concession oblige donc l'opérateur privé à fournir une certaine qualité de service et un nombre de connexions ou de ménages électrifiés. Etre responsable d'une concession d'une zone spécifique implique souvent des conditions favorables (ex : la garantie qu'aucun autre acteur ne soit autorisé à développer et exploiter des mini-réseaux dans la même zone, des arrangements pour bénéficier de tarifs préférentiels, et de possible motivations d'ordre financier).

Les plans de concession, qui accordent des concessions pour des régions plus larges après appels d'offres, permettent au titulaire de grouper/rassembler les projets de mini-réseaux et de se développer rapidement. Le **regroupement de plusieurs projets mini-réseaux** améliore l'efficacité de la planification, de recherche de financements, de l'administration du programme, de l'approvisionnement en équipement, de l'exploitation et de l'entretien (SE4ALL, OFID, 2014). Cela réduit donc les coûts individuels des projets et améliore la rentabilité d'ensemble. En général, les gouvernements doivent s'assurer que les tailles des zones et que les conditions des concessions conviennent au contexte local. Et ils doivent éviter d'accorder des droits exclusifs illimités (IFC, 2012). La concession est souvent accordée après un appel d'offres. Celui-ci doit permettre de sélectionner le projet avec le coût total le plus bas pour un maximum de connexions. L'appel d'offres peut être, par exemple, basé sur un niveau de subvention fixe de la part du gouvernement. Les candidats vont alors être en compétition sur le nombre de connexions et sur le niveau de service qu'ils peuvent fournir (RECP/EUEI PDF, 2013b). Comme l'objectif est de fournir un accès à l'électricité, l'appel d'offres doit être technologiquement neutre afin d'accroître le niveau de flexibilité des porteurs de projets (SE4ALL, OFID, 2014).

L'effet des Concessions sur l'Exploitation de Mini-Réseaux

Un opérateur mini-réseau exploitant une concession a une position de monopole pour l'approvisionnement en électricité sur sa zone de concession et pour une période définie. Cette position de monopole affaiblit le pouvoir de négociation du village et des utilisateurs finaux. En parallèle, plus le mini-réseau est petit, plus la gestion passe d'un niveau central à un niveau local. De plus, les utilisateurs d'électricité en zone rurale n'ont souvent pas la possibilité de se plaindre auprès de l'autorité de régulation en raison des distances géographiques et du manque d'éducation. Cela affaiblit encore plus leur position vis-à-vis de celle de l'opérateur mini-réseau. Les décisions prises localement par le monopoliste, additionnées au manque de pouvoir politique des consommateurs, peut engendrer des conflits entre l'opérateur et les clients du mini-réseau. Cela peut parfois s'aggraver et aboutir à l'arrêt de l'approvisionnement en électricité.

C'est pourquoi un plan de concessions doit inclure des clauses renforçant la position des consommateurs d'électricité afin d'éviter d'implémenter des plans monopolistiques. Des négociations, sans position de dominant et dominé, entre l'opérateur du mini-réseau et les utilisateurs permettent souvent de résoudre plus facilement des conflits qu'avec des structures de monopole.

D3. Accords d'Achat d'Electricité



Un accord d'achat d'électricité (AAE) est un contrat sur plusieurs années qui détaille les droits et les devoirs de deux parties, le producteur et l'acheteur d'électricité (Tenenbaum et al., 2014). Les AAE sont requis lorsqu'une production d'électricité indépendante est vendue en gros à un opérateur du réseau de distribution ou à la compagnie d'électricité nationale (ayant parfois recours à des tarifs d'achat réglementés (FIT) pour la vente à l'opérateur du réseau, voir Tenenbaum et al. (2014)). En revanche, quand l'opérateur du réseau électrique vend de l'électricité à un producteur d'électricité indépendant (IPP) ou à un mini-réseau, c'est habituellement fait via un tarif (ex : tarifs de renforts ou supplémentaires) plutôt que via un AAE.

En général, les AAE réglementent les relations à long terme entre les parties du contrat. Ils doivent être justes, ils engagent contractuellement les participants, ils interdisent les changements unilatéraux, et ils protègent équitablement les parties prenantes du contrat. Des AAE standardisés sont recommandés parce que les AAE sont souvent à l'origine des aides et des emprunts et parce qu'ils augmentent la confiance des investisseurs, réduisent les coûts administratifs, améliorent l'efficacité, et simplifient les procédures (Rolland and Glania, 2011). De plus, la durée de l'AAE doit être suffisamment longue pour laisser le temps de rembourser la dette. Si l'opérateur national achète de l'électricité, l'AAE doit durer aussi longtemps que la période des FIT, il doit inclure l'obligation pour l'opérateur national d'acheter toute l'électricité produite et il doit contenir des règles pour résoudre les questions de clauses d'énergie présumée (en anglais « deemed energy clauses ») et de système d'alimentation de réserve (en anglais « backup power ») (Tenenbaum et al., 2014).



LECTURES COMPLÉMENTAIRES

Afin d'obtenir plus d'informations, vous trouverez ci-dessous des sources primaires et secondaires sur les sujets : Permis et Licences de Production et de Distribution, Contrats et Plans de Concession, et Accords d'Achat d'Electricité

D.1 Permis et Licences de Production et de Distribution

Tenenbaum et al., The World Bank (2014). *From the Bottom Up ; How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa*.

RECP/EUEI PDF (2013b). *Ownership, Financing, Economic Regulation*. Chapter 2 : *Mini-grid licensing procedures & standardized templates*. euei-pdf.org/sites/default/files/files/field_pblctn_file/SADC%20RERA_Guidelines.zip

Tanzania (2014). *The Electricity Act (Cap 131) ; The Electricity (Development Of Small Power Projects) Rules, 2014 ; (Made under section 45) ; Arrangement of Rules*.

www.ewura.go.tz/newsite/attachments/article/165/The%20Electricity-Development%20of%20Small%20Power%20Projects%20-%20Rules%20-%202013.pdf

OUTILS

Licence : RECP - Generation Licence Template ; source : <http://euei-pdf.org/regional-studies/supportive-framework-conditions-for-green-mini-grids> -> Legal Template

Licence : RECP - Distribution Licence Template <http://euei-pdf.org/regional-studies/supportive-framework-conditions-for-green-mini-grids> -> Legal Template

D.2 Contrats et Plans de Concession

Standardised concession agreement – RECP/EUEI PDF, (2013b) : « *Ownership, Financing, Economic Regulation* » Chapter 5

Competitive bidding process – RECP/EUEI PDF, (2013b) : « *Ownership, Financing, Economic Regulation* » Chapter 4

Mali Concession Contract – AMADER and Yeelen Kura (2001): <http://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/sites/ppp.worldbank.org/files/documents/Mali-11CONCESSIONCONTRACT0YK.pdf>

Analysis of Mali Concession Contract: RECP/EUEI PDF, (2013b) : « *Ownership, Financing, Economic Regulation* » Chapter 5 Standardised concession agreement

D.3 Accords d'Achat d'Electricité (AAE)

RECP/EUEI PDF (2013b) : « *Ownership, Financing, Economic Regulation* » Chapter 8 Standardised power purchase agreement

Tanzania/Kenya und Zimbabwe PPA Template (RECP/EUEI PDF, 2013f). *Zimbabwe Case Study - Gap analysis and National Action Plan*.

Tanzania Template (2009) : *Standardized Power Purchase Agreement for Purchase of Capacity and Associated Electric Energy to the Isolated Mini-Grid* <http://www.ewura.go.tz/newsite/attachments/article/165/Tanzania%20SPPA%20Isolated%20Grid%20Connection%20-%202009.pdf>

6.3.5 Niveau E – Plans de Support Financier

Les volets financiers et économiques jouent un rôle important dans la promotion du développement et l'exploitation sécurisée des mini-réseaux. **Les politiques et réglementations peuvent aider à créer et à assurer une stabilité de trésorerie sur le long terme pour les modèles d'opérateur.** Les facteurs les plus influents incluent le paiement des clients (tarifs et frais de connexion), le soutien du gouvernement (aides et subventions), les flux de financement des investisseurs (capitaux propres et emprunts) et d'autres avantages fiscaux (suppression de taxes/ frais, bonus à la performance, etc.). Le rôle des décideurs politiques et des régulateurs ne se limite pas à la mise en place de ces instruments. Ceux-ci doivent aussi donner leur approbation concernant les mini-réseaux qui sont éligibles à des financements et à un soutien.

E1. Subventions et Aides



Les aides et subventions sont des instruments de soutien financier qui encouragent les acteurs du marché à fournir de l'électricité dans les régions et aux groupes de population qui manquent de moyens financiers pour supporter l'ensemble des coûts nécessaires leur permettant de se fournir eux-mêmes en électricité. Généralement, pour les mini-réseaux, la **somme des subventions, des redevances collectées et des frais de connexion doit couvrir l'ensemble des coûts générés** pendant les phases de planification, d'installation et d'exploitation afin d'assurer un fonctionnement durable du projet. Les subventions peuvent aussi se traduire par des prix plus bas pour les consommateurs.

La conception d'un système d'aides ou de subventions est compliquée mais essentielle. D'abord, le gouvernement doit être financièrement en mesure de les assumer. Ensuite, celles-ci doivent être suffisantes pour permettre au pays à la fois le développement des mini-réseaux au-delà de quelques projets pilotes et l'amélioration des mini-réseaux existants. Dans la plupart des pays, cela signifie que **les subventions doivent être**

aussi basses que possible mais aussi élevées que nécessaire. En général, les subventions doivent être assez élevées pour donner la possibilité aux clients d'accéder à un service électrique. Cela aura pour effet d'augmenter la demande en électricité et d'améliorer l'économie du système, ce qui attirera alors plus d'investissements. De plus, une agence dédiée, le plus souvent un fond pour l'électrification rurale, doit gérer ces aides, décider de l'éligibilité des mini-réseaux et s'assurer de l'utilisation appropriée de ces fonds.

Pour les mini-réseaux, ces **aides et subventions peuvent être apportées lors de la phase de planification ou d'investissement préalable du projet** (ex : pour des études de faisabilité, le développement du plan d'affaires (« business plan »), la planification technique, le renforcement des compétences et capacités, les coûts de transaction), **lors de la phase d'implémentation ou de construction** (ex : subvention en capital, subventions des connexions), ou **lors de la phase d'exploitation** (ex : subventions d'exploitation, soutien sur les tarifs (par kWh vendu), subventions-croisées). Les subventions peuvent également être rendues disponibles à l'opérateur du mini-réseau après l'atteinte de certains objectifs (ex : subventions en fonction du résultat). Il est de plus recommandé d'inclure des clauses relatives à la fin des plans d'aide ou de subventions (SE4ALL, OFID, 2014). Il est souvent préférable de subventionner les frais de connexion des clients ou d'utiliser des subventions basées sur les résultats obtenus. Les subventions d'exploitation et d'investissement ne sont pas les plus adaptées pour les mini-réseaux. Le programme TEDAP en Tanzanie utilise un système basé sur le nombre de connexions et offre des subventions de 380 € pour chaque nouvelle connexion à un mini-réseau privé. Des expériences positives de système de subventions existent au Népal, au Sri Lanka, en Inde et au Laos (ARE, 2011).

E2. Soutien à l'Emprunt et Outils d'Atténuation du Risque



Comme expliqué dans le **chapitre 4.4**, l'accès aux prêts est un des défis principaux des porteurs de projet mini-réseau. Il existe **différents mécanismes pour faciliter les prêts**, chacun





d'eux **peut être soutenu par des réglementations**. Parmi ces mécanismes, on trouve des facilités d'emprunt soutenues par l'Etat qui suppriment ou réduisent le besoin de prêteurs commerciaux demandant les ratios risques-rendements du marché. On trouve aussi des garanties d'emprunts servant à couvrir le risque de défaillance pris en compte par les prêteurs telles que les banques commerciales. Il existe également des assurances contre les risques politiques afin de couvrir le risque-pays, des instruments d'atténuation de risque relatifs aux taux de change des devises et des assurances élargies qui couvrent les risques commerciaux et les autres risques.

