



## Millennium Challenge Account – Bénin II

# Cadre réglementaire

*Étude pour la mise en place d'un  
environnement propice à  
l'électrification hors-réseau*

**Version finale**

Présenté par :



**PRACTICAL ACTION**  
Technology challenging poverty



<b>Projet :</b>	<b>Accès à l'Électricité Hors Réseau</b>
<b>Activité :</b>	<b>Étude pour la mise en place d'un environnement propice à l'électrification hors-réseau</b>
<b>Contrat n° :</b>	PP1-CIF-OGEAP-01
<b>Client :</b>	Millennium Challenge Account-Bénin II (MCA-Bénin II)
<b>Financement :</b>	Millennium Challenge Corporation (MCC)
<b>Dossier suivi par :</b>	Gabriel DEGBEGNI - Coordonnateur National (CN) Joel AKOWANOU - Directeur des Opérations (DO) p.i. Marcel FLAN - Chef du Projet Énergie Décentralisée (CPED)
<b>Consultant :</b>	<u>Groupement :</u> IED - Innovation Énergie Développement (Fr) PAC - Practical Action Consulting Ltd (U.K)  2, chemin de la Chauderaie, 69340 Francheville, France Tel: +33 (0)4 72 59 13 20 / Fax: +33 (0)4 72 59 13 39 E-mail : <a href="mailto:ied@ied-sa.fr">ied@ied-sa.fr</a> / <a href="mailto:d.rambaudmeasson@ied-sa.fr">d.rambaudmeasson@ied-sa.fr</a> Site web: <a href="http://www.ied-sa.fr">www.ied-sa.fr</a>  Référence IED : 2016/019/Off Grid Bénin MCC
<b>Date de démarrage :</b>	21 nov. 2016
<b>Durée :</b>	18 mois

#### Rédaction du document :

<b>Version</b>	1	2	3
<b>Date</b>	30-08-2017	7-10-2017	15-12-2017
<b>Rédaction</b>	Jean-Paul LAUDE, Essel Ben HAGAN, Romain FRANDJI, Minielle TALL, Urbain YAMEOGO, Catherine DIAM-VALLA, Mary ALLEN	Jean-Paul LAUDE, Essel Ben HAGAN, Romain FRANDJI, Minielle TALL, Urbain YAMEOGO, Catherine DIAM-VALLA, Mary ALLEN	Jean-Paul LAUDE, Essel Ben HAGAN, Catherine DIAM-VALLA
<b>Relecture et validation</b>	Jean-Paul LAUDE - <i>Chef de projet résident</i> Denis RAMBAUD-MEASSON - <i>Directeur de projet</i>	Jean-Paul LAUDE - <i>Chef de projet résident</i> Denis RAMBAUD-MEASSON - <i>Directeur de projet</i>	Jean-Paul LAUDE - <i>Chef de mission résident</i>

## **Remerciements**

IED et PAC remercient le MCA-Bénin II, les différentes structures en charge du secteur de l'Électricité (ARE, DGE, SBEE, ANADER, ABERME) pour leur disponibilité et la mise à disposition des données et documents utiles à la prestation. Nous remercions également les acteurs non étatiques (ONG, entreprises privées) ayant gracieusement offert de leur temps et partagé les informations dont ils disposaient.

## Acronymes

ABE	Agence Béninoise pour l'Environnement
ABERME	Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie
AFSEC	African Electrotechnical Standardization Commission (Commission Electrotechnique Africaine de Normalisation)
ANM	Agence Nationale de Normalisation, de Métrologie et du Contrôle de la Qualité
AFIMEEB	Association des Fournisseurs et Installateurs de Matériels Électrique et Eau du Bénin
AISER	Association Interprofessionnelle des Spécialistes du domaine des Énergies Renouvelables
ANADER	Agence Nationale pour le Développement des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique
ANCB	Agence Nationale des Communes du Bénin
ARE	Autorité de Régulation de l'Électricité
BOO	Build, Own and Operate
CEI	Commission Electrotechnique internationale (IEC- International Electrotechnical Commission)
CENELEC	Comité européen de normalisation électrotechnique (European Committee for electrotechnical standardization)
CONTRELEC	L'Agence de Contrôle des installations électriques intérieures
DAEM	Développement de l'Accès à l'Énergie Moderne
DDES	Due Diligence Environnementale et Sociale
DGE	Direction Générale de l'Énergie
DNCMP	Direction Nationale de Contrôle des Marchés Publics
ECOW-GEN	Program on Gender Mainstreaming in Energy Access
EHR	Électrification hors réseau
EIES	Étude d'Impact Environnemental et Social
EES	Évaluation Environnementale Stratégique
ENR	Énergies renouvelables
ER	Électrification Rurale
EEV	Programme Énergie et Eau pour la Vie (EEV)
HR	Hors Réseau
IED - PAC	Innovation Énergie Développement - Practical Action Consulting
ISG	Inclusion Sociale et de Genre
LCOE	Levelized Cost Of Energy
MCA-Bénin II	Millennium Challenge Account-Benin II
MCC	Millennium Challenge Corporation
MCVDD	Ministère du Cadre de Vie et du Développement Durable
ME	Ministère de l'Énergie
MOU	Memorandum of Understanding
OCEF	Off-Grid Clean Energy Facility
PDER	Plan Directeur de l'Électrification (extensions du réseau)
PDEHR	Plan Directeur de l'Électrification Hors Réseau
PGES	Plan de Gestion Environnementale et Sociale
PPP	Partenariat Public-Privé
PSDSEB	Plan stratégique de Développement du secteur de l'énergie au Bénin
PTF	Partenaire Technique et Financier
RECASEB	Projet de Renforcement des Capacités des Acteurs du Secteur de l'Énergie au Bénin
SBEE	Société Béninoise d'Énergie Électrique
SDERB	Schéma Directeur de l'Électrification Rurale du Bénin (SDERB)
SFI	Société Financière Internationale

SHS	Solar Home System (Kit solaire photovoltaïque)
SINEB	Système d'Information National sur l'Énergie au Bénin
SSED	Sociétés de Services Electriques Décentralisé
UPE	Utilisation productive de l'électricité
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Français : CMPC, Coût moyen pondéré du capital)

# TABLE DES MATIERES

	Page
REMERCIEMENTS .....	I
ACRONYMES .....	II
TABLE DES MATIERES .....	IV
LISTE DES TABLEAUX.....	VII
LISTE DES FIGURES.....	VIII
RÉSUMÉ .....	IX
<b>1 INTRODUCTION .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 Lever les barrières d'électrification hors réseau.....</b>	<b>1</b>
<b>1.2 Objectifs de la régulation de l'électrification hors réseau.....</b>	<b>2</b>
<b>1.3 Organisation du Cadre réglementaire .....</b>	<b>2</b>
<b>1.4 Pourquoi un Cadre Réglementaire pour l'Électrification Hors Réseau au Bénin ? .....</b>	<b>4</b>
1.4.1 Vision pour un accès universel en 2035.....	4
1.4.2 La Politique et la Stratégie de l'Électrification Hors Réseau .....	5
1.4.3 Le Plan Directeur d'Électrification Hors Réseau .....	6
1.4.4 Le Cadre réglementaire de l'électrification hors réseau au Bénin.....	7
<b>2 CATEGORIES DE L'ELECTRIFICATION HORS RÉSEAU ET MÉCANISMES DE RÉGLEMENTATION .....</b>	<b>9</b>
<b>2.1 La réglementation du secteur de l'électricité au Bénin.....</b>	<b>9</b>
<b>2.2 Différents catégories d'EHR pour alléger la régulation .....</b>	<b>10</b>
2.2.1 Catégorie EHR 1: Capacité strictement inférieure à 500 kVA.....	13
2.2.2 Catégorie EHR 2: Capacité supérieure ou égale à 500 kVA .....	13
<b>3 REGIMES JURIDIQUES .....</b>	<b>14</b>
<b>3.1 Projet de Décret sur l'Électrification Hors réseau au Bénin.....</b>	<b>14</b>
<b>3.2 Instruments de régulation .....</b>	<b>15</b>
3.2.1 Autorisation .....	15
3.2.2 Concession .....	16
3.2.3 Licence d'exploitation .....	17
<b>3.3 Instruments opérationnels .....</b>	<b>18</b>
3.3.1 Procédures d'instruction des différents types de régulation de projets EHR.....	18
3.3.2 L'appel d'offres et la Convention de Concession .....	18
3.3.3 Le Guide pour les demandeurs de licence, sur le site Internet à « guichet unique »...20	20
3.3.4 Programmation pluriannuelle de l'électrification hors réseau.....	21
3.3.5 Cohérence du cadre réglementaire avec les opportunités de financement de l'OCEF 22	22
<b>3.4 Tarifs, taxes et financement des systèmes d'électrification hors réseau .....</b>	<b>23</b>
3.4.1 Tarif des systèmes d'électrification hors réseau.....	23

3.4.2	Méthodologie d'établissement d'une tarification sur la base du principe du « cost plus »	24
3.4.3	Liste des coûts éligibles.....	25
<b>Coûts liés à la préparation des projets .....</b>		<b>25</b>
<b>Coûts liés à l'investissement .....</b>		<b>25</b>
3.4.4	Établissement d'un modèle financier pour le calcul du taux de retour régulé sur investissement du promoteur.....	26
3.4.5	Les subventions et incitations fiscales pour les systèmes d'électrification hors réseau ..	29
3.4.6	Fixation d'un tarif de base .....	30
3.4.7	Autres type de tarif – Raccordement et installations intérieures .....	35
3.4.8	Les subventions et incitations fiscales pour les systèmes d'électrification hors réseau ..	35
3.4.9	Faciliter l'accès au financement.....	36
<b>3.5</b>	<b>Normes techniques et de sécurité de l'électrification hors réseau.....</b>	<b>36</b>
3.5.1	Normes françaises sur les systèmes solaires .....	37
3.5.2	Les normes CEI sur les systèmes solaires.....	38
3.5.3	Normes techniques pour les installations d'électrification hors réseau au Bénin .....	39
3.5.4	Normes techniques pour les équipements domestiques électriques hors réseau .....	40
3.5.5	Normes de sécurité pour les installations d'électrification hors réseau au Bénin .....	40
3.5.6	Normes de qualité de service .....	40
3.5.7	Cadre de responsabilisation.....	43
3.5.8	Normes de qualité d'approvisionnement en électrification hors réseau au Bénin.....	45
3.5.9	Normes de la qualité des services de commercialisation de l'électrification hors réseau au Bénin.....	45
3.5.10	Guide d'Application des Normes pour l'Électrification Rurale en Afrique .....	46
<b>3.6</b>	<b>Cadre pour la parité hommes-femmes et l'intégration sociale dans les projets d'électrification hors réseau .....</b>	<b>47</b>
3.6.1	Engagement du promoteur.....	47
3.6.2	Évaluation rapide de la dimension genre et de l'inclusion sociale .....	47
3.6.3	Suivi des indicateurs ISG .....	48
<b>3.7</b>	<b>Cadre juridique et institutionnel pour la réglementation environnementale de l'EHR....</b>	<b>50</b>
3.7.1	Cadre législatif et réglementaire de l'évaluation environnementale au Bénin.....	50
3.7.2	Cadre internationaux .....	55
<b>3.8</b>	<b>Revue des technologies d'électrification hors-réseau sur le plan de l'environnement....</b>	<b>62</b>
3.8.1	Screening préalable des projets EHR .....	62
3.8.2	Méthodologie de suivi .....	69
3.8.3	Recommandation relative au suivi environnemental des projets EHR .....	69
<b>4</b>	<b>RÔLES ET RESPONSABILITÉS DES ORGANISMES ET EXPLOITANTS DANS LA MISE EN ŒUVRE DU CADRE REGLEMENTAIRE.....</b>	<b>71</b>
4.1	Les tâches et les ressources des organismes gouvernementaux, des autorités locales et des communautés .....	71
4.2	Tâches des organismes gouvernementaux, des collectivités locales et des communautés .	73

<b>4.3</b>	<b>Guides techniques et gestion financière des systèmes EHR.....</b>	<b>76</b>
<b>4.4</b>	<b>Suivi, contrôle, supervision et monitoring des projets EHR .....</b>	<b>77</b>
4.4.1	Production des Rapports.....	78
4.4.2	Rôle du comité villageois de veille et la commune.....	79
4.4.3	Monitoring des projets et de la politique EHR.....	80
<b>5</b>	<b>REFLEXION SUR LA REGLEMENTATION DE L'ELECTRIFICATION HORS RESEAU ET LA</b>	
	<b>COMPATIBILITE DES PROJETS DE LOI EHR ET ENRS .....</b>	<b>82</b>
<b>5.1</b>	<b>État actuel de la réflexion .....</b>	<b>82</b>
5.1.1	Étude sur la loi relative à la production d'énergie renouvelable.....	82
5.1.2	Étude sur la loi relative à la réglementation de l'EHR.....	83
<b>5.2</b>	<b>Position de projets d'initiatives spontanées dans les législations portant sur les PPPs et</b>	
	<b>sur les marchés publics.....</b>	<b>84</b>
5.2.1	Loi portant cadre juridique du partenariat public-privé.....	84
5.2.2	Contenu et instructions d'une offre spontanée par un partenaire privé.....	85
5.2.3	Loi 2017-04 portant code des marchés publics en République du Bénin.....	87
5.2.4	Manuel de procédure de FER.....	88
<b>5.3</b>	<b>Synthèse de l'analyse du cadre institutionnel actuel.....</b>	<b>88</b>
5.3.1	Licence d'exploitation EHR – règle de base pour toute fourniture d'énergie de service électriques hors réseau.....	89
5.3.2	Régulation des contrats d'octroi de subventions à la vente de produits d'énergies distribuées de qualité dans le cadre de la mise en œuvre de la politique EHR.....	90
5.3.3	Régulation de la production nécessaire au système EHR.....	90
<b>5.4</b>	<b>Cohérence des cadres institutionnels existants et positionnement de la loi portant sur</b>	
	<b>l'EHR 91</b>	
5.4.1	L'EHR est régie par la loi des PPP.....	93
5.4.2	L'EHR n'est pas régie par la loi sur les PPP (rendu obsolète par la nouvelle loi de 2017 portant code des marchés publics).....	94
5.4.3	Propositions spontanées.....	94
5.4.4	Vente spontanée d'énergie et de service électriques hors réseau .....	94
5.4.5	Pour les équipements énergétiques sociocommunitaires .....	95
5.4.6	Pour la vente subventionnée de produits d'énergies distribuées de qualité dans le cadre de la mise en œuvre de la politique EHR .....	95
<b>6</b>	<b>MISE A NIVEAU REGLEMENTAIRE DES SYSTEMES EHR EXISTANTS EXPLOITÉS OU NON..</b>	
	<b>.....</b>	<b>96</b>
<b>6.1</b>	<b>État des lieux .....</b>	<b>96</b>
<b>6.2</b>	<b>Procédure précédemment engagée .....</b>	<b>97</b>
<b>6.3</b>	<b>Préliminaires à la mise en exploitation des centrales PROVES.....</b>	<b>98</b>
6.3.1	Conditions de mise en service des centrales.....	98
6.3.2	Comment considérer la valeur investie dans les centrales EHR.....	99
<b>6.4</b>	<b>Solutions envisageables pour la contractualisation de l'exploitation.....</b>	<b>100</b>
6.4.1	L'Aspect 'Temps' et 'Urgence'.....	100
6.4.2	Plaidoyer pour la création d'une task-force .....	101
6.4.3	Stratégie de mise en œuvre : Communication en conseil des Ministres.....	103
6.4.4	Détails de la méthodologie .....	103

## LISTE DES TABLEAUX

	<b>Page</b>
Tableau 3.1: Structure des coûts d'une centrale solaire de référence (66% de pénétration de l'énergie solaire) pour différents types de finances.....	31
Tableau 3.2: Structure des coûts du kilowattheure pour une centrale solaire (85 % de pénétration de l'énergie solaire) sous différentes formes de financement.....	32
Tableau 3.3: Rappel des valeurs des consommations évitées pour l'analyse des résultats des simulations GEOSIM .....	33
Tableau 3.4: La grille tarifaire .....	34
Tableau 3.5: Normes de qualité d'approvisionnement en électrification hors réseau au Bénin ..	45
Tableau 3.6: Le cadre ISG dans l'EHR.....	49
Tableau 3.7: Conventions et accords multilatéraux ratifiés par le Bénin ayant une pertinence directe ou indirecte pour le projet .....	53
Tableau 3.8 : Critères de performances de la SFI .....	56
Tableau 3.9: Synopsis de mise en œuvre de l'approche environnementale et contribution attendue de la méthodologie proposée .....	64
Tableau 4.1: Responsabilités des institutions dans la surveillance réglementaire de l'électrification hors réseau .....	75
Tableau 5.1: Régime de production d'énergie renouvelable .....	82
Tableau 5.2: Seuils de puissances présent dans la réglementation EHR.....	83
Tableau 6.1: Ventilation des coûts des projets PROVES et PRODERE (approvisionnement en eau exclu).....	99
Tableau 6.2: Feuille de route prévisionnelle pour une procédure d'appel à candidature national ou international .....	102

## LISTE DES FIGURES

Figure 2.1: Catégorie de service EHR et les exigences réglementaires .....	12
Figure 3.1: Cadre Réglementaire - Vente d'électricité et de service EHR.....	19
Figure 3.2: Cadre Réglementaire - Appui au Marché de l'EHR .....	20
Figure 3.3: Un exercice de tarification Cost plus au Libéria.....	27
Figure 3.4: Recettes et coûts d'exploitation .....	27
Figure 3.5: Compte des profits et pertes .....	29
Figure 3.6: Coût d'investissement et LCOE d'une centrale solaire de référence sur la période d'exploitation de 20 ans.....	30
Figure 4.1: Entité en charge du suivi d'un titre d'exploitation .....	78
Figure 5.1: Cohérence des cadres réglementaires et de mise en œuvre de l'EHR.....	92

## RÉSUMÉ

### 1. Introduction

Afin d'accélérer l'expansion de l'accès à l'énergie dans tout le Bénin pour favoriser le développement socio-économique équitable, il est essentiel de créer un environnement favorable pour attirer inciter le secteur privé à soutenir le gouvernement dans le développement et le fonctionnement du secteur de l'électricité. Pour faciliter la mise en place de cet environnement favorable, il est essentiel de créer un cadre réglementaire permettant l'électrification commerciale hors réseau ( EHR) au Bénin.

Ce document présente un tel cadre réglementaire qui propose des catégories d'électrification hors réseau et les mécanismes d'octroi de licences associés, ainsi que des options pour la fixation des tarifs appropriés des services d'électricité hors réseau. Les Incitations fiscales et financières pour les promoteurs du secteur privé et les opérateurs dans l'électrification hors réseau sont également prises en compte. Le cadre réglementaire aborde également le contexte institutionnel nécessaire à sa mise en œuvre. Enfin, le cadre fournit une orientation pour l'intégration du genre et l'inclusion sociale dans les projets d'électrification hors réseau, ainsi que pour résoudre les problèmes environnementaux.

### 2. Modèles d'électrification hors réseau et les mécanismes de réglementation

#### 2.1 La réglementation du secteur de l'électricité au Bénin

Le secteur de l'électricité au Bénin est régi par l'Accord international Bénino-Togolais portant sur l'Électricité, appelé le Code de l'électricité Bénin-Togo ), la loi n° 2005-01 du 12 janvier 2005 publiée au Journal Officiel de la République du Bénin n° 14 bis du 19 juillet 2007 et le Code de l'électricité du Bénin, loi n° 2006-16, du 27 mars 2007. L'électrification rurale est prise en compte dans le code de l'électricité du Bénin, sans qu'il soit accordé une attention particulière à l'électrification hors réseau. Cependant, les deux codes devraient être révisés prochainement, dans le cadre de la réforme du secteur de l'énergie. Il est prévu que les codes révisés examinent et prennent en compte l'électrification rurale par extension de réseau et hors réseau.

#### 2.2 Modèles EHR pour faciliter la réglementation

Le décret n° 2007-655 du 31 décembre 2007 et le décret n° 2008-815 du 31 décembre 2008 ont respectivement constitué le cadre général de régulation de l'autoproduction d'électricité (régime de la déclaration et de l'autorisation), ainsi que celui des modalités d'octroi des concessions de production, transport et de distribution d'électricité pour les besoins du service public. Cependant, l'électrification hors réseau est un marché émergent dont le déploiement nécessite des mécanismes de régulation spécifiques pour créer un environnement favorable aux investissements du secteur privé dans ce domaine.

Deux grandes catégories de systèmes EHR sont identifiées pour le service public de fourniture d'électricité hors réseau de sorte à définir les mécanismes de régulation spécifiques:

- i) Catégorie.EHR 1: Capacité cumulée strictement inférieure à 500 kVA
- ii) Catégorie.EHR 2: Capacité cumulée supérieure ou égale à 500 kVA

**Catégorie EHR 1: Capacité strictement inférieure à 500 kVA** - Ce modèle s'applique à la fourniture d'électricité hors réseau des ménages et d'utilisateurs professionnels ou administratifs d'une ou plusieurs localités **d'une même collectivité territoriale**. Il est applicable aux demandes spontanées associant un privé, une collectivité territoriale, une congrégation religieuse ou un organisme non-gouvernemental. Le porteur de projet et ses partenaires demandent une Autorisation d'exploitation hors réseau de l'ABERME, qui obtient de l'Autorité de Régulation de l'Électricité un avis préalable d'instruire la demande et une approbation du contrat d'autorisation. Le demandeur est tenu de présenter les pièces justificatives suivantes:

- i) le mémorandum d'entente entre les parties présentant le projet ;
- ii) La preuve de la capacité financière du demandeur et de ses partenaires ainsi que la demande de subvention ;
- iii) La description et les plans des installations ainsi que les caractéristiques techniques du système hors réseau proposé et
- iv) le formulaire de due diligence environnementale et sociale dûment rempli.

Pour la mise en exploitation, il demande une licence d'exploitation qui lui est octroyée par l'ABERME après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

**Catégorie EHR 2: Capacité supérieure ou égale à 500 kVA** - Le modèle s'applique à la fourniture d'électricité hors réseau des ménages et d'autres consommateurs professionnels et administratifs pour plusieurs localités, qui ne sont pas nécessairement situées dans la même collectivité territoriale. Un tel modèle requiert l'établissement d'une concession, comme préconisé par le décret n° 2008-815 du 31 décembre 2008, dont la Convention sera négociée après une sélection de soumissionnaires sur la base d'un appel à projets transparent initié par l'Autorité Concédante (ME, Ministère de l'Énergie) ou l'ABERME, son agence de mise en œuvre.

Pour la mise en exploitation, le concessionnaire demande une licence d'exploitation qui lui est octroyée par l'Autorité Concédante après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Pour **l'octroi de mesures incitatives accordées au secteur privé marchand** (importateurs, vendeurs et installateurs d'équipements d'énergie distribuée destinée à la vente pour les populations des zones d'habitat dispersé) la réglementation s'applique aux appels à manifestations lancées par l'ABERME ou les Partenaires Techniques et Financiers afin que l'Autorité Concédante et l'Autorité de Régulation de l'Électricité puissent donner son avis sur cette procédure. Les bénéficiaires privés passent avec l'ABERME ou les Partenaires Techniques et Financiers un contrat qui inclut des critères de performance : la réglementation les contraint de fait à établir, à destination de l'Autorité Concédante et de Régulation de l'Électricité, un rapport annuel sur la base desdits critères.

### 3. Régimes Juridiques

#### 3.1 Projet de Décret sur l'Électrification Hors réseau au Bénin

L'Annexe 1 présente le projet de Décret sur l'Électrification Hors Réseau au Bénin dont l'objectif est d'apporter une base juridique à la Politique d'Électrification Hors Réseau et à son Plan directeur. Le projet de décret définit les types de projets EHR soumis au régime de l'autorisation et ceux qui requièrent une convention de concession. La différenciation repose essentiellement sur le seuil de puissance installée de 500 kVA, qui autorise ou non l'ABERME à traiter directement des propositions

spontanées appuyées par des privés ou des collectivités territoriales. Les propositions spontanées sont acceptées pour une capacité cumulée inférieure à 500 kVA installée dans une même collectivité territoriale. Tout projet dont la capacité cumulée est supérieure ou égale à 500 kVA doit faire l'objet d'une mise en concurrence par appel à projets.

Le projet de décret introduit une réglementation légère concernant l'octroi de mesures incitatives au secteur privé marchand.

### **3.2 Instruments de régulation**

Les principaux instruments de régulation pour l'électrification hors réseau au Bénin sont:

- i) Autorisation - applicable à la catégorie EHR 1: pour toute capacité installée cumulée strictement inférieure à 500 kVA dans le cadre d'une proposition spontanée; et
- ii) Concession - applicable à la catégorie EHR 2: pour toute capacité installée cumulée supérieure ou égale à 500 kVA

### **3.3 Projet d'arrêté les titres d'exploitation hors réseau (autorisation et concessions hors réseau)**

L'annexe 2 présente le projet d'arrêté sur le régime de la licence de concession et de l'autorisation d'électrification hors réseau au Bénin.

Le projet d'arrêté définit les termes et les conditions pour l'exploitation et la gestion d'un système d'électrification hors réseau au Bénin. Les articles de ce projet d'arrêté incluent :

- i) la portée de la production, de la distribution et de la commercialisation d'un système d'électrification hors réseau ;
- ii) le patrimoine de la concession – l'inventaire des actifs de la concession ;
- iii) la vérification de l'inventaire ;
- iv) les indicateurs de qualité des services ;
- v) les droits et devoirs du concessionnaire dans ses activités de production, de distribution et de commercialisation de l'électricité hors réseau;
- vi) les modalités de facturation et de paiement;
- vii) les rapports d'exploitation, les normes de performance et la méthode de tarification ;
- viii) les équipements pour le service-client, les compteurs et installations intérieures; et
- ix) la durée de la concession.

### **3.4 La procédure pour l'obtention d'une licence**

La procédure pour l'obtention d'une licence pour les systèmes d'électrification hors réseau est présentée dans le cadre réglementaire. L'annexe 5.1 présente un formulaire de demande standard pour la licence et l'annexe 5.2 présente une convention de concession standard. Les lignes directrices de la licence comprennent :

- i) la période de validité des conventions ;
- ii) les responsabilités respectives des autorités concernées; et
- iii) la procédure à suivre pour établir un raccordement au réseau national ou à celui d'un autre concessionnaire.

### 3.5 L'appel d'offres à projets et la Convention de Concession

Comme précédemment indiqué concernant la convention de concession, les promoteurs/exploitants seront sélectionnés sur la base d'un appel à projets transparent lancé par l'Autorité Concédante (ME) ou son agence d'exécution, qui est l'ABERME. Les promoteurs/exploitants soumettront leurs propositions de construction et/ou d'exploitation d'un système d'alimentation électrique hors réseau, comme stipulé par le décret portant Cadre Réglementaire de l'EHR. Les candidats retenus concluront une convention de concession. L'annexe 3 présente le dossier d'appel à projets pour la réalisation et l'exploitation des systèmes d'électrification hors réseau au Bénin. L'annexe 4 présente la Convention de Concession standard pour l'électrification hors réseau.

### 3.6 Cohérence du cadre réglementaire avec les possibilités de financement de l'OCEF

La Facilité à coûts partagés pour les énergies propres (OCEF – Off Grid Clean Energy Facility) propose au Bénin, via des appels à projets, des appuis financiers qui s'organisent en 3 fenêtres d'intervention particulières pour ce qui concerne l'électrification hors réseau. On peut dire que le cadre réglementaire est en adéquation avec les 3 fenêtres d'intervention de l'OCEF à savoir:

- les projets pour l'équipement des infrastructures sociocommunautaires, le secteur privé sera essentiellement celui des entrepreneurs réalisant des systèmes EHR pour des collectivités territoriales (fenêtre n° 1);
- les projets donnant lieu à des contrats négociés avec les porteurs de projets auront les éléments d'une convention de concession pour les mini réseaux et les sociétés de services énergétiques distribués, puisque le MCC a passé une convention de partenariat avec le gouvernement béninois. Toutefois, les appels à projets ainsi que les contrats négociés devront être approuvés par l'Autorité de Régulation de l'Électricité (fenêtre n° 2);
- les projets pour la dissémination de kits solaires individuels ou collectifs, qui s'apparentent à ceux décrits dans la régulation comme contrat au secteur marchand, et dont les appels à projets et contrats négociés devront obtenir l'aval de l'Autorité Contractante et de Régulation de l'Électricité afin d'assurer l'obligation de rapport de performance des bénéficiaires de la subvention OCEF (fenêtre n° 3).

### 3.7 Tarif des systèmes d'électrification hors réseau

Le principe de base est que les tarifs reflètent l'ensemble des coûts en capitaux et d'exploitation, et un retour acceptable sur les investissements en fonds propres pour mobiliser le secteur privé. La méthodologie de tarification est celle du Cost Plus, qui est conforme aux principes édictés dans le code de l'électricité du Bénin. Le principe fondamental de cette méthode est d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts éligibles encourus par le concessionnaire lors de la conception, la construction, la réception des ouvrages, la mise en exploitation et l'exploitation ainsi qu'une rémunération acceptable des fonds propres de l'investisseur. Par coûts éligibles on entend tous les coûts qui auront été déclarés comme tels par l'Autorité de Régulation.

Le principe de la tarification par 'Cost Plus' doit assurer le plein contrôle des recettes du titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau et éviter tout recours à des subventions récurrentes sur l'exploitation visant à faire baisser les tarifs à un niveau acceptable pour les consommateurs. Cela suppose donc un niveau d'accompagnement conséquent financier des développeurs pour le bouclage de leur plan de financement (subventions à l'investissement et lignes de crédit) qui s'inscrit dans les limites de l'appui proposé par l'OCEF (max 75% de subventions), ainsi que des mesures fiscales d'exonération sur l'ensemble du matériel utilisé.

### **3.8 Normes techniques et de sécurité de l'électrification hors réseau**

Le Décret n°2007-539 de 2 Novembre 2007 décrit les procédures et normes applicables et les conditions d'exercice de l'inspection et du contrôle technique des installations de fourniture d'électricité. L'article 4 du décret stipule que, en l'absence de normes nationales spécifiques pour les réseaux et l'équipement électriques, les normes suivantes (ou des normes reconnues équivalentes) sont applicables:

- Normes de la Commission électrotechnique internationale (CEI), en particulier en ce qui concerne la conception, la construction et les essais des matériels; et
- Les normes françaises (NFC), en particulier en ce qui concerne la réalisation des installations et la protection des personnes.

La France ne développe pas ses propres normes de PV solaire, mais adopte celles préparées par la Commission électrotechnique internationale (CEI) et par l'Organisation européenne CENELEC. Le Comité français de normalisation national PV AFNOR / UF 82, qui est le comité miroir de la CEI et le CENELEC TC 82. UF 82, et ses experts techniques, participent au vote pour l'acceptation des normes CEI et CENELEC après observations et amendements.

#### **3.8.1 Normes techniques pour les installations d'électrification hors réseau au Bénin**

Comme autorisé par le décret n°2007-539 du 2 Novembre 2007 et en l'absence de normes techniques nationales pour les installations hors réseau au Bénin, les normes techniques suivantes de la CEI seront appliquées au Bénin:

##### **PV Solaire/Système Hybride**

1. CEI 61215-1:2016 Mars 2016 - Modules photovoltaïques (PV) pour applications terrestres - Qualification de la conception et homologation - Partie 1 : Exigences d'essai;
2. CEI TS 62941: 2016 - Modules photovoltaïques terrestres (PV) - Ligne directrice pour une confiance accrue dans les spécifications de conception et l'homologation type des modules photovoltaïques;
3. CEI 60287-2-1:2015 Avril 2015 Câbles électriques. Calcul du courant admissible. Partie 2 : Résistance thermique. Section 1 : calcul de la résistance thermique;
4. CEI 60364-7-712:2017 Avril 2017 - Installations électriques basse tension - Partie 7-712: Exigences applicables aux installations ou emplacements spéciaux - Installations d'énergie solaire photovoltaïque (PV)

5. CEI TS 62257-1: 2015 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 1: Introduction générale à la série CEI 62257 et à l'électrification rurale;
6. CEI TS 62257-8-1: 2007 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables de petites puissance et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 8-1: Sélection des batteries et des systèmes de gestion des batteries pour les systèmes d'électrification autonomes - Cas spécifique de batterie de voiture plomb-acide humide disponibles dans les pays en développement ; et
7. CEI TS 62257-9-2: 2016 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-2: Systèmes intégrés – Micro-réseaux

#### **Mini-Hydro**

1. CEI: 1116 – 1992 Guide pour l'équipement électromécanique des petits aménagements hydro-électriques.
2. CEI 60041:1991, Essais de réception sur place des turbines hydrauliques, pompes d'accumulation et pompes-turbines, en vue de la détermination de leurs performances hydrauliques.
3. CEI : 545 – 1976, Guide pour la Réception, l'exploitation et l'Entretien des Turbines Hydrauliques
4. NF E44-501 Octobre 1991 Turbines hydrauliques de petite puissance - Essais sur plateforme

#### **Biomasse**

CEI 60045-1 ED. 1.0: Turbines à vapeur Partie 1: Spécifications

L'Agence Nationale de Normalisation, de Métrologie et du Contrôle Qualité (ANM) utilisera ces normes comme paradigme à examiner par son Comité technique pour l'élaboration de normes nationales et de règlements techniques pour les installations d'électrification hors réseau pour le Bénin. Les résumés de ces normes sont présentés en annexe 6.

### **3.8.2 Normes techniques pour les équipements électriques hors réseau**

Comme autorisé par le Décret du 2 Novembre 2007, en l'absence de normes techniques nationales sur les installations hors réseau au Bénin, les normes techniques suivantes de la CEI seront appliquées au Bénin aux appareils électro-ménagers hors réseau:

1. EC TS 62257-9-5: 2016 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-5: Systèmes intégrés - Sélection de kits d'éclairage autonomes pour l'électrification rurale; et
2. IEC / TS 62257-9-3 ED. 2.0 EN: 2016 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-3: Systèmes intégrés - Interface utilisateur.

L'Agence Nationale de Normalisation, de Métrologie et du Contrôle Qualité (ANM) utilisera ces normes comme paradigme à examiner par son Comité technique pour élaborer des normes techniques nationales et les règlements techniques pour les équipements domestiques hors réseau. Les résumés de ces normes sont fournis à l'annexe 4.

### 3.8.3 Normes de sécurité pour les installations d'électrification hors réseau au Bénin

Comme autorisé par le décret n° 2007-539 du 2 Novembre 2007, en l'absence de normes techniques nationales sur les installations hors réseau au Bénin, les normes de sécurité CEI sur les installations d'électrification hors réseau seront appliquées:

CEI TS 62257-9-1: 2016 - Recommandations pour les énergies renouvelables et les systèmes hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-1: Systèmes intégrés - Systèmes de micro-centrale.

L'Agence Nationale de Normalisation, de Métrologie et du Contrôle Qualité (ANM) utilisera ces normes comme paradigme à examiner par son Comité technique pour développer une norme nationale de sécurité pour les installations sur l'électrification hors réseau. Les résumés de ces normes sont présentés en annexe 8.1.

### 3.8.4 Qualité des normes d'approvisionnement sur l'électrification hors réseau au Bénin

Selon le référentiel pour la qualité de service défini établi par QAF<sup>1</sup>, les fournisseurs d'électricité hors réseau doivent se conformer aux normes de qualité d'approvisionnement proposées dans le tableau 3.1

**Tableau 3.1: Qualité des normes d'approvisionnement sur l'électrification hors réseau au Bénin**

Paramètre d'alimentation électrique	Limite acceptable
Variation de tension	<5 %
Protection contre les tensions transitoires	Protège contre les surtensions
Nombre de variations de courte durée	<1 / jour
Nombre de variations de longue durée	<5 / jour
Intervalle de fréquence acceptable	49 Hz <f <51 Hz

En outre, les fournisseurs de services d'électricité hors réseau doivent appliquer la Charte de responsabilisation de QAF, appuyée par des formulaires de déclaration standard à renseigner qui sont présentés en annexe 8.3.

- Formulaire client d'enregistrement de perturbation (tableau A8.6);
- Formulaire de rapport technique (tableau A8.7); et
- Formulaire de déclaration d'entreprise (tableau A8.8).

<sup>1</sup> Quality Assurance Framework for Mini-Grids - Ian Baring-Gould, Kari Burman, Mohit Singh, and Sean Esterly, National Renewable Energy Laboratory and Rose Mutiso and Caroline McGregor, U.S. Department of Energy - 2016

### **3.8.5 Qualité des normes de service commercial sur l'électrification hors réseau au Bénin**

Les fournisseurs de services d'électricité hors réseau doivent se conformer aux dispositions suivantes du projet d'arrêté sur la Convention de Concession d'électrification hors réseau, qui servent de cadre pour les normes de qualité de service commercial pour l'électrification hors réseau au Bénin.

### **3.9 Cadre pour l'intégration du genre et l'inclusion sociale dans les projets d'électrification hors réseau**

Une intégration efficace de l'inclusion sociale et de genre (ISG) dans des projets d'électrification hors réseau nécessite une analyse des implications du projet sur chaque groupe de la population cible (hommes, femmes, jeunes, personnes défavorisées) à chaque étape du cycle de projet et une introduction de mesures correctives dans le projet s'il est prouvé que tous les groupes ne bénéficient pas du projet de manière équitable.

Le cadre pour l'ISG se veut simple et opérationnel en attendant que le sujet soit assimilé et que les capacités se développent aussi bien du côté des agences gouvernementales que du secteur privé. Trois activités principales sont requises pour jeter les bases de l'ISG dans l'électrification hors-réseau :

- i) l'engagement du promoteur à appliquer certaines mesures d'ISG ;
- ii) une évaluation rapide d'ISG dans la zone d'intervention; et enfin
- iii) une inclusion d'indicateurs ISG dans le plan de suivi de l'installation.

Le cadre pour l'intégration du genre et de l'inclusion sociale dans les projets d'électrification hors réseau est présenté dans la section 3.6.

### **3.10 Cadre juridique et institutionnel pour la réglementation environnementale de l'EHR**

Au Bénin, la politique nationale environnementale s'appuie sur un ensemble de textes nationaux et d'accords internationaux (conventions, traités et accords multilatéraux sur l'environnement) qui engagent l'État, les partenaires au développement et l'ensemble des promoteurs de projets de développement à intégrer les questions environnementales lors de la conception, la planification et la mise en œuvre des politiques, programmes et projets de développement. La présente évaluation environnementale se doit donc de tenir compte de l'ensemble des lois et règlements béninois et plus particulièrement les textes fondamentaux qui balisent la pratique en matière d'environnement. Les textes d'application pertinents de la loi cadre sur l'environnement auxquels les projets EHR seront assujettis sont consignés en Annexe 10.

La règle appliquée sera de simplifier et d'accompagner tout porteur de projet hors réseau pour une obtention diligente et à moindre coût du certificat de conformité environnementale adapté au type de projet qu'il mettra en œuvre.

Pour cela, toute demande de projet sera accompagnée d'un formulaire de due diligence environnementale et sociale, que le porteur de projet devra renseigner dans le détail. Sur cette base, l'Autorité Concédante ou l'ABERME définira la classe de risques environnementaux représentés par le

projet et informera du type d'étude environnementale nécessaire à l'obtention du certificat. Pour beaucoup de projets, une étude simplifiée sera requise. L'Autorité Concédante, l'ABERME ou l'OCEF accompagneront les porteurs de projets pour une obtention diligente de la certification environnementale.

## **4. Rôles et responsabilités des organismes et acteurs dans la mise en œuvre du cadre réglementaire**

L'électrification rurale hors réseau fait partie de la politique d'électrification rurale, qui a pour objectif principal d'assurer l'accès universel au service d'électricité pour la population rurale de l'ensemble du Bénin d'ici 2035. Ainsi, la planification physique et la programmation financière de l'EHR doivent être articulées en étroite collaboration avec celles de l'électrification rurale par extension de réseau. Le tableau 4.1 présente les principales tâches réglementaires liées à la conception et la mise en œuvre de l'EHR, et indique les responsabilités des institutions concernées.

### **4.1 Suivi, contrôle, supervision et monitoring des projets EHR**

Tout système d'électrification de service public bénéficiant d'aides provenant des deniers publics et de l'Aide Publique au Développement (ADP) doit être astreint à un suivi rigoureux annuel dont les termes sont définis dans la convention de concession ou dans le contrat d'affermage. L'exploitant travaille sous le régime de la délégation de service public pour lequel l'état, en l'occurrence le Ministère de l'Energie (ME) a la pleine compétence. Les instances de contrôle de cette délégation de service public sont :

- l'État en qualité d'Autorité Concédante par l'intermédiaire de son Ministère en charge de l'Energie qui généralement délègue cette fonction à des agences gouvernementales d'exécution en charge du suivi des programmes et
- l'Autorité de Régulation de l'Électricité qui se doit de suivre le respect des clauses des différents titres d'exploitation qui ont été accordés pour la gestion des systèmes d'approvisionnement en électricité de service public.

De plus, tout détenteur d'un titre d'exploitation exerce son activité dans une commune pour le bien-être d'une partie des administrés de cette dernière et pour le développement économique des localités qu'ils approvisionnent. L'autorité Concédante ou l'ABERME suivant le titre d'exploitation hors réseau, l'Autorité de Régulation de l'Électricité, l'Agence Béninoise pour l'Environnement et les mairies des communes seront les quatre (4) entités administratives en charge du suivi du respect des clauses des titres d'exploitation délivrée aux promoteurs/exploitants privés de l'EHR comme illustré à la section 4.3.

## **5. La Réglementation de l'Électrification Hors Réseau et la compatibilité des Projets De Loi EHR et EnRs**

L'étude sur le projet de loi relative à la production d'énergie renouvelable propose trois (3) régimes de régulation pour la production d'énergie renouvelable avec pour seuils 500 kVA et 1 MW. Ces régimes de productions d'électricité renouvelable couvrent in fine deux (2) applications:

- être utilisé comme source d'énergie autoproduite et autoconsommée,
- être vendue sur le réseau interconnecté de la SBEE ou de la CEB ou sur un réseau isolé.

