



## Millennium Challenge Account – Bénin II

# Atelier de capitalisation du cadre réglementaire Hors Réseau et de sa mise en œuvre avec l'appui du MCA Bénin II

## *Rapport*

**Août 2023**

## TABLE DES MATIERES

I.	Contexte.....	4
II.	Participation des acteurs .....	4
II.1	Secteur institutionnel .....	4
II.2	Secteur privé.....	5
III.	Déroulement de l’atelier.....	5
III.1	Activités de la première journée .....	7
III.1.1	Ouverture de l’atelier .....	7
III.1.2	Présentations.....	7
III.1.3	Synthèse des échanges de la journée .....	12
III.2	Activités de la seconde journée.....	13
III.2.1	Travaux en sous-groupes thématiques .....	13
IV.	Recommandations de l’atelier de capitalisation de l’EHR au Bénin.....	14
IV.1.1	Feuilles de route pour les institutions.....	14
IV.1.2	Recommandations pour les autres acteurs .....	17
IV.1.3	Clôture de l’atelier.....	18
IV.1.4	Comité de suivi .....	18
V.	Annexes.....	20
V.1	Photos de l’atelier.....	20
V.2	Etude préparatoire .....	24
V.3	Termes de référence des ateliers thématiques.....	25
V.4	Liste des participants aux ateliers thématiques .....	26
V.5	Présentations des intervenants.....	27
V.5.1	Présentation MCA - Présentation du projet Energie Décentralisée .....	27
V.5.2	Présentation ARE - Mise en place du cadre réglementaire de l’EHR.....	28
V.5.3	Présentation Niras - Mise en œuvre de la Facilité/OCEF .....	29
V.5.4	Présentation ABERME - Obtention du titre d’exploitation pour les mini-réseaux 30	
V.5.5	Présentation ARE - Obtention du titre d’exploitation pour les mini-réseaux....	31
V.5.6	Présentation des promoteurs F1, F3 et F4.....	32
V.5.7	Présentation des promoteurs F2.....	33
V.5.8	Présentation ABERME - Suivi des projets et processus pour les futurs titres d’exploitation .....	34

## Liste des acronymes

ABERME	Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie
AàP	Appel à projet / Appel à proposition
ABE	Agence Béninoise de l'Environnement
ARE	Autorité de Régulation de l'Electricité
AT	Assistance Technique
CMPC	Coût Moyen Pondéré du Capital
CNR	Conseil National de Régulation
CI	Comité d'investissement
CID	Comité d'Instruction des Dossiers
CVE	Comité Villageois d'Electricité
EHR	Electrification Hors Réseau
FBR	Financement Basé sur les Résultats (Cf. RBF plus bas)
GIS	Genre et Inclusion Sociale
kWh	Kilowatt heure
MCA-Bénin II	Millennium Challenge Account-Bénin II
MCC	Millennium Challenge Corporation
OCEF	Off-Grid Clean Energy Facility
PAGIS	Programme d'Action Genre et Inclusion Sociale
PAYG	Pay As You Go
PDEHR	Plan Directeur de l'Électrification Hors Réseau
PGESSS	Plan de Gestion environnementale, sociale, de santé et de sécurité
PSP	Panel de Sélection de projets
PV	Procès-Verbal
RBF	Result Based Financing
RCCM	Registre de Commerce et du Crédit Mobilier
SAV	Service Après-Vente
SBEE	Société Béninoise d'Energie Electrique

## I. Contexte

Le programme MCA-Bénin II, représentant un investissement de \$421 millions (\$391 millions du gouvernement des Etats Unis d'Amérique, et \$30 millions du gouvernement du Bénin), s'est déroulé sur la période juin 2017 – juin 2023. Il a mis en œuvre 4 projets : (1) réformes politiques et renforcement institutionnel (2) Production d'électricité (3) Distribution d'électricité et (4) Accès à l'électricité hors réseau.

Le Projet Accès à l'électricité hors réseau, dans sa première phase (2017-2018), a accompagné la création d'un environnement propice à l'électricité hors-réseau au Bénin, aboutissant fin 2018 à l'adoption par le Gouvernement du Bénin d'un cadre réglementaire relatif à l'électrification hors réseau.

La deuxième phase (2018-2023) a permis la mise en place et la gestion de la « Facilité d'Energie Propre Hors-Réseau » (en anglais Off-Grid Clean Energy Facility, OCEF), ou Facilité, dont l'objectif est de fournir des subventions en capital conformément aux procédures d'appel d'offres à des promoteurs privés, porteurs de projets hors réseau au Bénin.

Le premier appel à projet de l'OCEF, lancé en février 2018, a ciblé 3 fenêtres spécifiques d'intervention : (1) infrastructures publiques essentielles (3) Kits solaires et (4) mesures d'efficacité énergétiques. Un deuxième appel à projet, lancé en décembre 2018, a ouvert la fenêtre 2, spécifique aux mini réseaux.

Au total, 17 projets ont été soutenus par l'OCEF, et des accords de cofinancement ont été signés avec leurs promoteurs: deux dans la fenêtre 1, huit dans la fenêtre 2, six dans la fenêtre 3 et un dans la fenêtre 4. **Sur les 17 projets, 12 ont pu être mis en œuvre.** Parmi les 8 opérateurs de mini réseaux, 5 ont pu atteindre le stade de la réalisation. Parmi les 6 opérateurs de diffusion de kit solaires retenus, 4 ont réussi à mettre en œuvre leur projet.

Un atelier de capitalisation du cadre règlementaire Hors Réseau et de sa mise en œuvre a été organisé les 26 et 27 juillet 2023 à l'hôtel Azalaï de Cotonou. L'objectif général de cet atelier était de partager les leçons apprises au cours des 6 années du projet et de proposer, à l'issue des réflexions de l'atelier, des recommandations et une feuille de route à destination de chacune des institutions directement impliquées dans la mise en œuvre pour améliorer et pérenniser le cadre réglementaire de l'électrification hors réseau.

Ce rapport fait la synthèse des présentations tenues lors des deux journées de l'atelier, rend-compte des travaux réalisés lors des ateliers thématiques et présente les feuilles de route et recommandations élaborées par l'ensemble des participants.

## II. Participation des acteurs

### II.1 Secteur institutionnel

Le secteur institutionnel a été représenté par la présence de l'ARE, l'ABERME, le MCA Bénin-II, la DGRE, la SBEE, Contrelec et la SBPE. Des représentants de la GIZ et l'AFD étaient

également présents.

## II.2 Secteur privé

Le secteur privé a été représenté par la présence de nombreuses structures : Qotto, Lagazel, Enerdas, Contrelec, Tolaro Global, Bahaau, Weziza Bénin, ARESS, Soleils du Bénin, ENGIE, Ismast Energy, AECOM, Mionwa/ONE POWER, ASEMI SA, IED et NIRAS.

## III. Déroulement de l'atelier

L'atelier s'est déroulé sur 2 jours, avec une première journée focalisée sur le partage des résultats et enseignements tirés de l'expérience, puis une seconde journée tournée vers le futur avec des ateliers participatifs et thématiques et l'élaboration d'une feuille de route.

Planning de la première journée d'atelier :

<b>Mercredi 26 juillet 2023</b>	
8h30 - 9h	Arrivée et installation des participants et autorités/officiels
9h00 – 9h05	Mot d'accueil et présentation du programme (DCRP/MCA)
9h05– 9h10	Mot du DR/MCC (ou son représentant)
9h10 - 9h20	Mot du Coordonnateur de MCA-Bénin II
9h20 - 9h30	Mot d'ouverture de l'atelier par le Ministre en charge de l'énergie (ou son Représentant)
9h30 – 9h50	Présentation des participants et photo de famille - pause – retrait des officiels
9h50 – 10h30	Présentation du Projet Energie Décentralisée, mise en place du cadre de l'EHR (PED/MCA + ARE) + discussions
10h30 – 10h50	Pause – café
10h50 – 11h55	Mise en œuvre de l'OCEF (appel à projet, sélection des projets et assistance technique en phase de mise en œuvre) (NIRAS) : - description de l'approche adoptée - résultats obtenus - défis et solutions mises en œuvre - leçons apprises, bonnes pratiques et recommandations + discussions
11h55 - 13h00	Obtention du titre d'exploitation pour les mini-réseaux (ABERME/ARE) - description de l'approche adoptée - résultats obtenus - défis et solutions mises en œuvre - leçons apprises, bonnes pratiques et recommandations + discussions
13h – 14h	Pause déjeuner

14h - 15h00	Retour(s) d'expérience opérateur(s) privé(s) – diffusion de kits solaires et microcentrale pour infrastructure publiques essentiels (AISER) - description de l'approche adoptée - résultats obtenus - défis et solutions mises en œuvre - leçons apprises, bonnes pratiques et recommandations + discussion
15h – 16h00	Retour(s) d'expérience opérateur(s) privé(s) – concessionnaire de mini réseaux (AISER) - description de l'approche adoptée - résultats obtenus - défis et solutions mises en œuvre - leçons apprises, bonnes pratiques et recommandations + discussion

16h00 – 16h30	Pause café
16h30 -18h00	Perspectives (ABERME/ARE) : <ul style="list-style-type: none"> <li>• suivi et processus pour les futurs titres d'exploitation</li> <li>• suivi de l'exploitation et révision tarifaire</li> </ul> <p><b>Synthèse de la journée (IED)</b></p>

Planning de la deuxième journée d'atelier :

<b>Jeudi 27 juillet 2023</b>	
8h30 - 9h	Arrivée et installation des participants
9h00 – 9h10	Présentation des questions et conclusions du jour 1
9h10 - 9h20	Présentation des conclusions des ateliers thématiques n°1 et n°2
9h10 – 10h40	<b>Ateliers thématiques</b> (1) Cadre réglementaire : points d'amélioration du cadre réglementaire et/ou de ses outils de mise en œuvre (ABERME/ARE) (2) Fiscalité : mesures incitatives existantes, points de blocage (MCA Bénin II/ARE) (3) PGESSS : processus, mise en œuvre, défis et approche de solutions adoptées (MCA Bénin II) <b>Ateliers thématiques</b> (4) Tarification, financement des projets (MCA Bénin II/ARE) (5) Branchements, accompagnement de la demande et soutien aux usages productifs (IED) (6) PAGIS : processus, mise en œuvre, défis et approche de solutions adoptées (MCA Bénin II)
10h40 – 11h	Pause – café
11h00 – 11h30	Présentation des conclusions ateliers thématiques n°1 à 3
11h30 – 12h00	<i>Discussion- Recommandations et feuilles de route</i>
12h00 - 12h30	Présentation des conclusions ateliers thématiques n°4 à 6
12h30 – 13h00	<i>Discussion- Recommandations et feuilles de route</i>
13h – 14h	Pause déjeuner et installation des autorités/officiels
15h00 – 15h05	Mot d'accueil et présentation de l'agenda de l'après midi (DCRP/MCA)
15h05 – 15h15	Récapitulatif des Présentations et thèmes des discussions (MCA Bénin II)

15h15 – 15h30	Présentation des recommandations et feuille de route des institutions (MCA Bénin II)
15h30– 15h40	Mots du Président ARE
15h40 - 15h50	Mots du DG/ABERME
15h50 - 16h00	Mots du DGRE
16h00 – 16h10	Mots du DR/MCC (ou son représentant)
16h10 – 16h20	Mots du Coordonnateur de MCA Bénin II
16h20 – 16h30	Mots du Représentant du ME (incluant positionnement sur les feuilles de route DGRE et ABERME) et clôture de l’atelier

### III.1 Activités de la première journée

La première journée de l’atelier a été structurée en 4 temps, avec tout d’abord l’ouverture officielle par le secteur institutionnel : MCA Bénin II et ARE. Puis dans un second temps, la présentation du projet énergie décentralisée et du cadre réglementaire par le MCA Bénin II, l’ARE, Niras et l’ABERME. Après la pause déjeuner, le secteur privé a pu présenter aux participants les résultats obtenus et les travaux en cours dans le troisième temps de la journée. Enfin, l’ABERME, l’ARE et le MCA ont clôturé la journée avec les perspectives à venir ainsi qu’une synthèse des échanges et idées clefs de la journée.

#### III.1.1 Ouverture de l’atelier

##### III.1.1.1 Gabriel DEGBEGNI, Coordinateur National MCA Bénin-II.

M. Degbegni a exprimé sa gratitude à toutes les parties prenantes, souligné la collaboration fructueuse entre les institutions du secteur de l’énergie et le secteur privé et rappelé l’importance d’avoir des échanges francs et sincères lors de l’atelier.

##### III.1.1.2 Claude GBAGUIDI, Président de l’ARE.

M. Gbaguidi, a remercié tous les participants pour le chemin parcouru, qui n’a pas été facile. De retour d’un atelier entre régulateurs francophones à Kinshasa, il exprime que le Bénin est un exemple dans les pays francophones par rapport aux mini-réseaux. Les consultations publiques et des parties prenantes (ABERME, ARE, Opérateurs) ont été particulièrement appréciées. « Il ne faut pas se départir du travail de groupe et de concertation qui a prévalu jusqu’à présent ». M. Gbaguidi rappelle que l’un des objectifs de cet atelier est de mettre en évidence les limites et les lacunes à modifier pour permettre de parfaire le cadre réglementaire.

#### III.1.2 Présentations

##### III.1.2.1 « Présentation du projet Energie Décentralisée »

Par Marc NOUNAGNON, Chef de Projet Energie Décentralisée au MCA Bénin-II.

La présentation a rappelé la structuration et les objectifs du projet Energie Décentralisée et de la Facilité/OCEF, ainsi que le schéma du cadre réglementaire de l'EHR au Bénin. M. Nounagnon souligné les activités conséquentes de formations conduites avec 1 221 personnes-jours formées pendant plus de 13 mois, répartis entre 36 femmes et 119 hommes. Il a aussi insisté sur le rôle salubre de cette action dans la capacité des institutions, notamment l'ABERME et l'ARE, lors de la phase pratique de mise en œuvre effective dudit cadre réglementaire.

### **III.1.2.2 « Mise en place du cadre réglementaire de l'EHR »**

Par Fadel KABASSI, Expert Economiste et Financier à l'ARE.

M. Kabassi a présenté les contributions de l'ARE aux outils réglementaires et de régulation pour la mise en place d'un environnement propice pour l'EHR. Il a rappelé le rôle du régulateur dans l'EHR, avec une mission de veille du respect des dispositions ainsi que d'approbation.

Il a enfin énuméré les différents outils de régulation de l'EHR : le modèle tarifaire, les cahiers des charges techniques, les textes de conventions de concessions ou les règlements de service, entre autres.

### **III.1.2.3 « Mise en œuvre de la Facilité OCEF »**

Par Charlemagne FANDOHAN, Chef de Projet à Niras.

M. Fandohan a rappelé les différentes fenêtres de financement, l'approche choisie d'attribution des cofinancements, basée sur du FBR (Financement Basé sur les Résultats). Il a ensuite présenté le schéma fonctionnel du processus d'attribution des subventions avec les délais associés, depuis le lancement des appels à projets jusqu'à la signature des accords de cofinancement OCEF avec les promoteurs sélectionnés.

Après une brève présentation des résultats, M. Fandohan a alors présenté la synthèse des principaux défis rencontrés (lenteur initiale du processus d'attribution, difficultés des bénéficiaires à mobiliser leur contribution, effets négatifs de la COVID-19) et des solutions apportées (Assistance technique, flexibilité du FBR, rencontres avec les bailleurs des promoteurs, réunions en ligne, maintien de la subvention malgré les réductions budgétaires et augmentation des prix des équipements et du transport).

Enfin, la présentation s'est achevée par une synthèse des principales leçons apprises et recommandations, dont notamment :

1. L'activité commerciale de l'électrification rurale via mini-réseaux nécessite encore un fort appui financier sous la forme de subventions et prêts.
2. La viabilité de l'exploitation des mini-réseaux reste encore incertaine.
3. La nécessité d'assurer au moins 50% de subvention aux projets EHR.
4. La nécessité de lancer des appels d'offres sur la base de groupe de villages définis et étudiés plutôt que sur la base d'appels à projets, pour réduire les problèmes de périmètres et d'instabilité de la liste des localités.
5. Les difficultés de la sécurisation du foncier par les promoteurs privés, qui



- devrait être portée dans le futur par l'ABERME
6. L'absence d'un cadre légal contraignant et d'un dispositif national favorisant le traitement des déchets électroniques.

#### **III.1.2.4 « Obtention du titre d'exploitation pour les mini-réseaux »**

Par Roland KPATENON, Directeur de l'Electrification Hors-Réseau et de l'Eclairage public à l'ABERME.

Roland Kpatenon a commencé son exposé par une description de l'approche adoptée pour l'obtention des titres d'exploitation notamment du côté des institutions Béninoises, avec l'évaluation des dossiers par le CID, mis en place par l'ABERME, l'instruction des dossiers à l'ARE pour avis, l'analyse des dossiers et régulation tarifaire par l'ARE, l'organisation des audiences publiques, jusqu'à la signature des titres d'exploitation entre le promoteur et l'ABERME sur avis favorable de l'ARE.

Sur les 8 dossiers instruits à l'ABERME, 6 ont reçu un avis favorable, 1 avis réservé et 1 projet reclassé vers une autre fenêtre de l'OCEF. En termes de résultats, 8 mini-réseaux sont achevés et 37 en cours de construction.

Les principales leçons retenues par l'ABERME sont la nécessité de disposer d'une base fiable de la liste des localités éligibles ainsi que la nécessité de disposer des études de faisabilité à soumettre aux promoteurs pour réduire les délais et avoir des données plus réalistes.

Parmi les bonnes pratiques citées par M. Kpatenon, l'assistance technique apportée par le MCA Bénin-II à travers l'équipe du projet et ses consultants Niras et IED tout au long du projet et l'appui porté aux promoteurs par le CID.

Enfin, L'ABERME à travers M. Kpatenon recommande de travailler à rendre disponible une liste fiable des localités éligibles à l'EHR, à faire respecter par les acteurs intervenants dans l'électrification le Plan National d'Electrification, et à financer la réalisation d'études de faisabilité dans toutes les localités éligibles au EHR.

Par Fadel KABASSI, Expert Economiste et Financier à l'ARE.

M. Kabassi a présenté le schéma fonctionnel de la procédure pour l'obtention de la convention de concession EHR :

- Phase d'analyse technique des dossiers ;
- Phase d'arbitrage sur les coûts et la détermination du tarif ;
- Phase des consultations publiques ;
- Décision tarifaire et autorisation de signature de la convention / contrat.

Il a ensuite exposé les difficultés rencontrées, principalement le complexe arbitrage avec les promoteurs (initialement un manque de franche collaboration de certains promoteurs) et les délais d'approbation (qualité des dossiers des promoteurs).

La présentation s'est achevée avec les principales recommandations présentées par l'ARE (associer le régulateur à toutes les étapes du processus, élaborer un guide de préparation des dossiers à destination des promoteurs entre autres).

#### **III.1.2.5 Résultats, impacts et recommandations des promoteurs F1, F3 et F4**

Par Lagazel, Bahaau, Qotto, Tolaro Global, ARESS, Enerdas group.

La présentation des promoteurs a été confiée à l'association AISER, toutefois les promoteurs présents lors de l'atelier ont respectivement présentés eux-mêmes les diaporamas de leurs entreprises. Les promoteurs ESF et SELF ADESCA étaient absents.

1. Lagazel : 24 526 kits et lanternes solaires distribués (objectif atteint et dépassé), 18 emplois directs créés, près de 100 jeunes formés ;
2. Bahaau : Installation de 2 514 kits solaires (100% de l'objectif), création de 112 emplois dont 23 femmes, mise en place et exécution d'un plan d'action genre et inclusion sociale avec l'appui de Niras ;
3. Qotto : 9 895 systèmes installés (soit 100% de l'objectif), principalement d'une capacité de 100Wc, avec un nombre cumulatif de 60 359 bénéficiaires, pour 973 kWc installés.
4. Tolaro Global : un gazogène associé à 2 groupes électrogènes pour une puissance nette de 180 kW, qui répondent à 95% des besoins électriques (nécessaires pour traiter 4 500 tonnes de noix brutes par an).
5. ARESS : 4 834 systèmes solaires domestiques distribués soit 104% de l'objectif, pour une puissance installée de 111 kWc.
6. Enerdas Group : 21 installations de pompage solaire communautaire, 33 installations de systèmes de pompage solaire en leasing, et 400 kits solaires pour un total de 207 kWc.

Les promoteurs de la fenêtre 1, 3 et 4 constatent une consolidation de la capacité financière de leurs entreprises grâce au cofinancement de l'OCEF, l'amélioration des conditions socio-économiques des populations rurales dans leurs zones d'intervention et l'appropriation des chartes PGIS et PGESS dans leurs managements organisationnels.

Ils recommandent d'assouplir les critères de définition des zones rurales hors réseaux pour la prise en compte des populations vivant « Hors réseau des réseaux », et de restructurer ou redéfinir les missions de certains fonds publics comme le FER et le FNDA pour financer des projets d'énergie dédiés au développement des secteurs prioritaires dans les zones rurales, pour contrebalancer les difficultés de mobiliser le secteur bancaire commercial et local.

#### **III.1.2.6 Retour d'expérience des promoteurs F2**

Par ASEMI SA, Les soleils du Bénin, ENGIE, Weziza Bénin.

1. ASEMI SA : 1 mini-réseau en cours d'exploitation et 5 en cours de construction, 86 abonnés.

2. ARESS : 1 mini-réseau en cours d'exploitation, 11 en cours de construction, objectif d'avoir l'intégralité des sites réceptionnés fin août 2023.
3. Weziza Bénin : 363 clients actifs sur 6 sites dont environ 10% d'utilisateurs productifs. 3 sites en attente d'activation selon l'ABERME et 7 sites en attente d'inspection de l'ABERME.
4. ENGIE : 20 mini-réseaux en construction, avec 67% des approvisionnements réalisés.

Les promoteurs de la fenêtre 2 saluent l'accompagnement technique de l'OCEF et leur soutien dans les négociations avec l'ABERME et l'ARE, ainsi que le MCA Bénin-II pour avoir permis la mise en place d'un cadre réglementaire indispensable pour les investissements. Ils évoquent aussi des difficultés, notamment :

1. Sur la sélection et l'approbation des localités (changements, chevauchements...);
2. La complexité de la sécurisation et du transfert du foncier vers l'ABERME ;
3. L'adaptation au cahier des charges et les surcoûts associés, participant à un tarif non représentatif ;
4. La TVA à 18% pour les clients finaux qui ont déjà des difficultés financières.

### **III.1.2.7 Suivi des projets et processus pour les futurs titres d'exploitation**

Par Roland KPATENON, Directeur de l'Electrification Hors-Réseau et de l'Eclairage public à l'ABERME. Accompagné par quelques mots de Claude BAGUIDI, Président de l'ARE.

Après un bref rappel du rôle de l'ABERME dans la mise en œuvre des projets EHR et du suivi réalisé, M. Kpatenon a précisé le processus de suivi post MCA Bénin-II :

1. Rencontres hebdomadaires de suivi de chantier avec les promoteurs,
2. Points hebdomadaires avec les CVE ;
3. Mission mensuelle de suivi terrain, mais aussi entre les promoteurs et le comité de suivi de l'HER ;
4. Utilisation de la plateforme PROSPECT pour le suivi à distance de l'exploitation des mini-réseaux ;

Les principaux changements concernant l'obtention des titres d'exploitation sont :

1. La réalisation des études préliminaires (cartographie, adressage, sécurisation des sites, prévision de la demande etc.) par l'ABERME sur les localités éligibles ;
2. Des appels à manifestations d'intérêt et appels d'offre par lots de localités ;
3. La mobilisation de fonds pour la subvention des projets.

M. Gbaguidi a fait la conclusion de cette présentation, avec une recommandation solennelle aux promoteurs : de consciencieusement préparer les documents nécessaires à l'inventaire des biens (amortissements, rémunérations, investissements, taxes etc. ainsi que les coûts, dates d'achats, règles de dépréciation...) et donc à la renégociation des tarifs. La collecte des

données par l'ARE va débiter 6 mois avant la renégociation. Il a encouragé les promoteurs à être très transparents lors de cette phase et rappelé le risque de voir certaines dépenses considérées comme non-éligibles.

Pour finir, M. Gbaguidi a achevé sa prise de parole en évoquant un souhait à terme d'une harmonisation des tarifs à l'échelle nationale par une péréquation (mécanisme de péréquation/harmonisation), et donc la compensation du prix du kWh.

### III.1.3 Synthèse des échanges de la journée

Par Marc NOUNAGNON, Chef de Projet Energie Décentralisée au MCA Bénin-II :

Constats
Les participants soulignent la <b>qualité</b> de ce qui a été fait pour le hors réseau au Bénin <b>dans le laps de temps imparti</b> (6 ans). Le cadre règlementaire est « lourd », mais sécurisant.
L'approche de <b>concertation</b> utilisée pour mettre en place le cadre règlementaire et ses outils d'application a été appréciée, c'est un acquis du secteur qu'il faut travailler à <b>pérenniser</b> .
Certains <b>temps</b> ont parfois été longs (risque « épuisement financier et émotionnel »). Ces temps devraient pouvoir être réduits à l'avenir : les outils de mise en œuvre du cadre règlementaire ont été finalisés et testés avec l'OCEF, le renforcement des effectifs de l'ABERME et de l'ARE est en cours.
Le <b>développement des usages productifs</b> est un enjeu extrêmement important à la fois pour la viabilité des mini réseaux et le développement rural. C'est un enjeu de développement multi sectoriel qui nécessite que d'autres partenaires et d'autres ministères soient mobilisés.
La liste restante des localités éligibles au Hors réseau est jugée comme <b>peu attractive</b> par les opérateurs de mini réseaux.
Unanimité sur l'intérêt que les institutions mobilisent du financement pour <b>réaliser les APD sur des lots de localités pré- identifiées</b> .

Questions et recommandations
La frilosité du <b>secteur bancaire et financier</b> sur le hors réseau est pointée comme une problématique importante : s'agit-il d'un manque de connaissance/capacité d'analyse sur le secteur (expertise technique, retours d'expérience du secteur) ? Est-il nécessaire de réfléchir à des outils de réduction de risque ou de financement à mettre en place par le Gouvernement ? Il paraît en tout cas indispensable de discuter avec ce secteur (table ronde) et de l'intégrer dès la conception des Facilités.
Procédures et usages du <b>Fonds d'Electrification Rurale (FER)</b> : dans quelle mesure peut-il être un outil au service de l'EHR ?
<b>Procédures environnementales</b> : quelles sont les possibilités d'allègement des procédures d'obtention des autorisations environnementales, au vu des enjeux environnementaux spécifiques des mini réseaux ? Il n'y a pas de valeur ajoutée des promoteurs privés de mini réseaux sur l'obtention des autorisations environnementales, ni sur l'obtention des <b>titres fonciers</b> , et il serait intéressant que <b>l'ABERME prenne la main sur l'obtention de ces autorisations</b> .
La faible connaissance par les promoteurs privés du cadre règlementaire, et leur faible compréhension de la logique régulatoire adoptée par le Bénin augmente les délais et les incompréhensions entre le secteur

privé et les institutions : renforcement de capacité des promoteurs privés par l'ABERME et l'ARE sur le <b>cadre réglementaire et la logique régulatoire</b> (dès la phase de pré sélection)
La <b>Certification de qualité pour le secteur des kits solaires</b> est nécessaire pour renforcer la confiance dans le secteur et protéger les acteurs de qualité du secteur (elle serait en cours de mise en place au niveau de la DGRE)
Comment s'assurer que <b>les Facilités à venir s'approprient la capitalisation</b> de l'expérience OCEF ?
<b>Complémentarité des solutions individuelles et en réseau</b> , pour le « hors réseau des réseaux » : de nombreux ménages vivent dans des villages électrifiés, mais à distance trop importante du réseau de distribution que pour pouvoir être raccordés. Ce besoin d'accès doit être pris en compte dans les critères d'éligibilité des Facilités de soutien aux opérateurs de vente de kits solaires photovoltaïques. A titre d'exemple, 30% des systèmes d'ARESS sont installés dans des zones couvertes par la SBEE.
<b>L'exonération de TVA</b> pour les usagers finaux est nécessaire, au vu des tarifs déjà élevés de l'électricité en zone hors réseau.
<b>Viabilité des mini réseaux</b> – la part de subvention de 37% aboutit à des tarifs qui sont considérés comme trop bas par les opérateurs, et pourtant trop élevés par les institutions – au regard du tarif SBEE. Le taux de subvention pourrait être élevé.