Une facilité d'emprunt ou de rehaussement de crédit soutenue par l'Etat peut fournir ou aider à obtenir des emprunts à bas taux d'intérêt et à longue durée de vie que les prêteurs commerciaux ne proposeraient pas. Cette facilité peut être administrée par l'agence pour l'électrification rurale, par le fond d'électrification rurale ou un autre organisme public. Un bon exemple de ce type d'activité est la « Renewable Energy Performance Platform » (Plateforme pour les projets d'énergies renouvelables) de la Banque Européenne d'Investissement. Elle apporte aux projets une association de rehaussement de crédit, de soutien axé sur les résultats, d'assistance technique et de financement par emprunt qui est nécessaire pour les rendre attractifs auprès des investisseurs et prêteurs commerciaux. D'autres exemples incluent la ligne de crédit établie par la Banque Mondiale en Tanzanie sous le programme TEDAP ou le fond d'emprunt micro-hydraulique au Népal qui a été créé par la GIZ et qui est mis en place par l'AEPC et deux banques commerciales. Jusqu'à aujourd'hui, ces lignes de crédit ont réussi à allonger la durée de vie des emprunts faits aux

petits producteurs d'électricité et aux opérateurs mini-réseaux. Les **garanties d'emprunts** données par les banques nationales ou les facilités particulières faites aux prêteurs commerciaux peuvent compenser le prêteur en cas de défaillance.⁴⁵ L'**assurance contre les risques politiques** (PRI), disponible auprès de l'Agence multilatérale de garantie des investissements (MIGA, filiale de la Banque Mondiale) ou de l'Agence pour l'Assurance du Commerce en Afrique (ACA), sert à protéger les prêteurs commerciaux contre le risque de voir les compagnies d'électricité ou d'autres organismes gouvernementaux ne pas être en mesure de remplir leurs obligations contractuelles⁴⁶ (Tenenbaum et al., 2014). Alors qu'elles sont utilisées dans d'autres secteurs, les assurances contre les risques commerciaux et contre les autres risques non-politiques n'ont pas été beaucoup utilisées pour les projets de mini-réseaux en Afrique. Cela s'explique par la taille réduite des projets mini-réseaux, par les coûts de transaction élevés, et par l'absence de bilan comptable solide chez la plupart des responsables de projet.

Cependant, des risques sous-jacents significatifs commerciaux et politiques demeurent inhérents au modèle de mini-réseau et aux pays africains. **Les gouvernements, qui sont lancés dans une politique pour attirer des investissements privés dans le secteur des mini-réseaux, doivent s'engager activement dans un dialogue transparent et constructif avec les parties prenantes** afin d'identifier des façons innovantes de gérer les risques et d'établir des modèles de référence. Ces précédents pourront par la suite mener à des opérations de financement reproductibles et extensibles.

- 45) La garantie d'un emprunt comme celui-ci peut inclure une couverture de 50% de l'emprunt basée sur les pertes partagées (plutôt que sur les premières pertes).
- 46) L'assurance contre les risques politiques peut permettre de se protéger contre l'impossibilité de répondre à des obligations de paiement, contre les changements de la loi, les ralentissements des procédures d'arbitrage, les expropriations, les nationalisations, la disponibilité et convertibilité des devises étrangères, et contre les échecs de délivrance de licences, d'approbations et d'accords dans le temps imparti.



LECTURE COMPLÉMENTAIRES

Afin d'obtenir plus d'informations, vous trouverez ci-dessous des sources primaires et secondaires sur les sujets : Subventions et Aides, et Soutien à l'Emprunt et Outils d'Atténuation du Risque

E.1 Subventions et Aides

Tenenbaum et al., The World Bank (2014). *From the Bottom Up ; How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa*.

ESMAP, The World Bank (2013). *Results-Based Financing in the Energy Sector ; An Analytical Guide*.

Governmental of Nepal. Ministry of Science, Technology and Environment, Alternative Energy Promotion Centre (2013). *RE Subsidy Policy*. [http://www.aepc.gov.np/?option=resource&page=rescenter&mid=3&sub_id=18&ssid=2&cat=RE Subsidy Policy](http://www.aepc.gov.np/?option=resource&page=rescenter&mid=3&sub_id=18&ssid=2&cat=RE%20Subsidy%20Policy)

E.2 Soutien à l'Emprunt et Outils d'Atténuation du Risque

UNEP (2004). *Financial Risk Management Instruments for Renewable Energy Projects ; Summary document*. Lindlein, Mostert, KfW (2005). *Financing Renewable Energy ; Instruments, Strategies, Practice Approaches*.

IEA (2011), « *Risk Quantification and Risk management in Renewable Energy Projects* » ;

Nepal : energypedia (2014). Micro Hydropower Debt Fund Component - EnDev Nepal. https://energypedia.info/wiki/Micro_Hydropower_Debt_Fund_Component_-_EnDev_Nepal

Uganda: UECCC (2014). *Products&Services*. http://www.ueccc.or.ug/ueccc_servs.htm

GEF (2013). *Project Identification Form (PIF) ; Promotion of mini & micro-hydro power plants in Congo DR*.



6.3.6 Niveau F – Besoins Techniques et Assistance Technique



Cette section présente **les instruments et activités que les décideurs politiques peuvent mettre en place dans le secteur des mini-réseaux afin d'améliorer les capacités** sur trois différents niveaux : de l'individu, de l'organisation et de l'environnement favorable. Une capacité est ici définie comme les aptitudes des individus, des organisations et de la société à gérer leurs activités avec succès. Le développement des capacités est ici défini comme le processus par lequel les individus, organisations et la société créent, adaptent, renforcent et conservent des compétences dans le temps. Une **assistance technique** peut être apportée pour le **grand public** (sensibilisation), pour les effectifs (formation professionnelle), pour les **responsables de projets mini-réseaux** (apport d'information, de lignes directrices et de recommandations), pour les **institutions financières** et également pour les **organismes publics** qui sont en charge des instruments susmentionnés sur les différents niveaux.

L'assistance technique (TA) peut être soit apportée par un organisme national public, par un organisme distinct, ou par divers acteurs nationaux et internationaux sur des activités spécifiques. L'assistance technique peut porter sur un éventail de domaines différents :

- ▶ **Des activités de sensibilisation et de promotion** informent le grand public. Cela peut inclure des informations et des comparaisons de coûts sur les différentes technologies et produits existants, les plans d'extension les plus vraisemblables du réseau électrique, des explications relatives aux zones prioritaires de connexion au réseau, et les prévisions de date de raccordement des villages au réseau électrique. Ces informations vont permettre aux villages de prendre une décision en connaissance de cause concernant l'acceptation des mini-réseaux.
- ▶ **Des compétences humaines** précises doivent être acquises afin de développer, implémenter, gérer, financer



et réguler les projets mini-réseaux. Les gouvernements peuvent faciliter les formations en gestion financière et en développement de compétences, soit à travers l'assistance technique ou un autre organisme. Les programmes de formation doivent dépendre du métier et doivent être basés sur des connaissances solides des mini-réseaux au niveau technique, financier et au niveau de l'encadrement et de la régulation.

- ▶ Des **données précises** sont essentielles car les mesures politiques, les réglementations et la planification sont basées sur la réalité du terrain et sur les plans actuels du gouvernement. Les données les plus importantes pour les responsables du projet sont des informations détaillées sur les **plans d'extension du réseau électrique national**. Les **données sur la situation socio-économique locale** des communautés et ménages ainsi que des **enquêtes détaillées sur la disponibilité des ressources renouvelables** sont également des données avantageuses pour les décideurs politiques/régulateurs et les responsables de projet.
 - ▶ **Les institutions publiques ont besoin de capacités** pour mettre en place les politiques et réglementations. Cela nécessite une attribution des responsabilités claires, une équipe qualifiée et motivée, et que les ressources financières adéquates soient fournies. L'assistance technique par le biais de mesures sert à construire les capacités institutionnelles. Il faut d'abord évaluer la situation, pour ensuite identifier les zones d'intervention, pour finalement implémenter les activités de développement de capacités bien conçues (formations, séminaires, programmes d'échange, etc.).
 - ▶ Un autre outil d'assistance technique efficace est la promotion de **réseaux publics thématiques**. Comme présenté dans le **chapitre 6.2**, il existe plusieurs organismes publics impliqués dans la régulation et le soutien du secteur mini-réseau. Des réunions régulières et institutionnalisées des décideurs de ces organismes sont
- recommandées (ex : une fois par trimestre) et peuvent être appuyées par les mesures d'assistance technique.
- ▶ En outre, l'assistance technique peut fournir des **lignes directrices et recommandations aux responsables de projets**, idéalement par un processus de consultation des parties prenantes. Celles-ci comporteront généralement : (1) la définition et la classification nationale des mini-réseaux, (2) des extraits pertinents des politiques d'accès à l'énergie et des énergies renouvelables, (3) des extraits pertinents de politiques, lois et réglementations de secteurs autres que celui de l'électricité, (4) la description du programme d'incitations fiscales et autres pour le développement des mini-réseaux, (5) la description du processus expliquant le développement du projet et des approbations requises, (6) la définition des procédures et prérequis pour l'obtention de licences, (7) la description de la tarification applicable et des réglementations techniques (RECP/EUEI PDF, 2013c).
 - ▶ L'assistance technique coordonne aussi **l'établissement des comptes rendus entre les donateurs internationaux, les investisseurs et les autorités**. Les prérequis concernant l'établissement de rapports divisés et complexes imposent des coûts de transaction considérables aux opérateurs de mini-réseaux. Une harmonisation au niveau des rapports et comptes rendus allège grandement la charge de travail.
 - ▶ L'assistance technique peut également soutenir **l'implication des communautés**. Plus la participation de la communauté est forte, plus il est probable que le mini-réseau soit accepté. Les communautés peuvent être impliquées dans les décisions. De plus, des procédures doivent être mises en place pour permettre aux communautés de déposer des griefs pour rendre compte du mauvais service délivré par l'opérateur, et si nécessaire, de demander des changements.

LECTURES COMPLÉMENTAIRES

Afin d’obtenir plus d’informations, vous trouverez ci-dessous des sources primaires et secondaires sur les sujets : Support Technique de Projets

F.1 Support Technique de Projets

Guides pratiques pour les Porteurs de Projet :
The World Bank (2009). *EWURA Guidelines for Developers of Small Power Projects in Tanzania*.
<http://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/library/ewura-guidelines-developers-small-power-projects-tanzania>

RECP/EUEI PDF, (2013c), « *Guidelines on Planning & Development Process and Role Clarity* »

Gestion des Données (plan d’extension du réseau, données socio-économiques, cartes des ressources)
Islamic Republic of Afghanistan, Ministry of Energy& Water, Renewable Energy Department (2014). Projects.
<http://arbm-mew.gov.af/renewable-energy/>

Data management Uganda: GIS Working Group (2014). Energy Utilities of Uganda.
<http://www.gis-uganda.de/Energy-GIS/>

Cartes des Ressources
Basics : OpenEI (2014). Renewable Energy Technical Potential Toolkit. http://en.openei.org/wiki/Renewable_Energy_Technical_Potential_Toolkit#tab=Solar

IRENA (2014). *Global Atlas for Renewable Energy enlarges*.
<http://irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=36&CatID=141&SubcatID=374>

IRENA (2014). *Studies of Renewable Energy Potential*.
https://irena.org/potential_studies/index.aspx

Développement des Compétences Humaines (y compris des Formations, Certifications)
Link : IRENA, IRELP (2014). <http://irelp.irena.org/home/indexMetro.aspx?PriMenuID=1&mnu=Pri>

Institutions Porteuses (Développement des Compétences et du Réseau)
OECD (2006). *The Challenge of Capacity Development; Working Towards Good Practice*. www.oecd.org/dataoecd/4/36/36326495.pdf

GTZ (2009). Capacity WORKS; The Management Model for Sustainable Development
<https://www.giz.de/de/downloads/gtz2009-en-capacity-works-manual.pdf>