Ici la notion de distribution et de vente d'électricité à des abonnés finaux par le biais d'une souscription, qui est typiquement le cas de figure de l'électrification hors réseau, devra être prise en compte dans les régimes de production d'énergie renouvelable.

Le Chapitre 5 présente la réflexion sur la Réglementation de l'Électrification Hors Réseau et la Compatibilité des Projets de Loi EHR et EnRs. Le cadre de l'électrification hors réseau avec son décret d'application pourra facilement être intégré dans celui des EnRs, à la condition que la loi ouvre une fenêtre pour la production dite de type 'électrification hors réseau' (production, distribution et vente d'électricité de service public intégré au sein d'une même convention de concession)

## **6. Mise à Niveau Réglementaire des Systèmes EHR existants exploités ou non**

Aujourd'hui 86 localités rurales sont électrifiées par des systèmes d'électrification hors réseau. Mis à part le site d'Igbéré qui est équipé en énergie thermique, les sites fonctionnent sur mini-centrales solaires. Sous la maîtrise d'ouvrage de l'ANADER, quatre-vingt (80) microcentrales solaires photovoltaïques ont été construites dans le cadre des projets / programmes PRODERE et PROVES notamment :

- Six (06) centrales dans le cadre du Volet 1 Programme Régional de Développement des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique (PRODERE) financé par l'UEMOA. Ces microcentrales solaires sont définitivement réceptionnées ;
- Soixante-quatorze (74) dans le cadre du Projet de Valorisation de l'Énergie Solaire (PROVES) financé par l'État Béninois dont soixante-cinq (65) sont provisoirement réceptionnées et neuf (09) en cours de finalisation. Il est à noter que le programme social était de 104 localités dont certaines ont dû être abandonnées en raison de leur proximité du réseau MT de la SBEE, d'autres seront équipées en solaire.

A ce jour, l'exploitation de ces 80 microcentrales solaires est soit contractuellement défective soit inexistante. Le chapitre 6 présente la mise à niveau réglementaire des systèmes EHR existants exploités ou non.

Il est recommandé de créer une task force sous la direction de l'ABERME, qui permette très rapidement de récupérer le fonds de dossiers de ces projets, d'en faire un état des lieux et de lancer un appel à projets ou à candidatures, pour des exploitants concessionnaires, si possible nationaux et pouvant s'engager dans le développement de ses sites.

## 1 INTRODUCTION

Pour accélérer l'extension et l'accès à l'énergie électrique dans tout le Bénin afin de favoriser le développement socio-économique équitable, il est essentiel de créer un environnement favorable pour inciter le secteur privé à soutenir le gouvernement dans le développement et l'exploitation du secteur de l'électricité. La participation du secteur privé au projet d'électrification hors réseau requiert un ensemble de garanties contenues dans un cadre réglementaire qui réduit les risques techniques et financiers et permet la bonne marche du secteur.

Ce cadre doit être centré sur l'intégration durable de l'électrification hors réseau dans la stratégie d'électrification nationale du Bénin, inclure une participation égale des hommes, des femmes et des groupes marginalisés dans l'électrification du pays et la mise en place de conditions de marché équitables pour afin que l'électrification hors réseau puisse être concurrentielle avec l'électrification par extension de réseau.

Ce document présente le cadre réglementaire pour faciliter la mise en place d'un environnement favorable pour l'électrification hors réseau (EHR) au Bénin. Il comprend des modèles d'affaires d'électrification hors réseau et les mécanismes d'octroi de licences associés, ainsi que des options pour la fixation des tarifs appropriés pour les services d'électricité hors réseau. Les incitations fiscales et financières pour les entrepreneurs du secteur privé et les exploitants de l'électrification hors réseau sont également prises en compte. Le cadre réglementaire aborde également les dispositions institutionnelles nécessaires à sa mise en œuvre en identifiant les rôles et les responsabilités des divers ministères, organismes gouvernementaux et autres parties prenantes. Enfin, le cadre fournit une orientation pour l'inclusion sociale et l'intégration égale des hommes et des femmes dans les projets d'électrification hors réseau.

### 1.1 Lever les barrières d'électrification hors réseau

Pour assurer la mise en place d'un environnement favorable à l'électrification hors réseau au Bénin, le Cadre Réglementaire vise à lever les principaux obstacles à son déploiement qui sont notamment:

- i) Une réglementation inadéquate, avec des lacunes ou des zones d'ombres en termes de politique énergétique :
  - Le manque de politique claire et de stratégie pour l'électrification hors réseau,
  - Les changements dans les plans d'électrification, dans les exigences réglementaires ou relatives aux mesures incitatives,
  - Incertitudes quant aux paiements des mesures incitatives promises,
  - Incapacité d'établir une tarification reflétant les coûts (contraintes pour les modèles d'affaires commerciaux),
  - Absence de base réglementaire pour rendre obligatoire l'intégration du genre et l'inclusion sociale,
  - Engagement faible relatif aux préconisations du Plan Directeur d'Électrification Rurale (PDER),
  - Absence de réglementation sur la gestion des déchets EHR, ce qui est un obstacle à lever pour permettre la gestion des déchets de composants électriques et électroniques et celle des batteries usagées

- ii) Les problèmes de capacité et le manque d'harmonisation
  - Les questions de régulation, des ressources et du financement son traitées sur une base « ad hoc »
  - Aucune technologie ni exploitation/gestion standardisée
  - Insuffisance des capacités/connaissances des acteurs du marché
  - Manque de capacités en matière de genre et d'inclusion sociale
- iii) Le manque d'accès au financement de long terme abordable :
  - Peu ou pas de fonds mobilisés dans le cadre du Fonds pour l'Électrification Rurale (FER) pour le financement de dettes de moyenne et longue durée à un taux d'intérêt raisonnable
  - Les banques privées et les investisseurs perçoivent un plus grand risque dans les nouvelles technologies de l'énergie
  - Les banques privées et les investisseurs ont peu d'expérience dans le secteur.

## 1.2 Objectifs de la régulation de l'électrification hors réseau

La justification d'une régulation de l'électrification hors réseau dans le but d'accélérer l'expansion de l'accès à l'énergie au Bénin est fondée sur les principes suivants :

- Accélérer l'électrification des «zones non desservies» et «zones mal desservies», en particulier, sans toutefois se limiter aux zones rurales;
- Faciliter la participation égale des hommes, des femmes et des groupes marginalisés dans l'électrification du pays ainsi que leur accès équitable à l'électricité;
- Promouvoir l'engagement du secteur privé, des collectivités locales et des communautés de base, des organisations non gouvernementales et autres parties prenantes dans la mise en œuvre de l'électrification du pays;
- promouvoir une meilleure prise en compte dans les projets EHR de l'environnement, des aspects sociaux et de la sécurité;
- Minimiser les risques majeurs liés aux investissements hors réseau tels que les changements tarifaires imprévus et l'immobilisation d'investissements non rémunérés ; et
- Réduire les lourdeurs administratives auxquelles sont confrontés les entrepreneurs/ exploitants hors réseau et simplifier les procédures d'obtention de titre d'exploitation et d'approbation tarifaire en limitant les exigences de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

## 1.3 Organisation du Cadre réglementaire

Pour assurer la mise en place d'un environnement favorable à l'électrification hors réseau au Bénin, le Cadre réglementaire a été élaboré sur la base de nombreuses concertations avec les parties prenantes du secteur de l'électricité du Bénin, y compris les ministères et organismes gouvernementaux et les institutions non gouvernementales, le secteur privé, les leaders locaux des communes et les Partenaires techniques et financiers (PTF).

En préalable à l'élaboration du cadre réglementaire, deux documents majeurs ont été développés et sont en voie d'approbation par le gouvernement du Bénin. Il s'agit du document de politique de

l'électrification hors réseau et la stratégie de mise en œuvre et celui du plan directeur de l'électrification hors réseau donnant les options opérationnelles de mise en œuvre de la politique.

Le Cadre réglementaire s'articule autour de six chapitres principaux avec annexes. Après l'introduction faite au premier chapitre, le deuxième chapitre décrit les principes qui régissent les différents modèles d'électrification hors réseau.

Le chapitre 3 présente les règlements, les normes et les arrangements contractuels proposés dans cinq sections:

- i) Les lois, les décrets et les procédures: en particulier en ce qui concerne les procédures à suivre pour la demande et l'octroi des documents contractuels (convention de concession et licence d'exploitation);
- ii) Les normes techniques, les normes de sécurité et les normes de qualité de service qui doivent s'appliquer aux services de distribution d'électricité dans le cadre de l'EHR ;
- iii) Les contrats types et le processus d'appel d'offres pour la mise en œuvre des projets EHR ;
- iv) Les tarifs, les incitations fiscales et le financement de l'électrification hors-réseau;
- v) Le Cadre pour l'intégration du genre et l'inclusion sociale dans l'électrification hors réseau;
- vi) Le Cadre pour assurer des pratiques respectueuses de l'environnement dans l'électrification hors réseau.

Deux annexes techniques ont également été développées pour étayer le cadre réglementaire proposé, il s'agit :

- vii) D'un contrat standard d'échange d'énergie entre un concessionnaire d'énergie électrique hors réseau et un gestionnaire de réseau (en annexe 6) et
- viii) D'un sous-code de réseau pour l'interconnexion des mini-réseaux au Bénin

Le chapitre 4 examine les rôles et les responsabilités des différents organismes et opérateurs dans la mise en œuvre des propositions réglementaires, avec deux sections :

- i) les tâches de l'Autorité Concédante et de l'ABERME dans l'instruction et la délivrance des titres d'exploitation hors réseau, de l'Autorité de Régulation de l'Électricité qui joue un rôle de contrôle des appels à projets et des documents contractuels qu'elle doit approuver, de l'Agence Béninoise pour l'Environnement pour la conformité environnementale ainsi que des collectivités territoriales et des communautés ; les tâches de chaque institution et les besoins de renforcement des capacités connexes y sont analysés ; et
- ii) les Lignes directrices pour la gestion technique, commerciale et financière de l'EHR au profit des développeurs/exploitants de l'EHR.

Le chapitre 5 développe une réflexion sur la compatibilité du cadre réglementaire proposé en relation avec la révision du code de l'électricité, et la réflexion actuelle sur l'élaboration d'une loi portant sur les énergies renouvelables en République du Bénin. Il aborde également les aspects légaux relatifs à la mise en œuvre de projet EHR et les implications entre le cadre réglementaire proposé est les modalités de mise en œuvre de la loi sur les partenariats privés publics.

Le chapitre 6 traite de la question des 80 localités Proves et Prodere équipées de centrales solaires avec mini réseaux mais pour lesquelles les gestionnaires de systèmes n'ont pas encore été recrutés. Le chapitre propose une réflexion sur les modalités qui permettent très rapidement d'arriver à un appel à candidature de repreneurs potentiels de ces systèmes en utilisant les outils du cadre réglementaire de l'EHR.

## 1.4 Pourquoi un Cadre Réglementaire pour l'Électrification Hors Réseau au Bénin ?

L'approvisionnement en électricité des zones rurales du Bénin en quantité suffisante, en qualité satisfaisante et à un coût abordable est un thème récurrent de toute politique énergétique au cours de ces 15 dernières années. Le développement économique et social de ces zones est aujourd'hui fortement contraint par la pénurie d'énergie électrique.

En fin d'année 2017, on comptera toujours plus de 3,9 millions d'habitants qui n'ont pas accès à un service électrique et malgré les efforts qui seront faits pour étendre le réseau, plus de 1,7 millions n'y auront toujours pas accès en 2030.

La réforme engagée dans le milieu des années 2000 pour une électrification rurale portée par le secteur privé dans le cadre de 15 concessions territoriales d'électrification rurale (CER) n'a pas à ce jour apporté une réponse satisfaisante.

Compte tenu des nouvelles opportunités technologiques de production et de gestion de systèmes d'électricité décentralisée valorisant les énergies renouvelables nationales, de la baisse très sensible des coûts liée à ces solutions et de la volonté croissante de positionnement d'un secteur privé national et international, **le Ministère en charge de l'Énergie a jugé stratégiquement pertinent et urgent de répondre à l'absence de cadre légal**, réglementaire, tarifaire et fiscal propice au développement de ce segment de marché du hors-réseau en élaborant et mettant en œuvre une politique et stratégie spécifique contenant son plan directeur et son cadre réglementaire.

### 1.4.1 Vision pour un accès universel en 2035

La vision du Gouvernement du Bénin en matière d'électrification hors réseau est de « Fournir à chaque béninoise et béninois, particulier ou acteur économique, un accès équitable et sans discrimination à un service électrique adéquat et de qualité, semblable à celui proposé en milieu urbain, grâce à l'implication accrue du secteur privé dans le déploiement des services électriques ».

La vision devra être l'élément fédérateur qui permettra de mobiliser :

- le secteur privé des développeurs/investisseurs/exploitants de mini ou micro réseaux alimentés en EnRs,
- le secteur privé des entrepreneurs et exploitants pour la construction et la gestion de mini et micro réseaux et des programmes gouvernementaux ou privés ciblant les centres sociocommunitaires
- le secteur marchand (importateurs, revendeurs, installateurs de matériels pico-solaires comme les kits et lampes solaires) pour les systèmes d'énergie distribuée.

La politique, la stratégie et le plan directeur sur l'électrification hors réseau au Bénin ont été développés pour faciliter la réalisation de cette vision.

#### 1.4.2 La Politique et la Stratégie de l'Électrification Hors Réseau

L'objectif principal de la politique est de mettre en place un environnement attrayant pour le secteur privé et propice à la fourniture d'un service de qualité aux populations rurales alimentées par des systèmes hors réseau.

Cet objectif se décline en trois objectifs spécifiques qui sont exprimés comme suit :

1. **Rendre attrayante la participation du secteur privé à la réalisation et à la gestion de l'électrification hors réseau** par :
  - la mise en place d'un cadre légal, réglementaire, fiscal et tarifaire robuste, efficace mais 'léger', participant à la réduction de la perception des risques financiers;
  - l'accompagnement du financement privé de l'EHR, en recherchant par une utilisation judicieuse du denier public ou l'APD, un effet de levier pouvant atteindre 40 % ;
  - la sécurisation du niveau de recettes des opérateurs par un principe de tarification transparent et robuste reflétant les coûts réels ;
  - la promotion du professionnalisme et l'excellence parmi l'ensemble des acteurs privés et publics du segment EHR ;
2. **Assurer que l'électrification hors réseau contribue pleinement à l'amélioration du bien-être des populations, au développement économique local et au renforcement de la gouvernance locale, avec une attention particulière pour le genre et l'inclusion sociale.** Il faudra donc :
  - traiter tous les abonnés également et d'une façon non discriminatoire;
  - promouvoir l'utilisation productive de l'électricité ;
  - assurer le respect de l'équité régionale et de l'équité en termes d'accès dans une même localité ;
  - promouvoir une utilisation optimale de toutes les sources d'énergies renouvelables ;
3. **Mettre en place une réglementation technique** permettant d'assurer un service électrique hors réseau de qualité quasi-équivalente à celui de l'opérateur national pour les différentes classes de consommateurs, basé sur la certification de la qualité des produits, des techniciens et sur **une réglementation environnementale** permettant le recyclage des déchets.
  - développer et faire respecter des normes minimales de service pour tous les produits EHR ;
  - développer et imposer des normes de qualité des équipements ;
  - développer et imposer des normes techniques (minima techniques et réglementation technique) ;
  - développer une réglementation environnementale de l'EHR permettant un recyclage et un traitement efficace de tous les déchets produits par ses filières.

La politique de l'électrification hors réseau s'adresse en priorité aux populations des zones rurales dont la perspective d'approvisionnement en énergie électrique reste éloignée. La politique a identifié quatre segments de marché prioritaires :

- celui des mini réseaux alimentés par une source d'énergie renouvelable généralement solaire, mais également hydro-électrique ou à base de biomasse, permettant d'alimenter les populations des localités d'une certaine taille;
- celui de l'approvisionnement électrique des structures et équipements essentiels non desservis des zones rurales que sont les écoles, les centres de santé, l'exhaure de l'eau, les postes de police et certaines activités agricoles, et qui pourra se faire sur la base de pico-centrales solaires
- celui des kits et des lampes solaires pour les populations n'ayant pas accès aux mini-réseaux
- celui de l'éclairage public solaire.

### 1.4.3 Le Plan Directeur d'Électrification Hors Réseau

Le Plan Directeur d'Électrification Hors Réseau au Bénin constitue l'outil de mise en œuvre de la Politique d'Électrification Hors Réseau et servira de cadre pour les futurs investissements du secteur. Il s'agit de :

- **Un plan transparent de mise en œuvre de la politique d'électrification hors-réseau sur 10 ans**<sup>2</sup>: il s'agira d'identifier et hiérarchiser les zones les plus appropriées pour la mise en place de solutions d'électrification hors-réseau, puis de proposer une programmation, dans l'espace et dans le temps, des projets à réaliser pour atteindre les objectifs fixés par la Politique.
- **Un outil de prise de décisions relatives à l'EHR** : les rôles des acteurs institutionnels sont en cours de clarification. A l'issue de ce processus, chaque acteur pourra, sur la base du Plan, décider, en fonction des moyens financiers disponibles et des objectifs fixés, de ses interventions à court, moyen et long terme.
- **Un instrument susceptible d'aider les promoteurs du secteur privé** dans l'évaluation des possibilités de développement de projets d'électrification hors-réseau au Bénin, le Plan présentant le paysage actuel et programmé du déploiement du service électrique (ainsi que les ressources renouvelables exploitables) et de fait les projets sur lesquels les promoteurs peuvent se positionner.

Le PDHER a identifié 865 localités potentielles propices à l'électrification hors réseau, dont 155 projets de PV/diesel prioritaires, 9 projets hydro-électriques alimentant 25 localités et 10 projets biomasse pouvant venir en substitution éventuelle ou en complément de projets hybrides PV/diesel.

---

<sup>2</sup> Horizon fixé par les Termes de référence

Il propose également :

- **des regroupements géographiques des systèmes «centrale/mini-réseau»** pour une gestion mutualisée afin de réduire les coûts d'exploitation et faciliter la mobilisation d'intervenants qualifiés et
- **des zones de concession destinées à des SSD** pour l'installation, la gestion, la maintenance et le développement d'un parc de pico-centrales et de kits solaires.

#### **1.4.4 Le Cadre réglementaire de l'électrification hors réseau au Bénin**

La participation du secteur privé à la construction et l'exploitation des systèmes de l'électrification hors réseau suppose une mise en confiance de ces nouveaux acteurs par un cadre réglementaire œuvrant à la réduction de la perception de risques techniques et financiers pour une mise en œuvre sereine de leur plan d'affaire.

Le diagnostic de la situation actuelle de l'électrification rurale et des expériences d'électrification hors réseau en cours par la mise en service progressive de plus de 80 localités solaires, met en exergue les conclusions et préconisations suivantes :

- L'électrification hors réseau est porteuse de promesses en termes de développement économique et social des localités approvisionnées, de gouvernance locale renforcée et d'amélioration des conditions de vie des populations rurales, à la condition d'en accompagner son développement ;
- Mais elle requiert pour sa mise en œuvre une gouvernance transparente et univoque permettant au secteur privé de se positionner avec une appréciation maîtrisée des risques ;
- La prise en compte du genre dans la programmation de l'EHR est une condition de réussite économique et sociale ;
- Bien que la mise en place des technologies EnRs soit bénigne en émission de gaz à effet de serre, une attention particulière doit être apportée au traitement des déchets liés. .

Le Cadre réglementaire de l'électrification hors réseau au Bénin, qui est présenté dans ce rapport, vise à régir la mise en œuvre de la Politique et du Plan directeur et à aborder les questions soulevées dans le diagnostic situationnel.

Il est important de noter que ce cadre réglementaire a été développé dans un contexte de réforme du secteur qui conduira à une révision et à une refonte des lois fondamentales que sont le code Bénino-Togolais et le code de l'électricité du Bénin. Ces lois fondamentales doivent intégrer les nouveaux développements du secteur que sont la volonté de promouvoir l'électrification hors réseau et celle de mobiliser les énergies renouvelables à la fois pour diversifier le mix électrique, mais également pour être la source primaire du hors réseau. La réglementation qui est développée pour l'électrification hors réseau couvre les 3 segments de la production d'électricité, de la distribution par le réseau MT et BT, et de la vente d'énergie de service électrique hors réseau dans le cadre du service public de l'électricité. Elle couvre à la fois les différents titres d'exploitation nécessaires à la fourniture d'électricité de service public mais inclus également un régime de déclaration d'équipement utilisé en autoproduction et une réglementation de contrats d'octroi de subvention pour la vente de produits Enrs de qualité.

En parallèle une autre initiative couvrant le domaine des énergies renouvelables se concrétise par l'élaboration d'un projet de loi. Ce projet s'attache essentiellement à la production d'énergie renouvelable pour l'autoproduction ou pour une injection sur le réseau public national ou sur des mini réseaux.

Il sera donc judicieux que le Ministère en charge de l'énergie harmonise ces deux nouvelles réglementations afin d'éliminer les chevauchements de compétences sur la production et pour intégrer ces nouveaux éléments dans la refonte des lois fondamentales du secteur.

## 2 CATEGORIES DE L'ÉLECTRIFICATION HORS RÉSEAU ET MÉCANISMES DE RÉGLEMENTATION

### 2.1 La réglementation du secteur de l'électricité au Bénin

Au Bénin, le secteur de l'électricité est régi par le Code de l'Électricité du Bénin-Togo (Accord International portant Code Bénino-Togolais de l'Électricité, loi n° 2005-01 du 12 janvier 2005) et le Code de l'Électricité du Bénin, (loi n° 2006-16, du 27 mars 2007). Le Code de l'Électricité du Bénin s'applique à la production, au transport, à la distribution et à la vente d'électricité au Bénin. L'article 1 du Code stipule que les objectifs de la loi comprennent: i) Le cadre juridique pour la production, le transport et la distribution de l'électricité au Bénin; ii) Les modalités pour la participation du secteur privé dans le secteur de l'électricité y compris la propriété et l'utilisation des installations électriques au Bénin; et iii) la structure du gouvernement et d'autres organisations d'acteurs du secteur de l'électricité et leurs responsabilités. L'Article 13 du Code identifie les opérateurs dans le secteur de l'énergie du Bénin comme étant: i) les producteurs; ii) les producteurs indépendants; iii) les auto-producteurs; iv) les transporteurs; v) les distributeurs; et vi) les importateurs. Les mini-réseaux isolés ne sont pas comme tels pris en considération dans le Code. La révision de ces deux codes est prévue dans le cadre des réformes du secteur de l'énergie. Après révision, ces deux Codes devront mieux prendre en compte l'organisation de l'électrification rurale par extension de réseau et hors réseau. Une première révision est prévue avant la fin de l'année 2017 pour mieux assoir le cadre réglementaire de la production privée indépendante.

Compte tenu du fait que le Code de l'Électricité du Bénin a introduit l'électrification rurale dans le cadre légal du secteur en entérinant la création de l'ABERME et du Fonds d'Électrification Rurale, le FER, et compte tenu que ce Code contient des dispositions légales pour l'établissement de concessions de fourniture d'électricité de service public et introduit le principe de tarification au coût réel, il a été finalement décidé au cours de l'atelier restreint de relecture tenue du 28 au 30 novembre 2017 d'assurer l'ancrage de l'ensemble du cadre institutionnel de l'électrification hors réseau par un décret se rattachant directement au code, qui pourra ultérieurement être explicité par une série d'arrêtés. Cette procédure est plus souple et plus rapide que celle d'un arrimage par l'élaboration et le portage d'une nouvelle loi.

Le Décret n° 2007-655 du 31 décembre 2007 fixe les modalités de déclaration et d'autorisation des installations électriques des auto-producteurs au Bénin. L'Article 1 du décret identifie «l'autoproduction d'électricité» comme étant toute production d'énergie électrique destinée principalement pour un usage personnel. Le Décret stipule que toute personne physique ou morale souhaitant autoproduire de l'électricité doit, préalablement à l'exercice de l'activité, obtenir une autorisation d'autoproduction ou faire la déclaration de ses installations d'autoproduction à l'Autorité de Régulation de l'Électricité, au vu de la capacité de la production d'électricité. En vertu de ce Décret réglementant l'autoproduction, l'autorisation est obligatoire pour toute production d'électricité qui excède 500 kVA; tandis que toute installation d'autoproduction d'électricité, dont la capacité est comprise entre 50 et 500 kVA, est uniquement soumise à une déclaration. L'autoproduction est essentiellement envisagée comme production thermique diesel ou éventuellement vapeur à partir de déchets combustibles au lieu de son utilisation.

En ce qui concerne les concessions, Le Décret n° 2008-815 du 31 décembre 2008 stipule que la production, le transport et la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité pour les besoins du service public (c'est-à-dire au-delà de l'autoproduction) est la responsabilité exclusive de l'État. Le Décret stipule en outre que l'État peut transférer cette responsabilité, en vertu d'une convention de concession, à une personne physique ou morale selon la loi béninoise qui est capable de mobiliser les ressources humaines et matérielles pour la construction et/ou l'exploitation des installations électriques, conformément aux règlements techniques et aux normes en vigueur. Les concessions d'électrification rurale seront accordées par l'État sur la base d'un appel d'offres ouvert/concurrentiel et/ou à partir d'initiatives spontanées portées par des opérateurs privés ou des collectivités locales. Toutefois, aucune concession n'a vu le jour à ce jour.

*Pour éviter toute confusion dans l'utilisation des dénominations déclaration et d'autorisation appliquée à l'autoproduction, la terminologie des régimes de l'électrification hors réseau sera toujours accompagnée du sur fixe 'hors réseau'. Ainsi il s'agira si besoin est d'un régime d'autorisation hors réseau, d'une concession hors réseau, d'un titre d'exploitation hors réseau.*

## 2.2 Différents catégories d'EHR pour alléger la régulation

Les décrets n°2007-655 du 31 décembre 2007 et n° 2008-815 du 31 décembre 2008 constituent aujourd'hui le cadre général pour la réglementation de l'autoproduction d'électricité ainsi que pour celui de la production, du transport et de la distribution d'électricité de service public avec comme modèle réglementaire celui des concessions. Cependant, en tant que marché émergent, le déploiement de l'électrification hors réseau nécessite la relecture des mécanismes de régulation pour créer un environnement favorable aux investissements du secteur privé dans ce segment. Le marché de l'électrification hors réseau des localités de l'EHR a été analysé sur la base de trois regroupements majeurs en fonction de leur taille, des solutions technologiques étudiées et des opportunités d'affaires pour le secteur privé :

- les localités de plus de 1500 habitants, candidates à un ou plusieurs mini réseaux alimentés par une production de source renouvelable ou hybridée associée. Pour cette catégorie et en termes d'opportunités de marché, on a considéré :
  - les localités qui présentent une véritable opportunité d'investissements pour le secteur privé qui sera mobilisé par le biais d'un appel à projets ou qui s'associera avec des collectivités locales pour faire des propositions spontanées dans le cas de projets d'une communauté territoriale d'une taille inférieure à 500 kVA.
  - les localités jugées prioritaires en termes de développement, mais pour lesquelles le raccordement au réseau n'interviendra pas avant 2028. Généralement, ces localités sont relativement proches du réseau 2022, et devront être en priorité reversées pour une électrification par extension de réseau après une remise à plat du Plan Directeur par extension de réseau.

- Les localités comprises entre 800 et 1500 habitants, pour lesquelles la priorité sera donnée à l'établissement de micro/pico centrales EnRs, alimentant des pico-réseaux ciblant en priorité les centres et équipements sociocommunautaires (eau, santé, éducation, protection civile, activités économiques) et les clusters d'habitats ou d'activités. Pour ces dernières :
  - le secteur privé pourra investir sur des projets de fourniture de services énergétiques, tout en gardant à l'esprit que les institutions concernées ne constituent pas toujours une clientèle solvable, ou
  - ce sera au gouvernement de développer des programmes d'équipements qui seront transférés aux bénéficiaires finaux, pour lesquels le secteur privé jouera son rôle d'entrepreneur et éventuellement de gestionnaires de systèmes ;
- les localités de moins de 800 habitants pour lesquelles l'accès à l'énergie distribuée sera préconisé (kits solaires domestiques et collectifs, lampes solaires et lampadaires solaires). Pour ces localités, 2 possibilités majeures s'offrent au secteur privé :
  - pour le secteur privé marchand, il s'agira de développer des stratégies de vente de produits de qualité recevant des appuis financiers pour des mesures d'incitation de marché ;
  - pour le secteur privé investisseur, il pourra développer des sociétés de services électriques distribués (SSED) offrant aux populations une gamme de services électriques à domicile assuré par un parc de kits solaires et de pico-centrales avec des micros réseaux pour les points de concentration de la population en zones dispersées

Deux catégories de services EHR sont identifiées ceci afin de structurer la mise en œuvre des mécanismes règlementaires spécifiques à cette électrification (voir la figure 2.1):

- i) Catégorie.EHR 1: Capacité cumulée inférieure ou égale à 500 kVA
- ii) Catégorie.EHR 2: Capacité cumulée supérieure ou égale à 500 kVA

Toute production d'électricité qui ne serait uniquement dédiée à la vente sur le réseau de la SBEE ou d'un concessionnaire n'est pas prise en compte dans le cadre des modèles d'affaires EHR et sera traitée dans le cadre du projet de loi portant sur les énergies de source renouvelable. Toutefois, la vente du surplus d'énergie électrique produite par une centrale hydroélectrique ou à biomasse établie dans le cadre de l'électrification hors réseau sera possible, parfois indispensable pour rentabiliser la fourniture d'électricité publique.

De même un auto-producteur Enr ne sera pas autorisé à obtenir une licence d'exploitation EHR. Il pourra vendre au maximum 50% de sa production à un titulaire d'une licence EHR. La solution réglementaire pour un auto-producteur qui souhaite contribuer à l'EHR sera de s'établir comme concessionnaire d'un réseau EHR qui alimentera l'activité pour laquelle il était auto-producteur.

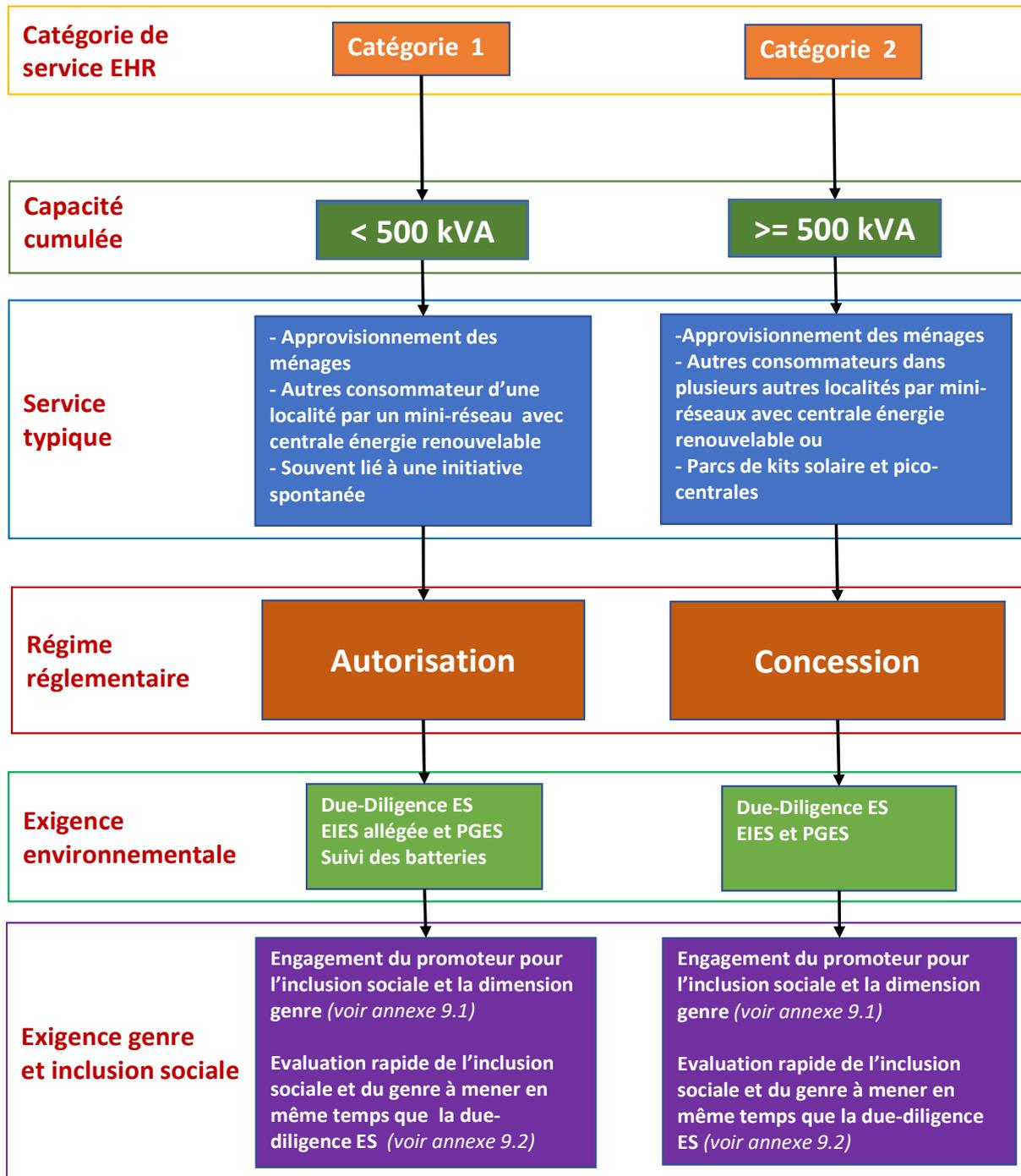


Figure 2.1: Catégorie de service EHR et les exigences réglementaires

### 2.2.1 Catégorie EHR 1: Capacité strictement inférieure à 500 kVA

La catégorie 1 s'applique à l'approvisionnement en électricité hors réseau des ménages et des autres consommateurs (activités économiques, centres communautaires et exhaure de l'eau) d'une ou plusieurs localités d'une même collectivité territoriale. L'approvisionnement se fait par mini-réseau avec une centrale à énergie renouvelable hybridée ou/et par un parc de kits solaires ou de pico-centrales pour les zones d'habitat plus dispersé. Selon ce modèle, le porteur de projet est un privé, une collectivité territoriale, une congrégation religieuse ou une organisation non-gouvernementale qui se sont associés au travers d'un mémorandum d'entente pour réaliser l'électrification d'une ou quelques localités d'une collectivité territoriale donnée.

Dans ce cas, le porteur de projet et ses partenaires font une proposition spontanée à l'ABERME qui, après avoir demandé une approbation provisoire sur le bien-fondé du projet à l'Autorité de Régulation de l'Électricité, va développer la proposition avec le porteur de projet de façon à la rendre viable techniquement et économiquement. Au cours de ce processus seront abordés et développés la conception technique, le bouclage du financement, la conformité environnementale et les aspects genre et inclusion sociale. Ce processus donnera lieu à un contrat d'Autorisation négocié, qui donnera lieu à l'octroi d'un titre d'exploitation par l'ABERME qu'après l'approbation définitive de l'Autorité de Régulation de l'Électricité. Ce modèle réglementaire est dénommé dans sa forme courte le régime de **l'Autorisation Hors Réseau, qui est délivré par l'ABERME**, représentant l'Autorité Concédante qu'est le Ministère en charge de l'énergie. Le porteur de projet sera aussi tenu de soumettre un formulaire de due diligence environnementale et sociale fournissant les éléments nécessaires pour classer le projet sur le plan environnemental et identifier les critères de suivi des aspects genre et inclusion sociale dans la localité où les localités concernées (voir Annexe 8).

### 2.2.2 Catégorie EHR 2: Capacité supérieure ou égale à 500 kVA

La catégorie 2 s'applique à l'approvisionnement en électricité hors réseau pour les ménages et les autres consommateurs (activités économiques, centres communautaires et exhaure de l'eau) d'un groupe de localités demandant une capacité installée supérieure à 500 kVA, n'appartenant pas nécessairement à la même collectivité. Cet approvisionnement sera financé, réalisé et géré par un développeur/exploitant privé recruté sur la base d'un appel à projets. De même que pour le modèle EHR 1, le promoteur sera tenu de soumettre un formulaire de due diligence environnementale et sociale permettant de déterminer la procédure de conformité environnementale appliquée aux projets et faisant une évaluation rapide des aspects genre et inclusion sociale des localités considérées (voir Annexe 9.1). Le régime qui sera appliqué à la catégorie EHR 2 est celui de la Concession hors réseau, qui une fois approuvée par l'Autorité de Régulation de l'Électricité lui permettra d'accéder à un accompagnement financier. A la fin de la période de réalisation des travaux et après l'inspection/réception provisoire des équipements vérifiant la conformité du système par rapport à la concession, le concessionnaire se verra octroyer une licence d'électrification hors réseau délivrée par l'Autorité Concédante après avis favorable de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

### 3 REGIMES JURIDIQUES

Pour faciliter la participation du secteur privé au projet d'électrification hors-réseau, la création d'un environnement propice doit inclure la réduction des risques ou la perception du risque associée à l'électrification hors-réseau, en laissant suffisamment de temps aux développeurs et investisseurs pour mettre en œuvre leur plan EHR, rembourser leurs dettes et obtenir un rendement sur fonds propres satisfaisant. Cet environnement doit être soutenu par un cadre juridique et réglementaire simple et efficace, avec une bonne visibilité dans le temps et bien supervisé par le régulateur.

Comme indiqué précédemment, le Code de l'Électricité du Bénin actuel n'aborde pas dans le détail la problématique de l'électrification hors réseau. Par conséquent, des décrets, des arrêtés, des règlements et des procédures spécialisés pour l'électricité hors-réseau doivent être pris et adoptés. Ces décrets, arrêtés, règlements et procédures proposés sont abordés dans cette section. Des dispositions relatives à l'électricité hors-réseau sont également recommandées pour être incluses dans un Code révisé de l'Électricité en République du Bénin.

#### 3.1 Projet de Décret sur l'Électrification Hors réseau au Bénin

L'objectif du projet de Loi sur l'Électrification Hors Réseau au Bénin est d'apporter une base juridique à la Politique d'Électrification Hors Réseau et à son Plan directeur. Le projet de décret définit les types de projets EHR qui nécessitent une autorisation et ceux qui ont besoin d'une convention de concession. La différenciation repose principalement sur les seuils de puissance installés (catégories présentées au paragraphe précédent), mais également sur l'émergence de ces projets

Le projet de décret spécifie la procédure pour la demande et l'octroi de concession ou d'autorisation selon que les projets proposés sont d'initiatives locales ou résultent d'un appel à projets organisés par l'Autorité Concédante. Le régime de l'autorisation réserve à des projets d'initiatives spontanées d'une capacité totale strictement inférieure à 500 kVA qui sont portés par un memorandum d'entente regroupant le privé, la collectivité territoriale, une congrégation religieuse organisation non-gouvernementale. Le régime de la concession s'applique aux développeurs/exploitants développant et gérant des capacités cumulées de production supérieures à 500 kVA.

Le décret stipule également les obligations des titulaires de concession ou d'autorisation EHR, les directives pour la bonne gestion de leurs comptes, y compris les inspections de ces comptes par l'autorité de réglementation. D'autres articles de la loi tiennent compte de questions telles que (i) la construction et l'entretien des systèmes EHR, (ii) les normes techniques, la qualité du service et les normes de sécurité, (iii) la protection de l'environnement; (iv) les dispositions générales à prendre pour connecter les clients; et (v) la connexion du système d'électrification hors-réseau au réseau national. Le projet de décret sur l'électrification hors réseau au Bénin est présenté en Annexe 1.

Sur le plan stratégique, l'approbation d'une loi demande un travail d'information des parlementaires afin d'en activer son instruction. Les 2 codes d'électrification qui représentent les lois fondamentales pour l'organisation du secteur électrique au Bénin sont en cours de révision. Une alternative à l'approbation rapide d'une loi serait de proposer une série d'amendements de certains articles du code de l'électricité du Bénin actuel, qui puissent être approuvés par décret dans le courant de 2018, ce qui permettrait de mettre en œuvre le contenu de la loi par un décret signé par la Présidence.

## 3.2 Instruments de régulation

Les principaux instruments de régulation pour l'électrification hors réseau au Bénin sont:

- i) Catégorie.EHR 1: Capacité cumulée strictement inférieure à 500 kVA
- ii) Catégorie.EHR 2: Capacité cumulée supérieure ou égale à 500 kVA

### 3.2.1 Autorisation

L'autorisation est le régime de régulation de la catégorie EHR1 spécialement conçu pour traiter les propositions spontanées de projets proposés par des privés, des collectivités territoriales, des organismes non gouvernementaux ou des congrégations religieuses.

Le demandeur de l'**Autorisation** devra initier le processus en fournissant les pièces justificatives suivantes à l'ABERME :

- 'le mémorandum signé entre les parties prenantes, donnant un justificatif du projet ainsi qu'une description de son envergure, des localités concernées, des technologies employées (mini ou pico centrales, mini ou pico-réseaux, kits solaires), de la capacité totale installée avec :
  - Description et plans des installations;
  - Caractéristiques techniques des centrales EHR;
  - Plan d'affaires et une première réflexion sur la tarification ;
- Formulaire de due-diligence environnementale et sociale dûment rempli ;
- Une preuve d'existence légale du porteur de projet et ses partenaires ;
- Preuve de la capacité financière du porteur de projet et de ses partenaires ;

Sur cette base, l'ABERME fera une première analyse de l'offre spontanée, en termes de compatibilité avec la politique de développement de l'électrification hors réseau, des projets en cours, des aspects environnementaux et demandera l'avis de l'autorité de régulation de l'électricité quant à la viabilité financière du projet.

L'Autorité de Régularisation peut émettre :

- Un avis négatif, auquel cas l'offre spontanée est déboutée
- des réserves, auquel cas le porteur de projet doit fournir des éléments complémentaires à sa demande,
- un avis positif auquel cas l'ABERME pourra commencer l'instruction du dossier.