### III.2 Activités de la seconde journée

La matinée de la deuxième journée a été consacrée à des travaux en sous-groupes, organisés autour des 6 thématiques suivantes :

- Thématique 1 : Cadre réglementaire : points d'amélioration du cadre réglementaire et/ou de ses outils de mise en œuvre ;
- Thématique 2 : Fiscalité : mesures incitatives existantes, points de blocage ;
- Thématique 3 : PGESSS : processus, mise en œuvre, défis et approche de solutions adoptées
- Thématique 4 : Tarification, financement des projets
- Thématique 5 : Branchements, accompagnement de la demande et soutien aux usages productifs
- Thématique 6 : PAGIS : processus, mise en œuvre, défis et approche de solutions adoptées

L'après-midi a été consacrée à la présentation des résultats des travaux des ateliers thématiques suivi de discussion, puis finalement à la clôture de l'atelier qui a connu deux temps. D'abord la présentation des résultats des travaux de l'atelier aux autorités, puis les mots de clôture de l'atelier.

#### III.2.1 Travaux en sous-groupes thématiques

Les participants se sont inscrits durant la première journée dans chaque groupe. Un

modérateur pour chaque groupe a été désigné par les organisateurs pour animer les débats sur base de questions spécifiques qui avaient été élaborées au préalable.

L'objectif était que chaque groupe parvienne à des recommandations traduites en actions concrètes pour chaque thématique. A l'issue de l'exercice, chaque groupe a présenté les résultats de ses travaux en plénière sur base d'un support de restitution préétabli, pour que les participants commentent et enrichissent les propositions.

	Thème	Modérateur	Rapporteur
1	Cadre réglementaire	M. Raoufon BADAROU (Consultant)	Luca MANGO
2	Fiscalité	Claude GBAGUIDI (ARE)	Gwladys ALAHASSA
3	PGESSS	Thomas BAGAN (MCA Bénin II)	Aimyll Prospere DZALI DIKAPA
4	Tarifification et financement	Fadel KABASSI (ARE)	Marcel DOSSOU KOHI
5	Branchements et usages productifs	Ugo ANDREO (IED)	Gédéon JAKOU
6	PAGIS	Mireille COMLAN (MCA Bénin II)	Léonie TOVO

Suite aux enrichissements de l'assemblée, les recommandations auxquelles l'atelier a abouti ont été consolidées présentées aux autorités

## IV. Recommandations de l'atelier de capitalisation de l'EHR au Bénin

Les recommandations de l'atelier résultent de la consolidation des recommandations des ateliers thématiques et discutées en plénières. Celles qui sont adressées aux institutions ont été traduites en actions avec des délais de mise en œuvre permettant ainsi d'élaborer une feuille de route pour chacune des institutions impliquées dans la mise en œuvre du cadre réglementaire de l'EHR au Bénin.

Les différentes feuilles de route et les autres recommandations figurent dans les lignes qui suivent.

### IV.1.1 Feuilles de route pour les institutions

Les feuilles de route sont présentées ici institution par institution, pour en simplifier l'usage et le suivi, les actions étant intégrées dans le tableau de l'institution qui en est le pilote.

Rappelons ici les mots du Président de l'ARE « Il ne faut pas se départir du travail de groupe et de concertation qui a prévalu jusqu'à présent » : un grand nombre d'actions prévues doivent se faire en concertation avec d'autres acteurs du secteur. L'institution qui assure le leadership (ou le pilotage) de l'action a donc la responsabilité d'associer les acteurs du secteur en cohérence avec les rôles et missions de chacun.

Ministère de l'énergie – Direction de la Planification, de l'Electrification Rurale, et de la Règlementation		
<b>1. Planification</b>		
1.1	Assurer l'unification des bases SIG du secteur, et le maintien à jour de la base SIG de référence. Mettre en place un mécanisme de vérification de listes de localités avant toute intégration dans un projet. Assurer l'accessibilité des parties prenantes aux informations de la base.	Fin 2023
1.2	Actualiser la planification de manière participative et mettre en place des mécanismes de pilotage et de revue périodique	Décembre 2023
<b>2. Fiscalité</b>		
2.1	Maintenir l'exonération des équipements à 7%, en argumentant sur les dispositions relatives au cadre de promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (Loi des finances 2024). Voir aussi les directives de la CEDEAO et de l'UEMOA	Août 2023
2.2	Rencontrer les services de la douane pour définir les conditions dans lesquelles l'exonération à 7% peut s'appliquer aux équipements importés en pièce détachées (téléviseurs, lampes, pièces détachées destinés à être intégrés dans des kits assemblés au Bénin)	Août 2023
2.3	Conduire les actions pour l'obtention de l'exonération de la TVA ( <i>suite à la rédaction du document de plaidoyer pour l'exonération de la TVA – recommandation ARE n°2.1</i> )	1 <sup>er</sup> semestre 2024

ABERME		
<b>1. Cadre réglementaire</b>		
1.1	Lancer des appels d'offre sur des allotissements définis, sur base d'études préalables intégrant les autorisations environnementales et la sécurisation du foncier, tout en veillant à laisser des degrés de liberté aux promoteurs, et à leur laisser proposer des améliorations	Premier trimestre 2024
1.2	1. Mettre à jour le guichet unique sur le site de l'ABERME avec les textes réglementaires et ses outils d'application 2. Ajouter lesdits documents également aux différents appels d'offres 3. Organiser des séances d'information sur le cadre réglementaire avec les potentiels opérateurs intéressés	Fin 2023
1.3	1. Poursuivre le renforcement des capacités des équipes pour qu'elles soient en mesure d'analyser les offres techniques et financières soumises par les promoteurs 2. Travailler en synergie à travers des comités spécifiques (ABERME, SBEE, etc.) pour l'évaluation des dossiers EHR.	En continu
1.4	Mettre en place un cadre de concertation de tous les acteurs du secteur EHR qui se réunit périodiquement	Fin 2023
<b>2. Fiscalité</b>		
2.1	Maintien de la procédure simplifiée de dédouanement des équipements solaires au niveau de la Mission Fiscale	Dès maintenant
2.2	Sensibiliser les concessionnaires sur la question de la collecte de la TVA	Août 2023
2.3	Rendre opérationnelle l'exonération de l'impôt sur les sociétés : tenir des séances avec l'APIEX et élaborer et valider avec l'APIEX une procédure simplifiée d'obtention de ladite exonération	Décembre 2023
<b>3. Tarification et financement</b>		

ABERME		
3.1	Organiser une table ronde spécifique qui doit aboutir à la conception d'un mécanisme de soutien au financement au secteur privé. (Suivi ARE)	Fin octobre 2023
3.2	Réfléchir à un mécanisme pérenne de subvention aux réinvestissements afin de permettre les évaluations plus prudentes de la demande et la stabilisation des tarifs. (Suivi ARE)	Fin octobre 2023
4. Branchements et usages productifs		
4.1	Définir des schémas de câblages internes avec la validation de Contrelec, et intégrer ces coûts de câblage interne dans le modèle tarifaire de l'ARE (Suivi ARE, Contrelec)	1 <sup>er</sup> semestre 2024
4.2	Organiser un atelier sur le développement des usages productifs (financement, mécanisme de diffusion, partenariats public-privé etc.)	Fin 2023
5. Environnement		
5.1	Prévoir des mesures incitatives pour les Promoteurs qui respectent les normes ESSS	Décembre 2023
5.2	Suspendre les travaux en cas de non-conformité sur un chantier	En continu
5.3	Disposer d'une équipe et d'un mécanisme de suivi ESSS régulier des chantiers des Promoteurs	Décembre 2023
5.4	Procéder à l'acquisition et sécurisation des sites des projets et les mettre à la disposition des Promoteurs	Pour chaque projet
5.5	Etudier la possibilité d'alléger la procédure d'autorisation environnementale pour les mini réseaux (procédure simplifiée)	Décembre 2023
6. Genre et Inclusion sociale		
6.1	Standardiser la démarche du PAGIS et veiller à son intégration dans la réglementation	Août 2023
6.2	Assurer la mise en place, la formation et l'accompagnement technique d'une unité GIS pour : - le suivi et l'accompagnement des promoteurs de l'électrification hors réseau sur la mise en œuvre de leurs actions GIS - la participation aux études socioéconomique concernant le GIS	Décembre 2023
7. Communication		
7.1	(1) associer le service communication lors des visites de terrain (2) mieux valoriser l'EHR sur le site internet et les réseaux sociaux de l'ABERME (3) prévoir une ligne budgétaire spécifique affectée à la communication dans le budget annuel ABERME	(1) dès maintenant (2) Janvier 2024 (3) pour budget 2024

ARE		
1. Cadre réglementaire		
1.1	Prendre des règlements techniques pour cadrer/réguler les services marchands de l'EHR (kits solaires, vente d'équipements de consommation)	Premier trimestre 2024
1.2	1. Poursuivre le renforcement des capacités des équipes pour qu'elles soient en mesure d'analyser les offres techniques et financières soumises par les promoteurs 2. Travailler en synergie à travers des comités spécifiques (ABERME, SBEE, etc.) pour l'évaluation des dossiers EHR.	En continu
2. Fiscalité		



ARE		
2.1	Finaliser l'estimation du manque à gagner sur la TVA en cas de décision d'exonération pour les consommateurs EHR, et finaliser le document de plaidoyer pour l'exonération de la TVA	Fin août 2023
<b>3. Tarification, financement</b>		
3.1	Veiller à la présence d'une avance de démarrage dans les contrats de cofinancement, et veiller à la flexibilité sur les jalons de décaissement intermédiaires à l'atteinte des résultats finaux	En continu
3.2	Faire une étude à l'échelle nationale sur l'harmonisation des tarifs (mécanismes de compensation)	Fin Mars 2024
<b>5. Environnement</b>		
5.1	Veiller au maintien des critères ESSS de mitigation de risque dans le processus de sélection de projets	En continu
<b>6. Genre et inclusion sociale</b>		
6.1	Veiller à la présence d'articles concernant le GIS dans les accords de cofinancement	En continu

#### IV.1.2 Recommandations pour les autres acteurs

RECOMMANDATIONS A L'ENDROIT DES AUTRES ACTEURS		
<b>1.</b>	<b>Cadre réglementaire</b>	
1.1	Inclure les documents du cadre réglementaire et ses outils d'application aux différents appels d'offres (convention de concession, modèle tarifaire, cahiers des charges, règlements de service)	
<b>2.</b>	<b>Tarification, Financement</b>	
2.1	Systematiser le principe de l'avance de démarrage, et assurer une flexibilité sur les jalons de décaissement intermédiaires à l'atteinte des résultats finaux (Facilités EHR, organismes de financement)	
2.2	Intégrer la réflexion sur le financement du secteur privé EHR dès la conception d'une Facilité de soutien au Hors Réseau (Facilités EHR, organismes de financement)	
<b>5.</b>	<b>ENVIRONNEMENT</b>	
5.1	Faire recours aux mesures coercitives en cas d'infraction liée au non-respect des exigences ESSS	
<b>6.</b>	<b>PAGIS</b>	
6.1	Affecter un Budget à la mise en œuvre du PAGIS (organismes de financement)	
6.2	Assurer la mise en place d'un mécanisme de motivation des meilleurs résultats de mise en œuvre des PAGIS - bonus FBR par exemple (organismes de financement)	
6.3	Veiller à la présence d'articles concernant le GIS dans les accords de cofinancement	

RECOMMANDATIONS A L'ENDROIT DES PROMOTEURS		
<b>1.</b>	<b>FISCALITE</b>	
1.1	Faire certifier tous les produits importés dans le cadre de ses activités dans le cadre de l'exonération de l'IS	
<b>2.</b>	<b>BRANCHEMENTS ET USAGES PRODUCTIFS</b>	
2.1	Intégrer et s'assurer de la mise en œuvre de la stratégie marketing dès la conception des projets et notamment budgétiser l'activité de prospection avec les ressources humaines dédiées	
2.2	Améliorer la qualité des activités d'adressage et de prévision de la demande (l'étude projet basée sur des données réelles recueillies sur le terrain)	

2.3	Préciser la mise en œuvre des activités commerciales dans les documents de projet (les locations, vente par paiement échelonné, séparation des entités commerciales) pour anticiper les problèmes réglementaires
<b>3.</b>	<b>ENVIRONNEMENT</b>
3.1	Contractualiser avec les entreprises spécialisées dans la gestion des déchets dangereux
3.2	Acquérir les équipements auprès des fournisseurs disposant des mesures de reprise des équipements en fin de vie
3.3	Ne céder les équipements en fin de vie qu'aux entreprises spécialisées dans le recyclage et la destruction
3.4	En cas de réutilisation des équipements usagés par une tierce partie, s'assurer du mode de gestion par cette dernière lorsque ces équipements seront en fin de vie

#### IV.1.3 Clôture de l'atelier

La clôture de l'atelier a été effectuée par le Président de l'ARE M. Claude GBAGUIDI, le Directeur des Opérations du MCA Bénin II M. Joël AKOWANOU, et le représentant du Secrétaire d'Etat à l'Energie, M. Todeman ASSAN.

Le Président de l'ARE, appuyé par le Directeur des opérations du MCA Bénin II, recommande la mise en place d'un comité de suivi qui puisse rendre compte régulièrement de la mise en œuvre de ces recommandations, dans la continuité de la dynamique qui existe depuis 2018.

Le Directeur Général de la Planification énergétique, de l'Electrification rurale et de la Réglementation, au nom du Secrétaire d'Etat à l'Energie, prend acte des feuilles de route qui ont été présentées et promet que les dispositions seront prises pour assurer le suivi de leur mise en œuvre. Il propose que la plateforme de l'ABERME affiche les localités éligibles à l'EHR en temps réel. M. Todeman ASSAN souligne également le travail qui reste à faire pour contrôler la contrefaçon et la mauvaise qualité dans le secteur, ainsi que la nécessaire implication des Instituts de Micro Finance pour soutenir la demande et le développement local. Il conclut enfin en assurant que les dispositions seront prises pour en assurer le suivi de la mise en œuvre.

Signalons ici que la proposition de M. Todeman ASSAN, qui est très pertinente suppose toutefois que ces données soient liées à la base de données en ligne de la Direction de la Planification, de l'Electrification Rurale, et de la Réglementation, qui devra être la seule base de données de référence du secteur. Ceci est bien compris et acceptés de tous les acteurs.

#### IV.1.4 Comité de suivi

La proposition de mise en place d'un Comité de Suivi a été prise en compte. Il est composé comme suit :

**Président** : Direction de la Planification, de l'Electrification Rurale, et de la Réglementation (DPERR)

**Vice-Président** : Association Interprofessionnelle des Spécialistes des Energies renouvelables (AISER)

**Membres :**

- ABERME
- ARE
- GIZ



## V. Annexes

### V.1 Photos de l'atelier



Mots d'accueil – Gabriel DEGBEgni, Coordinateur National MCA Bénin-II



Mots d'accueil – Claude GBAGUIDI, Président de l'ARE



Panélistes, de gauche à droite – Marc NOUNAGNON, Chef de projet Energie Décentralisée MCA Bénin-II ; Joël AKOWANOU, Directeur des Opérations MCA Bénin-II ; Fadel KABASSI, Expert Financier à l'ARE



Panélistes Obtention du titre d'exploitation pour les mini-réseaux, de gauche à droite – Roland KPATENON, Directeur EHR et de l'Eclairage public à l'ABERME ; Dimitri CHINCOUN, Ingénieur Génie Electrique et EnR à l'ABERME ; Fadel KABASSI, Expert Financier à l'ARE



Marc NOUNAGNON, Chef de projet Energie Décentralisée MCA Bénin-II



Joël AKOWANOU, Directeur des Opérations MCA Bénin-II



Panélistes – Mise en œuvre de la Facilité OCEF  
 Charlemagne FANDOHAN, chef d'Equipe Niras  
 Narcisse LANTEYI, Chef d'Equipe Adjoint Niras  
 Dario CESAREO, Gestionnaire des subventions de Niras



Atelier Fiscalité – Rapporteuse Gwladys ALAHASSA, Directrice Générale de Qotto Bénin. Panélistes : C. Gbaguidi, Président de l'ARE ; R.M. Badarou, Assistant Technique Principal du Ministre de l'Energie du Bénin ; J. Akowanou, Directeur des Opérations MCA Bénin-II



Présentation Mise en œuvre de la Facilité OCEF  
 Charlemagne FANDOHAN, chef d'Equipe de la Facilité OCEF, Niras



Intervention sur le suivi – Cossi HOUENINVO, directeur de l'économie et du suivi-évaluation de MCA-Benin II



Atelier Cadre réglementaire – Rapporteur Luca Mongo, Conseiller en développement, GIZ



Atelier PGESS – Rapporteur Aimyll Prospere DZALI DIKAPA, Expert Environnement NIRAS



Fortuné SOUDE, Directeur Technique à la SBPE



Raoufou M. BADAROU, Assistant Technique Principal du Ministre de l'Energie du Bénin



Vue d'ensemble de l'atelier – Ateliers participatifs thématiques 1/2



Vue d'ensemble de l'atelier – Ateliers participatifs thématiques 2/2



Vue d'ensemble de l'atelier



Photo de famille de l'atelier

## V.2 Etude préparatoire





## Millennium Challenge Account – Bénin II

# Etude préparatoire à l'atelier de capitalisation de la composante Electrification Hors Réseau mise en œuvre par le MCA-Bénin II

Juillet 2023

## TABLE DES MATIERES

I.	Acronymes .....	4
II.	Introduction .....	5
III.	Description de la mise en œuvre du projet Energie Décentralisée .....	6
III.1	La mise en place d'un cadre règlementaire pour le Hors réseau au Bénin.....	6
III.2	La sélection des projets par la Facilité pour le Hors réseau (OCEF) .....	7
III.3	L'obtention des titres d'exploitation pour les mini réseaux .....	9
III.4	La phase de travaux et de mise en œuvre.....	10
III.5	Le renforcement de capacités, une composante permanente du programme.....	10
III.6	Environnement, genre et inclusion sociale .....	11
III.7	Résultats obtenus .....	12
IV.	Retours d'expérience, recommandations .....	13
IV.1	Cadre règlementaire.....	13
IV.1.1	Pour les mini réseaux .....	13
IV.1.2	Pour les kits solaires .....	15
IV.2	Choix des localités éligibles .....	16
IV.2.1	Pour les mini réseaux .....	16
IV.2.2	Pour la vente de kits solaires.....	16
IV.3	Critères de sélection et procédure d'appel à projet .....	18
IV.3.1	Pour les mini réseaux .....	19
IV.3.2	Pour les kits solaires .....	19
IV.4	Financement et tarification .....	20
IV.4.1	Mini réseaux.....	21
IV.4.2	Kits solaires.....	22
IV.5	Fiscalité .....	23
IV.5.1	Mini réseaux.....	23
IV.5.2	Kits solaires.....	24
V.	Conclusions .....	25
V.1	Synthèse des principales recommandations.....	25



V.1.1	A destination des prochaines facilités de soutien aux opérateurs privés de mini réseaux et de kits solaires au Bénin .....	25
V.1.2	A destination des institutions.....	26
V.2	Enjeux de pérennisation .....	26
V.2.1	Perspectives d'investissement dans les mini réseaux .....	26
V.2.2	Développement de la demande.....	27
V.2.3	Dialogue entre les promoteurs et les institutions .....	28
V.2.4	Obtention des autorisations.....	28
V.2.5	Suivi d'exploitation (aspect non couvert par l'expérience) .....	29

### Table des illustrations

Figure 1	: calendrier de mise en œuvre du volet Hors réseau .....	6
Figure 2	: processus de sélection des projets OCEF .....	8
Figure 3	: résultats des deux appels à projet OCEF (source : NIRAS) .....	9
Figure 4	: nombre de projets soutenus par l'OCEF dans chaque fenêtre (source : NIRAS) .....	9
Figure 5	: Seuils de subvention minimum et maximum applicables à l'OCEF.....	18

### Table des tableaux

Tableau 1	: Résultats atteints en juin 2023 .....	12
Tableau 2	: indicateurs principaux pour la fenêtre 2 - mini réseaux .....	13
Tableau 3	: Part de subventions mises en œuvre, après intégration des avenants .....	18



## I. Acronymes

ABERME	Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie
AP	Appel à projet / Appel à proposition
ABE	Agence Béninoise de l'Environnement
ARE	Autorité de Régulation de l'Electricité
AT	Assistance Technique
CMPC	Coût Moyen Pondéré du Capital
CNR	Conseil National de Régulation
CI	Comité d'investissement
CID	Comité d'Instruction des Dossiers
EHR	Electrification Hors Réseau
GIS	Genre et Inclusion Sociale
kWh	Kilowatt heure
MCA-Bénin II	Millennium Challenge Account-Bénin II
MCC	Millennium Challenge Corporation
OCEF	Off-Grid Clean Energy Facility
PAGIS	Programme d'Action Genre et Inclusion Sociale
PAYG	Pay As You Go
PDEHR	Plan Directeur de l'Électrification Hors Réseau
PGESSS	Plan de Gestion environnementale, sociale, de santé et de sécurité
PSP	Panel de sélection de projets
PV	Procès-Verbal
RBF	Result Based Financing
RCCM	Registre de Commerce et du Crédit Mobilier
SAV	Service Après Vente
SBEE	Société Béninoise d'Energie Electrique



## II. Introduction

Le programme MCA-Bénin II, représentant un investissement de \$421 millions (\$391 millions du gouvernement des Etats Unis d'Amérique, et \$30 millions du gouvernement du Bénin), s'est déroulé sur la période juin 2017 – juin 2023. Il a mis en œuvre 4 projets : (1) réformes politiques et renforcement institutionnel (2) Production d'électricité (3) Distribution d'électricité et (4) Accès à l'électricité hors réseau.

Le Projet Accès à l'électricité hors réseau, dans sa première phase (2017-2018), a accompagné la création d'un environnement propice à l'électricité hors-réseau au Bénin, aboutissant fin 2018 à l'adoption par le gouvernement du Bénin d'un cadre réglementaire relatif à l'électrification hors réseau.

La deuxième phase (2018-2023) a permis la mise en place et la gestion de la « Facilité d'Energie Propre Hors-Réseau » (en anglais Off-Grid Clean Energy Facility, OCEF), dont l'objectif est de fournir des subventions en capital conformément aux procédures d'appel d'offres à des promoteurs privés, porteurs de projets hors réseau au Bénin.

Le premier appel à projet de l'OCEF, en février 2018, a ciblé 3 fenêtres spécifiques d'intervention : (1) infrastructures publiques essentielles (3) Kits solaires et (4) mesures d'efficacité énergétiques. Un deuxième appel à projet, lancé en décembre 2018, a ouvert la fenêtre 2, spécifique aux mini réseaux.

Au total, 17 projets ont été soutenus par l'OCEF, avec la signature d'un accord de cofinancement : deux dans la fenêtre 1, huit dans la fenêtre 2, six dans la fenêtre 3 et un dans la fenêtre 4. **Sur les 17 projets, 12 ont pu être mis en œuvre.** Parmi les 8 opérateurs de mini réseaux, seuls 5 ont pu atteindre le stade de la réalisation. Parmi les 6 opérateurs de diffusion de kit solaires retenus, seuls 4 ont réussi à mettre en œuvre leur projet.

La présente étude vise à compiler dans un document de base à la fois l'historique de mise en œuvre du projet Accès à l'électricité hors réseau, et les retours d'expérience que les parties prenantes au projet ont accepté de partager avec le Consultant.



### III. Description de la mise en œuvre du projet Energie Décentralisée

Le calendrier suivant positionne dans le temps les différentes phases, entre 2017 et 2023, décrites dans les paragraphes ci-dessous.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Cadre réglementaire</b>							
PDEHR, cadre réglementaire, politique EHR	■						
Présentation au Gouvernement		■					
Décret EHR 2018-415			■				
Loi 2020-05 code de l'électricité				■			
Cahiers des charges distribution et PV (EHR)					■		
Convention de concession type						■	
Décret EHR 2022-474							■
Règlement de service EHR							■
<b>OCEF appel n°1 - 22 février 2018</b>							
Comité d'investissement - février 2019		■					
Avis ARE sur la signature des Accords de cofinancement			■				
Signature des 6 accords de cofinancement AàP 1				■			
<b>OCEF appel n°2 - 4 décembre 2018</b>							
Présélection (panel de sélection des projets - PSP)			■				
Assistance technique avant soumission définitive			■				
Comité d'investissement - décembre 2019				■			
Signature des 11 accords de cofinancement AàP 2					■		
<b>Fenêtre 1 - 2 promoteurs</b>							
Mise en œuvre des 2 projets (AàP1)					■	■	■
<b>Fenêtre 2 - 8 promoteurs de mini réseaux</b>							
Mise en place Comité d'Instruction des Dossiers (30 avril 2020)				■			
Analyse ABERME				■	■		
Analyse et avis ARE					■		
Signature de <b>6 conventions</b> de concession, <b>requalification d'1 projet</b> en fenêtre 3, et avis défavorable ARE sur 1 dossier						4	1
Etudes d'exécution pour 5 promoteurs, abandon avant étude pour 1 promoteur, et échec de bouclage financier pour 1 promoteur						4	1
Réalisation des <b>travaux pour 4 promoteurs pour 54 mini réseaux</b> (8 mis en service en juin 2023)						1	1
<b>Fenêtre 3 - 6 promoteurs de kits solaires</b>							
Signature des 4 accords de cofinancement AàP 1 (fev 2020)				■			
Signature des 2 accords de cofinancement AàP 2 (fev 2020)					■		
Mise en œuvre de <b>4 projets + projet requalifié</b> , et abandon de 2 promoteurs de l'AàP 1						1	4
<b>Fenêtre 4 - 1 promoteur</b>							
Mise en œuvre du projet (AàP 2)					■	■	■

Figure 1 : calendrier de mise en œuvre du volet Hors réseau

#### III.1 La mise en place d'un cadre règlementaire pour le Hors réseau au Bénin

Le MCA Bénin II a recruté en 2017 un Consultant pour réaliser une "Etude pour la mise en place d'un environnement propice à l'électrification hors-réseau". L'étude s'est concrétisée par la production de trois documents principaux que sont la politique et stratégie de l'EHR, le plan directeur de l'EHR et le cadre légal institutionnel réglementaire et tarifaire de l'EHR. Ce travail de production a été fait dans un cadre participatif élargi permettant régulièrement les échanges sur l'avancement des documents et sur la prise en compte des propositions faites par le comité de pilotage. Ce travail a été exécuté dans le courant de la mi-mars 2017 pour se



terminer par une première publication de l'ensemble des documents au printemps de l'année 2018.

Ces documents ont ainsi été présentés au Gouvernement en 2018, analysés et débattus. Cette phase a abouti à l'adoption :

- Du document de **Politique pour l'Électrification hors réseau**
- D'une version révisée du **PDEHR** en septembre 2018
- Du **décret 2018-415** portant règlementation de l'Électrification hors-réseau en République du Bénin, le 12 septembre 2018.

Suite à l'adoption du cadre réglementaire du hors réseau, la loi portant code de l'électricité en République du Bénin a été elle aussi révisée et adoptée en 2020 (**loi n°2020-05**).

Le décret 2018-415 ouvre le segment de marché du hors réseau au secteur privé sous le biais de concessions pour des capacités cumulées de production supérieures à 500 kVA, et le régime de l'autorisation pour des offres spontanées de capacité moindre. Cette réglementation est beaucoup plus souple en termes d'engagement financier pour le privé que la proposition antérieure sur les grandes concessions d'électrification rurale (CER), car elle concentre l'intervention du privé sur des périmètres limités à celui des localités desservies, une concession étant constituée d'une mosaïque de petits périmètres non contigus sous la responsabilité du même concessionnaire.

Le décret 2018-415 a été mis à jour en 2022 avec l'adoption du décret 2022-474. Le décret 2022 reste dans le même esprit que celui de 2018, mais apporte quelques modifications importantes, et notamment :

- L'obligation de signature d'une convention tripartite<sup>1</sup> par le bénéficiaire de mesures incitatives pour la vente d'équipements et l'installation de systèmes hors réseau (article 11)
- La modification de la procédure pour les offres spontanées, notamment celles d'une capacité totale cumulée supérieure à 500 kVA.