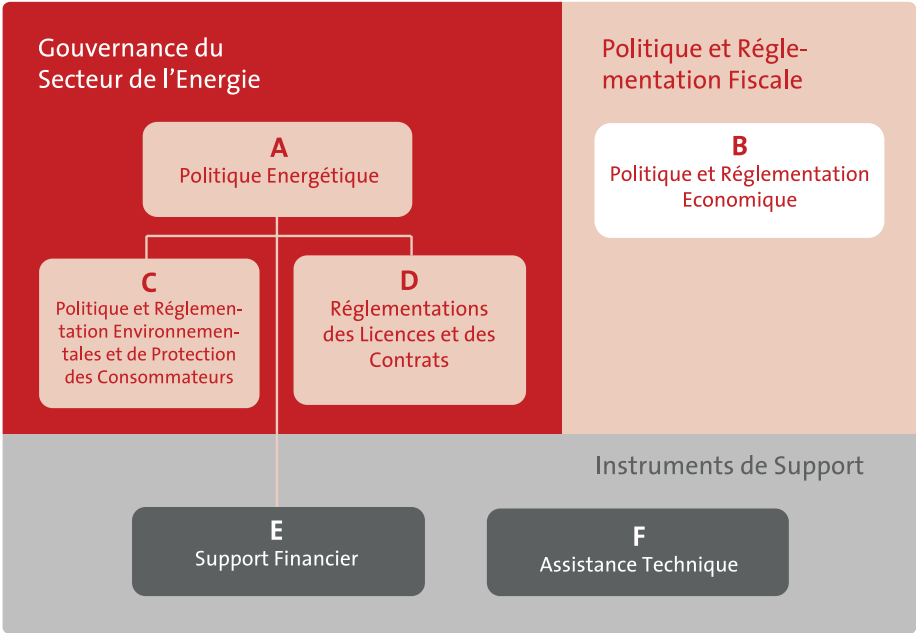
7. Processus de Création d’un Cadre Légal et Institutionnel Favorable

Les instruments de politique et de réglementation présentés dans le chapitre 6 s’inscrivent dans un processus plus large de conception et de mise en place d’un cadre légal et institutionnel pour les mini-réseaux. Ce processus peut suivre différentes voies, en fonction des décisions et des actions prises par les décideurs politiques et les régulateurs.

une approche par étapes. Ce processus sert uniquement de modèle. Comme il n’est pas exhaustif, il doit être adapté au contexte économique, social, environnemental et politique du pays. Les processus décrits se situent soit à un niveau de prise de décision politique, soit à un niveau de régulation, ou soit à un niveau de groupe de travail.

Des parcours schématiques pour chaque instrument (du niveau A à F) sont visualisables dans les pages suivantes. Ils utilisent

Figure 11 Vue d’ensemble des niveaux politiques et réglementaires et leurs interconnexions



Politique Nationale sur l'Electricité et Politique d'Electrification (A1)

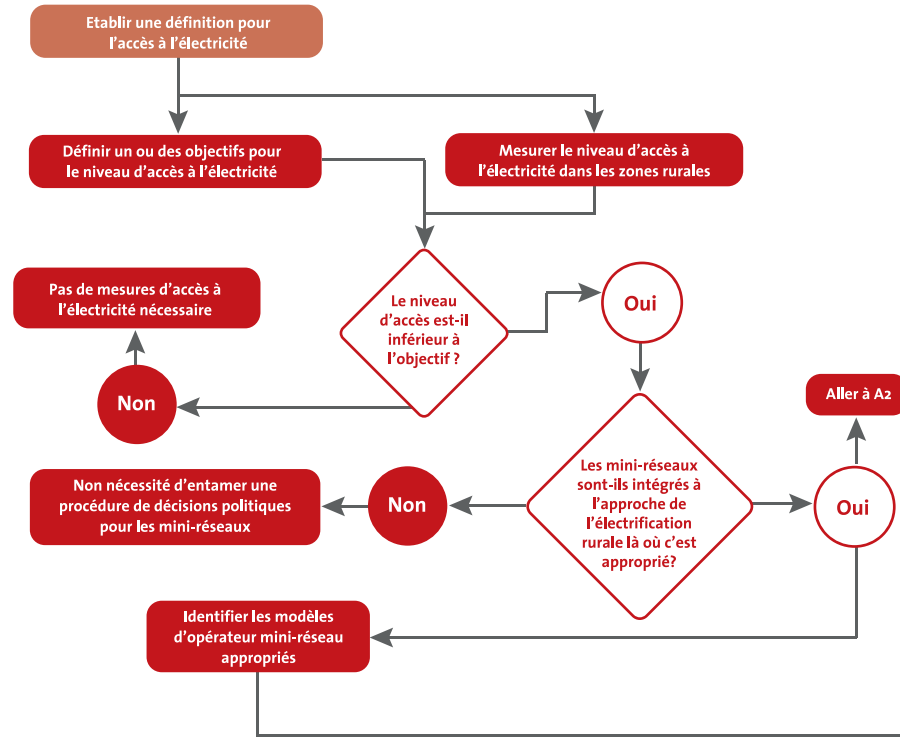
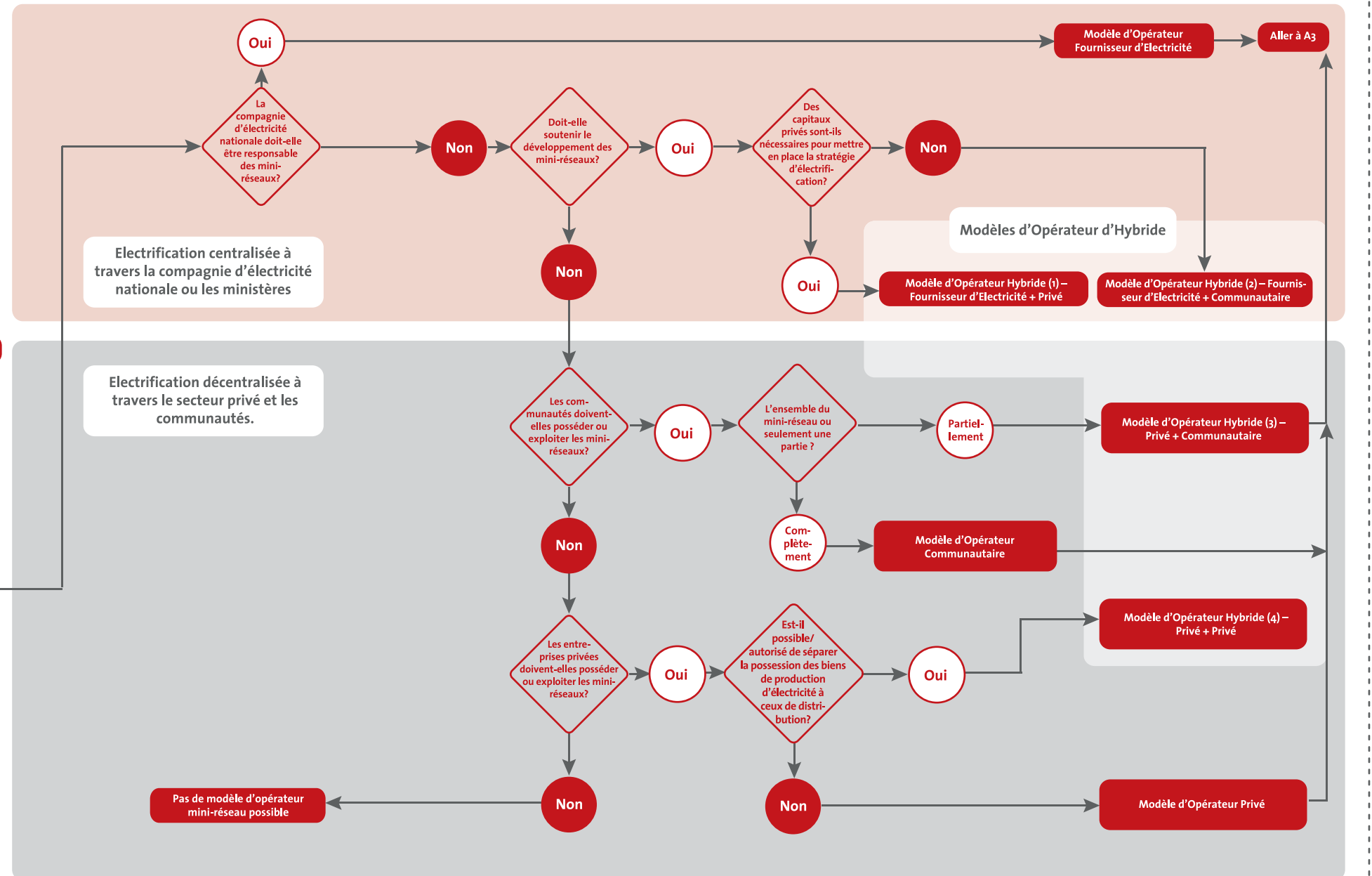


Figure 12 Diagramme de Flux 1 – Niveau A partie 1, Politique Energétique, Décisions; le processus est à l'attention des décideurs politiques (pour plus d'informations, veuillez-vous référer aux sous-chapitres correspondants dans le chapitre 6.3)



Stratégie d'Electrification Rurale et Plan Directeur (A2)

