

Empowered lives.
Resilient nations.

Programme des Nations Unies pour le Développement Pays : République Centrafricaine

Intitulé du projet : "Promotion des petites centrales hydroélectriques pour alimenter des mini-réseaux afin d'assurer un meilleur accès aux services énergétiques modernes en République Centrafricaine".		
Pays : République Centrafricaine	Partenaire d'exécution : Programme des Nations Unies pour le Développement	Modalité de gestion : Modalité d'Exécution Directe (MED/DIM)
Résultat UNDAF/Programme Pays - CAP-Résultat 33 : La population et les parties prenantes des secteurs public et privé utilisent les ressources naturelles de manière plus rationnelle, améliorent la sécurité alimentaire et énergétique et sont moins vulnérables aux crises.		
Résultat du Plan Stratégique du PNUD – Résultat 1.5 : Des solutions inclusives et durables adoptées pour améliorer l'efficacité énergétique et l'accès universel à l'énergie moderne (en particulier les sources d'énergie renouvelables hors réseau).		
Catégorie de Dépistage Social et Environnemental du PNUD : Risque Modéré	Marqueur du Genre du PNUD : GEN2 : L'Egalité du Genre représente un objectif significatif.	
Atlas Project ID/Award ID Number : 00105867	Atlas Output ID/Project ID Number: 00106888	
UNDP-GEF PIMS ID Number : 5680	GEF ID Number : 9291	
Date de début prévue : Juillet 2018	Date de fin prévue : Juin 2023	
Date du CLEP : 18 Mai 2017		

Brève description :

L'objectif de ce projet est de promouvoir l'investissement dans les petites centrales hydroélectriques (PCH) pour alimenter des mini-réseaux basés sur le développement des petites centrales hydroélectriques dans le pays afin de fournir des services d'électricité aux zones rurales et de formuler un modèle d'entreprise approprié devant assurer la durabilité de ces mini-réseaux. Pour cela, il faudra mobiliser près de 16,7 millions USD de financement multilatéral et privé sur la période de mise en œuvre de cinq ans. Durant cette période, 4 petites centrales hydroélectriques seront construites pour fournir des services d'électricité à un nombre égal de villages grâce à des mini-réseaux destinés à des activités génératrices de revenus et à l'utilisation des ménages/communautés. L'électrification des villages nécessitera la production d'environ 39 770 MWh d'électricité sur la durée du projet avec une production annuelle de 14 535 MWh à maintenir sur les 25 ans de durée de vie des installations. L'usage de l'hydroélectricité permettra d'éviter 35 000 tonnes de CO₂ au cours de la période du projet de 5 ans et 13 000 tonnes de CO₂ par la suite sur les 21 à 23 années restantes de la vie utile des équipements. Ainsi, il est envisagé que le pays puisse éviter 327 250 tonnes de CO₂ durant toute durée de vie des équipements (25 ans). Le projet atteindra cet objectif en introduisant un cadre propice à la promotion des investissements dans le développement des petites centrales hydroélectriques et en établissant un instrument financier qui facilitera la participation du secteur privé à l'électrification des villages par le biais de mini-réseaux issus des petites centrales hydroélectriques dans le pays.



PLAN DE FINANCEMENT		
Fonds Fiduciaires du FEM		2 645 000 USD
Ressources du PNUD(TRAC)		500 000 USD
(1) Total Budget gérée par le PNUD		3 145 000 USD
COFINANCEMENT PARALLÈLE (TOUT AUTRE COFINANCEMENT QUI N'EST PAS UN COFINANCEMENT EN ESPECES GERE PAR LE PNUD)		
Gouvernement national (Ministère des mines, de l'Énergie et de l'Hydraulique) (en espèces)		600 000 USD
Développement multilatéral et banques locales (par le biais du Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Hydraulique) (en espèces)		9 000 000 USD
Secteur privé (Centrafic Global Business Consulting, Surl) (Actions)		6 558 000 USD
(2) Total Cofinancement		16 158 000 USD
(3) Financement global du projet (1) + (2)		19 303 000 USD
SIGNATURES		
Signature : Ecrire le nom ci-dessous	Approuvé par le Gouvernement 	Jour/Mois/Année : 20 JUIN 2018
Signature : Ecrire le nom ci-dessous	Approuvé par le PNUD 	Jour/Mois/Année : 19 JUIN 2018

Table des matières

1. DEFI DU DEVELOPPEMENT.....	3
2. STRATEGIE	22
3. RESULTATS ET PARTENARIATS	27
4. FAISABILITE	43
5. CADRE LOGIQUE DU PROJET.....	51
6. PLAN DE SUIVI ET D’EVALUATION (S&E).....	57
7. GOUVERNANCE ET GESTION.....	61
8. PLANIFICATION FINANCIERE ET GESTION.....	63
9. BUDGET TOTAL ET CHRONOGRAMME	66
10. CONTEXTE JURIDIQUE.....	69
11. ANNEXES OBLIGATOIRES.....	69
Annexe 1 : Chronogramme pluriannuel	70
Annexe 2 : Plan de surveillance.....	71
Annexe 3 : Plan d’évaluation.....	75
Annexe 4 : Outil de suivi (voir fichier séparé)	76
Annexe 5 : Termes de référence	76
Annexe 6 : Journal des risques du PNUD (voir le Tableau des risques de ce ProDoc)	79
Annexe 7 : Calculs de GES	79
Annexe 8 : Investisseurs potentiels dans des PCH en RCA	80
Annexe 9 : Coût actualisé de l’électricité de différentes sources d’énergie en RCA.....	81
Annexe 10 : Modèle de dépistage social et environnemental.....	85
Annexe 11 : Calcul du DPC	96

Sigles et abréviations

BAD	Banque Africaine de Développement)
BEAC	Banque des Etats de l'Afrique Centrale
BP	Bureau Pays PNUD
CCNUCC	Convention-Cadre des Nations Unies pour le Changement Climatique
CO ₂	Dioxyde de Carbone
CRS	Centre régional de services du PNUD
CTR	Conseiller technique régional du PNUD
EIE	Evaluation de l'Impact Environnemental
ENERCA	Energie Centrafricaine
FAT	Facilité d'Assistance Technique
FEM	Fonds pour l'Environnement Mondial
GES	Gaz à Effet de Serre=
IPP	Producteur Indépendant d'Electricité
KW	Kilowatt
KWh	Kilowattheure
MMEH	Ministère des Mines, de l'Energie et de l'Hydraulique
MSF	Mécanisme de Soutien Financier
Mtep	Million de tonnes équivalent de pétrole
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
ONG	Organisation Non Gouvernementale
PANA	Programme d'Action Nationale sur l'Adaptation
PCNUD	Plan Cadre des Nations Unies pour le Développement
PIF	Fiche d'Identification de Projet
PNAE	Programme National d'Action Environnementale
PNUD	Programme des Nations Unies pour le Développement
PV	Photovoltaïque
PSDN	Plan Stratégique de Développement National
REP	Revue d'exécution de projet
RTA	Rapport Trimestriel d'Avancement
RAP	Revue Annuelle de Projet
S&E	Suivi et Evaluation
SPP	Subvention pour la préparation de projet
Tep	Tonnes équivalent de pétrole
UE	Union Européenne
UER	Unité d'Electrification Rurale
UGP	Unité de Gestion de Projet
USD	Dollar ¹ Américain

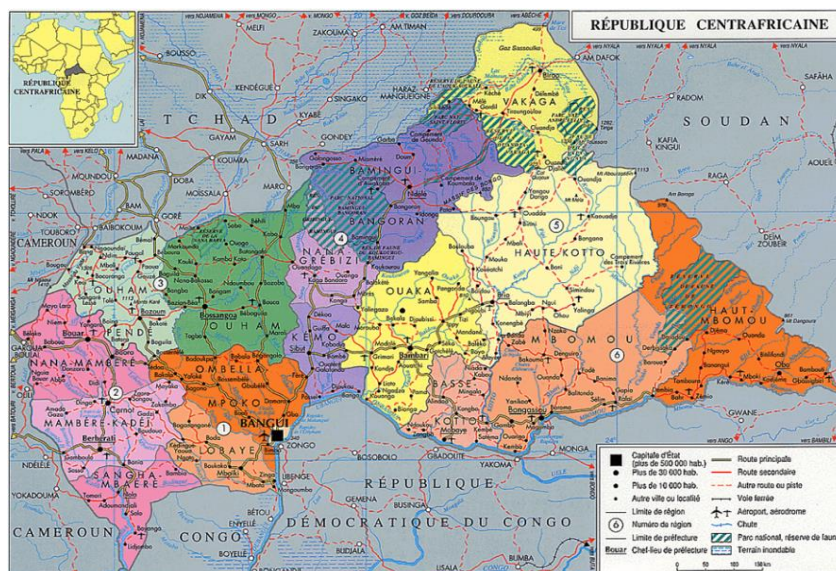
¹Taux de change : 1 USD = 610 FCFA (BEAC – XAF Fév. 2017)

1. DEFI DU DEVELOPPEMENT

1.1. Situation géographique et administrative du pays

La République Centrafricaine (RCA) est un pays enclavé d’Afrique centrale. Il est limité par le Tchad au Nord, le Soudan au Nord-Est, le Soudan du Sud à l’Est, la République Démocratique du Congo et la République du Congo au Sud et le Cameroun à l’Ouest. La RCA couvre une superficie d’environ 623 000 km² et compte 5,069 millions d’habitants selon les projections de 2017 dont 39% vivent dans les zones urbaines, contre 61% dans les zones rurales. La majeure partie de la RCA est composée de savanes soudano-guinéennes, mais le pays comprend également une zone sahélo-soudanienne dans le Nord et une zone de forêt équatoriale dans le Sud. Les deux tiers du pays se trouvent dans le bassin de la rivière Oubangui (qui se jette dans le Congo), tandis que le tiers restant se trouve dans le bassin du Chari, qui se jette dans le lac Tchad. Une grande partie du pays se compose d’une savane plate ou vallonnée à environ 500 mètres au-dessus du niveau de la mer, la majeure partie de la moitié Nord se situant dans l’écotélie savane soudanienne. En plus des monts Fertit dans le Nord-Est de la RCA, il y a des collines dispersées dans les régions du Sud-Ouest. Au Nord-Ouest se trouve le Massif de Yadé, un plateau granitique de 348 mètres d’altitude. Une grande partie de la frontière Sud est formée par des affluents du fleuve Congo ; la rivière Mbomou à l’Est fusionne avec la rivière Oulé pour former la rivière Oubangui, qui comprend également des parties de la frontière Sud. La rivière Sangha traverse certaines régions de l’Ouest du pays, tandis que la frontière orientale se trouve le long du bassin versant du Nil.