Au cours de l'instruction, le porteur de projet et ses partenaires auront à fournir les documents suivants :

- Titre foncier ou contrat de bail pour l'utilisation des terrains nécessaires au projet
- Permis de construire et de développer le site
- Justification des financements disponibles
- Requête de demande de subvention, le cas échéant l'ABERME assistera le porteur de projet

- Étude d'impact environnemental et social adapté au projet, suivant les recommandations faites à la suite de l'analyse de la DDES,
- Certification environnementale appropriée au projet
- Formulaire d'engagement à l'intégration du genre et à l'inclusion sociale
- Formulaire d'évaluation rapide de la dimension genre et de l'inclusion sociale (voir annexe 9.2)

L'ABERME assistera le porteur de projet pour développer son modèle financier et son plan d'affaires, afin de finaliser le niveau de tarif rendant le projet viable et pour l'octroi de subvention ou de toutes autres mesures incitatives permettant le bouclage du financement.

Un contrat d'autorisation est développé sur cette base. Il devra recevoir l'approbation de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, après quoi le porteur de projet et ses partenaires pourront commencer la phase de réalisation du système EHR.

Le contrat d'autorisation portera sur une durée de dix à vingt ans renouvelable. Il comprendra des préconisations sur l'organisation et la gestion du système et la conformité aux normes. Tout système d'électricité hors réseau, sous le régime de l'autorisation, peut-être soumis à des visites régulières de l'Autorité de régulation, de l'Autorité environnementale et des institutions financières partenaires, afin d'assurer le respect des normes, et l'impact du système sur l'environnement.

Ce modèle réglementaire EHR s'applique aux offres spontanées de projets d'électrification hors-réseau mises en œuvre par une collectivité territoriale ou par un promoteur privé. Elle offre à une localité une plus grande souplesse de mise en œuvre pour des projets d'envergure limitée.

La mise en service d'un système EHR sous le régime de l'autorisation requiert l'octroi d'une licence d'exploitation hors réseau.

### **3.2.2 Concession**

Le régime de la concession est le régime normal de régulation applicable à tout projet d'électrification hors réseau d'une capacité cumulée totale supérieure à 500 kVA. Il est indissociable de la procédure d'appel à projets ou à candidatures lancé par l'Autorité Concédante.

Tout promoteur/exploitant opérant selon la catégorie EHR 2 est tenu d'obtenir une convention de concession auprès de l'Autorité Concédante, tel que stipulé par le décret portant Cadre Réglementaire de l'EHR; de plus, pour la mise en service de son système, le promoteur/opérateur devra requérir une licence d'exploitation hors réseau auprès de l'Autorité de Concédante (après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité). Conformément au même décret portant Cadre Réglementaire de l'EHR, l'Autorité Concédante sélectionnera le concessionnaire sur la base d'une procédure d'appel à projets ou à candidatures concurrentielle et transparente, par laquelle le promoteur/exploitant soumettra sa proposition de construction et/ou d'exploitation d'un système d'alimentation électrique hors réseau. La procédure d'appel d'offre est abordée dans les sections suivantes.

Au cas où un promoteur proposerait une offre spontanée couvrant plusieurs localités (avec une capacité supérieure à 500 kVA), le principe « d'appel d'offres ouvert » devra être suivi. Le promoteur aura à présenter une proposition en concurrence avec d'autres soumissionnaires suivant la procédure d'appel à projets ou à candidatures et bénéficiera d'avantages au niveau de la notation (points

supplémentaires lors de l'évaluation de sa proposition) qui tiendront compte des dépenses qu'il a faites pour élaborer le projet.

Le promoteur devra soumettre un formulaire d'engagement à l'intégration du genre et à l'inclusion sociale (voir annexe 9.1) ainsi qu'une évaluation rapide de la dimension genre et de l'inclusion sociale (voir annexe 9.2) à mener en même temps que la due-diligence environnementale et sociale.

### **3.2.3 Licence d'exploitation**

La Licence d'exploitation hors réseau est le seul document légal, qui autorise le concessionnaire à mettre son système en service.

Il fera la demande d'octroi de licences préalablement à la réception provisoire des travaux. Cette demande sera adressée à l'Autorité Concédante, qui octroiera la licence d'exploitation hors réseau après avoir reçu l'avis conforme de l'autorité de régulation de l'électricité.

La demande de licence sera accompagnée du contrat d'autorisation ou de la Convention de concession, du certificat de conformité environnementale adapté à la taille du système, du certificat de réception provisoire ne comportant pas de réserves majeures contraires à la mise en exploitation et d'une déclaration d'engagement du soumissionnaire sur les aspects genre et inclusion sociale.

Si l'Autorité de Régulation de l'Électricité n'est pas associée à la réception provisoire, elle pourra demander concomitamment à cette réception de faire une inspection du site et du personnel disponible en présence de l'Autorité Concédante et procéder à la dernière vérification avant de donner son avis conforme pour l'octroi de la licence. La licence d'électrification hors réseau portera la mention 'après avis conforme de l'autorité de régulation'.

Le soumissionnaire aura à cet égard à s'acquitter de frais de dépôt du dossier ainsi que de frais d'instruction de la licence. Chaque année il aura à payer une redevance au prorata de la capacité installée qu'il gère au titre de la licence.

L'annexe 2.1 présente le projet d'arrêté sur le régime de la licence de concession et de l'autorisation d'électrification hors réseau au Bénin.

Le projet d'arrêté définit les termes et les conditions pour l'exploitation et la gestion d'un système d'électrification hors réseau au Bénin. Les articles de ce projet d'arrêté incluent : i) la portée de la production, de la distribution et de la commercialisation d'un système d'électrification hors réseau ; ii) le patrimoine de la concession – l'inventaire des actifs de la concession ; iii) la vérification de l'inventaire ; iv) les indicateurs de qualité des services ; v) les droits et devoirs du concessionnaire dans ses activités de production, de distribution et de commercialisation de l'électricité hors réseau; vi) les modalités de facturation et de paiement; vii) les rapports d'exploitation, les normes de performance et la méthode de tarification ; viii) les équipements pour le service-client, les compteurs et installations intérieures; et ix) la durée de la concession.

L'annexe 2.2 présente le projet d'arrêté relatif à la redevance à payer par les concessionnaires au titre de la licence d'exploitation hors réseau et aux frais de dépôt et d'instruction d'un dossier d'octroi d'une licence

L'annexe 5.1 présente un formulaire de demande standard pour la licence et l'annexe 5.2 présente une licence de concession standard. Les lignes directrices de la licence comprennent:

- i) la période de validité des licences;
- ii) les responsabilités respectives des autorités concernées; et
- iii) la procédure à suivre pour établir un lien possible avec le réseau national.

### 3.3 Instruments opérationnels

#### 3.3.1 Procédures d'instruction des différents types de régulation de projets EHR.

Les procédures d'instruction des différents types de régulation des systèmes d'électrification hors réseau sont illustrées aux figures 3.1-3.2.

La figure 3.1 présente le cadre réglementaire pour la vente d'électricité et de service EHR.

La licence d'exploitation hors réseau sanctionne ce processus comme document légal délivré par l'Autorité Concédante après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, qui confère aux détenteurs d'une convention de concession ou d'un contrat d'autorisation le droit et des obligations liées à l'exploitation d'un système d'électrification hors réseau de service public.

La figure 3.2 présente le cadre réglementaire pour les facilités de marché destiné au secteur marchand pour la vente et l'installation de produits subventionnés d'énergies distribuées dans les zones d'habitat dispersé.

#### 3.3.2 L'appel d'offres et la Convention de Concession

Dans le cadre de la procédure normale conduisant à la négociation d'une convention de concession, les promoteurs/exploitants seront sélectionnés sur la base d'un appel à projets ou à candidatures transparent lancé par l'Autorité Concédante (ME) ou son agence d'exécution. Les promoteurs/exploitants soumettront leurs propositions de construction et/ou d'exploitation d'un système d'alimentation électrique hors réseau supérieur à 500 kVA, comme stipulé par le décret n° 2008-815. Les candidats retenus concluront une convention de concession avec l'Autorité Concédante (ME) puis présenteront, lors de la réception provisoire, des équipements une demande de licence d'exploitation hors réseau auprès de l'Autorité Concédante. Cette licence nécessitera l'avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

L'annexe 4 présente la Convention de Concession standard pour l'électrification hors réseau.

A noter que l'appel à projets peut couvrir différentes technologies de production d'énergie renouvelable, de distribution (mini et micro réseaux) ainsi que les solutions d'énergies distribuées dans le cadre de la création de société de services électriques distribués.

L'article 17 du Code de l'électricité en République du Bénin stipule que les concessions sont octroyées par le biais d'un appel d'offres public selon des modalités définies par décret pris en Conseil des ministres.

L'annexe 3 présente le dossier d'appel à projets pour la réalisation et l'exploitation des systèmes d'électrification hors réseau au Bénin: i) Avis d'Appel d'Offres (Annexe 3.1) ; ii) Instructions aux Soumissionnaires (Annexe 3.2) ; iii) Cahier des Prescriptions Techniques pour la Réalisation d'EHR, Lot 1 (Annexe 3.3) ; et iv) Cahier des Prescriptions Techniques pour l'Exploitation d'EHR, Lot 2 (Annexe 3.4).

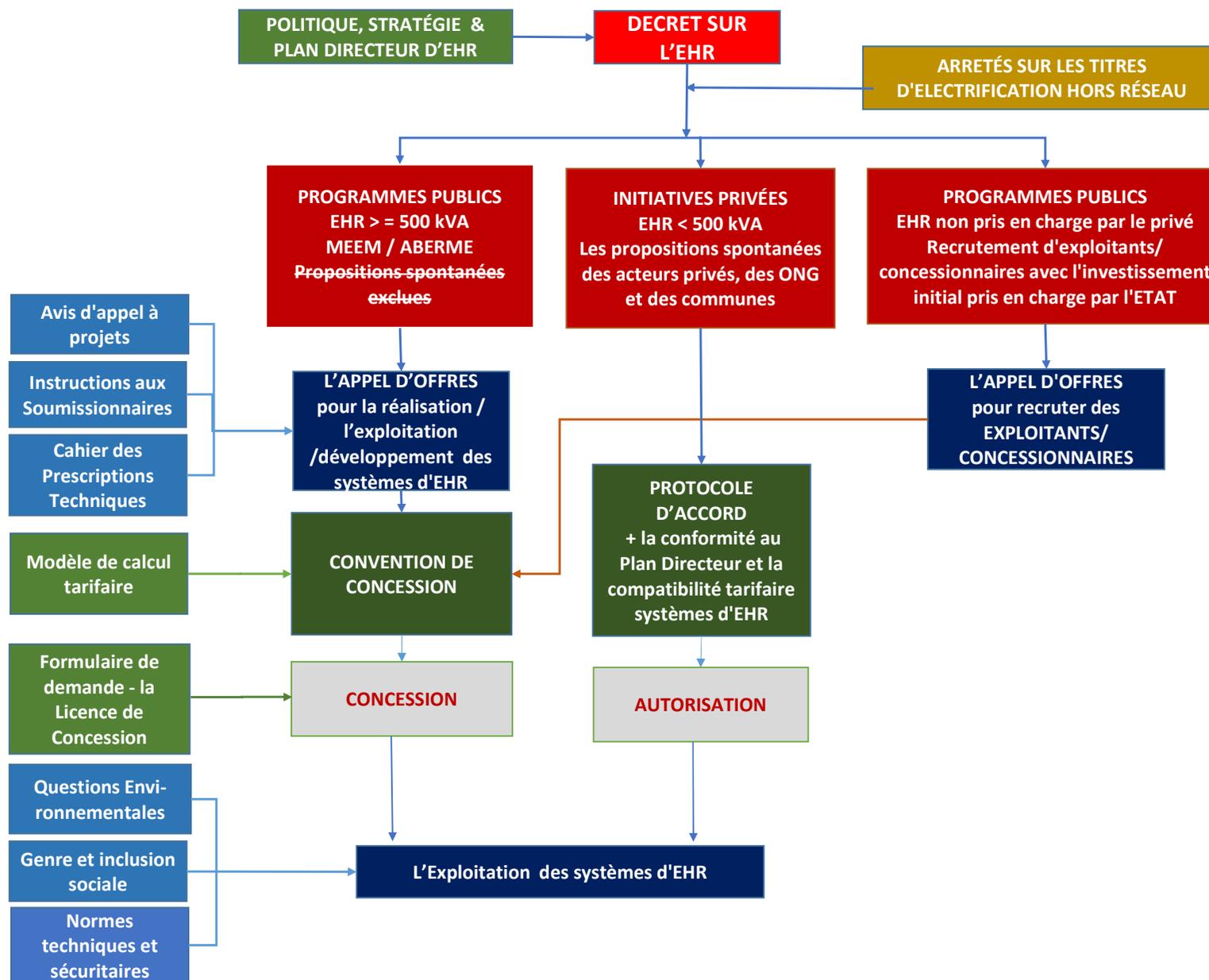


Figure 3.1: Cadre Réglementaire - Vente d'électricité et de service EHR

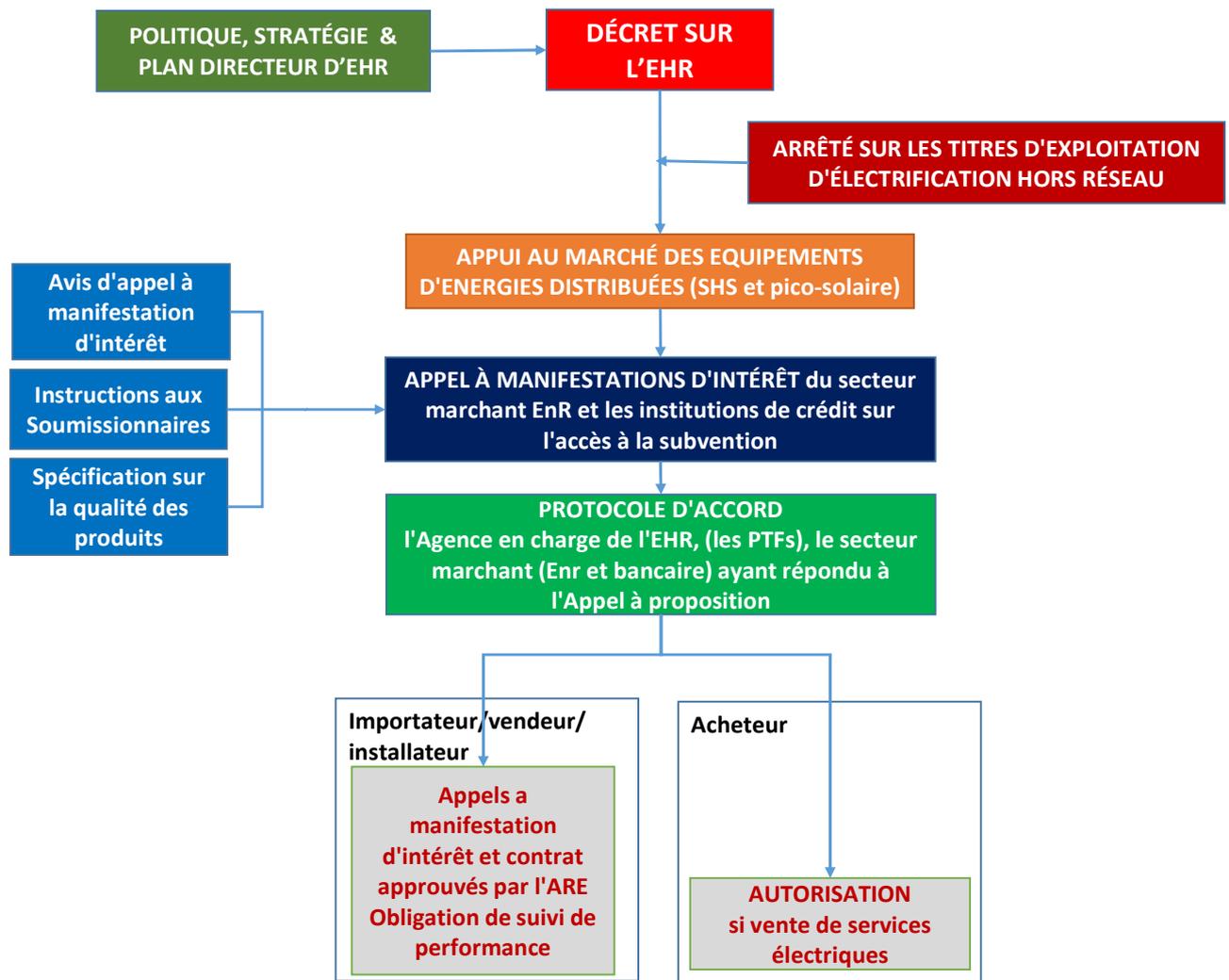


Figure 3.2: Cadre Réglementaire - Appui au Marché de l'EHR

### 3.3.3 Le Guide pour les demandeurs de licence, sur le site Internet à « guichet unique »

Un site internet « guichet unique » sera créé par l'Autorité Concédante ou l'ABERME pour faciliter la formation ainsi que l'accès, l'appui et la soumission des documents en ligne nécessaires à l'instruction d'une convention de concession, de contrat d'autorisation, de demande de licence d'exploitation hors réseau et de contrat de facilitation de marché. Sur le site internet, les lignes directrices seront fournies, présentées sous forme interactive, afin de guider le demandeur dans la procédure d'obtention du titre d'exploitation appropriée (autorisation ou licence), selon les critères qui déterminent le type de titre, en fonction de la taille et des caractéristiques du projet (catégorie EHR).

Le guide décrit les étapes et la procédure à suivre pour chaque modèle. A chaque étape, il indique les données à fournir et les pièces justificatives nécessaires, dont:

- Les documents justifiant le statut social ou professionnel du demandeur, par exemple s'il s'agit d'une entreprise, d'un organe de financement ou d'une ONG;
- Les données et les garanties financières;
- Le plan d'affaires ;

- La conception technique et l'organisation du projet, l'estimation de la demande d'électricité, les tarifs;
- Les procédures d'exploitation et d'entretien, les moyens de gestion, le suivi de la performance, le compteur, la facturation et le recouvrement ;
- La description du site et des installations: le titre foncier ou une preuve d'autorisation d'opérer sur le site (bail, permis de construire) ;
- La preuve de la viabilité financière de l'activité et la capacité financière du détenteur du projet ;
- La lettre d'engagement de l'inclusion sociale et de l'intégration du genre
- Le formulaire de l'évaluation rapide de la dimension genre et de l'inclusion sociale et
- Le formulaire de due diligence environnementale et sociale

Chaque document requis sera fourni dans un format standard.

### **3.3.4 Programmation pluriannuelle de l'électrification hors réseau**

La révision proposée du Code de l'électricité du Bénin devrait inclure une obligation pour le Ministère de l'Énergie (ME) de publier de façon périodique une révision des plans directeurs d'électrification par extension de réseau et hors réseau. Un programme à moyen terme pourrait être établi tous les trois à cinq ans, avec une programmation annuelle des projets prioritaires. Un Plan directeur d'électrification hors réseau a été développé et servira d'outil de mise en œuvre de la Politique d'électricité hors-réseau.

Ce Plan directeur de l'électrification hors-réseau contient :

- Un plan transparent de 10 ans sur la mise en œuvre de l'électrification hors réseau: il identifie et privilégie les domaines les plus appropriés pour la mise en œuvre de solutions d'électrification hors réseau suivant différents modèles d'intervention et propose un calendrier pour la mise en œuvre des projets contribuant à la réalisation des objectifs stratégiques ;
- Un outil de prise de décision pour l'électrification hors réseau: suite à la clarification des rôles des acteurs institutionnels, chaque intervenant utilisera le plan pour définir la programmation de ses actions à court, moyen et long terme conformément aux objectifs et ressources financières disponibles ;
- Un instrument pour aider les développeurs du secteur privé à évaluer les opportunités de développement de projets d'électrification hors-réseau au Bénin, avec une carte montrant le paysage actuel et le déploiement programmé du service de l'électricité (y compris les ressources renouvelables exploitables), permettant ainsi aux développeurs d'identifier les projets les plus appropriés.

Une programmation budgétaire triennale devra être mise en place pour mobiliser à la fois le financement public, l'APD et le financement privé, et assurer une bonne coordination entre l'électrification par extension de réseau et hors réseau. La Direction Générale de l'Énergie (DGE) ainsi que le département de planification financière du ME s'occuperont de cette activité et demanderont à l'agence chargée de l'électrification hors réseau de développer des appels à projets ciblant le secteur privé, des programmes gouvernementaux et des documents d'appel d'offres connexes (entrepreneurs

et exploitants) ainsi que des propositions de facilitation de marché sur appel d'offres pour le secteur commercial promouvant les ventes de systèmes solaires pico de qualité.

### **3.3.5 Cohérence du cadre réglementaire avec les opportunités de financement de l'OCEF**

La facilité à fonds partagés pour les énergies propres (OCEF) propose au Bénin des appuis financiers qui se déclinent sous 3 fenêtres d'intervention particulières pour ce qui concerne l'électrification hors réseau :

- une fenêtre proposant aux collectivités locales une aide financière pour l'installation de service électrique hors réseau dans des structures ou institutions essentielles comme les écoles, le pompage de l'eau, les centres de santé, etc
- une fenêtre adressant le financement par le secteur privé ou des collectivités territoriales de mini réseaux avec des centrales d'énergies renouvelables pour l'électrification de service public de localités
- une 3<sup>e</sup> fenêtre qui sera consacrée à l'appui à l'installation de kits solaires domestiques.

On peut dire de façon générale que le cadre réglementaire proposé est en adéquation avec les 3 fenêtres d'intervention de l'OCEF.

Pour la fenêtre concernant l'installation de services électriques hors réseau dans des institutions telles que des écoles, des centres de santé, etc., les installations EHR qui seront généralement transférées au bénéficiaire ne requerront aucune régulation EHR puisque ces équipements fonctionneront en régime d'autoproduction qui seront régis par la loi sur les EnRs en cours d'élaboration.

Pour la seconde fenêtre, qui sera mise en œuvre sur la base d'appel à projets, le contrat signé avec les soumissionnaires lauréats de l'appel à projets aura la forme et le contenu d'une convention de concession puisque le MCC agit pour le compte de l'Autorité Concédante dans ce type d'appel à projets du fait de la convention de partenariat qu'il a signée avec l'État Béninois. En conséquence, le dossier d'appel à projets y compris le modèle de concession devra être élaboré en étroite collaboration avec l'Autorité Concédante et l'Autorité de Régulation de l'Electricité et recevoir un avis de cette dernière. Une version modifiée de ce contrat fera office de convention de concession à laquelle sera joint en annexe le contrat liant OCEF au concessionnaire. La convention de concession ainsi complétée sera signée l'Autorité concédante et le soumissionnaire après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

Sur cette base, lors de la réception provisoire des travaux, le soumissionnaire lauréat devra demander une licence d'exploitation EHR auprès de l'Autorité Concédante lui permettant de mettre en exploitation un système EHR de service public. Cette licence d'exploitation hors réseau sera sanctionnée par un avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Enfin pour la 3<sup>e</sup> fenêtre, 2 possibilités se présentent :

- le projet est bâti sur le modèle 'commercial marchand', pour lequel un importateur ou un distributeur va requérir un certain niveau de subvention pour vendre plus rapidement des produits de qualité et développer ainsi le marché. Dans ce cas, l'appel à projets ou à manifestations d'intérêt de l'OCEF, ainsi que les contrats qui seront cosignés avec le secteur privé devront recevoir l'avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'électricité; ces contrats

incluront la procédure de suivi d'un certain nombre d'indicateurs de performance à remplir par le secteur privé et renseigner une fois l'an à l'OCEF et à l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

- le projet est bâti sur la base de fourniture d'un service électrique organisé par une société de service électrique décentralisé. Dans ce cas, le projet tombe sous le régime applicable à la fenêtre précédente, c'est-à-dire régulé par une convention de concession auquel sera joint en annexe le contrat de financement de l'OCEF suivi d'une licence d'exploitation hors réseau.

### 3.4 Tarifs, taxes et financement des systèmes d'électrification hors réseau

#### 3.4.1 Tarif des systèmes d'électrification hors réseau

Le principe général de la pertinence des tarifs de l'électricité est que, pour être durables, ils doivent prendre en compte les coûts totaux de la livraison et refléter ces coûts directement dans le tarif pendant une période convenue ou avoir une partie de ces coûts couverts par d'autres moyens tels des subventions ou des incitations. Il existe des principes importants concernant l'équité de l'accès à l'énergie et il existe des considérations compensatoires en termes de coûts pratiques de livraison aux populations éloignées et dispersées. Généralement, les éventuelles subventions devraient fonctionner de la manière la plus progressive possible en termes de bénéfices pour les consommateurs les plus pauvres, tout en étant efficaces pour atteindre les objectifs sociaux et créer un effet de levier par les investissements privés. Dans la mesure du possible, les subventions devraient avoir le caractère de «mesures incitatives» pour le secteur permettant une pérennisation de sa contribution à l'EHR sur la base de succès tangibles de réalisation et d'une amélioration accrue des niveaux de qualité de service attendus. Il existe deux types de subventions pouvant être appliqués aux projets d'électrification hors réseau: i) les subventions ou incitations à l'investissement en capital; ou ii) la subvention récurrente pour couvrir un déficit de trésorerie opérationnel.

Le tarif de tout concessionnaire fournissant un service public d'électrification est soumis au Code de l'électricité du Bénin : ce tarif devrait refléter les coûts budgétisés pour couvrir tous les coûts justifiés liés à l'opération, un taux de rentabilité adéquat pour recouvrir correctement et équitablement le capital investi et des coefficients d'ajustement pour compenser les paramètres exogènes. La méthode est appelée tarif reflétant les coûts.

Conformément à la réglementation (le Code), également confirmé politiquement dans le Plan stratégique de Développement du secteur de l'énergie au Bénin PSDSEB (octobre 2008), le principe de la tarification devrait refléter le coût réel du service.

Il existe deux options pour le tarif EHR qui peuvent être appliquées au Bénin: i) Tarifs uniformes; ou ii) tarif reflétant les coûts.

##### 3.4.1.1 Tarif uniforme

Une Autorité de régulation peut appliquer une directive gouvernementale pour appliquer un tarif uniforme dans tout le pays au nom de l'équité sociale et de la paix nationale, ce qui peut ne pas refléter les coûts de l'exploitation commerciale d'une concession avec un rendement raisonnable des capitaux propres. Avec cette option, de nombreuses concessions d'EHR auront besoin de subventions avant qu'elles puissent être rentables, ceci en raison des coûts généralement élevés de la technologie et du manque d'économie d'échelle liée à leur puissance installée relativement faible. De telles subventions

devraient généralement être fournies par le gouvernement et ses partenaires. Cependant, des expériences dans de nombreux pays ont montré que l'option n'est pas viable et a échoué dans plusieurs cas. Le tarif unique conduit à des pertes d'efficacité dans l'exploitation car les subventions du gouvernement, quand elles sont payées, couvrent les lacunes et faiblesses de gestion, L'application du tarif uniforme pour l'électrification hors réseau n'est pour cette raison pas préconisée pour le Bénin.

#### 3.4.1.2 [Tarif reflétant les coûts](#)

Une tarification reflétant les coûts prend en compte tous les coûts justifiés liés à l'exploitation du système de fourniture d'électricité et un taux de rémunération adéquat et raisonnable du capital nécessaire à l'investissement.

Des modèles financiers, utilisés comme base pour le calcul des tarifs, sont nécessaires pour justifier des tarifs reflétant les coûts. Chaque promoteur/exploitant doit établir un plan d'affaires un modèle financier qui peut aider à démontrer la viabilité du projet lors de la négociation de l'accord de concession et lors de la présentation de la demande de licence.

Généralement, les tarifs reflètent les coûts, en utilisant la méthodologie de tarification basée sur le principe du coût majoré. Cette méthodologie de tarification est discutée dans les sections suivantes.

#### **3.4.2 Méthodologie d'établissement d'une tarification sur la base du principe du « cost plus »**

Le principe fondamental de cette méthodologie est d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts éligibles encourus par le concessionnaire lors de la conception, la construction, la réception des ouvrages, la mise en exploitation et l'exploitation.

Par coûts éligibles, on entend tous les coûts qui auront été déclarés comme tels par l'Autorité de Régulation.

Pour les besoins de tarification, les coûts peuvent être organisés en coûts fixes ou coûts de structure qui incluent l'ensemble des coûts liés à l'infrastructure et à la gestion de cette dernière (personnel technique et administratif qui constitue une charge salariale fixe et frais généraux du siège) et en coûts variables liés directement à la production d'électricité (coûts variables de personnel et service liés à la production d'énergie, consommables, achat de service, de matériel d'entretien, de carburants, coûts de maintenance).

En termes de comptabilité on peut utiliser une autre classification qui consiste en :

- coûts en capitaux CAPEX: amortissement, coûts financiers (paiement des intérêts des prêts), les taxes les impôts
- coût d'exploitation et de maintenance : salaires et frais généraux, coûts en consommables en matériel et en service, coût d'exploitation proprement dit et coûts liés à la maintenance
- coût de carburant : prix du carburant à la frontière ou au point d'achat, transport, taxes sur le carburant
- coûts commerciaux : de raccordement des abonnés, du branchement, du comptage de la facturation et du recouvrement.

### 3.4.3 Liste des coûts éligibles

#### Coûts liés à la préparation des projets

- étude de faisabilité et d'avant-projet
- étude de site (hydroélectricité)
- étude d'impact environnemental
- étude du plan d'affaires et du montage financier

La question sera de savoir si ces coûts ont été partiellement ou totalement financés par de la subvention ou s'ils ont été pleinement pris en charge par le développeur. Les coûts d'étude de site, d'impact environnemental peuvent être substantiels dans le cas de projets hydroélectriques, voire de biomasse. L'autorité de régulation aura à estimer si ces coûts peuvent être considérés comme éligibles ou s'ils sont maintenus en dehors du calcul du tarif parce qu'ils ont été financés d'une autre façon ou partiellement ou totalement subventionnés. Dans ce cas le développeur pourra toujours argumenter une majoration du taux de retour sur investissement pour couvrir la part des frais de préparation non financés autrement.

#### Coûts liés à l'investissement

##### 1. Coût de construction :

- les coûts directs, qui sont liés à la préparation de chantiers, aux travaux de génie civil, à l'acquisition du matériel, des équipements de la centrale, des lignes et des branchements, à la rémunération du personnel lié à la construction des infrastructures, etc ;
- les coûts indirects : la conception, l'ingénierie et la supervision des chantiers, coûts liés aux essais de mise en service et à la réception, coûts administratifs liés à la gestion du chantier.

##### 2. coût du développeur

- administration générale, mise en service, pièces et matériel de rechange, coûts liés à la sélection du site, à l'obtention des titres de propriété et l'exploitation, et du certificat de conformité environnementale, taxes et impôts locaux et régionaux ;
- autres coûts : coût de réhabilitation ou de remise à niveau ou coût de démolition et rétablissement du site.

##### 2. coûts d'exploitation et de maintenance

- coût d'exploitation, salaires du personnel d'exploitation ;
- coût lié au fonds de roulement investi initialement par le développeur ;
- coût de maintenance (consommables, main-d'œuvre, services) ;
- équipe technique d'appui ;
- administration liée à l'exploitation ;
- frais généraux du siège ;
- taxes et impôts ;
- assurance ;
- coût de maintenance principale (renouvellement des batteries des sites photovoltaïques) ;
- coût de traitement des déchets.

### 3. coût de carburant

- coût la frontière (agent droiture) ou approvisionnement à une compagnie nationale ;
- transport à la centrale ;
- taxes ou subventions sur le carburant ;
- autres.

### 4. coût du service des abonnés

- coût des branchements et de leur installation ;
- coût du comptage (compteurs et relevés) et de la facturation ;
- provisions pour les pertes commerciales ;
- coût de la maîtrise de la demande en électricité.

Généralement les coûts de branchements sont à la charge de l'abonné, même si le développeur préfinance son installation. Ces coûts seront recouverts sur une période maximale de 24 mois, mais pourront constituer un coût financier supplémentaire de gestion de trésorerie pendant cette période.

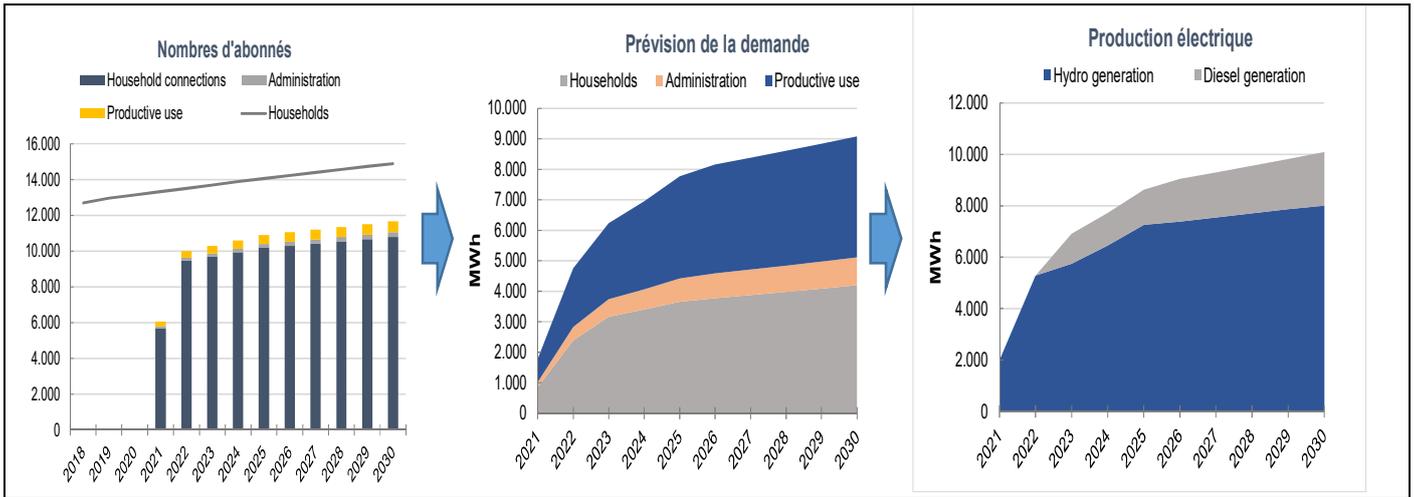
Les provisions pour pertes commerciales devront faire l'objet d'une attention particulière de l'autorité de régulation sur la discipline que l'exploitant imposera au niveau du recouvrement et sur le fait que ces pertes soient exclusivement le fait de l'abonné. Généralement tout système de prépaiement éliminera les provisions liées aux pertes commerciales.

#### **3.4.4 Établissement d'un modèle financier pour le calcul du taux de retour régulé sur investissement du promoteur**

Le développement d'un modèle financier sur la période de la concession permet d'avoir une visibilité sur l'ensemble des investissements et sur le tarif moyen qui sert de base à la tarification. La principale difficulté est d'établir un tarif qui ne soit pas trop déficitaire dans les premières années d'exploitation pour lesquelles le raccordement au système électrique n'est pas achevé.

##### 3.4.4.1 Prévission de la demande

Le modèle comprendra une prévision de la demande par types d'abonnés correspondants aux classes tarifaires souhaitées, généralement les abonnés domestiques, les services et les activités productives. Dans le cas des abonnés domestiques, on peut également envisager un tarif spécifique pour les plus démunis, ou tarif social. Les illustrations sont celles liés à un exercice de tarification Cost plus au Libéria.



**Figure 3.3: Un exercice de tarification Cost plus au Libéria**

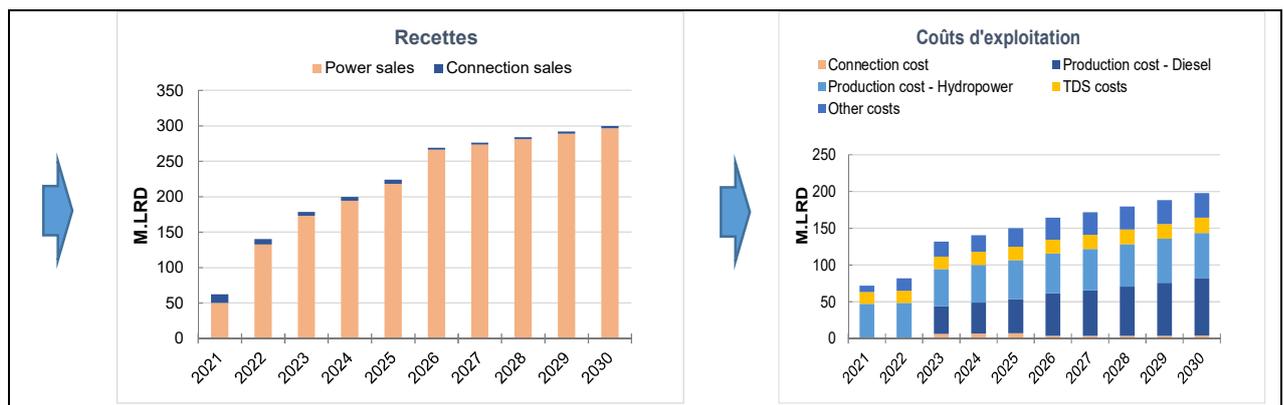
Cette prévision est faite sur la durée de la concession soit de 20 à 25 ans.

### 3.4.4.2 Calcul des recettes

Les recettes comprennent d'une part les recettes sur le tarif et d'autre part celles liées aux coûts de raccordement qui sont financés par le développeur.

La prévision de la demande permet de calculer le niveau de recettes sur le tarif qui sera déterminé par le calcul d'un tarif moyen pour le taux de retour sur investissement qui aura été arrêté.

La grille tarifaire de chaque classe de consommateurs sera établie séparément sur la base du tarif moyen fixé en y introduisant des éléments de pondération pouvant tenir compte d'une part de la sollicitation en puissance de chaque catégorie (ceci pour sécuriser d'une certaine façon les coûts fixes) et pour répondre d'autre part au souhait politique de dégager un tarif social pour les plus démunis et un tarif plus avantageux pour les activités productives, différents des tarifs des consommations des services et de confort. Dans le cadre de petits systèmes, la marge de manœuvre sans subvention reste faible et cette différenciation restera minimale.



**Figure 3.4: Recettes et coûts d'exploitation**

Les autres éléments de tarif à déterminer seront ceux liés aux coûts de branchements qui devront couvrir les investissements réalisés par le promoteur qui selon la proposition faite préfinance les branchements des abonnés. Le promoteur développera des solutions standard pour la majorité des abonnés et il sera possible, lors des premières années, de faire jouer les opportunités de subventions à l'investissement sur les branchements. (L'attribution d'une prime de performance au nombre de

branchements réalisés pendant les 3 premières années peut être un outil qui permet à la fois de densifier rapidement la consommation du système et d'offrir une aide à certaines catégories de consommateurs)

Recettes totale = recettes sur le tarif + recettes dues au branchement

#### 3.4.4.3 [Calcul des dépenses d'exploitation \(OPEX\)](#)

Une modélisation des coûts d'exploitation sera faite sur la période de validité de la concession, comprenant l'ensemble des coûts éligibles liés à la production et la distribution d'électricité, l'entretien de la centrale, des lignes et des branchements, y compris les salaires, les frais généraux, les coûts en combustibles, les taxes et impôts.

En termes de coûts d'exploitation, il est à noter que l'hybridation introduit un élément tarifaire défavorable dans la constitution du tarif. Pour un prix du gasoil<sup>3</sup> à 460 FCFA qui est le prix à la pompe, le coût du combustible gasoil dans la constitution du tarif de vente d'une production hybridée à 66%<sup>4</sup> de production solaire s'élève à 63 FCFA/kVAh correspondant environ au tiers d'une production 100 % diesel. Ce dernier n'est pas compressible et on ne peut pas faire référence à celui utilisé par la SBEE, car cette dernière l'achète à un prix pratiquement équivalent à celui de la pompe.

#### 3.4.4.4 [Calcul des coûts en capitaux \(CAPEX\)](#)

Ces coûts comprennent généralement les coûts d'investissement initiaux pour les équipements de production, de distribution, de raccordement et autres coûts liés à la centrale, ainsi que les provisions pour réinvestissements permettant de couvrir les réinvestissements programmés (e.g. pour le solaire, réinvestissement dans les batteries après 6 à 8 ans) et les besoins en fonds de roulement couvrant généralement 12 mois de coût d'exploitation en attente de la montée en puissance de la demande et des recettes.

Ces coûts capitaux font l'objet d'un plan d'investissement dans lequel peut intervenir de la dette à long terme, de la subvention d'investissement, du fonds propre et de l'auto-investissement dégagé au fil de l'exploitation comme provisions pour réinvestissements.

#### 3.4.4.5 [Établissement du compte des pertes et profits](#)

Il est établi comme suit :

EBITDA<sup>5</sup> = recettes sur les tarifs – coûts d'exploitation

EBIT<sup>6</sup> = EBITDA – provision pour réinvestissement et dotations aux amortissements

---

<sup>3</sup> Les prix d'achat par la SBEE ou GENCO du gasoil et du HFO fixés en hypothèse de base respectivement à 400 et 300 FCFA/litre, correspondant à un prix du baril de pétrole brut à son niveau actuel de 50 USD. Rapport provisoire 2 : Analyse de référence et plan tarifaire, IDEACONSULT International, page 79

<sup>4</sup> le choix d'une hybridation à 66 % correspond généralement à l'optimale économique (LCOE le plus bas, pour un taux rendement économique de 10 %).

<sup>5</sup> Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization ou BAIIA (Bénéfices Avant Intérêts, Impôts et Amortissements), généralement la terminologie anglo saxonne est plus parlante au professionnels francophones.

<sup>6</sup> EBIT, abréviation anglaise pour Earnings Before Interest and Taxes, correspond en français à l'acronyme BAII pour Bénéfice Avant Intérêts et Impôt

Comptes des profits et des pertes = EBITD – Intérêt sur la dette – les impôts sur le revenus.