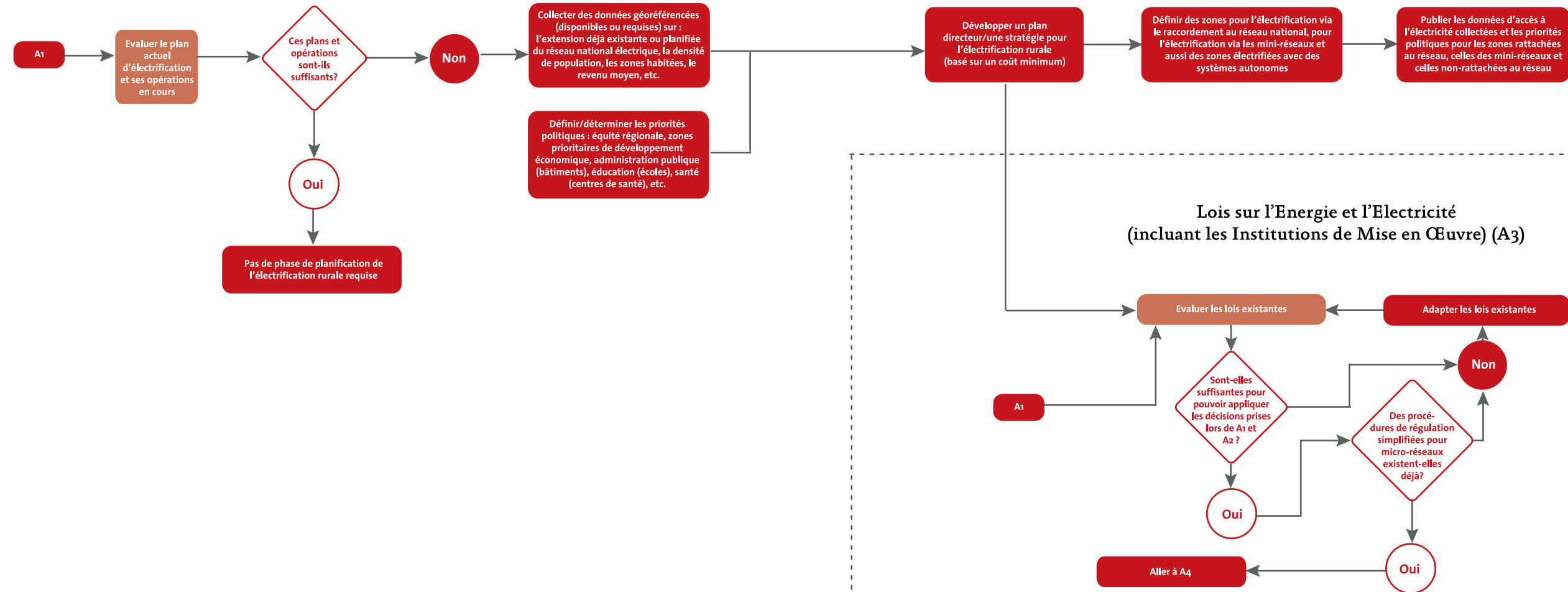
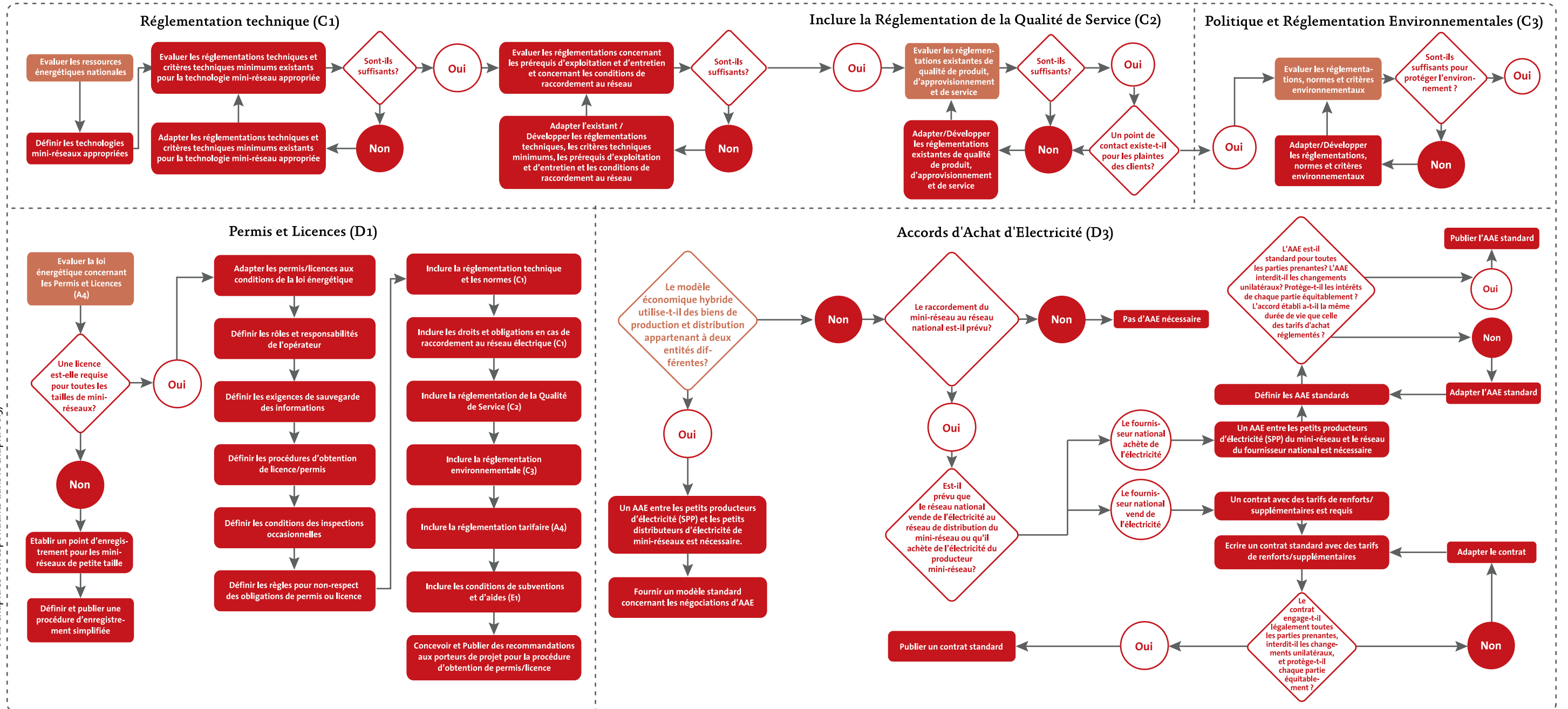


Figure 13 Diagramme de Flux 2 – Niveau A partie 2, Politique Energétique, Décisions; le processus est à l'attention des décideurs politiques (pour plus d'informations, veuillez-vous référer aux sous-chapitres correspondants dans le chapitre 6.3)



Diagramme de Flux 4 – Niveau C, Politique et Réglementation Environnementales et à la Clientèle et Niveau D, Réglementations des Licences et des Contrats; le processus est à l'attention des décideurs politiques (pour plus d'informations, veuillez-vous référer aux sous-chapitres correspondants dans le chapitre 6.3)

Figure 15



Contrats et Plans de Concession (D2)

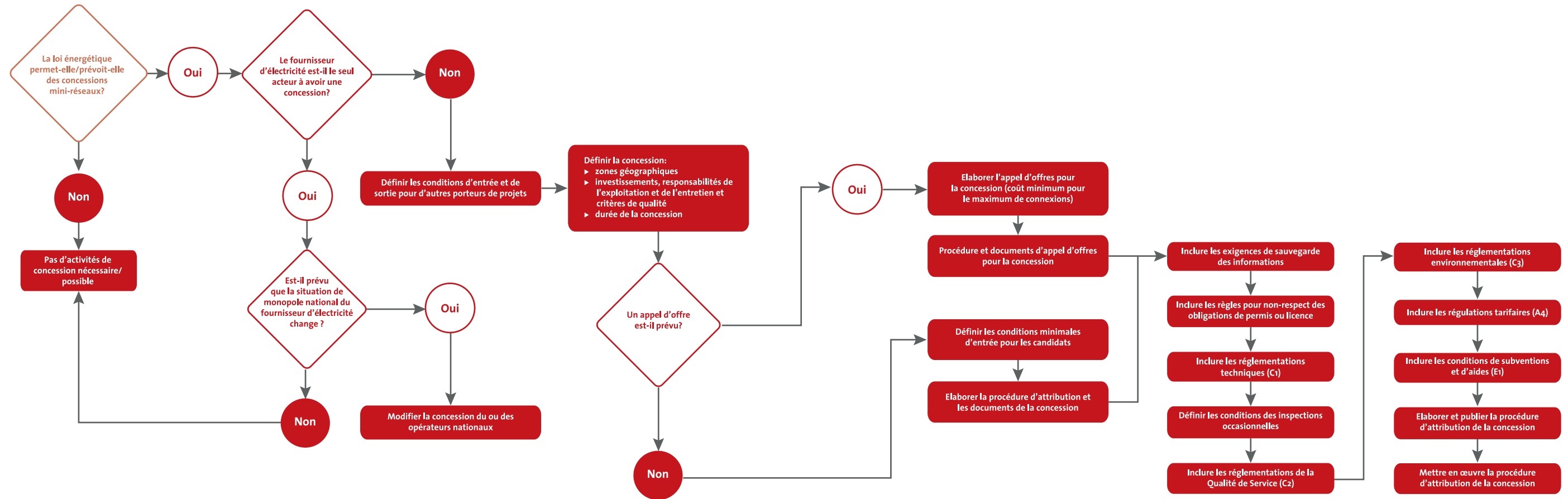


Figure 16 Diagramme de Flux 5 – Niveau D, Réglementations des Licences et des Contrats; le processus est à l'attention des régulateurs (pour plus d'informations, veuillez-vous référer aux sous-chapitres correspondants dans le chapitre 6.3)

Subventions et Aides (E1)

Soutien à l'emprunt (E2)

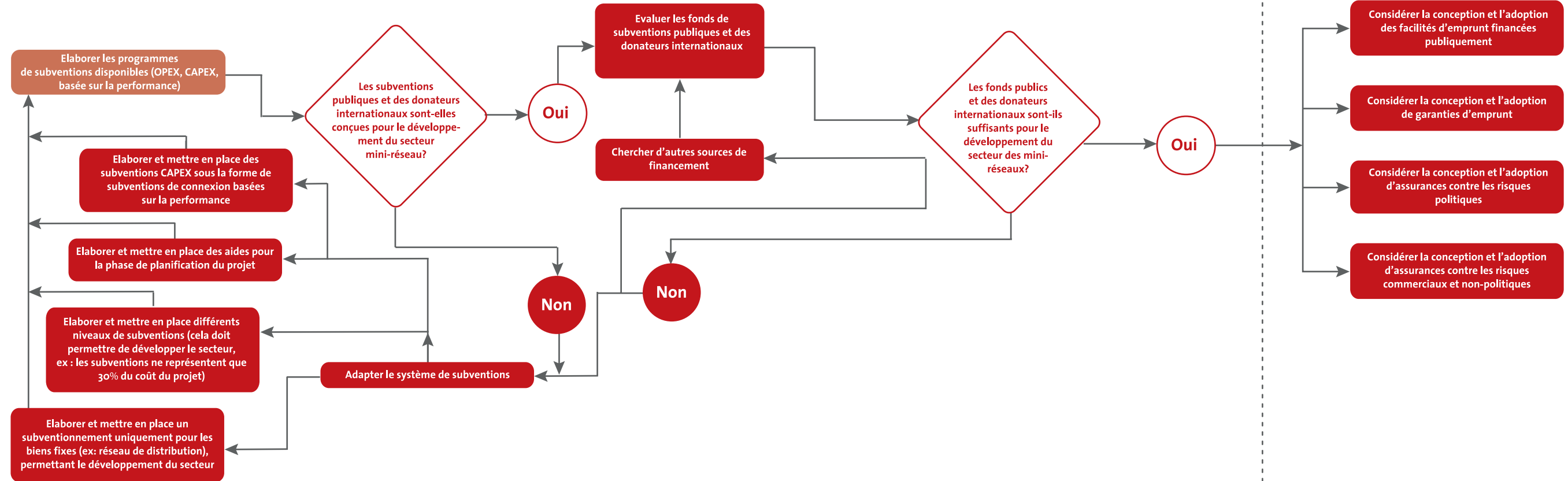


Figure 17 Diagramme de Flux 6 – Niveau E, Plans de Support Financier; le processus est à l'attention des décideurs politiques et des régulateurs (pour plus d'informations, veuillez-vous référer aux sous-chapitres correspondants dans le chapitre 6.3)



Bibliographie

ARE (2011). Rural Electrification with Renewable Energy – Technologies, quality standards and business models. http://www.ruralelec.org/fileadmin/DATA/Documents/06_Publications/ARE_TECHNOLOGICAL_PUBLICATION.pdf

ARE/USAID (2011). Hybrid Mini-grids for Rural Electrification : Lessons Learned. http://www.ruralelec.org/fileadmin/DATA/Documents/06_Publications/Position_papers/ARE_Mini-grids_-_Full_version.pdf

Banerjee et al., AICD, World Bank (2008). Access, Affordability, and Alternatives : Modern Infrastructure Services in Africa. mpira.ub.uni-muenchen.de/27740/1/MPRA_paper_27740.pdf

Bertheau, RLI (2012). Geographic, technological and economic analysis of isolated diesel grids; Assessment of the upgrading potential with renewable energies for the examples of Peru, the Philippines and Tanzania. www.reiner-lemoine-institut.de/sites/default/files/bertheau2012_paper_geographic_technological_and_economic_analysis_of_isolated_diesel_grids_5thired_berlin.pdf

Bhatia, World Bank (2013). Defining and Measuring Access to Energy; SREP Pilot Country Meeting. <https://www.climateinvestmentfunds.org/cif/sites/climateinvestmentfunds.org/files/Defining%20and%20Measuring%20Access%20to%20Energy%20-%20SREP%20Pilot%20Country%20Meeting,%20May%202013.pdf>

Bhattacharyya (2013). Rural Electrification Through Decentralised Off-grid Systems in Developing Countries. Springer-Verlag London, <http://www.springer.com/series/8059>

Comer, The Wharton School (1996). Project Finance Teaching Note. <http://finance.wharton.upenn.edu/~bodnarg/ml/projfinance.pdf>

Carrasco, Narvarte & Lorenzo, Instituto de Energía Solar – Universidad Politécnica de Madrid (2013). Operational costs of a 13,000 solar home systems rural electrification programme. Renewable and Sustainable Energy Reviews 20 (2013) 1-7. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112006879>

cKinetics (2013). Financing Decentralised Renewable Energy Mini-Grids in India ; Opportunities, Gaps and Directions. www.ckinetics.com/DRE-Financing/Financing%20DRE%20Minigrids.pdf