### III.2 La sélection des projets par la Facilité pour le Hors réseau (OCEF)

Au cours du printemps 2017 se met également en place la Facilité de financement mise en place par le MCA Bénin II pour mettre en œuvre le cadre réglementaire hors réseau, l'OCEF (*Off-grid Clean Energy Facility*).

L'OCEF dispose d'un fonds de subvention de 32 millions de USD, et lance 2 appels à projet, le premier en 2018 et le second en 2019, sur 4 fenêtres spécifiques :

---

<sup>1</sup> entre l'opérateur, la structure en charge de l'électrification rurale, et l'entité qui apporte la subvention.



- Fenêtre 1 : Infrastructures publiques essentielles
- Fenêtre 2 : Mini réseaux
- Fenêtre 3 : Systèmes solaires domestiques
- Fenêtre 4 : Mesures d'efficacité énergétique

Le mode de financement de l'OCEF est le RBF – Result Based Financing.

Le deuxième appel à projets a été lancé sur base d'un manuel de procédure amélioré suite à l'expérience du premier appel à projets. Le premier appel à projets n'a pas inclus la fenêtre 2, le cadre réglementaire pour les mini réseaux n'étant pas encore finalisé. Le 2e appel à projet a quant à lui intégré la fenêtre 2 (mini réseaux).



Figure 2 : processus de sélection des projets OCEF

L'ABERME et l'ARE étaient représentées au sein du Panel de Sélection des Projets, et du Comité d'Investissement. Le manuel de procédure du 2<sup>e</sup> appel à projet a été validé par l'ARE, conformément à la réglementation (décret 2018-415).

Un point important à souligner lors du 2<sup>e</sup> appel à projet concerne le choix des localités : les promoteurs ont conçu leurs projets sur base d'une liste de villages éligibles à l'EHR, et annexée à l'appel à projets. Chaque opérateur a dû procéder à des évolutions importantes dans les villages qu'il avait pré-identifiés suite :

- À la mise à jour de la liste des localités EHR faite par l'ABERME à l'issue de la sélection des projets, tenant compte d'évolutions récentes sur le réseau
- Aux cas de chevauchement, lorsque plusieurs opérateurs ont choisi les mêmes localités. Un terrain d'entente a dû être trouvé avec les promoteurs concernés pour chaque cas.

Une fois les projets sélectionnés à l'issue du Comité d'Investissement, fin 2019 pour les projets de l'appel à projets n°2 :

- Les promoteurs des fenêtres 1, 3 et 4 ont démarré la mise en œuvre de leur projet
- Les dossiers des 8 promoteurs de la fenêtre 2 ont été introduits à l'ABERME, pour 127 villages.





AàP	Reçues	Retenues	Investissement total	Demandé d'OCEF	% OCEF
1 (mai '18)	39	6 *	16,4m USD	5,7m US	34,7
2 (mars '19)	47	11 **	75,5m USD	28,2m USD	37,4
	86	(17) ***	91,9m USD	33,9m USD	36,9

\* Par le CI ; \*\* par le PSP ; \*\*\* maximum

Figure 3 : résultats des deux appels à projet OCEF (source : NIRAS)

Fenêtre	AàP 1	AàP 2	total
1 Infrastructures publiques essentielles	2	0	2
2 Mini réseaux	non applicable	8	8
3 Systèmes solaires domestiques	4	2	6
4 Mesures d'efficacité énergétique	0	1	1

Figure 4 : nombre de projets soutenus par l'OCEF dans chaque fenêtre (source : NIRAS)

### III.3 L'obtention des titres d'exploitation pour les mini réseaux

Les dossiers finalisés au niveau de l'OCEF ont donc été transmis fin 2019 au niveau de l'autorité concédante pour l'obtention d'un titre d'exploitation. Le décret prévoit en effet une analyse des dossiers au niveau de l'ABERME, puis une transmission à l'ARE pour avis conforme avant la signature.

L'ABERME a mis en place en avril 2020 un Comité d'Instruction des Dossiers, composé de l'ABERME, du MCA Bénin II, et de NIRAS. L'ARE a été impliquée en tant que personne ressource. Les travaux du CID se sont déroulés jusqu'à la fin de l'année 2020, incluant plusieurs échanges avec les promoteurs (demandes de compléments, etc.). Au final, 6 dossiers sur 8 ont été transmis par l'ABERME à l'ARE pour avis conforme en novembre 2020.

L'analyse technique et tarifaire par l'ARE a débouché sur des accords avec 4 promoteurs durant l'été 2021, et des consultations publiques ont été organisées sur le terrain en septembre 2021 pour présenter aux populations locales les projets, et les tarifs. Sur base des résultats des consultations publiques, le Conseil national de Régulation a émis ses avis, et les conventions de concession ont été signées entre l'ABERME et les promoteurs.

Au final, sur 8 promoteurs ayant signé une convention de financement avec l'OCEF et ayant déposé un dossier de demande de concession auprès de l'ABERME :

- 6 promoteurs ont signé une convention de concession : 5 entre novembre 2021 et janvier 2022, et 1 en mars 2023 ;
- 1 promoteur s'est retiré après un avis non conforme délivré par l'ARE ;



- 1 promoteur a été réorienté vers une requalification de son projet dans la fenêtre 3 de l'OCEF, du fait de la nature de son projet.

Cette phase a mis plus de temps que prévu initialement, pour plusieurs raisons, dont notamment :

- Du côté des promoteurs, des dossiers techniques présentant des lacunes et des incohérences ;
- Du côté des institutions, des outils et documents cadres pour la mise en application du décret 2018-415 non finalisés (convention de concession, modèle tarifaire, cahiers des charges techniques, règlement de service), ainsi qu'une disponibilité limitée en ressources humaines compte tenu du grand nombre de dossiers à traiter (127 villages).

### III.4 La phase de travaux et de mise en œuvre

Une fois les conventions de concession signées, les promoteurs se sont engagés dans la finalisation du bouclage financier de leur projet, et la réalisation des études d'exécution.

La convention de concession prévoit, dans son article 13.1, qu'un concessionnaire ne peut démarrer les travaux dans une localité que lorsque ses études d'exécutions détaillées pour la localité ont été transmises à l'ABERME (entre autres conditions). Par ailleurs, une Inspection de Conformité réalisée par l'ABERME sans réserve majeure est une condition préalable à la délivrance, par l'ABERME, de l'Autorisation de mise en service.

En pratique, de très nombreux échanges ont eu lieu entre l'ABERME et les concessionnaires sur les études d'exécution, avec la transmission de plusieurs versions des études pour chaque localité, et ce jusque 2023.

Lors de cette phase, 2 promoteurs parmi les 6 ayant signé une convention de concession n'ont pas pu aller jusqu'à la phase travaux : l'un n'a pas pu finaliser le bouclage financier de son projet, l'autre s'est retiré avant même de soumettre ses études d'exécution.

A la clôture du Compact : 8 mini réseaux ont été mis en service, 8 mini réseaux sont achevés et en attente de l'autorisation de mise en service, et 38 sites sont en cours de travaux et devraient être achevés au plus tard en décembre 2023.

### III.5 Le renforcement de capacités, une composante permanente du programme



Tout au long du projet, le MCA a mis en œuvre un important programme de renforcement de capacités des institutions, axé sur trois volets :

- La formation des institutions ;
- Une assistance technique « au fil de l'eau », par l'équipe du MCA Bénin II et des consultants dédiés ;
- Une dotation en équipements des institutions, pour notamment leur permettre de réaliser des tests au niveau des mini réseaux.

Deux phases spécifiques de formation ont eu lieu : une première en 2019, une fois le cadre réglementaire adopté, pour renforcer les capacités des institutions à mettre en œuvre le cadre réglementaire. Et une deuxième en 2023, durant la phase de clôture du programme. Ces formations ont concerné le dimensionnement électrique et mécanique de réseaux, le dimensionnement de centrales solaires isolées, l'analyse économique de projets de mini réseaux, le cadre réglementaire, la prévision de la demande, les usages productifs de l'énergie, l'efficacité énergétique dans les mini réseaux, etc.

### III.6 Environnement, genre et inclusion sociale

Le volet Environnement et le volet Genre et Inclusion Sociale ont fait l'objet d'une implication particulière du MCA Bénin II et de NIRAS dès la phase d'appel à projet, qui intégrait des critères liés à ces deux aspects et dans l'accord de cofinancement – qui intégrait un article spécifique.

En réalité, les opérateurs sont peu habitués à mettre en pratique ces thématiques, et les équipes du MCA Bénin II et du gestionnaire de la facilité, NIRAS, ont mis en place une stratégie d'accompagnement spécifique. Le gestionnaire de la facilité a mobilisé un expert environnement et un expert genre et inclusion sociale, travaillant respectivement sous la supervision du département Environnement et du département Genre et inclusion sociale du MCA Bénin II.

Sur le volet environnement, l'équipe a accompagné les opérateurs à rédiger et mettre en œuvre leur PGESSS (Plan de Gestion environnementale, sociale, de santé et de sécurité), et a conduit la démarche d'obtention des autorisations auprès de l'ABE. Sur base de la présentation des projets, des PGESSS, et du dispositif de suivi de leurs mises en œuvre mis en place par MCA Bénin II, l'ABE a conclu que les projets OCEF n'étaient pas assujettis à la délivrance d'un Certificat de conformité Environnementale.

Sur le volet Genre et inclusion sociale (GIS), aucune autorisation spécifique n'est exigée du point de vue des autorités béninoises, mais le MCA Bénin II a imposé la rédaction par chaque opérateur d'une charte relative au genre et inclusion sociale, puis sa traduction, avec l'assistance technique de NIRAS, en un plan d'action (PAGIS<sup>2</sup>) intégré à leur chronogramme d'activité.

---

<sup>2</sup> Plan d'Action Genre et Inclusion Sociale



Le MCA Bénin II a également dispensé des formations sur le volet Genre et Inclusion sociale aux points focaux nommés par chaque structure, ainsi qu'au département GIS de l'ABERME, et l'expert GIS du gestionnaire de la facilité était en charge de les accompagner pour la mise en œuvre de leur PAGIS.

Ceci a de fait constitué une contrainte pour les promoteurs, et les PAGIS ont été partiellement mis en œuvre (30-40%). Certains promoteurs ont toutefois observé que la mise en œuvre de ces actions (par exemple, intégrer des femmes dans leur équipe commerciale de terrain) leur avait permis de toucher de nouveaux segments de marchés, notamment auprès des femmes et des jeunes. Les promoteurs ont ainsi testé certaines approches, qu'ils pérenniseront dans le futur s'ils les estiment utiles et bénéfiques pour leur activité.

### III.7 Résultats obtenus

	Résultats en juin 2023	Subvention OCEF (USD)	%OCEF
<b>Fenêtre 1</b>	77 systèmes de pompes solaires, 5 centres de santé équipés de réfrigérateurs et de lampadaires solaires	1 208 568	51%
<b>Fenêtre 2</b>	54 mini réseaux en cours d'installation <sup>3</sup> pour alimenter 13 500 clients (prévisionnel année 1), avec une capacité totale installée de 5 339 kWc.	12 602 050	37%
<b>Fenêtre 3</b>	41 713 kits pour 1492 kWc et 4 cafés lumière installés	4 417 218	40%
<b>Fenêtre 4</b>	1 centrale installée de 180 kW (gazéification de coques d'anacarde pour l'alimentation en électricité de l'usine de production d'anacarde de TOLARO)	860 293	35%

Tableau 1 : Résultats atteints en juin 2023

Il faut noter, pour la fenêtre 3, que 16 964 kits ont été installés avec des puissances moyennes installées variant selon les promoteurs entre 23 et 149 Wc par kit. Les 23 500 équipements restants qui ont été diffusés correspondent en majorité à des lanternes solaires.

<sup>3</sup> 8 mini réseaux déjà mis en service, 6 achevés en attente de mise en service, et 40 mini réseaux dont les travaux sont en cours et prévus d'être achevés fin 2023.



Indicateurs principaux	Moyenne pour les 4 promoteurs	Benchmark Kenya <sup>4</sup>
Puissance moyenne installée par client (Wc)	397	130
Capacité de stockage moyenne installée par client (Wh)	1041	420
Longueur de réseau par client (m)	13	50
Nombre de client par mini réseau (prévisionnel)	250	209
CAPEX moyen par mini réseau (USD)	630 273	180 000
CAPEX moyen par kWc (USD/kWc)	6 375	8 090
CAPEX moyen par client (prévisionnel)	2 518	1 134.7

Tableau 2 : indicateurs principaux pour la fenêtre 2 - mini réseaux

## IV. Retours d'expérience, recommandations

Les parties prenantes de la mise en œuvre de l'OCEF (MCA Bénin II, NIRAS, institutions, promoteurs privés des 4 fenêtres de l'OCEF) ont été contactées pour collecter leurs retours d'expérience sur le cadre réglementaire du hors réseau au Bénin, et sa mise en œuvre à travers l'OCEF. Cette partie synthétise les retours d'expérience reçus, anonymisés et regroupés par thématique, dans l'objectif d'alimenter les réflexions lors de l'atelier, pour aboutir à des recommandations pour le secteur.

### IV.1 Cadre réglementaire

#### IV.1.1 Pour les mini réseaux

Globalement, le cadre réglementaire est relevé comme un point fort indéniable du projet par l'ensemble des acteurs.

L'existence d'un cadre réglementaire robuste et sécurisant a permis aux promoteurs de prendre la décision d'investir au Bénin. Ce cadre réglementaire, et le fait que la convention de concession précise de manière claire les conditions d'opérations pour un opérateur au Bénin dans les différents cas de figure, a également été un élément fondamental pour rassurer les investisseurs/prêteurs lors de leurs due diligence.

Du côté des institutions, l'existence du cadre réglementaire et de ses outils d'application leur a permis d'analyser et de statuer sur les dossiers déposés par les promoteurs. Sans ce cadre, aucune avancée n'aurait été possible sur l'accès à l'électricité pour les mini réseaux : les retours d'expérience des tentatives menées avant le projet MCA Bénin II le montrent clairement. Les infrastructures de mini-réseaux construites dans le cadre PRODRE/PROVES par exemple n'ont pas pu être exploitées en l'absence d'un cadre clair, et le cadre défini grâce

<sup>4</sup> ce benchmark est réalisé sur 4 développeurs de mini réseaux ayant installé 76 mini réseaux entre 2018 et 2023 au Kenya



au projet MCA Bénin II a permis d'avancer sur la mise en exploitation de ces 66 localités.

L'OCEF a été la première facilité de mise en œuvre du cadre règlementaire. Inévitablement, cela a occasionné des lenteurs (outils de mise en application, test des procédures, ajustement des équipes), et certains textes consécutifs à l'adoption du décret 2018-415 sont parfois arrivés un peu tard par rapport au calendrier de mise en œuvre de l'OCEF. Par exemple, les cahiers des charge techniques applicables au Bénin pour le hors réseau impactent les conceptions techniques (donc les chiffrages d'investissement) réalisés par les promoteurs, et ils n'ont été finalisés qu'en 2020.

Les délais de traitement des dossiers par les institutions ont été longs, bien plus longs que ceux stipulés par les textes. Le décret 2018-415 prévoit en effet que l'ABERME dispose de 2 mois pour traiter un dossier, et que l'ARE dispose d'1 mois pour prendre une décision sur un dossier transmis par l'ABERME. En pratique, ces délais ne pouvaient pas être respectés : d'une part du fait des incohérences initiales dans les dossiers transmis, et d'autre part parce que le temps d'analyse technique et économique approfondie d'un dossier est long et que l'OCEF impliquait le traitement de 8 dossiers, avec plus de 100 études villageoises à analyser.

La problématique ici est que les Facilités qui se mettent en place tiennent compte des textes règlementaires pour définir leur calendrier de mise en œuvre. Le non-respect des délais engendre des problématiques complexes et coûteuses à gérer pour toutes les parties prenantes (mises à jour de plannings, négociations d'avenants, augmentation des coûts de développement).

Le décret 2022-474 ne précise plus de délais pour l'ABERME, mais précise un délai de 45 jours calendaires pour que l'ARE se prononce sur une demande. Ce délai est-il réaliste dans le cas d'un appel à projet engendrant une masse de travail conséquente (plusieurs villages, plusieurs opérateurs) dans une fenêtre de temps restreinte ?

L'ARE a engagé un renforcement conséquent de ses équipes et estime que ce délai est tenable, à la condition que les dossiers qui lui parviennent sont des dossiers cohérents et complets. En ce sens, il est nécessaire de prévoir des sessions de présentation détaillées vis-à-vis de toutes les parties prenantes (promoteurs, gestionnaire de Facilité, ABERME), dès le début de la mise en place d'une Facilité, sur la logique régulatoire de l'ARE, le modèle tarifaire, et les éléments attendus dans le dossier technique.

### Recommandations :

- **Fournir les textes applicables au Bénin pour le hors réseau dès la phase d'appel à projet**, pour que les promoteurs prennent leur décision et conçoivent leur business modèle en conséquence : convention de concession, cahiers des charge techniques, règlement de service.
- Prévoir, le plus en amont possible, au stade de la pré-sélection certainement, un **renforcement de capacité des parties prenantes sur la logique et les outils régulatoires**.



- Les **calendriers de projet** doivent être construits d'une façon **réaliste** en tenant compte du retour d'expérience OCEF.
- Lancer des **appels d'offre sur la base de villages définis et regroupés par lots, les études détaillées étant mises à disposition des candidats**. Cette approche permet de réduire les délais d'analyse technique des dossiers par les institutions, et règle la problématique liée au choix des localités (cf. paragraphe ci-dessous).

#### IV.1.2 Pour les kits solaires

Les promoteurs qui ont été sélectionnés sur les fenêtres 1 et 3 mentionnent des délais très longs entre la date d'approbation de leur projet, et la date de signature de l'accord de cofinancement.

Il faut noter que l'article 10 du décret EHR 2018-415 précise que tant les appels à concurrence que les contrats de subventions sont soumis à l'approbation préalable de l'ARE.

L'article 11 du décret EHR 2022-474, quant à lui, fait obligation de signature d'une convention tripartite de subvention aux activités hors réseau, entre la structure en charge de l'électrification rurale, l'entité qui apporte la subvention, et la structure qui bénéficie d'une aide pour la vente d'équipements et l'installation de systèmes d'électrification hors réseau. Mais l'article ne mentionne pas d'approbation préalable par l'ARE, et ne fait pas mention d'une obligation de reporting annuel sur les indicateurs de résultats. Pour autant, les résultats atteints par les opérateurs de diffusion d'équipements individuels doivent être pris en compte dans les statistiques nationales d'accès à l'électricité.

Par ailleurs, de façon plus générale, le décret 2022, définit son Champ d'application (Article 3) comme « la production, la distribution et la commercialisation d'électricité dans des localités non encore raccordées au réseau électrique interconnecté ou à celui d'un concessionnaire de réseau de distribution ». Le décret 2018, quant à lui, ajoutait dans son Article 2 un 2e champ d'application : « la fourniture d'équipements à usage individuel ou communautaire et installations électriques hors réseau ».

#### Recommandations :

- Clarifier la portée du Décret 2022 par rapport aux fournisseurs d'équipements individuels ou communautaires, et les exigences de reporting de ces opérateurs (besoin d'alimenter les statistiques nationales d'accès)
- Clarifier le circuit de validation des conventions de subvention
- Anticiper sur l'élaboration et la validation des conventions de cofinancement en parallèle du lancement des appels à projet pour réduire le délai entre la sélection des promoteurs et la signature de l'accord de cofinancement



## IV.2 Choix des localités éligibles

### IV.2.1 Pour les mini réseaux

L'OCEF a fait face à de nombreux problèmes liés au choix des localités : d'une part du fait du non-respect de la planification de l'EHR qui avait été adoptée en 2018, qui s'est traduit par une instabilité de la liste des localités éligibles au hors réseau, et d'autre part du fait du principe de l'appel à projet qui était d'inviter les promoteurs à proposer des localités sur base de la liste, ce qui a généré des chevauchements (localités ciblées par plusieurs promoteurs).

Les modèles économiques des promoteurs prennent en compte un équilibre entre des localités importantes, dynamiques, et des localités plus petites. Ces modèles sont donc impactés lorsque les localités les plus importantes sont retirées.

#### Recommandations

Plusieurs recommandations ressortent des différents échanges :

- Au moment de l'appel à projet, prévoir une mission incluant l'ABERME dans toutes les localités de la liste éligible pour vérifier les statuts des localités et leur éligibilité au hors réseau. Cette solution permet de réduire l'instabilité de la liste des localités éligibles, mais ne résout pas la problématique des chevauchements.
- Ou, évoluer vers un processus d'appels d'offre ciblant des lots de localités dont le statut/l'éligibilité auront été validées en amont par l'ABERME. Cette option permet de résoudre les deux problématiques, mais laisse le soin aux institutions d'établir des allotissements « viables ».
- Dans tous les cas, donner une plus grande importance à la planification, qui est pilotée par la DGRE :
  - Maintenir à jour au fil de l'eau une base SIG du secteur, qui soit partagée entre les différents acteurs (DGRE, SBEE, ABERME, ARE, promoteurs)
  - Mettre à jour régulièrement la planification sur base de critères partagés et compris des institutions
  - S'assurer du respect de la planification par les acteurs.

### IV.2.2 Pour la vente de kits solaires

La problématique, ici, est différente. Lors de la phase de soumission des dossiers, les promoteurs sont appelés à préciser les zones d'activités ciblées (« il est préférable que les projets soient réalisés dans des zones situées à au moins 7 km de distance du réseau électrique de la SBEE et où la connexion n'est pas prévue pour les dix prochaines années », *OCEF\_Guide pour la soumission de projet*). La liste des localités éligibles n'est pas disponible lors du premier appel à projets, et il n'y a pas de critère lié aux sites choisis dans la grille d'évaluation des projets pour la fenêtre 3 (kits solaires).

Le critère géographique n'est pas non plus mentionné dans l'accord de cofinancement type validé par l'ARE comme étant un critère d'éligibilité de projet, ni de subvention.





Aussi, les différents modèles de distribution de kits solaires (ventes directes, revendeurs volants, ventes par grossistes, par partenaires privés ou associatifs etc.) ne sont pas systématiquement compatibles avec la définition de zones géographiques circonscrites.

Pourtant, des aller-retours et négociations ont eu lieu sur le fait de ne vendre des kits que dans les zones rurales éligibles au hors réseaux, ce qui a pu entraîner délais et frustrations. En effet, l'objet de l'OCEF était focalisé sur le développement de l'accès à l'électricité **hors réseau, et l'OCEF s'est donc focalisée sur ces zones telles que définies par le PDEHR.**

L'OCEF a toutefois introduit une flexibilité par rapport aux localités identifiées initialement dans les propositions de projet. Au final, tous les kits vendus dans des localités situées à plus de 7 km du réseau ont été comptabilisés comme éligibles à la subvention, quel que soit le ciblage initial des localités par les promoteurs.

Pour les prochaines Facilités souhaitant soutenir le secteur de la diffusion de kits solaires, il est important de prendre en compte que la vente de kits solaires aux clients ruraux non desservis par le réseau soit parce qu'ils sont trop éloignés par rapport au réseau BT de la localité, soit parce que la localité est prévue pour être électrifiée à moyen terme par le réseau, est également un enjeu important de développement de l'accès à l'électricité.

Si les critères géographiques permettent de concentrer l'impact de la subvention sur des zones prioritaires, la complémentarité des solutions (réseau de distribution / distribution de kits) est nécessaire pour progresser vers l'accès universel.

### Recommandations :

- La distribution de kits solaires repose in fine sur une logique de marché, de demande, qui n'est pas aisément compatible avec l'imposition de contraintes géographiques. Contrairement aux concessions d'exploitation des mini-réseaux, les promoteurs ne reçoivent pas de monopole. Ils sont ainsi très souvent en concurrence avec d'autres distributeurs locaux, doivent s'adapter à l'arrivée des réseaux (privés ou national), et à la demande constatée. Leur ciblage géographique est donc nécessairement flexible. Pour autant, les mécanismes de subvention à l'activité de kits solaires peuvent s'accompagner de contraintes géographiques qui permettent aux promoteurs de cibler des zones plus reculées, moins denses et réputées moins solvables que la clientèle dense et plus aisée des zones péri urbaines. Ainsi, il est recommandé **de ne pas limiter les promoteurs à certaines localités** pour la vente de kits lors de l'appel à projet, mais de mentionner clairement quels seront **les critères d'éligibilité aux subventions** (critères de distance aux réseaux BT par exemple ?).
- L'information des localités pour lesquelles un financement d'électrification est acquis (SBEE, conventions de concession) est très précieuse pour les promoteurs de diffusion de kits solaires. Cette information rejoint le **besoin du maintien à jour d'une base SIG**



de l'accès à l'électricité au Bénin, cruciale tant pour les institutions que pour les promoteurs privés.

### IV.3 Critères de sélection et procédure d'appel à projet

L'un des points d'évaluation lors de l'appel à projet était la part de la contribution financière du promoteur, qui devait être d'au moins 25%. Le guide de soumission de l'OCEF recommandait que les entités commerciales cibles une contribution propre d'au moins 50%.

Les demandes de cofinancement devaient être comprises entre les montants minimum et maximum ci-après :

FENÊTRE	MONTANT MINIMUM (USD)	MONTANT MAXIMUM (USD)
Fenêtre 1	500.000	2.000.000
Fenêtre 2	500.000	5.000.000
Fenêtre 3	500.000	2.000.000
Fenêtre 4	100.000	1.000.000

Figure 5 : Seuils de subvention minimum et maximum applicables à l'OCEF

Fenêtre	Subvention minimale (USD)	Subvention maximale (USD)	% moyen de cofinancement OCEF
Fenêtre 1	555 168	653 400	51%
Fenêtre 2	853 784	4 976 930	37%
Fenêtre 3	500 000	2 040 000	40%
Fenêtre 4	860 293	860 293	35%

Tableau 3 : Part de subventions mises en œuvre, après intégration des avenants



### IV.3.1 Pour les mini réseaux

Les contributions financières affichées par les promoteurs ont pu être artificiellement gonflées notamment dans l'estimation du budget par certains promoteurs qui ont finalement été sélectionnés sur cette base, écartant des projets potentiellement plus solides techniquement et peut-être plus viables. **Une approche de sélection des bénéficiaires en 2 phases** permettrait probablement de réduire ce biais : la première permettant de constituer une liste restreinte de projets cohérents techniquement, socialement et économiquement, tandis que la seconde phase départagerait les candidats présélectionnés en fonction du niveau de la contribution des candidats.

Les documents de l'appel à projet, très orientés « projet de développement », **n'ont pas suffisamment concentré les efforts et la réflexion des soumissionnaires sur le cadre spécifique d'intervention qui serait le leur** : documentation exigée par les institutions pour l'obtention des titres d'exploitation, modèle tarifaire, contraintes techniques, etc. Ceci est bien sûr l'un des effets de l'aspect « pionnier » de l'OCEF (le modèle tarifaire de l'ARE et la méthodologie d'analyse n'étaient pas prêts au moment du lancement de l'OCEF, de même que les cahiers des charges techniques). Concentrer les efforts à ce moment sur la finalisation de ces outils et la mise en cohérence des documents de l'appel à projet avec ces outils aurait peut-être permis de gagner du temps ensuite sur la phase d'obtention des titres d'exploitation.

#### Recommandations :

- Adapter les documents d'appel à projet aux exigences des institutions pour les titres d'exploitation
- La grille de sélection de l'appel à projet devrait permettre de présélectionner des projets cohérents techniquement, socialement et économiquement avant de s'intéresser à la subvention demandée.

### IV.3.2 Pour les kits solaires

L'un des critères de sélection pour les demandes de cofinancement est un montant minimum de 500 000 USD. En considérant que la subvention de l'OCEF, pour la fenêtre 3, a constitué en moyenne 40% du financement du projet, seuls des projets au-delà de 1 250 000 \$ pouvaient être financés. Pour plusieurs promoteurs, ce critère, allié à la complexité de la procédure, peut limiter les chances d'acteurs locaux béninois, malgré la mise en place d'une plateforme de matchmaking entre acteurs internationaux et locaux.

Le financement était principalement orienté vers les équipements, plutôt que sur les dépenses de fonctionnement. Certaines activités de renforcement de capacité ont pu être éligibles.