Carte 1 : Découpage administratif de la RCA



Source :

Le climat de la RCA est généralement de type tropical, avec une saison de pluie qui s’étend de Juin à Septembre dans les régions du Nord du pays et de Mai à Octobre au Sud. Pendant la saison des pluies les tempêtes sont presque quotidiennes, et le brouillard matinal est monnaie courante. Les précipitations annuelles maximales sont d’environ 1 800 millimètres dans la région supérieure d’Oubangui. Les régions du Nord sont chaudes et humides de Février à Mai, mais peut être soumis à l’alizé chaud, sec et poussiéreux connu sous le nom d’Harmattan. Les régions du Sud ont un climat plus équatorial, mais elles sont sujettes à la désertification, tandis que les régions extrêmes du Nord-Est du pays sont déjà désertiques.

1.2. Contexte de Développement

Situation socioéconomique

La RCA est dotée d’une terre agricole très riche et d’un potentiel naturel très important (forte pluviométrie, dense réseau hydrographique, immenses ressources minières, massif forestier important, etc.) mais, elle demeure paradoxalement l’un des pays les plus pauvres au monde. C’est un pays moins avancé (PMA) secoué

par des décennies crises et d'instabilité politique. Avant la crise de 2013 qui a plongé le pays dans une situation économique, sociale et politique très difficile. Le taux de croissance du PIB est passé de -37% en 2013 à 4% en 2016, plus de 70% de centrafricains vivaient en dessous du seuil de pauvreté. En 2016, la RCA est classée 188^{ème} sur 188 pays du point de vue de l'Indice du Développement Humain (IDH), 52^{ème} sur 54 pays de l'Indice de la Gouvernance en Afrique et, 187^{ème} sur 188 pays au classement du Doing Business établi par la Banque Mondiale. Le revenu par habitant de la RCA est souvent estimé à environ 450 dollars par an, l'un des plus bas du monde, mais ce chiffre repose essentiellement sur les ventes d'exportations déclarées et ignore en grande partie les ventes non enregistrées d'aliments, boissons alcoolisées produites localement, diamants, ivoire, viande de brousse et médecine traditionnelle. Le commerce d'exportation est entravé par le faible développement économique et la position enclavée du pays. Les diamants et le bois sont les principaux produits d'exportation du pays, représentant 40 à 55% des recettes d'exportation.

1.3. Potentialité en ressources naturelles

L'agriculture représente 45% du PIB et consiste en une culture et la vente de produits de rentes et vivriers. Le manioc, l'arachide, le maïs, le sorgho, le mil, les fruits et légumes, et les graines oléagineuses sont les principales cultures vivrières qui occupent environ 90% de la superficie cultivée totale en RCA. La production de cultures vivrières constitue la principale source d'emploi et de revenu des ménages, particulièrement dans les zones rurales ; elle joue un rôle important pour la sécurité alimentaire en RCA. Ainsi, la culture du manioc, premier produit composant l'aliment de base des centrafricains, bien qu'impactée par les crises à cause du déplacement des populations, sa production a résisté et est passée de 667 milles tonnes en 2012 à 504 milles tonnes en 2017 en passant par 433 tonnes en 2013. La production des cultures de rente, qui sont les principaux produits d'exportation, a chuté pendant la crise. Entre 2012 et 2017, la production du coton est passée de 21 700 à 6 200 tonnes tandis que la production du café est passée de 8 900 à 6 500 tonnes. L'élevage représente en moyenne 15% du PIB et 1/3 de la production agropastorale. Le système d'élevage avec une prédominance de l'élevage bovin transhumant couvre actuellement 90% de l'effectif total des bovins, majoritairement de race zébu M'bororos et de Goudali. La commercialisation du bétail constitue une force pour le pays avec une consommation de 300 000 têtes de bovins par an dont 250 000 localement et 50 000 bovins sur pieds exportés vers le Cameroun, le Congo et la RD Congo.

La forêt dense et humide couvre une superficie d'environ 5,6 millions d'hectares, soit 5,5% du territoire, répartis en deux blocs. Le bloc Sud-Ouest (3,8 millions d'hectares) affecté à la production ligneuse avec 301 espèces d'arbres identifiées, constitue un potentiel économique mobilisable. Aujourd'hui, le potentiel exploité se limite à 12 sur 15 espèces commercialisables notamment l'Ayous, le Sapelli et le Sipo, essences de bois d'une grande importance commerciale, très appréciées pour leur qualité dans la fabrication de meubles. Le bloc Sud-Est (1,8 millions d'hectares), inexploité industriellement en raison de son éloignement des ports, est réservé à la conservation. Le reste du pays, dans la partie Nord, est recouvert de savanes arborées et des forêts tropicales semi denses. Le taux de déforestation est estimé à env. 0,4% par an (FAO, 2015).

En matière de ressources minières, deux grandes catégories de produits sont identifiées : les produits minéraux et les produits pétroliers. En ce qui concerne les produits minéraux, 450 indices ont été identifiés et plusieurs ont fait l'objet d'études dont entre autres, le diamant, l'or, l'uranium, le fer, le lignite, le calcaire, le graphite, le cuivre. Seul l'or et le diamant qui sont disséminés dans presque tout le pays sont exploités en plus grande partie de manière artisanale. Ces activités artisanales jouent un grand rôle dans l'économie nationale. Le potentiel pétrolier du pays est toujours en cours de clarification. Les activités d'exploration pétrolière, commencées dans les années 70, ont abouti à l'identification d'une zone prometteuse des bassins de DOSEO et SALAMAT, couvrant près de 30 000 km² et situés dans le Nord-Est du pays sur la frontière de la RCA et du Tchad.

La RCA regorge d'importantes ressources en eau grâce à une importante pluviométrie et des réseaux hydrographiques denses constituant un potentiel dans le cadre de la gestion intégrée des ressources en eau (GIRE) qui couvre la mobilisation des ressources en eau pour l'alimentation en eau potable, l'agriculture dans la perspective d'intensification des cultures pluviales et l'instauration de culture irriguée, l'élevage, l'hydroélectricité, la navigation, les industries, le tourisme, la conservation des écosystèmes ainsi que l'assainissement autonome et collectif. Ce potentiel en eau important est encore mal connu et très peu utilisé pour l'amélioration des conditions de vie des populations et l'hydroélectricité. En matière d'utilisation des

ressources en eau à des fins économiques sur l'ensemble du territoire, les prélèvements pour les sous-secteurs de l'eau productive ne représentent même pas 1% des ressources internes disponibles.

En matière d'hydroélectricité, la RCA dispose d'une forte potentialité non répertoriée de manière exhaustive et demeure très mal appréciée. Une étude menée par le bureau d'études ELECTROWATT en 1972 a mis en évidence la forte potentialité hydraulique du pays, et le potentiel hydroélectrique est estimé à 2 GW, non exhaustif et réparti sur plusieurs sites hydroélectriques aménageables à travers le pays. Une quarantaine de sites hydroélectriques de puissance variant de 5 à 180 MW sont identifiés parmi lesquels, seuls quelques sites de Boali ont été mis en valeur pour une puissance de 18,4 MW et un barrage hydroélectrique pour tous les usages d'eau. Soit environ 1% seulement est exploité

Le pays dispose d'un potentiel de biomasse important qui constitue la principale ressource énergétique traditionnelle. L'exploitation du potentiel forestier, les diverses activités agricoles et les ordures ménagères peuvent faire de la RCA un immense laboratoire d'ENR à base de la biomasse pour sa richesse en combustibles ligneux et en végétation.

La RCA dispose également de bonnes ressources d'énergie solaire avec une moyenne de 7 heures de soleil par jour tout au long de l'année et une irradiation solaire de 5 kWh/m²/j en moyenne répartie sur tout le territoire. Les valeurs mensuelles moyennes du rayonnement solaire indiquent qu'elles sont les plus faibles (4,5 kWh / m² / jour) dans la partie sud-ouest du pays (Bangassou, Bangui et Berberati), moyennes (5,5 kWh / m² / jour) dans le centre (Bambari, Bossangoa) et élevée (6,5 kWh / m² / jour) dans le nord (Ndélé et Birao). La partie Nord-Est du pays et la partie Centre bénéficient d'un ensoleillement journalier dont la durée, suivant les régions et les saisons, varie de 10 à 12 heures et susceptible de faciliter le développement de l'électricité photovoltaïque. On note cependant, deux jours sur l'année sans ensoleillement sur le territoire. Les potentialités en matière d'énergie solaire existent mais son utilisation n'est encore qu'au stade embryonnaire : pompage d'eau en milieu rural, centres de santé, éclairage, relais de faisceaux hertziens ou balises de navigation aérienne.

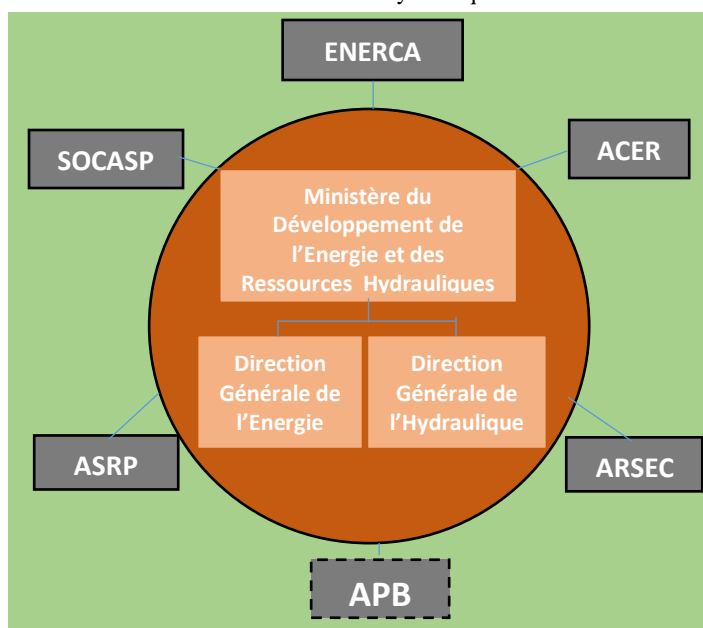
Le pays dispose aussi des potentialités en termes d'énergie éolienne et géothermique. Cependant, il faudrait que des études soient effectuées pour mieux les localiser et les quantifier. Malgré la diversité des ressources naturelles en RCA, l'exploitation ne se limite qu'à quelques catégories.