DBSA and SAIEA (2007). Handbook on Environmental Assessment Legislation in the SADC Region. http://www.commissionoceanindien.org/fileadmin/resources/RECOMAP%20Manuals/Handbook%20on%20Environmental%20Assessment%20Legislation_SADC%20Region_Nov%202007.pdf

Deshmukh, Carvallo & Gambhir (2013). Sustainable Development of Renewable Energy Mini-grids for Energy Access : A Framework for Policy Design. www.cleanenergy-ministerial.org/Portals/2/pdfs/Sustainable_Development_of_Renewable_Energy_Mini-grids_for_Energy_Access.pdf

de Villers, Michaud, IED, Club-ER (2013). Planning the contribution of GMG in the development of rural electrification. www.club-er.org/index.php/fr/ressources-et-forum/ressources-documentaires/finish/45-atelier-sur-les-mini-re-seaux-renouvelables-session-anglophone-juillet-2013/350-7-re-gmg-planning.html

Doe et al., SET/UNDP/GEF (2005). China Village Power Project Development Guidebook; Getting Power to the People Who Need it Most; A Practical Guidebook for the Development of Renewable Energy Systems for Village Power Projects. frankhaug-witz.com/doks/general/2005_08_China_RE_Rural_Electrification_Developer_Guidebook_UNDP_EN.pdf

Eberhard et al., AICD, World Bank (2008). Underpowered: The State of the Power Sector in Sub-Saharan Africa. www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/IW3P/IB/2009/04/21/000333038_20090421013954/Rendered/PDF/482140ESWOP11110PowerOSectorOReview.pdf

Eberhard et al., The World Bank (2011). Africa's Power Infrastructure; Investment, Integration, Efficiency. <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/2290/613090PUB0Afr158344B09780821384558.pdf?sequence=1>

Eberhard, Kapika, HSRC Press (2013). Power-Sector Reform and Regulation in Africa; Lessons from Kenya, Tanzania, Uganda, Zambia, Namibia and Ghana. www.hsrbpress.ac.za/downloadpdf.php?pdf=-files%2FPDF%2F2305%2FPSeBook.pdf&downloadfile-name=Power-sector%20reform%20and%20regulation%20in%20Africa%20-%20Entire%20eBook

Edenhofer et al., Cambridge University Press, Technical Support Unit Working Group III, Potsdam Institute for Climate Impact Research, IPCC (2013). Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation; Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. srren.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Full_Report.pdf



ESMAP (2008). Maximising the Productive Uses of Electricity to Increase the Impact of Rural Electrification Programmes. https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/FR_Maximizing%20the%20Productive%20Uses%20of%20Electricity%20to%20Increase%20the%20Impact%20of%20Rural%20Electrification%20Programs_april08.pdf

ESMAP, The World Bank (2000). Mini-grid Design Manual. www-wds.worldbank.org/external/default/WDSCContentServer/WDSP/IB/2000/12/15/000094946_00112305412326/Rendered/PDF/multi_page.pdf

ESMAP, The World Bank (2013). Results-Based Financing in the Energy Sector ; An Analytical Guide. www.esmap.org/sites/esmap.org/files/FINAL_Results-Based%20Financing%20in%20the%20Energy%20Sector_TR004-13_Short1.pdf

EUEI PDF (2014). Status Report – African-EU Energy Partnership – Progress, achievements, future perspectives. http://www.crossborderinformation.com/sites/default/files/AEEP%20Status%20Report_2014_en_web.pdf

EUEI PDF, GIZ (2011). Productive Use of Energy – PRODUCE ; A Manual for Electrification Practitioners. www.euei-pdf.org/sites/default/files/files/field_pblctn_file/EUEI%20PDF_Productive%20Use%20Manual_2011_EN.pdf

EWURA (2013,2014). <http://www.ewura.go.tz/newsite/index.php/sppmenu>

Greacen, Engel & Quetchenbach, Lawrence Berkeley National Laboratory, Schatz Energy Research Center (2013). A Guidebook on Grid Interconnection and Islanded Operation of Mini-Grid Power Systems up to 200kW. www.cleanenergyministerial.org/Portals/2/pdfs/A_Guidebook_for_Minigrids-SERC_LBNL_March_2013.pdf

GSMA (2013). Sub-Saharan Africa ; Mobile Economy 2013. www.gsamobileeconomyafrica.com/Sub-Saharan%20Africa_ME_Report_English_2013.pdf
GTZ (2009). Capacity WORKS; The Management Model for Sustainable Development <https://www.giz.de/de/downloads/gtz2009-en-capacity-works-manual.pdf>

GVEP International (2011). The history of mini-grid development in developing countries. Policy briefing. www.gvepinternational.org/sites/default/files/policy_briefing_-_mini-grid_final.pdf

Harper (2013). Review of Strategies and Technologies for Demand-Side Management on Isolated Mini-Grids. www.cleanenergyministerial.org/Portals/2/pdfs/Review_of_Strategies_and_Technologies_for_DSM_on_MiniGrids.pdf

IEA (2011). Risk Quantification and Risk management in Renewable Energy Projects. <http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2011/11/RISK-IEA-RETD-2011-6.pdf>

IEA (2011). World Energy Outlook 2011. www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2011_web.pdf

IEA (2013). World Energy Outlook 2013. www.iea.org/Textbase/npsum/WE02013SUM.pdf

IED, DFID (2013). Low Carbon Mini-Grids; « Identifying the gaps and building the evidence base on low carbon mini-grids ». https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/278021/IED-green-min-grids-support-study1.pdf

IEG, The World Bank (2008). The Welfare Impact of Rural Electrification : A Reassessment of the Costs and Benefits ; An IEG Impact Evaluation. siteresources.worldbank.org/EXTRURELECT/Resources/full_doc.pdf

IFC, The World Bank (2012). Lighting Africa Market Trends Report 2012 ; Overview of the Off-Grid Lighting Market in Africa. www.dalberg.com/documents/Lighting_Africa_Market_Trends_Report_2012.pdf

IFC (2012). From Gap to Opportunity: Business Models for Scaling Up Energy Access. www.ifc.org/wps/wcm/connect/ca9c22004b5d0f098d82cfbbd578891b/EnergyAccessReport.pdf?MOD=AJPERES

IMF (2013). Energy Subsidy Reform in Sub-Saharan Africa; Experiences and Lessons. <https://www.imf.org/external/pubs/ft/dp/2013/afr1302.pdf>

IMF (2008). Regional Economic Outlook ; Sub-Saharan Africa. www.imf.org/external/pubs/ft/reo/2008/afr/eng/sreo0408.pdf

IOB (2013). Renewable Energy: Access and Impact; A systematic literature review of the impact on livelihoods of interventions providing access to renewable energy in developing countries. www.government.nl/files/documents-and-publications/reports/2013/03/01/iob-study-renewable-energy-access-and-impact/iob-study-renewable-energy-access-and-impact.pdf

Justice, UNEP (2009). Private Financing of Renewable Energy – A Guide for Policymakers. <http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/media/financeguide20final.pdf>



Léna, IED, IEA PVPS Club-ER (2013). Rural Electrification with PV Hybrid Systems; Overview and Recommendations for Further Deployment. www.iea-pvps.org/index.php?id=1&elD=dam_frontend_push&docID=1590

Lindlein, Mostert, KfW (2005). Financing Renewable Energy; Instruments, Strategies, Practice Approaches. siteresources.worldbank.org/EXTRENERGYTK/Resources/5138246-1237906527727/5950705-1239134575003/061Jan1Financing0Renewable0Energy1Final.pdf

Mostert, EUEI-PDF (2008). Review of Experiences with Rural Electrification Agencies Lessons for Africa. mostert.dk/pdf/Experiences%20with%20Rural%20Electrification%20Agencies.pdf

Müller, Springer Verlag (2001). Handbuch der Elektrizitätswirtschaft. 2. Auflage Springer Verlag, Berlin

Muzenda, NEPAD-OECD Africa Investment Initiative, NEPAD, OECD, AU (2009). Increasing Private Investment in African Energy Infrastructure. www.oecd.org/investment/investmentfordevelopment/43966848.pdf

NRECA International, Ltd (2009). Guides for Electric Cooperative Development and Rural Electrification. <https://www.nreca.coop/wp-content/uploads/2013/07/Guides-forDevelopment.pdf>

OECD (2006). The Challenge of Capacity Development; Working Towards Good Practice. www.oecd.org/dataoecd/4/36/36326495.pdf



Palit (2013). Solar energy programs for rural electrification : Experiences and lessons from South Asia. Energy for Sustainable Development 17 (2013), 270-279, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082613000045>

Philipp, MicroEnergy International, (2014). Billing Models for Energy Services in Mini-Grids; GIZ PEP Workshop on Hybrid Mini-Grids. Presentation at GIZ PEP Workshop March 9th 2014 www.giz.de/fachexpertise/downloads/2014-en-philipps-pep-fachworkshop-minigrids.pdf

RECP, EUEI PDF, RERA (2013a). Guidelines on Market Needs and Demand. euei-pdf.org/sites/default/files/files/field_pblctn_file/SADC%20RERA_Guidelines.zip

RECP, EUEI PDF, RERA (2013b). Guidelines on Ownership, Funding and Economic Regulation. euei-pdf.org/sites/default/files/files/field_pblctn_file/SADC%20RERA_Guidelines.zip

RECP, EUEI PDF, RERA (2013c). Guidelines on Planning & Development Process and Role Clarity. euei-pdf.org/sites/default/files/files/field_pblctn_file/SADC%20RERA_Guidelines.zip

RECP, EUEI PDF, RERA (2013d). Guidelines on Technology Choice and Technical Regulation. euei-pdf.org/sites/default/files/files/field_pblctn_file/SADC%20RERA_Guidelines.zip

RECP, EUEI PDF, RERA (2013e). Overview of Framework to Attract Investment into Mini-Grids in the SADC Region. www.euei-pdf.org/sites/default/files/files/field_pblctn_file/SADC%20RERA_Overview%20of%20Framework%20to%20Attract%20Investment.pdf

RECP, EUEI PDF, RERA (2013f). Zimbabwe Case Study – Gap analysis and National Action Plan. https://energypedia.info/images/9/92/SADC_RERA_Zimbabwe_Case_Study.pdf

RECP, EUEI PDF, RERA (2014). Namibia Case Study – Gap analysis and National Action Plan. https://energypedia.info/images/4/43/SADC_RERA_Namibia_Case_Study.pdf

Reiche, Tenenbaum & Torres de Mästle, Energy and Mining Sector Board, The World Bank Group (2006). Electrification and Regulation: Principles and a Model Law. siteresources.worldbank.org/EXTENERGY/Resources/336805-1156971270190/EnergyElecRegulationFinal.pdf

REN21 (2014). Renewables 2014; Global Status Report 2014. www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2014/gsr2014_full%20report_low%20res.pdf

Rolland, Glania, ARE/USAID (2011). Hybrid Mini-Grids for Rural Electrification: Lessons Learned. http://www.ruralelec.org/fileadmin/DATA/Documents/06_Publications/Position_papers/ARE_Mini-grids_-_Full_version.pdf

SADC, EUEI PDF, EUEI (2010). SADC Regional Energy Access Strategy and Action Plan. www.euei-pdf.org/sites/default/files/files/field_pblctn_file/EUEI%20PDF_SADC_Regional%20Energy%20Access%20Strategy_Mar%202010_EN.pdf

Sanoh et al. (2012). Local and national electricity planning in Senegal: Scenarios and policies. Energy for Sustainable Development 16 (2012), 13-25, modi.mech.columbia.edu/wp-content/uploads/2013/09/Senegal_Aly-Energy-Policy-paper-4.20.10-JEPO-S-10-00600.pdf

Sawin, Worldwatch Institute, Internationale Konferenz für Erneuerbare Energien (2004). National Policy Instruments ; Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World. wofuco.inet.de/fileadmin/user_upload/Miguel/Sawin__2004__National_policy_instruments.pdf