Les promoteurs sont fortement encouragés à proposer des équipements de qualité, c'est un critère de sélection dans la grille d'évaluation. Cependant et afin de leur laisser la plus grande liberté dans ce choix stratégique des produits et fournisseurs, l'OCEF n'a pas imposé de norme



de qualité (type « Lighting Global » ou standards IEC prédéterminés). Ce choix a été apprécié et n'a pas posé de problématique de mise en œuvre.

### Recommandations :

- Le concept de kits solaires englobe des produits technologiquement similaires mais qui proposent des services réellement différents (on parle parfois de tier 1, tier 2, 3 etc.) : le service d'éclairage d'une ampoule LED à 1W n'est pas comparable à celui d'une ampoule de 3W. Ce service est décrit en lumens. Il peut être intéressant de **mesurer** ou de sélectionner **l'impact des projets en termes de services rendus** (services fournis par les équipements, SAV), en plus d'une évaluation traditionnellement orientée sur la puissance des modules photovoltaïques ou de la capacité des batteries.
- **Baisser le seuil minimal de subvention** demandé, et **alléger les procédures** pour les acteurs de la fenêtre 3 permettrait de renforcer le tissu des entrepreneurs locaux dans la distribution de kits solaires. Cela supposerait en contrepartie que le bailleur accepte un risque et un ratio « frais d'assistance technique et de gestion / fonds mobilisés » plus important. Mécaniquement, accepter davantage de candidats et de projets moins ambitieux augmenterait le risque d'échecs de certains promoteurs, et le besoin d'accompagnement technique des promoteurs. Le secteur bancaire ou financier est frileux sur le secteur de l'électrification rurale où les niveaux de risques sont généralement élevés, aussi les bailleurs sont les seuls à même de soutenir les acteurs notamment locaux ambitieux mais plus modestes. Dans ce cas de figure, une phase plus importante d'assistance technique aux soumissionnaires, après présélection et avant la sélection finale, est nécessaire pour réduire le risque.

## IV.4 Financement et tarification

Tant le bouclage financier que la trésorerie sont des problématiques cruciales pour les opérateurs du hors réseau, toutes fenêtres confondues : un opérateur de la fenêtre 1 a été contraint de revoir à la baisse ses objectifs quantitatifs, du fait de cofinancements insuffisants, un opérateur de la fenêtre 2 ayant signé une convention de concession n'a pas réussi à aller au bout de son bouclage financier, de même qu'un opérateur de la fenêtre 3.

Sur le plan de la trésorerie, l'OCEF a décaissé selon les principes de Result Based Financing, en définissant des jalons de résultats intermédiaires en phase de développement pour permettre aux promoteurs de soutenir leur trésorerie lors de cette phase. Une avance de 15% était possible, contre remise d'une caution bancaire. Un premier jalon était défini au moment de l'importation du matériel (20% pour les promoteurs de la fenêtre 3, 50% pour les promoteurs de la fenêtre 4), et les suivants étaient linéaires en fonction du nombre de mini réseaux/de kits installés. Pour la fenêtre 2, mini réseaux, aucune part de la subvention n'était prévue



d’être décaissée « à la connexion », comme souvent dans les projets de mini réseaux financés en RBF.

Pour autant, l’OCEF a été contrainte d’apporter beaucoup de flexibilité dans ses jalons de décaissement pour éviter les blocages de projet pour des raisons de trésorerie des promoteurs, et pour des raisons de contraintes de temps de décaissement du financement MCA Bénin II. Au final, pour les promoteurs de la fenêtre 2, 100% de la subvention aura été versée avant la mise en service de l’ensemble des mini réseaux.

L’accès aux financements pour le hors réseau constitue un défi pour les promoteurs. Le secteur bancaire commercial n’est pour l’instant pas à même de financer le secteur, et un renforcement de l’assistance technique sur le volet du financement serait intéressant en phase de préparation d’appel à projet (implications de potentiels partenaires financiers au stade de la conception de l’appel à projet).

#### IV.4.1 Mini réseaux

Globalement, les négociations tarifaires entre le régulateur et les promoteurs ont été perçues comme difficiles : par le régulateur pour qui les dossiers transmis n’étaient techniquement pas assez détaillés et cohérents pour permettre une juste évaluation des coûts, et par les promoteurs qui ont eu le sentiment de se voir imposer des arbitrages à la baisse qu’ils n’ont pas toujours compris et qui ne laissent pas de place à l’erreur.

Les accords de cofinancement s’engageaient sur un montant de subvention maximum correspondant à un pourcentage de financement (engagement du Bénéficiaire à apporter une contrepartie minimale). Ce montage pouvait impacter négativement les négociations avec l’ARE sur le modèle tarifaire, puisque toute réduction des CAPEX dans la négociation risquait de réduire d’autant la subvention. Face à ce risque, l’ARE a sollicité le MCA Bénin II au cours des négociations tarifaires, et le MCA Bénin II a accepté de considérer le **montant de la subvention indépendamment de la contribution financière du promoteur**.

Une autre difficulté lors des négociations tarifaires s’est concentrée sur l’évaluation de la demande faite par les promoteurs, surévaluée du point de vue des institutions. **Cette surévaluation présente un risque important de surdimensionner les investissements et d’impacter fortement à la hausse les tarifs lors de la révision tarifaire**, si la demande est bien moins élevée que prévu. Une forte hausse des tarifs serait socialement difficile voire non acceptable, et pourrait aboutir à l’échec du projet.

Pour réduire ce risque et encourager les promoteurs à réaliser une évaluation prudente de demande, il pourrait être envisagé de mettre en place un mécanisme de financement permettant de subventionner les réinvestissements d’extension. Les révisions tarifaires prévues tous les 2 ans permettent d’envisager un **mécanisme de subvention aux réinvestissements basé sur la réalité de la demande et des coûts**. Se pose la question toutefois de quel serait l’outil de financement (le FER est-il adapté ?), et de l’alimentation de cet outil en fonds.



### Recommandations :

- Apporter de la **flexibilité et de la souplesse dans la mise en œuvre de financements RBF** pour tenir compte des besoins de trésorerie des promoteurs ; définir la subvention liée au résultat en valeur et non en part du financement total réellement mobilisé ;
- Inclure de potentiels partenaires financiers (banques, fonds d'investissement) dans les discussions **dès la conception de l'appel à projet** ;
- Définir les conditions possibles de mise en place d'un **mécanisme de subvention aux réinvestissements**, qui permettrait aux promoteurs d'adopter une approche plus prudente sur la prévision de la demande et le dimensionnement de leurs investissements.

#### **IV.4.2 Kits solaires**

Le modèle choisi de RBF (Results based-financing) est apprécié des promoteurs qui le jugent adapté aux activités menées dans le cadre de l'OCEF. L'accord de cofinancement prévoyait un **premier jalon à la réception à Cotonou de 20% des kits**. Les décaissements pour la fenêtre 3 suivaient ensuite des jalons linéaires en fonction des ventes. L'OCEF a fait preuve de flexibilité en accordant une avance à 2 promoteurs. **L'avance en RBF est en effet un mécanisme indispensable** pour les entreprises au fonds de roulement limité. Les entreprises doivent généralement prévoir 2 rotations de stock en avance de trésorerie : importer une première cargaison d'équipement, la distribuer, et restocker en attendant la vérification et le déblocage des fonds RBF.

Les échanges avec les bénéficiaires des fenêtres 1 et 3 mettent en évidence des difficultés de trésorerie, ainsi l'optimisation des délais de vérification et de déboursement est importante. En ce sens, la pédagogie employée par le gestionnaire pour faciliter et anticiper la rédaction de rapports par les promoteurs privés - pas forcément familiers avec ces tâches – peut impacter positivement leur sérénité financière.

La mise en place d'un réseau de vente et la distribution de kits solaires particulièrement en milieu rural est difficile et nécessite des coûts en transports et ressources humaines conséquents. La compétition avec des produits de basse qualité mais très bon marché nécessite de proposer un service après-vente de qualité et un discours promotionnel qui souvent s'apparente à de la formation/vulgarisation, ce qui a également un coût. Aussi, financer une partie de ces activités avec du RBF peut faire sens, particulièrement au stade de développement et d'implantation des acteurs, avec des indicateurs de résultat adaptés.

La vérification de l'éligibilité des ventes de kits solaires, in fine des performances des projets sélectionnés, a été faite directement par le gestionnaire de la facilité, le bailleur ayant la possibilité de faire des audits indépendants pour s'assurer de la qualité des vérifications. Ce mécanisme fait porter une responsabilité importante au gestionnaire en cas d'erreur, alors qu'il est lui-même soumis à des objectifs de résultats.



### Recommandations :

- Maintenir la possibilité d'une **d'avance**, et la définition de **jalons de paiement liés aux résultats intermédiaires** de la phase de développement
- Le succès d'un promoteur de kits solaires et donc l'impact sur l'électrification dépend de nombreux paramètres. Néanmoins, la qualité des équipements et du service après-vente qu'il va proposer sont souvent déterminants. Encourager les bonnes pratiques qui renforcent la confiance dans le secteur, à travers par exemple du RBF dédié peut être intéressant.
- Proposer des modèles de rapports préremplis ou annotés en détails aux promoteurs pour faciliter la rédaction des rapports nécessaires et réduire au maximum les délais d'allers/retours. Il faut noter aussi que les aménagements de décaissement demandés par les promoteurs ont pu impacter les modèles et demandes de reporting de la part du MCA, en lien avec des risques évalués comme plus importants.

## IV.5 Fiscalité

### IV.5.1 Mini réseaux

Lors des négociations tarifaires entre les promoteurs et l'ARE, l'Impôt sur les Sociétés a été retiré du calcul du "revenu requis" (charges et rémunération du capital à couvrir par le chiffre d'affaires du promoteur), sur demande de la Direction Générale des Impôts.

En janvier 2023, le Ministère de l'Economie et des Finances et le Ministère de l'Energie ont signé un courrier à l'attention des promoteurs de projets d'électrification hors réseau par mini réseaux, qui les exonère de l'IS, pour chaque promoteur qui en fait la demande et qui « remplit les condition ». Une requête est à déposer à l'APIEx, « dans les formes et conditions prévues par le Code des investissements ».

Il reste toutefois la question de la TVA. En l'absence d'une exonération spécifique, les promoteurs de mini réseaux doivent facturer la TVA à leurs clients sous peine d'être redevables à l'Etat de la TVA non collectée et de pénalités lors d'un contrôle fiscal. Très peu le font, et certains n'avaient pas conscience de ce risque en démarrant leurs campagnes de communication sur les tarifs et les branchements.

L'application par les promoteurs de la TVA aux clients, après avoir communiqué sur des tarifs hors TVA, **pourrait impacter très négativement la dynamique de branchement et la demande.**

Il serait nécessaire que les promoteurs s'organisent (via l'AISER ?) pour porter ce plaidoyer avec l'appui de l'ABERME et des autres Facilités de mini réseaux en cours de mise en œuvre au Bénin.



**Recommandations :**

- Impôts sur les Sociétés : constituer le dossier selon l'approche demandée (promoteurs) et accompagner le processus d'obtention de l'exonération de l'IS par les promoteurs (institutions)
- TVA : s'associer pour porter un plaidoyer relatif à l'exonération de la TVA sur la vente d'électricité pour la clientèle des zones rurales, avec l'appui de l'ABERME.

**IV.5.2 Kits solaires**

Aujourd'hui, les promoteurs bénéficient d'avantages fiscaux, notamment d'exonération de droits de douane, de taxes pour les équipements destinés à l'électrification rurale, grâce à la loi de finances. Toutefois, certains promoteurs importent leurs kits en pièces détachées, dans l'objectif de maximiser la valeur ajoutée locale en effectuant l'assemblage du kit au Bénin.

Dans ce cas de figure, l'exonération des équipements importés qui ne sont pas directement identifiables comme des équipements d'électrification rurale (les télévisions, ventilateurs, lampes par opposition aux panneaux, batteries, onduleurs) risque de ne pas être validée au niveau de la douane.

Tant que les promoteurs pouvaient valider leurs importations à travers le programme MCA Bénin II, l'exonération était acquise. Il y a donc une inquiétude au sein des promoteurs relative à la conservation desdits avantages fiscaux une fois sortis du giron du MCA-Bénin II. En particulier, l'assemblage de kits solaires avec des équipements ou l'importation de pièces détachées est susceptible de complexifier l'application des exonérations.

Le maintien de ces avantages sera déterminant dans la pérennisation des activités des promoteurs après la clôture de la facilité.

**Recommandations :**

- Identifier quel type d'appui pourrait être fourni par l'ABERME pour permettre aux promoteurs de conserver leurs avantages fiscaux et donc leurs prix de ventes aux utilisateurs finaux : certification ? Autorisation ?
- L'AISER peut porter un plaidoyer structuré auprès du Ministère des Finances, appuyé par l'ARE et l'ABERME. Appuyer les associations de promoteurs et plus généralement leur coopération est crucial pour fortifier le secteur.





## V. Conclusions

### V.1 Synthèse des principales recommandations

#### V.1.1 A destination des prochaines facilités de soutien aux opérateurs privés de mini réseaux et de kits solaires au Bénin

L'appel à projet doit être construit le plus possible **à partir des documents cadres demandés par les institutions** pour délivrer un titre d'exploitation, et doit fournir aux soumissionnaires les textes applicables au Bénin pour qu'ils prennent leur décision et **conçoivent leur business modèle en conséquence** (convention de concession, cahiers des charge techniques, règlement de service). Les conventions types de cofinancement doivent être élaborées et validées avec les institutions en parallèle de l'appel à projet, pour ne pas engendrer de délai supplémentaire entre la sélection des promoteurs et la signature de l'accord de cofinancement.

Les **calendriers de projets** doivent être construits de façon **réaliste**, en tenant compte du retour d'expérience OCEF : 5 ans de mise en œuvre entre le lancement d'appel à projet n°2 et la fin de la construction des mini réseaux.

Les Facilités devraient prévoir, le plus en amont possible, au stade de la pré-sélection certainement, un **renforcement de capacité des parties prenantes sur le cadre réglementaire, sa logique et ses outils d'application**, dans l'objectif que les promoteurs se l'approprient et produisent des dossiers répondant aux attentes des institutions.

La mise en œuvre de financements RBF doit pouvoir être **flexible et souple**, avec des jalons de résultats intermédiaires, pour soutenir les besoins de trésorerie aux différents stades de mise en œuvre du projet, sans toutefois faire porter un risque trop grand au bailleur. Le financement du secteur de l'électrification rurale reste difficile du fait des risques inhérents au secteur, et il est conseillé **d'inclure de potentiels partenaires financiers** (banques, fonds d'investissement) dans les discussions **dès la conception de l'appel à projet**.

Spécifiquement, pour les Facilité orientées vers le financement de la diffusion de kits solaires, il peut être intéressant d'évaluer **l'impact des projets en termes de services rendus** (services fournis par les équipements, SAV), en plus d'une évaluation traditionnellement orientée sur la puissance des modules photovoltaïques ou de la capacité des batteries. La qualité des équipements et du service après-vente proposés par les opérateurs de kits solaires sont souvent déterminants et renforcent la confiance dans le secteur.

Des procédures et seuils de financement allégés pourraient être définis pour ce secteur, pour permettre de renforcer le tissu des entrepreneurs locaux dans la distribution de kits solaires. Cela supposerait en contrepartie que le bailleur accepte un risque et un ratio « frais d'assistance technique et de gestion / fonds mobilisés » plus important, et qu'une phase plus importante d'assistance technique aux soumissionnaires soit prévue, après présélection et avant la sélection finale.



### V.1.2 A destination des institutions

Les enjeux de **coordination** liés à la planification et au suivi de l'accès sont complexes, et le pilotage de la **planification de l'électrification par la DGRE doit être renforcé**. Elle est la base de tout projet de soutien au hors réseau et doit :

- Maintenir à jour au fil de l'eau une base SIG du secteur, qui soit partagée entre les différents acteurs (DGRE, SBEE, ABERME, ARE, promoteurs) ;
- Être mise à jour régulièrement, sur base de critères partagés et compris des institutions ;
- Être respectée par tous les acteurs.

Les différents documents du cadre réglementaire et ses outils de mise en œuvre doivent être **mis à jour et rendus accessibles** sur internet (guichet unique de l'ABERME).

Pour réduire les délais d'analyse de dossiers et de ciblage des localités éligibles au hors réseau, procéder par **appels d'offre sur la base de villages définis et regroupés par lots, les études détaillées étant mises à disposition des candidats**. Les candidats seront ainsi évalués sur base des mêmes hypothèses de prévision de la demande. Les institutions peuvent également être responsables de fournir aux candidats les autorisations nécessaires (foncier pour la centrale, autorisations environnementales), réduisant ainsi ces coûts et ces délais pour les promoteurs. Cette approche suppose de mobiliser des fonds pour la réalisation de ces études.

Une relecture du Décret EHR 2022 est par ailleurs nécessaire, pour en assurer la cohérence avec la loi n°2020-05 et aux besoins du secteur.

Une réflexion concernant les conditions possibles de mise en place d'un **mécanisme de subvention aux réinvestissements**, est nécessaire et devrait **associer à la fois les partenaires techniques et financiers du secteur, et les institutions**. Un tel mécanisme permettrait aux promoteurs d'adopter une approche plus prudente sur la prévision de la demande et le dimensionnement de leurs investissements.

Enfin, des **enjeux fiscaux** subsistent pour les promoteurs à la fois de mini réseaux et de kits solaires, et les institutions devront être présentes pour appuyer les démarches faites en ce sens par les promoteurs.

## V.2 Enjeux de pérennisation

### V.2.1 Perspectives d'investissement dans les mini réseaux

La viabilité économique des mini réseaux installés est encore incertaines pour les promoteurs, et ils cherchent des stratégies pour l'atteindre. L'un des piliers de la viabilité est d'atteindre un volume de chiffre d'affaires suffisant pour amortir les coûts fixes de structure. Les promoteurs mentionnent deux options pour cela :

1. Densifier les réseaux existants et maximiser les connexions / la demande



2. Investir dans de nouveaux sites de taille suffisamment importante pour équilibrer le modèle (> 300 – 400 foyers)

Or, les dernières listes de localités éligibles EHR dont les promoteurs ont eu connaissance (Facilité CEI) présentent des localités qu'ils estiment comme non viables pour l'EHR.

Une mise à jour de la planification et des critères à retenir pour le hors réseau est certainement nécessaire. Si, à l'issue de ce processus, les localités éligibles au hors réseau sont identifiées comme non viables par les promoteurs de mini réseaux au Bénin, une réflexion sera à mener d'une part sur les modalités d'électrification de ces localités (solutions kits solaires uniquement ? Solutions de type nano ou micro réseaux, pour lesquelles une évolution de la réglementation et un allègement des spécifications techniques seraient nécessaires ?), et d'autre part sur la viabilité des concessions actuelles, sur base des données de demande et de coût de la première révision tarifaire.

### V.2.2 Développement de la demande

Les retours des premiers mois d'exploitation montrent que les enjeux sont importants autour de la commercialisation, de la vente, et du développement des usages productifs. Ils nécessitent des temps conséquents de présence, de vulgarisation/renforcement de capacité, d'observation et d'analyse. Ils nécessitent de travailler sur l'accessibilité de certains équipements, les moyens pour les usagers de les acquérir, et les renforcements de capacité des usagers à leur utilisation (coûts de fonctionnement, consommation électrique, volumes d'activité).

Les promoteurs testent différentes approches sur ces sujets (services, leasing, modalités de financement), qui doivent s'ajuster au vu de ce que permet la réglementation (séparation des activités de vente d'énergie et des activités de location d'équipements). De leur côté les institutions devront accompagner les promoteurs dans ces tentatives pour leur permettre d'identifier les mécanismes de soutien à la demande, qui soient efficaces et qui respectent le cadre réglementaire du Bénin.

Le développement des usages productifs en particulier est important et indispensable à la fois pour favoriser le développement socio-économique des populations, et pour assurer la viabilité de l'opérateur de mini réseau. Il nécessite des coûts qui ne peuvent pas être imputés dans le modèle tarifaire sous peine d'augmenter excessivement les tarifs aux usagers. Pour les promoteurs, différentes pistes peuvent être testées :

- Monter des projets de développement avec des partenaires techniques et financier qui leur permettent de tester différentes approches sur ces sujets
- Mener eux-mêmes directement des activités génératrices de revenus (en veillant à la séparation des activités)
- Rechercher des partenariats entre promoteurs pour atteindre des économies d'échelle en cas d'import, répartir l'effort en pilotes, tester différents fournisseurs.



### V.2.3 Dialogue entre les promoteurs et les institutions

Les intérêts des institutions et des promoteurs privés sont en théorie alignés vis-à-vis des populations locales :

- Les institutions souhaitent un accès pérenne et rapide des populations à l'électricité, et ont la responsabilité de protéger les consommateurs (sécurité, environnement, tarifs, ...)
- Les promoteurs privés ont intérêt à facturer leur service au meilleur coût pour obtenir l'adhésion des populations et développer la demande.

Pour autant, le dialogue n'est pas toujours aisé. Le décalage culturel entre le secteur privé et le secteur institutionnel, et les contraintes et enjeux propres à chacun ne facilitent pas une compréhension mutuelle. Les institutions sont garantes de la mise en œuvre de la planification et de la politique d'accès à l'électricité du pays, et de la protection des consommateurs, tandis que les promoteurs investissent sur base de business model bâtis sur des hypothèses incertaines (prévision de la demande), et pour lesquels le principe de « réalité des coûts » est confronté à l'acceptabilité du tarif de l'électricité en zone rurale.

Suite aux échanges avec les promoteurs des fenêtres 1 et 3, on note une volonté forte des promoteurs à se rapprocher davantage avec les institutions, puisque la plupart des échanges au cours de l'OCEF se sont fait indirectement.

### V.2.4 Obtention des autorisations

Les promoteurs mentionnent également un appui important lors du projet sur l'obtention des autorisations, notamment les autorisations environnementales et la sécurisation du foncier.

Les procédures pour l'autorisation environnementale sont perçues comme complexes par les promoteurs, et pas toujours claires pour eux. La prise en charge par la Facilité d'une partie de des coûts liés à cette procédure a été précieuse pour les promoteurs. Cette question est importante pour le développement de nouveaux sites : les Facilités à venir peuvent-elles appuyer sur ce sujet, y a-t-il des options d'allègement et de simplification des procédures pour le cas des mini réseaux ? L'ABERME peut-elle prendre à son compte l'approche adoptée par le MCA Bénin II (appui à la réalisation des PGESSS, dispositif de suivi de mise en œuvre) pour obtenir l'autorisation par l'ABE de mise en œuvre sans Certificat de Conformité Environnementale ?

De même, les promoteurs sont moins à même de négocier le foncier que les autorités, et l'appui de l'ABERME sur ce sujet a été particulièrement apprécié.

L'option que l'ABERME recrute des concessionnaires sur appels d'offre, en ayant fourni les études et toutes les autorisations nécessaires préalables, permet de régler cette inquiétude et d'alléger ces coûts pour les promoteurs.



### **V.2.5 Suivi d'exploitation (aspect non couvert par l'expérience)**

Le suivi d'exploitation s'oriente à ce stade vers l'utilisation de la plateforme opensource Prospect, mise en œuvre par A2EI et GET.invest, qui permettrait à toutes les institutions concernées d'avoir accès aux données de reporting nécessaires au suivi des concessions.

Un travail important reste à mener pour :

- Préciser le cahier des charges des indicateurs et fonctionnalités attendus pour la plateforme
- Clarifier les questions de propriété et de sécurisation des données.



### **V.3 Termes de référence des ateliers thématiques**



## **TDR DES TRAVAUX DE GROUPES DE « L'ATELIER DE CAPITALISATION DES LECONS APPRIS DE LA MISE EN ŒUVRE DE L'OCEF »**

### **1. Contexte et objectifs de l'atelier**

Du 17 Avril 2022 au 22 Juin 2022, le MCA-Bénin II a mis en œuvre le volet « Facilité d'Énergie Propre Hors Réseau, OCEF en anglais » avec l'appui du cabinet de consultation international NIRAS. Cette Facilité a permis de mettre en œuvre 12 projets d'Énergie Hors Réseau au Bénin, avec plus de 42.000 Systèmes Solaires Domestiques, 74 pompes solaires, 15 lampadaires solaires, 05 réfrigérateurs solaires installés et 58 mini réseaux en construction dont 8 déjà mis en service et une vingtaine achevée.

**L'objectif de l'atelier** est de capitaliser les leçons apprises pendant la mise en œuvre de l'OCEF et de formuler des recommandations à prendre en compte pour de prochains projets d'EHR au Bénin.

L'analyse concernera tous les aspects importants de la mise en œuvre de la Facilité.

### **2. Méthodologie et outils des travaux de groupe**

Vu le nombre de participants (voir liste des participants en annexe) et les 6 thématiques à toucher, 6 groupes d'environ 10 participants seront formés. Chaque groupe de travail sera animée par un expert de NIRAS/ARE/MCA et/ou ABERME, selon le cas, qui aura la fonction de facilitateur/catalyseur et un rapporteur, de préférence de l'ARE, de l'ABERME ou d'une institution publique sera désigné pour l'exposition en plénière des résultats de chaque groupe. Dans ce sens le facilitateur se servira des constats par thématiques cités au paragraphe suivant pour faciliter la compréhension de chaque problème aux membres du groupe, aider l'analyse en utilisant quelques questions clés (des exemples sont données), et contribuer à la rédaction des recommandations pour chaque thématique traitée (tableau de suivi des recommandations ou feuille de route en annexe).

Les résultats des travaux de groupe seront présentés en séance plénière pour échanger avec les autres participants à l'atelier et affiner les recommandations.

### **3. Thématiques des travaux**

**Thématique 1** : Cadre réglementaire : points d'amélioration du cadre réglementaire et/ou de ses outils de mise en œuvre (ABERME/ARE) ;

**Thématique 2** : Fiscalité : mesures incitatives existantes, points de blocage (MCA Bénin II/ARE) ;

**Thématique 3** : PGESSS : processus, mise en œuvre, défis et approche de solutions adoptées (MCA Bénin II/NIRAS)

**Thématique 4** : Tarification, financement des projets (MCA Bénin II/ARE)

**Thématique 5** : Branchements, accompagnement de la demande et soutien aux usages productifs (IED)

**Thématique 6** : PAGIS : processus, mise en œuvre, défis et approche de solutions adoptées (MCA Bénin II/NIRAS)

## **Sujets à traiter par thématique**

**Thématique 1 : Cadre réglementaire : points d'amélioration du cadre réglementaire et/ou de ses outils de mise en œuvre (ABERME/ARE)**

### Constats :

- Les études socio-économiques soumises par les promoteurs étaient disparates et difficilement appréciables par les parties-prenantes de l'OCEF. Par exemple, les estimations de demande électrique par les promoteurs étaient jugées comme souvent surestimées. Cela a induit des retards importants dans le processus d'évaluation des projets par l'ARE ;
- Les plans directeurs et la stratégie nationale d'électrification permettent de délimiter des périmètres hors réseau (HR) transparents pour les investisseurs et promoteurs potentiels. Au cours du déploiement de l'OCEF, ces périmètres HR se sont révélés instables en fonction des opportunités de financement sur le réseau et de nouvelles priorités ;
- L'adoption d'un modèle tarifaire unique par les promoteurs mis à disposition par le régulateur s'est avérée indispensable pour évaluer les projets. Au début de la Facilité OCEF, les promoteurs soumettaient chacun leur plan d'affaires à partir de leur propre modèle, qui constitue une boîte noire pour les autres parties-prenantes. L'utilisation in fine par toutes les parties, du modèle tarifaire de l'ARE a rendu possible l'évaluation des projets et la négociation du tarif sur une base transparente.;

### Quelques Questions clés/Points d'orientation :

- Le cadre réglementaire dans son état actuel permet-il de donner l'avis de l'ARE 30 jours après la soumission d'une demande par un promoteur ?
- Renforcement des promoteurs/candidats sur la logique et les outils réglementaires ?
- Appels d'offres (avec lots) plutôt qu'appels à projets ? Cette approche permet de réduire les délais d'analyse technique des dossiers par les institutions, et règle la problématique liée au choix des localités.
- Quelles sont les pièces administratives et financières à demander aux demandeurs pour apprécier la capacité financière et organisationnelle ? Le modèle tarifaire de l'ARE ne devrait



il pas être le modèle unique à utiliser par tous les projets/institutions intervenant dans la mise en œuvre de projets de mini réseaux au Bénin pour l'évaluation de la capacité financière des projets ?