1.4. Analyse du cadre institutionnel et des acteurs

- **Ministère du Développement de l'Énergie et des Ressources Hydrauliques**

Le ministère du Développement de l'Énergie et des Ressources Hydrauliques a la responsabilité de l'élaboration et de la mise en œuvre de la politique nationale en matière de développement de l'énergie et des ressources hydrauliques. Conformément au décret n° 16.349 du 11 octobre 2016 relatif à l'organisation et au fonctionnement du ministère, il anime cette politique à travers la Direction Générale de l'Énergie (DGE) et la Direction Générale de l'Hydraulique. Comme le montre la Figure 1, il exerce en matière d'énergie, son rôle à travers la Direction Générale de l'Énergie (DGE), et compte six organismes chargés de la mise en œuvre des politiques sectorielles. Pour le sous-secteur de l'électricité : ENERCA, ACER et ARSEC. Pour le sous-secteur pétrolier : SOCASP, ASRP et APB.

Figure 1 : Organigramme du Ministère du développement de l'Énergie et des ressources hydrauliques



Source :

Sous-secteur de l'électricité

- **Direction General de l'Energie**

La Direction Générale de l'Energie a pour missions l'élaboration et la mise en œuvre de la politique énergétique du gouvernement. A cet effet, trois Directions concourent à l'accomplissement de sa mission, à savoir la Direction de l'Energie Conventiennelle (pour les activités liées aux Services Electriques, Gestion de l'Energie et Efficacité Energétique), la Direction des Energies Nouvelles et Renouvelables (pour les activités de la promotion de la production d'hydroélectricité, de la bioénergie, de l'énergie géothermique et de l'énergie solaire et éolienne) et la Direction des Etudes, Statistiques et Planification (activités de statistiques et de documentation, études, planification et recherche énergétique, évaluation des programmes et projets).

- **Organes sous-tutelle**

(i) **ENERCA** (Énergie Centrafricaine). Fondée par Décret n°68/048 du 12 janvier 1968 abrogeant le Décret n° 63/258 du 4 octobre 1963 et approuvant les statuts d'établissement public de l'ENERCA qui avait le monopole de l'offre de service d'électricité jusqu'à la promulgation de l'Ordonnance n° 05.001 du 1^{er} janvier 2005, portant Code de l'Electricité de la RCA, qui a libéralisé le sous-secteur de l'électricité. Elle assure la production, le transport, la distribution et la commercialisation de l'électricité sur toute l'étendue du territoire. Le Gouvernement a mis en œuvre la plupart des politiques dans le sous-secteur de l'électricité à travers l'ENERCA. Dans le cadre du premier projet énergie, ses statuts ont été réformés pour faire d'elle une société d'Etat dotée d'un capital.

(ii) **ARSEC** (Agence Autonome de Régulation du Secteur de l'Electricité en République Centrafricaine). L'ARSEC a été créé par l'ordonnance n° 05.001 du 1er janvier 2005, elle n'est devenue opérationnelle que lorsque le décret n° 09.046 du 2 février 2009 a été pris pour réglementer ses fonctions. L'ARSEC a pour mission d'assurer la réglementation, le contrôle et le suivi des activités dans le sous-secteur de l'électricité. Elle est également chargée de soutenir les besoins énergétiques des consommateurs dans un contexte de développement durable, en gardant à l'esprit les enjeux économiques, sociaux et environnementaux, en assurant le développement rationalisé et économiquement viable des services d'électricité pour les industries, en favorisant la concurrence dans la production, le transport, la distribution et la vente d'électricité, en établissant des tarifs d'électricité, etc.

(iii) **ACER** (Agence Autonome de l'Électrification Rurale de Centrafrique). Comme l'ARSEC, l'ACER a été créée par le Code de l'Electricité et devenue fonctionnelle en 2008 en vertu du décret n° 05.273 du 11 septembre 2005. Sa mission est de mettre en œuvre la politique du gouvernement, par la promotion de procédures simplifiées, de développement de l'électrification rurale. Elle est également chargée de soutenir les développeurs dans la mise en œuvre des programmes d'électrification rurale, ainsi que les consommateurs dans l'utilisation des services d'électricité.

Malheureusement, en raison du manque de soutien des décideurs et de l'absence de ressources financières régulières, l'ACER n'a pas encore mis en œuvre son premier projet d'électrification villageoise, bien qu'elle ait installé, comme mentionné plus haut, quelques éclairages d'espaces publics extérieurs, dans le cadre de programmes financés par des donateurs. A cet égard, le rapport de la « Facilité d'Assistance Technique (FAT) » récemment publié (janvier 2017), préparé par l'Union Européenne dans le cadre de l'Énergie durable pour tous (le rapport servira de contribution à la formulation du prochain Fonds européen de développement) note que « L'absence d'une véritable politique énergétique a largement contribué à l'inaccessibilité des sources d'énergie modernes aux pauvres, en particulier en ce qui concerne l'électrification rurale, qui concerne les besoins des 2/3 de la population centrafricaine. Elle est indispensable pour formuler une politique et une stratégie d'électrification rurale, ainsi qu'un plan directeur énergétique pour la RCA ».

En ce qui concerne les produits pétroliers et les biocarburants, la Direction Générale de l'Energie est également responsable de toutes les activités «en aval» relatives aux produits finis jusqu'au point d'utilisation (par opposition à la Direction Générale du Pétrole qui a des responsabilités «en amont» celles de l'exploration pétrolière, de l'exploitation, ainsi que du transport de pétrole brut et du raffinage - à l'heure actuelle, cependant, le pays en est encore au stade de l'exploration pétrolière). Elle s'acquitte de cette responsabilité de supervision à travers les 3 agences suivantes :

(i) **SOCASP** (Société Centrafricaine de Stockage des Produits Pétroliers). La SOCASP a été créée en vertu de la loi n ° 07.007 du 24 avril 2007 et a, entre autres, les objectifs suivants :

- La responsabilité exclusive du stockage, de la réception et de la manutention de tous les produits pétroliers et de leurs dérivés commercialisés en RCA ;
- L'importation de tous les produits pétroliers et de leurs dérivés pour un stockage sécurisé ;
- Le contrôle de qualité de tous les produits pétroliers et de leurs dérivés disponibles à la vente sur le marché local ;
- L'implantation, réhabilitation et construction de toutes les infrastructures pour le stockage sécurisé de tous les produits pétroliers et de leurs dérivés ;
- L'organisation et approvisionnement de tous les produits pétroliers et de leurs dérivés, etc.

Tous les produits pétroliers et gaz actuellement consommés dans le pays sont importés. En 2016, le pays a importé 76,37 Mtep, soit 15 tep/personne / an. La consommation de produits pétroliers à elle seule en 2016 s'élevait à 76,32 Mtep, les 0,05 Mtep restants étant attribués au gaz (équivalent à une consommation par habitant de 10 kg / an), confirmant ainsi que la part du gaz parmi les sources d'énergie importées est négligeable.

(ii) **ASRP** (Agence de Stabilisation et de Régulation du Prix des Produits Pétroliers). L'ASRP a été créée par la loi n ° 07.006 du 24 avril 2007 dans le double objectif de stabiliser et de réguler les prix des produits pétroliers et de leurs dérivés dans tout le pays. Elle est responsable de la transparence de la tarification des produits pétroliers, du contrôle des installations de la chaîne d'approvisionnement, du soutien aux opérateurs du sous-secteur pour obtenir des prix compétitifs auprès des fournisseurs, ainsi que du contrôle de qualité des produits pétroliers et de leurs dérivés.

(iii) **APB** (Agence de Promotion des Biocarburants). Comme indiqué précédemment, le gouvernement a lancé le processus de développement des biocarburants avec la loi 08.018 du 6 juin 2008, pour réglementer les activités dans ce domaine. Malheureusement, la mise en œuvre de cette loi est retardée, en raison de l'absence des textes d'application pour rendre fonctionnelle cette Agence.

Autres dispositifs institutionnels et juridiques

- **Charte d'investissement / guichet unique**

Outre les Directions susmentionnées, le Gouvernement Centrafricain a établi une Charte des investissements le 16 juillet 2001 (loi n ° 01.010), dans le but de soutenir et de promouvoir les investissements dans le pays pour le développement des activités génératrices de revenus, susceptibles d'ajouter de la valeur à la matière première locale, tant pour le marché local que pour l'exportation, et ainsi créer des emplois durables. Cette charte d'investissement, placée sous la responsabilité du ministère du Commerce et de l'Industrie, s'applique à toutes les petites et moyennes entreprises industrielles, à l'exception de la foresterie, de l'exploitation minière et du tourisme régis par d'autres ordonnances spécifiques.

La Charte de l'Investissement a créé un Guichet Unique de Formalités des Entreprises en République Centrafricaine (GUFÉ-RCA) qui reflète la volonté du Gouvernement d'améliorer les procédures d'établissement des entreprises en rationalisant les procédures administratives et en réduisant le délai de traitement des demandes. A cet égard, la mission du GUFÉ-RCA est, entre autres :

- De simplifier les procédures et les formalités pour établir, modifier, supprimer ou dissoudre les activités des entreprises ;
- De contribuer à l'amélioration du climat des affaires pour le rendre attractif pour l'investissement ;
- Et de contribuer à accueillir, informer, orienter et conseiller les investisseurs locaux et étrangers.

1.5. Stratégies et Plans Nationaux

Plan national de relèvement et consolidation de la paix –(RCPCA) 2017 – 2021.

Afin de profiter de la fenêtre d'opportunité offerte par la situation actuelle dans le pays pour jeter des bases solides pour un nouveau départ, le Gouvernement a formulé un Plan national pour le relèvement et la consolidation de la paix (RCPCA) pour la période 2017-2021. Afin de définir son intervention et celle de ses partenaires de développement au cours des cinq prochaines années, la vision du gouvernement par la mise en œuvre de la RCPCA est celle d'un pays qui poursuit le dialogue pour la réconciliation, qui établit des étapes importantes vers une paix solide et engage un processus de relèvement et de développement durable.