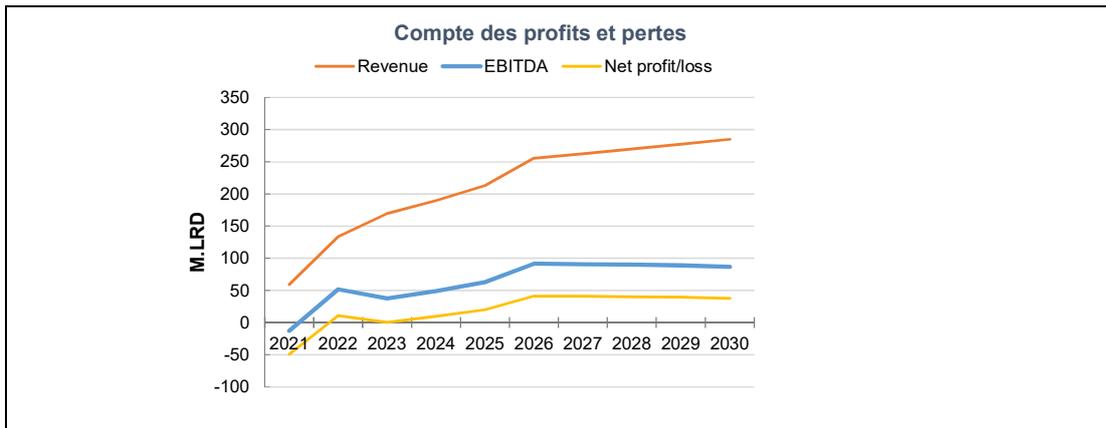


Figure 3.5: Compte des profits et pertes

#### 3.4.4.6 Taux de retour sur fonds propres

Le taux de retour sur investissement se calcule comme TRI de la trésorerie générée par le projet défalqué des fonds propres investis par le promoteur. Cette trésorerie est essentiellement générée par le compte profits et pertes augmenté des provisions pour investissements (pour les ressources) et défalqué essentiellement des variations annuelles du fonds de roulement (pour les coûts en capitaux).

La corrélation dans le modèle est ainsi établie entre le tarif définissant la recette et le taux de rendement sur fonds propre qui est la clef de négociation et de décision du développeur.

#### 3.4.5 Les subventions et incitations fiscales pour les systèmes d'électrification hors réseau

Plusieurs options sont disponibles pour réduire de manière significative les coûts et donc les prix de l'EHR :

- L'EHR doit bénéficier d'un appui financier du Fonds d'Électrification Rurale.
- La plupart des équipements, qui sont très spécifiques pour l'EHR (des panneaux photovoltaïques, des batteries, de l'électronique, des petites turbines et des équipements, etc) doivent, comme c'est déjà en partie le cas, être totalement exonérés de tous droits et taxes, à condition que ces équipements soient en stricte conformité avec les normes techniques et de qualité adoptés par le Bénin ;
- L'utilisation de micro et mini-réseaux et des activités conduisant à la large diffusion de solutions décentralisées doit être totalement exonérés de la TVA ;
- Les taxes sur le carburant utilisé dans les centrales électriques hybrides doivent être strictement au même niveau que celles appliquée pour la SBEE ;
- Les achats d'électricité par le réseau en cas de raccordement devraient être vendus à un tarif adéquat, permettant la poursuite de la gestion du concessionnaire et réduisant les coûts totaux d'exploitation ;
- La durée d'amortissement des actifs de l'EHR doit être conforme à la durée de vie utile des différents équipements, sur lesquels il y a déjà une certaine expérience. Une période

d'amortissement plus longue réduirait artificiellement les provisions pour réinvestissements, cela pourrait représenter un obstacle pour les investisseurs.

### 3.4.6 Fixation d'un tarif de base

L'exemple présenté consiste dans l'approvisionnement d'une localité de 1500 habitants alimentée par une centrale solaire hybride de référence dont la puissance initiale est de 45 kWac avec une expansion des capacités permettant en moyenne sur la période d'exploitation d'assurer 65 % de la couverture des besoins par l'énergie solaire. Le complément est fourni par une hybridation diesel d'une capacité équivalente à la puissance solaire, de façon à garder une certaine flexibilité d'exploitation.

Le coût d'investissement d'une telle centrale est de l'ordre de 150 millions de FCFA et les coûts d'investissement liés au développement et à la maintenance sur une période de 20 ans sont d'un ordre de grandeur similaire. Sur la période d'exploitation de 20 ans, le LCOE<sup>7</sup> pour un taux économique de 10 % est de 381 FCFA/kVAh, coût qui sera difficilement compatible avec l'établissement d'un tarif pour le consommateur. Il est à noter que les coûts de réinvestissements anticipent sur une poursuite de la baisse tendancielle des coûts sur les panneaux solaires, sur l'électronique et surtout sur les batteries.

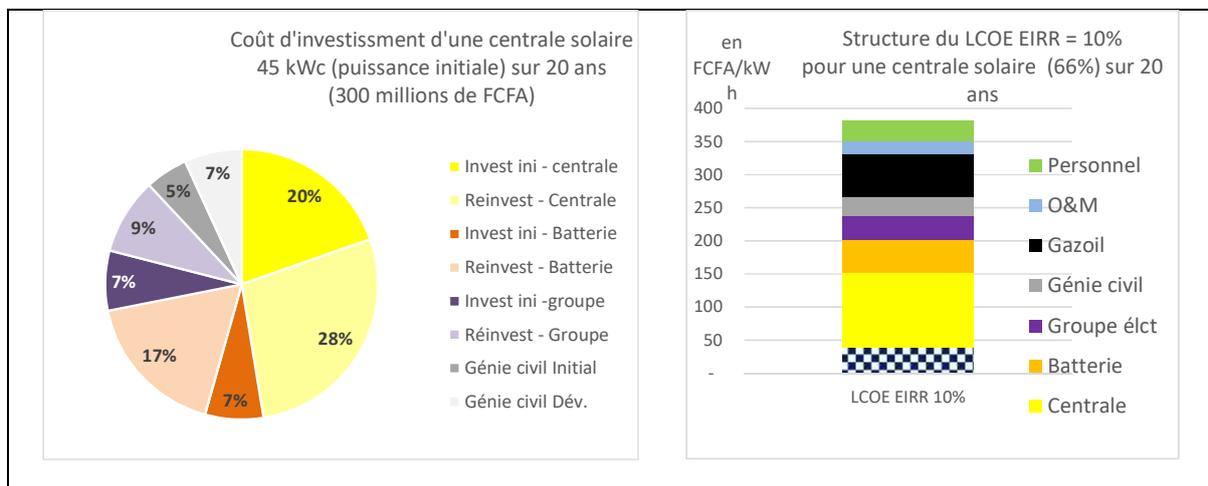


Figure 3.6: Coût d'investissement et LCOE d'une centrale solaire de référence sur la période d'exploitation de 20 ans

**L'exercice tarifaire sera donc avant tout lié à une ingénierie financière attrayante proposée au promoteur** permettant de réduire le coût moyen de l'électricité.

Dans un premier cas, l'analyse se fait sur la base de 2 types de financements :

- un financement commercial avec un WACC résultant de 13 % et aucune subvention
- un financement bonifié des prêts concédés au promoteur/exploitant de façon que le WACC projet puisse atteindre un niveau de 7 %. Pour cela il faudra que le promoteur ne soit pas trop gourmand en termes de retour sur fonds propre, et une subvention de 60 % est accordée aux investissements liés aux énergies renouvelables et au financement du réseau BT.

<sup>7</sup> Levelized Cost of Energy = Coût actualisé de l'énergie, calculé sur le cash-flow de dépenses de CAPEX et OPEX pour un taux d'actualisation de 10%

**Tableau 3.1: Structure des coûts d'une centrale solaire de référence (66% de pénétration de l'énergie solaire) pour différents types de finances**

en FCFA/kWh	Dimensionnement 66%	
	S=0% WACC=13%	S=60% WACC=7%
Réseau BT	49	17
Centrale	141	45
Batterie	56	27
Groupe élct	44	32
Génie civil	34	14
Gazoil	65	65
O&M	21	14
Personnel	27	27
	437	241

The chart displays the following cost components (in FCFA/kWh):

- Personnel: 27
- O&M: 21
- Gazoil: 65
- Génie civil: 34
- Groupe élct: 44
- Batterie: 56
- Centrale: 141
- Réseau BT: 49

Le financement permet de ramener les coûts à des niveaux inférieurs à 250 FCFA/kVAh. La première remarque est qu'il est toujours difficile de développer un tarif acceptable sur cette base de coût. La seconde remarque est qu'il n'y a pas de place pour une fiscalité qui viendrait augmenter le tarif de l'électricité. Donc dans un premier temps, il faudra faire un plaidoyer pour l'exemption totale des taxes liées aux équipements et services pour l'EHR solaire. La situation est moins critique pour la biomasse et l'hydroélectricité qui ont des facteurs de production plus élevée que le panneau photovoltaïque.

En termes de coûts, il reste possible de faire quelques efforts au niveau des dépenses en personnel par la mutualisation de l'exploitation de plusieurs centrales d'une seule région. On peut également envisager une politique qui accorde cent pour cent (100 %) de subventions à l'élément réseau BT, qui reste, quoi qu'il arrive, un bien de retour pour l'Autorité Concédante. Ceci permettrait de descendre le coût moyen d'une centrale de référence à un niveau de 200 FCFA/kVAh, qui permettra de servir de base tarifaire.

Le coût de l'hybridation reste bien visible, avec 97 FCFA/kVAh pour les coûts en capitaux et le coût en gazoil. De plus, cet élément est incompressible au regard de la politique de financement appliquée. Or le choix de cette hybridation est strictement économique et guidé par la recherche de la solution conduisant à un LCOE le plus bas.

À titre d'exemple, la simulation suivante présente une tentative de déviation à la règle de l'optimisation économique par le LCOE.

En changeant le dimensionnement, qui permet de porter la part de l'énergie solaire à 85 % de la demande, il faut augmenter la capacité du champ solaire de 45 à 60 kVAc, ainsi que la capacité des batteries. En termes d'investissements, cette solution requière, sur la période d'exploitation, 65 millions de FCFA supplémentaires, soit une augmentation des investissements de 22 %. Cela conduit à une augmentation de 3,7 % du LCOE de 14 FCFA/kVAh.

**Tableau 3.2: Structure des coûts du kilowattheure pour une centrale solaire (85 % de pénétration de l'énergie solaire) sous différentes formes de financement**

en FCFA/kWh	Dimensionnement 85%	
	S=0% WACC=13%	S=60% WACC=7%
Réseau BT	49	17
Centrale	184	58
Batterie	79	38
Groupe élct	32	23
Génie civil	43	17
Gazoil	27	27
O&M	23	14
Personnel	27	27
	464	222

en FCFA/kWh

Structure de coût du kWh pour une centrale solaire (85%)

- Personnel
- O&M
- Gazoil
- Génie civil
- Groupe élct
- Batterie
- Centrale
- Réseau BT

L'exemple montre que l'augmentation de la capacité solaire du fait des conditions de financement réduit de moitié l'impact de l'hybridation sur le coût du kilowattheure, réduction toutefois compensée par une certaine augmentation des coûts au niveau de la centrale solaire et des batteries.

Les coûts résultants pour les solutions utilisant de la subvention sont réduits d'une vingtaine de FCFA. Si l'on prend en compte l'optimisation de la gestion et une subvention supplémentaire sur les réseaux BT il sera possible de descendre le cas central et l'optimiser à un niveau de 180 FCFA/kVAh.

Ici il faut se rappeler qu'une solution d'hybridation à 85 % n'est pas optimale en termes économiques pour un prix du baril qui se stabiliserait à 50 \$. Autrement dit, moins de projets seraient financés en choisissant cette solution. Toutefois, si le prix du baril part à la hausse pour se stabiliser à un niveau de 70 \$, et si la baisse tendancielle des prix sur le matériel EnR est plus rapide qu'anticipée, une hybridation moins poussée pourrait devenir rentable.

Cette réflexion est intéressante pour le devenir du tarif car la capacité de la centrale sera en développement tout au long de sa vie avec l'extension de capacité solaire, le renouvellement du parc de batterie et celui des moteurs diesels ainsi que le renouvellement d'une partie de l'électronique. L'évolution des coûts des équipements et de celui du baril de pétrole pourront militer ou non pour plus ou moins d'hybridation des systèmes EnR.

**Ce que l'on doit retenir de cette réflexion est que le coût de référence pour la fixation d'un tarif pour une centrale solaire sera entre 180 et 200 FCFA/kVAh et que le niveau d'hybridation pourra jouer un rôle propice sur les tarifs.**

### 3.4.7 Fixation d'un tarif (grille tarifaire / blocs de crédits à la consommation).

Dans le cadre des mini-centrales solaires ou Enrs (Biomasse ou hydro) le tarif sera basé sur la règle du prépaiement. Il ne s'agit donc pas de comptabiliser un nombre de kilowattheure vendus pour différentes classes tarifaires, mais plutôt de fournir des blocs de crédits correspondants à la capacité à payer des populations et leurs besoins en énergie sur une base hebdomadaire ou mensuelle.

Dans le rapport du schéma directeur, 3 catégories de consommation avaient été identifiées avec le niveau de coût évité que payaient ou auraient pu payer les bénéficiaires d'un nouveau système EHR.

**Tableau 3.3: Rappel des valeurs des consommations évitées pour l'analyse des résultats des simulations GEOSIM**

Segment de marché (en abonnés)	30 %	50 %	20 %
Part de marché (en consommation)	10 %	40 %	50 %
Consommation de référence en kVAh	25	80	163
Coûts évités arrondis en FCFA	9.500	25.000	48.500
Soit en FCFA/kVAh	380	312	297

Le tableau démontre que les consommateurs les plus modestes payent où sont prêts à payer un coût de l'énergie relativement élevé. Le tableau montre que le coût évité des petits consommateurs est de 380 FCFA/kVAh, alors qu'il n'est que de 300 FCFA/kVAh pour les consommateurs piliers.

Étant donné qu'il n'est pas possible de recourir à des mécanismes de péréquation à grande échelle il faudra donc jouer sur des aménagements marginaux des blocs de crédit proposés aux différents types de consommateurs si l'on souhaite introduire à la fois :

- un petit avantage au niveau des consommateurs les plus modestes, tout en évitant que cet avantage soit partagé par l'ensemble des consommateurs ;
- un avantage offert aux activités économiques et principalement celles liées à la transformation des produits agricoles, pour lesquels les blocs de crédit pourraient être aménagés.

Le problème est qu'en principe il n'y a que les consommateurs de la classe intermédiaire qui peuvent payer pour les autres, soit en gros 40 % des consommateurs pour 50 % de la consommation.

Les consommations étant prépayées, la notion de prime fixe et de tarif variable devient aléatoire et la notion de tarif progressif ou d'une tarification en temps réel est également illusoire dans le cadre de petits systèmes. En fonction de l'évolution de la technologie, on pourra ultérieurement développer des plages horaires tarifaires qui permettent, sur la base d'informations, à certains consommateurs n'ayant pas une nécessité absolue de consommer à ce moment précis de pouvoir s'effacer, afin de mieux gérer les appels de puissance dans des systèmes de dimensions finies. Cette plage de consommation de pointe pourrait donner lieu à un tarif plus élevé qui consommerait plus vite le crédit acheté.

Dans un premier temps, il sera beaucoup plus pertinent de suivre la demande des consommateurs et de conduire des campagnes d'information, permettant une organisation de la demande des gros consommateurs pour une meilleure gestion de la charge.

La tarification dépendra du type de compteurs installés et de la possibilité de paramétrer ces compteurs en fonction du type de crédit qui sera acheté.

La proposition tarifaire est la suivante :

- un tarif qui soit 15 % plus bas que le tarif normal moyen pour les petits consommateurs. Ce tarif serait payable par module de 1000 FCFA correspondant environ à une semaine de consommation de 5 kVAh. Il serait pertinent d'avoir des compteurs à prépaiement paramétrés pour égrener un maximum de consommation de 800 Wh par jour avec le report de l'excédent sur le jour suivant, afin d'éviter que tout le monde s'abonne sur ce type de compteur présentant une restriction. En moyenne une réduction de 15 % du tarif des petits consommateurs se traduit par une augmentation du tarif de la classe moyenne de 3 %. Pour un tarif de base de 200 FCFA/ kVAh celui des abonnés modestes sera de 170 FCFA/kVAh. Mais leur consommation sera bridée au compteur. Pour 1.000 FCFA ils pourront acheter un crédit d'une semaine à 15 jours.
- Un tarif pour les activités économiques et la transformation des produits agricoles sera également disponible avec une décote de 10 % par rapport au tarif de base. Pour un tarif de base à 200 FCFA/kVAh il sera possible d'offrir un rabais de 20 FCFA/kVAh soit une ristourne de 32.500 FCFA sur une consommation moyenne de 163 kVAh. Ce tarif sera accessible par portion de 10.000 FCFA soit un crédit d'environ une semaine à 10 jours de consommation. Le tarif devrait être disponible pendant les heures d'activités, c'est-à-dire dans la plage de 6 à 19 heures, ensuite le compteur commuterait sur une forme de limitation (à étudier en fonction des performances de compteur) pour décompter de la consommation à caractère domestique de l'activité. Pour des compteurs 100 % dédiés à des activités économiques de transformation de produits agricoles (ateliers, poste de pompage pour le maraîchage etc.) le paramétrage se fera en conséquence avec une seule plage de tarif. Cette ristourne de 10 % pour le développement économique correspondra à une augmentation de 8 % du tarif dit normal.
- La conjonction des 2 tarifs bénéficiant d'une décote se traduira par une augmentation totale du tarif normal de 11 % seulement, soit 22 FCFA/kVAh pour un tarif de base de 200 FCFA/kVAh. Le tarif normal sera disponible par carte de 5.000 FCFA qui correspondra à une consommation de 1 à 2 semaines. Le compteur n'aurait aucun paramétrage particulier.

En résumé la grille tarifaire pourrait se présenter comme suit :

**Tableau 3.4: La grille tarifaire**

	Taille des blocs	Ristourne	
Tarif de base moyen : 200 FCFA/kVAh (exemple)			
Pour les consommateurs modestes	1.000 FCFA	15%	Limitation journalière de la consommation à 800 W
Pour les consommateurs normaux	5.000 FCFA	-11%	Pas de limitation
Les consommateurs activités économiques et transformation de la production	10.000 FCFA	10%	Décompte kilowattheure au tarif fixé pendant la période de l'activité

Le paramétrage du compteur se fera pour comptabiliser une consommation à un tarif donné. Les recharges de crédits se feront en kVAh ou en argent. Le plus pertinent serait des compteurs qui affichent le crédit en argent et qui soient paramétrés pour imposer des restrictions ou des types de

comptages différents en fonction des plages horaires. Les blocs de crédits ne seront donnés qu'à titre pédagogique pour les trois niveaux de tarif ; le bloc consommation modeste insistera sur la limitation imposée pour ce type de consommateur et le bloc 'activités économiques' proposera des crédits en relation avec l'activité économique. Mais dans les faits chaque carte aura une valeur de crédit monétaire qui pourra être entrée sur tous les compteurs.

Un changement de classe tarifaire demandera un nouveau paramétrage du compteur.

### **3.4.7 Autres type de tarif – Raccordement et installations intérieures**

Pour s'assurer d'une adhésion rapide au système EnR, il est préconisé que les coûts de raccordement ainsi que les coûts d'installation intérieure des maisons soient pris en charge par le promoteur/exploitant sur le financement du projet.

Ces coûts resteront à la charge des abonnés et devront être payés à tempérament sur une période d'au moins 3 ans et n'excédant pas 5 ans.

Le coût total du branchement et de l'installation intérieure devrait se trouver dans la fourchette de 120.000 à 200.000 FCFA, selon la distance au réseau BT, le type d'installation intérieure et de compteur utilisés.

L'idée sera de trouver une modalité de remboursement qui n'excède pas 1.500 FCFA par mois pour les abonnés modestes, 2.500 FCFA pour les abonnés du tarif standard et 4.000 FCFA pour les abonnés ayant une activité économique.

Ces remboursements seront comptabilisés dans la trésorerie afin de pouvoir en combler les déficits inhérents aux premières années de mise en exploitation.

### **3.4.8 Les subventions et incitations fiscales pour les systèmes d'électrification hors réseau**

Plusieurs options sont disponibles pour réduire de manière significative les coûts et donc les prix de l'EHR :

- L'EHR doit bénéficier d'un appui financier du Fonds d'Électrification Rurale.
- La plupart des équipements, qui sont très spécifiques pour l'EHR (des panneaux photovoltaïques, des batteries, de l'électronique, des petites turbines et autres équipements) doivent, comme c'est déjà en partie le cas, être totalement exonérés de tous droits et taxes, à condition que ces équipements soient en stricte conformité avec les normes techniques et de qualité adoptés par le Bénin ;
- L'utilisation de micro et mini-réseaux et des activités conduisant à la large diffusion de solutions décentralisées doivent être totalement exonérés de la TVA ;
- Les taxes sur le carburant utilisé dans les centrales électriques hybrides doivent être strictement au même niveau que celles appliquées pour la SBEE ;
- Les achats d'électricité par le réseau en cas de raccordement devraient se faire à un tarif adéquat, permettant la poursuite de la gestion du concessionnaire et réduisant les coûts totaux d'exploitation ;
- La durée d'amortissement des actifs de l'EHR doit être conforme à la durée de vie utile des différents équipements, connue du fait de l'expérience existante de ces équipements. Une

période d'amortissement plus longue réduirait artificiellement les provisions pour réinvestissements ce qui pourrait représenter un obstacle pour les investisseurs.

### 3.4.9 Faciliter l'accès au financement

Comme indiqué dans la Politique et la Stratégie de l'EHR, la contribution des fonds propres des investisseurs (actions et dette), en particulier dans le cas des mini-réseaux, est généralement de l'ordre de 40-50 % (de 10 à 15 % d'actions et 30 à 40 % de dette), avec un déficit de financement de 50 à 60 %, tandis qu'un objectif souhaitable à moyen terme serait de 40% d'actions et 60 % de dette.

Pour boucler les budgets d'investissement, un financement doit être mobilisé au travers de facilités de financement dégagées par les partenaires techniques et financiers, les prêts concessionnels, des lignes de crédits portées par des banques commerciales ou par le Fonds d'Électrification Rurale. Actuellement, les banques commerciales locales n'ont pas encore de compétences solides en la matière; les taux d'intérêts sur les prêts restent élevés (jusqu'à 13 %) et avec des périodes de maturité courtes (rarement plus de 3 ans). Par ailleurs, les partenaires internationaux au développement recentrent leur appui vers une assistance technique pour des projets de développement y compris les études de projet, l'ingénierie financière, jusqu'à la clôture financière.

Il est donc essentiel que l'Agence en charge de l'électrification hors réseau, avec le soutien d'une assistance des Partenaires techniques et financiers mette en place un service d'assistance aux promoteurs/exploitants de l'EHR, capable de guider les investisseurs vers un financement et des facilités de crédit disponibles, mais aussi de fournir des informations pertinentes sur les projets de l'EHR et les exigences connexes, telles que:

- Les indications des priorités géographiques en conformité avec le Plan Directeur de l'EHR ;
- Les informations sur les solutions techniques possibles ;
- Les informations sur les opérations réussies au Bénin et dans d'autres pays ;
- Les informations sur les exigences en matière d'égalité sociale et du genre, les outils connexes et les possibilités de formation ;
- La formation technique, y compris les normes et le matériel de sécurité relatifs à l'EHR ;
- Les recommandations sur la gestion et l'entretien.
- La formation sur la préparation des plans d'affaires, sur la fiscalité ;
- L'assistance à la réalisation d'une étude d'impact environnementale ;
- L'assistance à l'ingénierie technique et financière et la modélisation financière ;
- L'assistance à la préparation des accords de concessions

## 3.5 Normes techniques et de sécurité de l'électrification hors réseau

Des normes techniques internationales ont été développées pour répondre aux principaux défis liés à la fourniture sécuritaire d'électricité de qualité et abordable, via des mini-réseaux et autres systèmes d'électrification hors réseau, aux consommateurs éloignés des réseaux nationaux. Ces normes techniques internationales tentent généralement de définir des référentiels communs qui permettent d'utiliser largement les équipements et les services, créant des économies d'échelle dans le secteur de l'électrification hors réseau. De nombreux pays développent des normes techniques internationales, principalement sur les systèmes solaires, éoliens et hydroélectriques et, dans certains cas, les modifient en fonction des besoins et des pratiques de conception locaux.

L'AFSEC est la Commission Électrotechnique Africaine de Normalisation, dont les normes sont en principe une référence pour l'ensemble du continent africain. Bien que le Bénin et les compagnies électriques béninoises ne soient pas membre de l'AFSEC, il conviendra a priori de suivre les recommandations du « Guide d'Application des Normes pour l'Électrification Rurale en Afrique », élaboré par l'AFSEC et publié en Janvier 2016. Les travaux du comité d'études TC 82 de l'AFSEC se sont appuyés sur ceux du comité d'études TC 82 de l'IEC.

**Du point de vue réglementaire, le Décret n° 2007-539 du 2 Novembre 2007 décrit les procédures et les normes applicables** ainsi que les conditions de l'inspection et du contrôle technique des installations d'approvisionnement en électricité. L'Article 4 du décret stipule qu'en l'absence de normes nationales spécifiques pour les réseaux électriques et les équipements, les normes suivantes (ou des normes reconnues équivalentes) sont applicables:

- Normes de la Commission électrotechnique internationale (CEI), en particulier en ce qui concerne la conception, la construction et les essais;
- Les normes françaises, en particulier en ce qui concerne la performance des installations et la protection des personnes.

Dans la suite de ce chapitre, les normes recommandées pour l'électrification hors réseau au Bénin sont signalées par un encadré de couleur jaune clair.

### 3.5.1 Normes françaises sur les systèmes solaires

La France ne développe pas ses propres normes photovoltaïques, mais adopte celles préparées par la Commission Électrotechnique Internationale (CEI) et par l'organisation européenne CENELEC. Le comité national de normalisation photovoltaïque AFNOR/UF 82 est le comité miroir de la CEI et du CENELEC TC 82. L'UF 82 et ses experts techniques, participent au vote sur l'homologation des normes CEI et CENELEC après commentaires et amendements. Les normes, une fois votées, sont traduites en français par AFNOR. Les normes sont ensuite intégrées dans le système NF standard et sont reconnaissables au préfixe NF EN comme par exemple pour la norme NF EN 61215.

Les normes internationales adoptées en France comprennent :

- i) L'efficacité globale des onduleurs (EN 50530: 2010/prA1);
- ii) Les boîtiers de jonction pour modules photovoltaïques (EN 50548: 2011/prA1, CEI 62790 Ed.1);
- iii) La qualification de sécurité du module (CEI 61730-1 am2 Ed.1);
- iv) Le test de corrosion à l'ammoniac des modules photovoltaïques (CEI 62716 Ed.1);
- v) Spécification de conception du pisteur solaire (CEI 62817 Ed.1);
- vi) Spécification de la description de lentille concentratrice (CEI TS 62789 Ed.1);
- vii) Systèmes photovoltaïques autonomes non connectés au réseau public et avec stockage de batterie (UTE C 15-712-2).

### 3.5.2 Les normes CEI sur les systèmes solaires

La CEI a publié plusieurs normes sur la conception et le développement des systèmes d'alimentation de mini-réseaux (y compris les systèmes électriques hors réseau). Dans un premier temps la CEI a élaboré des normes de conception et de sécurité pour de nombreux éléments qui composent les systèmes d'alimentation, tels que <sup>8</sup>: i) CEI 61215-1-1:2016 - les modules photovoltaïques (PV) terrestres à base de silicium cristallin - Spécification de conception et approbation- type de modèles - Partie 1-1: Exigences particulières pour l'essai de modules photovoltaïques en silicium cristallin (PV); et ii) CEI TS 62941: 2016 - Modules photovoltaïques terrestres (PV) - Ligne directrice pour une confiance accrue dans les spécifications et l'homologation de la conception des modules photovoltaïques.

La CEI est divisée en comités techniques (CT) et comités de projet (CP) qui élaborent des normes, et les comités de première responsabilité pour les systèmes d'alimentation hors réseau sont les suivants:

- CT 2: Machines rotatives
- CT 4: Turbines hydrauliques (hydroélectricité)
- CT 8: Aspects systèmes pour l'alimentation en énergie électrique
- CT 13: Mesure et contrôle de l'énergie électrique
- CT 21: Cellules secondaires et batteries
- CT 64: Installations électriques et protection contre les chocs électriques
- CT 82: Systèmes d'énergie solaire photovoltaïque
- CT 88: Systèmes de production d'énergie éolienne
- CT 114: Énergie maritime - convertisseurs d'ondes, de marée, et d'autres convertisseurs de courants marins
- CP 118: Interface utilisateur de réseau intelligent
- CT 120: Systèmes de stockage d'énergie électrique.

D'autres normes internationales ont été publiées par l'Institut des Ingénieurs en Électronique et Électrique (IEEE) et par l'Association nationale de protection contre les incendies en utilisant les procédures de l'American National Standards Institute (ANSI), développées par le Code National Américain de l'Électricité qui est largement utilisé dans le déploiement international des systèmes d'alimentation électrique. Certaines de ces normes, qui donnent des préconisations pour la production électrique des systèmes d'alimentation et sur la façon de les contrôler, comprennent:

- i) ANSI C84.1: Les tensions nominales pour les systèmes et équipements d'énergie électrique<sup>9</sup>;
- ii) IEEE 1159: Pratique recommandée pour la surveillance de la qualité de l'énergie électrique<sup>10</sup>

---

<sup>8</sup> QAF-GMG NREL, <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67374.pdf>

<sup>9</sup> <https://www.nema.org/Standards/ComplimentaryDocuments/Contents-and-Scope-ANSI-C84-1-2011.pdf>

<sup>10</sup> <https://standards.ieee.org/develop/project/1159.html>

Les normes internationales relatives à l'accessibilité des installations électriques intérieures par les personnes handicapées ont été publiées par AFNOR et par le Département de la justice des États-Unis pour la Loi en faveur des Américains handicapés (ADA). Elles comprennent:

- i) NF C 15-100: installation électrique basse tension (paragraphe 771.512.2.16)
- ii) 2010 Normes ADA pour la conception promouvant l'accessibilité (article 308)

### 3.5.3 Normes techniques pour les installations d'électrification hors réseau au Bénin

Comme l'autorise le décret n ° 2007-539 du 2 Novembre 2007, en l'absence de normes techniques nationales sur les installations hors réseau les normes techniques de la CEI sur les installations d'électrification hors réseau sont applicables au Bénin:

#### **PV solaire/Système Hybride**

1. CEI 61215-1:2016 Mars 2016 - Modules photovoltaïques (PV) pour applications terrestres - Qualification de la conception et homologation - Partie 1 : Exigences d'essai;
2. CEI TS 62941: 2016 - Modules photovoltaïques terrestres (PV) - Ligne directrice pour une confiance accrue dans les spécifications de conception et l'homologation type des modules photovoltaïques;
3. CEI 60287-2-1:2015 Avril 2015 Câbles électriques. Calcul du courant admissible. Partie 2 : Résistance thermique. Section 1 : calcul de la résistance thermique;
4. CEI 60364-7-712:2017 Avril 2017 - Installations électriques basse tension - Partie 7-712: Exigences applicables aux installations ou emplacements spéciaux - Installations d'énergie solaire photovoltaïque (PV)
5. CEI TS 62257-1: 2015 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 1: Introduction générale à la série CEI 62257 et à l'électrification rurale;
6. CEI TS 62257-8-1: 2007 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables de petite puissance et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 8-1: Sélection des batteries et des systèmes de gestion des batteries pour les systèmes d'électrification autonomes - Cas spécifique de batterie de voiture plomb-acide humide disponibles dans les pays en développement ; et
7. CEI TS 62257-9-2: 2016 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-2: Systèmes intégrés – Micro-réseaux

#### **Mini-Hydro**

1. CEI: 1116 – 1992 Guide pour l'équipement électromécanique des petits aménagements hydro-électriques.
2. CEI 60041:1991, Essais de réception sur place des turbines hydrauliques, pompes d'accumulation et pompes-turbines, en vue de la détermination de leurs performances hydrauliques.
3. CEI : 545 – 1976, Guide pour la Réception, l'exploitation et l'Entretien des Turbines Hydrauliques
4. NF E44-501 Octobre 1991 Turbines hydrauliques de petite puissance - Essais sur plateforme

## **Biomasse**

CEI 60045-1 ED. 1.0: Turbines à vapeur Partie 1: Spécifications

L'Agence Nationale de Normalisation, de Métrologie et du Contrôle Qualité (ANM) utilisera ces normes en tant que paradigmes à examiner par son Comité technique pour élaborer des normes nationales pour les installations d'électrification hors réseau au Bénin. Un résumé sur ces normes est fourni dans l'annexe 8.1.

### **3.5.4 Normes techniques pour les équipements domestiques électriques hors réseau**

Comme le prévoit le décret n ° 2007-539 du 2 Novembre 2007, en l'absence de normes techniques nationales sur les installations hors réseau, les normes techniques CEI suivantes pour les équipements domestiques électriques hors réseau seront appliquées au Bénin:

1. EC TS 62257-9-5: 2016 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-5: Systèmes intégrés - Sélection de kits d'éclairage autonomes pour l'électrification rurale; et
2. IEC / TS 62257-9-3 ED. 2.0 EN: 2016 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-3: Systèmes intégrés - Interface utilisateur.

L'Agence Nationale de Normalisation, de Métrologie et du Contrôle Qualité (ANM) utilisera ces normes en tant que paradigmes à examiner par son Comité technique pour élaborer des normes techniques nationales pour les appareils électroménagers hors réseau pour le Bénin. Les résumés sur ces normes sont fournis en annexe 8.1.

### **3.5.5 Normes de sécurité pour les installations d'électrification hors réseau au Bénin**

Comme le prévoit le décret n° 2007-539 du 2 Novembre 2007, en l'absence de normes techniques nationales sur les installations hors réseau, la norme de sécurité CEI suivante sur les installations d'électrification hors réseau sera appliquée au Bénin:

CEI TS 62257-9-1: 2016 - Recommandations pour les énergies renouvelables et les systèmes hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-1: Systèmes intégrés - Systèmes de micro centrale.

L'Agence Nationale de Normalisation, de Métrologie et du Contrôle Qualité (ANM) utilisera ces normes en tant que paradigmes à examiner par son Comité technique pour élaborer une norme de sécurité nationale sur les installations d'électrification hors réseau pour le Bénin. Les résumés sur ces normes sont fournis en annexe 8.1.

### **3.5.6 Normes de qualité de service**

L'initiative du Global Lighting and Energy Access Partnership (Global LEAP) par le Ministère de l'Énergie Propre et le Département Américain de l'Énergie ont fait équipe avec le Laboratoire National d'Énergie

Renouvelable (NREL) et Power Africa pour élaborer un Cadre d'Assurance de la Qualité —CAQ (QAF)<sup>11</sup> pour les mini-réseaux isolés qui s'applique aux systèmes d'électrification hors réseau. Le cadre traite à la fois des mini-réseaux en courant alternatif (CA) et en courant continu (CC) et s'applique aux systèmes d'énergie renouvelable, fossiles et hybrides. Les points saillants du CAQ figurent à l'annexe 8.3.

Le CAQ est axé sur deux cadres clés :

- **Le cadre des niveaux de services:** CAQ définit un ensemble standard de niveaux de service pour l'utilisateur final et les relie aux paramètres techniques de la qualité de l'énergie, de sa disponibilité et de sa fiabilité. Ces niveaux de service couvrent toute la gamme de services énergétiques, du service énergétique de base au service de haute qualité, haute fiabilité et haute disponibilité; et
- **Le Cadre de responsabilisation et pour les rapports de performance:** CAQ fournit une procédure claire de validation de la fourniture d'énergie électrique en donnant des informations fiables aux clients, aux bailleurs de fonds et/ou régulateurs. Le protocole du rapport sur la performance des systèmes peut également servir d'outil robuste de gestion et d'évaluation pour les exploitants de mini-réseaux et les organismes de financement.

Le CAQ vise à fournir une structure et une transparence uniforme pour les mini-réseaux (y compris les systèmes d'électrification hors réseau) similaires à celles offertes par les modèles de compagnie de service public, tout en reflétant la gamme des niveaux de service - des services d'énergie de base au service de parité avec le réseau (compte tenu d'un éventuel raccordement futur au réseau national) - nécessaires pour répondre aux besoins des différents segments du marché des consommateurs hors réseau. L'objectif du CAQ n'est pas de fixer un niveau normatif spécifique de service, mais plutôt d'assurer une publicité honnête en spécifiant la gamme des niveaux de service et en fournissant des mécanismes d'évaluation et de rapportage qui peuvent être utilisés pour déterminer si un niveau de service convenu est délivré.

Le CAQ jette les bases pour des modèles commerciaux durables dans le domaine de l'électrification hors réseau en définissant clairement les rôles et les relations des différents acteurs. Il offrira aux clients une garantie de service qu'ils peuvent payer, aux fournisseurs d'électricité un taux de rendement garanti, et aux investisseurs une confiance en leurs investissements. Les spécifications techniques recommandées dans le Cadre d'Assurance de la Qualité sont résumées en Annexe 5.

### **Qualité de l'électricité**

Cette section des préconisations définit l'intervalle de confiance pour la qualité de l'électricité fournie par les systèmes hors réseau. Les limites supérieures liées à des normes de sûreté données par les codes électriques communs aux États-Unis et à l'Europe sont appliquées, tandis que pour la limite inférieure de qualité, on choisira la puissance minimale qui n'endommage pas les appareils électriques fréquemment utilisés (éclairage, électroménager, etc.). Au besoin, cette gamme définie est également

---

<sup>11</sup> Ian Baring-Gould et al., (2016) Quality Assurance Framework for Mini-Grids (Washington, DC: U.S. Department of Energy)

segmentée pour refléter les différents besoins de qualité d'énergie en fonction des types de charge prévus. Les deux systèmes CA et CC sont abordés d'un point de vue de la qualité de l'alimentation.

La qualité de l'énergie dans le CAQ se caractérise par les éléments suivants:

- Déséquilibre de tension (CA)
- Tensions transitoires souvent causées par la foudre (CA, CC)
- Variations de courte durée (CA, CC)
- Variations de longue durée (CA, CC)
- Variations de fréquence (CA)
- Chute de tension résistive (CC)
- Ondulation de courant continu (CC)
- Bruit de commutation (CC).

### Disponibilité de l'électricité

La disponibilité de l'électricité peut être définie par trois paramètres de base, comme présenté dans le cadre multi-niveaux de la Banque Mondiale <sup>12</sup>:

- **Consommation énergétique (en ampères ou watts):** La consommation d'énergie maximale en ampères ou en watts disponible pour un client ou une catégorie de clients. Six niveaux de service sont spécifiés entre un minimum de 3 W et un maximum de plus de 5 kVA. Le niveau de 3 watts est considéré comme faible en termes de service pour les mini-réseaux (éclairage). Les exploitants de systèmes indiquent qu'actuellement des systèmes pouvant fournir un service aussi faible que 20 watts sont mis en place (3 à 4 kVAh de consommation économe). Pour cela les 3 watts maintiennent la cohérence dans la catégorisation multi-niveaux.
- **Énergie disponible (sur une période de temps):** La quantité d'énergie disponible qu'un client ou une catégorie de clients sont sensés utiliser. Ceci est indépendant de la façon dont le client est facturé pour la consommation d'énergie. L'expansion des plages prévues dans la structure de cadre à multi-niveaux, de la consommation d'énergie agrégée de 365 Wattheures/mois (12 Wattheures/jour et 4,38 kVAh/an) à plus de 600 kVAh/mois (20 kVAh/jour et 7.300 kVAh/an) est actuellement à l'étude. Cette valeur est élevée pour une résidence rurale ordinaire, mais peut ne pas être adaptée à une habitation avec une petite entreprise intégrée ou pour pomper de l'eau<sup>13</sup>.
- **Durée du service quotidien:** Indépendamment de la fiabilité du système, le service électrique peut être fourni pour un service complet de 24 heures par jour ou peut n'être fourni que pendant des heures spécifiques chaque jour. De plus, le moment précis de la journée où le service est fourni est également pertinent. La durée et le moment de la journée peuvent être définis sur la base des besoins des consommateurs. Les niveaux de service dans cette catégorie sont définis en fonction du degré de certitude avec lequel les heures de service sont garanties.

---

<sup>12</sup> Bhatia, M. and Angelou, N. (2015) Beyond Connections: Energy Access Redefined. World Bank Publication

<sup>13</sup> Les données de terrain donnent une gamme de consommation allant de quelque kVAh par mois pour des usages domestiques à 150 kVAh par mois pour certaines activités économiques pour les villages PRODERE

### **Fiabilité de l'électricité**

Au-delà de la qualité de l'électricité, sa fiabilité est également pertinente. Dans le cadre d'un mini-réseau, la fiabilité de l'électricité peut être abordée par le biais de deux types d'évaluation courants pour les coupures électriques, en tenant compte à la fois compte de la fréquence et la durée de ces coupures:

- Indice de fréquence d'interruption moyenne du système (SAIFI); et
- Indice de durée d'interruption moyenne du système (SAIDI).

Ces indices ont été développés dans le contexte de systèmes de réseau électrique, mais sont définis dans le contexte des mini-réseaux avec une fourchette applicable fixée pour une limite sur la qualité de réseau. Les valeurs modifiées, en utilisant un indice pour identifier le nombre d'heures par jour pendant lesquels le service est fourni, sont également définies pour les systèmes mini-réseau qui ne sont pas conçus pour une alimentation continue 24/7.

Il est particulièrement important de fournir des mesures différentes pour les coupures de courant planifiées et non planifiées pour les systèmes d'énergie renouvelable. Ces derniers peuvent faire l'objet d'un grand nombre de coupures de courant planifiées, en particulier durant des périodes spécifiques de l'année où les ressources EnRs sont faibles ou si le système est uniquement conçu pour fournir de l'électricité pendant une partie de la journée (et pour l'éclairage du soir). Dans certains cas, principalement si la consommation d'électricité est à usage industrielle ou pour d'autres activités professionnelles, la connaissance ou l'annonce préalable des coupures d'électricité peuvent être bien moins perturbatrice pour l'activité.