- Comment rendre fiable et non changeante la liste des localités disponibles pour l'EHR à tous les projets dans le secteur au Bénin ?
- Est-il vraiment utile qu'il existe un comité d'instruction des dossiers à l'ABERME si l'ABERME est déjà membre du comité de sélection des projets au sein des institutions de mise en œuvre des projets EHR ? Ou serait il préférable que l'ABERME s'occupe exclusivement de la sélection des projets sur le volet technique via son CID pour tous les projets en cours au Bénin ?
- Il y a-t-il un moyen de rendre plus fiable les études socio-économiques soumises par les promoteurs de projets d'EHR au Bénin ?

## **Thématique 2 : Fiscalité : mesures incitatives existantes, points de blocage (MCA Bénin II/ARE)**

### Constats :

- Les promoteurs de kits solaires bénéficient d'exonération de taxes et droits de douane, exonérations facilitées dans le cadre du MCA.
- Plusieurs Promoteurs de mini réseaux ont requis une exonération de l'impôt sur les sociétés pour rendre l'investissement dans les projets OCEF rentable ;
- Le dossier de demande d'exonération de TVA pour les consommateurs finaux est en discussion depuis 2021. Il semble que le gouvernement a prévu de réaliser préalablement à toute décision une étude d'impact d'une telle disposition sur les finances publiques. En attendant qu'une décision soit publiée, les promoteurs devront appliquer la TVA sur leurs tarifs ce qui aura un impact significatif sur le coût final de l'électricité à payer par les clients ruraux. L'écart avec les tarifs conventionnels qui leur sert souvent de référence peut être très élevé.
- Le MEF a édité un courrier notifiant l'exonération du paiement de l'Impôt sur les Sociétés (IS) de 30% du bénéfice « pour les promoteurs de mini-réseaux, notamment ceux de l'OCEF et PROVES/PRODRE » sous réserve de la remise d'un dossier à l'APIex par chaque promoteur selon les conditions du code des investissements.

### Quelques questions clés/Points d'orientation:

- Comment faire aboutir le processus d'exonération de la TVA pour les clients des mini réseaux en milieu rural ?
- Les promoteurs des fenêtres 1 et 3 bénéficient aussi d'avantages fiscaux lors des importations avec des taxes et frais de douanes réduits. Comment pérenniser ces avantages notamment pour les matières premières ou les kits avec équipements ? (Par exemple, une télévision DC qui étaient comprises dans des kits solaires). Appui de l'ABERME ?

- La lettre d'exonération de l'IS pour les promoteurs de l'OCEF et ceux en charge de l'exploitation des mini réseaux PRODERE/PROVES est-elle suffisante pour garantir la rentabilité des investissements à tous les futurs promoteurs de mini réseaux au Bénin ?
- L'AISER peut-elle porter un plaidoyer structuré auprès du Ministère des Finances, appuyé par l'ARE et l'ABERME ? Appuyer les associations de promoteurs et plus généralement leur coopération est crucial pour fortifier le secteur.

**Thématique 3 : PGESSS : processus, mise en œuvre, défis et approche de solutions adoptées (MCA Bénin II/NIRAS)**

Constats :

- Lenteur / peu de réactivité des Promoteurs dans le remplissage des listes de vérifications environnementales, conçues pour aider à la finalisation des Plans de Gestion Environnementale et Sociale, de Santé et de Sécurité (PGESSS) ;
- Réticence des Promoteurs à avoir une équipe ESSS dans leur équipe (interne) ;
- Manque de visibilité sur les questions de santé et sécurité au travail. Contraste entre les dires de certains Promoteurs dans les réunions de suivi et la réalité constatée sur le terrain ;
- Défis de la collaboration entre les Promoteurs et les communautés pour l'acquisition de terre et sécurisation ;
- Non-conformité répétitive observée chez les Promoteurs malgré les recommandations et accompagnement, parfois sur un même aspect ;
- Absence de solution réelle pour le traitement des déchets électroniques à grande échelle au Bénin.

Quelques questions clés/Points d'orientation :

- Comment créer un intérêt certain des promoteurs pour le volet ESSS et l'application/respect des normes qui en découlent ?
- Faut-il aller à la coercition avec l'implication de l'Agence Béninoise pour l'Environnement (ABE) et le Ministère du Cadre de Vie et du Développement Durable (MCVDD) ?
- Faut-il arrêter les travaux (chantiers), voire rompre les accords de cofinancement après les récidives de non-conformité ?
- Faut-il financé seuls les projets ayant déjà, en amont, une approbation environnementale de l'ABE ? Ceci pourrait impliquer de donner plus de temps de validité des appels d'offre de financement.
- Faut-il créer des jalons de décaissement de fonds spécifiques aux aspects ESSS (soit un certain pourcentage du montant à décaisser pour les jalons classiques d'avancement des projets) ?
- Quelle solution pour le traitement des déchets électroniques issus de la technologie solaire photovoltaïque au Bénin ?

#### **Thématique 4 : Tarification, financement des projets (MCA Bénin II/ARE)**

##### Constats :

- Presque tous les promoteurs de l'OCEF et plus spécifiquement ceux de la fenêtre 2 (mini réseaux) ont eu des difficultés pour la mobilisation de leur contrepartie financière ;
- Les lettres d'intention fournies par les banques locales et internationales pour le financement des projets des différents promoteurs sélectionnés par le MCA se sont révélées pour la plupart des « lettres mortes » sans engagement réel ;
- L'approche RBF tel que déterminé par le MCA-Bénin II initialement a dû être modifié à plusieurs reprises pour faciliter l'achèvement des projets par les Promoteurs ;
- Le critère de sélection des promoteurs qui favorisait les promoteurs avec le plus d'apport financier s'est révélé un critère peu efficace favorisant peut être des projets moins solides techniquement au détriment de projets plus solides mais avec peu d'apports financiers.
- Le problème récurrent de la difficulté d'accès au financement dans l'espace UEMOA n'a pas changé à ce jour, et plus spécifiquement dans le secteur de l'EHR.
- Des négociations difficiles sur le tarif entre le régulateur et les promoteurs : sur la base de la réglementation qui stipule que les tarifs soient réfectifs des coûts du service, le régulateur a négocié à la baisse les tarifs soumis par les promoteurs afin de les rendre les plus réalistes possibles de son point de vue. Les Promoteurs ne semblent pas partager l'avis de l'ARE sur le fait que les tarifs soient « cost reflectives » ;
- 

##### Quelques Questions clés/points d'orientation :

- Le RBF est-il un modèle efficace de financement de l'EHR au Bénin et dans l'espace UEMOA au vu des difficultés d'accès au financement ? Que faut-il changer/améliorer ?
- Les accords de cofinancement avec les bailleurs du type MCA/GIZ/etc. ne devraient-ils pas inclure les fournisseurs d'équipements solaires pour faciliter l'importation et la vente des équipements sur place et éviter de faire porter toute la responsabilité des investissements uniquement sur les promoteurs ?
- Les bailleurs ne devraient-ils pas travailler à mobiliser la dette auprès des structures d'investissements nationaux et internationaux (equity funds/banques) pour le compte des promoteurs en plus de l'appui RBF avant le lancement des projets ?
- Est-il nécessaire de discuter à l'avance les tarifs avec les promoteurs en début de projet sur la base d'hypothèses qui pourraient se révéler non vérifiées pendant la mise en œuvre des projets alors que la loi offre la possibilité d'une révision tarifaire au bout de deux ans sur la base de données réelles et fiables ?
- Pertinence d'imaginer des mécanismes de subvention aux réinvestissements ?
- Serait-il utile de réfléchir à un tarif d'entrée unique pour tous les promoteurs de mini réseaux au Bénin, révisable après deux ans d'exploitation telle que prévu par la loi ?

## **Thématique 5 : Branchements, accompagnement de la demande et soutien aux usages productifs (IED)**

### Constats :

- Le nombre d'abonnés est en deçà des projections pour l'année 1, le nombre de connexions ralentit fortement après la mise en service des sites et les promoteurs conduisent peu d'activités de prospection. Notamment, très peu de porte à porte ou d'entretiens individuels. Il n'y a pas de ressource humaine dédiée à la prospection dans les villages.
- Le prix élevé du kWh est un argument fréquent mentionné par les villageois non raccordés aux mini-réseaux. Pourtant, les clients domestiques eux se plaignent peu du prix du kWh : c'est un argument dont la source est souvent les usagers productifs.
- Certains problèmes de branchements au démarrage, avec des clients qui ont payé des frais de branchement sans pouvoir être raccordés : trop loin des lignes BT par exemple.
- Les frais de branchement ne sont pas fonction des différentes catégories de clients, telles que définies dans les conventions de concessions (tarif social notamment).
- La plupart des promoteurs n'ont pas une politique d'incitation, d'accompagnement aux groupements de femmes etc. pour les usages productifs
- Le coût des installations électriques intérieures varie fortement en fonction des promoteurs, c'est parfois un frein au raccordement de nouveaux abonnés.
- Problématique commune aux promoteurs : la politique de branchement des maisons mitoyennes : boutique et maison proches, ménages polygames, buvettes et magasins etc. Les frais fixes notamment font que les villageois veulent limiter le nombre de compteurs.
- Absence d'une politique d'incitation à la demande des compteurs pour être raccordé.
- Globalement, la demande en énergie est plus faible que prévue : la grande majorité des ménages utilisent quelques ampoules et rechargent quelques téléphones.
- Tous les promoteurs ne distribuent pas d'équipements électriques domestiques (TV, ventilateurs etc.) pour stimuler la demande, et c'est une activité qui doit être portée par une entité séparée.
- Sur la facturation : les processus peuvent être améliorés en réduisant le temps entre paiement et accès aux crédits, quelques problèmes de kWh facturés vs consommés (problèmes de connectivité)
- En ce qui concerne les usages productifs, les congélateurs sont populaires et génèrent des revenus. Jusqu'à aujourd'hui, peu de tests sur d'autres technologies/équipements, à part quelques moulins à maïs.

### Quelques questions clés/Points d'orientation :

- Comment inciter les populations à la demande de raccordement ? Les activités de prospections, promotions et marketing à mettre en place. Construire des discours commerciaux efficaces en entretiens collectifs mais aussi individuels.

- Comment motiver les entrepreneurs/promoteurs à mettre en pratique la stratégie marketing d'incitation à la demande de compteur telle qu'ils avaient décrit dans leur projet de base ?
- Quelles stratégies pour la réduction des coûts d'installations interne ?
- Pertinence de créer une entité dédiée à la vente d'équipements domestiques pour diversifier les revenus tout en augmentant la demande en électricité dans les mini-réseaux ?
- Ventes d'équipements domestiques ou productifs : comment proposer des facilités de paiement, si les IMF ne sont pas présentes et le leasing est soumis à licence ? Avec un grand nombre de clients qui ne peut s'offrir les équipements en cash.
- Usages productifs :
  - o Comment inciter aux usages productifs pour assurer la rentabilité économique des projets ?
  - o Développer une offre d'équipements productifs nécessite beaucoup d'investissement : identifier des équipements de qualité et/ou disponibles localement, valider l'intérêt économique de ces équipements (vont-ils permettre de générer des revenus), parfois même former à l'utilisation, identifier des financements pour ses clients ou encore aider à structurer une filière. Quels partenaires et quels appuis sont disponibles ? (Programmes de développement, associations et NGO, ministère de l'agriculture, secteur privé spécialisé, institutions de microfinance etc.).
  - o Peut-il être pertinent de s'associer pour répartir la charge des tests et pilotes nécessaires ?
- Avez – vous des expériences de stratégies globale marketing pour incitation aux raccordements des abonnés qui marche dans d'autres projets ou pays ?
- Quels accompagnements pour disposer des équipements productifs à coûts réduits pour permettre aux groupements de femmes d'en bénéficier et par ricochet s'assurer de la consommation de l'énergie produite ?

**Thématique 6** : PAGIS : processus, mise en œuvre, défis et approche de solutions adoptées (MCA Bénin II/NIRAS)

Constats :

- Manque d'intérêt réel de la plupart des promoteurs pour les questions en lien avec le genre et l'inclusion sociale
- La stratégie pour la prise en compte du genre et des groupes vulnérables n'est pas assez bien développée dans les propositions de projets des promoteurs ;
- Les critères de sélection des bénéficiaires ne sont pas définis et il n'y a pas des outils de travail qui rendent possible l'atteinte de l'équité du genre (par ex. critères de sélection des bénéficiaires) ;
- Les ménages vulnérables de faibles revenus sont exclus du fait de leur capacité de paiement par rapport à la technologie et aux coûts proposés

- Les points focaux GIS désignés n'ont souvent aucune formation réelle dans le domaine
- Les Plans d'Actions Genre et Inclusion Sociale élaborés avec l'appui des experts GIS de NIRAS et du MCA-Bénin II ne sont pas souvent mis en œuvre ;

Quelques questions clés/Points d'orientation:

- Comment créer un intérêt certain des promoteurs pour le volet GIS ?
- Les clauses obligeant les promoteurs au respect de leur engagement GIS dans les accords de cofinancement avec le bailleur sont-elles suffisantes pour la prise en compte adéquate de ce volet dans la mise en œuvre du projet ?
- Est-il efficace d'obliger les promoteurs de projets à respecter des critères de sélection de leurs clients sur la base de critères GIS pointus autres que la considération de toutes les couches vulnérables dans la mise en œuvre de leur projet ?

#### **V.4 Liste des participants aux ateliers thématiques**



# Millennium Challenge Account – Bénin II

## Atelier de Capitalisation de l'expérience de l'électrification hors-réseau (EHR) au Bénin

26 et 27 juillet 2023 – Cotonou

Thématique 1 : Cadre réglementaire : points d'amélioration du cadre réglementaire et/ou de ses outils de mise en œuvre (ABERME/ARE)		
N°	Prénom + NOM	Organisme
Participant 1	Dario CESAREO	NIRAS
Participant 2	Gaston HOUNTONDON	AFD
Participant 3	Armelle ASSONGBA	ABERME
Participant 4	Faridath ASSOUMA	SBEE
Participant 5	Jannot HOUNSOUNOU	SBEE
Participant 6	S. Euloge MIGNIHA	ARE
Participant 7	G. Pamphile Roland KPATENON	ABERME
Participant 8	Joël Kevin BEJJINASSO	ABERME
Participant 9	ADJAGBA	GIZ
Participant 10	M. ASSANI JAHOUEA	GIZ
Modérateur	BADA ROU. M. RAOUJA	Consultant
Rapporteur	Luca MANGO	GIZ





## Millennium Challenge Account – Bénin II

### Atelier de Capitalisation de l'expérience de l'électrification hors-réseau (EHR) au Bénin

26 et 27 juillet 2023 – Cotonou

Thématique 2 : Fiscalité : mesures incitatives existantes, points de blocage (MCA Bénin II/ARE)		
N°	Prénom + NOM	Organisme
Participant 1	Gwladys ALAHASSA	QOTTO
Participant 2	Richard SAIZONOU	DGRE
Participant 3	Cossi HOUENIHUO	MCA-Bénin II
Participant 4	Lucrèce AHANDAGRE	MCA-Bénin II
Participant 5	SAIZONOU Marmelle	CONTRAFISC.
Participant 6	HOUSSOU Espérance	LAGAZEL
Participant 7		
Participant 8		
Participant 9		
Participant 10		
Modérateur		
Rapporteur		



## Millennium Challenge Account – Bénin II

### Atelier de Capitalisation de l'expérience de l'électrification hors-réseau (EHR) au Bénin

26 et 27 juillet 2023 – Cotonou

Thématique 3 : PGESSS : processus, mise en œuvre, défis et approche de solutions adoptées (MCA Bénin II/NIRAS)		
N°	Prénom + NOM	Organisme
Participant 1	Janvier ATCHO	AECOM
Participant 2	Falilatou DABO	TOLARO GLOBAL
Participant 3	Aimyll Prospere DZALI DIKAPA	NIRAS
Participant 4	AJAGBENON Florent	AISER-BENIN
Participant 5	BAGAN Thomas	MCA-Benin II
Participant 6	KETODJI Marc	CONTRELEC
Participant 7	FATON D. Mathias	ENGIE
Participant 8	SONON Kevin	SBBE
Participant 9		
Participant 10		
Modérateur		
Rapporteur		



## Millennium Challenge Account – Bénin II

### Atelier de Capitalisation de l'expérience de l'électrification hors-réseau (EHR) au Bénin

26 et 27 juillet 2023 – Cotonou

Thématique 4 : Tarification, financement des projets (MCA Bénin II/ARE)		
N°	Prénom + NOM	Organisme
<del>Participant 1</del>	<del>Mathias FATOH</del>	<del>ENGIE</del>
Participant 2	Faustin DAHITO	ENERDAS GROUP /
<del>Participant 3</del>	<del>ADJAGBENO</del>	<del>AISER Bénin</del>
Participant 4	Brigitte DOGNON	BAHAAU Distribution /
Participant 5	Anna Karin HESS	WEZIZA Bénin /
Participant 6	Marcel DOSSOU KOHL	I.E.D. /
Participant 7	Guillaume SOGBOSSI	ASEMI SA //
Participant 8	Géraldine BRUGGEMAN	I.E.D. /
Participant 9	Soussé Fortuné	SRPE /
Participant 10	KABASSI Fadel	ARE /
Modérateur		
Rapporteur		



## Millennium Challenge Account – Bénin II

### Atelier de Capitalisation de l'expérience de l'électrification hors-réseau (EHR) au Bénin

26 et 27 juillet 2023 – Cotonou

Thématique 6 : PAGIS : processus, mise en œuvre, défis et approche de solutions adoptées (MCA Bénin II/NIRAS)		
N°	Prénom + NOM	Organisme
Participant 1	Mireille COMLAN	MCA-BENIN II
Participant 2	Léonie TOVO	NIRAS
Participant 3	Elena LAUMER	NIRAS
Participant 4	Charlemagne FANDOHAN	NIRAS
Participant 5	HOUSSOU Espérance	LAGAZEL
Participant 6	KOUKOUS vanelle	Weziya-Senon
Participant 7		
Participant 8		
Participant 9		
Participant 10		
Modérateur		
Rapporteur		



## Millennium Challenge Account – Bénin II

### Atelier de Capitalisation de l'expérience de l'électrification hors-réseau (EHR) au Bénin

26 et 27 juillet 2023 – Cotonou

Thématique 5 : Branchements, accompagnement de la demande et soutien aux usages productifs (IED)		
N°	Prénom + NOM	Organisme
Participant 1	Narcisse LANTEYI	NIRAS
Participant 2	Fernandez ADIKPETO	MCA-BENIN II
Participant 3	Cherif SOUDE	ASEMI SA
Participant 4	Ismène AHAMIDE <i>Christian ADJAKOU</i>	WEE Association <i>ISMAST ENERGY</i>
Participant 5	Karelle KOUHOUI	WEZIZA Bénin
Participant 6	Dimitri CHINCOUN	ABERME
Participant 7	Bruno ORE	ARESS SAS
Participant 8	Rodolphe AMOU	MIONWA
Participant 9	Gédéon JAKOU	NIRAS
Participant 10	<i>AYOLOU BAKO</i> <i>Moussédikou</i>	<i>ASEMI SA</i>
Modérateur	Ugo ANDREO	I.E.D.
Rapporteur		

## **V.5 Présentations des intervenants**

### **V.5.1 Présentation MCA - Présentation du projet Energie Décentralisée**

**Atelier de capitalisation :**

# **PROGRAMME MCA-BENIN II ET ACCES A L'ENERGIE AU BENIN**

**Ce 26 juillet 2023**

**Par : Marc NOUNAGNON/MCA-Bénin II**



*Disponibilité d'une énergie électrique efficace et fiable pour une croissance économique forte et durable*

# PROGRAMME

01

CONTEXTE ET OBJECTIFS



02

CADRE DE L'EHR AU BENIN

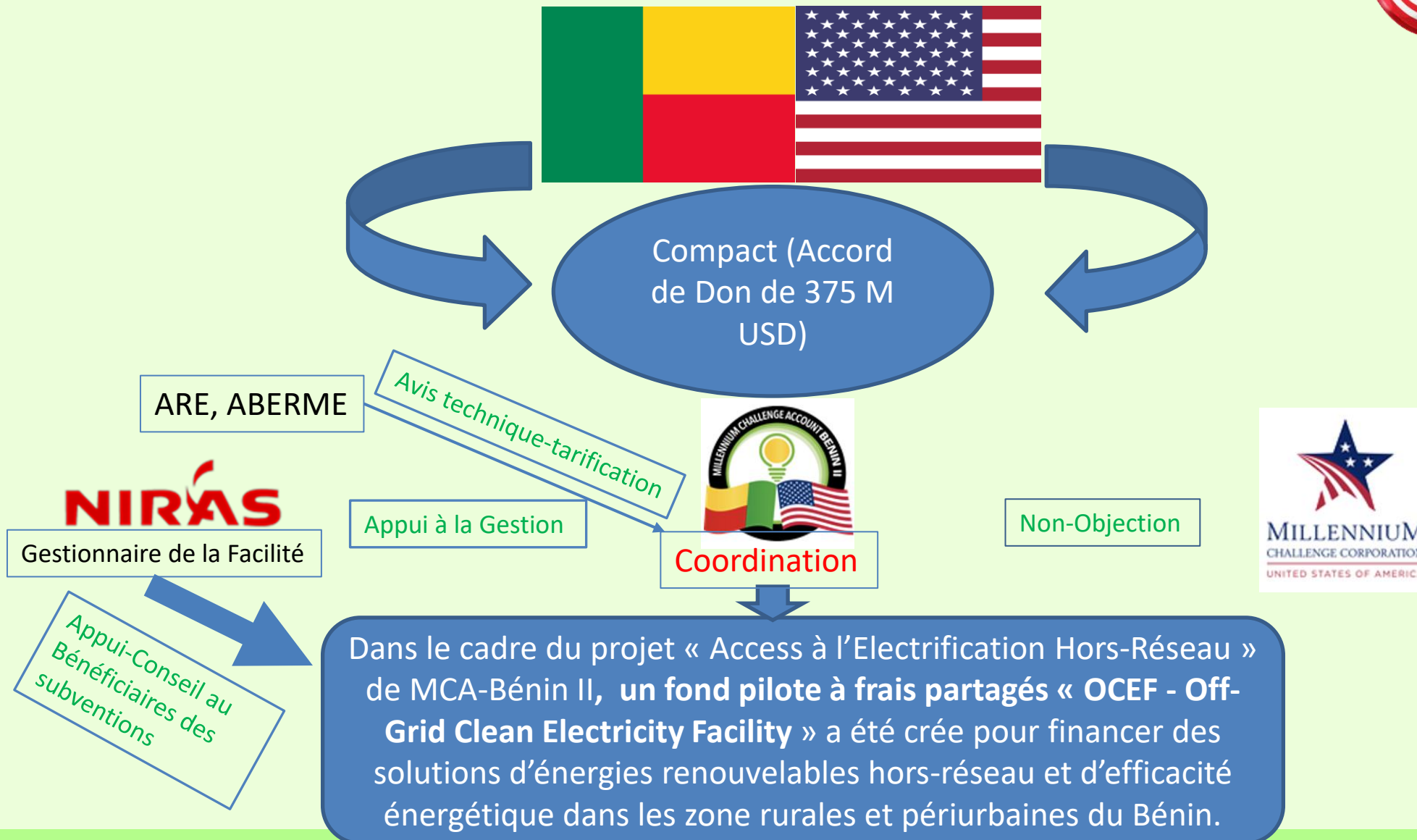
03

APPUI CONTINU A L'EHR

04

LECONS APPRISES ET PERSPECTIVES







💡 Améliorer la disponibilité en quantité et en qualité de l'électricité au Bénin

Réformes Politiques et Renforcement institutionnel

💡 Accroître la production et la productivité des entreprises

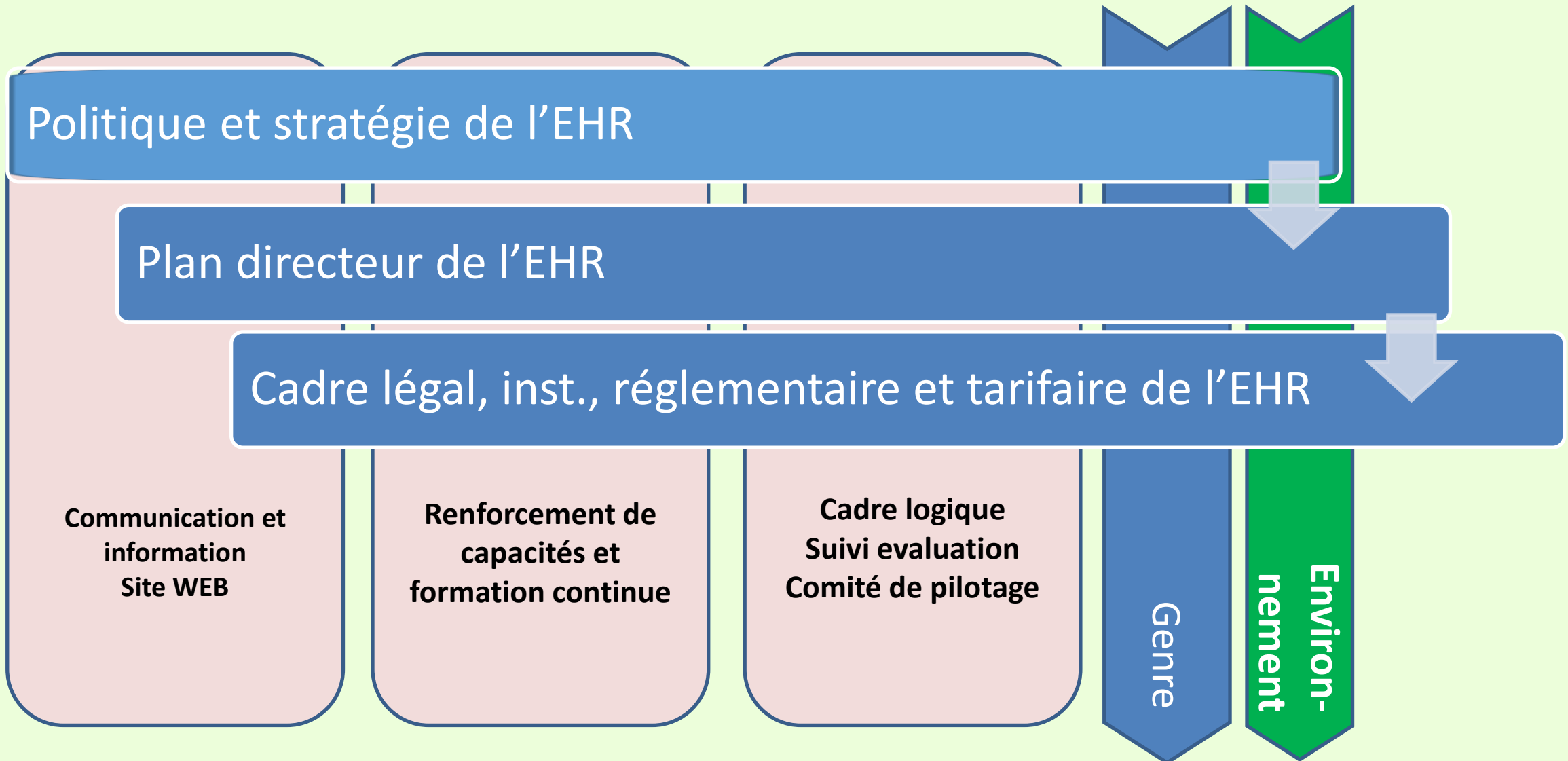
Production d'Electricité

💡 Offrir de plus grandes opportunités économiques pour les ménages

Distribution d'Electricité

💡 Accroître la capacité à fournir des services publics et sociaux

Projet Energie décentralisée



	Nombre Femmes formées	Nombre Hommes formés	Total Personnes formées
<b>GLOBAL</b>	36	119	<b>155</b>
	23%	77%	100%
<b>ME (dont DGRE &amp; DDE)</b>	9	19	<b>28</b>
	32%	68%	100%
<b>ABERME</b>	3	15	<b>18</b>
	17%	83%	100%
<b>ARE</b>	1	11	<b>12</b>
	8%	92%	100%
<b>SBEE</b>	2	5	<b>7</b>
	29%	71%	100%
<b>secteur privé</b>	11	51	<b>62</b>
	18%	82%	100%
<b>autre (MCA, autr. Min., CONTRELEC, ANCB, etc.)</b>	10	18	<b>28</b>
	36%	64%	100%

Sur ces 155 personnes formées :	
Nombre de jours de formation <b>MIN</b> reçus	1
Nombre de jours de formation <b>MAX</b> reçus	82
Nombre de jours de formation <b>MOY</b> reçus	7,9

Par thématique de formation :	Nb Pers-jours formées	%
SIG (Manifold-BDD) et Planification (Geosim)	465	38%
Cadre règlementaire	79	6%
Analyse éco-fin	129	11%
Centrales solaires et mini-réseaux	405	33%
Genre Inclusion sociale U° efficace/productive	131	11%
Environnement	12	1%
<b>TOTAL</b>	<b>1221</b>	<b>100%</b>

## Mise en œuvre et résultats obtenus

Signature des Conventions de concession avec ABERME

Elaboration des critères, et appels à projets- et sélection des promoteurs

Prise d'effet des conventions de concession

- Etudes d'exécution ;
- EIES si requis ;
- Sécurisation des sites d'implantation des centrales ;
- Due diligences des autres bailleurs et bouclage financier.