SBI (2013). Scaling up Successful Micro-Utilities for Rural Electrification ; Private Sector Perspectives on Operational Approaches, Financing Instruments and Stakeholder Interaction. www.inensus.com/download/2013-SBI-INEN-SUS-Studie.pdf

Schnitzer et al., UN Foundation (2014). Microgrids for Rural Electrification : A critical review of best practices based on seven case studies. wpweb2.tepper.cmu.edu/ceic/pdfs_other/Micro-grids_for_Rural_Electrification-A_critical_review_of_best_practices_based_on_seven_case_studies.pdf

SE4All (2013). Global Tracking Framework. www.unep.org/pdf/778890GTF0full0report.pdf

SE4All Energy Access Committee, OFID (2014). The Mini-grid Option : Lessons Learned and Factors of Success. www.se4all.org/wp-content/uploads/2014/03/Background-Paper_-_Mini-Off-grid.pdf

Tenenbaum et al., The World Bank (2014). From the Bottom Up ; How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa. <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/16571/9781464800931.pdf?sequence=1>

UNEP (2004). Financial Risk Management Instruments for Renewable Energy Projects; Summary document. www.unep.org/pdf/75_Risk_Management_Study.pdf

UNEP (2007). UNEP Handbook for Drafting Laws on Energy Efficiency and Renewable Energy Resources. www.unep.org/environmentalgovernance/Portals/8/documents/UNEP_Energy_Handbook.pdf

UNEP (2012). Financing renewable energy in developing countries; Drivers and barriers for private finance in sub-Saharan Africa. www.unepfi.org/fileadmin/documents/Financing_Renewable_Energy_in_subSaharan_Africa.pdf

Watchueng, Jacob & Frandji, Club-ER (2010). Planning tools and methodologies for rural electrification. www.energyfacilitymonitoring.eu/index.php/en/publications/project-publications/doc_download/25-en-planning-tools-and-methodologies-for-rural-electrification

World Bank (2008). Issues Note of the REToolkit ; REToolkit: A Resource for Renewable Energy Development. siteresources.worldbank.org/INTRENERGYTK/Resources/REToolkit_issues_note.pdf

Zhang and Kumar (2011). Evaluating renewable energy-based rural electrification program in western China: Emerging problems and possible scenarios. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110002765>



Sources d'Information Additionnelles

AMADER and Yeelen Kura (2001). Concession Contract Between The Malian Agency For The Development Of Household Energy And Rural Electrification (AMADER) And « Yeelen Kura », A Decentralised Service Company Of Electricite De France (EDF) And Nuon, S.A. <http://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/sites/ppp.worldbank.org/files/documents/Mali11CONCESSIONCONTRACTOYK.pdf>

Bugatti (2014). Personal communication through review of MGPT

energypedia (2014). Micro Hydropower Debt Fund Component - EnDev Nepal. https://energypedia.info/wiki/Micro_Hydropower_Debt_Fund_Component_-_EnDev_Nepal_EWURA (2014). <http://www.ewura.go.tz>

EWURA (2013, 2014). Development of Small Power Projects (SPP) in Tanzania. <http://www.ewura.go.tz/newsite/index.php/sppmenu>

GADM (2014). GADM database of Global Administrative Areas. www.gadm.org

GEF (2013). Project Identification Form (PIF); Promotion of mini & micro-hydro power plants in Congo DR. [http://www.thegef.org/gef/sites/thegef.org/files/gef_prj_docs/GEFProjectDocuments/Climate%20Change/Congo%20DR%20-%20\(4923\)%20-%20Promotion%20of%20mini%20-%20micro-hydro%20power%20plants%20in%20Co/PIMS_4690_DR_Congo_Micro-hydro_Power_V9.pdf](http://www.thegef.org/gef/sites/thegef.org/files/gef_prj_docs/GEFProjectDocuments/Climate%20Change/Congo%20DR%20-%20(4923)%20-%20Promotion%20of%20mini%20-%20micro-hydro%20power%20plants%20in%20Co/PIMS_4690_DR_Congo_Micro-hydro_Power_V9.pdf)

GIS Working Group (2014). Energy Utilities of Uganda. <http://www.gis-uganda.de/Energy-GIS/>

Governmental of Nepal. Ministry of Science, Technology and Environment, Alternative Energy Promotion Centre (2013). RE Subsidy Policy. [http://www.aepc.gov.np/?option=resource&page=rescenter&mid=3&sub_id=18&ssid=2&cat=RE Subsidy Policy](http://www.aepc.gov.np/?option=resource&page=rescenter&mid=3&sub_id=18&ssid=2&cat=RE%20Subsidy%20Policy)

IEC 62257 series (2008). Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification. <http://webstore.iec.ch/webstore/webstore.nsf/standards/IEC/TS%2062257-9-1!opendocument>

IED, IREP Tanzania (2005-2014). Master Plan. <http://www.irep.rea.go.tz/Resources/eLibrary.aspx>

IRENA (2014). Global Atlas for Renewable Energy enlarges. <http://irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=36&CatID=141&SubcatID=374>

IRENA (2014). Studies of Renewable Energy Potential. https://irena.org/potential_studies/index.aspx

IRENA, IRELP (2014). <http://irelp.irena.org/home/indexMetro.aspx?PriMenuID=1&mnu=Pri>

Islamic Republic of Afghanistan, Ministry of Energy & Water, Renewable Energy Department (2014). Projects. <http://arbm-mew.gov.af/renewable-energy/>

OpenEI (2014). Renewable Energy Technical Potential Toolkit. http://en.openei.org/wiki/Renewable_Energy_Technical_Potential_Toolkit#tab=Solar

SE4All (2014). Import Tariff and Barriers to Entry Database; Sustainable Energy Markets in Developing Countries. <http://www.energyaccess.org/resources/tariffs-database>

The United Republic of Tanzania; Ministry of Energy and Minerals (2009). Standardised Power Purchase Agreement for Purchase of Capacity and Associated Electric Energy to the Isolated Mini-Grid. <http://www.ewura.go.tz/newsite/attachments/article/165/Tanzania%20SPPA%20Isolated%20Grid%20Connection%20-%202009.pdf>

The World Bank (2009). EWURA Guidelines for Developers of Small Power Projects in Tanzania. <http://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/library/ewura-guidelines-developers-small-power-projects-tanzania>

UECCC (2014). Products&Services. http://www.ueccc.or.ug/ueccc_servs.htm

United Republic of Tanzania (2008). The Electricity Act. www.tic.co.tz/media/Electricity%20Act%202008.pdf

United Republic of Tanzania (2014). The Electricity Act (Cap 131) ; The Electricity (Development Of Small Power Projects) Rules, 2014; (Made under section 45) ; Arrangement of Rules. www.ewura.go.tz/newsite/attachments/article/165/The%20Electricity-Development%20of%20Small%20Power%20Projects%20-%20Rules%20-%202013.pdf

World Bank (2009). Guidelines for Grid Interconnection of Small Power Projects in Tanzania ; Part C : Appendix; Studies to be Conducted, Islanding and Protection. <http://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/sites/ppp.worldbank.org/files/documents/Tanzania1Guide1r0090Draft-0for0EWURA.pdf>

Annexe I : Les Technologies Mini-Réseaux

Cette annexe présente les éléments fondamentaux des technologies mini-réseaux. Elle fournit également des liens vers des sources d'information plus complètes.

Dans ce document, nous définissons les mini-réseaux comme des réseaux de petite taille produisant de l'électricité (de 10 kW à 10 MW) et distribuant celle-ci à un nombre limité de clients. Cette distribution est effectuée de manière isolée aux réseaux de transmission d'électricité nationaux et approvisionne des zones habitées relativement concentrées. Les « micro-réseaux » sont similaires aux mini-réseaux mais sont plus petits en taille de réseau et en capacité de production (de 1 à 10 kW)

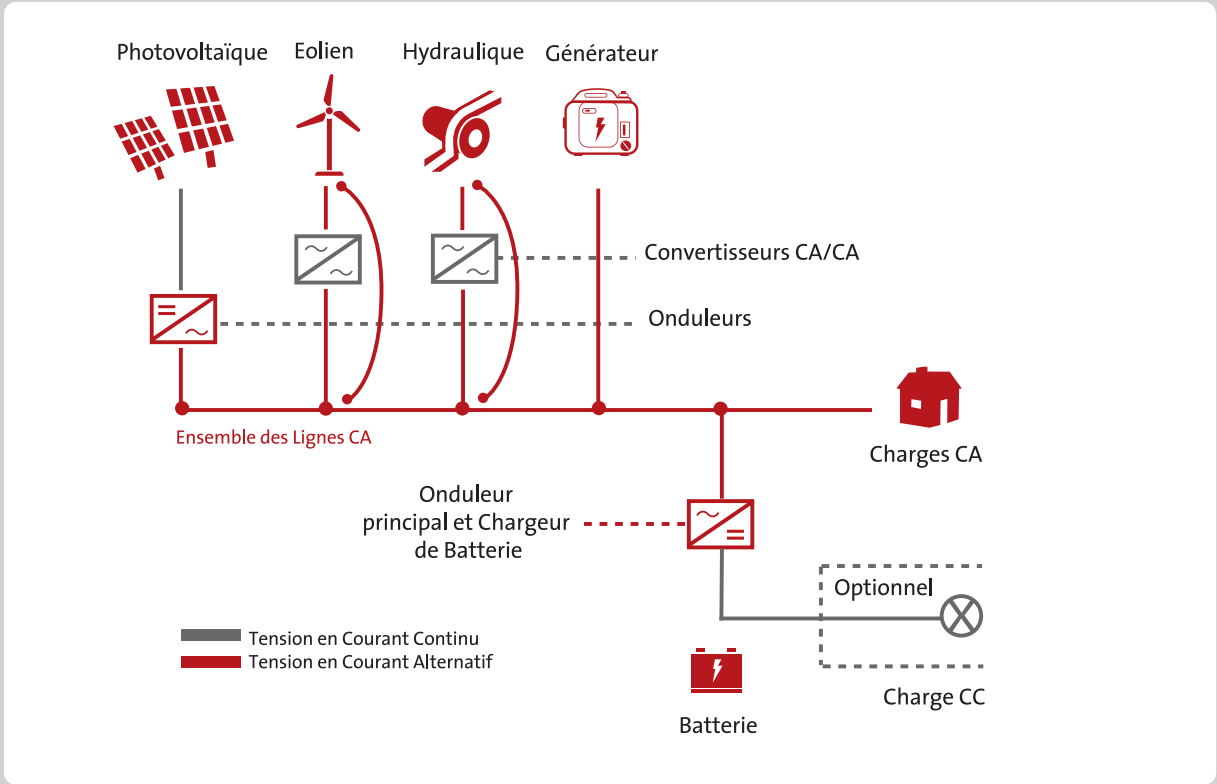
Un mini-réseau est composé de 5 éléments de base :

- 1) Production d'Electricité :** Pour les mini-réseaux, différentes sources d'énergie peuvent être utilisées pour produire de l'électricité (ex : solaire, éolienne, hydraulique, biomasse, combustible). La partie production d'électricité inclut :
 - Générateur(s) qui utilise soit un combustible fossile soit une source d'énergie renouvelable telle que le soleil, le vent, le courant des rivières ou la biomasse.
 - Conditionneurs électriques qui regroupent les convertisseurs de tension, les redresseurs et les onduleurs CA/CC (AC/DC en anglais)
 - Technologie de gestion de l'énergie telle que des systèmes de répartition de charge
- 2) Stockage :** Seuls certains systèmes ont besoin d'une solution de stockage. Par exemple, des générateurs diesel bien dimensionnés et des systèmes hydroélectriques fonctionnent en permanence. Cependant, le stockage de l'énergie peut être requis si le taux de pénétration des énergies renouvelables variables, c'est-à-dire solaires et éoliennes, augmente. Dans ce cas, l'excès d'électricité est stocké afin de « réguler » le système quand il est utilisé. Pour des mini-réseaux plus petits (en dessous de 300 kW), des groupes de batteries sont généralement utilisés. Pour des systèmes plus grands, il est possible d'utiliser

un système de stockage à partir de pompes hydrauliques (stockage dans des réservoirs surélevés).