Le document présenté à la table ronde tenue à Bruxelles le 17 novembre 2016 s'articule autour de trois axes prioritaires : (i) restaurer la paix, la sécurité et la réconciliation, (ii) renouveler le contrat social entre l'Etat et la population, et (iii) promouvoir le relèvement économique et la relance des secteurs productifs. Chaque pilier s'articule autour d'un certain nombre d'objectifs stratégiques spécifiques, eux-mêmes décomposés en résultats et en activités stratégiques prioritaires. En outre, six objectifs transversaux sont traités dans leur totalité, reflétant l'ampleur des défis structurels auxquels la RCA est confrontée, pour atténuer les disparités régionales, promouvoir l'égalité des sexes, renforcer la transparence et l'acceptabilité à tous les niveaux ; développer les capacités nationales (administration publique et société civile) ; promouvoir l'inclusion des jeunes ; assurer la viabilité de l'environnement et l'exploitation durable des ressources naturelles. Les besoins financiers pour mettre en œuvre tout cela ont été estimés à 3,161 milliards de dollars, dont la conférence des donateurs a mobilisé 2,20 milliards de dollars.

Politique Énergétique Nationale

Le Gouvernement a notamment promulgué l'ordonnance n° 05.001 du 1er janvier 2005 relative au Code de l'Électricité visant à libéraliser le sous-secteur de l'électricité, les lois n° 07.005, 07.006 et n° 0.007 du 24 avril 2007 portant sur la réorganisation du sous-secteur pétrolier en créant l'ASRP et SOCASP, respectivement, et la loi n° 08.018 du 18 mars 2010 sur les biocarburants. Par la suite, le gouvernement a publié le décret n° 10.092 du 18 mars 2010 rendant publique son Document de Politique Énergétique Nationale (DPEN).

L'objectif général de la politique énergétique nationale est de « contribuer à la croissance économique, améliorer la qualité de la vie par l'augmentation du niveau d'accès à l'électricité et assurer l'indépendance énergétique dans la sécurité de l'approvisionnement énergétique par l'interconnexion avec d'autres pays ». Cet objectif global est accompagné de 5 objectifs spécifiques, à savoir :

1. Améliorer les capacités institutionnelles en matière d'orientation, de gestion, de contrôle et de management stratégique du secteur de l'énergie ;
2. Garantir la fourniture de l'énergie à toutes les entreprises et les ménages sur l'ensemble du territoire à un coût compétitif ;
3. Assurer la protection des personnes, des biens et de l'environnement contre les risques liés aux activités dans le domaine de l'énergie ;
4. Assurer l'indépendance et la sécurisation d'approvisionnement en énergie du pays ;
5. Assurer la gouvernance du secteur de l'énergie dans le cadre d'un système interconnecté, sous régional, régional et international.

Les principes directeurs de la politique énergétique nationale prennent en compte la concurrence économique et la rentabilité, le cadre de vie, l'indépendance nationale, les partenariats public-privé, les approches programmatiques et participatives, etc. Le Gouvernement envisage depuis un certain temps l'idée de réviser / actualiser Politique énergétique, mais aucun calendrier n'a encore été proposé.

Politique Énergétique Décentralisée (Ebauche, 2017)

L'objectif global poursuivi par le gouvernement dans le sous-secteur de l'électricité est d'accroître considérablement l'accès à des services d'électricité fiables pour les populations urbaines, périurbaines et rurales à un coût abordable et de stimuler la croissance économique en favorisant les partenariats public-privé.

À cette fin, le gouvernement a récemment élaboré (février 2017) un projet de « politique énergétique décentralisée » (PED) dans lequel il définit son objectif général « garantir l'accès à des services énergétiques efficaces, durables et modernes à la population rurale d'ici 2030 » à un coût abordable ». Cela démontre son engagement à mettre en œuvre le Programme de développement durable à l'horizon 2030 (Objectifs de développement durable) et, plus précisément, ODD n° 7 : Énergie propre et abordable - Assurer l'accès à une énergie abordable, fiable, durable et moderne pour tous. La réalisation de cet objectif commence par la clarification et la consolidation du cadre juridique et institutionnel du sous-secteur de l'électricité, l'affinement des rôles des principales parties prenantes et la mobilisation des ressources financières. Il propose par conséquent de mettre en œuvre des activités spécifiques visant à placer le pays sur la voie de la réalisation de l'ODD 7 dans les délais impartis.

En ce qui concerne les objectifs spécifiques de la PED, ils sont les suivants :

- Promouvoir les capacités juridiques et institutionnelles adaptées à la décentralisation et à la diffusion des services d'électricité ;
- Fournir un accès à des services d'électricité à tous les résidents ruraux et urbains à un coût abordable ;
- Assurer une gestion cohérente et coordonnée du sous-secteur de l'électricité aux niveaux régional et local ; et
- Protéger l'environnement contre les risques associés aux activités dans le domaine de l'énergie en réduisant la déforestation et les émissions de GES.

Cette ébauche de document sur la politique énergétique décentralisée fait actuellement l'objet de discussions à divers niveaux du gouvernement et avec différentes parties prenantes à l'extérieur du gouvernement. On s'attend à ce qu'il soit formellement approuvé par le gouvernement au cours de cette année (2017).

Plan Directeur pour la Production et le Transport / Distribution d'Electricité, 1992 :

Dans le cadre de la planification du développement du sous-secteur de l'électricité en RCA, l'ENERCA a commandé une étude en novembre 1992 pour élaborer un plan directeur de production, de transport et de distribution d'électricité pour les 15 prochaines années. Cette étude a été réalisée par SOGREAH et ELECTROWATT et a porté sur l'évolution du réseau interconnecté de Bangui. L'étude s'est également penchée sur les 12 centres secondaires d'alors, ainsi qu'une étude spécifique pour celle la plus proche de Bangui. Des simulations ont été entreprises pour la période 1992-2012 sur la base d'une croissance de la demande faible, moyenne et élevée.

Depuis, ENERCA n'a pas mis à jour ce plan directeur pour les années à venir.

Programme d'Action National d'Adaptation (PANA : Plan d'Action Nationale d'Adaptation au Changement Climatique).

La RCA a préparé un Programme d'Action National d'Adaptation contre le Changement Climatique (PANA) en 2008 avec le soutien du PNUD non seulement pour remplir ses obligations dans le cadre de la CCNUCC, mais aussi pour établir des priorités d'action et d'intégrer les préoccupations liées aux changements climatiques dans les plans et programmes de développement nationaux et sectoriels. Les secteurs évalués lors du processus PANA incluaient l'eau, la foresterie, l'agriculture, la santé et l'énergie. Des actions prioritaires ont été identifiées et définies, mais, malheureusement, aucun financement n'a pu être mobilisé pour les mettre en œuvre.

En octobre 2011, dans le cadre de l'initiative « Réduire les émissions liées à la déforestation et à la dégradation des forêts » (REDD), le Gouvernement a formulé et soumis sa proposition de préparation à la communauté des donateurs. Suite aux révisions du document pour intégrer les commentaires reçus, la version finale a été soumise à la Banque mondiale en mars 2013. Un financement de 10 millions de dollars a été mobilisé pour mettre en œuvre des activités axées sur la protection des forêts, « réservoir par excellence » pour la biodiversité et la séquestration du carbone dans le pays. L'objectif était, à long terme, de mettre la RCA sur la voie d'un marché solide pour le commerce du carbone, mais cela ne s'est pas encore concrétisé en raison de la situation actuelle du marché du carbone. Cependant, le RPP reste très pertinent pour le changement climatique dans le pays, en particulier en ce qui concerne les mesures d'atténuation et d'adaptation.

Le principal résultat attendu du RPP était une réduction nette des émissions de GES attribuées aux forêts grâce au renforcement des capacités des institutions nationales. À cette fin, plusieurs initiatives ont été mises en œuvre, dont un projet sur les forêts communautaires et un autre sur la gestion et la restauration participative des forêts dégradées en Basse-Lobaye, tous deux financés par la Banque Africaine de Développement à hauteur de 165 000 dollars. Afin d'assurer une meilleure gouvernance du processus REDD, y compris la REDD +, et la mise en œuvre du RPP, le Gouvernement a récemment créé une Unité de Coordination par un Décret présidentiel daté du 9 février 2017.

Première communication nationale (initiale) à la CCNUCC : La première communication nationale (initiale) à la CCNUCC préparée en Décembre 2002 par le Ministère des Eaux, des Forêts, de la Pêche, de l'Environnement et du Tourisme (abrégé : Ministère de l'Environnement) indiquait que "Plusieurs stratégies d'adaptation et d'atténuation pour la réduction des émissions de CO₂ et la séquestration du carbone ont été discutées dans le cadre des études sur la foresterie et l'énergie". Ils ont tous souligné l'utilisation de technologies des énergies renouvelables et le reboisement / boisement pour la réduction des émissions et "la création d'emplois dans les zones urbaines et rurales, ce qui contribuerait à réduire l'exode rural vers la grande agglomération".

Deuxième communication nationale à la CCNUCC : La deuxième communication nationale soumise en 2013 couvrait la période 2003-2010 et estimait que les émissions totales de GES en 2010 (année de référence utilisée) étaient de 116 millions de tonnes de CO₂, soit 0,002% des émissions mondiales ou équivalentes à 26 tonnes de CO₂ par habitant. D'autre part, sa capacité d'absorption au cours de la même année de référence était de 330 millions de tonnes de CO₂, faisant du pays un puits net. Il a été noté que le changement d'affectation des terres et la foresterie (CATF) représentait 89,5% des émissions totales, suivi par l'agriculture avec 5,3% et l'énergie avec 5,2% (dont 4,9% pour le bois de chauffage); la contribution des procédés industriels à l'émission totale était négligeable de 0,1% (les chiffres ont été arrondis). Malgré la nécessité pour le pays de développer son économie, il prévoit de réduire ses émissions par habitant à 20 tonnes de CO₂ d'ici 2030 et à 12 tonnes de CO₂ d'ici 2050.