#### **3.5.7 Cadre de responsabilisation**

Le cadre de responsabilisation comporte deux éléments pour assurer la vérité de l'information dispensée: une spécification de la qualité du service et l'articulation d'une méthode standard d'évaluation. Ce cadre de responsabilisation aide à renforcer la confiance des clients, des investisseurs et des régulateurs en documentant et en rapportant les performances opérationnelles.

### **Responsabilité auprès du client**

La responsabilité auprès du client définit la procédure visant à fournir aux clients des informations fiables quant au niveau de service qu'ils reçoivent et à leur confirmer de façon claire qu'ils reçoivent bien ce service. Lorsqu'ils n'ont pas la possibilité de comprendre leur consommation personnelle d'électricité (ou dans les cas extrêmes, les dégâts potentiels des appareils dus à une mauvaise qualité d'électricité), les clients dévalorisent les services énergétiques et sont d'autant moins enclins à les payer. Pour aider à maintenir un support à la clientèle solide, la procédure doit être disponible pour que les clients puissent savoir s'ils reçoivent le service qu'ils ont accepté de payer et des mécanismes doivent être mis en place pour vérifier la fourniture correcte d'électricité. Cette section du CAQ définit un ensemble de concepts de performance et les équipements qui seront nécessaires pour la mise en œuvre des procédures.

Les paramètres de performance comprennent:

- La capacité de vérifier les niveaux de tension durant des baisses de service

- Les études périodiques sur la tension enregistrée pour en assurer la conformité
- La capacité d'enregistrer les heures de service pendant des baisses de service
- Le résumé technique documenté des services énergétiques, y compris la puissance et la consommation.

### **La responsabilité du système EHR**

Un promoteur / exploitant d'électrification hors réseau a la responsabilité d'assurer la sécurité et la fourniture appropriées d'un niveau de service spécifié. Un rapport officiel permet ainsi aux régulateurs, aux bailleurs et aux autres organisations de mieux comprendre les conditions commerciales à court et à long termes du secteur des compagnies électriques, aussi bien en termes techniques que financiers. Cela permet une meilleure compréhension des risques du marché pour les investissements actuels et futurs et ceci est documenté par deux niveaux de rapports officiels de performance:

- Les informations techniques: Mesures portant sur les performances du système, la consommation d'énergie, les problèmes de sécurité et les problèmes d'exploitation, telles que:
  - Les études périodiques, aléatoires et documentées sur la tension au niveau des utilisateurs afin d'assurer un service adéquat, principalement axé sur la qualité de l'alimentation
  - L'efficacité du système (y compris les mesures des pertes de distribution [kVAh produit par rapport au kVAh vendu] et la production d'énergie [kVAh produit par rapport à la mesure du carburant])
  - Le pourcentage de la contribution des énergies renouvelables sur une période de temps définie (pour les systèmes hybrides).
- Les informations commerciales (non techniques): Les mesures permettant de comprendre l'utilisation globale d'énergie, les taux de recouvrement et le coût d'exploitation du système, telles que:
  - Le taux d'électrification et de paiement des clients
  - Les caractéristiques de la clientèle, y compris l'augmentation de la demande en puissance par segments du marché
  - Les coûts d'exploitation et de maintenance (O & M), de réparation et de gestion
  - Les problèmes de sécurité ou rapports d'incidents, répartis par type d'incidents
  - Mesures environnementales
  - Mesures sociales.

### **Suivi et Processus de Rapport de Performance**

La responsabilité générale ne sera atteinte que si l'on maintient la procédure définie et validée de collecte des données et la production de rapports. Cette procédure de suivi et de rapportage de performances comprendra probablement une combinaison d'enregistrements automatisés et manuels des données, avec des systèmes de rapports définis qui seront vérifiés de manière indépendante. Des exemples de formulaires de rapports techniques et commerciaux sont disponibles en Annexe 7.

### 3.5.8 Normes de qualité d'approvisionnement en électrification hors réseau au Bénin

Sur la base du cadre de qualité de l'approvisionnement de CAQ, les fournisseurs d'électricité hors réseau doivent se conformer aux normes de qualité d'approvisionnement présentées dans le tableau 3.5

**Tableau 3.5: Normes de qualité d'approvisionnement en électrification hors réseau au Bénin**

Paramètre d'alimentation électrique	Limite acceptable
Déséquilibre de tension	<5 %
Protection contre les tensions transitoires	Fournit une protection contre les surtensions
Nombre de variations de courte durée	<1/jour
Nombre de variations de longue durée	<5/jour
Plage de fréquence acceptable	49 Hz < f < 51 Hz

En outre, le fournisseur de services d'électricité hors réseau doit appliquer la Charte de responsabilisation du CAQ, appuyée par l'établissement de formulaires de déclaration standard figurant à l'annexe 8.2.

- Formulaire d'enregistrement des perturbations du client (tableau A8.6);
- Formulaire de déclaration technique (tableau A8.7); et
- Formulaire de déclaration des entreprises (tableau A8.8).

### 3.5.9 Normes de la qualité des services de commercialisation de l'électrification hors réseau au Bénin

Les fournisseurs de services d'électricité hors réseau doivent se conformer aux dispositions suivantes du décret proposé pour l'établissement d'une convention de concession de l'électrification hors réseau, qui sert de cadre pour les normes de qualité du service marchand de l'électrification hors réseau au Bénin:

- i) Le concessionnaire est tenu de fournir à tout client qui le demande l'accès à une version simplifiée et non confidentielle du Contrat de concession et de connaître les droits et les obligations qui en découlent (conditions d'accès au service, conditions de fourniture d'électricité, services auxiliaires, installations intérieures, fixation des tarifs et paiement de l'utilisation du service, etc.)
- ii) Le concept de service peut être étendu pour inclure la mise en œuvre par le concessionnaire, en particulier à l'initiative de l'Autorité Concédante (ME), de toutes actions visant à promouvoir des équipements favorisant les économies de consommation d'énergie.
- iii) Le concessionnaire doit fournir aux utilisateurs un service efficace et de haute qualité, tant en termes de fourniture d'électricité que d'autres services (service clientèle et conseil). Conformément à la règle de l'égalité de traitement, le concessionnaire peut personnaliser ces services (dates de rendez-vous ...).

- iv) Les clients du service d'électricité hors réseau sont tenus de s'abonner pour bénéficier du service. Le concessionnaire est tenu d'accorder une souscription sous forme de contrat écrit à toute personne qui le demande dans les conditions prévues par le présent décret.
- v) Le concessionnaire doit envoyer aux clients une première facture qui comprend les conditions générales du service d'électricité conformément aux dispositions du présent décret.
- vi) Les clients dans des situations identiques doivent être traités de manière non discriminatoire, transparente et objective.
- vii) Le concessionnaire sera obligé de prendre les mesures appropriées pour fournir de l'énergie électrique dans les conditions de durée, de continuité et de qualité définies par les textes réglementaires actuels afin de concilier les besoins des clients, les dangers inhérents à l'électricité et les besoins pour que le concessionnaire puisse couvrir ses dépenses.
- viii) Les conditions de qualité, de continuité et de durée de la fourniture électrique seront spécifiées dans les contrats d'abonnement client, conformément aux niveaux de qualité définis par les normes de qualité de service pour l'électrification hors réseau au Bénin.
- ix) Le concessionnaire mettra en place un système de surveillance à distance pour la performance des équipements d'électrification hors réseau (production, stockage, réseau de distribution, systèmes individuels) lui permettant de déclencher des actions de maintenance préventive et d'optimiser la qualité du service.
- x) Toutefois, le concessionnaire peut interrompre le service d'approvisionnement en électricité pour l'entretien du patrimoine de la concession et pour toutes réparations urgentes.
- xi) Le concessionnaire s'efforcera de minimiser les interruptions, en particulier en utilisant les nouvelles possibilités offertes par le progrès technique, et de les organiser selon les exigences de l'exploitation, aux dates et heures qui produiront le moins de gêne pour les clients. Les contrats d'abonnement au client mentionneront les procédures de programmation des interruptions.

### 3.5.10 Guide d'Application des Normes pour l'Électrification Rurale en Afrique

Le guide de l'AFSEC donne un aperçu des normes pour les technologies appropriées à l'électrification des zones rurales en Afrique, selon le niveau de qualité de service et la quantité nécessaire d'énergie que le client peut s'offrir. Ce guide fournit des supports méthodologiques pour la gestion et la réalisation de projets, pour les calculs économiques, pour la sécurité aussi bien que pour les spécifications techniques des systèmes individuels ou collectifs, ou hybrides. L'Annexe 8.3 présente le « Guide d'Application des Normes pour l'Électrification Rurale en Afrique ».

Le guide de l'AFSEC s'applique à la fois à l'extension du réseau existant et aux situations où la connexion au réseau électrique n'est pas rentable du fait de longues distances ou de demandes en

électricité faibles. Pour les systèmes isolés, l'AFSEC fait largement référence à la série de spécifications techniques IEC 62257.

### **3.6 Cadre pour la parité hommes-femmes et l'intégration sociale dans les projets d'électrification hors réseau**

Une intégration efficace de l'inclusion sociale et de genre (ISG) dans les projets d'électrification hors réseau nécessite une analyse des implications du projet sur chaque groupe de la population cible (hommes, femmes, jeunes, personnes défavorisées) à chaque étape du cycle de projet et une introduction de mesures correctives dans le projet s'il est prouvé que tous les groupes n'en bénéficient pas de manière équitable. Cependant, l'ISG dans le secteur énergétique est un concept assez nouveau au Bénin qui ne bénéficie pas encore d'une expertise établie pour assurer son intégration dans tout le cycle d'un projet EHR, surtout quand celui-ci est porté par un promoteur privé. Pour cette raison, le cadre pour l'ISG se veut simple et opérationnel en attendant que le sujet soit assimilé et que les capacités se développent aussi bien du côté des agences gouvernementales que du secteur privé. Trois activités principales sont requises pour jeter les bases de l'ISG dans l'électrification hors-réseau :

- i) l'engagement du promoteur à appliquer certaines mesures d'ISG ;
- ii) une évaluation rapide d'ISG dans la zone d'intervention; et enfin
- iii) une inclusion d'indicateurs ISG dans le plan de suivi de l'installation.

#### **3.6.1 Engagement du promoteur**

Un promoteur privé faisant une Déclaration ou demandant une Autorisation ou une Licence de Concession doit s'engager à promouvoir l'inclusion sociale et la parité hommes-femmes dans son projet. Le but principal de la lettre d'engagement est de conscientiser le promoteur sur les écarts sociaux qui existent dans le domaine de l'électrification et lui présenter des avenues sur comment ces écarts peuvent être réduits. Le promoteur est libre d'appliquer les mesures de son choix pour remplir ses engagements mais devra rendre compte de sa performance ISG à l'autorité en charge du suivi de l'installation. Les indicateurs de suivi de la lettre d'engagement sont en Annexe 8.3 et la Lettre d'Engagement en Annexe 9.1.

#### **3.6.2 Évaluation rapide de la dimension genre et de l'inclusion sociale**

En plus de la Lettre d'Engagement les projets de Catégorie 3 et 4 ayant besoin d'une Autorisation ou d'une Licence de Concession doivent mener une évaluation préalable de la situation ISG en vue de proposer des actions plus ciblées aux besoins de la population dans la zone d'intervention. L'évaluation doit se faire conjointement avec l'évaluation sociale et environnementale et être soumise à l'autorité en charge de l'environnement. L'évaluation fournit essentiellement un profil socio-économique sommaire de la localité et aborde les questions d'information au public, de participation à la main d'œuvre du projet, de satisfaction des besoins en énergie pour tous les hommes, les femmes et groupes sociaux marginalisés. Elle se conclut par des actions spécifiques que le promoteur doit proposer pour pallier aux écarts identifiés dans l'évaluation. Le formulaire d'Évaluation Rapide est en Annexe 9.2.

L'évaluation rapide des aspects genre et de l'inclusion sociale dans la zone du projet permet au promoteur/développeur de projet de faire un diagnostic rapide des écarts dans l'accès à l'électricité et dans la participation équitable au projet des hommes, femmes et personnes défavorisées pris en

compte lors de la conception du projet. Il est recommandé que l'évaluation rapide du genre et de l'inclusion sociale soit conduite en parallèle avec l'évaluation environnementale et sociale.

### **3.6.3 Suivi des indicateurs ISG**

Il est essentiel de contrôler et d'évaluer le projet régulièrement (au moins tous les deux ans) afin de vérifier si les objectifs généraux du projet et les objectifs liés au genre sont atteints et, si besoin, d'appliquer des mesures correctives. Des indicateurs minima pour suivre l'engagement du promoteur et les actions proposées à l'issue de l'évaluation sont en Annexe 9.3 ; cependant, il est recommandé de désagréger par sexe (dans la mesure du possible) tous les indicateurs généraux. Par exemple, si un indicateur est «le nombre de personnes recevant l'électricité d'une centrale électrique hors réseau», l'indicateur peut être reformulé comme «nombre d'hommes», «nombre de femmes», «nombre de personnes correspondant à la description de marginalisé» ou encore, « nombre d'activités productives électrifiées : tenues par les femmes, tenues par les hommes, etc. »

Le Tableau 3.6 résume le cadre ISG dans l'EHR

**Tableau 3.6: Le cadre ISG dans l'EHR**

<b>Activité liée au projet EHR</b>	<b>Exigence ISG</b>	<b>Entité responsable</b>	<b>Entité de contrôle/support</b>
Appel à propositions de projets ou à manifestations d'intérêt	Inclure la Lettre d'Engagement que développeur/promoteur doit signer et joindre au dossier  Inclure le formulaire d'Évaluation Rapide que le développeur/promoteur doit remplir et joindre au dossier	l'Autorité Concédante (ME) ou l'OCEF	Cellule inclusion sociale et genre de l'Autorité Concédante (ME- ou une de ses agences)
Élaboration des propositions ou élaboration du document de projet (pour les programmes gouvernementaux)	Évaluation Rapide ISG  Signature de la Lettre d'Engagement	Promoteur / Développeur  Agence de mise en œuvre (pour les programmes gouvernementaux)	Cellule inclusion sociale et genre de l'Autorité Concédante (ME ou une de ses agences)
Évaluation et sélection des soumissions	Examen de l'Évaluation Rapide	Cellule inclusion sociale et genre de l'Autorité Concédante (ME ou une de ses agences)	Néant
Phase de construction	Application d'actions ISG liées à la Lettre d'Engagement ou à l'Évaluation rapide	Promoteur/ Développeur  Agence mise en œuvre (pour les programmes gouvernementaux)	Agence Concédante (ME) avec l'appui de sa cellule ISG
Phase d'exploitation	Application d'actions ISG liées à la Lettre d'Engagement ou à l'Évaluation rapide	Promoteur/ Développeur  Agence mise en œuvre (pour les programmes gouvernementaux)	Agence Concédante (ME) avec l'appui de sa cellule ISG
Suivi de l'installation	Suivi des indicateurs généraux et indicateurs ISG	Agence de suivi de l'EHR	Agence Concédante (ME) avec l'appui de sa cellule ISG

## 3.7 Cadre juridique et institutionnel pour la réglementation environnementale de l'EHR

### 3.7.1 Cadre législatif et réglementaire de l'évaluation environnementale au Bénin

Au Bénin, la politique nationale environnementale s'appuie sur un ensemble de textes nationaux et d'accords internationaux (conventions, traités et accords multilatéraux sur l'environnement) qui engagent l'Etat, les partenaires au développement et l'ensemble des promoteurs de projets de développement à intégrer les questions environnementales lors de la conception, la planification et la mise en œuvre des politiques, programmes et projets de développement. La présente évaluation environnementale se doit donc de tenir compte de l'ensemble des lois et règlements béninois et plus particulièrement les textes fondamentaux qui balisent la pratique en matière d'environnement. Il ne sera donc pris en considération dans le cadre de cette étude que les textes **fondamentaux** et réglementaires qui sont susceptibles d'être pertinents dans la mise en œuvre des projets EHR. Les principales prescriptions réglementaires applicables sont résumées ci-dessous.

#### 3.7.1.1 [Les textes nationaux](#)

**La Constitution béninoise** : la protection de l'environnement est mentionnée dans la Constitution béninoise adoptée le 11 décembre 1990. Ainsi, la loi fondamentale dispose en son **article 27** que toute personne a droit à un environnement sain, satisfaisant et durable et a le devoir de le défendre et que l'État veille à la protection de l'environnement. Cette disposition responsabilise aussi bien le citoyen que les pouvoirs publics quant à la qualité de l'environnement. L'agence de mise œuvre de la politique EHR doit prendre des dispositions pour la protection de l'environnement. L'**article 29** stipule que le stockage, la manipulation et l'évacuation des déchets toxiques ou polluants provenant des usines et autres unités industrielles ou artisanales installées sur le territoire national sont réglementés par la loi. Cet article permet surtout la mise en place de dispositions pénales pour protéger l'environnement et le cadre de vie des populations. **Les articles 74 et 98** montrent que la protection de l'environnement est du domaine de la loi, et nul n'est au-dessus de la loi, tout en soulignant qu'il y a haute trahison, lorsque le président de la République est reconnu auteur, co-auteur ou complice ou d'acte attentatoire au maintien d'un environnement sain, satisfaisant, durable et favorable au développement.

**La loi n°98-030 du 12 février 1999 portant Loi-cadre sur l'environnement** comprend des dispositions relatives à la clarification des concepts, aux sanctions, à la protection et la mise en valeur des milieux récepteurs, à la protection et la mise en valeur du milieu naturel et de l'environnement humain, à la pollution et aux nuisances sonores, aux études d'impact, aux audiences publiques sur l'environnement, aux plans d'urgence et aux incitations. Cette loi constitue le texte de base de la politique nationale d'environnement, en ce qu'elle couvre tous les aspects pertinents qui vont de toutes les sources de pollution à leur contrôle et aux sanctions, en passant par les évaluations environnementales (Evaluation Environnementale Stratégique (EES), l'Etude d'Impact Environnemental (EIE), l'Audit Environnemental (AE), l'Inspection Environnementale (IE)), le renforcement des capacités et la gestion de l'information environnementale. Ainsi, les aspects de la loi qui s'appliquent directement aux projets EHR sont entre autres : l'**Article 3-a** qui stipule que l'environnement béninois est un patrimoine national et fait partie intégrante du patrimoine commun de l'humanité. L'**article 3-c** précise que la protection et la mise en valeur de l'environnement doivent faire partie intégrante du plan de développement économique et social et de la stratégie de sa mise en œuvre. Quant à l'**article 3-d**, les différents groupes sociaux doivent intervenir à tous les niveaux dans la formulation et l'exécution de la politique nationale en matière d'environnement; ce principe

est capital dans la lutte contre la pauvreté, favorise le développement du pays et oblige les promoteurs de projets susceptibles de porter atteinte à l'environnement à requérir l'implication et la participation de tous les acteurs (populations locales, collectivités territoriales, autorités politiques, coutumières, religieuses et organisations de sociétés civiles, etc.), en toute connaissance de cause, au processus de l'EIE. **L'article 3-f** indique l'imputabilité des responsabilités quant aux actes préjudiciables à la protection de l'environnement en engageant la responsabilité directe ou indirecte de son auteur qui doit en assurer la réparation.

Conformément aux articles 11 et 12 de la loi, c'est l'Agence Béninoise pour l'Environnement (ABE) qui est l'institution nationale d'appui à la politique nationale en matière de protection de l'environnement. L'ABE est responsable de la mise en œuvre de la politique environnementale définie par le gouvernement dans le cadre du plan général de développement. **Les articles 87 et suivants** définissent l'EIE, les conditions d'organisation, les procédures et modalités de réalisation ainsi que les autorisations administratives pour un projet soumis à l'évaluation environnementale au Bénin. L'Agence qui est chargée de la mise en œuvre des procédures d'Evaluation Environnementale Stratégique (EES), d'Etude d'Impact sur l'Environnement (EIE) et de l'évaluation des rapports d'études d'impact sur l'environnement a élaboré et édité pour les promoteurs de projet de développement et les gestionnaires environnementaux un guide général et 12 guides sectoriels pour la réalisation des évaluations environnementales (EIE, EES, audit, etc.).

Une disposition de la même loi fixe la sanction applicable à tout contrevenant au processus d'études d'impact sur l'environnement : "Est punie d'une amende de cinq millions (5.000.000) à vingt-cinq millions (25.000.000) de francs CFA et d'une peine d'emprisonnement de un (1) à trois (3) ans, ou de l'une de ces peines, seulement toute personne reconnue coupable d'avoir falsifié le résultat d'une étude d'impact ou altéré les paramètres permettant la réalisation d'une étude d'impact en bonne et due forme. L'usage du résultat falsifié ou altéré d'une étude d'impact mentionné à l'alinéa précédent est puni des mêmes peines" (Art. 122).

Pour une bonne mise en application des dispositions de la loi, **le décret n°. 2017-332 du 06 Juillet 2017** portant organisation des procédures de l'évaluation environnementale en République du Bénin, a été adopté. Il clarifie les responsabilités et fixe la procédure administrative de délivrance du Certificat de Conformité Environnementale (CCE) par le Ministre chargé de l'environnement. Aux termes des dispositions de ce décret, il existe deux types d'études d'impact environnemental au Bénin :

- L'Etude d'Impact Environnementale Approfondie : elle est appliquée aux grands projets (selon leurs coûts et /ou leurs nuisances) dont les impacts potentiels sont jugés majeurs ou les projets moyens à construire dans les écosystèmes sensibles ;
- L'Etude d'Impact Environnementale Simplifiée: elle est appliquée aux micro-projets individualisés et aux projets moyens qui ne s'implantent pas dans un écosystème sensible ; certaines activités (latrines, gestion des déchets, abattoirs, pisciculture, maraîchage, etc.).

Enfin, tous les projets de type environnemental ou social de très petite envergure et qui ne s'implante pas dans un milieu jugé sensible ne sont pas assujettis à la procédure d'évaluation d'impacts. Pour les futurs projets EHR, il est envisagé des installations de microcentrales solaires, pico-solaires, kits solaires, etc. Toutes les installations envisagées dans ces projets sont donc de moindre envergure. Ainsi, au regard de ses dispositions et de la réglementation, ces projets seront pour la plupart des projets de catégorie C, même si le coût d'investissement apparaît élevé, ce qui du reste est propre aux projets d'énergie renouvelables.

Les textes d'application pertinents de la loi cadre sur l'environnement auxquels les projets EHR seront assujettis sont consignés en Annexe 11

**La loi n° 97-029 du 15 janvier 1999 portant sur l'organisation des communes en République du Bénin.** Les textes sur la décentralisation confèrent aux communes des très grandes responsabilités en matière de gestion de l'environnement et d'aménagement du territoire. La loi statue que la commune est compétente entièrement en ce qui concerne les domaines comme l'assainissement, la gestion des déchets, la gestion de l'environnement et des ressources naturelles (forêts, faune, sol, eau, etc.). C'est la commune qui doit mettre en œuvre toutes les stratégies nationales relatives à la protection de l'environnement et des ressources naturelles sur son territoire. C'est à ce titre que les maires et les autres élus locaux constituent un maillon important de la mise en œuvre de tous les aspects environnementaux de la politique EHR. Par ailleurs, selon certaines dispositions (articles 84 à 86), "la commune élabore et adopte son plan de développement. Elle veille à son exécution en harmonie avec les orientations nationales en vue d'assurer les meilleures conditions de vie à l'ensemble de la population. Dans ce cadre :

- 1) elle élabore les documents de planification nécessaires :
  - le plan directeur d'aménagement de la commune ;
  - le plan de développement économique et social ;
  - les plans d'urbanisme dans les zones agglomérées ;
  - les règles relatives à l'usage et à l'affectation des sols ;
  - les plans détaillés d'aménagement urbain et de lotissements.
- 2) elle délivre les permis d'habitation, les permis de construire ;
- 3) elle assure le contrôle permanent de la conformité des réalisations et des contributions avec la réglementation en vigueur".

L'application des réglementations environnementales, les négociations pour les servitudes, les compensations éventuelles, la surveillance de la qualité des eaux fournies aux populations, etc. impliquent donc la participation des maires des communes de la zone d'implantation des projets EHR.

**La loi n° 2013-01 du 14 janvier 2013 portant sur le code foncier et domanial en République du Bénin.** Le code détermine les règles et les principes fondamentaux applicables en matières foncière et domaniale et régit l'organisation et le fonctionnement du régime foncier et domanial du pays. Il définit, entre autres, les modes d'accès à la propriété et les droits réels immobiliers dont les servitudes ainsi que le droit de superficie et précise que « Nul ne peut être privé de sa propriété que pour cause d'utilité publique et contre dédommagement juste et préalable». La loi stipule que l'Etat, les communes ou collectivités territoriales disposent du droit d'exercer des atteintes à tout droit de propriété par une limitation ou une expropriation pour cause d'utilité publique dans un but d'aménagement urbain ou rural et en l'édictation de servitudes d'utilité publique. L'expropriation d'immeubles, totale ou partielle, ou de droits réels immobiliers pour cause d'utilité publique s'opère, à défaut d'accord amiable, par décision de justice et contre le paiement d'un dédommagement juste et préalable.

### 3.7.1.2 Les textes internationaux

Les dispositions législatives et réglementaires se trouvent renforcées par les engagements internationaux pris par le Bénin à travers la ratification de nombreuses conventions régionales et internationales en matière de protection de l'environnement. Les plus directement liées à la mise en œuvre du projet sont résumés dans le tableau 1 ci-dessous.

**Tableau 3.7: Conventions et accords multilatéraux ratifiés par le Bénin ayant une pertinence directe ou indirecte pour le projet**

N <sup>o</sup>	Conventions / accords	Date de ratification
01	Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques	30 juin 1994
02	Convention-Cadre des Nations Unies sur la Désertification	30 juin 1994
03	Convention sur la diversité biologique	30 juin 1994
04	Convention relative à la coopération en matière de protection et de mise en valeur du milieu marin et des zones côtières de l'Afrique de l'ouest et du centre	16 janvier 1997
05	Protocole de Kyoto	25 février 2002
06	Convention sur les zones humides, habitats des oiseaux d'eau – Convention Ramsar	20 janvier 2000
07	Convention sur la protection du patrimoine mondial, culturel et naturel	14 septembre 1982
08	Convention relative à la conservation des espèces migratrices appartenant à la faune sauvage	1er avril 1986
09	Convention phytosanitaire pour l'Afrique	1er avril 1974
10	Convention sur le commerce international des espèces de faune et de flore sauvages menacées d'extinction (CITES)	28 mai 1984
11	Convention sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures	30 janvier 1986
12	Convention de Bâle sur les mouvements transfrontières des déchets dangereux et leur élimination	4 décembre 1997
13	Convention de Bamako sur l'interdiction d'importer en Afrique des déchets dangereux et sur le contrôle des mouvements transfrontières et la gestion des déchets dangereux	17 juillet 1997

### 3.7.1.3 Cadre institutionnel de gestion de l'environnement

Le cadre institutionnel traduit non seulement la vision de l'Etat béninois quant à de la gestion de l'environnement mais également la manière dont il met en jeu les différents acteurs pour sa gestion durable. A cet effet, il a mis en place des organes (institutions) et des mécanismes de gouvernance pour la mise en œuvre de la politique nationale en matière d'environnement. Le cadre institutionnel rassemble donc toutes les structures nationales et mécanismes qui ont une compétence directe ou indirecte en matière de prise de décision relative à l'environnement. L'organisation institutionnelle est ainsi basée sur l'orientation politique et le dispositif législatif et réglementaire permet la participation de nombreux acteurs à la gestion de l'environnement. La configuration du paysage institutionnel du secteur de l'environnement s'inscrit autour des acteurs principaux ci-après : i) l'Etat et ses principaux démembrements en particulier le Ministère du Cadre de Vie et du Développement Durable (MCVDD) qui est chargé de l'Environnement, mais aussi les autres départements ministériels,

les organismes sous tutelle, les collectivités locales décentralisées ; ii) le secteur privé et la société civile ; iii) les partenaires techniques et financiers.

Dans le cadre de la présente politique EHR, la gestion environnementale des activités implique principalement les acteurs suivants : le MCA-Bénin II, promoteur des Projets EHR à travers l'agence gouvernementale, le Ministère du Cadre de Vie et du Développement Durable (MCVDD), chargé de l'Environnement qui est un acteur clé du processus, l'Agence Béninoise pour l'Environnement (ABE), qui est l'organe chargé de la mise en œuvre de la politique environnementale et assure le suivi des EIES, la SBEE, l'ABERME, la Commission Nationale de Développement Durable (CNDD), les cellules environnementales, les communes et les préfets de départements.

**Le Ministère du Cadre de Vie et du Développement Durable (MCVDD)** : au plan national, l'élaboration et la conduite de la politique environnementale est du ressort du Ministère chargé de l'Environnement. Il définit la politique nationale d'environnement à adopter par le gouvernement, et contrôle sa mise en œuvre. Cette politique doit être en synergie avec les politiques sectorielles de gestion des ressources naturelles et celles des activités potentiellement sources de nuisances environnementales (industrie, agriculture, mines et énergie, équipements). Le MCVDD joue un rôle essentiel, tant dans la sauvegarde que dans la gestion de l'environnement, notamment en ce qui concerne : l'initiation, l'animation, la coordination, la planification et l'organisation de la gestion des activités pouvant permettre l'amélioration du cadre de vie ; la mise en œuvre, le suivi et la coordination des conventions internationales relatives à l'environnement et les lois et règlements de la République en la matière. ). Il dispose de structures centrales et déconcentrées pour la conduite de sa mission. Au niveau central, la Direction Générale de l'Environnement et du Climat (DGECC) est la structure technique spécialisée du ministère en la matière qui est chargée de veiller à la réglementation et à l'organisation du secteur de l'environnement. Certaines autres structures du ministère sont concernées par la mise en œuvre des projets EHR. Il s'agit :

- **du Centre National de Gestion des Réserves de Faune (CENAGREF)** qui a pour mission de contribuer à la conservation durable des aires protégées notamment les parcs nationaux à travers une implication de tous les acteurs ;
- La **Direction Générale des Eaux, Forêts et Chasses (DGEFC)** qui a la charge de la mise en œuvre de la politique forestière.

Les **Directions Départementales du Cadre de Vie et du Développement Durable (DDCVDD)** sont les représentants du ministère au niveau départemental. Placées sous la tutelle directe du Préfet, dans le contexte de la décentralisation, elles seront chargées de veiller au contrôle du respect des orientations nationales par les communes. Elles doivent travailler en étroite collaboration avec la Direction Générale de l'Environnement et l'Agence Béninoise pour l'Environnement et les Mairies.

L'**Agence Béninoise pour l'Environnement (ABE)**, établissement public créé par décret depuis 1995 puis instituée par la loi – cadre sur l'environnement, est l'institution d'appui à la politique nationale en matière de protection de l'environnement et est placée sous la tutelle du ministère chargé de l'environnement. Elle est chargée de la mise en œuvre de la politique environnementale définie par le gouvernement dans le cadre du plan général de développement. A ce titre, elle travaille en collaboration avec les autres ministères sectoriels, les collectivités locales, les structures non gouvernementales, la société civile et le secteur privé. Elle gère toutes les procédures d'évaluations environnementales. A cet effet, elle a la responsabilité de la mise en œuvre des procédures d'étude

d'impact sur l'environnement et d'audit. Elle a également la mission de donner des avis techniques sur toutes les questions relatives aux pollutions et aux produits potentiellement polluants.

**La Commission Nationale du Développement Durable (CNDD)**, créée par la loi-cadre sur l'environnement, est un organe consultatif multi-acteurs composé de membres provenant du Gouvernement et de la société civile. Elle a pour mission de contribuer à l'intégration de l'environnement dans les politiques sectorielles du pays.

**Les cellules environnementales** : instituées par arrêté cité plus haut, il s'agit d'unités fonctionnelles à l'intérieur de tous les ministères sectoriels et les communes. Ces cellules favorisent la prise de conscience des enjeux environnementaux et la prise en compte des impacts environnementaux dans les missions sectorielles de production, et surtout facilitent la vulgarisation et la réalisation des évaluations environnementales de façon générale.

**Le Préfet** : aux termes des textes sur la décentralisation, il est le garant de l'application des orientations nationales par les communes situées dans son département. Il est ainsi le représentant de chaque ministre individuellement et du gouvernement collectivement. Le Préfet est donc chargé de la mise en application de toutes les questions environnementales au niveau décentralisé de l'Etat.

**La commune** : elle met en œuvre sa politique propre de gestion de l'environnement et des ressources naturelles mais en conformité avec les lois et orientations nationales. Elle a la responsabilité de l'aménagement du territoire et de la gestion de l'environnement au niveau local. La loi lui donne le privilège de donner son avis avant l'exécution de toute action sur son territoire de compétence. Elle applique les textes nationaux sur son territoire de compétence à tous acteurs et dans toutes les situations requises. La réussite de la politique environnementale en termes d'amélioration des indicateurs de bonne santé des écosystèmes et du cadre de vie dépend donc en grande partie de la volonté et des moyens dont les maires disposent pour mettre en œuvre les réglementations et politiques relatives à l'environnement. La loi prévoit par ailleurs une Commission des Affaires Domaniales et Environnementales (CADE) comme organe de gestion au niveau de la commune. Il s'agit là d'une affirmation des priorités environnementales et d'aménagement du territoire dans les pouvoirs transférés vers les collectivités territoriales décentralisées.

D'autres acteurs sont aussi concernés par la mise en œuvre des projets EHR dont : la Direction Générale de l'Energie du Ministère chargé de l'Energie, la Communauté Electrique du Bénin (CEB), la Direction Nationale de la Santé Publique; le Ministère chargé de l'Administration, de l'Aménagement du Territoire et la Décentralisation, la Direction des travaux Publics et la Direction de l'Urbanisme qui veille à l'application des normes d'urbanisme.

### **3.7.2 Cadre internationaux**

#### **3.7.2.1 [Directives et normes de performance de la SFI](#)**

La SFI (Société financière internationale) a pour mission de promouvoir le développement durable du secteur privé dans les pays en développement afin de contribuer à la lutte contre la pauvreté. Elle a établi des normes de performance dans lesquelles elle fournit des directives pour l'identification des risques et des impacts, et conçues pour aider à éviter, atténuer et gérer les risques et les impacts de façon à poursuivre les activités prévues de manière durable.

Ces directives techniques définissent les niveaux de performance devant être atteints par les entreprises clientes dans les projets bénéficiant du support financier de la SFI. Parmi ces directives, deux d'entre elles sont d'intérêt pour les projets EHR :

- les directives générales en matière d'environnement, santé et sécurité ;
- les directives environnementales, sanitaires et sécuritaires pour le transport et la distribution de l'électricité.

En avril 2006, la SFI a publié une série de huit Normes de Performance qui sont devenues un référentiel international pour le processus d'évaluation sociale et environnementale dans lequel la SFI ainsi que d'autres bailleurs de fonds internationaux se sont impliqués. Ces normes ont récemment été révisées et la nouvelle version est entrée en vigueur en janvier 2012. Ces Normes de Performance sont détaillées dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 3.8 : Critères de performances de la SFI**

N°	Normes de performance	Objectifs
1	Évaluation et gestion des risques et des impacts environnementaux et sociaux	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Identifier et évaluer les impacts sociaux et environnementaux, tant négatifs que positifs, dans la zone d'influence du projet ;</li> <li>• Éviter ou, lorsque ce n'est pas possible, minimiser, atténuer ou indemniser les impacts négatifs sur les travailleurs, les communautés affectées et l'environnement ;</li> <li>• Veiller à ce que les communautés affectées soient engagées de manière appropriée dans la résolution des questions susceptibles de les affecter ;</li> <li>• Promouvoir une meilleure performance sociale et environnementale des sociétés, par une utilisation efficace des systèmes de gestion.</li> </ul>
2	Main-d'œuvre et conditions de travail	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Établir, entretenir et améliorer la relation entre direction et travailleurs ;</li> <li>• Promouvoir la lutte contre les discriminations et l'égalité des chances et de traitement des travailleurs et le respect du droit national du travail et de l'emploi ;</li> <li>• Protéger les travailleurs en luttant contre le travail des enfants et le travail forcé ;</li> <li>• Promouvoir des conditions de travail sûres et saines et protéger et promouvoir la santé des travailleurs.</li> </ul>
3	Utilisation rationnelle des ressources et prévention de la pollution	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Éviter ou réduire les impacts négatifs sur la santé humaine et l'environnement en évitant ou réduisant la pollution générée par les activités du projet ;</li> <li>• Promouvoir la réduction des émissions de gaz à effet de serre.</li> </ul>
4	Santé, sécurité et sûreté des communautés	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Éviter ou minimiser les risques et les impacts sur la santé et la sécurité de la communauté locale au cours du cycle de vie du projet ;</li> <li>• Veiller à la protection du personnel et des biens d'une manière légitime qui évite ou réduit les risques liés à la sûreté et à la protection de la communauté.</li> </ul>

N°	Normes de performance	Objectifs
5	Acquisition de terres et réinstallation involontaire	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Éviter ou tout au moins minimiser le déplacement forcé chaque fois que cela est possible, en explorant des conceptions de projet alternatives ;</li> <li>• Atténuer les impacts sociaux et économiques négatifs résultant de l'acquisition de terres ou de restrictions afférentes à leur utilisation par les personnes affectées, (i) en fournissant une compensation de la perte d'actifs au prix de remplacement et en (ii) veillant à ce que les activités de déplacement engagées soient accompagnées d'une communication appropriée des informations, d'une consultation et de la participation en connaissance de cause des populations affectées ;</li> <li>• Améliorer ou tout au moins rétablir les moyens de subsistance et le niveau de vie des personnes déplacées ;</li> <li>• Améliorer les conditions de vie chez les personnes déplacées par la fourniture de logements adéquats dont la possession est garantie sur les sites de destination.</li> </ul>
6	Conservation de la biodiversité et gestion durable des ressources naturelles vivante	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Protéger et conserver la biodiversité</li> <li>• Promouvoir la gestion et l'utilisation durable des ressources naturelles par l'adoption d'approches qui intègrent les besoins de conservation et les priorités de développement.</li> </ul>
7	Populations autochtones	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Assurer que le processus de développement favorise le plein respect de la dignité, des droits de l'homme, des aspirations, des cultures et des modes de subsistance basés sur des ressources naturelles des Populations autochtones ;</li> <li>• Éviter les impacts négatifs des projets sur les communautés autochtones ou, si cela n'est pas possible, minimiser et atténuer ces impacts ou indemniser ces communautés et leur fournir des opportunités de bénéfices développementaux culturellement appropriés ;</li> <li>• Établir et maintenir une relation permanente avec les Populations autochtones affectées par un projet pendant toute la durée du projet ;</li> <li>• Favoriser une négociation de bonne foi avec et une participation libre et éclairée des Populations autochtones lorsque les projets doivent être situés sur des terres traditionnelles ou coutumières exploitées par les Populations autochtones ;</li> <li>• Respecter et préserver la culture, les connaissances et les pratiques des Populations autochtones.</li> </ul>
8	Patrimoine culturel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Protéger l'héritage culturel contre les impacts négatifs des activités des projets et soutenir sa conservation ;</li> <li>• Promouvoir la répartition équitable des avantages de l'utilisation de l'héritage culturel dans les activités commerciales.</li> </ul>

Sur la base des informations qui ont été récoltées sur le site au cours des visites de terrain, il apparaît que les Normes de Performance de la SFI applicables au projet sont les suivantes :

- Norme de Performance n°1 : Evaluation et gestion des risques et des impacts environnementaux et sociaux ;
- Norme de Performance n°2 : Main d'œuvre et conditions de travail ;
- Norme de Performance n°3 : Utilisation rationnelle des ressources et prévention de la pollution ;
- Norme de Performance n°4 : Santé, sécurité et sûreté des communautés ;
- Norme de Performance n°6 : Conservation de la biodiversité et gestion durable des ressources naturelles vivantes et
- Norme de performance n°7 : patrimoine culturel.

### 3.7.2.2 [La législation environnementale de l'Union Européenne \(UE\)](#)

Pour l'UE, la meilleure politique de l'environnement consiste à éviter, dès l'origine, la création de pollutions ou de nuisances plutôt que de combattre ultérieurement leurs effets. Pour ce faire, sa politique repose sur les **quatre principes fondamentaux** qui sont : le principe de précaution ; le principe de prévention ; le principe de la correction des atteintes à l'environnement et le principe « pollueur-payeur ». A cet effet, il existe de nombreuses directives qui réglementent la politique environnementale au sein de l'Union Européenne (ces directives sont régulièrement mises à jour). Il ne sera mentionné que celles qui concernent la conduite des études d'impact et les normes requises.

D'une façon générale les directives de l'UE définissent un cadre d'ensemble avec des normes minimales, plutôt tolérantes, laissant le soin aux états membres de fixer des normes plus sévères s'ils le jugent utile.

Depuis 2002, des cadres réglementaires bien définis existent pour le recyclage des composants électriques, notamment les normes Déchets d'équipements électriques et électroniques (DEEE), à travers plusieurs directives. En France, ces directives sont rendues obligatoires par la Directive 2002/96/CE qui a été modifiée par la Directive 2006/66/CE, cette dernière remplacée par la Directive n° 2013/56/UE du 20/11/13. Celle-ci instaure la Responsabilité Élargie du Producteur (REP) sur la base du principe pollueur-payeur : si un fabricant souhaite mettre sur le marché un produit manufacturé, il doit s'assurer qu'il existe ou doit mettre en place individuellement un système de collecte en vue de recycler ce produit qui en fin de vie deviendra un déchet.

La directive vise notamment les activités de tous les opérateurs économiques intervenant dans le cycle de vie des piles et accumulateurs, à savoir les producteurs, les distributeurs, les utilisateurs finaux et en particulier les opérateurs participant directement au traitement et au recyclage des déchets de piles et d'accumulateurs.