- 3) Distribution :** Un réseau de distribution apporte l'électricité aux clients. Les concepteurs du système doivent décider du type de système de distribution (CA, CC, retour à la terre, monophasé ou triphasé, etc.). Cette décision a un impact sur le coût du projet et déterminera les types d'équipements électriques pouvant être utilisés. Cela influence également, sur le plus long terme, les conditions de raccordement au réseau. En général, la consommation d'électricité est mesurée et enregistrée afin que l'opérateur puisse facturer ses clients en fonction de leur consommation.
- 4) Sous-systèmes de l'utilisateur ou d'application :** Cela comprend tous les équipements situés du côté de l'utilisateur final, tels que les compteurs, le câblage intérieur, la mise à la terre, et les équipements électriques.
- 5) Systèmes de gestion intelligents :** De tels appareils permettent un meilleur système de contrôle et de gestion de la collecte des redevances. Cela prépare également bien la voie à la croissance des mini-réseaux, à des mesures d'efficacité énergétique et à un éventuel raccordement au réseau. Souvent, les mini-réseaux intègrent des **concepts de gestion intelligente** afin d'améliorer l'efficacité. Cela requiert une utilisation grandissante des technologies de l'information et de la communication (TIC, ex : compteurs intelligents). Par exemple, les mini-réseaux ont fortement intérêt à continuer une gestion du côté de la demande et d'optimiser la conception et le design des systèmes mini-réseau (réduire le coût du capital pour les unités de production). Les TIC permettent aussi l'automatisation du processus de collecte des redevances en reliant les paiements de redevances aux réseaux de télécommunications répandus partout et en donnant la possibilité aux clients de payer leurs factures grâce à leur téléphone portable.

Figure 18 Schéma d'un système mini-réseau CA avec les composants du système, adapté d'ARE (2011)



Souvent, l'attention principale est portée sur les unités de production d'électricité. Pourtant, les réseaux de distribution et les équipements électroniques représentent une large part des coûts d'investissement.

Tous les mini-réseaux ont besoin d'opérateurs expérimentés

qui soient capable de gérer et réparer la production d'électricité et les équipements de distribution, ou bien qui sachent détecter le moment où le recours à l'assistance technique est nécessaire. D'autres personnes sont assignées à la collecte de redevances des clients, bien que les technologies de paiement intelligent permettent l'automatisation rapide de ce processus.



Les bases de la distribution d’électricité mini-réseau

La production d’électricité dans un système mini-réseau ne représente que la moitié de l’équation. En fonction de la technologie, 35 à 55% des coûts d’un système mini-réseau proviennent des réseaux de distribution et de compteurs. Une discussion concernant ces réseaux est donc aussi importante. Cela est fait brièvement ci-dessous.

Dans les mini-réseaux, l’électricité est distribuée généralement **en basse tension**. D’autres mini-réseaux plus grands possèdent un réseau moyenne tension pour réduire les pertes de transmission (sur plusieurs km). Les réseaux **moyenne tension** ne dépassent généralement pas 20 kV et la tension d’environ 12 kV est la plus utilisée. Les mini-réseaux peuvent utiliser des lignes électriques aériennes ou enfouies en fonction de la nature du sol, des infrastructures routières, de la densité des habitations et des arbres dans le village. Cela a un impact sur le matériel de construction requis (ex : poteaux, câbles, etc.). Les systèmes de distribution mini-réseau utilisent des **lignes monophasées ou triphasées** en fonction de la demande en énergie, les utilisations productives et l’étendue géographique du village. Ils utilisent, en général, un système de distribution circulaire à la place d’un système maillé car cela facilite la planification, l’exploitation et l’entretien. En contrepartie, les **systèmes de distribution circulaires** (radiaux) n’ont pas de système de redondance. Si une ligne est coupée, c’est une panne d’électricité pour tous les utilisateurs. Dans tous les cas, les lignes de connexion jusqu’aux clients sont considérées comme faisant

partie intégrante du système de distribution. Les installations domestiques peuvent être préfinancées comme une partie du système de distribution mais sont en même temps séparées du réseau de distribution. En effet, la propriété de ces équipements est habituellement transférée au client alors que celle des autres équipements est conservée par le propriétaire du réseau de distribution. Le point où le réseau de distribution se connecte à l’installation domestique est appelé le Point Commun de Couplage (PCC).

Les Différents Types de Technologie de Mini-Réseaux

Plusieurs technologies de mini-réseaux existent déjà en Afrique. Certaines sont plus répandues que d’autres. Les mini-réseaux desservent un nombre conséquent de personnes à travers le continent et répondent aux demandes d’électricité au-delà du simple éclairage et rechargement de téléphone. La source d’énergie utilisée a un impact sur l’architecture du système, sa capacité de production, ses besoins en stockage et son coût. Ces différentes sources sont à la base de 4 catégories de systèmes mises en avant dans cette section : (1) Diesel, (2) Hydraulique, (3) Biomasse, (4) Hybride Solaire-Diesel.



MINI-RESEAUX DIESEL		
Les groupes électrogènes, alimentés au diesel ou avec d’autres fiouls lourds, sont utilisés à travers l’Afrique pour alimenter des mini-réseaux dans des villages, des complexes touristiques et des centres d’affaires isolés. Le calendrier d’utilisation dépend des besoins en charge, de l’approvisionnement en combustible et de la capacité à payer du consommateur. Les mini-réseaux diesel sont communs en Afrique et des milliers sont en opération à travers le continent.		
Utilisation Standard	Electrification de village, électricité hors-réseau et source d’électricité de secours.	
Taille	10 kW à 10 MW	
Expérience et Degré de Maturité	Compagnie nationale : Dans les zones où la couverture géographique du réseau électrique est limitée, des villes d’une certaine ampleur sont desservies par un mini-réseau. Les compagnies d’électricité ou les agences pour l’électrification rurale subventionnent souvent les connexions afin que les consommateurs de ces régions paient le même prix que ceux connectés au réseau national (c’est une pratique courante en Afrique). Opérateur privé : Les mini-réseaux opèrent sur une base durable privée, avec des utilisateurs qui paient généralement un montant journalier ou hebdomadaire en fonction du nombre et du type d’appareils qu’ils utilisent.	
	Avantages	Difficultés
	▶ Investissement en capital relativement bas ▶ Technologie bien connue avec de nombreuses possibilités pour l’exploitation et l’entretien technique ▶ Facilement adaptable à un mode hybride avec de l’énergie solaire et/ou éolienne. Cela entraîne des coûts en combustible plus bas ▶ Les modèles économiques ont déjà été développés ▶ Potentiel pour les biocarburants	▶ Hausse constante des coûts du combustible et de l’entretien ▶ Emissions de carbone ▶ Le détournement/vol de combustible réduit l’efficacité et augmente fortement les coûts de certains modèles économiques. ▶ Utilisation intermittente comportant des coupures prévues et inattendues
Nombre en Afrique	Des milliers utilisés partout en Afrique	

MINI-RESEAUX HYDRAULIQUES		
L'énergie générée par un débit d'eau (cascade, rivière) est convertie en électricité par des turbines alimentant des systèmes pico, micro et mini-réseaux. Ceux-ci sont très présents au Cameroun, en République Démocratique du Congo, en Ethiopie, au Kenya, au Rwanda, en Tanzanie et en Ouganda.		
Utilisation Standard	Electrification de village, énergie pour les plantations et les missions religieuses	
Taille	Jusqu'à 3 MW	
Expérience et Degré de Maturité	Les mini-réseaux hydrauliques s'appuient sur une technologie mûre et sont traditionnellement utilisés dans des camps et missions éloignés dans les régions montagneuses. L'Asie possède un marché de système micro/mini-hydraulique beaucoup plus actif. Par le passé, l'Afrique comptait beaucoup de petites villes et de camps avec des mini-réseaux hydrauliques en fonctionnement. Plus récemment, il y a eu un regain d'intérêt pour ce type de mini-réseaux en Afrique dans le secteur du thé et pour l'électrification rurale.	
	Avantages	Difficultés
	▶ Technologie mûre ▶ Production à bas coût ▶ Pas de fioul nécessaire	▶ Nécessite une ressource hydraulique constante ▶ Réservé à des endroits spécifiques ▶ Les endroits adéquats sont souvent proches du réseau électrique. ▶ Pas obligatoirement rentable lorsque la communauté est située loin de la source de production d'électricité
Nombre en Afrique	Dizaines de sites : Cameroun, Ghana, Kenya, Malawi, Mozambique, Swaziland, Ouganda, Tanzanie	

MINI-RESEAUX BIOMASSE		
Les combustibles solides de biomasse (bagasse, bois-combustible, tourbe, etc.) sont transformés en gaz ou directement brûlés dans les générateurs. Les systèmes basés sur le biogaz brûlent un méthane produit de manière aérobie à partir de déchets organiques (algues, déchets agricoles, etc.). D'autres systèmes génèrent de la vapeur en brûlant de la biomasse dans des chaudières et utilisent cette vapeur pour actionner une turbine. Les combustibles liquides de biomasse (qui sont brûlés dans des moteurs standards) comprennent l'éthanol et le biodiesel.		
Utilisation Standard	Energie pour les plantations de sucre et de bois, les scieries et l'agro-industrie.	
Taille	Systèmes de gazéificateur jusqu'à 1 MW Systèmes de combustion à partir de 1 MW (des systèmes de combustion plus petits sont essayés uniquement dans des projets pilotes)	
Expérience et Degré de Maturité	Les technologies de la biomasse sont mûres et souvent employées par des plantations sucrières et des exploitations forestières pour réduire les dépenses en électricité. Si la technologie est utilisée de manière efficace, de grandes quantités d'électricité, produites en excès, peuvent être vendues à la compagnie nationale. Cependant, cela est possible seulement si des tarifs d'achat réglementés justes sont conclus et si l'unité de production est raccordée au réseau électrique ou à un mini-réseau. L'utilisation de la biomasse pour électrifier via des mini-réseaux les populations n'est pas une pratique courante en Afrique. Cela se produit seulement pour les habitations des employés situées à proximité des usines ou des scieries. En revanche, en Asie, cette utilisation de la biomasse pour les populations est de plus en plus observée (particulièrement en Inde qui utilise des systèmes de gazéificateurs). Voir l'étude de cas <i>MGPT Case Study of India</i> .	
	Avantages	Difficultés
	▶ Coût de l'électricité relativement bas pour les systèmes de combustions ▶ Pour les entreprises agro-industrielles, possibilité d'un certain contrôle des stocks de carburants sur site	▶ Coûts moyens à élevés pour les systèmes de gazéificateur ▶ Expérience africaine limitée dans l'utilisation de cette technologie pour l'électrification rurale ▶ Réservé à des endroits spécifiques
Nombre en Afrique	Des centaines de sites : Cameroun, République Démocratique du Congo, Ethiopie, Kenya, Rwanda, Tanzanie, Ouganda.	



Annexe II : Etudes de Cas

Durant les 5 dernières années, différents types de mini-réseaux ont été encouragés en Afrique. L'installation de mini-réseaux est effectuée en raison d'une large variété d'objectifs, incluant des programmes politiques, économiques ainsi que des programmes venant de pays partenaires. Les mini-réseaux privés et construits par la communauté sont également analysés en Afrique, ces derniers sont souvent motivés par des raisons économiques.

Un large éventail de modèles d'opérateur a été utilisé pour installer des mini-réseaux à travers le continent, allant de la concession au client-pilier en passant par l'ONG et la compagnie nationale d'électricité. Pourtant, des cadres légaux et institutionnels pertinents pour les projets mini-réseaux doivent

encore être développés dans la plupart des pays. Comme élaboré dans les cas d'études, les résultats de ces systèmes ont pour l'instant été mitigés. Cependant, ces exemples servent de leçon pour apprendre et progresser et des tendances générales sont en train de se dessiner.

Quasiment tous les mini-réseaux en Afrique sont exploités par les gouvernements ou grâce à des subventions de donateurs. Le portail Internet contient des analyses détaillées de 8 mini-réseaux. Ces exemples distincts permettent d'apporter une représentation large concernant les modèles d'opérateur, les zones géographiques et les technologies de production. Ils sont présentés ci-dessous avec les liens vers chaque étude de cas.