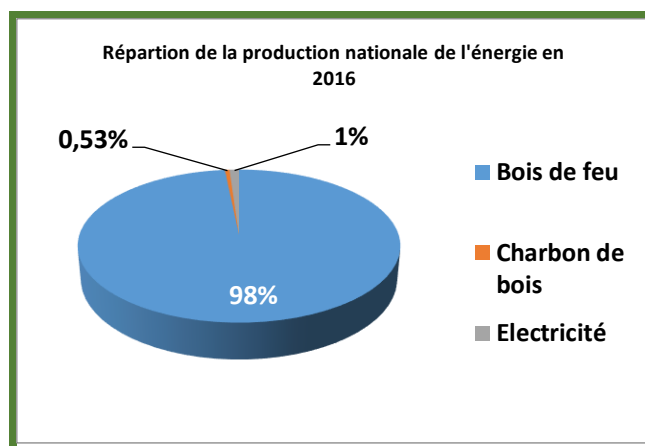
Contribution prévue déterminée au niveau national (CPDN) : Les projections faites en 2015 lors de la préparation de la contribution prévue déterminée au niveau national à soumettre à la CCNUCC indiquent une augmentation des émissions de GES de 189 millions de tonnes d'ici 2050 par rapport à l'année de base 2010, soit une augmentation nette de 63%, prenant en compte le niveau projeté de croissance démographique, et si aucune action corrective n'est mise en œuvre d'ici là. Les secteurs contribuant à une telle augmentation seraient les suivants : LULUCF -69%, énergie -13,4% (dont 10,7% pour le bois-énergie), déchets -3,2% et procédés industriels - 1,6%. Selon le CPDN, le gouvernement prévoit de réduire les émissions de 5% par rapport au niveau de référence habituel (5,5 millions de tonnes de CO₂ d'émissions évitées) d'ici 2030 et 25% (soit 33 millions de tonnes de CO₂) d'ici 2050, dans le cadre de la mise en œuvre conditionnelle.

1.6. Etat des lieux du sous-secteur de l'électricité

Bilan énergétique

En 2016, la production d'énergie a atteint environ 2,86 millions de tep comme le montre la Figure 2, l'essentiel, 98% est constitué de bois de feu, le reste entre l'électricité du système interconnecté, 1%, et le charbon de bois, 1%. La production du charbon de bois est principalement destinée à l'approvisionnement de la capitale et des grandes villes comme principale source d'énergie domestique. Bien que l'usage du charbon de bois soit encore relativement marginal à Bangui, les quantités de bois nécessaires à sa production sont de l'ordre de 11% des besoins totaux en bois. La production atteindrait 2,83 Mtep de bois de feu et 15 ktep de charbon de bois, soit au total un plus de 2,83 Mtep de bois à usage énergétique. A l'échelon national, ces chiffres sont peu significatifs face à la productivité des formations boisées centrafricaines. La production globale de l'électricité a atteint 136 GWh. Elle est presque exclusivement d'origine hydraulique, la production thermique oscillant autour de 0,25 GWh. En dehors du décrochage de l'année 2008, la production hydraulique oscille autour d'une valeur moyenne de 136 GWh en 2006 et 2016, la croissance est presque nulle. La production des centres secondaires est inexistante du fait de l'incapacité financière de l'ENERCA, la mauvaise rentabilité et la situation conflictuelle du pays, il n'y a plus aucune puissance installée dans les villes de l'intérieur du pays.

Figure 2 : Production énergétique nationale en 2016



Source : DGE

Le Tableau 1 donne les chiffres de la production totale d'électricité dans le pays, avec une ventilation entre les sources d'énergie hydraulique et thermique ; Il est à noter que, au fil des années, 96% - 99% de l'électricité produite dans le pays a été et provient toujours des centrales hydrauliques.

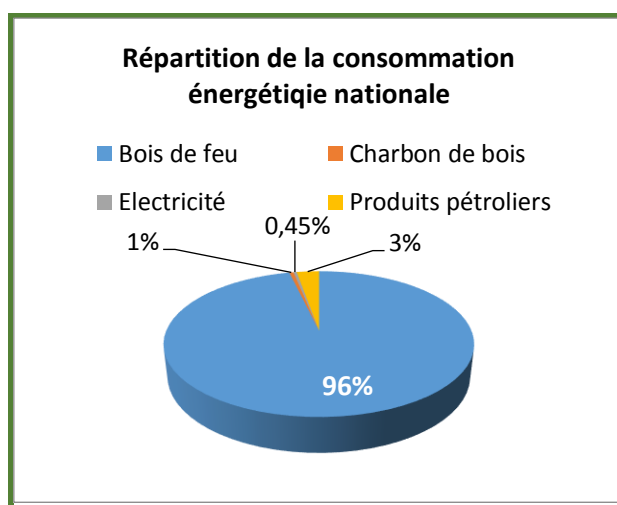
Tableau 1 : Production d'électricité

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Production hydroélectrique (MWh)	136840	125486	136368	136614	139045	139745	136920	138834	137000	134320
Production thermique (MWh)	250	365	323	298	417	305	701	230	384	170
Total (MWh)	137090	125851	136691	136912	139462	140050	137621	139064	137384	139490

Source :

En 2016, la consommation énergétique nationale globale est de 2,74 Mtep soit 0,54 tep par habitant. La consommation énergétique de la majorité de la population est encore constituée de combustibles ligneux. Conformément à la Figure 3, la consommation finale d'énergie est satisfaite à plus de 96% par le bois de feu, le charbon de bois et les résidus agricoles, et pour le reste par les produits pétroliers importés (environ 3%) et l'électricité pour moins de 1% qui s'explique par les forts niveaux de pertes d'énergie enregistrés sur les réseaux de transport et de distribution de l'électricité.

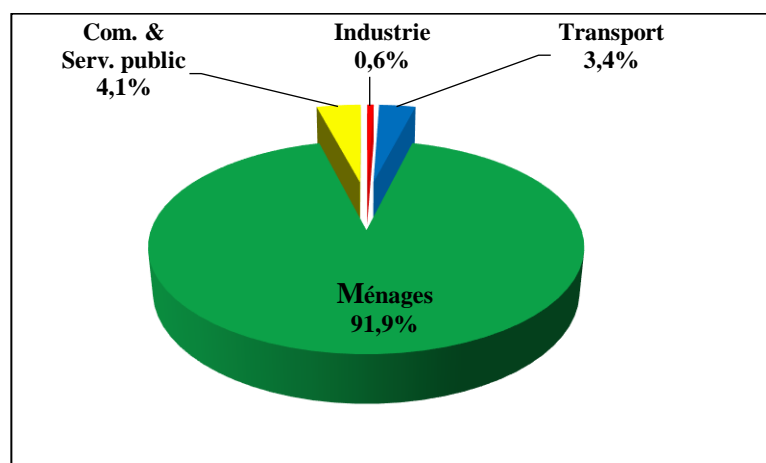
Figure 3 : Répartition de la consommation énergétique nationale en 2016



Source : DGE, 2016

Par secteur en 2014 (Figure 4), la consommation d'énergie des ménages représentait presque 92%, les 8% restants étant partagés entre les secteurs Communications et services (4,1%), Transport (3,4%) et Industrie (0,6%).

Figure 4 : Consommation d'Énergie par secteur (2014)



Source :

La consommation totale du bois de feu et du charbon de bois en RCA s'élève 2,65 Mtep soit 0,52 tep par habitant. Dans les zones périurbaines et rurales, les ménages utilisent principalement du charbon de bois ou du bois de chauffe, parfois côte à côte sur un poêle à charbon de bois et un poêle à bois à trois pierres pour cuisiner. Le charbon de bois est également largement utilisé dans les zones urbaines, car l'approvisionnement en électricité et la disponibilité de gaz en bouteille ont tendance à être erratiques. Selon les données disponibles (2014), près de 100% des ménages ruraux utilisent exclusivement du bois de chauffage et 20% des ménages urbains utilisent du bois de feu et/ou du charbon pour cuisiner, et cette utilisation massive de la biomasse contribue à l'épuisement rapide des ressources forestières du pays. La tendance à cette forte augmentation de la consommation de bois-énergie par rapport aux années précédentes s'explique par la démographie galopante de la capitale accentuée par les déplacements massifs vers Bangui, des populations de l'intérieur en raison de nombreuses poches d'affrontements armés et de l'insécurité consécutive. À cet égard, on estime que la consommation de bois en RCA est d'environ 1,6 million de tonnes par an. Environ 8% de la population a accès à des combustibles propres (cuisinières électriques et gaz en bouteille - GPL) pour cuisiner et très peu à la cuisson (et à l'éclairage) à la paraffine, connue localement sous le nom de « pétrole lampant ». En fait, la paraffine était le combustible de choix pour l'éclairage dans les zones rurales, mais elle est progressivement remplacée par des lampes LED à piles jetables (non rechargeables), communément appelées « branchements » dans les zones rurales du pays ou "Lampes chinoises", reflétant le pays de fabrication des lampes à LED "recyclées" (Photo 1).

Le système interconnecté de la RCA (Figure 5) se résume essentiellement en la production et distribution de l'énergie électrique à partir des centrales hydroélectrique de Boali et thermique de Bangui pour les besoins uniquement de la population de la capitale, les Centres Secondaires n'étant plus opérationnels depuis 2004. Ce système interconnecté connaît des pertes d'énergies majeures au niveau de la distribution pouvant atteindre par moment les 45%. Les autoproductions de secours, bien qu'existantes, ne sont pas comptabilisées et prises en compte dans le système interconnecté.