### 3.7.2.3 [Politiques de sauvegarde de la Banque Mondiale](#)

#### **PO/PB 4.01 concernant l'Évaluation environnementale**

L'objectif de la PO 4.01 est de s'assurer que les projets financés par la Banque sont viables et faisables sur le plan environnemental, et que la prise des décisions s'est améliorée à travers une analyse

appropriée des actions et leurs probables impacts environnementaux. Cette politique est déclenchée si un projet est susceptible d'engendrer des risques et des impacts environnementaux potentiels (négatifs) dans sa zone d'influence. La PO 4.01 couvre les impacts sur l'environnement physique (air, eau et terre), le cadre de vie, la santé et la sécurité des populations, les ressources culturelles physiques et les préoccupations environnementales au niveau transfrontalier et mondial. Les barrages hydroélectriques sont inscrits en catégorie A parcequ'ils provoquent potentiellement des impacts environnementaux et sociaux significatifs dans des milieux sensibles ou d'une grande diversité, et requièrent la réalisation d'une étude d'impact environnemental et social (EIES).

#### ***PO/PB 4.04 - Habitats naturels***

Cette politique appuie la protection, le maintien et la réhabilitation des habitats naturels et leurs fonctions. Les habitats naturels sont des espaces terrestres et aquatiques où (i) les communautés biologiques abritées par les écosystèmes sont, en grande partie, constituées d'espèces végétales ou animales endogènes, et (ii) les aménagements des ouvrages d'hydroélectricité modifient fondamentalement les principales fonctions écologiques des sites environnants. Les mesures d'atténuation et de mitigation corrigeront ces dysfonctionnements occasionnés par les divers travaux.

#### ***PO/PB 4.11 concernant l'héritage culturel***

Les travaux pourraient présenter un risque de dommages potentiels à l'héritage culturel, s'ils sont réalisés sans études préalables d'impact sur l'environnement et sans consultation/coordination préalable avec l'institution chargée du patrimoine. En conséquence, les exigences de cette politique relative à l'héritage culturel s'appliquent aussi au projet.

#### ***PO/PB 4.12 - Réinstallation forcée des populations***

PO/PB 4.12 est invoquée dès lors qu'un projet entraîne une expropriation et la prise d'actifs se traduisant par (i) la réinstallation ou la perte d'habitation, (ii) la perte d'actifs ou l'impossibilité d'en bénéficier, (iii) la perte de sources de revenus ou de moyens de subsistance, que les populations concernées soient obligées ou non de changer de lieu. L'objectif est d'assurer que toute population déplacée ou ayant des biens expropriés par le projet reçoive des compensations adéquates. Un Plan de Recasement doit être créé pour chaque population identifiée pour recasement par le projet. Il s'applique à toutes les personnes déplacées ou expropriées peu importe leur nombre et la sévérité des impacts ou qu'elles détiennent ou non un titre foncier légal. On accorde une attention particulière aux besoins des groupes vulnérables figurant parmi les déplacés. Par ailleurs, la politique requiert que l'adoption des plans de réinstallation soit une condition préalable à la mise en œuvre des projets, ceci afin de s'assurer que les déplacements ou autres restrictions d'accès n'interviennent pas avant la mise en place de mesures effectives d'atténuation. Pour les projets impliquant l'acquisition de terres, les textes prévoient en outre que ces mesures doivent comporter des compensations ou toute autre forme d'assistance et que celles-ci aient lieu avant la réinstallation effective sur des sites dotés d'installations adéquates. La confiscation des terres et autres actifs, en particulier, ne devra avoir lieu qu'une fois que les compensations auront été versées et, si possible, que les sites de réinstallation, les nouvelles demeures dotées des infrastructures requises aient été offertes aux personnes déplacées. Ces personnes devront recevoir une assistance conformément au plan d'action de réinstallation.

L'intention de la PO/PB 4.12, en définitive, est de faire en sorte que les sinistrés puissent percevoir toute l'opération de réinstallation comme étant juste et transparente.

#### **PO/PB 4.36 - Forêts**

Cette politique stipule que la gestion, la conservation et le développement durable des écosystèmes forestiers et leurs ressources associées sont essentielles pour la réduction de la pauvreté à long terme et le développement durable, que ce soit dans des pays dotés de forêts abondantes ou non. Le but de cet objectif est : (i) d'assister les emprunteurs à mettre à profit le potentiel des forêts pour réduire la pauvreté d'une façon durable, (ii) d'intégrer les forêts effectivement dans le développement économique durable, et (iii) de protéger les services et valeurs de conservation locales et globales.

Quand la réhabilitation et la plantation sont nécessaires pour atteindre ces objectifs, la Banque assiste les emprunteurs avec des activités de réhabilitation de forêt qui maintiennent ou augmentent la biodiversité et le fonctionnement des écosystèmes. La Banque assiste aussi les emprunteurs avec la mise en place et la gestion durable de plantations de forêts appropriées écologiquement, socialement bénéfiques et économiquement viables.

#### **3.7.2.4 Politique environnementale de la Banque Africaine de Développement (BAD)**

La politique environnementale de la BAD est structurée en une série de politiques opérationnelles (PO). Il s'agit d'une série de cinq Sauvegardes Opérationnelles (SO) constituant le Système de Sauvegarde Intégré (SSI).

La SO1 établit les prescriptions générales de la banque qui permettent aux emprunteurs ou aux clients d'identifier, d'évaluer et de gérer les risques et impacts environnementaux et sociaux potentiels d'un projet, y compris les questions de changement climatique. Les SO2 à SO5 soutiennent la mise en œuvre de la SO1 et établissent les conditions précises relatives aux différents enjeux environnementaux et sociaux, y compris les questions de genre et la vulnérabilité, qui sont déclenchées si le processus d'évaluation révèle que le projet peut présenter un risque.

#### **SO1- Evaluation environnementale et sociale (EES)**

La prescription qui gouverne et commande l'évaluation environnementale se trouve dans la Sauvegarde Opérationnelle 1 du Système de Sauvegarde Intégré du groupe de la Banque Africaine de Développement (BAD). Cette SO s'applique à toutes les opérations de prêts publics et privés de la Banque, y compris aux opérations de prêts des sous-projets individuels ou aux intermédiaires financiers ou encore aux activités de projets financés par d'autres instruments financiers gérés par la Banque, à l'exception de l'aide d'urgence à court terme qui est expressément exemptée.

#### **SO2- Réinstallation involontaire : Acquisition de terres, déplacements de populations et indemnisation**

La sauvegarde opérationnelle 2 concerne les projets financés par la Banque qui entraînent la réinstallation involontaire de personnes. Mal planifiée ou mal mise en œuvre, elle représente un coût supplémentaire important pour le projet et a des conséquences néfastes en particulier des risques sévères d'appauvrissement à long terme des personnes affectées et des collectivités dans les régions environnantes. Cette SO vise donc à garantir aux personnes qui doivent être déplacées un traitement juste et équitable.

### **SO3- Biodiversité, ressources renouvelables et services écosystémiques**

La SO3 définit les conditions requises pour les emprunteurs ou les clients afin (i) d'identifier et d'appliquer les occasions de préserver et d'utiliser durablement la biodiversité et les habitats naturels, et (ii) d'observer, de mettre en œuvre et de respecter les conditions prescrites pour la préservation et la gestion durable des services écosystémiques prioritaires.

### **SO4- Prévention et contrôle de la pollution, matières dangereuse et utilisation efficiente des ressources**

Cette SO expose les principales conditions de contrôle et de prévention de la pollution pour que les emprunteurs ou les clients puissent réaliser une performance environnementale de grande qualité tout au long du cycle de vie d'un projet. De façon spécifique, il s'agit de gérer et de réduire les polluants. Elle s'applique à toutes les opérations de prêt des secteurs public et privé de la Banque. Il exige que l'emprunteur ou le client applique des mesures de contrôle et de prévention de la pollution conformément aux législations et normes nationales, aux conventions internationales en vigueur et aux bonnes pratiques internationalement reconnues.

### **SO5- Conditions de travail, santé et sécurité**

La sauvegarde opérationnelle 5 énonce les principales conditions que les emprunteurs ou les clients doivent satisfaire pour protéger les droits des travailleurs et subvenir à leurs besoins essentiels. Cette SO s'applique aux investissements des secteurs public et privé dans lequel la banque est un partenaire direct contractuel.

Elle exige que lorsque l'emprunteur ou le client a l'intention d'employer une main d'œuvre pour le projet, il devra élaborer et mettre en œuvre une politique de ressources humaines et des procédures adaptées à la nature et à la taille du projet, à l'ampleur de la main d'œuvre conformément à la législation nationale en vigueur.

#### 3.7.2.5 Politique environnementale de l'Agence Française de Développement (AFD)

L'AFD s'est doté d'un ensemble de politiques environnementales subdivisées en 10 engagements dont un sous-ensemble requiert que certains impacts environnementaux potentiellement négatifs et certains impacts sociaux sélectionnés en vertu de leur caractère stratégique découlant des projets d'investissement de l'AFD, soient identifiés, évités ou minimisés quand cela est possible. Elles donnent seulement une orientation sur les mesures à prendre pour améliorer et pérenniser les opérations dans certains domaines spécifiques, mais permettent aussi que :

- Les impacts environnementaux potentiels négatifs sur l'environnement physique, les fonctions écosystémiques et la santé humaine, le patrimoine culturel physique de même que les impacts sociaux particuliers soient identifiés et évalués en amont du cycle du projet ;
- Les impacts négatifs inévitables soient minimisés ou atténués dans la mesure du possible ; et l'information soit fournie en temps opportun aux parties prenantes qui ont ainsi l'opportunité d'apporter leurs commentaires sur la nature et la portée des impacts ainsi que sur les mesures d'atténuation proposées.

En dehors de ces engagements, l'AFD a développé un cadre de référence de la politique de responsabilité sociale. A cette fin, l'AFD conditionne ses financements à la mise en œuvre, par les maîtres d'ouvrage, d'une démarche continue d'évaluation environnementale et sociale permettant de :

- Évaluer les impacts environnementaux et sociaux des opérations ;
- Proposer des mesures appropriées visant à éviter les impacts négatifs, ou lorsqu'ils sont inévitables à les réduire ou à les compenser de manière appropriée ;
- Suivre la mise en œuvre de ces mesures lors de la phase d'exécution de l'opération ;
- Évaluer a posteriori l'efficacité des mesures proposées.

### **3.8 Revue des technologies d'électrification hors-réseau sur le plan de l'environnement**

Bien que les technologies renouvelables soient beaucoup plus bénignes en termes d'émission de gaz à effet de serre et de changements climatiques, elles génèrent un nombre important de déchets qui nécessitent un stockage, un traitement, un recyclage et une destruction de certains composants.

**Les usines de biomasse** utilisant le gazogène présentent des problèmes environnementaux liés à la sécurité associée au stockage de la biomasse, à la production de déchets (goudron, produits phénoliques dans l'eau de rinçage) et au démontage/remplacement du réacteur du gazogène tous les 8 ans et moteurs tous les 5 ans.

**Pour les mini-centrales hydroélectriques**, il existe déjà des guides détaillés qui doivent être soigneusement suivis pour obtenir un certificat de conformité environnementale pour le projet (zones inondées, protection des berges, reboisement, tout mouvement/déplacement de la population, voies d'accès et construction de lignes moyenne tension, etc.).

**Pour les systèmes solaires**, le remplacement de certains composants en fin de vie peut causer des problèmes environnementaux majeurs - par ex. le traitement, le recyclage ou l'élimination des panneaux solaires endommagés, des lampes fluorescentes, des batteries, des composants électroniques des onduleurs, des testeurs de batterie, etc. Il y a également toutes les nuisances et les déchets liés à la production thermique pour les systèmes hybrides.

#### **3.8.1 Screening préalable des projets EHR**

Les principaux défis liés aux problèmes environnementaux connexes à l'électrification hors réseau au Bénin sont les suivants:

- Minimiser l'impact sur l'environnement des composants des systèmes d'énergie solaire et autres filières de production d'électricité EnRs en fin de vie à travers une approche ciblant le recyclage et/ou l'élimination. Il s'agit de maximiser les possibilités de produire des bénéfices environnementaux et sociaux grâce à la création de revenus et d'emplois;
- Anticiper et évaluer les risques et les impacts prévisibles des systèmes d'énergie solaire proposés (micro, pico-solaire, kits solaires, etc.) sur l'environnement, le climat et sur les consommateurs pour guider les bonnes pratiques par les organismes gouvernementaux, les ONG et le secteur privé.

Conformément aux recommandations de la SFI, un manuel de procédure environnementale et sociale (E & S) doit être développé pour guider toutes les opérations de financement des projets solaires, pico-solaires, solaires et autres projets Enrs. L'objectif de la procédure E & S est de s'assurer, par un ciblage préalable des projets à financer qu'ils se situent dans une perspective environnementale acceptable sans impacts environnementaux et sociaux négatifs ou indésirables. Ce ciblage sera réalisé sur la base d'une due diligence environnementale et sociale (DDES) réalisée par l'agence ou l'organisme lançant l'appel à proposition. Le synopsis d'évaluation des projets EHR est présenté ci-après.

Tableau 3.9: Synopsis de mise en œuvre de l'approche environnementale et contribution attendue de la méthodologie proposée

Activités liées à la mise en œuvre du programme	Durée/délais	Exigences environnementales	Contribution de la méthodologie d'évaluation environnementale de projet EHR
Appel à propositions de projets ou à manifestations d'intérêt	T0 durée de réponse de un à 2 mois	Inclure dans le dossier d'appel l'ensemble des questions environnementales qui sont liées à la mise en œuvre du projet et qui peuvent présenter une menace pour l'environnement et sur lesquelles le développeur/ promoteurs aura à se prononcer  Inclure la fiche de DUE DILIGENCE que le développeur/promoteur aura à remplir et joindre au dossier	1) <b>Éléments (matériel de référence)</b> de TDR ou de dossier d'appel à projets après une manifestation d'intérêt, traitant, pour différentes technologies, les exigences environnementales et demandant au développeur/promoteur une réponse exhaustive sur la façon dont il compte répondre aux questions/nuisances environnementales que son projet va/pourra générer 2) <b>Fiche pour la due diligence</b> comprenant les différentes options technologiques retenues
Première évaluation et sélection des projets éligibles pouvant faire l'objet d'une attention plus ciblée de l'Agence demandeuse ou de l'OCEF  Liste de projets sélectionnés établie.  Le screening environnemental réalisé sur la base de la DDES	T0 1 à 2 mois  Durée 2 mois à 3 mois	La fiche de Due Diligence environnementale et sociale est examinée par un spécialiste de l'Agence ou de l'OCEF, dans le but :  1) de déclarer le projet acceptable sur le plan environnemental 2) ou de le refuser avec explication et éventuellement demande d'amélioration du projet 3) de classifier les projets suivant la nomenclature SFI pour son traitement ultérieur (type d'étude d'impact environnemental et social à mettre en œuvre)	La DUE DILIGENCE est faite par l'expertise environnementale de l'Agence ou de l'équipe de l'OCEF ou par un évaluateur extérieur qui a suivi une formation.  → besoin de <b>développer un module de formation</b> pour les DDES  → donner dans la méthodologie les clés d'évaluation des technologies en fonction des types et des risques :  <ul style="list-style-type: none"> <li>• hydroélectricité : impact de la ligne d'évacuation, de la création d'une route du génie civil de la retenue et de la conduite forcée sur le milieu naturel ; mise en eau : impact sur la faune, la flore et les populations déplacées, exploitation : protection des berges etc</li> <li>• biomasse : utilisation du sol, stockage de la biomasse risque incendie, déchets d'exploitation comme les</li> </ul>

Activités liées à la mise en œuvre du programme	Durée/délais	Exigences environnementales	Contribution de la méthodologie d'évaluation environnementale de projet EHR
			<p>goudrons et les eaux de rinçage du gaz, le démantèlement du gazogène tous les 8 ans, des moteurs tous les 5 ans ; Stockage et dépotage du gazoil, huile de vidange, filtres</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• PV centrale et mini-grids: essentiellement les déchets électroniques de la centrale, panneaux défailants, onduleurs et principalement les batteries. Moteurs tous les 5 ans ; Stockage et dépotage du gazoil, huile de vidange, filtres pour les systèmes hybrides</li> </ul>
Assistance aux développeurs/promoteurs de projets sélectionnés	<p>T0 + 3 à 5 mois</p> <p>Durée de 4 à 8 mois</p>	<p>L'Agence ou OCEF assiste les promoteurs ou les projets sélectionnés à développer ou améliorer leurs propositions techniques et à monter l'ingénierie financière.</p> <p>En termes d'environnement, élaboration cruciale du document d'évaluation environnementale et sociale suivant la classification de la DDES et l'obtention du certificat de conformité environnemental</p>	<p>La méthodologie du <b>manuel d'évaluation</b> des projets EHR pour un financement privé doit fournir :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>→ Une revue complète de la législation sur les études d'impacts environnementaux, accompagnée de recommandations sur le suivi de la réalisation de ces études</li> <li>→ Mise à disposition des guides et de canevas existants pour l'EIE</li> <li>→ Développement d'un canevas de points essentiels à prendre en considération au regard des différentes technologies impliquées dans l'EIE</li> <li>→ Une méthodologie de contrôle de la qualité d'une EIES avant sa soumission à l'ABE pour l'obtention d'un certificat de conformité</li> <li>→ Elaboration de la structure et du contenu d'un PGES</li> </ul>
Décision de financement du projet	<p>T0 + 7 à 13 mois</p> <p>1 mois</p>	<p>Le dossier technique et financier est validé et il a reçu son certificat de conformité environnementale</p>	

Activités liées à la mise en œuvre du programme	Durée/délais	Exigences environnementales	Contribution de la méthodologie d'évaluation environnementale de projet EHR
Préparation des dossiers d'appels d'offres pour les entrepreneurs qui feront la mise en œuvre (si besoin, quand le développeur et l'entrepreneur ne sont pas associés au départ)	T0 + 8 à 14 mois  2 mois	Contrôle de la forme et du fonds des DAOs par l'Agence en charge de l'EHR ou OCEF  → S'assurer que les aspects environnementaux et sociaux sont pris en charge dans les DAO	L'Agence et l'OCEF vérifient les points suivants ;  → Prise en compte de l'EIES dans la conception détaillée des ouvrages → Inscription du PGES pour la partie construction dans le DAO → Exigence de réhabilitation du site et de ces abords en fin de période de construction
Lancement des travaux et construction	T0 + 10 à 14 mois  6 à ?? mois	Respect des conditions de travail,  Suivi des opérations de défrichage, déplacement de population (hydro) en stricte conformité avec le PGES	Disposer du personnel qualifié apte à suivre le chantier sur le plan environnemental (en dehors de l'hydro pas de problème majeur)
Réception des travaux		S'assurer que les aspects environnementaux cruciaux ont bien été pris en compte à la réception des travaux Matériel défectueux, accès propre au site	Ecrire un chapitre spécifique pour l'environnement dans le certificat de conformité s'assurant que les différents éléments cruciaux au regard du site, de la technologie, des émissions/rejets et déchets ont été considérés et traités d'une façon responsable

Activités liées à la mise en œuvre du programme	Durée/délais	Exigences environnementales	Contribution de la méthodologie d'évaluation environnementale de projet EHR
Exploitation		Audit environnemental interne annuel	<p>Agence et OCEF :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• S'assurer de la réalisation de cet audit interne</li> <li>• Informer les communes des obligations de rapportage des gestionnaires</li> <li>• Former les comités villageois à leur fonction de veille de la gestion des systèmes et, entre autres, à celle des aspects environnementaux</li> </ul> <p>ABE :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Former les gestionnaires à la réalisation de ces audits internes annuels (formation, canevas d'audits par type de technologie)</li> </ul>

**Un canevas préfigurant le format d'une DDES est présenté en annexe 9.1 et 9.3.** La DDES permettra à tout projet d'être examiné, se voir attribuer une classification en termes d'études d'impact et de pouvoir améliorer ses plans environnementaux s'il était retoqué par la DDES. De plus l'approche de la SFI se fonde également les Principes de l'Equateur, un cadre de gestion des risques, adopté par les institutions financières, pour déterminer, évaluer et gérer différents risques financiers (blanchiment d'argent) et les risques environnementaux et sociaux dans les projets. Il est principalement destiné à fournir une norme minimale pour une due diligence pour appuyer la prise de décision responsable en matière de risques. La facilité à fonds partagés OCEF du MCA, en tant qu'intermédiaire financier, sera également assujéti aux Principes de l'Equateur. Selon la taille des systèmes d'énergie solaire ou d'autres qui seront installés, la procédure E & S classera les projets selon les catégories de classe (A, B et C, généralement réduites à B et C) de la SFI. Cette procédure dictera, en fonction de la classe, le type d'évaluation environnementale à mettre en œuvre (évaluation globale de l'impact environnemental, étude d'impact environnemental, plan de réinstallation, etc.).

Il est donc nécessaire de fournir les étapes pour la préparation des documents environnementaux à soumettre par les entreprises afin de bénéficier de la facilité à fonds partagés OCEF du MCA. Le cadre pour une déclaration de l'impact environnemental qui doit être publié sur les projets d'électrification hors réseau est présenté en Annexe 15.

Cette approche au niveau des projets de mini-centrales électriques doit également être appliquée aux installations de marché qui seront proposées aux ménages pour l'achat de kits ou de lampes solaires. Ici aussi, c'est l'intermédiaire financier qui est l'établissement de crédit qui doit assurer la traçabilité de la gestion de l'environnement en permettant le recyclage des batteries, des kits et des produits pico solaires par le fournisseur original. Il peut constituer un système de gestion des déchets avec le fournisseur qui garantit un rabais sur l'achat d'un nouveau produit pico solaire ou sur le remplacement d'une batterie et/ou offre un crédit d'épargne à condition que le produit utilisé soit retourné au fournisseur original.

Cette approche implique la mise en œuvre d'un certain nombre d'activités, d'outils ou de formation, y compris:

- Renforcement du cadre juridique par l'adoption de lois spécifiques et de textes réglementaires pour la gestion des systèmes d'énergie solaire et leurs déchets (exigence d'importation de produits standardisés par des entreprises agréées) ;
- Renforcement de la capacité des structures de suivi environnemental des agences de suivi de la politique, y compris l'Agence Béninoise pour l'Environnement (ABE) et les agences environnementales départementales;
- Renforcer les capacités des acteurs, en particulier des entrepreneurs privés, sur l'obtention des certificats de conformité environnementale et les autorisations pour installer des équipements ;
- Élaboration de normes pour les clauses environnementales à inclure dans les documents d'appel d'offres pour assurer la responsabilité sociale et environnementale des développeurs ;
- Organiser la chaîne de collecte nationale, en habilitant l'ensemble des acteurs à tous les niveaux pour sécuriser les centres intermédiaires de collecte de déchets, le transport vers le centre de traitement et le traitement efficace (recyclage des produits utiles, destruction ou élimination des produits dangereux) ;

- Utilisation efficace des batteries (recyclage de produits utiles, destruction ou élimination de produits dangereux) ;
- Mobilisation de fonds privés et publics pour financer les unités de traitement et de recyclage des batteries.

### **3.8.2 Méthodologie de suivi**

Un premier élément de l'examen efficace de l'environnement est l'application des documents environnementaux non seulement par l'exploitant et son personnel de terrain, mais aussi par l'agence gouvernementale de surveillance, l'ABE et le comité villageois. Il est donc important qu'un module d'information et de formation sur le suivi environnemental soit fourni à ces quatre partenaires. Il incombera à l'agence gouvernementale de suivi de l'EHR, en étroite collaboration avec l'ABE, de mettre en œuvre ces modules d'information et de formation pour chaque projet majeur avec le développeur ou l'exploitant, la municipalité concernée et les comités de suivi du village qui seront mis en place. Le plan de gestion environnementale doit inclure une annexe spécialement conçue pour une assimilation facile par le comité villageois de veille - informations essentielles, illustration claire, bonne compréhension des bons comportements environnementaux, et des canaux de communication pour lancer une alerte environnementale.

Pour l'agence gouvernementale de suivi, il est important de vérifier que le rapport trimestriel de l'exploitant traite de l'évolution de la gestion de l'environnement comme l'exige le plan et qu'il signale ces informations à l'ABE indépendamment des obligations de l'exploitant envers l'ABE en termes d'audit interne. L'agence gouvernementale de suivi devra garder un œil très critique lorsque l'exploitation entrera dans sa 7ème année car c'est à ce moment qu'il faut réinvestir dans les batteries. L'agence gouvernementale de suivi, en collaboration avec l'ABE, devra surveiller les mesures prises par l'exploitant pour un stockage / traitement / recyclage sécurisé des déchets électroniques.

La municipalité reçoit également les rapports de l'exploitant et peut, si nécessaire, demander au comité du village d'obtenir des informations supplémentaires sur la gestion environnementale de l'exploitant. Enfin, il est important que le comité du village comprenne bien le plan de gestion de l'environnement qui devrait être traduit de manière simple et illustrée, ce qui permet au comité d'évaluer les bons comportements ou les manquements de l'exploitant en matière de gestion de l'environnement et, le cas échéant, d'alerter la municipalité.

### **3.8.3 Recommandation relative au suivi environnemental des projets EHR**

D'une manière générale, l'analyse du cadre législatif et institutionnel de gestion environnementale et sociale laisse apparaître qu'une amélioration du dispositif est nécessaire pour la mise en œuvre efficace de la politique EHR. Il s'agit de prendre des dispositions pour mettre en place:

- Des lois et textes sur les équipements normalisés de l'EHR;
- Des textes d'organisation de la filière de gestion des déchets de l'EHR: collecte, transport, stockage, traitement/ Recyclage et destruction;
- Des textes de responsabilisation des équipementiers sur la collecte des déchets;
- La Création de centres de traitement des déchets au Bénin ;

- Une réflexion approfondie devrait être menée pour l'opérationnalisation et la pérennisation du suivi des PGES. Le financement de la mise en œuvre des PGES devrait se faire sans tenir compte de celui des projets de développement ;
- Le Renforcement des capacités des acteurs;
- L'Appui des intermédiaires financiers engagés dans l'EHR pour la mise en place de Système de Gestion Environnementale et Sociale (politique environnementale, engagements, responsabilité et rôle, etc.).

## 4 RÔLES ET RESPONSABILITÉS DES ORGANISMES ET EXPLOITANTS DANS LA MISE EN ŒUVRE DU CADRE RÉGLEMENTAIRE

### 4.1 Les tâches et les ressources des organismes gouvernementaux, des autorités locales et des communautés

L'électrification rurale hors réseau fait partie de la politique d'électrification rurale, qui a pour objectif principal d'assurer l'accès universel aux services d'électricité pour toute la population rurale du Bénin d'ici 2035. Ainsi, la planification physique et la programmation financière de l'EHR doivent être étroitement liées à celles de l'Électrification rurale par extension de réseau.

La mise en œuvre de l'électrification rurale en réseau et hors réseau est régie par les institutions suivantes.

**Le Ministère en charge de l'énergie** dont les responsabilités en matière de politique d'électrification rurale sont:

- définir le cadre politique de l'électrification rurale, conformément à la politique générale du secteur de l'électricité au Bénin ;
- définir les modalités de mise en œuvre de l'électrification rurale, ainsi que les principes régissant le cadre réglementaire, qu'ils soient techniques, contractuels, financiers ou tarifaires;
- proposer, arbitrer et gérer le cadre budgétaire pour le financement de l'électrification rurale;
- Être, au nom du gouvernement, l'Autorité Concédante autorisée pour toute délégation de service public en électrification au secteur privé, et
- Assurer la mise en œuvre de la politique d'électrification rurale en réseau et hors réseau au Bénin.

La Direction générale de l'énergie dont le rôle est de :

- développer les politiques d'électrification rurale par extension de réseau et hors réseau et d'en assurer la coordination opérationnelle pour la mise en œuvre par les agences en charge des politiques. Cette coordination comprend à la fois une programmation physique des réalisations souhaitées et une programmation budgétaire.
- mobiliser des lignes budgétaires et des fonds d'aide au développement, ou des sources de financement complémentaires pouvant être obtenus par de la dette à long terme à laquelle le gouvernement pourrait s'engager pour appuyer la mobilisation du secteur privé.
- Développer l'ensemble du cadre réglementaire technique de mise en œuvre de l'électrification hors réseau en étroite collaboration avec l'Autorité de Régulation et l'Agence Nationale de Normalisation de Métrologie.

Le Ministère a des organismes liés à la mise en œuvre de la politique d'électrification rurale :

- **La Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE)**, qui fournit de l'électricité aux réseaux ruraux et gère actuellement les communautés rurales connectées, ainsi que les concessions;

- **L'Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie (ABERME)<sup>14</sup>**, qui est responsable de la mise en œuvre de la politique nationale d'électrification rurale en développant des études stratégiques et des programmes opérationnels nationaux et d'électrification rurale. Il est prévu que l'ABERME établisse 15 concessions d'électrification rurale qui seront gérées par des exploitants privés et aide les communautés locales à bénéficier d'installations d'électrification rurale si elles ne sont pas gérées par un exploitant licencié (concessionnaire). L'Agence a également la responsabilité de promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables et de proposer des mécanismes de financement. L'ABERME retrouve toutes ses prérogatives dans le domaine de la mise en œuvre de programmes d'électrification rurale par extension de réseau ou hors réseau après la dissolution de l'ANADER le 25 octobre 2017.

Le guichet unique de facilitation de l'électrification hors réseau sera installé au sein de l'ABERME.

- **L'Agence de Contrôle des installations électriques intérieures (CONTRELEC)**, une agence du ME responsable du contrôle et de la protection des installations électriques à travers la sensibilisation et l'appui aux entreprises et aux ménages. L'évaluation obligatoire des installations électriques avant la première connexion a été introduite au Bénin par le décret No. 98-10 du 15 janvier 1998 pour assurer la conformité aux normes techniques en vigueur.

**Le Ministère en charge du Plan**, qui est en charge de développer les politiques globales de développement du gouvernement envoie annuellement des instructions aux ministères sectoriels pour la préparation des lois de finances assurant ainsi la cohérence de la politique de développement du gouvernement du Bénin.

**Le Ministère en charge des Finances**, qui réalise des allocations budgétaires de dépenses publiques et des investissements publics dans les différents secteurs et effectue les arbitrages.

**L'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE)<sup>15</sup>**, qui est une autorité relativement jeune, et qui selon son Décret a tous les pouvoirs d'une autorité de régulation du secteur de l'électricité au Bénin. L'ARE est l'autorité qui prend les décisions sur les demandes de titres d'exploitation dans le secteur de l'électricité (Licence de Concession ou Autorisation) et sur les contrats de délégation de service public, y compris la rémunération des concessionnaires et les tarifs à appliquer.

**L'Agence Béninoise pour l'Environnement (ABE)**, qui supervise l'ensemble de la procédure de surveillance environnementale pour la mise en œuvre de projets d'infrastructure électrique.

**L'Agence Nationale de Normalisation de Métrologie et de Contrôle Qualité (ANM)**, résultant de la fusion d'ABMNQC et ABNOR, qui fonctionnera pour établir les normes, l'étiquetage et la certification des produits, y compris ceux dans le domaine de l'énergie conventionnelle et renouvelable. Elle est en charge du contrôle des compteurs électriques.

---

<sup>14</sup> DÉCRET No. 2009-150 du 30 AVRIL 2009, portant attribution, organisation et fonctionnement de l'Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise de l'Énergie (ABERME)

<sup>15</sup> Décret No. 2009-182 du 13 Mai 2009 portant création attribution, organisation et fonctionnement de l'Autorité de Régulation de l'Électricité

« **Les communes du Bénin** » qui bénéficient des projets d'électrification, doivent aider les promoteurs à acquérir les droits fonciers nécessaires à la mise en œuvre de leur projet et suivre les procédures relatives aux études environnementales. Actuellement, dans le contexte de la décentralisation, « les Communes » n'ont ni la responsabilité ni la compétence pour l'électrification, qui reste une responsabilité de l'État. Elles ont cependant la compétence d'entreprendre des projets sur l'éclairage public et l'approvisionnement en eau villageoise.

## 4.2 Tâches des organismes gouvernementaux, des collectivités locales et des communautés

Le tableau 4.1 présente les principales tâches réglementaires liées à la conception et la mise en œuvre de l'EHR et indique les responsabilités des institutions concernées. Les responsabilités se résument comme suit:

- Le développement et l'adoption de normes techniques, de normes de sécurité et de normes de qualité de service incombe principalement à la DGE du ME (Autorité Concédante), assistée par l'Autorité de Réglementation de l'électricité, ARE, soutenue par l'agence responsable de l'élaboration et de la réglementation des normes, à savoir ANM. Ces institutions seront soutenues par l'ABERME et SBEE, qui possèdent l'expertise technique requise;
- La programmation pluriannuelle des programmes EnR par extension de réseau et hors réseau est la première responsabilité légale du ministère sectoriel qu'est le ME et sa DGE pour la programmation et la coordination de la mise en œuvre des politiques, assisté de l'ABERME pour l'élaboration des programmes annuels. Cette programmation est présentée à l'ARE pour un avis simple ;
- Les programmes détaillés de l'EHR seront développés principalement par l'ABERME sous le contrôle de l'Autorité Concédante (ME) et de l'ARE ;
- L'ABERME doit élaborer et gérer un site Internet à « guichet unique » et un bureau pour informer et guider les investisseurs potentiels dans leurs choix de technologie, d'ingénierie technique, de financement de la recherche. Le site Internet à « guichet unique » conseillera l'investisseur dans la préparation des documents contractuels et réglementaires. Il servira également de plaque tournante de la formation liée à l'EHR ;
- Les licences, autorisations et reçus de déclaration seront émises par l'ARE. L'ABERME fournira des conseils pour la préparation des conventions de licence ;
- Les conventions de concession et les contrats types sont établis entre le soumissionnaire et le ME (ou l'ABERME), en qualité d'Autorité Concédante, elles devront recevoir l'avis conforme de l'ARE;
- Les appels à projets sur les concessions seront lancés par l'Autorité Concédante (Ministère de l'Énergie) ou son agence de mise en œuvre. L'ARE devra approuver les dossiers d'appels d'offre.
- Les conventions de concession doivent être sanctionnées par un avis conforme de l'ARE avant de pouvoir être signées par l'Autorité Concédante;
- L'ABERME n'aura pas la seule responsabilité du contact avec les bénéficiaires: l'ARE devrait progressivement établir des moyens d'intervention ou des relais décentralisés afin de répondre rapidement aux demandes et aux plaintes des abonnés ;

- Une cellule genre et inclusion sociale (CGIS) doit être mise en place dans chacune des institutions concernées (DGE, ABERME, ARE, SBEE, CONTROLEC, etc.). Sa principale mission sera de s'assurer que chaque activité ci-dessus prenne en compte le genre et l'inclusion sociale à chaque phase du projet et de fournir des conseils aux développeurs de projets.

L'examen du tableau 4.1 ci-dessous indique que plusieurs institutions, notamment le ME, l'ABERME, l'ARE, les communes et le secteur privé, ont besoin d'un renforcement des capacités pour faire face aux nouvelles tâches qui leur sont assignées.

Une part importante de l'infrastructure réseau de l'EHR doit demeurer dans le patrimoine de l'État et pour cette raison, il faudra établir et mettre à jour d'une façon périodique l'inventaire de ce patrimoine dont la valeur évoluera au gré des amortissements et des nouveaux investissements. Sur le principe, il revient à l'Autorité Concédante de gérer l'inventaire du patrimoine. Sur le plan opérationnel l'ARE sera plus au fait des évolutions du patrimoine puisque recevant chaque année les rapports des concessionnaires. Une collaboration sur ce sujet sera à établir entre l'Autorité Concédante et l'Autorité de régulation de l'Électricité. L'option de société de patrimoine est à proscrire dans le cas de l'EHR, car l'Etat n'a pas vocation à investir directement et seul dans l'extension de ce patrimoine, mais en appui au secteur privé. La valeur du patrimoine pourra jouer un rôle au niveau de conditions financières et tarifaires dans les conventions de concession et les MOU préalables aux autorisations.

**Tableau 4.1: Responsabilités des institutions dans la surveillance réglementaire de l'électrification hors réseau**

	<b>l'Autorité Concédante ME / DGE &amp; sa CGIS</b>	<b>ARE &amp; sa CGIS</b>	<b>ABERME &amp; sa CGIS</b>	<b>SBEE</b>	<b>ANM</b>	<b>CONTRELEC</b>	<b>ABE</b>
Contrats types, convention de concession, spécifications	X	X					
Appel à projets EHR	(X)	X	X				
Déclaration, autorisation et licence de concession	(x)	X					
Contrôle des conventions de concession, suivi de la performance	X	X					
Information pour l'utilisateur		X	X (à travers SINEB)				
Analyse des coûts et des prix, modélisation financière, approbation tarifaire	(X)	X					
Suivi des mécanismes de subvention	X	X					
Règles fiscales	X	X					
Arbitrage des différends		X					
Développement et publication des règlements	X	X (par conseil)					
Élaboration et adoption de normes techniques, de sécurité et de qualité	X	X		(X)	X	(X)	
Contrôle de l'application des lois et règlements	X	X					
Contrôle de l'application des normes		X				X	
Programmation pluriannuelle, priorités d'équipement	X	X	X	(X)			
Assistance pour l'ingénierie de projet	X		(X)		(X)		
Information technologique, formation		X	(X)	(X)	(X)		
Assistance pour l'ingénierie financière; guides de gestion	X	X	X				
Examen des demandes et des licences, des renouvellements, guide de processus de licence	X	X	(X)				
Environnement	X		X				X
Genre et Inclusion Sociale	X	X	X				

### 4.3 Guides techniques et gestion financière des systèmes EHR

La gestion technique des systèmes d'électrification hors réseau sera régie par le décret proposé sur l'électrification hors réseau au Bénin et le décret proposé sur les concessions d'électrification hors-réseau. Le décret proposé sur l'électrification hors réseau au Bénin (voir l'annexe 1) en vertu de ses clauses sur les «Exigences techniques du système d'électrification hors réseau» (articles 13 et 14) stipule que :

- **Article 13:** Un système d'électrification hors réseau doit être conçu, construit et exploité conformément aux normes techniques et de sécurité des systèmes d'électrification hors réseau, au Bénin et au Code de l'électricité du Bénin, de sorte que le système puisse être raccordé au réseau national à une date ultérieure sans modifications majeures. Cette règle ne s'appliquera pas aux micro-réseaux sous le régime de la Déclaration et en cas de production d'énergie distribuée, sous régime de concession pour les (SSED). Cependant, la conception technique du système doit toujours s'efforcer d'appliquer les solutions économiques les plus efficaces.
- **Article 14:** Le développeur/exploitant du système d'électrification hors réseau doit installer des compteurs approuvés et étalonnés et s'efforcer de développer un système de comptage et de collecte de la vente intelligent permettant l'utilisation du système bancaire GSM, l'exploitation et le contrôle à distance de l'installation, du mini-réseau et l'information des abonnés.

Le décret proposé sur les concessions d'électrification hors réseau (voir l'annexe 2) en vertu de ses clauses sur les rapports de performance des concessionnaires (articles 51 et 52) stipule également que:

- **Article 51:** Le Concessionnaire doit soumettre annuellement (à l'Autorité de Régulation) des rapports techniques et financiers sur ses activités.
- **Article 52:** Le rapport technique comprend l'augmentation de la capacité, le nombre d'abonnés par catégories, le kVAh vendu et les pertes, les différents événements et incidents d'exploitation, les défis majeurs et la façon dont ils ont été abordés.

La gestion financière des systèmes d'électrification hors réseau sera également régie par les mêmes deux décrets proposés: le décret proposé sur l'électrification hors réseau au Bénin et le décret proposé sur les concessions d'électrification hors réseau. Le décret proposé sur l'électrification hors réseau au Bénin, en vertu de ses clauses sur «Comptes d'un titulaire de la licence ou d'une autorisation d'électrification hors réseau» et «Inspection des comptes pour de la vérification de la valeur amortie» (articles 18 et 19) stipule:

- **Article 18:** Le titulaire d'une licence ou d'une autorisation d'électrification hors réseau doit:
  - a) Facturer en tout temps le tarif approuvé par l'Autorité de régulation de l'électricité au Bénin;
  - b) Effectuer un rapprochement trimestriel des comptes et les faire certifier par un comptable certifié
  - c) Tenir des registres comptables distincts pour l'activité d'électrification hors réseau, sous la forme et contenant les indications précisées par l'autorité de régulation et conformément aux normes comptables pertinentes ;
  - d) Préparer les relevés comptables trimestriels pour chaque exercice comprenant un compte de profits et pertes et un bilan;
  - e) Veiller à ce que les états comptables soient préparés, conformément aux sous-sections précédentes, et soient dûment certifiés par un auditeur indépendant pour chaque exercice, indiquant si, de l'avis d'un auditeur, le rapport financier et comptable a été correctement préparé et donne une image fidèle des revenus, des coûts, des actifs, des passifs et des réserves raisonnablement attribuables à l'activité à laquelle se rapporte la situation financière et comptable;

- f) Ajouter au rapport annuel une copie de l'audit environnemental interne mené par le titulaire d'une licence ou d'une autorisation démontrant la conformité totale avec le PGES. L'original de l'audit environnemental interne doit être envoyé à l'Agence Béninoise pour l'Environnement (ABE);
  - g) Vérifier que l'audit environnemental interne est effectué chaque année.
  - h) Vérifier que l'audit des comptes d'exploitation se fasse après la première année à la fréquence d'une fois tous les trois ans comme stipulé par la licence d'exploitation hors réseau ou à la demande de l'Autorité de Régulation de l'Électricité en cas de doute sur l'intégrité financière de la gestion.
- **Article 19:** Toute personne mandatée par l'Autorité de Régulation de l'Électricité ou l'Autorité Concédante aura le droit d'inspecter le site et de vérifier les comptes d'un titulaire d'une Licence d'Électrification hors-réseau à tout moment raisonnable et ce dernier sera tenu de fournir toute l'assistance nécessaire, y compris la fourniture des documents requis à la personne autorisée à inspecter les comptes.

Le décret proposé sur les concessions hors réseau, en vertu de sa clause sur le rapport de performance des concessionnaires (article 53), stipule également que :

- **Article 53 :** Le rapport financier (à soumettre annuellement à l'Autorité de régulation) comprend: i) un compte d'amortissement pour suivre l'évolution des actifs; ii) le relevé des mouvements du compte bancaire du concessionnaire montrant les recettes provenant du tarif, les dépenses OPEX et CAPEX, les flux de trésorerie, etc.; iii) Compte pour provision pour investissements futurs; et iv) Compte de provision pour frais de licence et de convention de concession.