Tableau 11 Etudes de cas sur les modèles mini-réseaux ; *lien: minigridpolicytoolkit.eui-pd.org/casestudies*

Pays	Technologie Mini-Réseau et Modèle d'Opérateur traités dans les études de cas	Détails
Cap-Vert	Mini-réseau hybride éolien-solaire-diesel couplé CA Modèle Communautaire (aides basées sur une initiative de donateur)	Système hybride éolien-solaire-diesel appliqué sur une île éloignée pour l'électrification rurale. Programme de démonstration relativement cher financé par des donateurs.
Inde	Mini-réseaux solaire-biomasse Modèle de PPP avec un secteur privé régulé (Modèle privé subventionné avec des subventions décroissantes et un déploiement semi-commercial)	Expérience indienne dans des centaines de communautés non électrifiées ayant une bonne pertinence pour le contexte africain.
Kenya	Générateur diesel avec un ajout d'énergie solaire. Modèle du fournisseur d'électricité	Mini-réseaux diesel comme exemples du type de mini-réseaux le plus répandu en Afrique. L'étude de cas s'intéresse à la façon dont l'ajout de panneaux solaires à un système diesel peut améliorer les performances (projets KPLC en cours).

→ Suite du tableau page 130

MINI-RESEAUX HYBRIDE SOLAIRE-DIESEL		
Des systèmes mini-réseau couplés CA avec onduleur permettent de combiner des systèmes avec des panneaux solaires, des éoliennes, des batteries et/ou un générateur diesel pour alimenter en électricité de petits réseaux de distribution. Ils comportent très souvent des batteries.		
Utilisation Standard	Electrification rurale	
Taille	2 kW à 300 kW	
Expérience et Degré de Maturité	La technologie hybride couplée CA avec onduleur et incluant une batterie a connu des progrès techniques considérables et s'est beaucoup développée depuis 2008. La chute des prix des panneaux photovoltaïques combinée aux progrès dans les onduleurs, dans la gestion de l'électricité et dans les équipements de mesure a fortement augmenté les possibilités d'utilisation finale dans les mini-réseaux avec onduleur. Ce type de technologie a des chances de voir un développement rapide car il est adaptable à des tailles assez petites (quelques kW) et il peut remplacer ou être combiné avec des générateurs diesel. De plus, beaucoup de régions avec un faible niveau d'accès à l'énergie sont situées dans des zones avec un potentiel solaire et éolien important.	
	Avantages	Difficultés
	▶ Systèmes flexibles, qui peuvent utiliser des sources de carburant variées. ▶ L'énergie solaire présente des coûts d'investissement par kW qui diminuent rapidement. ▶ Consommation plus basse de combustible et dépendance plus faible envers les besoins externes en combustible (sécurité énergétique) ▶ Facilité d'exploitation et d'entretien en raison de la technologie incluant moins de parties mobiles (panneaux solaires, onduleurs)	▶ Les hybrides Eolien-Solaire-Diesel nécessitent des investissements beaucoup plus importants quand le stockage par batterie est utilisé. • L'accès difficile aux informations requises afin d'évaluer de manière fiable le potentiel en énergie renouvelable
Nombre en Afrique	Les investissements menés par l'agence rurale de l'énergie dans les mini-réseaux hybrides sont communs au Mali, au Sénégal et en Namibie. Des initiatives plus petites d'ONG existent au Kenya. Il existe également des systèmes appartenant au secteur privé.	



Pays	Technologie Mini-Réseau et Modèle d'Opérateur traités dans les études de cas	Détails
Namibie	Technologie hybride solaire-diesel Modèle hybride (plan économique, aspects communautaires, optimisation de la conception du système)	Mini-Réseau hybride solaire-diesel comme exemple de l'importance de la conception du projet, par laquelle il est démontré que les considérations idéologiques ne sont pas des plus pratiques.
Rwanda	Mini-réseaux qui sont par la suite raccordés au réseau électrique. Modèle : Installations menées par le secteur privé régulé (incorporé au réseau national)	Micro-centrales hydrauliques et mini-réseaux créés par le secteur privé qui montrent que des organisations peuvent être assez fortes pour développer, financer et exploiter des micro-centrales hydrauliques. L'assistance systématique dès le début porte ses fruits car ces responsables de projet sont désormais capables techniquement et financièrement de reproduire ces expériences. Le cadre légal et institutionnel est crucial. Dans ce cas, il a permis la construction des mini-réseaux qui était alors bloquée.
Sénégal	Technologie hybride couplée CA avec onduleur Modèle hybride (modèle de concession)	Expérience mini-réseaux illustrant un cas d'étude en Afrique de l'Ouest. Mini-Réseaux hybrides diesel-solaire subventionnés par le gouvernement pour électrifier les zones non couvertes par le réseau national.
Somalie	Modèle 3a : secteur privé dérégulé	Par manque d'alternatives envisagées, le secteur privé s'est engagé.
Tanzanie	Mini-réseau avec des générateurs à gaz (biodéchets, biogaz, etc.) Modèle 3b: secteur privé régulé (modèle du client de référence incorporé au réseau national)	Expérience en Tanzanie de Tanzania Wattle et de leur mini-réseau à partir de biomasse.



Abréviations et Acronymes

AAE	Accords d'Achat d'Electricité (c.-à-d. PPA)	DCA	Autorité de Crédit de Développement (ACD) Development Credit Authority
ABC	Anchor-Business-Community	Dev	Développement
AECF	Africa Enterprise Challenge Fund	DFI	Institutions Financière de Développement - Development Finance Institutions
AFD	Agence Française de Développement	DFID	Département du Développement Interna- tional - Department for International
AICD	Africa Infrastructure Country Diagnostics	DIV	Development Innovation Ventures
AMADER	L'Agence Malienne pour le Développement de l'Energie Domestique et l'Electrification Rurale	EEP	Energy and Environment Partnership
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	EnDev	Partenariat de développement énergétique - Energising Development
ARE	Alliance pour l'Electrification Rurale (AER) - Alliance for Rural Electrification	EPC	Ingénierie, Approvisionnement et Gestion de Construction (IAGC) - Engineering, Procure- ment, Installation and Commissioning
AREF	Fonds Africain des Energies Renouvelables (FAER) - African Renewable Energy Fund	ERM	Gestion Environnementale - Environmental Resources Management
ASER	Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale	ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
AU	Union Africaine (UA) - African Union	EUEI	Initiative de l'UE pour l'Energie - EU Energy Initiative
BAD	Banque Africaine de Développement (c.-à-d. AfBD)	EWURA	Energy and Water Utilities Regulatory Authority Tanzania
CA	Courant Alternatif (c.-à-d. AC)	FCC	Fonds Commun de Créances (c.-à-d. SPV)
CAPEX	Dépenses d'investissement - Capital Expenditure	FiT	Tarifs d'achat réglementés - Feed-in tariff
CC	Courant Continu (c.-à-d. DC)	FMO	Netherlands Development Finance Company
Club-ER	Club des Agences et Structures nationales en charge de l'Electrification Rurale - Club of National Agencies and Structures in Charge of Rural Electrification	GDF	Gaz de France
CRSE	Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité	GEF	Fonds pour l'environnement mondial - Global Environment Facility



GIZ	Agence de coopération internationale allemande pour le développement - German Federal Enterprise for International Cooperation	KfW	Établissement de crédit pour la reconstruction - Kreditanstalt für Wiederaufbau/ Development Bank
GMG	Green Mini-Grid - Mini-réseau complètement nouveau	KPLC	Kenya Power and Lighting Company
GSMA	Association d'opérateurs de téléphonie mobile - GSM Association	kWh	Kilowatt-heure
GVEP	Global Village Energy Partnership	LCOE	Coûts de production actualisés de l'électricité - Levelised cost of energy
HOMER	Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources Software	MGPT	Guide Pratique de la Politique des Mini-Réseaux - Mini-Grid Policy Toolkit
IEA	Agence Internationale de l'Energie (AIE) - International Energy Agency	MIGA	Agence multilatérale de garantie des investissements - Multilateral Investment Guarantee Agency
IED	Innovation Energy Development	MW	Mégawatt
IEG	Independent Evaluation Group - Groupe indépendant d'évaluation	MWc	Mégawatt-crête (c.-à-d. MWp)
IFC	Société Financière Internationale - un membre du Groupe de la Banque Mondiale (SFI) - International Finance Cooperation	NEPAD	Nouveau Partenariat pour le Développement de l'Afrique - New Partnership for Africa's Development
IFU	Investment Fund for Developing Countries	O&M	Exploitation et Entretien - Operation & Maintenance
IMF	Fond Monétaire International (FMI) - International Monetary Fund	O&M&M	Exploitation, Gestion et Entretien - Operation, Management and Maintenance
IOB	Département des évaluations des politiques et opérations du Ministère Néerlandais des Affaires Etrangères - Policy and Operations Evaluation Department of the Dutch Ministry of Foreign Affairs	OECD	Organisation de Coopération et de Développement Economiques (OCDE) - Organisation for Economic Cooperation and Development
IPCC	Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC) - Intergovernmental Panel of Climate Change	OFID	Fond de l'OPEP pour le Développement International - OPEC Fund for International Development
IPP	Producteur Indépendant d'Electricité - Independent Power Producer	ONG	Organisation Non Gouvernementale (c.-à-d. NGO)
		ONU	Organisation des Nations Unies (c.-à-d. UN)



OPEX	Dépenses d'exploitation - Operating Expenditures	RERA	Regional Electricity Regulators' Association of Southern Africa
OPIC	Overseas Private Investment Corporation	RESCO	Entreprise de service d'énergie renouvelable - Renewable Energy Service Company
PAEE	Programme du Partenariat Afrique-UE pour l'Energie (c.-à-d. AEPP)	RLI	Reiner Lemoine Institut
PAP	Propension à payer (c.-à-d. WTP)	SE4ALL	Initiative de l'ONU : Energies Renouvelables Pour Tous - UN's initiative : Sustainable Energy for All
PDE	Petit distributeur d'électricité (c.-à-d. SPD)	SIDA	Swedish International Development Cooperation Agency
PDF	Facilité de dialogue et de partenariat - Partnership Dialogue Facility	SIG	Système d'information géographique (c.-à-d. GIS)
PEP	Projekentwicklungsprogramm/Project Development Programme	TA	Assistance Technique - Technical Assistance
PME	Petites et Moyennes Entreprises (c.-à-d. SME)	TEDAP	Tanzania Energy Development and Access Project
PPE	Petit producteur d'électricité (c.-à-d. SPP)	ToR	Termes de Référence - Terms of reference
PPP	Partenariat Public-Privé	TRI	Taux de Rentabilité Interne (c.-à-d. IRR)
PRI	Assurance contre les risques politiques - Political risk insurance	TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée (c.-à-d. VAT)
PV	Cellule photovoltaïque - Photovoltaic	UE	Union Européenne (c.-à-d. EU)
PVPS	Photovoltaic Power Systems Programme	UNDP	Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD) - United Nations Development Programme
REA	Agence pour l'Electrification Rurale - Rural Electrification Agency	UNEP	Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE) - United Nations Environment Programme
REDMP	Rural Electrification Master Plan in Namibia	USAID	Agence des États-Unis pour le développement international - United States Agency for International Development
REDP	Programme de Développement de l'Energie Rurale au Népal - Rural Energy Development Programme in Nepal	VP	Charity-business - Venture Philanthropy
REF	Fond pour l'énergie-électrification rurale - Rural Energy/Electrification Fund		
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21 st Century		

Pour plus d'informations,
veuillez contacter la :

**Facilité de dialogue et de partenariat de l'Initiative
de l'Union européenne pour l'énergie (EUEI PDF)**

c/o Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ)
P.O. Box 5180
65726 Eschborn, Allemagne

T +49 (0) 61 96-79 63 12
E info@euei-pdf.org
I www.euei-pdf.org

L'EUEI PDF est un instrument de l'