Photo 1 : "Branchement" utilisant des piles AAA et des LEDs



Source :

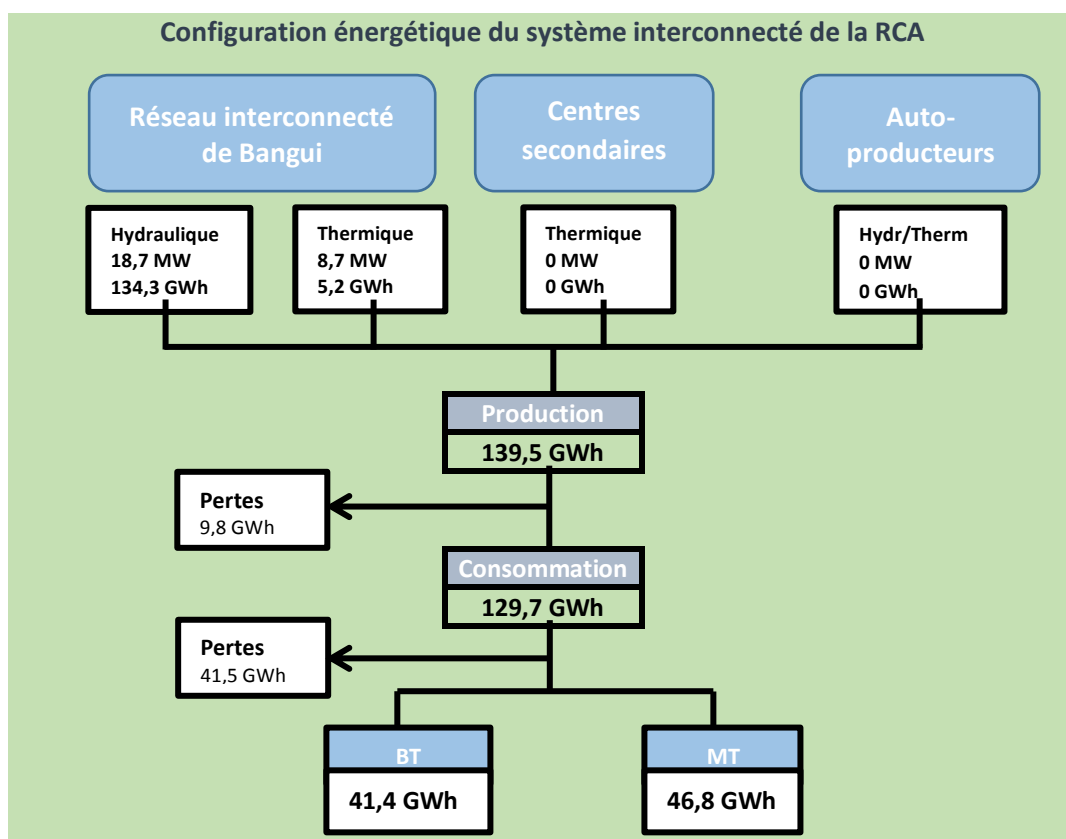
En ce qui concerne les produits pétroliers, ils représentent un peu moins de 4% du bilan énergétique, et sont principalement utilisés pour le transport et la production d'électricité à Bangui et dans les préfectures / sous-préfectures. L'importation globale des produits pétroliers et gaziers destinés pour la consommation a atteint 77,25 Mtep à fin novembre 2016. Pour 2016, le volume des produits pétroliers et gaziers livrés effectivement à la consommation est de 76,37 Mtep pour une moyenne de 8,49 tep/an. La consommation des produits pétroliers a atteint 76,32 Mtep en 2016, soit environ 15 kg par habitant. Le pays importe en moyenne 5,22 tonnes/an de produits gaziers, cette importation a atteint 47 tonnes en 2016, soit environ 9,2 g par habitant confirmant que le gaz ne figure pratiquement pas parmi les sources d'énergie utilisées par les populations centrafricaines.

Fourniture d'électricité

La RCA a les indicateurs d'amélioration des conditions de vie des populations par le service de l'électricité des plus faibles au monde. Entre 2006 et 2016, le taux d'accès est passé de 14,23 à 24% à Bangui et de 2,3 à 3,7% au niveau national, le taux de desserte de 15,3 à 24%, le taux d'électrification de 2,4 à 3,8%. Ainsi, pour une population centrafricaine de 5,069 millions d'habitants, 4% seulement des ménages bénéficient donc de l'électricité produite et distribuée par ENERCA. Ces principaux ratios concernent uniquement Bangui où le taux d'accès à l'électricité a atteint 24% en 2016 ; ce taux qui était de 1% dans les Centres Secondaires est aujourd'hui quasi nul et autant en milieu rural qui abrite la plupart des populations pauvres. Cette situation très inhabituelle est le résultat de plusieurs facteurs, notamment le fait que la majorité de la population vit dans la pauvreté absolue avec un revenu moyen inférieur à 1 dollar par jour / habitant, auquel il faut ajouter les conflits armés des deux dernières décennies et l'instabilité politique et institutionnelle qui les accompagnent.

L'énergie électrique dans le pays est fournie par la compagnie d'électricité nationale ENERCA, qui a pour mandat de produire, transporter, distribuer et commercialiser l'électricité sur toute l'étendue du territoire du pays. Sa capacité totale de production installée (Figure 5, Tableaux 2 et 3) est de 27 MW, soit 18,75 MW d'hydroélectricité et 8,5 MW thermiques à Bangui. A fin Décembre 2016, la production totale du système interconnecté d'électricité (Figure 6) est de 140 GWh uniquement à partir des usines de Boali 1 et 2 et des centrales thermiques de Bangui ; la production dans les centres secondaires étant quasi nulle (Tableau 3).

Figure 5 : Configuration énergétique du système interconnecté de la RCA



Sources : Document de PED

Tableau 2 : Capacité de production installée et disponible pour Bangui (Décembre 2016)

Type	Lieu	Distance de Bangui (km)	Capacité Installée (MW)	Capacité Disponible (MW)	Etat actuel
Hydro	Boali 1	95	8,75	8,75	Opérationnelle – remplacement des turbines achevé en 2016.
Hydro	Boali 2	95	10	10	Opérationnelle
Hydro	Boali 3	95	0	0	Nécessité nouveaux générateurs de 10 MW
Thermique	Bangui	0	2,5	2,5	Opérationnelle
Thermique	Bangui	0	2,5	2,5	Opérationnelle
Thermique	Bangui	0	3,5	0	En maintenance
TOTAL			27,25	23,75	

Source :

Tableau 3 : Capacité des centrales thermiques installée et Disponible dans les Centres Secondaires (Décembre 2016)

N°	Centrale thermique	Distance de Bangui (Km)	Date de mise en service	Capacité Installée (kVA)	Commentaires
1	Bambari (P)	385	1970	250	Vandalisée
				650	
2	Bangassou (P)	742	1981	160	Hors d'exploitation
3	Berbérati (P)	580	1971	600	Hors d'exploitation
				800	Hors d'exploitation
4	Boda (SP)	192	1996	180	Hors d'exploitation
				250	Disponible
5	Bossangoa (P)	305	1970	150	Hors d'exploitation
				650	Hors d'exploitation
				625	Hors d'exploitation
6	Bouar (P)	454	1952	125	Disponible
				160	Hors d'exploitation
7	Bozoum (P)	384	1975	85	Hors d'exploitation
8	Carnot (SP)	492	1971	500	Hors d'exploitation
9	Kaga-Bandoro (P)	342	1999	160	Hors d'exploitation
10	Kembé (SP)	613	1985	100	Hors d'exploitation
11	M'baiki (P)	107	1969	125	Hors d'exploitation
				50	Hors d'exploitation
12	Mongoumba (SP)	189	1975	50	Hors d'exploitation
				44	Hors d'exploitation
13	Ndélé (P)	645	1970	50	Vandalisée
14	Paoua (SP)	506	1996	150	Hors d'exploitation
15	Sibut (P)	185	1982	110	Hors d'exploitation
Total			6 024 kVA soit 4,8 MW		

Source :

(P) – Préfecture (SP) – Sous-préfecture

Outre les informations fournies dans le Tableau 3, la sous-préfecture de Gamboula dispose d'une mini centrale hydroélectrique opérationnelle de 120 kW construite sur une branche de la Kadei à Gamboula (Tableau 7) en 1986 par des missionnaires suédois (enregistrés comme ONG) et l'électricité produite alimente les résidences de l'hôpital, du séminaire et du personnel à travers un réseau de distribution locale; cependant, il est possible d'augmenter la puissance installée de 300 kW pour atteindre un total de 420 kW pour alimenter la population de la sous-préfecture composée de plus de 2 500 ménages.

Infrastructures de production et de transport de l'électricité (Tableaux 1 et 2) :

- Les centrales hydroélectriques de Boali 1 (8,75 MW) et Boali 2 (10 MW) ont été construites respectivement en 1954 et 1976 sur la rivière Mbali. Depuis lors, ces centrales ont subi une réhabilitation partielle. Malheureusement, elles sont aujourd'hui dans un état où elles ont bien dépassé leur durée de vie utile.
- Boali 3 : Le barrage a été construit en 1991 avec l'objectif de stocker de l'eau (300 millions m³ d'eau) pour réguler le débit de la Mbali qui permettrait aux usines de Boali 1 et 2 de maintenir la production d'électricité tout au long de l'année. En outre, il était prévu d'installer 2 x 5 MW générateurs aux pieds du barrage et les travaux de construction ont commencé en 2012 mais se sont très vite arrêtés avec la crise survenue en Décembre 2012. Des négociations sont actuellement en cours avec le Gouvernement de la Chine pour l'installation des deux turbogénérateurs.

- La centrale thermique de Bangui de 8,5 MW composée de 3 unités (G3 - 2,5 MW, G4 - 2,5 MW, toutes deux construites en 1984 et G5 - 3,5 MW construites en 1976) a été conçue pour compléter les usines de Boali. La réhabilitation de l'unité G5 de 3,5 MW est actuellement en cours. En outre, il y a une unité G6 de 6,3 MW qui a été installée en 1991, mais elle n'est plus opérationnelle depuis un certain temps en raison de problèmes techniques.
- Le pays avait électrifié 15 localités fonctionnant à titre de centres secondaires de production et distribution de l'électricité, gérés par ENERCA. Avec les différents conflits armés que le pays a connus depuis Mars 2003, les infrastructures de production et de distribution de ces centres ont été soit pillées ou vandalisées rendant quasiment nulle leur production. Cependant, dans la Sous-préfecture de Gamboula, 120 kW d'origine hydroélectrique sont exploités par ONG suédoise qui n'alimente que les installations des missionnaires suédois. Avant les crises, l'électricité est fournie dans les villes secondaires pendant 4 heures par jour de 18h à 22h. En l'absence de service public de l'électricité, l'électrification est à l'initiative des privés qui s'alimentent individuellement à partir des groupes électrogènes ou des panneaux solaires.

Le transport d'électricité à partir des centrales électriques desservant Bangui se fait par des lignes de 63 et 110 kV (Tableau 3). En outre, le réseau de distribution à Bangui et dans les centres secondaires comprend 265 km à 15 kV et 300 km à 400 V, avec des longueurs importantes de lignes hors service dû au vandalisme.