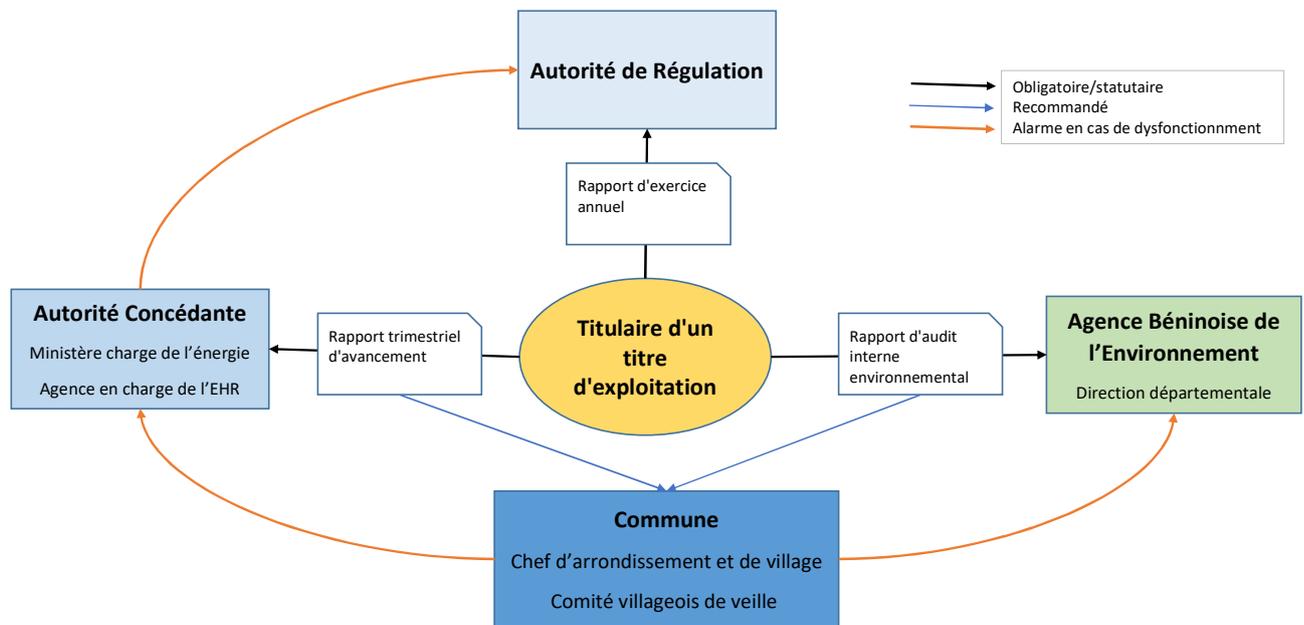
#### 4.4 Suivi, contrôle, supervision et monitoring des projets EHR

Tout système d'électrification de service public bénéficiant d'aides provenant des deniers publics et de l'Aide Publique au Développement (ADP) doit être astreint à un suivi rigoureux annuel dont les termes sont définis dans la convention de concession ou dans le contrat d'affermage.

L'exploitant travaille sous le régime de la délégation de service public pour lequel l'état, en l'occurrence le ministère de l'énergie, a la pleine compétence. Les instances de contrôle de cette délégation de service public sont :

- l'État en qualité d'Autorité Concédante par l'intermédiaire de son Ministère en charge de l'énergie qui généralement délègue cette fonction à l'ABERME (en charge du suivi des programmes) et
- l'Autorité de Régulation de l'Électricité qui se doit de suivre le respect des clauses des différents titres d'exploitation qui ont été accordés pour la gestion des systèmes d'approvisionnement en électricité de service public.

De plus, tout détenteur d'un titre d'exploitation exerce son activité dans une commune pour le bien-être d'une partie des administrés de cette dernière et pour le développement économique des localités qu'il approvisionne. Même si la commune n'a pas encore de compétence dans le cas de la décentralisation, elle doit être associée au suivi de l'exploitation comme étant la première instance pouvant intervenir en cas de dysfonctionnement notoire.



**Figure 4.1: Entité en charge du suivi d'un titre d'exploitation**

Enfin, le détenteur d'un titre d'exploitation devra avoir un comportement exemplaire par rapport au respect de ses obligations environnementales. L'Agence Béninoise pour l'Environnement et les Directions départementales en charge de l'environnement sont les instances officielles de suivi des questions environnementales, ce qui ne dédouane toutefois pas le Maire de la Commune, les chefs d'arrondissement et les chefs de village de l'exploitation quotidienne de ces centrales, d'informer promptement les autorités en charge de l'environnement en cas de dysfonctionnement notoire sur ces sujets.

En résumé quatre (4) entités administratives seront en charge du suivi du respect des clauses des titres d'exploitation délivrés aux promoteurs/exploitants privés de l'EHR comme illustré à la figure 4.1 ci-dessus.

#### 4.4.1 Production des Rapports

Tout titre d'exploitation ayant reçu un avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité et qui a été signé par l'Autorité Concédante doit comprendre une description précise des obligations de rapport de l'exploitant vers l'État et vers l'ARE, ainsi que, le cas échéant, les besoins de rapport vers l'ABE pour le suivi du plan de gestion environnemental et pour les exigences d'audits périodiques de la performance technique et financière de la gestion des installations.

##### Rapport d'avancement (trimestriel et semestriel)

La périodicité du rapport d'avancement à destination de l'Agence gouvernementale doit être trimestrielle dans les premières années d'exploitation et pourrait devenir semestrielle en cas de gestion saine et stable des équipements et sur recommandation de l'auditeur. Il doit être succinct et concis, présentant pour le trimestre une vision de l'évolution de la demande, de sa satisfaction, des problèmes techniques, de gestion et commerciaux rencontrés. Il a pour but d'informer l'Agence gouvernementale de la bonne gestion des centrales ou de la SSED en période de démarrage.

L'exploitant aura l'obligation de transmettre un exemplaire de ces rapports à l'agence de suivi gouvernemental et à la mairie.

### Rapport d'exploitation technique et financier (annuel)

Le rapport d'exploitation technique et financier annuel sera fait sur la base d'un paradigme concis permettant d'évaluer la cohérence entre l'évolution de la demande et la disponibilité de puissance, avec un certain nombre de données sur la consommation, l'évolution du nombre de consommateurs, les recettes, la tarification appliquée, les incidents techniques, la maintenance réalisée, la réalisation de la programmation d'investissement, le bilan financier, les états de trésorerie et les contentieux éventuels.

Il adjoindra au rapport annuel une synthèse suivant un format prédéterminé qu'il remettra à l'Agence gouvernementale de suivi, à la Mairie et à l'Autorité de Régulation de l'Électricité. Cette fiche permettra de faire un benchmark de l'exploitation des détenteurs de titre qui pourra être publié par l'Autorité de Régulation.

### Audits

Un audit sera demandé après la gestion d'une année. Sa périodicité sera en fonction de la qualité de la gestion du titulaire du titre d'exploitation. Ils pourront être faits tous les deux ans ou trois ans après un avis de l'auditeur et l'accord de l'ARE. Tout audit émettant des réserves sévères demandera un nouvel audit l'année suivante. La réalisation périodique d'audits requiert également la mise en place d'une procédure standard et d'une enveloppe budgétaire permettant de financer ces audits, afin de ne pas pénaliser des trésoreries d'exploitation des systèmes en question.

### Suivi environnemental

Pour le suivi environnemental, chaque système EHR doit avoir son plan de gestion environnementale (PGES) qui s'attachera en particulier au traitement et au dépôt sécuritaire des déchets de production de l'électricité hors-réseau. Il s'agira d'éléments de l'électronique, de lampes basse consommation contenant du mercure, des panneaux solaires défectueux, des batteries, de l'huile de vidange et des filtres des moteurs thermiques, les moteurs thermiques défectueux, les goudrons et les eaux de lavage du gaz produit par gazéification etc.)

Le suivi du plan de gestion environnementale devra faire l'objet d'un chapitre dans le rapport trimestriel/semestriel et dans le rapport de synthèse de l'exploitant. Chaque année et suivant un format déterminé par l'Agence Béninoise pour l'Environnement, l'exploitant réalisera un audit environnemental interne qu'il soumettra aux autorités départementales de l'environnement et à l'agence Béninoise pour l'Environnement.

Les comités villageois pourront également avoir un œil sur le traitement de ces déchets, à la condition qu'ils aient reçu une formation. Il en est de même des consultants qui effectueront des missions de suivi.

#### **4.4.2 Rôle du comité villageois de veille et la commune**

Un comité villageois de veille sera créé statutairement. Outre les fonctions d'interface entre l'exploitant et les usagers du service pour la résolution des problèmes techniques, la demande de nouveaux branchements, le dépôt de réclamations concernant la qualité du service, ce comité devra être l'organe qui puisse avertir rapidement l'autorité municipale par l'intermédiaire du chef d'arrondissement sur des dysfonctionnements majeurs qu'ils soient d'ordre technique, tarifaire, sur des discriminations auxquelles les usagers peuvent faire face. Il s'agit donc de doter le comité villageois d'un réflexe de veille et de s'assurer qu'il maîtrise les canaux de communication permettant une intervention rapide de l'Autorité Concédante en cas de dysfonctionnement grave.

Indépendamment du mode de gestion des systèmes (mode affermataire ou concessionnaire), l'autorité communale doit être associée à l'ensemble du cycle de projet de façon à faciliter sa mise en œuvre pour, entre autres, tous les aspects fonciers liés à l'utilisation du domaine public ou privé pour l'installation d'équipement de service public. Le suivi périodique du chantier permettra aux techniciens de la commune d'acquérir une certaine expertise pour devenir de bon relais en cas d'une alerte déclenchée par un comité villageois sur une gestion défailante d'un exploitant.

#### **4.4.3 Monitoring des projets et de la politique EHR**

Les objectifs poursuivis par l'appui du MCC dans le cadre du projet 'Accès à l'Électrification hors-réseau' sont de promouvoir le développement économique et de contribuer fortement à la réduction de la pauvreté tout en renforçant la bonne gouvernance, la liberté économique et les investissements des populations concernées.

Le monitoring des projets s'inscrit dans cette perspective et consistera donc à mieux comprendre les problèmes auxquels certains types de projets peuvent être confrontés mais également d'en évaluer les impacts socio-économiques en termes de développement d'activités, d'amélioration de la qualité de vie (santé, éducation, sécurité, loisir) et d'amélioration de la possibilité d'exercer pleinement sa citoyenneté de proximité.

Ce suivi pourrait être structuré selon les 3 niveaux suivants:

- au niveau de la commune et des comités villageois via le rapportage de l'exploitant ;
- au niveau intermédiaire des agences gouvernementales de suivi ou des agences de mise en œuvre de projet dans le cas de bailleurs de fonds ;
- à un niveau réglementaire, qui est celui de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, pour le suivi des titres d'exploitation et de l'efficacité et de l'efficience des aides apportées au développement de l'EHR, avec des indicateurs clairs relatifs au respect de l'environnement et à une meilleure intégration des aspects genre et inclusion sociale dans la gestion et les retombées de projets d'électrification hors réseau.

Pour cela il sera pertinent que chaque localité sélectionnée pour un projet EHR (mini et micro réseau) puisse faire l'objet d'une enquête préalable permettant de déterminer les conditions initiales (baseline) en termes de démographie, d'habitat, d'emplois, d'activités économiques, de structures sociocommunitaires etc. qui sont nécessaires au suivi, et qui pourrait servir au niveau communal comme une information de base sur la localité. Le rapport annuel de l'exploitant comprendra un schéma qui reprendra les principales données du rapport de baseline. Une coopération entre l'exploitant et le comité villageois permettra de collecter ces données pour les transmettre à la fois à la commune pour mise à jour de la base, à l'agence gouvernementale de suivi et, dans une forme plus synthétique, à l'autorité de régulation.

Au niveau de l'ARE, il s'agira de développer une procédure sur la base de documents standards du suivi des conventions de concession et des titres d'exploitation (concession, licence et autorisation) délivrés aux développeurs de projets. La compilation de données sur les systèmes électriques au niveau de l'ARE devra avoir un caractère technique et macro-économique suffisamment fourni pour identifier des dysfonctionnements majeurs dans la gestion. Elle devra également produire un certain nombre d'indicateurs de développement économique, de respect de l'environnement et d'indicateurs sur le genre et inclusion sociale.

Le niveau intermédiaire, qui est celui des agences de mise en œuvre (agence nationale, bureau de bailleur de fonds comme la GIZ ou l'OCEF), se doit de suivre les projets dans la phase conceptuelle, de réalisation et d'exploitation pendant une période donnée qui ne peut pas excéder de 3 à 5 ans. L'objectif de ce suivi est de s'assurer du bon fonctionnement des équipements après la réception, de mesurer les impacts socio-

économiques du projet sur la période de 3 à 5 ans et d'être en état d'intervenir rapidement en cas de dysfonctionnement dans la gestion du système de service public. Ce travail est généralement mal assuré par l'agence gouvernementale de suivi, souvent par manque de moyens et en raison de la priorité donnée aux nouveaux projets. Pour cela, il sera pertinent de provisionner une enveloppe permettant de recruter périodiquement des bureaux d'études formés au suivi de projets pour des missions de suivi et de contrôle d'un certain nombre de localités test : ces missions permettront une meilleure appréciation des impacts de développement et assureront une présence sur le terrain aux yeux des mairies, des populations et de l'exploitant.

En annexe 12, un processus détaillé de suivi de projet et de monitoring de l'électrification hors réseau est développé, avec un cadre logique et une série d'indicateurs.

## 5 REFLEXION SUR LA REGLEMENTATION DE L'ELECTRIFICATION HORS RESEAU ET LA COMPATIBILITE DES PROJETS DE LOI EHR ET ENRS

### 5.1 État actuel de la réflexion

#### 5.1.1 Étude sur la loi relative à la production d'énergie renouvelable<sup>16</sup>

L'étude sur le projet de loi relative à la production d'énergie renouvelable propose 3 régimes de régulation de cette production.

Ces différents régimes s'appliquent à une production d'électricité renouvelable qui in fine couvre 2 applications :

- soit être utilisée comme source d'énergie autoproduite et autoconsommée,
- soit être vendue sur le réseau interconnecté de la SBEE et la CEB ou sur un réseau isolé.

Ici la notion de distribution et de vente d'électricité à des abonnés finaux par le biais d'une souscription n'est pas prise en compte dans les régimes.

Les trois régimes sont récapitulés dans le tableau suivant

**Tableau 5.1: Régime de production d'énergie renouvelable**

Type de production/ régime applicable	Production EnR	Production thermique (diesel)
Régime liberté	Jusqu'à 100 kVA si 100% autoproduction/autoconsommation	Jusqu'à 50 kVA
Régime de déclaration	De 100 kVA à 1 MW que l'énergie soit consommée ou injectée sur le réseau national ou sur un réseau isolé	De 50 kVA à 500 kVA (comme précédemment)
Régime autorisation	Pour une puissance supérieure à 1 MW	Pour toute puissance supérieure à 500 kVA (comme précédemment)

Dans ces régimes, on ne tient compte que de la **production d'électricité renouvelable** et non de son usage, avec des auto-producteurs avec ou sans vente de surplus ou de producteurs indépendants vendant sur un réseau (national interconnecté ou isolé).

Le cas d'une production électrique renouvelable uniquement dédiée à la commercialisation au travers d'un réseau de distribution ou d'une SSED n'est pas prévu par ces régimes. Dans ces deux cas, le producteur ne peut pas être classifié comme auto-producteur puisqu'il y a vente d'électricité ou de services électriques à un privé (notion de service public) et ne peut pas être classifié comme producteur indépendant, puisque la vente de sa production ne sera pas encadrée par un contrat de vente d'électricité à un réseau (PPA) ou par un feed-in tarif.

**La première remarque que l'on doit faire est que la production de type EHR associée ou non à un réseau de distribution et directement vendue aux consommateurs au travers un tarif régi par les obligations de service**

<sup>16</sup> Essor et mise en place de nouveaux modes de financement des Énergies de Sources Renouvelables, SOFRECO, 2017  
IED-PAC

public de l'électricité n'est pas couverte par les deux catégories de la loi sur les Enrs (Production privée indépendante ou autoproduction)

En termes de définition légale, il faut introduire une nouvelle classification de production d'électricité renouvelable ou mixte (hybridée) qui répond aux besoins de réglementation de l'approvisionnement d'électricité hors réseau.

### 5.1.2 Étude sur la loi relative à la réglementation de l'EHR

Dans ce projet de loi, la réglementation porte essentiellement sur la vente d'énergie ou de service électrique ayant caractère de service public. La production et les niveaux de production sont pris en compte dans le régime de régulation sur la base d'une préoccupation de mise en œuvre de l'électrification hors réseau.

Les principaux seuils de régulation de l'EHR sont présentés dans le tableau suivant

**Tableau 5.2: Seuils de puissances présent dans la réglementation EHR**

Puissance installée (P en kVA)	Régime de régulation	Commentaires
Moins de 500 kVA (inférieure)	<p><b>Autorisation</b>, pour développeur/exploitant d'un système EHR vendant de l'énergie ou un service électrique de service public.</p> <p>Permettant sur la base d'une proposition spontanée et d'un mémoire d'entente de négocier un <b>contrat d'autorisation</b> traitant de la subvention, de la question tarifaire, de la question de l'utilisation sécurisée du domaine public pour l'installation de réseau et des aspects environnementaux liés à la gestion du système.</p>	<p>Ici la limite supérieure a été conçue pour la fourniture d'électricité de service public à une localité ou un groupe de localités dans une même collectivité territoriale, qui pourrait être mise en place suite à <b>une proposition spontanée</b>.</p> <p>En fait, il n'y a pas de <b>la limite inférieure</b>, car toute production d'énergie qui sera vendue dans le cadre du service public de l'électricité devra être couverte par ce régime.</p>
>500 kVA (supérieure ou égale)	<p><b>Convention de concession</b> négociée sur la base d'une mise en concurrence généralement organisée comme appel à projets</p>	<p>Ici l'on entre dans le domaine régulé normal de la fourniture d'électricité hors réseau de service public.</p>

Suite à une discussion au sein du Conseil National de Régulation et son Président, il est apparu que le concessionnaire d'un système d'électricité hors réseau régie par concession ou autorisation (titres d'exploitation) se verra délivrer **une licence d'exploitation hors réseau** par l'Autorité Concédante après approbation de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, attestant qu'il est inscrit au Registre de l'Autorité comme concessionnaire régulé de service public.

La licence hors réseau donne la visibilité nécessaire à l'Autorité de Régulation de l'Électricité pour assumer son rôle de vérification des conditions sécuritaires, tarifaires et environnementales de mise en œuvre des titres d'exploitation.

## 5.2 Position de projets d'initiatives spontanées dans les législations portant sur les PPPs et sur les marchés publics

Les 2 lois concernées sont les suivantes :

- Loi n°2016-24 du 28 Juin 2017 portant cadre juridique du partenariat public-privé en République du Bénin qui a été promulguée ;
- Loi n° 2017-04 portant code des marchés publics en République du Bénin, qui à ce jour n'a pas été promulguée.

### 5.2.1 Loi portant cadre juridique du partenariat public-privé

La loi sur les PPP est la seule qui traite aujourd'hui la délégation de service public, tout au moins au niveau des définitions. Cette notion de délégation de service public n'est pas utilisée dans le corps de la loi.

Par la loi sur les PPP, un département ministériel peut proposer en Conseil des Ministres l'inscription d'une partie de ses prérogatives régaliennes comme domaine pouvant être géré dans le cadre de partenariats privés-publics. Pour ce qui concerne l'EHR, le Ministère en charge de l'énergie peut proposer que toute ou partie du segment de l'électrification hors réseau soit mise en œuvre par des partenariats privés-publics. L'article 4 de la loi donne une liste non-exhaustive des contrats PPP qui peuvent être conclus dont certains sont tout à fait adaptés au segment de l'EHR, entre autres:

- conception, construction, financement, exploitation (pour les mini réseaux)
- construction, exploitation, transfert (pour les systèmes sociocommunautaires)
- extension et exploitation (pour les systèmes existants)
- réhabilitation, possession et exploitation (pour les systèmes existants)

L'article 10 de la loi précise les institutions qui peuvent recourir aux PPPs. Il s'agit de :

- l'État ;
- les sociétés d'État ;
- les établissements publics ;
- les sociétés d'économie mixte à participation majoritaire de l'État et
- les groupements d'intérêt économique à participation majoritaire de l'État.

Le cadre institutionnel de mise en œuvre de contrats de PPP comprend :

- le Conseil des Ministres ;
- les Organes de contrôle et de régulation ;
- la Cellule d'Appui au Partenariat Public-Privé (CAPPP) ;
- la Commission ad hoc d'appel d'offres.

Dans le cadre de l'EHR, il faut donc que le Ministère en charge de l'énergie propose ce segment de marché pour sa mise en œuvre par des contrats PPP et qu'il obtienne l'accord du Conseil des Ministres.

La CAPPP est l'organe technique de l'État chargé d'appuyer le ministère dans l'identification de projets pouvant faire l'objet de contrats PPP, finançant toute étude de faisabilité et étude démontrant la viabilité économique et tout autre étude nécessaire. Dans le cadre de l'EHR, une partie de ce travail est déjà réalisée par l'étude en cours et la réalisation du PDEHR (Article 8 de la loi). La CAPPP se substituerait en quelque sorte aux compétences de l'ABERME.

Une fois cette priorisation réalisée, une liste de projets susceptibles d'être exécutés en mode PPP est inscrite au **catalogue de projets priorités**, lequel est validé en conseil des ministres et mis à jour une fois l'an. Des appels à projets se font sur la base du catalogue. Toutefois, des promoteurs peuvent faire des propositions spontanées qui ne sont pas dans le catalogue.

Les procédures de passation des contrats de partenariat public-privé sont :

- l'appel d'offres international, qui reste la règle générale avec une pré-qualification obligatoire suivie d'une procédure d'une à deux étapes compte tenu de la complexité des projets. Dans le cas d'une procédure à 2 étapes, les termes de référence seront ajustés sur la base de l'analyse des propositions techniques faites par les soumissionnaires et pourront être modifiés pour une offre finale comprenant une offre technique et une offre financière ;
- l'entente directe, peut être utilisée en absence de concurrence après un appel d'offres ouvert international ou pour des raisons bien particulières (protection de brevets etc.). Cette dernière clause ne peut pas être invoquée dans le cadre de l'EHR ;
- l'offre spontanée. Dans ce cas, le partenaire privé réalise des études préalables sur fonds propres de manière à présenter un projet cohérent comportant des propositions techniques adéquates ainsi que des solutions de financement correspondantes.

### **5.2.2 Contenu et instructions d'une offre spontanée par un partenaire privé**

Le porteur de l'offre spontanée soumet à l'Autorité Contractante, en l'occurrence le ministère en charge de l'énergie, un dossier comportant (article 22):

- un mémorandum d'entente avec le ministère en charge de l'énergie ;
- une note décrivant l'étendue et la durée des travaux à réaliser ;
- la description des solutions techniques proposées ;
- la compétitivité du projet ;
- les avantages économiques et financiers attendus du projet ;
- une analyse des risques liés au projet ;
- un schéma de répartition et d'atténuation de ces risques entre les parties ;
- le coût estimatif global du projet ;
- un plan de financement du projet assorti d'un modèle financier prévisionnel ;
- le détail des études complémentaires à réaliser ainsi que leur coût estimatif et leur mode et source de financement ;
- une étude d'impact environnemental et social ;
- un plan de gestion environnementale et sociale accompagné du certificat de conformité conformément aux textes en vigueur en la matière ;
- un avant-projet de contrat.

L'offre spontanée est accompagnée de documents attestant des capacités financières et techniques du partenaire privé à réaliser le projet proposé.

Si l'autorité contractante décide de donner une suite favorable à cette offre spontanée (Article 24), elle va la transmettre à la Commission ad hoc d'appel d'offres des PPP, après un avis de la Cellule d'Appui au Partenariat Public-Privé (CAPPP) afin d'entamer une procédure d'appel d'offres conforme aux articles 25 et 46 de la loi portant sur les PPP. La commission ad hoc d'appels d'offres prépare, sur la base de la documentation fournie par le porteur de la proposition spontanée, un dossier d'appel à candidatures d'autres soumissionnaires.

Le porteur de projet de l'offre spontanée participe à l'appel d'offres dans les mêmes conditions que les autres candidats. Mais il se verra attribuer un bonus de points correspondant aux efforts et aux frais qu'il a engagés pour réaliser et financer l'étude de faisabilité du projet, qui bénéficie à l'ensemble des soumissionnaires. Il pourra faire jouer son droit de préemption si l'écart entre sa proposition et la proposition lauréate est inférieur à 5 %.

Ici la règle est claire. Si l'EHR est proposée au régime du partenariat public-privé par le Ministre en charge de l'énergie en qualité d'Autorité Concédante, **toute offre spontanée sera mise en concurrence** si l'Autorité Concédante assistée de la CAPPP juge la proposition pertinente.

Dans ce cas, la seule possibilité de pouvoir négocier directement un mémoire d'entente résulte du constat de défaut de concurrence. Le porteur de projet était le seul à répondre à l'appel d'offres. Son offre a été jugée pertinente suivant les critères définis à l'article 23 :

- la cohérence globale du projet et sa conformité à la politique de l'État;
- la qualité et la pertinence des solutions techniques ;
- l'analyse coûts/avantages du projet ;
- le taux de rentabilité économique du projet ;
- la compétitivité du mode de financement ;
- la répartition rationnelle des risques entre les parties ;
- le potentiel de création d'emplois ;
- les modalités de transfert de technologie ;
- la qualité du montage contractuel et financier proposés ;
- les mesures de protection de l'environnement et de promotion du développement durable.

En conclusion, le cadre PPP, pour ce qui serait de son application au domaine de l'EHR, reste conforme à la règle de la mise en concurrence et n'ouvre aucune souplesse en termes de négociation directe du mémoire d'entente pour des propositions spontanées. La négociation directe est toujours liée au constat de l'absence de concurrence.

Pour les systèmes EHR d'approvisionnement en énergie ou services électriques, la réglementation de ces systèmes sous la loi portant sur les contrats PPP sera la signature d'une convention de concession suite à un appel à projets ou à une proposition spontanée lauréate. L'Autorité Concédante pourra, après cette signature, octroyer le titre d'exploitation après approbation de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, si cette approbation est toujours requise.

La question qui se pose dans le cadre des PPP est liée au côté générique du cadre institutionnel, et particulièrement aux capacités techniques requises au niveau de la cellule d'appui (CAPPP) et de la Commission ad hoc d'appel d'offres : c'est le cas du secteur de l'énergie en général et celui de l'électrification rurale devrait militer pour une CAPPP et une commission ad hoc d'appel d'offres spécifiques ayant les compétences nécessaires pour l'évaluation des projets énergétiques.

Pour les projets impliquant le segment marchand des opérateurs énergétiques (importateurs/vendeurs/installateurs) pour la vente subventionnée de produits de qualité dans des zones ciblées pour une couverture commerciale d'énergie distribuée, la procédure de PPP pourrait être pleinement appliquée, mais requerra une validation et un suivi de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Le contrat de PPP est approuvé par le Conseil des Ministres et transmis pour information à la cellule d'appui (CAPP) et à la direction nationale de contrôle des marchés publics (DNCMP).

Ce qui paraît surprenant dans le cadre de la loi portant sur les partenariats privés et publics est que les seules instances de suivi de ces contrats soient la Cellule d'Appui (CAPPP) et la direction nationale de contrôle des marchés publics (DNCMP), qui sont seules habilitées à prendre toute mesure en cas de déviation ou modification du contrat initial. (Article 60)

Le rôle de l'Autorité de Régulation de l'Électricité reste très diffus dans le cadre de cette loi. Il y a obligation de suivi régulier des activités du titulaire d'un contrat de PPP (article 61). Cette obligation est exercée par l'État et d'autres autorités en vertu de la réglementation en vigueur (article 62) ce qui introduit le domaine d'intervention et de suivi de l'ARE, comme personne publique disposant, à l'égard du partenaire privé, d'un pouvoir général de contrôle économique, financier, technique, social et de gestion inhérente aux engagements découlant du contrat. La loi portant sur les PPP fait obligation d'un rapport d'étape adressé à la DNCMP, qui le transmet à l'autorité publique responsable du projet (à comprendre l'Autorité Concédante et l'autorité de régulation de l'électricité). Ce rapport devrait être annuel.

Tout projet EHR placé sous le régime du partenariat public-privé voit la compétence de l'Autorité de Régulation de l'Électricité assujettie à celle de la CAPPP et de la DNCMP, ce qui est également un argument qui milite pour un cadre PPP spécifique au secteur de l'électricité.

### **5.2.3 Loi 2017-04 portant code des marchés publics en République du Bénin**

La loi a fait l'objet d'une délibération et d'une adoption par L'Assemblée Nationale en sa séance du 20 mars 2017, mais elle n'a toujours pas été promulguée.

A la différence de la précédente loi sur les marchés publics<sup>17</sup>, **cette nouvelle loi ne s'applique plus à la délégation de services publics** et ne porte que sur les marchés publics de travaux, de fournitures, de services et de prestations intellectuelles.

Dans le cadre de l'EHR, cette loi ne peut être appliquée que pour des marchés publics de travaux, de fournitures de service et de prestations intellectuelles, **mais ne peut plus être utilisée pour confier la construction, la gestion, l'entretien et le développement de système EHR de service public qui sont des délégations de service public**, tels que définies dans la loi sur les PPP.

La **délégation de service public** est définie comme le contrat par lequel une personne morale de droit public confie la gestion d'un service public relevant de sa compétence à un délégataire dont **la rémunération est liée ou substantiellement assurée par les résultats de l'exploitation du service**. La délégation de service public comprend les régies intéressées, les affermages ainsi que les concessions de service public. Elle inclut ou non l'exécution d'un ouvrage.

L'ancienne loi de 2009 est toujours en vigueur tant que la nouvelle loi n'est pas promulguée.

En termes d'offres spontanées, l'ancienne loi ne dit rien et ne traite pas le sujet.

La nouvelle loi non promulguée traite au chapitre 3 des offres spontanées. La règle est de se baser sur la documentation fournie par l'offre spontanée pour élaborer un dossier d'appel d'offres permettant de mettre en concurrence le porteur du projet de l'offre spontanée avec d'autres soumissionnaires. Elle offre la possibilité de négociation directe après accord de la DNCMP et l'accord du conseil des ministres, sous les conditions cumulatives que le marché est supérieur à 20 milliards de francs CFA, que le financement est intégralement apporté par l'entrepreneur dans des conditions conformes aux règles d'endettement du Bénin, et que l'entreprise définit un schéma pouvant assurer le transfert de compétences et de connaissances.

---

<sup>17</sup> LOI N° 2009-02 DU 07 AOUT 2009 Portant code des marchés publics et des délégations de service public en République du Bénin.

En résumé, l'ouverture faite pour les offres spontanées dans la nouvelle loi portant sur les marchés publics ne s'applique qu'aux marchés de travaux, de fournitures, de services et de prestations intellectuelles et ne s'applique plus aux délégations de service public. De plus, les conditions proposées pour les propositions spontanées ne correspondent pas à la taille de projets EHR et ne peuvent pas servir de référence dans le cadre de la loi sur l'EHR.

L'ancienne loi sur les marchés publics et les délégations de service public ne considèrent pas la possibilité d'offres spontanées.

#### **5.2.4 Manuel de procédure de FER**

Cette référence est uniquement faite pour signaler que le manuel de procédure du FER qui n'a jamais été appliqué prévoit la possibilité d'offres spontanées sollicitées pour des projets d'électrification dans le cadre de l'établissement de concessions d'initiatives locales d'électrification (CILER). Si une offre émise dans ce cadre est acceptée comme recevable par l'ABERME, l'offre se voit décernée un permis provisoire. L'octroi du permis provisoire déclenche automatiquement une procédure de mise en concurrence de la proposition avec d'autres soumissionnaires sur la base d'une stratégie d'information. Les autres soumissionnaires ont une période de 2 mois pour se manifester après quoi le porteur de projet initial peut élaborer sans concurrence les documents de convention nécessaires à la réalisation du projet et faire sa demande de subvention.

En cas de concurrence, le projet gagnant sera évalué sur le niveau de subvention demandée par abonné en 3<sup>e</sup> année et sur le niveau de tarif proposé.

Cette référence au manuel de procédure du FER montre qu'en dehors de la règle de l'appel à projets et de la mise en œuvre du programme d'électrification rurale par des conventions de Concession d'Électrification Rurale, le législateur avait prévu une fenêtre particulière pour l'initiative locale, avec une forme allégée de procédure pour l'obtention d'un contrat différent de la Convention de concession formulé comme Concession d'initiatives locales d'électrification rurale, qui est assez similaire à la proposition du consultant pour les initiatives spontanées.

### **5.3 Synthèse de l'analyse du cadre institutionnel actuel**

**Toute vente d'électricité hors réseau doit être considérée comme une délégation de service public qui doit être régulée** sur la base de la viabilité technique et financière de l'approvisionnement, y compris les aspects sécuritaires et environnementaux et des aspects tarifaires permettant une gestion rentable du système et un tarif acceptable pour les consommateurs finaux.

Actuellement le cadre institutionnel existant comprend 4 éléments qui sont :

- **la loi portant sur les PPP** de juin 2017 qui suppose **une démarche volontariste du ministère en charge de l'énergie ou d'un autre acteur institutionnel autorisé à faire inscrire et approuver par le conseil des ministres le segment de l'électrification hors réseau** pour une mise en œuvre dans le cadre de partenariats privés et publics.
- Si ce n'est pas le cas, on revient aux lois fondamentales régissant le secteur qui proposent actuellement :
  - pour toute fourniture d'énergie et de services électriques hors réseau, le modèle de convention de concession<sup>18</sup> ;

---

<sup>18</sup> Décret n° 2008-815 portant des modalités d'octroi des concessions de production, transport et de distribution d'électricité pour les besoins du service public en concession

- pour la production électrique, les 2 régimes d'auto-production<sup>19</sup> qui ne sont pas pertinents pour l'électrification hors réseau.
- les 2 lois fondamentales régissant le secteur que sont le Code Benino-Togolais et le Code d'Electricité du Bénin entrent également dans une phase de révision et de refonte qui est programmée sur les 2 à 3 années à venir ;
- le code des marchés et des délégations de service public en République du Bénin (loi n° 2009–02 du 7 août 2009) qui est en instance d'abrogation pour être remplacé par la nouvelle loi de 2017 portant Code des marchés publics en République du Bénin, qui **ne couvrira plus les délégations de service public.**

Afin de pallier au déficit de réglementation pour les thèmes émergents liés à l'évolution du secteur électrique pour ce qui est de la production des énergies renouvelables et les opportunités d'électrification hors réseau, une nouvelle proposition de loi est en cours d'élaboration, ainsi qu'un décret précisant le Code de l'Electricité du Bénin pour ce qui est de l'électrification hors réseau :

- le projet de loi couvre le domaine de la production des énergies renouvelables ;
- le projet de décret celui d'une régulation de la fourniture d'énergie et de service électrique hors-réseau.

Comme discuté précédemment, si l'on souhaite éviter le chevauchement de régulation sur la production d'énergie renouvelable hybridée ou non dans le cadre de l'EHR avec la régulation qui sera proposée par la loi sur les EnRs, **il est pertinent de recentrer la réglementation de la fourniture d'énergie et de service électriques hors-réseau sur les activités de la production et de la distribution pour les aspects environnementaux et sécuritaires et sur la vente (tarif, protection des consommateurs).** La réglementation sur les niveaux de puissances de production sera prise en compte par la loi sur les énergies renouvelables.

Pour ce faire, il est nécessaire de définir dans le cadre de la loi portant sur la production EnR, une nouvelle catégorie de producteur, qui pourrait être le producteur d'électricité hors-réseau, complétant ainsi la gamme des producteurs d'énergie renouvelable :

- **producteurs indépendants**, dont la finalité est l'injection et la vente d'énergie au réseau interconnecté
- **auto-producteurs**, dont la finalité première est l'autoconsommation avec une possibilité de vente du surplus au réseau interconnecté ou à un réseau isolé.
- **Producteurs EHR, qui produisent pour la vente d'énergie ou de service électriques à un consommateur final et dont la rémunération sur le tarif de vente de l'énergie ou du service est régulée par le nouveau décret sur l'EHR.**

### **5.3.1 Licence d'exploitation EHR – règle de base pour toute fourniture d'énergie de service électriques hors réseau**

La réglementation de l'EHR s'applique en priorité à la fourniture d'énergie ou de service électriques hors réseau ceci indépendamment de la taille de la production. Cette fourniture est sanctionnée par une licence d'exploitation hors réseau, dont la procédure d'instruction est allégée pour les plus petits systèmes.

Pour simplifier la régulation du segment EHR un seul titre d'exploitation sera octroyé: la Licence d'Électrification Hors Réseau qui sera accordée par l'Autorité Concédante, après vérification et approbation par l'Autorité de Régulation de l'Électricité d'un certain nombre de paramètres liés à la viabilité du plan

---

<sup>19</sup> Décret n ° 2007-655 portant cadre général de régulation de l'autoproduction d'électricité

d'affaires, à la qualité du service proposé, aux niveaux tarifaires proposés, au respect des clauses techniques sécuritaires et au respect des clauses environnementales.

La demande de licence d'exploitation EHR s'inscrira automatiquement dans le processus de destruction d'une convention de concession ou d'un contrat d'autorisation. Le niveau d'information à remettre lors de la demande sera lié à la taille de la fourniture d'énergie ou de services électriques hors réseau et intégrera l'ensemble de la documentation déjà fournie par le porteur de projet. La procédure d'octroi sera très allégée pour les petits systèmes basés sur des capacités de quelques kVA, pour être au plein format pour des fournitures régies par une convention de concession.

**La licence d'exploitation EHR est le titre d'exploitation sanctionnant la vente d'énergie et de service électriques hors réseau pour différentes configurations de systèmes EHR** (mini et micro-réseaux alimentés par des centrales EnRs hybridées ou non et sociétés de services électriques distribués) et vise essentiellement à contrôler les relations commerciales et le niveau tarifaire qui doivent régir la fourniture d'énergie ou de service électriques hors réseau dans un cadre sécurisé pour les personnes et les biens et respectueux de l'environnement.

### **5.3.2 Régulation des contrats d'octroi de subventions à la vente de produits d'énergies distribuées de qualité dans le cadre de la mise en œuvre de la politique EHR**

La régulation s'applique ici à la vente de produits subventionnés qui impliquent un contrôle de l'utilisation du denier public ou de l'aide publique au développement par l'Autorité de Régulation. Ce domaine sort de la stricte fourniture de service public, puisque le bénéficiaire est le propriétaire de son équipement et sera auto-producteur/consommateur à petite échelle. Il faudra toutefois encadrer l'achat de matériel qui sera destiné à la vente de services énergétiques (charges de cellulaires, forfait éclairage). On pourrait inclure dans le contrat signé entre le vendeur et l'acheteur, un élément de déclaration si le produit est acquis dans un but commercial. Toutefois, il faudra accepter qu'une réglementation stricte de ce segment de marché restera difficile, voire illusoire.

L'octroi de ces subventions se fera sur la base **d'un appel à projets ou à manifestations d'intérêt** pour lesquels il est important de s'assurer de la qualité des produits proposés, de l'utilisation efficiente de la subvention à la réduction des coûts et la création d'un marché pérenne de ce type de produit, du service après-vente offert aux acheteurs et de la façon dont le recyclage de produits en fin de vie sera effectué.

En termes de régulation, l'Autorité de Régulation de l'électricité donnera son approbation avant la signature du contrat avec l'ABERME ou le Fonds ou le PFT qui est à l'initiative de cette facilitation de marché, et le contrat devra comporter un élément de rapportage annuel sur un certain nombre de critères de performance prédéfinis qui seront soumis à l'appréciation de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

### **5.3.3 Régulation de la production nécessaire au système EHR**

La production EHR sera un mix de production basée sur des énergies renouvelables avec une production thermique d'appoint ou de backup permettant une plus grande flexibilité de la gestion, et une réduction des coûts d'investissement initiaux. Cette production sera soumise à celle de la loi portant sur la production EnRs, avec une catégorisation initiale de 'Producteur pour l'Électrification Hors Réseau' ou 'Producteur EHR'. **Des ponts au sein de cette loi devront être établis vers le régime de producteurs indépendants en cas de raccordement au réseau.**

Les développeurs/exploitants, les bénéficiaires de systèmes EHR sociocommunautaires en régime d'autoproduction/autoconsommation et les propriétaires de kits solaires acquis grâce à une facilitation de

marché seront tous assujettis à la régulation relative à la production d'énergies renouvelables. Cependant la plupart d'entre eux sont dans le régime 'Liberté' ou de 'Déclaration'.

## 5.4 Cohérence des cadres institutionnels existants et positionnement de la loi portant sur l'EHR

Ce paragraphe présente une réflexion plus globale sur l'évolution de la réglementation proposée aujourd'hui dans ce document.

La réflexion recommande que la loi portant sur la production d'électricité de source renouvelable ait pris en compte le cas particulier des producteurs/exploitants EHR vendant leur énergie EnR sur la base d'un tarif de l'électricité de service public. Dans ce cas, la régulation de l'électrification hors réseau se concentre sur la distribution et la vente d'énergie et de services électriques dans le cadre du service public, donc régis par un tarif à la consommation.

Ce n'est pas encore le cas aujourd'hui, car la loi portant sur les EnR est en cours d'élaboration et que le projet de décret sur l'électrification rurale hors réseau sera introduit en conseil des ministres en début de l'année 2018.