Installation des mini-réseaux et suivi

Mise en exploitation des mini-réseaux  
OCEF



Suivi de l'ABERME et de l'ARE

## 1. Outils de mise en œuvre

Convention de concession type, modèle tarifaire, cahier des charges, CID,

## 2. Appui constant aux institutions (ARE et ABERME (renforcement de capacités des experts et matériels/équipements de mesure)

Différents consultants, experts du projet, ...

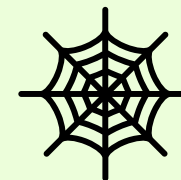
## Mise en œuvre et résultats obtenus



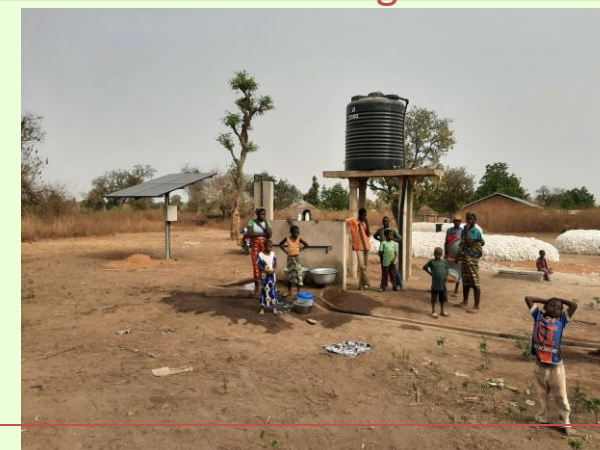
Eclairage au kit solaires et SSD



SSD avec opportunité de service de recharge



Centrale solaire PV de Djabata



Energie solaire pour le pompage

Disponibilité d'une énergie électrique efficace et fiable pour une croissance économique forte et durable

## 1. Phase de sélection

Problèmes de chevauchement de localités

Critères de lettre de financement à fournir

Mise à jour de la base de données SIG,  
Etudes techniques à réaliser et allotissent  
des localités?  
Impliquer les banques ou institutions de  
financement?

## 2. Phase de mise en œuvre

### Bouclage financier

Surestimation de la demande

Difficultés à respecter le cahier de charges

Quelle approche adopter pour intéresser les  
institutions de financement au hors-réseau?  
  
Etude réaliser par l'ABERME et modèle tarifaire  
préalablement remplis?



**MILLENNIUM**  
**CHALLENGE CORPORATION**  

---

**UNITED STATES OF AMERICA**

***Que la Lumière subsiste!***

---



[www.mcabenin2.bj](http://www.mcabenin2.bj)



## **V.5.2 Présentation ARE - Mise en place du cadre réglementaire de l'EHR**



# MISE EN PLACE DU CADRE REGLEMENTAIRE L'ENERGIE HORS RÉSEAU : LA CONTRIBUTION DE L'ARE

Juillet 2023

- **ARE : un des premiers contributeurs aux outils réglementaires et de régulation pour la mise en place d'un environnement propice pour l'EHR**
  - Production de trois documents principaux de l'EHR dans un cadre participatif : Politique et stratégie de l'EHR, plan directeur de l'EHR et cadre réglementaire de l'EHR.
  - Documents présentés au Gouvernement en 2018, puis adoptés par le Gouvernement du Bénin à la grande satisfaction de tous les acteurs dont l'ARE.
  - Prise du décret 2018-415 portant réglementation de l'Electrification hors-réseau en République du Bénin, le 12 septembre 2018 (décret révisé en 2022).
  - Révision de la loi portant code de l'électricité en République du Bénin en 2020 (loi n°2020-05), ce qui a permis à l'Autorité de Régulation de l'Energie d'élaborer les outils de régulation dans le domaine.

# RÔLE DU REGULATEUR DANS L'EHR

Deux (02) catégories de dispositions régissent la mise en œuvre de l'EHR et confèrent à l'ARE **une mission de veille du respect des dispositions ainsi que d'approbation** : Il s'agit de dispositions d'ordre **légal (loi 2020-05 du 1er avril 2020)** et celles d'ordre **réglementaire** :

- ✓ Elaboration et veille du respect des textes législatifs et réglementaires régissant le secteur de l'électricité ;
- ✓ Développement rationnel et harmonieux de l'offre d'énergie électrique ;
- ✓ Intérêt général ;
- ✓ Préservation des **intérêts des consommateurs** et protection de leurs droits pour ce qui concerne **le tarif, la fourniture et la qualité de l'énergie électrique** ;

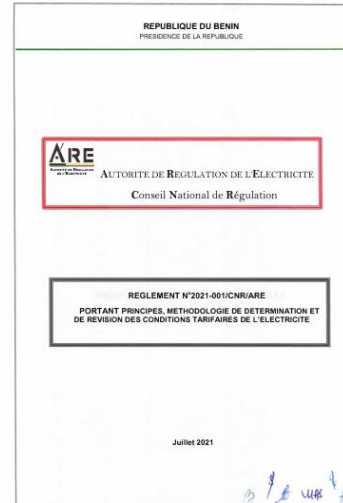
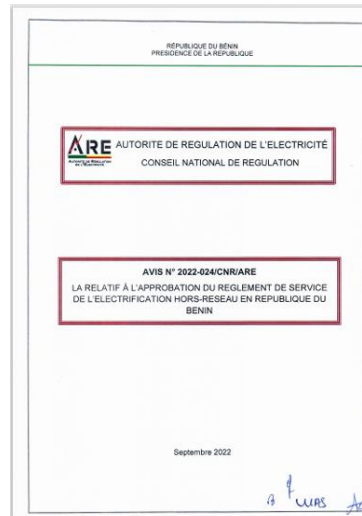
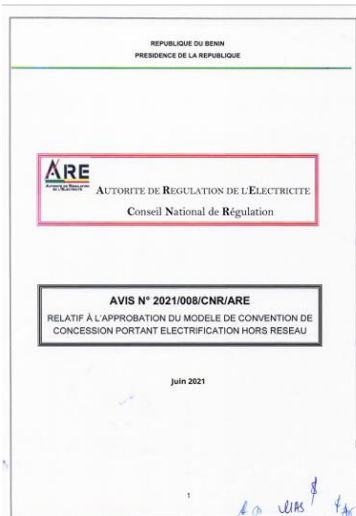
# RÔLE DU REGULATEUR DANS L'EHR

Deux (02) catégories de dispositions régissent la mise en œuvre de l'EHR et confèrent à l'ARE **une mission de veille du respect des dispositions ainsi que d'approbation** : Il s'agit de dispositions d'ordre **légal** (loi 2020-05 du 1er avril 2020) et celles d'ordre **réglementaire** :

- ✓ **Continuité et qualité du service public, Equilibre financier** du secteur de l'électricité,
- ✓ Préservation des **conditions économiques nécessaires à la viabilité du secteur** ;
- ✓ Exercice d'une concurrence effective, saine et loyale dans **l'intérêt de l'État, des opérateurs et des consommateurs** ;
- ✓ Contrôle de la **régularité du processus d'octroi des titres d'exploitation**.

# OUTILS DE REGULATION DE L'EHR

- L'ARE a conduit dans une approche participative avec les opérateurs privés et les autres acteurs de l'EHR, l'élaboration et la validation par le Conseil National de régulation (CNR) des outils opérationnels du cadre réglementaire de l'EHR.



# OUTILS DU REGULATION DE L'EHR

- Au nombre de ces outils on peut citer :
  1. La convention de concession-type et le contrat d'autorisation d'EHR
  2. Le modèle tarifaire de l'ARE;
  3. Le règlement sur les principes et méthodologie de détermination et de révision des conditions tarifaires
  4. Le règlement de service de l'EHR
  5. Les critères d'analyse des dossiers des potentiels concessionnaires pour les éventuels arbitrages à faire.
- Processus ayant duré un temps relativement long dont les résultats constituent des acquis pour les projets futurs du domaine de l'EHR



**Merci de votre  
aimable attention !!!**



[www.are.bj](http://www.are.bj)  
[info@are.bj](mailto:info@are.bj)



### **V.5.3 Présentation Niras - Mise en œuvre de la Facilité/OCEF**



**Expérience de l'électrification  
hors-réseau (EHR) au Bénin**

**Ateliers de Capitalisation**

*26 et 27 juillet 2023 – Cotonou*

**M. Charlemagne FANDOHAN,  
Chef des équipes OCEF**

**NIRAS**

***Mise en œuvre de la  
Facilité OCEF***

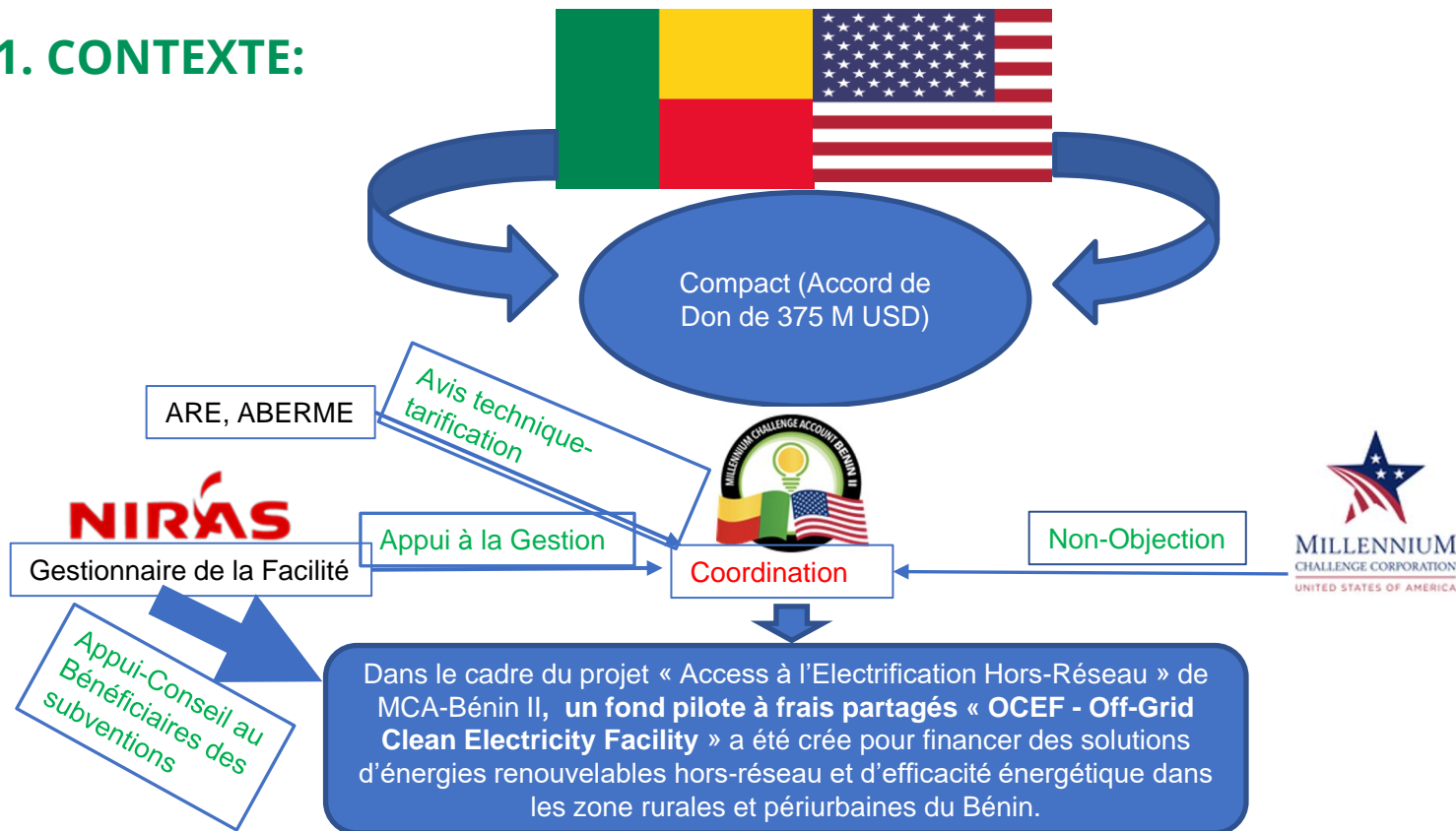




## LA MISE EN ŒUVRE DE LA FACILITE OCEF

1. Contexte
2. Principes du Fond à frais partagés OCEF
3. Domaines d'intervention
4. Approche FBR et processus de sélection et de suivi des projets
5. Résultats obtenus
6. Principaux défis, causes et solutions apportées
7. Leçons Apprises et Recommandations

# 1. CONTEXTE:





## 2. LE FONDS A FRAIS PARTAGES « OCEF »

L'OCEF est un fonds pilote qui accompagne financièrement et techniquement des promoteurs sélectionnés de manière compétitive. Ces promoteurs sont prêts à cofinancer des actions dans des domaines prioritaires, sur la base de règles et de procédures annoncées dans les Appels à Propositions de Projets, tout en proposant d'éléments significatifs discrétionnaires\* dans la formulation et l'exécution de l'action. A cet effet, l'action reste avant tout une initiative du promoteur sélectionné destinataire d'un appui de l'OCEF qui se traduit sous forme d'un cofinancement compris entre 500.000 et 5.000.000 USD, octroyé par MCA-Bénin II et d'un appui-conseil dispensé par le Gestionnaire de la Facilité (Assistance Technique aux bénéficiaires des subventions).

*\*Note : éléments significatifs discrétionnaires - par exemple pour la Fenêtre 2, on fait référence aux mini réseaux en termes de critères techniques, financières, environnementales, mais le choix du design, de l'emplacement, de la localité dépend entièrement du Soumissionnaire.*



### 3. DOMAINES DE PRIORITE DE L'OCEF



#### ▪ Fenêtre 1

**Infrastructures publiques essentielles** telles que les infrastructures de traitement et de pompage d'eau, l'éclairage public, les hôpitaux, les centres de santé publique, les tribunaux, les universités, les écoles et d'autres infrastructures communautaires.



#### ▪ Fenêtre 2

**Production décentralisée et distribution d'électricité via des mini-réseaux ou des micro-réseaux à usage communautaire et/ou productif.**



#### ▪ Fenêtre 3

**Systèmes énergétiques domestiques.** Soutien aux entreprises pour l'importation, la vente, la distribution, l'installation et la maintenance de technologies photovoltaïques au niveau du foyer, y compris des kits solaires domestiques et d'autres produits similaires.



#### ▪ Fenêtre 4

**Mesures d'efficacité énergétique.** Cette fenêtre de la Facilité met l'accent sur l'appui aux modèles d'affaires visant le déploiement des mesures d'efficacité énergétique au profit des institutions publiques, des ménages et des usagers des secteurs commercial et industriel.





## 4. METHODE D'ATTRIBUTION DES COFINANCEMENTS

Le cofinancement de la Facilité OCEF est attribué aux Promoteurs de projets ayant été sélectionnés à travers des Appels à Propositions de Projets et se fonde sur un système de Financement Basé sur les Résultats (FBR).

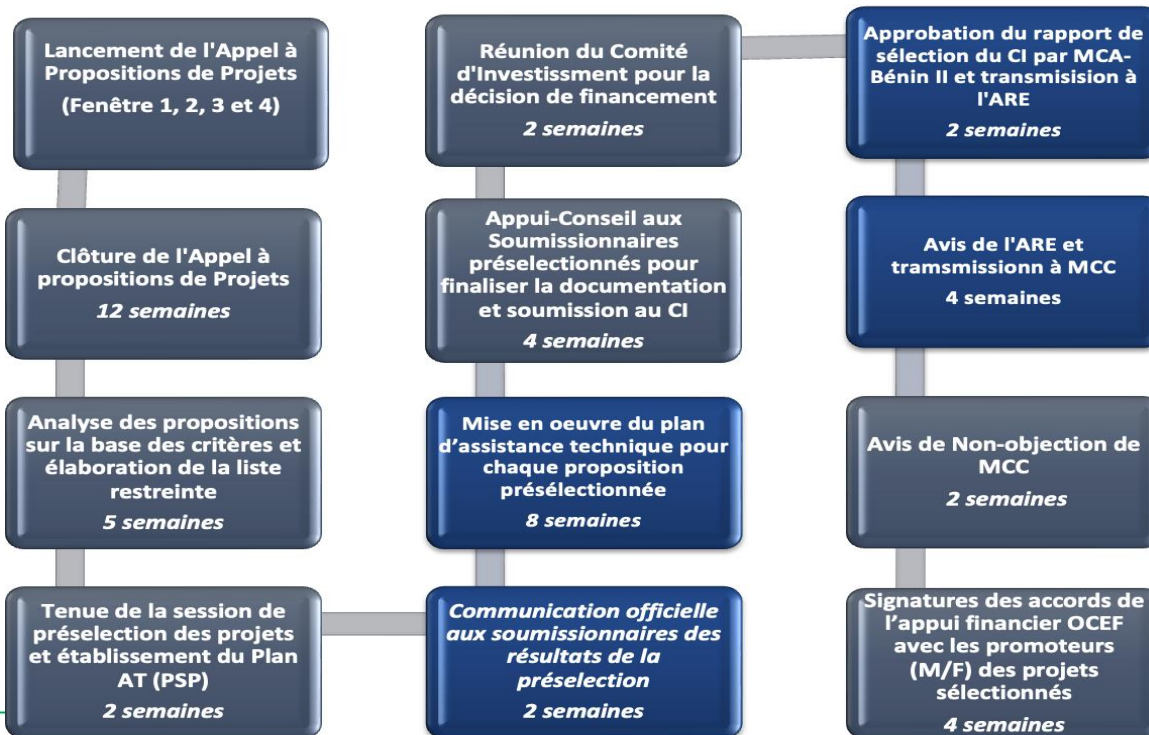
L'approche FBR adoptée par l'OCEF se traduit par un transfert d'argent à un(e) promoteur (M/F) basé sur la condition que celui/celle-ci atteigne une cible de performance prédéterminée. Le décaissement de la subvention n'est effectué au bénéficiaire (M/F) par MCA-Bénin II que lorsque les résultats ont été atteints et vérifiés par le Gestionnaire de la Facilité.





## 4. METHODE D'ATTRIBUTION DES COFINANCEMENTS

### 4.1 APPELS A PROPOSITIONS DE PROJETS: PROCESSUS POUR L'ATTRIBUTION DES SUBVENTIONS





## 4. METHODE D'ATTRIBUTION DES COFINANCEMENTS

### 4.2 RESULTATS DES DEUX APPELS A PROPOSITIONS DE PROJETS LANCES PAR L'OCEF

Appel à propositions de projets	Reçues	Retenues	Investissement total	Demandé d'OCEF	% OCEF
1 (fev-mai 2018)	39	6	16,4m USD	5,7m US	34,7
2 (dec-mars 2019)	47	11	75,5m USD	28,2m USD	37,4
	86	(17)	91,9m USD	33,9m USD	36,9

## 4. METHODE D'ATTRIBUTION DES COFINANCEMENTS

### 4.3 SCHEMA DU PROCESSUS DE SUIVI DE LA MISE EN ŒUVRE DES PROJETS

#### PROCESSUS DE SUPERVISION-SUIVI

- 1) Gestion axée sur résultats
- 2) Contrôle conditions Accord
- 3) Contrôle objectifs commerciaux
- 4) Vérification (Checklist)

#### GESTION DES RÉSULTATS

##### ROUTINES RÉSULTATS:

- 1) Techniques
- 2) Commerciaux
- 3) Transversaux:
  - Sociaux, Sécurité
  - Environnementaux

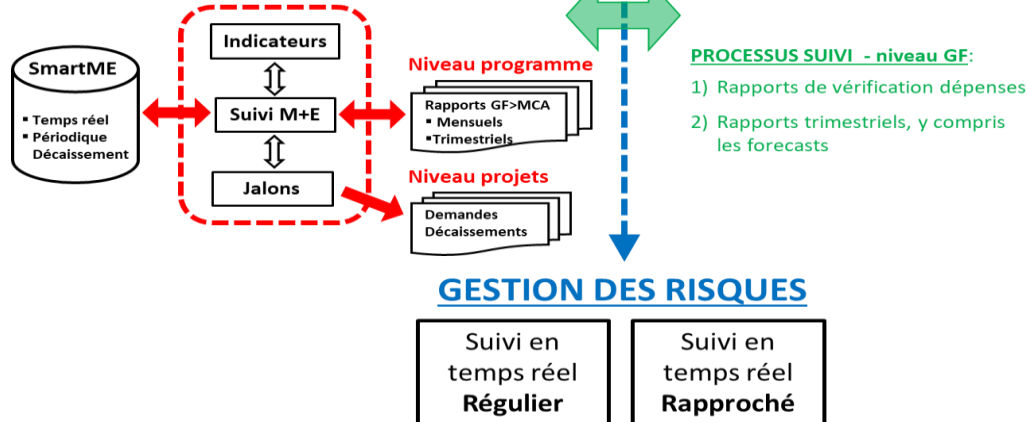
#### GESTION FINANCIÈRE

##### PROCESSUS SUIVI - niveau Promoteurs:

- 1) Demandes périodiques de Décaissements (environ 2 par an)

##### PROCESSUS SUIVI - niveau GF:

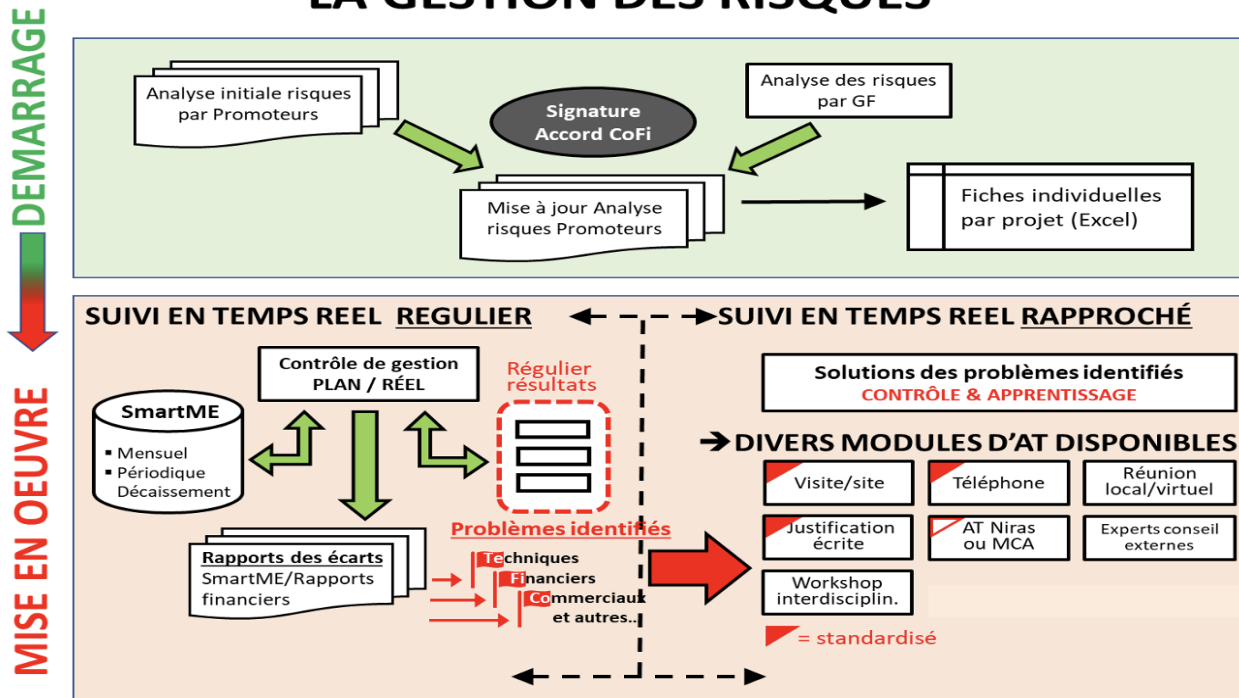
- 1) Rapports de vérification dépenses
- 2) Rapports trimestriels, y compris les forecasts



## 4. METHODE D'ATTRIBUTION DES COFINANCEMENTS

### 4.4 Schéma du processus d'analyse dynamique des risques

#### LA GESTION DES RISQUES





## 5. RESULTATS OBTENUS

Types de systèmes / équipements installés	Nombre total d'installations	Nombre de systèmes installés par Promoteur	Puissance totale installée (kWc)	Puissance installée par Promoteur (kWc)
Kits solaires	42 113	BAHAUU (2 514) ARESS (4 778) QOTTO (9 895) LAGAZEL (24 526) ENERDAS (400)	1522,83 kWc	BAHAUU (376,09) ARESS (110,19) QOTTO (973,45) LAGAZEL (32,7) ENERDAS (30,4)
Lampadaires solaires	15	SELF (15)	3,6 kWc	SELF (3,6 kWc)
Mini-réseaux en exploitation	8	ASEMI (1) ENERGICITY (6) LES SOLEILS DU BENIN (1)	334,4 kWc	ASEMI (41,6 kWc) LES SOLEILS DU BENIN (154,8 kWc) ENERGICITY (138 kWc)
Mini-réseaux achevés non mis en service	6	ENERGICITY (6)	82,06 kWc	ENERGICITY (82,06 kWc)
Café-lumière	4	ESF (4)	70 kWc	ESF (70 kWc)
Pompes communautaires	44	SELF (24) ; ENERDAS (20)	87,2 kWc	SELF (27,2 kWc) ENERDAS (60 kWc)
Pompes en leasing	33	ENERDAS (33)	87 kWc	ENERDAS (87 kWc)
Réfrigérateurs solaires	5	SELF (5)	3,6 kWc	SELF (3,6 kWc)
Gazogène	1	TOLARO (1)	180 kWc	TOLARO (180 kWc)
<b>Total</b>			<b>2 370,69 kWc</b>	



FACILITÉ D'ENERGIE PROPRE HORS-RÉSEAU / OFF-GRID CLEAN ENERGY FACILITY



## 5. RESULTATS OBTENUS, en images

Projection du film OCEF



 [www.ocef.bj](http://www.ocef.bj)

 [email: info@ocef.bj](mailto:info@ocef.bj)



## 6. PRINCIPAUX DEFIS ET SOLUTIONS APPORTEES PENDANT LA MISE EN OEUVRE

DEFIS	PRINCIPALES CAUSES/EFFETS	SOLUTIONS APPORTEES
- Lenteur du processus d'attribution des cofinancements	<ul style="list-style-type: none"><li>- Faible qualité des propositions de projets reçues</li><li>- Temps nécessaire à l'ARE pour donner l'avis sur l'attribution des cofinancements</li><li>- Temps nécessaire au Panel de Sélection des Projets (PSP) pour présélectionner les projets</li></ul>	AT du GF aux promoteurs pour l'amélioration des volets technique et financier de leur projet et pour la prise en compte des recommandations de l'ARE
- Difficultés des bénéficiaires pour mobiliser leur contribution	<ul style="list-style-type: none"><li>- Pour l'attribution des cofinancements, l'accent a été mis sur l'apport du demandeur en termes de fonds car on a visé des entreprises expérimentées</li></ul>	Rencontres et échanges entre le GF/MCA-Bénin II et les bailleurs de plusieurs promoteurs pour renforcer la confiance à l'investissement Flexibilité dans la mise en œuvre de l'approche RBF
- Effets négatifs de la Pandémie de la COVID-19	<ul style="list-style-type: none"><li>- lockdown</li><li>- Forte augmentation des prix de l'équipement et des transports</li></ul>	Réunions en ligne Maintien de la subvention OCEF malgré les réductions budgétaires induites par les négociations avec l'ARE





## 7. PRINCIPALES LECONS APPRISSES ET RECOMMANDATIONS

Activités/remarques/Défis remarquables dans la mise en œuvre	Leçons apprises	Recommandations effectuées pour une prochaine facilité
<p>La contribution demandée aux soumissionnaires est importante mais les capacités restent limitées en ressources propres et en opportunités de crédit.</p>	<p>L'activité commerciale de l'électrification rurale via mini-réseaux nécessite encore un fort appui financier sous forme de subvention et prêts.</p> <p>La viabilité de l'exploitation des mini-réseaux après la phase d'installation reste en effet encore incertaine et mérite d'être surveillée attentivement.</p>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Eviter tout critère de sélection basé sur l'apport financier des promoteurs</li><li>- Associer dans la conception du projet, et avant tout appel à propositions de projets, des institutions financières prêtes à financer effectivement l'EHR avec des fonds pré mobilisés à cet effet</li><li>- Assurer au moins 50% de subvention aux projets EHR pour garantir la rentabilité des projets</li></ul>





## 7 (suite 1) PRINCIPALES LEÇONS APPRISSES ET RECOMMANDATIONS

Activités/remarques/Défis remarquables dans la mise en œuvre	Leçons apprises	Recommandations effectuées pour une prochaine facilité
La Stratégie nationale d'électrification avait permis de délimiter des périmètres hors réseau (HR) transparents pour les investisseurs et promoteurs potentiels.	Ces périmètres HR se sont révélés instables en fonction des opportunités de financement sur le réseau et de nouvelles priorités	<b>Lancer des AàP</b> sur la base de groupes de villages définis, études détaillées mises à dispositions des candidats.
Au début de la Facilité OCEF, les promoteurs soumettaient leur plan d'affaires à partir de leur propre modèle financier et tarifaire, qui constitue une boîte noire pour les autres parties-prenantes	L'utilisation in fine par toutes les parties, du modèle tarifaire de l'ARE a facilité l'évaluation des projets et la négociation du tarif sur une base transparente	Pour tout nouveau projet dans l'EHR au Bénin, utiliser le modèle tarifaire de l'ARE pour l'évaluation financière des projets
Plus le temps d'instruction des dossiers est long, plus le coût d'investissement pour la mise en œuvre des projets est élevé	<b>Le temps est un facteur supplémentaire de risque financier pour les promoteurs</b>	Adopter des processus simplifiés d'évaluation des projets avec des temps d'évaluation raisonnables, en réduisant le plus possible les organes de sélection.