Tableau 4 : Aperçu des lignes de transport

Ligne	Année de construction	Poste d'origine	Poste de destination	Longueur de la ligne	Niveau de tension
Ligne 1	1953	Boali 1	Poste B	81 km	63/15 kV
Ligne 2	1976	Boali 2	Poste B	83 Km	110/63/15 kV
Interconnexion No. 1		Boali 1	Boali 2	1 Km	63 kV
Interconnexion No. 2		Poste B	Poste A	7 Km	63 kV

Source :

Distribution (consommation)

Le secteur domestique (ménages) est le plus gros consommateur d'électricité avec 53%, suivi du secteur des services avec 27% et de l'industrie avec 20% (2014). La consommation annuelle d'électricité par habitant est de 28 kWh (Energy Information Report, 2016), nettement inférieure à la moyenne africaine de 579 kWh et à la moyenne mondiale de 2 777 kWh. Seulement 25% des consommateurs disposent de compteurs électriques installés dans leurs locaux ; en l'absence de comptage, les 75% restants sont facturés forfaitairement. Alors que le taux de facturation est estimé à 95%, le taux de recouvrement n'est que de 40%, ce qui se traduit par des pertes non techniques (commerciales) élevées. A cela, il faut ajouter des pertes techniques dans le système de distribution ENERCA, qui atteignent environ 42%.

En ce qui concerne les zones rurales des préfectures / sous-préfectures, des entreprises privées (groupes religieux, agro-industries, scieries et producteurs de légumes et de fruits) ont pris des initiatives pour produire de l'électricité au moyen de groupes électrogènes diesel individuels avec des capacités variant de 2 à 800 kVA et, dans de rares cas, par hydroélectricité ou solaire PV. Un exemple est celui de la minicentrale hydroélectrique construite en 1986 dans la sous-préfecture de Gamboula située à quelque 680 km de Bangui à la frontière avec le Cameroun. Les missionnaires suédois ont construit cette minicentrale de 120 kW sur une branche de la rivière Kadei et l'électricité produite alimente les résidences de l'hôpital, du séminaire et du personnel. En ce qui concerne les systèmes PV dans les préfectures / sous-préfectures, ils ont été installés par les fournisseurs de services de téléphonie mobile pour alimenter les émetteurs de communications mobiles.

En Décembre 2016, le sous-secteur de l'électricité de la RCA compte environ 31 140 abonnés pour 32 693 ménages électrifiés. Sur l'ensemble de ces abonnés, 99,46% en moyenne sont raccordés au réseau basse tension et près de 0,54% au réseau moyenne-tension subdivisés en différentes catégories tarifaires (Tableau 5), de l'ordre de 10-14 US Cents/kWh. À titre indicatif, le coût de la production thermique au niveau des jeux de barres des centrales thermiques était de 23 US Cents/kWh en 2016 (hors coût de livraison aux locaux de consommation), tandis que le coût de production à la centrale hydroélectrique de Boali 1 qui a été rénovée en 2016 est calculé à 2 - 3 US Cents/kWh par ENERCA.

Tableau 5 : Structure tarifaire de l'électricité (Décembre 2016)

Catégorie	Prix par kWh, TVA incluse		Modalité tarifaire	
	F CFA	US USD		
Basse tension	Eclairage			
	Tranche 1	76,56	0,13	Pendant les 50 premières heures d'utilisation de la puissance souscrite.
	Tranche 2	82,70	0,14	De la 51 ^e à la 100 ^e heure d'utilisation de la puissance souscrite.
	Tranche 3	89,31	0,15	À partir de la 101 ^e heure d'utilisation de la puissance souscrite.
	Force motrice			
	Tranche 1	64,60	0,106	Pour les 65 premières heures d'utilisation de la puissance souscrite.
	Tranche 2	69,76	0,114	De la 66 ^e à la 95 ^e heure d'utilisation de la puissance souscrite.
	Tranche 3	75,35	0,123	À partir de la 96 ^e heure d'utilisation de la puissance souscrite.
	Mixte			
	Tranche 1	75,53	0,12	Pour les 65 premières heures d'utilisation de la puissance souscrite.
Tranche 2	81,57	0,13	De la 66 ^e à la 130 ^e heure d'utilisation de la puissance souscrite.	
Tranche 3	88,10	0,14	À partir de la 131 ^e heure d'utilisation de la puissance souscrite.	
Eclairage public		69,92	0,11	
Moyenne tension	Frais fixe	2 749,50		Par kW de demande maximale souscrite.
	Actif jour	42,30		Entre 6 h et 22 h.
	Actif nuit	30,38		Entre 22 h et 6 h.
	Réactif	37,58		Par kVA lorsque le facteur de puissance baisse en dessous de 0,8.
	Pénalité	26,15		Par kW de dépassement de la demande maximale souscrite.
Centres secondaires		160,84	0,263	Tarif utilisé dans les 15 centres secondaires

Source :

Réformes engagées

Le gouvernement a réformé le secteur de l'électricité en 2005 et a établi un Code de l'Electricité. Cette réforme visait à améliorer le climat et l'ouverture du secteur de l'électricité aux investissements privés dans la production, le transport et la distribution, tout en maintenant les intérêts de l'État à travers l'ENERCA. Il a également défini les responsabilités respectives des producteurs, des distributeurs et des consommateurs d'électricité et a établi une structure tarifaire. Cependant, comme plusieurs textes d'applications du Code de l'Electricité n'ont pas encore été élaborés, il n'y a pas eu ni la production d'électricité, ni la distribution par le secteur privé. En ce qui concerne l'ENERCA, l'entreprise est seulement capable de fournir de l'électricité à Bangui pendant environ 8 heures par jour en raison du manque de capacité installée adéquate. En outre, ENERCA continue d'être confronté à plusieurs problèmes liés, entre autres, à des performances commerciales négatives récurrentes, à des équipements obsolètes et à des pertes de transport / distribution élevées.

Situation financière de l'ENERCA

Les comptes de l'ENERCA pour les cinq dernières années doivent encore être certifiés. Cependant, selon les données disponibles au 31 décembre 2016, les principaux indicateurs financiers montrent un chiffre d'affaires de 8,7 millions de dollars (5,3 milliards FCFA), un produit net de 660 000 de dollars (403 millions FCFA), des dettes de 62 800 dollars (38,3 millions FCFA) et des fonds propres de 7,1 millions de dollars (4,35 milliards de FCFA). Les créances clients sur les factures impayées sont passées de 3,59 millions de dollars (21,88 milliards de FCFA) en 2010 à 4,87 dollars (29,7 milliards de francs CFA) en 2016. L'ENERCA n'a pas effectué de revue systématique pour déterminer la durée moyenne des factures impayées ; cependant, elle dépasse probablement la norme de 60 jours et est estimée dans le voisinage de 90 jours. Malheureusement, la situation actuelle du pays ne permet pas de réduire la période pour les comptes créditeurs. En 2015, les dettes d'ENERCA s'élevaient à 82 millions de dollars (50 milliards de FCFA) et le montant dû par ses clients s'élevait à 46 millions de dollars (28 milliards de FCFA). Cependant, comme l'électricité issue de la production hydroélectrique dépasse de loin celle du diesel (voir le Tableau 4 ci-dessus), le bilan d'ENERCA aurait dû donner une image positive, en l'absence de pertes commerciales significatives qui affectent ses activités.

Secteur des énergies renouvelables

Actuellement, il n'existe pas de politique gouvernementale ni de cadre défini pour le développement des énergies renouvelables (hydroélectricité, biomasse, solaire, éolien, etc.) en Centrafrique, bien que le Code de l'Electricité indique que le secteur privé peut utiliser l'hydroélectricité pour l'électrification décentralisées des

zones rurales. Cette absence d'une politique / cadre défini est en dépit du fait que le pays possède d'énormes potentialités hydroélectriques et solaires qui peuvent être encore développées pour mettre le pays sur un chemin de développement énergétique durable. Il existe également très peu d'autoproduiteurs répondant à leur propre demande d'énergie grâce à des solutions des énergies renouvelables du type kits solaires, petite centrale hydroélectrique de Gamboula à l'Ouest ou biomasse (bagasse) dans les sucreries. Aussi, le PNUD a piloté l'installation de kits solaires dans 7 villages à travers son projet « Électrification solaire de sept villages en RCA ».

- Hydroélectricité²

Le potentiel hydroélectrique en Centrafrique, tel qu'indiqué ci-dessus, est estimé à 2 000 MW, dont seulement 18,75 MW sont actuellement exploités. Par conséquent, la possibilité d'exploiter les ressources hydroélectriques pour la production d'électricité est considérable (Tableau 6). Les goulots d'étranglement sont dus au manque de ressources publiques et l'absence d'une politique claire favorisant et facilitant la participation du secteur privé dans ce sous-secteur.

Tableau 6 : Liste des petits sites hydroélectriques identifiés et leurs puissances potentielles

N°	Nom du Site	Puissance (kW)	Type
1	Kaga-Bandoro	1 929	Petite Centrale hydro
2	Soumbé	1 700	
3	Mbaéré-SIPLAC	1 080	
4	Ngotto (Ile buffles rouges)	1,000	
6	M'Bécko (Mbaiki)	600 (Etude de faisabilité Disponible)	Mini Centrale hydro
7	Toutoubou (Carnot)	759 (Etude de faisabilité Disponible)	
8	Nana (Carnot)	720	
9	Gbassem (Boda)	550(Etude de faisabilité Disponible)	
10	Baidou-Bac (Bambari)	600(Etude de faisabilité Disponible)	
11	Mambéré	400	
12	Gamboula (Mambéré Kadeï)	120 (existante) + 300 (nouvelle)	
13	Mangouloumba	263	Microcentrale hydro
14	Dimbi	160	
15	Pont (Baoro)	72	
16	Dédé Mokouba	25.6	
17	PK 45 (Gba)	22	
18	Guifa	6	
19	Maigaro	5	Pico Centrale hydro
20	Gbango	4.8 (Etude de faisabilité Disponible)	
21	Maigaro 1	4	

Source : MDEH, 2016

Les études de faisabilité disponibles pour les sites n° 6,7, 9,10 et 19 du Tableau 6 ci-dessus ont été réalisées en 1993 par Group Consulting Engineers Salzgitter GMBH et Electricité de France. Depuis lors, aucune autre action concernant le développement de l'un de ces sites n'a été mise en œuvre et les études de faisabilité n'ont pas été mises à jour. Cependant, pour ces sites une grande quantité d'informations techniques est déjà disponible et, dans le cas où l'un ou plusieurs d'entre eux seraient sélectionnés pour le développement, l'actualisation des études de faisabilité nécessitera un délai plus court et moins de ressources que pour les autres sites.