**Il est donc important, que la Direction générale de l'Énergie en collaboration avec l'Autorité de Régulation renforce la concertation entre les 2 projets de loi et de décret de façon à en assurer la cohérence et à préparer les éléments de textes qui devront remonter dans les lois fondamentales régissant le secteur.**

La réflexion, qui suit, prend comme acquis le fait que la loi portant production EnRs aura un régime particulier pour les producteurs d'électricité hors réseau de source renouvelable, et que la régulation EHR par le nouveau décret d'application se concentrera uniquement sur les aspects sécuritaires environnementaux et tarifaires de la vente d'électricité de service public hors réseau.

Les lois fondamentales du secteur de l'énergie électrique qui ne sont pas pleinement adaptées à l'émergence de la production EnR, ni à la fourniture d'énergie et de services électriques hors réseau, doivent intégrer dans leurs révisions et leurs refontes les propositions faites dans le cadre des 2 projets de loi et de décret. Un diagramme de synthèse est proposé à la page suivante.

De plus la mise en œuvre de la politique EHR peut être réalisée sous la loi des PPP si le Ministère en charge de l'Énergie le souhaite ou sous le régime du nouveau décret de l'EHR le cas échéant, car la nouvelle loi des marchés ne couvre plus les délégations de service public

Cadre réglementaire - Étude pour la mise en place d'un environnement propice à l'électrification hors-réseau

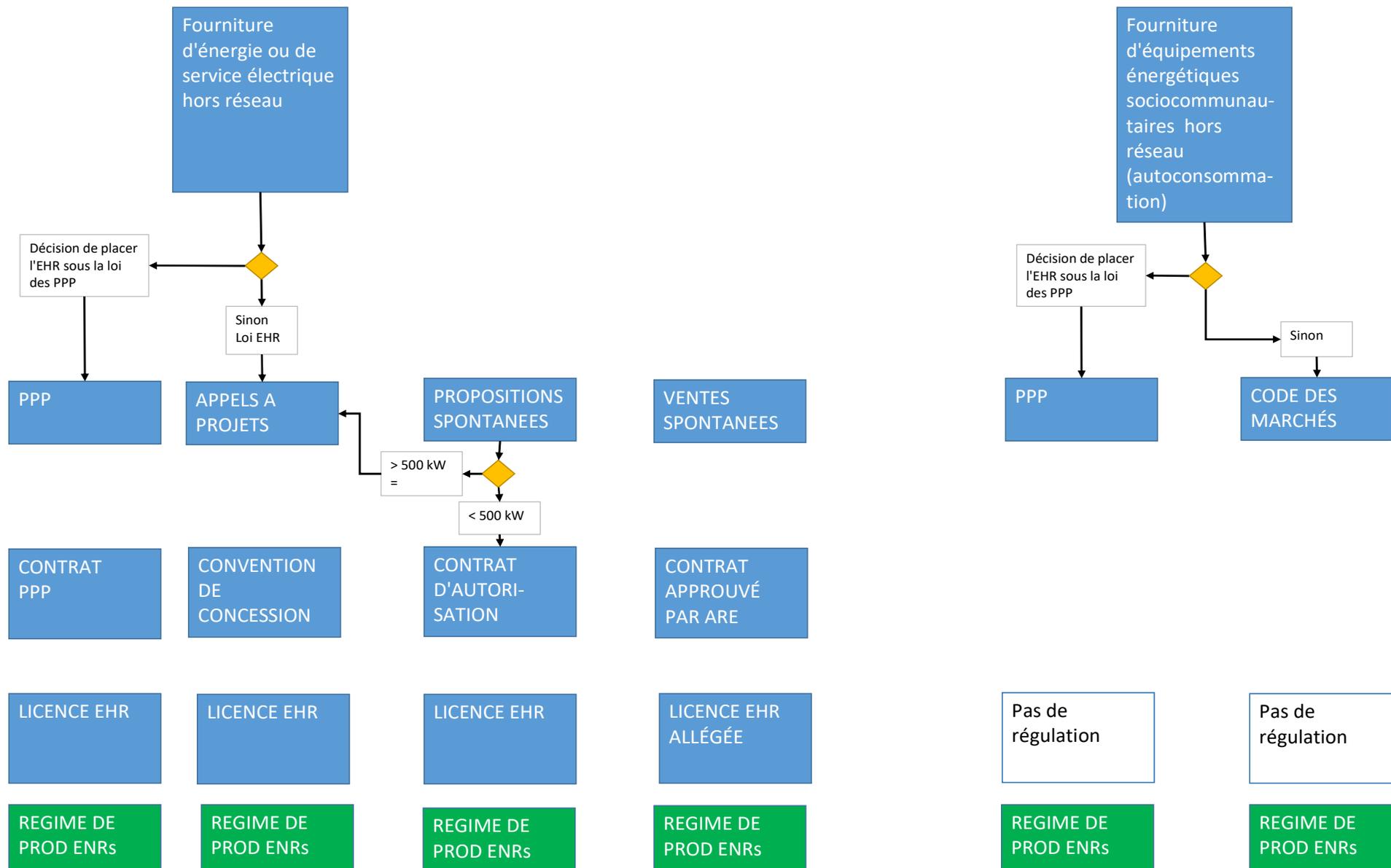


Figure 5.1: Cohérence des cadres réglementaires et de mise en œuvre de l'EHR

#### 5.4.1 L'EHR est régie par la loi des PPP

La loi portant sur les PPP peut prendre en compte tous les types de contrats couvrant :

- la délégation de service public pour la fourniture d'énergie et de services électriques hors réseau ;
- la construction, la gestion temporaire et le transfert d'équipements énergétiques sociocommunautaires pour les bénéficiaires finaux pour leur autoconsommation ;
- les contrats de facilitation de marchés avec le secteur marchand octroyant de la subvention pour la vente d'équipements d'énergie distribuée dans le cadre de la mise en œuvre de la politique EHR.

Dans ces trois (3) cas de figure, s'imposeront les éléments de régulation des projets de loi portant sur la production EnRs d'une part et de décret sur l'EHR d'autre part.

La régulation EHR s'appliquera à la délégation de service public et aux contrats de facilité de marchés avec, comme instrument, **la licence EHR octroyée par l'Autorité Concédante** après approbation de l'Autorité de Régulation de l'Électricité pour les 2 premiers cas de figure et l'approbation par l'Autorité Régulation d'Électricité du contrat d'octroi de mesures incitatives avec obligation de rapportage annuel sur des critères de performances mis en œuvre pour le troisième. Dans le cadre de la délégation de service sous le régime des PPP, les offres spontanées seront strictement soumises aux procédures de la loi, avec mise en concurrence systématique des propositions retenues et une très faible probabilité de passer des marchés gré à gré (ce qui est difficilement applicables dans le cas de petits projets d'une valeur de 200 à 300 millions de FCFA).

Les équipements sociocommunautaires, à la condition qu'ils ne servent qu'à l'autoconsommation, ne seront pas concernés par la régulation de la loi EHR.

Pour les 2 possibilités d'intervention de contrat PPP évoquées dans le diagramme, les régimes du projet de loi portant sur la production EnRs seront pleinement applicables. Toutefois, en raison des niveaux de puissances proposées par le projet de loi, cette régulation sera très légère voire inexistante pour un bon nombre de bénéficiaires.

Le contrat PPP d'octroi de subventions inclura l'obligation pour le vendeur d'inclure dans son contrat de vente à l'acheteur, un formulaire de déclaration si ce dernier souhaite faire une utilisation commerciale des équipements acquis.

Quoi qu'il en soit, la mise en œuvre de la loi PPP au secteur de l'énergie demandera des adaptations pour repositionner correctement le rôle de l'Autorité Concédante et de l'Autorité de Régulation de l'Électricité dans le processus de la préparation des appels à projets, de la négociation des conventions de concession, ainsi que pour l'octroi des licences. D'une façon générale, il sera pertinent que le cadre PPP s'occupe du cadrage macro-économique de ce type de projet, c'est-à-dire qu'il apporte une justification qu'un partenariat avec le privé est une solution plus performante que de réaliser le projet en régie étatique. Pour le secteur de l'énergie, il sera également pertinent de redescendre au niveau du département ministériel pour la conduite pratique de la mise en œuvre d'une décision de PPP, c'est-à-dire la préparation des appels à projets, l'évaluation des offres et la négociation de contrats qui généralement demandent une implication financière de l'État en termes de garanties et dans le cas de l'EHR d'un accompagnement financier au privé. Pour les offres spontanées, il sera également pertinent de pouvoir déroger à la règle de l'article 24.

Ces discussions seront conduites dans le cadre de la révision du Code de l'électricité en république du Bénin.

#### 5.4.2 L'EHR n'est pas régie par la loi sur les PPP (rendu obsolète par la nouvelle loi de 2017 portant code des marchés publics)

Dans ce cas, les dispositions spécifiques du décret portant sur l'EHR entrent pleinement en vigueur.

##### Pour la délégation de service public

Pour la délégation de service public, la règle applicable à la fourniture d'énergie et de service électriques hors réseau (par mini-réseaux, micro-réseaux et sociétés de services électriques décentralisés) est donc celle définie par le décret sur l'EHR, puisque la nouvelle loi du code des marchés ne couvre plus ce domaine, et que l'Autorité Concédante n'a pas fait le choix du partenariat public-privé. **Pour ce faire, le décret devra définir une commission de marché ad hoc permettant d'instruire ce type d'appel d'offres.**

La règle générale sera donc celle de l'appel à projets conduisant à la négociation d'une convention de concession entre l'Autorité Concédante et le développeur/exploitant. Ce dernier aura in fine à requérir de cette même Autorité Concédante une licence EHR et se soumettra aux obligations de la loi portant sur la production EnRs pour son parc de production. Pour l'appel à projets, aucune limitation relative à l'envergure de la fourniture du service ne sera prise en compte.

#### 5.4.3 Propositions spontanées

Afin d'introduire plus de souplesse pour les petits projets de fourniture d'énergie et de service électriques hors réseau, les propositions spontanées d'électrification hors réseau soient traitées de la façon suivante :

- elles devront nécessairement être portées par un privé, une collectivité territoriale, un organisme non-gouvernemental une congrégation religieuse qui se seront concertées et associées dans le cadre d'un memorandum d'entente pour une proposition d'électrification d'une ou plusieurs localités d'une même collectivité territoriale.
- Si la demande en puissance à l'horizon 2035 n'excède pas 500 kVA pour une localité ou un groupe de localités d'une même collectivité territoriale l'ABERME, après avis favorable de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, négocie un contrat d'autorisation sur la base du memorandum d'entente. Ce contrat d'autorisation devra recevoir l'avis conforme de l'ARE, avant l'octroi d'une licence EHR par l'ABERME.
- Si la demande de puissance excède la valeur de 500 kVA pour une localité ou un groupe de localité d'une même collectivité territoriale, le matériel de l'offre spontanée serait utilisé pour préparer un appel d'offres auquel le porteur de projet aura à répondre en concurrence avec d'autres soumissionnaires.

#### 5.4.4 Vente spontanée d'énergie et de service électriques hors réseau

Il restera enfin à traiter le cas de la vente spontanée d'énergie et de services électriques hors réseau sur la base de l'installation spontanée de petites productions EnRs avec des pico-réseaux (gamme de puissance de quelques kVAc). En principe, cette vente doit être réglementée dans le cadre du service public de l'électricité.

Un régime de déclaration allégée pourrait être rendu obligatoire au niveau du secteur marchand des EnRs conduisant à l'octroi d'une licence EHR allégée. Le contrôle efficace de ce type de réglementation représentera un vrai défi pour l'ARE ou l'ABERME. Cette procédure aura peu de chance d'être efficace ou respectée.

Une autre approche pourrait consister en une information grand public des bénéficiaires de ce type d'électrification, indiquant, par niveau de service, les coûts acceptables, les limites à ne pas dépasser et les écueils à éviter.

#### **5.4.5 Pour les équipements énergétiques sociocommunautaires**

Dans ce cas, le nouveau code des marchés est applicable et l'ABERME procède à un appel d'offres pour la construction par des entrepreneurs d'un certain nombre d'équipements, qui seront transférés aux bénéficiaires finaux.

Dans le cadre d'une stricte autoproduction/autoconsommation, ces équipements ne sont pas soumis à la réglementation EHR, mais doivent respecter celle des EnRs.

#### **5.4.6 Pour la vente subventionnée de produits d'énergies distribuées de qualité dans le cadre de la mise en œuvre de la politique EHR**

L'ABERME ou l'agence de mise en œuvre d'un partenaire technique et financier procédera à un appel à manifestation d'intérêt auprès de sociétés marchandes (importateurs/vendeurs/installateurs) pour la vente d'un certain nombre d'équipements d'énergies distribuées ciblant les besoins de service EHR dans des zones d'habitat dispersé. Une commission ad hoc de marché sera créée.

Le contrat d'octroi de mesures incitatives devra faire l'objet d'un avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité et devra contenir une obligation pour le signataire de rapporter annuellement, pendant toute la durée de mise en œuvre du contrat, sur un certain nombre de critères de performance (nombre des ventes, utilisation de la subvention à la réduction des coûts, service après-vente, recyclage des déchets et des batteries).

En théorie, les acheteurs de produits EnRs pour le développement d'une activité commerciale pourraient, le cas échéant, faire une déclaration auprès de l'ARE pour obtenir une licence EHR allégée. Toutefois, il sera difficile de suivre une telle réglementation à un niveau atomisé de vente de services électriques EHR.

## 6 MISE A NIVEAU REGLEMENTAIRE DES SYSTEMES EHR EXISTANTS EXPLOITÉS OU NON

### 6.1 État des lieux

Aujourd'hui 86 localités rurales sont électrifiées par des systèmes d'électrification hors réseau. Mis à part le site d'Igbéré qui est équipé en énergie thermique, les autres sites fonctionnent sur la base de mini-centrales solaires.

Au titre de l'initiative privée on dénombre les 5 sites autour de Fo Bourré dans la commune de Sinende (Borgou) électrifiés par une congrégation religieuse (Prêtre Juan Pablo Lopez) et le site d'Igbéré dans la commune Bassila par un développeur privé (Power-On).

Les autres mini-centrales solaires sont le résultat de deux (2) programmes gouvernementaux qui sont pilotés par l'ex-ANADER en qualité d'agence de mise en œuvre (maîtrise d'ouvrage délégué assurée par le programme PRODERE, et maîtrise d'ouvrage assurée par le programme PROVES).

Sous la maîtrise d'ouvrage de l'ANADER, **quatre-vingt (80)** microcentrales solaires photovoltaïques ont été construites dans le cadre des projets / programme PRODERE et PROVES notamment :

- **Six (06)** dans le cadre du Volet 1 Programme Régional de Développement des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique (PRODERE) financé par l'UEMOA. Lesdites microcentrales solaires sont définitivement réceptionnées ;
- **Soixante-quatorze (74)** dans le cadre du Projet de Valorisation de l'Énergie Solaire (PROVES) financé par l'État Béninois dont soixante-cinq (65) sont provisoirement réceptionnées et neuf (09) en cours de finalisation. Il est à noter que le programme social était de 104 localités : certaines ont dû être abandonnées en raison de leur proximité du réseau MT de la SBEE, d'autres seront équipées en solaire.

A ce jour, l'exploitation de ces 80 microcentrales solaires est soit contractuellement défaillante ou inexistante:

- les six premières sont exploitées provisoirement par l'entrepreneur qui a réalisé les travaux (ASEMI) en collaboration avec l'aide de comités locaux ; toutefois ni **cette exploitation ni l'existence des comités villageois ne sont contractualisées de quelque manière**. L'exploitation se fait sur la base d'un gentleman agreement, c'est-à-dire à titre gracieux, un technicien et le comité villageois se chargeant du relevé des compteurs, de la distribution des factures établies par ASEMI, de la collecte des paiements des abonnés. Cet argent est déposé dans un compte CLCAM, riche de plusieurs millions de FCFA. Le tarif appliqué est de 111 FCFA/kVAh avec un prélèvement fixe de 500 FCFA par facture souvent bimensuelle, correspondant à des tarifs variant de 136 FCFA/kVAh pour 10 kVAh de consommation et 113,5 FCFA/kVAh pour 100kVAh de consommation.
- les 74 nouvelles centrales de PROVES, dont les premières ont été réceptionnées début 2017, **ne sont pas en exploitation**.

Le coût d'investissement (hors adduction d'eau et château d'eau) pour les centrales PRODERE et PROVES, s'élèvent à :

- PRODERE : 0,77 milliards de FCFA
- PROVES : 22,21 milliards de FCFA
- Soit un total 22,98 milliards de FCFA

La gestion des centrales privées est faite par les développeurs c'est-à-dire la congrégation religieuse et la compagnie Power-On, actuellement sans aucun contrôle de l'Autorité de Régulation. Une tarification ad hoc a été établie entre le promoteur et les populations et acceptée par ces dernières. Pour les systèmes de la

congrégation le tarif appliqué est de 150 FCFA/kWh avec une portion de subvention. Pour Power-On, la tarification se fait sur l'achat de crédit journalier ou hebdomadaire pour différents forfaits (éclairage journalier ou hebdomadaire, réfrigérateur journalier ou hebdomadaire, téléviseur journalier ou hebdomadaire, crédit pour les activités économiques). Le tarif moyen par kilowatts heure est relativement élevé reflétant la gestion 100 % thermique du système (supérieur à 200 FCFA/kVAh). Toutefois le promoteur est en passe de lever des fonds privés pour hybrider la centrale thermique avec une centrale solaire.

Pour les centrales du programme PROVES, la situation devient très critique pour 3 raisons :

- un mécontentement croissant des populations vivant en proximité d'un équipement de production électrique dont elles ne tirent aucun bénéfice ;
- une dégradation progressive de la capacité de production principalement par la perte de panneaux solaires qui ont reçu des jets de pierres ;
- la réduction de la durée de vie des parcs de batterie qui, depuis leur installation et leur mise en service, n'ont connu aucun cycle de charge ou de décharge.

Pour les centrales PRODERE, l'exploitation se poursuit sur les mêmes prémices, toutefois avec une réduction de la motivation de l'entrepreneur. Un nombre croissant de compteurs sont en panne conduisant à un manque à gagner pour les abonnés concernés.

La situation est d'autant plus critique que la mise en place d'un environnement propice à l'investissement privé dans le secteur de l'électrification hors réseau est en phase d'achèvement et que le MCC par l'intermédiaire du fonds à frais partagés pour les énergies propres (Off-Grid Clean Energy Facility) se prépare à lancer les appels d'offres pour les différents volets courant février et septembre 2018. Il est donc crucial que la question de l'exploitation des centrales PRODERE et PROVES soit résolue au plus vite afin d'éviter une contre-performance de taille susceptible de ruiner tous les efforts de mobilisation du secteur privé pour une contribution substantielle à l'électrification hors réseau.

La liste des centrales est fournie à l'annexe 13.

## **6.2 Procédure précédemment engagée**

Une première solution consistait à demander aux entrepreneurs qui avaient construit ces centrales de les mettre en exploitation sur la base d'un contrat de gestion provisoire d'une année et demie à deux ans. Le but de l'opération était de permettre la préparation en bonne et due forme d'un appel à candidature pour des exploitants s'engageant dans la durée (15 à 20 ans) sur la base d'une convention de concession, pour laquelle ils seraient responsables pour une part des investissements. L'alternative à la Convention de concession serait celle d'un contrat d'affermage pour lequel la contribution et les risques financiers du fermier sont beaucoup plus limités, mais qui conduit généralement l'exploitation dans une impasse lorsque l'Autorité Concédante n'est pas en état d'assumer les investissements qui lui reviennent.

Cette première solution n'a pas abouti car son portage par le Conseil d'administration de l'ANADER a été défaillant et qu'elle a coïncidé avec une injonction des autorités de surseoir à tout marché de gré à gré.

L'idéal aurait été que l'on considère le recrutement de l'exploitant lors du lancement des appels d'offres, en demandant une solution qui prenne en compte l'exploitation des centrales.

Aujourd'hui, la question est introduite au niveau du cabinet du ministre en charge de l'énergie et le ministre a été saisi. Il avait été recommandé à l'ex-ANADER de préparer une communication en conseil des ministres faisant l'état des lieux de ces centrales et examinant les différentes solutions qui se présentent au vu de l'urgence de la situation.

Le cadre réglementaire de l'électrification hors réseau n'est pas encore approuvé, mais un certain nombre de documents peuvent être mis à profit pour régler ce problème et contribuer à **rétablir une bonne crédibilité pour les actions engagées par le gouvernement dans les années passées.**

### **6.3 Préliminaires à la mise en exploitation des centrales PROVES**

Face à cette situation, il est urgent de trouver une solution.

#### **6.3.1 Conditions de mise en service des centrales**

D'abord, il est important qu'une situation circonstanciée et détaillée des lieux soit établie pour chaque centrale de façon à connaître les besoins de réhabilitation liés aux détériorations du champ solaire et autres détériorations éventuelles. Aujourd'hui on ne dispose que du certificat de réception provisoire souvent vieux de plusieurs mois.

Ensuite il faut également prendre en compte que ces centrales sont 100 % solaires et qu'elles ne peuvent fournir que la quantité d'énergie qui est produite journalièrement. De plus, pour la plupart d'entre elles, ces centrales ne sont pas en adéquation avec la demande réelle des populations en raison du saupoudrage qui a eu lieu lors de leur mise en œuvre. Parmi les 6 centrales en activité, il y a déjà des restrictions en termes d'heures de service fournis.

Le sous-dimensionnement de la centrale peut-être pallié par une hybridation thermique permettant de couvrir la demande en fin de journée et de recharger les batteries pour la nuit. Ceci demandera une étude au cas par cas. Prenant en considération la population, le taux de raccordement à l'horizon 5 ans et une demande moyenne de 250 W par abonnés, une première estimation semble conclure que ces centrales ne peuvent couvrir en moyenne que 50 % de la demande à court terme (de 3 à 5 ans).

Exprimé d'une autre façon, cela revient à dire qu'il faudrait en moyenne pouvoir investir une capacité thermique d'une puissance équivalente à celle de la capacité solaire installée pour pouvoir répondre à la demande et par là même pouvoir générer sur le tarif un surplus de trésorerie pour couvrir a minima les investissements de renouvellement de batterie qui en principe devraient se manifester à l'horizon 6 à 7 ans, mais qui risquent d'être nécessaire de façon prématurée en raison de l'absence actuelle d'exploitation des centrales.

En première analyse, un investissement de remise à niveau, à hauteur de 10 à 15 % des investissements initiaux des centrales solaires, sera requis à court terme pour couvrir l'hybridation.

La gestion de ces centrales devra, à l'horizon de 5 à 7 ans, dégager un excédent de trésorerie permettant le changement de batteries. Un certain nombre d'investissements seront nécessaires ultérieurement pour le remplacement de certains éléments de conversion électrique (convertisseurs, régulateur de charge et de tension)

**Tableau 6.1: Ventilation des coûts des projets PROVES et PRODRE (approvisionnement en eau exclu)**

	en %	en Milliard de FCFA
Module solaire photovoltaïque	21%	4,8
Batteries solaires	44%	10,1
Convertisseur DC/AC	17%	3,9
Câblerie	12%	2,7
Support module	4%	0,9
Bâtiment de la centrale	3%	0,7
<b>Totaux</b>	<b>100%</b>	<b>23,0</b>

Le coût d'une hybridation pour une capacité de 2,7 MW pour soutenir 2,5 MW de capacité solaire installée est de l'ordre du milliard de FCFA. Cette hybridation demandera un développement ultérieur de la capacité solaire.

On peut également envisager que 10 % des panneaux solaires seront à remplacer soit un total de 500 millions de FCFA et que 10 % du parc de batteries est à remplacer pour une valeur de 1 milliard de FCFA.

Une première estimation rapide pointe un besoin d'investissement qui sera de l'ordre de 10% de l'investissement initial soit 2,5 milliards de FCFA.

La trésorerie devra dégager un excédent de 9 milliards de FCFA pour le changement des batteries à l'horizon de 5 à 7 ans et de 2 milliards de FCFA pour le remplacement d'appareillage électronique à l'horizon de 7 à 12 ans.

En conclusion, l'équation à résoudre dépend d'un certain nombre de paramètres qui sont les suivants :

- La mise en service ne doit plus tarder pour ne pas aggraver les déperditions techniques sur la qualité des équipements installés, la réduction du nombre de panneaux photovoltaïques fonctionnels et surtout la réduction de la capacité de stockage des batteries par manque de fonctionnement ;
- Une mise en service en l'état sera difficile du fait du manque de puissance de la centrale par rapport à la demande et pourrait avoir comme conséquence une exacerbation du mécontentement des populations qui, après avoir attendu, se verraient offrir un service insuffisant ;
- La mise à niveau du parc de centrales requiert de 1,5 à 2,5 milliards de FCFA, selon la nécessité ou pas de changer une partie du parc de batterie. Le coût de la mise à niveau représente de 7 à 11 % de l'investissement initial, mais pourra-être plus important selon les cas.
- La mise en service suppose également que l'on ait une idée du tarif pour les différentes solutions proposées.

### 6.3.2 Comment considérer la valeur investie dans les centrales EHR

Une autre question fondamentale se pose, à savoir celle du traitement de la valeur investie dans les centrales. Doit-on considérer cette valeur investie comme étant à 100 % une subvention à l'investissement du repreneur de ces centrales de sorte que, sur la base d'un investissement de l'ordre de 10 à 20 % du coût de la centrale et d'un tarif acceptable pour le consommateur (autour de 200 FCFA/kVAh), il puisse assurer le fonctionnement des équipements, les investissements de renouvellement de batteries, et d'extension en capacité solaire et de réseau, et avoir un retour acceptable sur le capital investi.

Les premières modélisations basées sur une réflexion sur le WACC appellent à une certaine prudence. Considérer l'ensemble de la valeur existante de la centrale comme subvention à l'investissement du repreneur conduirait à un tarif à la consommation plus avantageux chez le repreneur que pour un investisseur devant faire l'ensemble de l'investissement pour un site identique avec le même taux de rendement sur fonds propre

et une subvention de 60 %<sup>20</sup>. Par contre, si le repreneur est obligé de faire des investissements plus substantiels et plus rapidement, par exemple pour un renouvellement des batteries, cette solution pourrait être considérée comme acceptable et équivalente à un investissement initial.

Par prudence, il sera nécessaire de faire des simulations économiques plus détaillées permettant **d'inclure éventuellement un élément de redevance** sur une partie de l'équipement cédé dans la reprise ; cette redevance correspondrait au coût en capital pour un niveau de WACC, que le repreneur devra payer sur une partie de la valeur de la centrale ( typiquement de 10 à 35 %) avec une valeur de subvention au moins égale à 50 % de la valeur initiale de la centrale. Ces simulations ne pourront être faites qu'à partir d'un état des lieux détaillé et circonscrit.

## 6.4 Solutions envisageables pour la contractualisation de l'exploitation

Une première option est écartée a priori : elle consisterait en une **remise à niveau des centrales par l'Autorité Concédante avant leur mise en affermage**. Elle présenterait le grave inconvénient d'une part, de générer une dépense supplémentaire pour l'Etat et d'autre part de prendre une responsabilité au regard d'un équipement technique qui n'a pas encore fait ses preuves.

Le principe de base doit être que l'exploitant qui se positionne **prende la responsabilité de l'équipement en l'état et propose un plan de réhabilitation et d'extension du système** après qu'un état des lieux contradictoire de la centrale ait été établi avec l'Autorité Concédante.

### 6.4.1 L'Aspect 'Temps' et 'Urgence'

Il faut également prendre en compte l'aspect 'temps' lié à une procédure d'appel à projets pour la reprise et l'exploitation d'équipements existants qui n'ont pas été mis en service par des développeurs/exploitants.

Pour conduire un tel appel d'offre international, si on procède à des regroupements fonctionnels de centrales pour mutualiser le personnel de gestion de ces développeurs, il faut dans un premier temps faire une reconnaissance par échantillonnage des sites en coopération avec les entrepreneurs qui les ont construits pour avoir une vision consolidée de l'état des lieux. Après une phase de pré-qualification, les DAOs préparés pendant cette phase peuvent être lancés sur la base de la short-list. La sélection des lauréats conduit à une phase de négociation de convention de concession avec l'Autorité Concédante et l'octroi des licences d'exploitation. Le processus peut prendre de 10 à 11 mois minimum, ce qui conduirait à un arrêt des équipements sur une durée de plus de 2 ans pour certaines centrales. **Cette situation n'est acceptable ni pour les équipements, principalement les batteries, ni pour les populations.**

Comme alternative à un appel d'offre international, une consultation nationale visant à associer le secteur national privé et les collectivités territoriales peut être envisagée. Pour cela il serait pertinent que le secteur privé national soit informé de cette démarche et puisse organiser une visite des différents sites afin de pouvoir élaborer, en coopération avec les collectivités locales, une stratégie de réponse pour la mise en exploitation de ces systèmes. Le point d'ancrage de la démarche serait la réunion rapide d'une task force regroupant la DGE, l'ABERME, l'ARE, et les personnes ressources représentant le secteur privé (AISER – AMIFEED) de l'ANCB. Cette task force pourrait être assistée des consultants MCA et RECASEB sur un fonds de dossier qui aurait été établi sur la base de la documentation que l'ABERME aura obtenu de l'ex-ANADER.

---

<sup>20</sup> Simulations faite par le consultant

#### 6.4.2 Plaidoyer pour la création d'une task-force

Sans autre alternative, il n'y a qu'une seule option :

- **aller au plus vite vers un appel à candidatures pour recruter des développeurs/exploitants qui sont prêts à reprendre des équipements déjà construits, les réhabiliter éventuellement, les exploiter et développer progressivement les systèmes d'approvisionnement EHR.**

La solution provisoire de mise en exploitation des 74 centrales en attente est abandonnée, car elle demande un effort particulier au niveau de sa contractualisation, avec une dérogation probable pour une procédure de gré à gré qui n'est pas acquise à l'avance. Il est donc pertinent de se concentrer sur la solution finale.

De plus il est urgent de commencer **une campagne de communication** envers les communes et les localités concernées, et vers les professionnels des EnRs pour expliquer la solution qui est envisagée.

La mise en exploitation sur un mode provisoire aurait également l'avantage de montrer des équipements fonctionnels, propres et entretenus aux repreneurs et de lever une part des frustrations des populations locales à la condition qu'une bonne communication soit faite à leurs égards.

**L'un des gros soucis 'administratifs' est que l'ANADER est officiellement dissoute et doit être remplacée par une Unité EnRs dont on ne connaît ni le contour de compétences, ni son ancrage.**

Faut-il confier cette tâche à l'ABERME ou créer, ce qui serait plus efficace, une task-force sous la responsabilité du cabinet du ministre (Autorité Concédante) ou sous la DGE, qui pourrait recevoir un appui des consultants du projet 'Accès à l'Énergie hors Réseau' du MCA MCC, des consultants RECASEB, ce qui implique une inscription au budget programme ?

Cette solution permettrait de dédier une équipe à la résolution de cette question. Elle pourrait, dans le cadre du budget programme de RECASEB, chercher des appuis ponctuels pour faire l'état des lieux et préparer les dossiers d'appel d'offres.

**Tableau 6.2: Feuille de route prévisionnelle pour une procédure d'appel à candidature national ou international**

<b>Activités</b>	<b>Objectifs</b>	<b>Durée</b>
Reconnaissance des sites par échantillonnage	Se doter d'une vision consolidée pour le lancement de la procédure d'appel à candidatures. Se doter d'une connaissance sur les plateformes de paiement en ligne ou mobile money couplées avec le comptage à prépaiement.	T0 = mi-décembre 2017 T0 + 1,5 mois
Préparer un avis de pré-qualification d'entreprises nationales et internationales	Mobiliser le secteur privé et connaître les capacités du marché national, régional et international de sociétés travaillant dans le développement des ENRs sur ce projet de reprise de centrales	T0 + 1,5 mois Envoi de l'avis de pré-qualification T0 + 2 mois
Développer un dossier d'appel d'offre pour présenter aux sociétés retenues sur la short-list	Estimer le besoin d'investissement Établir un business plan confidentiel permettant à la fois d'évaluer la façon dont la valeur vénale de la centrale entrera dans la négociation (en grande partie comme subvention) et quel niveau de tarif et de retour sur investissement on doit considérer dans l'évaluation des propositions	Documentation confidentielle T0 + 2,5 mois DAO prêt T0 +3,5 mois
Établissement de la short-list	Délai de réponse 3 semaines et évaluation 2 semaines	T0 + 3,5 mois
Lancement du DAO	Temps de réponse 3 mois, organisation de visites de terrain	T0 + 3,5 mois (lancement) Réponse T0 + 6 mois
Dépouillement des DOA	3 mois	Sélection des lauréats T0 + 9 mois
Négociations des conventions de concession et demande de licence	6 semaines minimum	T0 + 10,5 mois
Signature des concessions	Demande d'Avis conforme donné par ARE sur la convention de concession, avant signature.	T0 + 12 mois
Octroi des licences	Demande sur la base de la convention de concession signée	T0 + 12 mois
Mise en exploitation		T0 + 13 mois pour celles qui peuvent démarrer

### 6.4.3 Stratégie de mise en œuvre : Communication en conseil des Ministres

Une communication en Conseil des Ministres présente la globalité du problème, le caractère critique et l'urgence de la situation relative aux 74 projets PROVES et introduit une démarche à 3 niveaux :

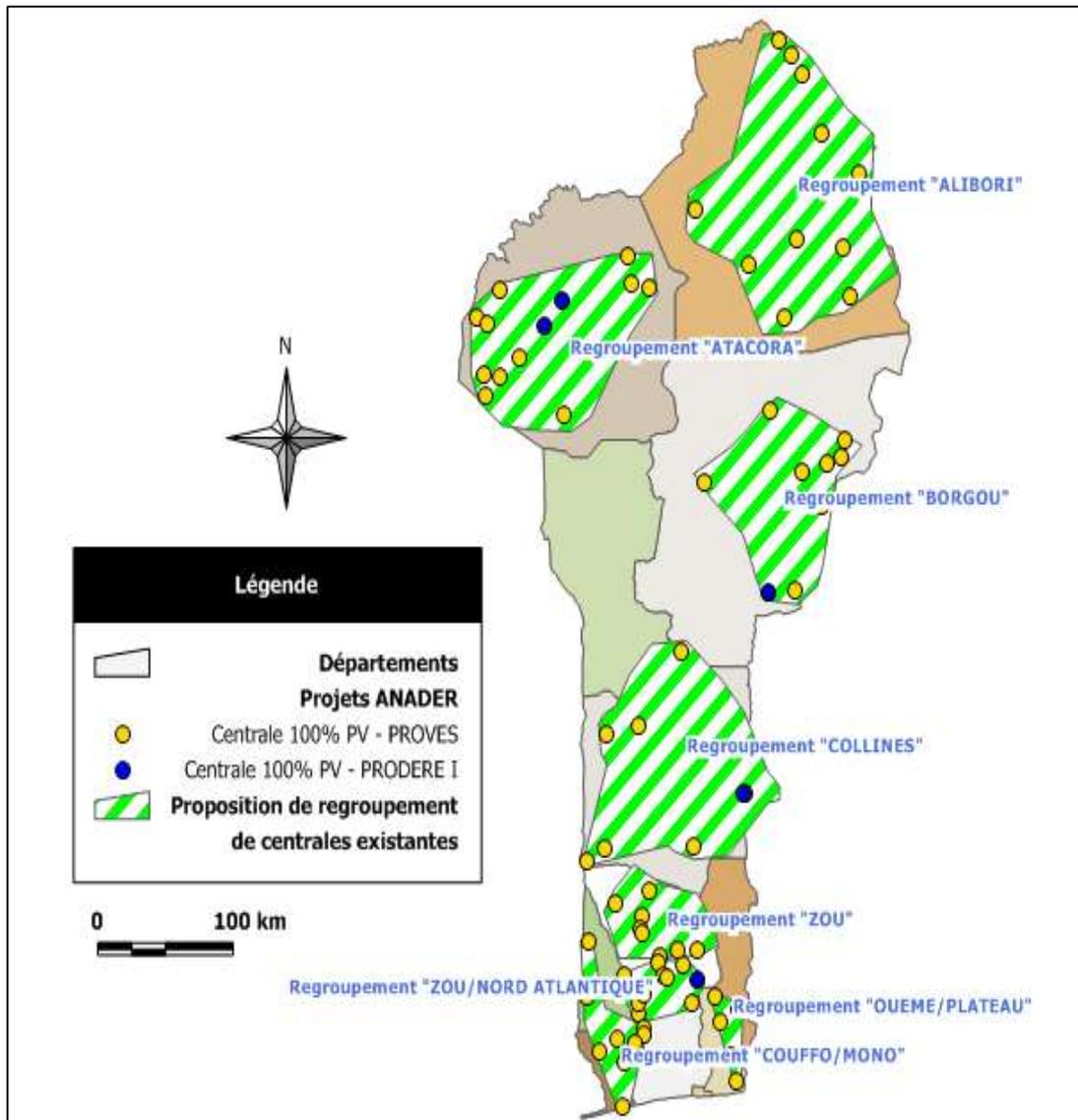
- **création d'une task force** qui a pour mission d'assister l'ABERME au recrutement par appel à candidature internationale ou nationale (option à sélectionner) des développeurs/exploitants repreneurs des 80 sites PROVES et PRODERE s'engageant dans la durée sur la base d'une convention de concession. Cette task force sous la présidence de l'ABERME regroupe des membres de l'Autorité Concédante, c'est-à-dire le ministère en charge de l'énergie, la Direction Générale de l'Énergie et de l'Autorité de Régulation l'Électricité et des personnes ressources telles que les consultants du MCA Bénin II sur l'EHR et les consultants RECASEB en régulation et en énergies renouvelables ainsi que les représentants du secteur privé et les collectivités territoriales au gré des besoins. Cette task force aura également pour mission de s'assurer que toute gestion privée d'autres systèmes établis s'inscrive maintenant dans la légalité du cadre réglementaire. Il s'agira de Power-On et de la congrégation religieuse de Sinendé.
- **D'autoriser le lancement par la task-force d'une procédure d'appel à candidature internationale ou national pour les repreneurs de systèmes.** Le choix de cette option nécessite l'approche suivante pour une optimisation de la gestion des microcentrales solaires :
  - Le regroupement des microcentrales par zone, afin de créer les masses critiques pour une exploitation rationnelle ;
  - La réalisation d'un état des lieux, permettant de bien caler le cahier des prescriptions spéciales du DAO, et d'affiner la réflexion stratégique sur le niveau de subvention accordée aux repreneurs, sur le niveau de tarif appliqué et sur le niveau de taux de retour sur investissement ;
  - La décision sur le mode de consultation (internationale ou nationale)
  - L'élaboration des documents contractuels avec les exploitants, entre autres, la Convention de concession et la demande d'octroi de licences qui seront accordée par l'Autorité Concédante.
- L'ensemble de cette démarche sera accompagnée d'une feuille de route détaillée basée sur l'esquisse présentée ci-dessus au tableau 2.

### 6.4.4 Détails de la méthodologie

#### 6.4.4.1 [Le regroupement des microcentrales par zone](#)

Selon la logique des projets modélisés dans le cadre du Plan d'Électrification Hors Réseau (PEHR), des regroupements ci-dessous ont été opérés, par le Consultant, afin de mutualiser les activités des exploitants qui seront prochainement recrutés. Les regroupements couvrent les 6 centrales PROVES et les 74 PRODERE. **Huit (08) groupements** ont été définis. La carte ci-dessous en donne une vue d'ensemble.

L'annexe 14 donne un plan de situation plus détaillé de ces regroupements.



#### 6.4.4.2 [La réalisation d'un état des lieux](#)

Afin de mieux élaborer les dossiers d'appel d'offre, un état des lieux plus ou moins exhaustifs devrait être réalisé. Avant la soumission, il devra faire obligation à tous les soumissionnaires d'effectuer une visite de site.

#### 6.4.4.3 [L'élaboration des dossiers d'appel à candidature et le recrutement des exploitants provisoires](#)

Les critères d'éligibilité des soumissionnaires devront être clairement définis et devront comporter entre autres, en dehors des aspects administratifs :

- la nature des activités du soumissionnaire et le nombre d'années d'expérience ;
- les qualifications du soumissionnaire dans le domaine de cette prestation ;
- les références du soumissionnaire concernant l'exécution de marchés similaires avec mention des données suivantes : libellé des missions, bénéficiaires, pays, année et période d'exécution et de réalisation, etc... ;

- les qualifications, l'organisation technique et managériale et le nombre de personnel professionnel proposé ;
- la surface financière du soumissionnaire,
- les outils de gestion à disposition.

#### 6.4.4.4 L'élaboration des documents contractuels avec les exploitants

Les documents contractuels doivent comporter :

- le mode d'exploitation des installations et équipements nécessaires à la desserte en électricité des abonnés des localités, notamment l'entretien, la surveillance, les réparations voire les renouvellements nécessaires des installations de façon à assurer la continuité du service aux usagers ;
- la conduite des relations avec les usagers du service ;
- la présentation d'un plan d'affaires couvrant l'ensemble de la période de la Convention de concession avec un calendrier précis des investissements de maintenance et de développement du système ;
- la fourniture régulière et sur demande de toute information et synthèse sur le fonctionnement technique et financier du service ;
- éventuellement la réalisation des travaux (renouvellement ou nouvelles installations) à la charge du concessionnaire par contrat ;
- le concessionnaire assume à ses risques et périls, conformément aux règles de l'art, dans le souci d'assurer la conservation du patrimoine qui entre dans la concession, la sécurité des ouvrages, les droits des tiers et la qualité de l'environnement.

## 6.5 Alternative : Mobilisation de l'OCEF pour le recrutement de repreneurs

Cette solution peut être envisagée comme une alternative à créer la task-force telle que recommandée. L'avantage est qu'il existe déjà une équipe qui va dérouler des procédures similaires pour le recrutement de développeurs/exploitants sur de nouveaux projets.

Il y a deux inconvénients majeurs à cette procédure :

- le personnel de l'OCEF a été dimensionné par rapport à la mise en œuvre d'une activité de financement bien déterminée et n'est pas nécessairement disponible pour une activité supplémentaire d'une telle envergure ;
- le recrutement de concessionnaires en lui-même ne nécessite pas particulièrement une mobilisation des fonds de l'OCEF puisque la subvention sera essentiellement fournie via les actifs construits qui entreront dans la convention de concession.