## 7. (suite 2) PRINCIPALES LECONS APPRISES ET RECOMMANDATIONS

Activités/remarques/Défis remarqués dans la mise en œuvre	Leçons apprises	Recommandations effectuées pour une prochaine facilité
<p>Les estimations de demande électrique par les promoteurs étaient jugées comme souvent surestimées. Cela a induit des retards importants dans le processus d'évaluation des projets.</p>	<p><b>Les études socio-économiques soumises par les promoteurs étaient disparates et difficilement appréciables par les parties-prenantes de l'OCEF</b></p>	<p>Définir pour tout prochain appel à projets un canevas pour les études socio-économiques avec les références exigées pour la fiabilité des données</p>
<p><b>Des négociations difficiles sur le tarif entre le régulateur et les promoteurs</b> Résistance de plusieurs promoteurs à la prise en compte des recommandations du CID (ABERME)</p>	<p><b>Un décalage culturel entre le secteur privé et le secteur institutionnel</b></p>	<p>S'inspirer de données pratiques vérifiables par toutes les parties pour les négociations tarifaires Supprimer l'étape du PSP et faire la sélection des projets en deux étapes (CID +ARE)</p>





## 7. (suite 3) PRINCIPALES LEÇONS APPRISSES ET RECOMMANDATIONS

Activités/remarques/Défis remarquables dans la mise en œuvre	Leçons apprises	Recommandations effectuées pour une prochaine facilité
Long processus lié à la sécurisation foncière	L'approche adoptée par l'OCEF pour sur la sélection des espaces de construction de mini réseaux et la sécurisation foncière a consommé assez de ressources en temps et argent	Sélectionner et sécuriser en amont pour le compte des Promoteurs avec l'appui de l'ANCB les espaces disponibles dans chaque localité pour des projets futurs de mini réseaux
Faible engouement des promoteurs au respect des normes liées aux aspects GIS	Les articles liées au respect des PAGIS dans les accords de cofinancement des promoteurs ont eu peu d'influence sur les promoteurs	Lier une partie des fonds RBF au respect des normes ESSS et à la mise en œuvre des PAGIS
Le GF et les promoteurs ont des options limitées en ce qui concerne la gestion des déchets électroniques	Absence d'un cadre légal contraignant et d'un dispositif national favorisant le traitement des déchets électroniques	Faire des assises nationales avec les institutions publiques en charges de l'environnement au Bénin pour la mise en place d'un cadre réglementaire pratique en ce qui concerne la gestion des déchets électroniques

MERCI



THANK  
YOU

#### **V.5.4 Présentation ABERME - Obtention du titre d'exploitation pour les mini-réseaux**

# CADRE RÉGLEMENTAIRE DE L'ÉLECTRIFICATION HORS-RÉSEAU ET SA MISE EN ŒUVRE AVEC L'APPUI DE MCA-BÉNIN II ATELIER DE CAPITALISATION

## OBTENTION DU TITRE D'EXPLOITATION POUR LES MINI-RÉSEAUX

**Gbessi Pamphille Roland KPATENON**

Directeur de l'Électrification Hors-Réseau et de l'Éclairage Public  
Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie



# DESCRIPTION DE L'APPROCHE ADOPTÉE

- **Titre d'exploitation hors réseau :**
  - **Autorisation d'électrification hors réseau :** capacité totale cumulée inférieure ou égale à 500kVA,
  - **Convention de concession pour l'électrification hors-réseau :** capacité totale cumulée supérieure à 500kVA.
- **Approche adoptée pour l'obtention d'un Titre d'exploitation hors réseau pour les mini-réseaux dans le cadre de l'OCEF :**
  - Lancement d'appels à projet et Sélection des promoteurs pour la construction et l'exploitation des mini-réseaux par le MCA-Bénin II,
  - Transmission des dossiers à l'ABERME,
  - Evaluation des dossiers par le Comité d'Instruction des Dossiers (CID) mis en place par l'ABERME,
  - Instruction des dossiers à l'ARE pour avis,



# DESCRIPTION DE L'APPROCHE ADOPTÉE

- **Approche adoptée pour l'obtention d'un Titre d'exploitation hors réseau pour les mini-réseaux dans le cadre de l'OCEF (suite) :**

- Analyse des dossiers et régulation tarifaire par l'ARE,
- Organisation des audiences publiques par l'ARE,
- Avis de l'ARE,
- Signature du titre d'exploitation (Convention de Concession) entre le promoteur et l'ABERME, en cas d'avis favorable de l'ARE.



# RESULTATS OBTENUS

- **Nombre de demandes de titre d'exploitation reçues par l'ABERME dans le cadre de l'OCEF : 08**
- **Nombre de dossiers instruits à l'ARE : 08**
- **Avis de l'ARE :**
  - 06 avis favorables,
  - 01 avis réservé,
  - 01 projet déclassé de la fenêtre 2 à la fenêtre 3.
- **Convention de concessions signées : 06 pour un total de 104 localités**
- **Convention de concession en cours de mise en œuvre : 05 pour un total de 98 localités**
- **Convention de concession rendue caduque : 01**
- **Nombre de mini-réseaux achevés et mise en service : 08 (03 en attente d'autorisation de mise en service)**
- **Nombre de mini-réseaux en cours de construction : 37 (dont 18 sont à un taux de réalisation de plus de 90%).**



# DEFIS ET SOLUTIONS MISES EN OEUVRE

## ① DEFIS

- **Choix des localités éligibles à l'Electrification Hors-Réseau (EHR),**
- **Nécessité d'avoir un modèle financier unique pour l'évaluation des dossiers,**
- **Capacités des différentes institutions à assurer leur rôle dans la mise en œuvre du cadre réglementaire et de l'OCEF,**
- **Impact du COVID sur la mise en œuvre de l'OCEF.**

## ② Solutions mises en œuvre

- **Séance de travail entre les différentes parties prenantes en vue d'aboutir à des choix consensuels,**
- **Elaboration d'un modèle tarifaire adopté par l'ARE et mis à disposition des promoteurs,**
- **Renforcement de capacités des acteurs du secteur public et privé,**
- **Echanges entre les différentes parties prenantes et les promoteurs, deux projets sauvés sur trois en difficulté.**



# LEÇONS APPRISSES \_ BONNES PRATIQUES \_ RECOMMANDATIONS

## ① LEÇONS APPRISSES

- Nécessité de disposer d'une base fiable de la liste des localités éligibles,
- Nécessité de disposer des études de faisabilité à soumettre au promoteur, cela réduirait les délais d'instruction des dossiers et permettrait d'avoir des données plus réalistes d'analyse de la demande.

## ② Bonnes pratiques

- Assistance technique apportée par MCA-Bénin II à travers l'équipe du projet et ses consultants NIRAS et IED, tout le long du projet et surtout dans la phase d'exécution des travaux,
- Appui apporté aux promoteurs par le Comité d'Instruction des Dossiers mis en place par l'ABERME.

# RECOMMANDATIONS

- **Travailler à rendre disponible** une liste fiable des localités éligibles au EHR,
- **Travailler à faire respecter** par les acteurs intervenants dans l'électrification le Plan National d'Electrification,
- **Financer la réalisation des études de faisabilité de toutes les localités éligibles au EHR** en vu de disposer de bases fiables pour l'électrification hors réseau.



# JE VOUS REMERCIE

**Gbessi Pamphille Roland KPATENON**

Directeur de l'Electrification Hors-Réseau et de l'Eclairage Public  
Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie

[gkpatenon@gouv.bj](mailto:gkpatenon@gouv.bj)



#### **V.5.5 Présentation ARE - Obtention du titre d'exploitation pour les mini-réseaux**



# OBTENTION DU TITRE D'EXPLOITATION POUR LES MINI-RESEAUX

Juillet 2023

# PLAN DE PRESENTATION

01

PROCEDURE POUR L'OBTENTION DE LA CONVENTION DE CONCESSION OU DU CONTRAT D'AUTORISATION D'EHR



02

DIFFICULTES LIEES A LA PROCEDURE

03

RECOMMANDATIONS

04

PERSPECTIVES



# PROCEDURE POUR L'OBTENTION DE LA CONVENTION DE CONCESSION OU CONTRAT D'AUTORISATION EHR

## Outils opérationnels du cadre réglementaire

1 Elaboration d'un modèle tarifaire permettant à l'ARE de conduire les négociations sur les tarifs avec les promoteurs

2 Elaboration de cahier des charges techniques pour la distribution et pour la production

3 Finalisation du texte de convention de concession et clarification de l'ensemble des annexes : celles qui sont exigibles pour la signature, celles qui sont exigibles pour la prise d'effet

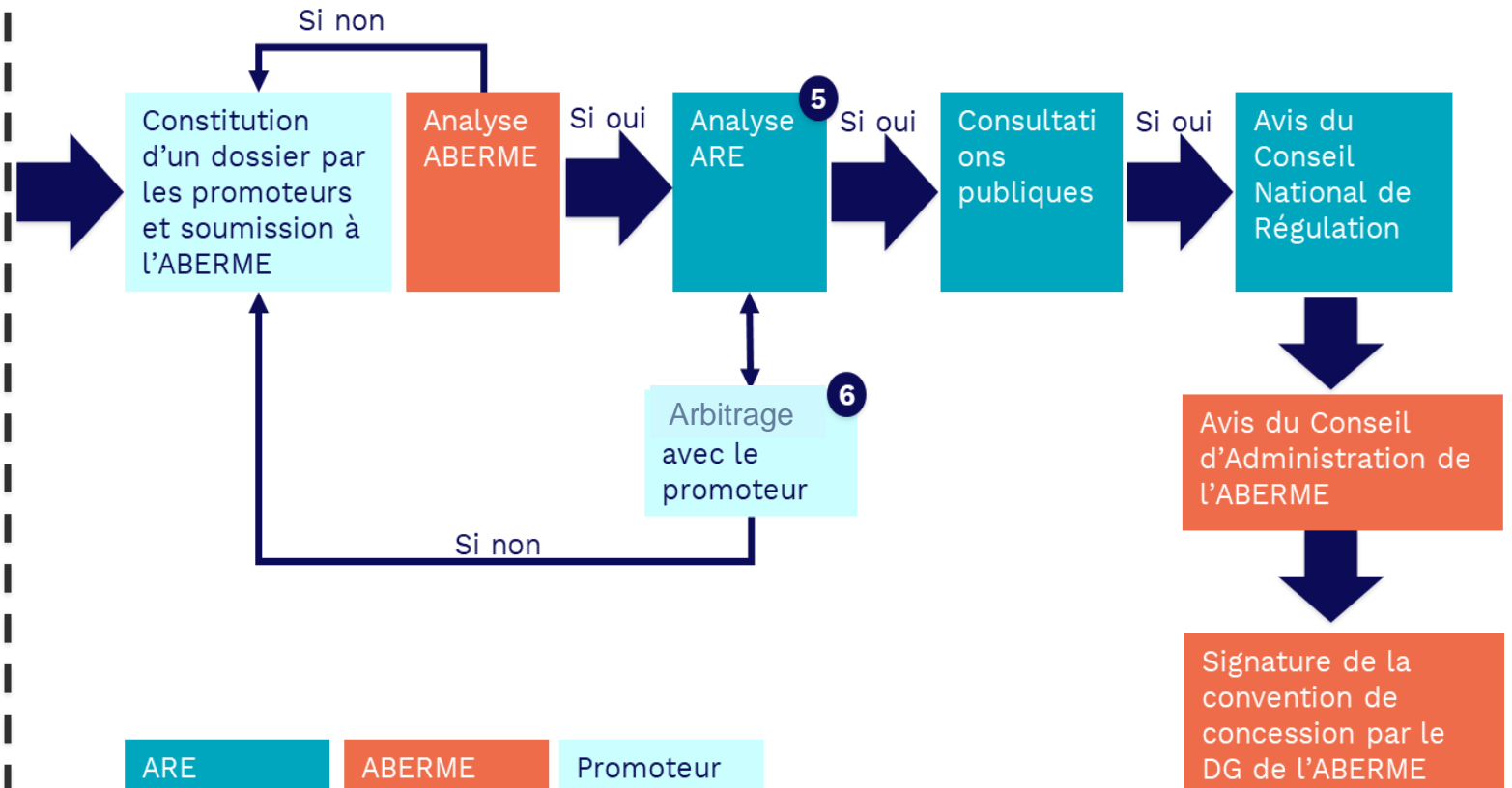
4 Elaboration de critères d'analyse permettant à l'ARE d'apprécier les dossiers : indicateurs techniques, fourchette de coûts

Approbation du règlement de service

Consultation des promoteurs pour l'ensemble de ces textes et outils

Validation CNR

L'analyse des dossiers au niveau de l'ARE se fait en deux phases avec un arbitrage éventuel avec le promoteur à chacune de ces phases



# PROCEDURE POUR L'OBTENTION DE LA CONVENTION DE CONCESSION OU CONTRAT D'AUTORISATION EHR

## PHASE 1 : Phase d'analyse technique des dossiers

- Cohérence de la Prévision de la demande avec le choix et le dimensionnement des composants des installations prévues ;
- Périmètre de la concession et capacité du concessionnaire à satisfaire les besoins de la population cible sur la durée de la convention (profil de l'offre et de la demande) ;
- Caractère optimal du dimensionnement et choix des composants du système de production ;
- Prise en compte des normes d'installation et respect des textes réglementaires relatifs à l'EHR;
- Réalisme des hypothèses de calcul et des résultats intermédiaires (nombre de clients au km de réseau, taux d'électrification, taux d'hybridation, etc.)

# PROCEDURE POUR L'OBTENTION DE LA CONVENTION DE CONCESSION OU CONTRAT D'AUTORISATION EHR

## PHASE 1 : Phase d'analyse technique des dossiers (Etude de cas)

A titre d'exemple, un opérateur prévoit de raccorder 662 abonnés en année 1 pour une localité, en se basant sur le recensement INSAE et ses hypothèses de taux de raccordement. Seulement 270 bâtiments ont été comptabilisés sur une image satellite datant de 2014, et seulement 160 bâtiments se situent à moins de 40 m du réseau proposé.

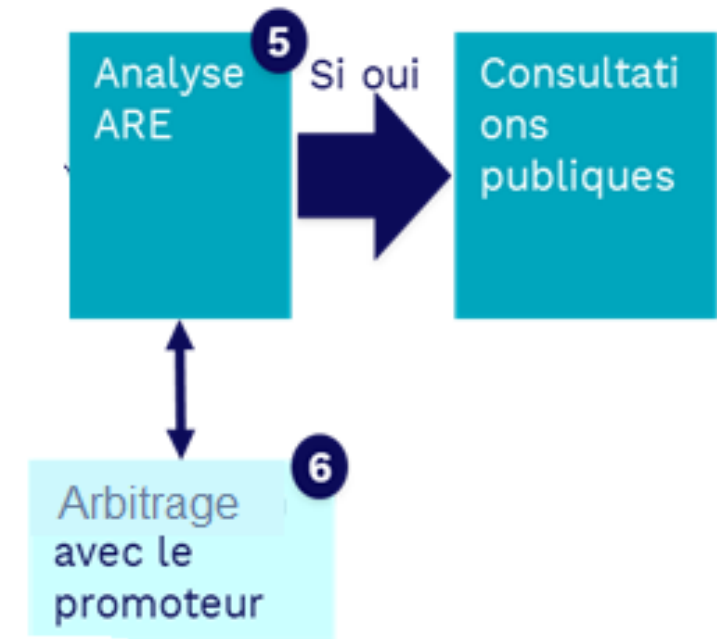
Considérant par ailleurs (i) qu'une concession peut compter plusieurs bâtiments et (ii) qu'une partie des abonnés potentiels ne sera pas raccordée en année 1, **la prévision du nombre d'abonnés apparaît pour l'ARE non réaliste**. Ce qui pourrait nécessiter un arbitrage ou un rejet du dossier.



# PROCEDURE POUR L'OBTENTION DE LA CONVENTION DE CONCESSION OU CONTRAT D'AUTORISATION EHR

## PHASE 2 : Phase d'arbitrage sur les coûts et la détermination du tarif

- Vérification de la **conformité du modèle tarifaire utilisé** ;
- **Justesse et précision des informations entrées dans le modèle tarifaire** de l'ARE : nature, niveau et modalités des sources de financement, éligibilité et caractère raisonnable des coûts des composants du système ainsi que des autres paramètres de coûts liés à l'exploitation (charges variables et les charges fixes), etc. ;
- **Arbitrage sur les coûts des différents composants** du système et autres : comparaison avec les coûts de référence.



# PROCEDURE POUR L'OBTENTION DE LA CONVENTION DE CONCESSION OU CONTRAT D'AUTORISATION EHR

## PHASE 3 : Phase des consultations publiques

- Elaboration et publication d'un document qui résume les éléments clés du projet y compris la description du projet, le tarif moyen et la grille tarifaire ;
- Publication d'un avis de presse et d'un questionnaire
- Visite d'information, de sensibilisation et de collecte d'opinions auprès de la population bénéficiaire;
- Analyse des éventuelles préoccupations et **décision du CNR ==>>> Décision tarifaire + autorisation de signature de la convention /contrat**



# DIFFICULTES LIEES A LA PROCEDURE

## La question des délais d'approbation

- Le délai d'approbation défini à l'ARE dans le décret sur l'EHR est un véritable problème pour le régulateur puisque **ce délai devrait dépendre de la qualité des dossiers soumis par les promoteurs et du nombre de dossiers à examiner à la fois par l'ARE** : Le régulateur disposait également à l'époque d'une équipe relativement restreinte mais d'une mission assez précise dont il ne peut s'en dérober.
- Tous les promoteurs n'étaient pas bien outillés pour présenter un bon dossier : Projet portant sur des localités déjà électrifiées par exemple, ce qui impose une due diligence interne au niveau de l'ARE;
- Difficile conciliation des observations et commentaires des promoteurs sur les outils de régulation : la question du CMPC.

# DIFFICULTES LIEES A LA PROCEDURE

## Difficile arbitrage avec les promoteurs

- Surestimation des coûts et **réticence des promoteurs de l'OCEF à baisser le niveau des subventions attendues** dans les accords de cofinancement avec OCEF : le gonflement du capex de la part des promoteurs entraîne l'augmentation du coût du projet et engendre un tarif élevé non acceptable par le CNR ;
- **Absence d'une franche collaboration** de la part de certains promoteurs qui ont souvent compté sur leur partenaire financier, notamment le MCC et le MCA-Bénin II pour influencer les décisions et recommandations de l'ARE ;
- **Suivi non rigoureux du plan directeur d'EHR** par les promoteurs et **besoin d'actualisation périodique de ce plan** par l'ABERME et la DGRE : Cause de conflits dans le choix des localités.

# RECOMMANDATIONS

- Associer le régulateur à toutes les étapes du processus pour anticiper sur les exigences liées à la régulation ;
- Elaborer un guide de préparation des dossiers, à l'usage des promoteurs privés et de l'ABERME et prévoir, le plus en amont possible, au stade de la pré-sélection, un renforcement de capacités des parties prenantes sur la logique de régulation de l'ARE et sur les outils exploités ;
- Faire prendre en charge par l'Etat ou le partenaire financier, les études d'avant-projet (faisabilité technique, définition du périmètre de concession, évaluation environnementale et autres) et les questions liées au foncier avant de lancer les appels à projets ou appels offres ;
- Capitaliser sur les retours d'expériences de l'OCEF.



**Merci de votre  
aimable attention !!!**



[www.are.bj](http://www.are.bj)  
[info@are.bj](mailto:info@are.bj)

## PERSPECTIVES

- Suivi rigoureux de l'exploitation des mini-réseaux pour éviter les asymétries d'informations au cours des révisions tarifaires ;
- Poursuite de l'amélioration du cadre légal et réglementaire ;
- Poursuite de l'amélioration des outils de régulation ;
- Définition d'un tarif d'achat de l'électricité pour l'approvisionnement des promoteurs EHR auprès du réseau du distributeur national (SBEE) ;
- Etude de la mise en place de mesures de défiscalisation (TVA) des coûts d'électricité au profit des abonnés de mini-réseaux isolés;
- Renforcement du Fonds d'Electrification Rurale ainsi que sa capacité de mobilisation de ressources financières pour le développement de l'EHR.

**Merci de votre  
aimable attention !!!**



[www.are.bj](http://www.are.bj)  
[info@are.bj](mailto:info@are.bj)

#### **V.5.6 Présentation des promoteurs F1, F3 et F4**



## Millennium Challenge Account – Bénin II

**Atelier de Capitalisation de l'expérience de l'électrification hors-réseau (EHR) au Bénin**

*Cotonou, les 26 – 27 JUILLET 2023*

# SOMMAIRE CAPITALISATIONS

- 1- LA LAGAZEL ..... 3
- 2- BAHAAU ..... 7
- 3- QOTTO ..... 10
- 4- TOLARO GLOBAL ..... 13
- 5- ARESS ..... 16
- 6- ENERDAS GROUP ..... 21
- 7- CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS ..... 26

**LAGAZEL**

# PROJET BENIN ZAWOUE

Accord de cofinancement N° 003/OCEF/PR/MCA II/CN/DO/DAF/CG  
+ Avenants 1 – 2 & 3

Région(s) cible(s) : Porto-Novo (Ouémé), lieu  
d'implantation de l'unité de production

Montant global : 122,172 USD

Part OCEF : 636,260 USD

Part LAGAZEL : 6365,320 USD

Responsable projet : Espérance HOUSSOU

Contact : +229 99 99 61 61



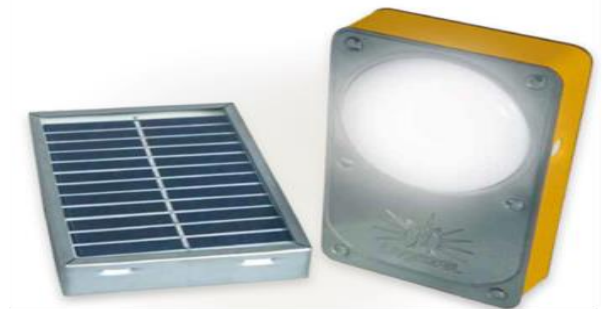


## Résultats obtenus

- Construction et inauguration de l'unité de production le 7 octobre 2021.
- **24,526 kits solaires distribués en fin mai 2023** dont plus de 95% distribués à des partenaires (ONGs, Associations internationales, Projets publics) pour une **puissance totale de 32,704.60 kWc**
- Principales cibles touchées : **écoles et groupements de femmes**
- **18 emplois directs créés** dont 7 femmes et 8 hommes avec 2 hommes handicapés.
- **15 emplois partiels** dont 6 femmes et 8 hommes.
- **Près de 100 jeunes formés** pour 5 partenaires de distribution et des universités publique et privées dont plus d'une vingtaine de femmes
- **50 jeunes formés** pour le projet AZOLI de l'ANPE/Banque Mondiale dont une vingtaine de femmes



Quelques produits  
fabriqués par LAGAZEL

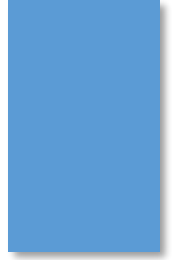


Joë LAMÉ



**BAHAAU**

# **PROJET LIGHTING-BENIN initié par la société BAHAAU DISTRIBUTION en 2020 et financé par le MCA BENIN II avec le soutien technique de l'OCEF**



- ❑ Installation de 2514 kits solaires de la signature du contrat en 2020 au 31 janvier 2023 dans 11 départements du Bénin à savoir : l'Atlantique – le Mono – le Couffo – le Zou – les Collines – l'Alibori – la Donga – l'Atacora – l'Ouémé – le Plateau – le Borgou
- ❑ Création de 112 emplois dont 23 femmes sollicitées
- ❑ Mise en place de la Charte de l'entreprise BAHAAU et observation par tout le personnel ainsi que les partenaires et clients
- ❑ Promotion de l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes au sein de la startup en énergie renouvelable, l'égalité des chances lors des recrutements, dans les partenariats et entre les clients de tout genre sans discrimination de sexe ni de race, d'ethnie, de religion, d'opinion politique, de rang social ou d'une infirmité quelconque
- ❑ Mise en place et exécution d'un plan d'action genre et inclusion sociale avec l'appui des experts de NIRAS
- ❑ Mise en place et exécution d'un plan de gestion environnementale sociale de santé et de sécurité (PGESSS) et Partenariat avec 02 Entreprises de Gestion des déchets avec livraison de plus de 2000kg de déchets.

# Photos illustratives des activités menées

## Formation et Sensibilisation GIS et GESSS



## Partenariats gestion de déchets



## Nos installations



## Livraison des déchets



# QOTTO



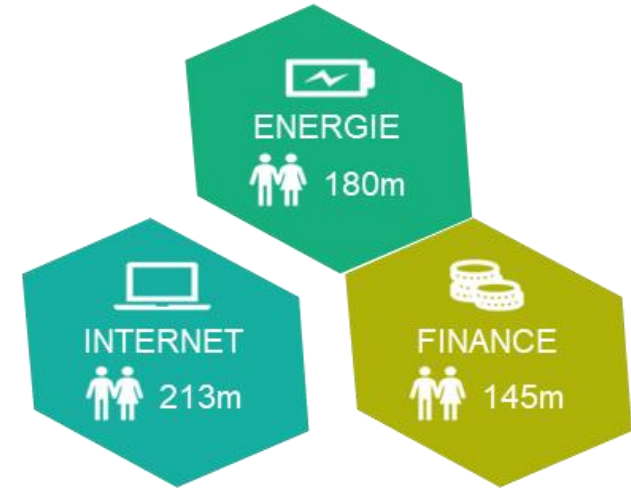
# QUI SOMMES NOUS ?

Créé en 2016, Qotto est un opérateur triple play innovant.

Nous apportons des *services essentiels*, d'abord *l'énergie* puis l'accès à *Internet* et aux *services financiers aux populations rurales*.

Fort de notre Mission qui est de :

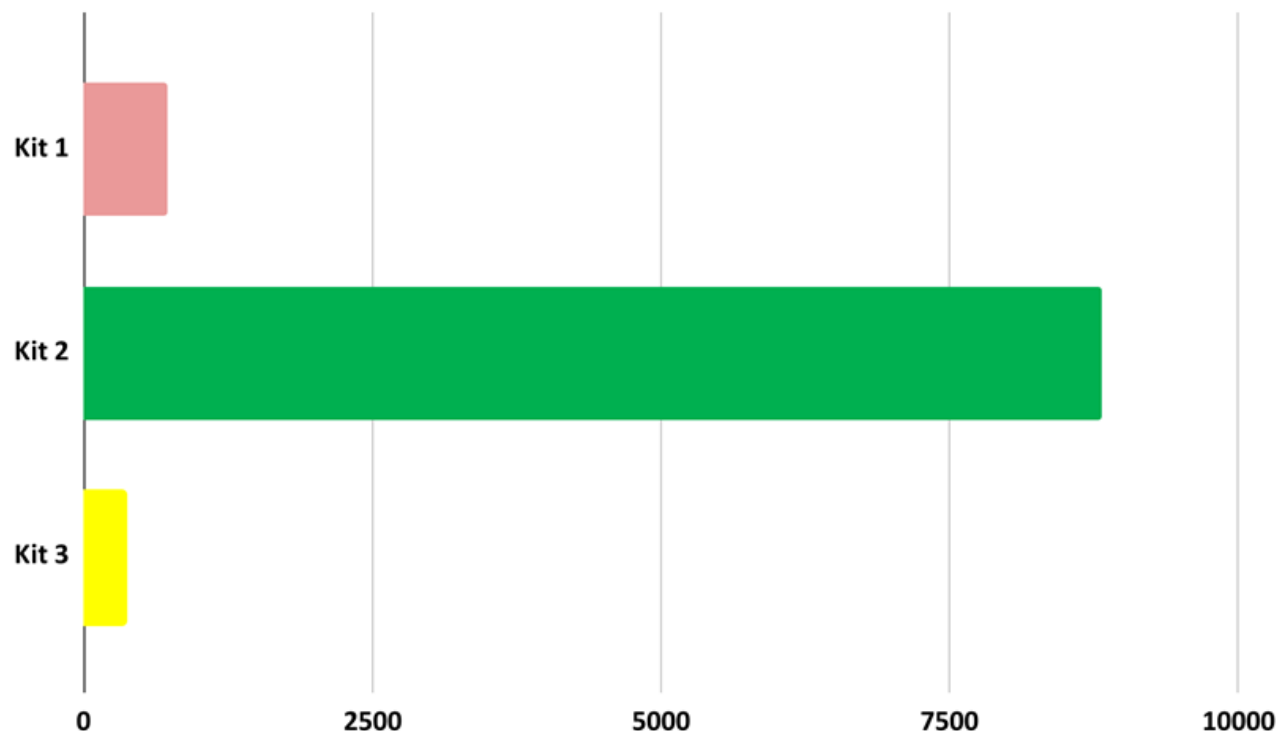
**“Rendre accessible aux populations mal desservies, des services essentiels, contribuant ainsi à l'atteinte de leur autonomie”.**



# VeraSol



# QOTTO\_MCA



**Commentaire :** 9895 (100% de taux de réalisation) foyers bénéficiant d'une énergie propre grâce à cette collaboration, principalement une capacité de 100Wc est installé aux populations de quoi fournir l'éclairage, la sécurité et le divertissement.

**973450Wc installés au total.**

- Un Nombre cumulatif de **60.359** bénéficiaires finaux pour un prévisionnel de **53.680** soit un écart positif de 11%
- 1312 emplois créés avec un taux de 12% de recrutements féminins
- Impact fort sur **nos 6 ODD**
  - Baisse de la pauvreté - finance inclusive
  - Vie terrestre : pas de pollution
  - Travail décent et croissance économique
  - Éducation de qualité
  - Égalité entre sexes : **08%** de personnel féminin\_objectif fixé à **30%** d'ici **2030**; **13%** de femmes bénéficiaires du projet.
  - Énergie propre et d'un coût abordable
- **Accompagnement quotidien par l'équipe OCEF\_NIRAS : Merci à vous**





**TOLARO GLOBAL**

Action : **Efficacité énergétique** dans une industrie de transformation d'anacarde  
*Substitution de la consommation d'électricité SBEE par une  
autoproduction valorisant les résidus agricoles*

Budget: 2,4 MUSD dont 860 kUSD cofinancés par l'OCEF

**ENJEUX :**

- Gestion des coques pose des **problèmes environnementaux**
- **Diminuer et maîtriser la facture d'électricité**
- **Améliorer la compétitivité** de l'anacarde et créer de co-bénéfices

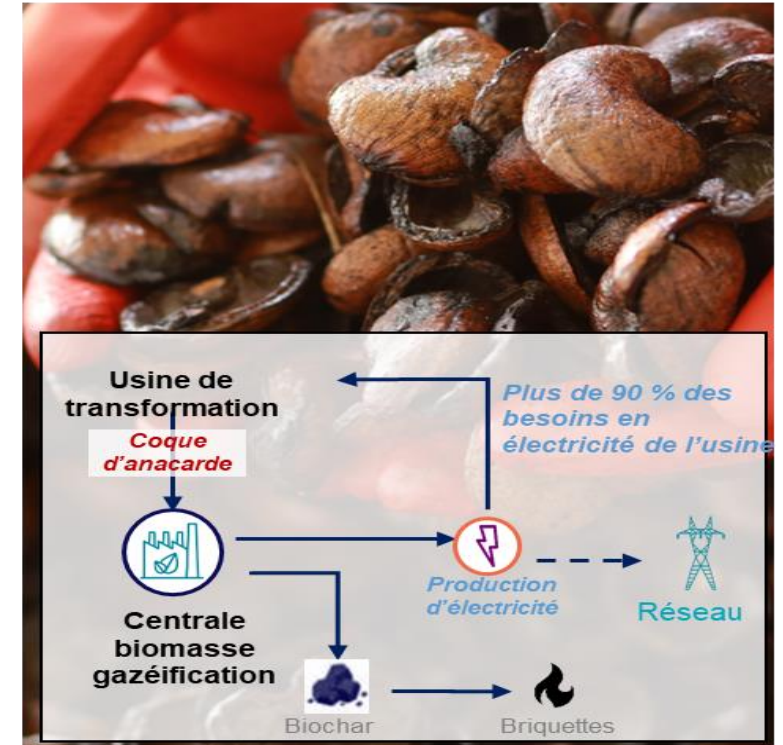
**RÉALISATION :**

Puissance nette installée: 180 kW (1 gazogène et 2 groupes électrogènes)

→ 95% des besoins électriques @ 4500 tonnes de noix brutes traitées par an

→ 2 800 tonnes de noix traitées, soit la totalité des noix excédentaires

Génie civil et ligne de raccordement dimensionnées pour l'ajout d'une  
2<sup>ème</sup> unité pour suivre la croissance de la production



## Adaptation du dimensionnement du projet et **modularité de la solution retenue**

*Revue à la baisse des objectifs de production, dans un contexte très évolutif de la filière (faible cours de l'amande blanche → augmenter la valeur ajoutée locale).*

*Revue de la puissance de la centrale et séquençement en deux phases (180 + 180 kW)*

*Le caractère modulaire de la solution permet en de développer des capacités d'autoproduction au fur et à mesure de la croissance des usines, et donc de phaser les investissements pour suivre l'évolution réelle de la demande électrique et de la disponibilité de biomasse.*

## **Sécurisation du foncier** et optimisation du raccordement

*Terrain identifié initialement non disponible → Obligation de construire une ligne de raccordement MT (yc postes MT/BT).*

*Il convient donc de veiller à sécuriser dès les phases amont de ce type de projet les terrains nécessaires, ou prévoir dans les études de faisabilité les configurations les plus contraignantes (notamment coûts et durée des travaux de raccordement et voirie).*

## Importance du volet **formation et support à l'exploitation**

*L'intégration d'un important volet de renforcement des compétences, et le choix d'un contractant EPC disposant d'une expérience propre d'exploitant et d'un service support basé en Afrique de l'Ouest sont des leviers importants pour sécuriser l'investissement.*



**ARESS**



# ARESS

## ARESS - OCEF 1 : Partage d'expériences Juillet 2023



## ARESS : ventes et réalisations

Depuis plus de 10 ans, ARESS s'est évertuée à l'électrification des populations vulnérables et défavorisées. Depuis 2020 et grâce au projet OCEF1 du MCA Bénin II, nos performances commerciales ont été fortement impactées. En effet, nous avons atteint l'objectif de vente à 104% c'est-à-dire que nous avons commercialisés 4834 produits pour une puissance totale de 111 KW installée. Les produits commercialisés sont répartis en 5 catégories de systèmes à savoir :

- 2 kits de type Solar Home Systems (SHS) respectivement de puissance 6Wc et 12 Wc pour les besoins d'éclairage multi points, de radio et de torche
- 2 kits de type Solar Home Systems (Home TV) de puissance 40Wc et 60Wc pour les besoins précédents incluant la télévision d'une taille variable de 24 pouces à 32 pouces ainsi qu'une parabole offerte. Les systèmes Home Solar représentent environ 97 % des ventes totales mais seulement environ 63% de la capacité cumulée commercialisée.
- les 3% du volume restant sont composés des solutions résidentielles et professionnelles d'une capacité allant de 1.52kWc à 9.12kW déployés dans des départements du Sud comme du Nord du pays. Les solutions résidentielles ou productives constituent 37 % de la puissance totale déployée.

Environ 70% des systèmes commercialisés sont installés dans des zones non couvertes par la SBEE.



Dans le cadre du projet, des formations ont été réalisées :

Elles sont internes et externes à l'entité ARESS.

- **Interne à ARESS** : le renforcement des capacités de l'équipe du projet, la formation sur les techniques d'accroche des clients, la sensibilisation des Femmes et des Personnes vulnérables à l'utilisation des équipements et technologies commercialisées;

- **Externe à ARESS** : nous avons bénéficié de diverses formations de la part du MCA BENIN II notamment sur les thématiques :

- Genre et Inclusion Sociale ;
- Environnement, Santé et Sécurité (PGESSS)

Toujours grâce au projet, nous avons élargi notre force de ventes et avons donc réalisé un meilleur maillage du territoire national grâce à l'existence de :

- 9 centrales qui sont des points physiques multiservices et multi assistances aux clients tout comme aux partenaires, ceci par couple de département.
- 21 points de présence qui sont des entités plus petites, qui ont pour but d'optimiser notre Last Mile dans la commercialisation des produits et dans l'assistance aux clients.

# ARESS : success stories

## Success Story #1 : Solar Home System

Type de système	Sun King Home 60
Box	39309026
Type de contrat	PayGo
Date d'installation	06/07/2020
Genre	F
Commune	Abomey
Profession:	Commerce générale, vente de produits laitiers , Mobile Money



Story Telling	<p>le système est installé dans sa boutique. Avant l'installation, elle fermait sa boutique à 19h au plus tard. Mais depuis l'installation en 2020, elle mène ses activités jusqu'à 23h voir 00h parfois. Son revenu est d'au moins 8.000 Fcfa/ jour</p>
---------------	--

## Success Story #2 : Soli NG-1

Type de système	3 Soli Congelo NG1
Box	70
Type de contrat	Cash * 2 PayGo *1
Date d'installation	05/11/2022 07/12/2022 07/04/2023
Genre	M
Commune	Abomey -Savalou
Profession:	Agriculteur, Commerçant (Vente de produits frais : glaces, jus, poissonnerie)



Le client vit dans une zone enclavée et hors réseau. Il n'y avait donc pas d'activité de froid. Avec l'installation du premier Kit congélateur il a développé le commerce de ventes de glace et de jus dans toutes sa zone. Avec la demande qui ne cessait de monter, il a pris un deuxième kit congélateur pour faire de la poissonnerie. Satisfait des Kits achetés et surtout compte tenu des revenus, il a pris un troisième Kit congélateur toujours de capacité 103L installé cette fois-ci dans la boutique de sa femme. Il est à un revenu de plus de 50.000 FCFA/jour pour l'ensemble des 3 systèmes.

## Success Story #3 : Soli NG-2

Type de système	Soli Congelo NG2
Box	85
Type de contrat	PayGo
Date d'installation	02/12/2022
Genre	F
Commune	Kandi
Profession:	Commerçante



La cliente a créé une buvette dans une zone hors réseau. Pendant plusieurs années, elle a utilisé des frigos alimentés par des GE ou du Gaz sans jamais avoir satisfaction. Mais depuis fin 2022, l'installation du Kit congélateur de capacité 380L a changé les choses. Elle rafraichit désormais tout type de boissons au grand bonheur des clients qui affluent tous les jours dans sa buvette. Son revenu est estimé à au moins 60.000 FCFA/jour.

## Success Story #4 : Soli (C&I)

Type de système	Commercial & Industries
Box	Multiplés
Type de contrat	Cash
Date d'installation	02/03/2020
Genre	Pro
Commune	Kouande
Profession:	Agri/Agro business Commercial & Industries

La ferme est un domaine dans une zone électrifiée qui s'étend sur un complexe de près de 1 000Ha. Ayant approché ARESS, leur volonté était de construire une infrastructure énergétique unique pour l'alimentation de tous les secteurs. Mais la taille du domaine et les déperditions escomptées ont rapidement freiné cette proposition. A ce jour, la solution déployée par ARESS se constitue de 6 systèmes d'une capacité cumulée d'environ 40kWc alimentant différents secteurs (Administration, Base vie, Miradors 1 et 2, Résidence et Ateliers)



Merci...



**ENERDAS GROUP**



MILLENNIUM  
CHALLENGE CORPORATION  
UNITED STATES OF AMERICA



Contrat de cofinancement N° : N°005/OCEF/PR/MCA II/CN/DO/DAF/CG

**« Installation de générateurs solaires photovoltaïques de production de l'énergie électrique hors réseaux pour l'irrigation des exploitations agricoles et diffusion de kits solaires d'éclairage des ménages ruraux »**

Le contrat de cofinancement MCA-Bénin II – ENERDAS GROUP a permis la mise en œuvre des activités suivantes :

- Formation des parties prenantes sur diverses thématiques ;
- Réhabilitation des forages ;
- Construction de bornes fontaines ;
- Construction de châteaux d'eau ;
- Installation des kits solaires dans les ménages ruraux ;
- Diffusion et installation de pompes solaires en leasing au profit des fermes privées ;

### **REALISATIONS DE TERRAIN**

<b>Activités</b>	<b>Nombre d'installations</b>	<b>Puissance solaire totale installée</b>
Installation de systèmes de pompage solaire communautaire (Communes d'Allada, de Zogbodomey et de Djidja)	21	71 400 Wc
Installation de systèmes de pompage solaire en leasing	33	95 880 Wc
Installation des kits solaires	400	40 000 Wc

## IMPACTS DU PROJET

- 2.500 emplois temporaires (artisans, femmes entrepreneurs agricoles) sont créés dont 60 % au profit des femmes et jeunes.
- 1.500 emplois permanents sont créés pour les femmes et les jeunes (dont 85% de femmes)
- 400 ménages ruraux électrifiés favorisant ainsi le bien être des bénéficiaires
- 1.000 emplois en développement autour des périmètres maraichers communautaires créant ainsi des opportunités d'activités génératrices de revenus
- 33 fermes privées sécurisées par rapport à la maîtrise d'eau pour la production agricole toutes saisons dans la période contractuelle du projet.
- Appropriation de l'approche genre par le personnel de ENERDAS GROUP et meilleure prise en compte de la dimension GIS par l'administration des communes d'implantation du projet
- Renforcement de capacité du personnel ENERDAS GROUP sur différents thématiques (Genre et Inclusion Sociale, Environnement Sécurité et Santé et les outils de Communications) ;
- La dynamique impulsée par les réalisations du projet a engendré un acquit pour la durabilité des performances organisationnelles de ENERDAS GROUP.



**SYSTÈME DE POMPAGE SOLAIRE**



**SYSTÈME D'ECLAIRAGE DES MENAGES RURAUX**

## CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

La mise en œuvre des projets co-financés par l'OCEF et les promoteurs a engendré concomitamment aux réalisations de terrain :

- ❖ La consolidation de la capacité financière des entreprises bénéficiaires
- ❖ L'amélioration des conditions socio-économiques des populations rurales dans les zones d'intervention des différents projets ;
- ❖ L'appropriation des chartes PGIS et PGESS dans le management organisationnel des entreprises et la gestion des projets au niveau des différents promoteurs ;

En termes de recommandations :

- Nécessité d'assouplir les critères de définition des zones Hors Réseaux pour la prise en compte des populations vivant dans les « **Hors Réseaux des Réseaux** » dans la conduite des opérations des projets d'électrification rurale. En effet, beaucoup de populations vivant dans les zones de Réseaux voient les câbles électriques traverser leurs localités sans pouvoir avoir accès à l'électricité pendant des années ;
- Nécessité de restructurer ou redéfinir les missions de certains fonds publics comme le FER et le FNDA pour la prise en compte du financement des projets d'énergie dédiés au développement des secteurs prioritaires dans les zones rurales. En effet, les difficultés de financement qui prévalent au niveau du secteur bancaire local méritent une action stratégique de souveraineté.

#### **V.5.7 Présentation des promoteurs F2**



# Atelier de Capitalization: Retour d'Expérience des Promoteurs

Juillet 2023





# Promoteurs



weziza  
benin



# Structure

- L'État d'Avancement
  - ASEMI
  - Les Soleils du Bénin (GDS & ARESS)
  - Weziza Benin (Energicity)
  - Engie
- Perspectives sur la Mise en Œuvre et pour le Secteur
- Mosaïque des photos



# A SEMI

- 1 mini réseau construit avec autorisation de mise en exploitation (site de DJABATA)
- 2 mini réseaux en cours de construction (sites de Worja et Wari-Marô).
  - Taux d'évolution des travaux:
    - Locaux techniques : 100% à Worja et 97% à Wari-Marô
    - Champs solaires : 100% à Worja et 0% à Wari-Marô
    - Réseau BT : 100% à Worja et 50% à Wari-Marô
- Taux d'exportation des équipements pour les 5 sites restants (Djolini, Gorobani, Effehoutè, Worja et Wari-Marô) est de 82%. Nous disposons de 100% des équipements pour la construction des réseaux BT.
  - Le site de Effèhoutè est approvisionné en matériaux de construction

Avancement au 21/7

# Les Soleils du Bénin

Objectif: intégralité des sites réceptionnée fin août, réserves levées

Localités	Volet Génie civil et aménagement du site(%)	Volet production (%)	Volet distribution et éclairage public (%)	Volet raccordement client et installation intérieure (%)
OD	100.00%	100.00%	100.00%	160 recensés / 57 compteurs posés 71.00%
BOD	100.00%	80.00%	80.00%	47 recensés / 0 compteurs posés 5.00%
FOU	100.00%	80.00%	80.00%	43 recensés / 0 compteurs posés 5.00%
GBA	100.00%	80.00%	60.00%	65 recensés / 0 compteurs posés 5.00%
GBE	100.00%	80.00%	80.00%	54 recensés / 5 compteurs posés 10.00%
IDA	100.00%	90.00%	85.00%	66 recensés / 5 compteurs posés 10.00%
ILO	100.00%	80.00%	70.00%	71 recensés / 0 compteurs posés 5.00%
KOU	100.00%	85.00%	80.00%	114 recensés / 0 compteurs posés 5.00%
LET	100.00%	80.00%	80.00%	43 recensés / 0 compteurs posés 5.00%
MAT	100.00%	80.00%	80.00%	58 recensés / 5 compteurs posés 10.00%
NAS	100.00%	80.00%	85.00%	39 recensés / 0 compteurs posés 5.00%
YAK	100.00%	80.00%	80.00%	51 recensés / 0 compteurs posés 5.00%
GLOBAL	100.00%	82.32%	80.00%	72 compteurs posés / 1531 requis 48%

Avancement au 20/7



# Weziza Benin

- **Toute construction** complété pour les 16 sites
- **363** clients actifs sur **6** sites en service
  - ~27 mwh vendus depuis le premier commissionnement
  - 100% disponibilité d'électricité sur tous ses 6 sites
  - ~10% d'utilisateurs productifs: 28 congélateurs; 2 moulins, 3 ateliers électriques
- 90% d'utilisateurs inscrits déjà raccordés (94% sur les sites en service)
- 3 sites en attente d'activation selon ABERME
- 7 sites en attente d'inspection d'ABERME
- Toilettes à compost durables installées à fournir des facilités supplémentaires aux localités



Avancement au 21/7



[www.ocef.bj](http://www.ocef.bj)



email: [info@ocef.bj](mailto:info@ocef.bj)



# Engie

- **20** mini-réseaux en construction dans les départements du Borgou, de la Donga et du Zou
- **17** sites sur lesquels le local technique ou dalle Shelter est achevé
- **17** sites sur lesquels les longrines ou plots sont entièrement achevés
- **13** sites sur lesquels le piquetage d'implantation des poteaux est entièrement achevé
- **3** sites sur lesquels la clôture grillagée est entièrement terminée
- **67%** des approvisionnement réalisés



# Positifs

- Appuis de OCEF/NIRAS pour opérationnaliser le processus en aidant les parties prenantes à s'installer dans leurs rôles respectifs
  - Accompagnement NIRAS/OCEF sur le volet technique qui a permis de faciliter un passage par la validation ABERME
  - Aboutissant à un processus beaucoup plus fluide pour les prochains investissements
- Appui du MCA pour mettre en place le cadre législatif, essentiel pour les décisions d'investissements



# Difficultés

- Processus de sélection et d'approbation des localités difficile: plusieurs retraits de site ou chevauchement qui ont remis en question le modèle économique à plusieurs reprises et nécessité des re-sélections
- Volet Foncier
  - Peu d'accompagnement de la part des autorités communales pour l'accès à la terre (particulièrement suite changement dans les autorités communales)
  - Difficultés dans le transfert de propriété vers l'ABERME
- La négociation tarifaire en même temps que la revue du cahier de charge à créer un déphasage entre les coûts soumis au tarif et les coûts effectifs nécessaires pour tenir les exigences du cahier des charges
  - Participant à un tarif aujourd'hui non représentatif des coûts effectif projet
- Facturation de la TVA de 18% au client final





# Perspectives pour le Secteur

- Exemptions des Certificat de conformité Environnementale ou facilité au regard de la nature des projets
- Fluidification du processus d'accès à la terre
- La liste disponible est peu propice au Mini-réseaux et devrait être élargi pour attirer de nouveaux investissements
- Développement des usages productifs pour booster la demande
- Subvention plus importante pour permettre un tarif encore plus bas
  - Proposition de rajouter le coût de câblage interne dans le calcul du tarif (tout ou partie) pour lisser le coûts pour le client ou de prévoir un appuis au câblage client dans les subventions
- Exonération de TVA pour le client final car c'est une barriere pour des populations vulnérables



# Photos



Certifié ISO 9001-2015



*Site de Worja*



*Site de Wari-Mar*



Site de  
Djabata



## Mobilisation à IDADJO, Collines







weziza  
benin



weziza  
benin SA



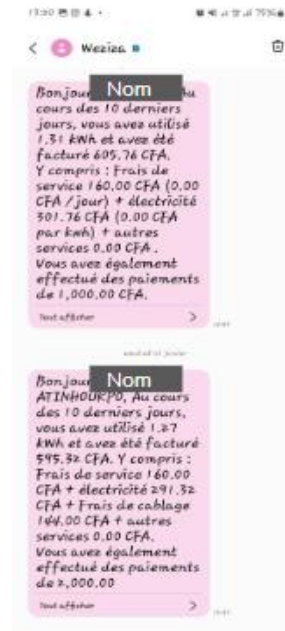


weziza  
benin



*Formation communautaire*

*Communication automatisée  
avec les clients*







## Bari, Djougou



## Bari, Djougou





## Réception des poteaux béton

Assodé, Ouaké



**Merci!**  
**Thank you!**



**V.5.8 Présentation ABERME - Suivi des projets et processus pour les futurs titres d'exploitation**



Atelier de Capitalisation sur le Cadre réglementaire de l'Électrification Hors-Réseau et sa mise en œuvre avec l'appui de MCA-Bénin II

---

**SUIVI DES PROJETS ET PROCESSUS POUR  
LES FUTURS TITRES D'EXPLOITATION**

# RÔLES DE L'ABERME DANS LA MISE EN ŒUVRE DES PROJETS EHR

- Evaluation des demandes de titre d'exploitation et transmission à l'ARE pour avis,
- Signature des titres d'exploitation en cas d'avis favorable de l'ARE,
- Assistance au promoteur pour la prise en compte des observations en cas d'avis défavorable,
- Validation des dossiers d'exécution,
- Suivi des travaux,
- Inspection des travaux,
- Délivrance de l'autorisation de mise en service,
- Supervision de l'exploitation durant toute la durée du titre d'exploitation.

# PROCESSUS DE SUIVI DANS LE CADRE DE LA MISE EN ŒUVRE DE L'OCEF DU MCA-BÉNIN II

## ❖ Collecte d'informations

- Rapports hebdomadaires de suivi des chantiers de NIRAS
- Suivi de l'atteinte des jalons et autres informations auprès du MCA-Bénin II
- Echange hebdomadaire avec le président des CVE (Comité Villageois d'Electricité)
- Contact permanent avec les CVE

## ❖ Actions

- Séance d'échanges avec les promoteurs
- Mission de visite terrain pour appréciation de situations critiques
- Point mensuel au Comité de Suivi de l'EHR

# PROCESSUS DE SUIVI POST MCA-BÉNIN II

- Rencontres hebdomadaires de suivi des chantiers avec les promoteurs (20min en ligne) suivant des créneaux fixes : *point d'avancement des travaux, difficultés et contraintes,*
- Point hebdomadaire avec les CVE dont la mise en place n'attendra plus désormais la mise en exploitation : *confirmation des réalisations concrètes faites sur les sites et évaluation de la qualité du service,*
- Mission mensuelle de suivi terrain : *pré-inspection technique, appui conseil aux promoteurs, suivi de l'exploitation,*
- Rencontre mensuelle entre les promoteurs et le comité de suivi de l'EHR : *partage d'information entre les différents acteurs, discussion sur les contraintes sectorielles,*
- Utilisation de la plateforme PROSPECT pour le suivi à distance de l'exploitation des mini-réseaux : *appréciation qualité de service et capitalisation.*





# PROCESSUS POUR LES FUTURS TITRES D'EXPLOITATION

- 1. Réalisation des études préliminaires par l'ABERME sur les localités encore éligibles au hors-réseau :**
  - cartographie et adressage,
  - prévision de la demande,
  - identification du site pour la centrale,
  - plan de réseau,
  - étude d'impact environnementale, selon la catégorie du projet,
  - évaluation de la subvention disponible pour chaque lot,
  - tous les actes nécessaires : sécurisation du site, certificat de conformité environnementale si nécessaire.
- 2. Appel à manifestation d'intérêt par lots de localités,**
- 3. Appel d'offres par lots de localités,**
- 4. Signature des titres d'exploitation après avis conforme de l'ARE.**

# PRÉALABLES AU NOUVEAU PROCESSUS

## **1. Activation du guichet unique EHR et mise à disposition de toute la documentation nécessaire :**

Guide pour les modalités de demande d'un titre, Document d'appel d'offre type, Cahier des charges production, cahier des charges distribution, Règlement de service, Convention de concession type, Modèle tarifaire, Textes réglementaires, Dispositions fiscales, etc.

## **2. Mobilisation de budget pour les études préliminaires,**

## **3. Mobilisation de fonds pour la subvention des projets.**

# JE VOUS REMERCIE

**Gbessi Pamphille Roland KPATENON**

Directeur de l'Electrification Hors-Réseau et de l'Eclairage Public  
Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie

[gkpatenon@gouv.bj](mailto:gkpatenon@gouv.bj)