- Energie solaire

Ainsi, l'énergie solaire est considérée comme ayant un excellent potentiel dans le Nord, mais elle peut également être utilisée dans les autres régions pour des applications de faible puissance, en particulier dans les zones rurales éloignées du réseau. En effet, certains ménages « à revenu élevé » ont acheté des kits solaires pour l'éclairage, recharger des téléphones portables et regarder la télévision pendant les périodes de black-out et, comme indiqué précédemment, les entreprises de téléphonie mobile alimentent certains de leurs émetteurs par PV.

²Sauf indication contraire le terme « Petite centrale hydroélectrique (PCH) » est utilisé dans ce document pour pico (≤ 5 kW), micro (5 kW – 100 kW), mini (100 kW – 1 000 kW) et petite (1 000 – 10 000 kW) centrale hydroélectrique.

Dans le cadre d'un don de la République Populaire de Chine d'un montant d'environ un million de dollars, 200 lampadaires solaires ont été installés à Bangui en juin / juillet 2016. En outre, afin d'alléger le délestage dans la capitale, le gouvernement centrafricain a signé le 29 avril 2016 un accord avec Power China pour une étude de faisabilité pour une centrale photovoltaïque centrale connectée au réseau de 50 MW à Bimbo, près de Bangui. Selon l'étude de faisabilité réalisée par Hydrochina (une société de conseil chinoise qui travaille également sur le PV solaire) et achevée en novembre 2016, l'investissement total pour 50,34 MW s'élèvera à 167 millions de dollars et 67 GWh seront injectés dans le réseau à un coût de 0,20 dollar par kWh y compris la TVA. Selon l'étude de faisabilité, Power China recherche un financement, au nom du gouvernement, pour la mise en œuvre du projet.

D'autres projets photovoltaïques mis en œuvre dans les zones rurales par l'ACER (Agence Autonome d'Électrification Rurale - voir ci-dessous) créée en 2005 et directement par le Ministère de l'Énergie avant que les programmes d'aide des donateurs incluent :

- L'éclairage public et les kits solaires financés par le Japon en 1988 à Damara, à quelque 75 km au nord de Bangui ;
- Une pompe immergée alimentée par un champ solaire de 1,1 kW installée par la Direction Générale de l'Hydraulique sous financement de l'UNICEF en 2007 à Ndomété, un village situé à environ 10 km de Kang-Bandoro, chef-lieu de la préfecture de la Nana-Gribizi;
- Le « Projet Sept Villages » financé par le PNUD en mai 2010 dans les villages d'Imohoro, Pata, Liby, Féré, Mabo, Galafondo et Ouaoua qui impliquait la distribution de kits solaires aux centres communautaires / de santé, aux écoles et aux marchés.

Malheureusement, il a été signalé que tout le matériel fourni dans le cadre de ces initiatives a été vandalisé par des groupes armés en 2012.

Contrairement à ce qui se passe dans de nombreux pays africains, il n'existe pas en RCA de marché robuste pour les systèmes solaires domestiques (SHS). Cependant, en raison de l'indisponibilité des services d'électricité, certains ménages et certaines petites entreprises ont installé des systèmes d'alimentation électrique de faible qualité en utilisant des batteries de voiture de 12 V, souvent sujettes à des défaillances. Compte tenu du faible niveau de revenu dans les zones périurbaines et rurales, il est peu probable que le marché des SHS décolle en l'absence d'incitations financières.

- **Energie Eolienne et Géothermique**

Très peu de données sont disponibles pour valider le potentiel d'utilisation de l'une de ces deux ressources pour la production d'électricité.

Aucune étude n'a été entreprise pour déterminer le potentiel d'énergie éolienne dans le pays ; par conséquent, il n'y a pas de données probantes à utiliser pour prévoir la production d'électricité à partir du vent. Cependant, une carte des vents pour l'ensemble de l'Afrique, préparée conjointement par l'Agence Française de Développement et la Banque Africaine de Développement en 2009, indique une vitesse moyenne du vent de 4 m/s à une hauteur de 50 m en RCA. C'est une très faible vitesse qui ne se prête pas à la production d'électricité en vrac à partir du vent. En outre, un rapport préparé en tant qu'intrant au Livre blanc 2013-2030 de la CEEAC (Communauté économique des États de l'Afrique centrale) / Communauté économique et monétaire de l'Afrique centrale (CEMAC) intitulé «Politique régionale pour l'accès universel aux services énergétiques et développement socio-économiques modernes», indique que les possibilités d'application pour l'énergie éolienne (en République Centrafricaine) sont très limitées en raison de la vitesse du vent continuellement faible et des périodes fréquentes d'accalmie. Le seul exemple d'utilisation de l'énergie éolienne rapporté est l'installation d'une pompe éolienne par une partie privée pour le pompage mécanique de l'eau d'un village dans la région de Ngaoundaye située dans la partie nord-ouest du pays.

À la lumière de ce qui précède, il pourrait être utile d'entreprendre une étude sérieuse pour déterminer le potentiel éolien dans les différentes régions du pays afin de déterminer la part de l'énergie éolienne, le cas échéant, dans la stratégie énergétique décentralisée du pays pour les zones rurales.

En ce qui concerne l'énergie géothermique, certains sites ont été identifiés dans les zones de Dissikou (Dékoa) et d'Ambilo (Nzako) en raison de la présence de sources chaudes. Comme dans le cas de l'énergie éolienne,

aucune étude n'a été entreprise pour l'utilisation de l'énergie géothermique pour la production d'électricité dans le pays.

- **Biomasse et biocarburants**

L'utilisation de sous-produits de l'industrie forestière et de résidus agricoles peut présenter des arguments en faveur de la production d'électricité à partir de la biomasse, en plus de la bagasse déjà utilisée dans une sucrerie. Par exemple, SCAD, une société privée impliquée dans l'industrie « forestière », dispose d'une génératrice de 750 kVA fonctionnant avec des sous-produits d'une scierie pour produire de l'électricité pour son propre usage (la chaudière est actuellement hors service). En outre, SUCAF, une sucrerie du village de Ngakobo, à quelque 25 km de Bambari, utilise la bagasse et des graines de coton pour faire fonctionner une génératrice de 1,6 MW. Cependant, comme dans le cas de l'énergie éolienne et de l'énergie géothermique, il n'existe pas de données solides pouvant aider à déterminer le potentiel de la biomasse du pays pour la production d'électricité. Bien sûr, comme indiqué plus haut, 95% de la population dépend déjà de la biomasse en termes de charbon de bois et de bois comme combustible pour cuisiner.

En ce qui concerne les biocarburants, le gouvernement a lancé le processus de leur développement par l'adoption de la loi 08.018 du 6 juin 2008 visant à réglementer les activités dans ce domaine. Malheureusement, la mise en œuvre de cette loi n'est pas encore effective, en raison de l'absence des textes d'application de celle-ci.

1.7. Situation de base et problème à résoudre

- **L'électrification rurale en RCA**

Le Gouvernement est conscient du fait que c'est une tâche insurmontable de desservir 94% de la population rurale non électrifiée au moyen de l'extension du réseau et / ou de nouvelles centrales en raison des investissements massifs requis et de la rareté des ressources budgétaires. Par conséquent, les décideurs sont conscients de la nécessité de développer des formes d'énergie plus décentralisées, durables et modernes pour les zones rurales très dispersées en termes d'éclairage, de réfrigération, de cuisine et d'activités génératrices de revenus. Parmi les priorités du gouvernement pour le sous-secteur de l'électricité, l'amélioration des services d'électricité fiables passe par la réhabilitation et l'extension des capacités de production existantes, le renforcement du réseau de transport et de distribution, la réforme de l'ENERCA pour une meilleure gouvernance, l'électrification rurale basée sur des sources d'énergie renouvelables, la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique, l'interconnexion avec le Congo-Kinshasa voisin (exemple d'interconnexion: la centrale hydroélectrique de 11 MW située à Mobayi en République Démocratique du Congo qui fournit déjà de l'électricité à Mobaye en RCA par une ligne de 0,9 km avec un niveau de tension de 6,6 kV et un transformateur de 630 kVA) et l'hybridation potentielle du réseau électrique, principalement avec le solaire et l'hydroélectricité, lorsque cela est possible.

Comme discuté précédemment, l'électrification rurale dans le pays est sous la responsabilité de l'ACER. Malheureusement, en raison du manque de soutien des décideurs et de l'absence de ressources financières régulières, l'ACER n'a pas encore mis en œuvre son premier projet d'électrification villageoise, bien qu'elle ait installé, comme mentionné ci-dessus, quelques éclairages d'espaces publics par des systèmes PV dans le cadre de programmes financés par des donateurs. Par conséquent, en tant que mesure provisoire, cette fonction a continué à être mise en œuvre par ENERCA dans la mesure où elle a installé et exploité 15 mini-réseaux à base de diesel pour alimenter les préfectures / sous-préfectures, comme indiqué dans le Tableau 6 ci-dessus. Un seul générateur de 44 kVA est actuellement en fonctionnement à Mongoumba. Ainsi, le Gouvernement a choisi de facto le modèle d'utilité publique pour l'électrification rurale parmi les différentes options, à savoir les services publics, propriété privée, ONG, coopératives communautaires et mixtes (Source : Facilité ACP-UE pour l'Energie : Durabilité - Modèles économiques pour l'électrification rurale, 2012).

Cependant, en plus d'être incapable de remplacer les générateurs diesel qui ont été vandalisés et prenant note des difficultés financières rencontrées par l'ENERCA pour maintenir les autres générateurs et/ou de leur fournir du carburant pour l'exploitation, le gouvernement considère désormais les partenariats public-privé comme un instrument important dans l'élaboration de projet, afin de répondre aux besoins en électricité des 61 % de la population qui vit dans les zones rurales sans accès à des carburants propres. Ce point de vue a été

souligné lors du forum pour la promotion du secteur privé qui s'est tenu à Bangui en septembre 2015. En outre, comme mentionné précédemment, seulement 8 % de la population totale du pays, 5,1 millions d'habitants, urbains, périurbains et ruraux combinés, ont accès à des carburants propres. Un tel partenariat public privé peut se prêter à une situation gagnant-gagnant. Dès le départ, le secteur privé serait encouragé à élaborer, avec le secteur public (ENERCA), une mise à disposition de son système de distribution existant et « dormant » dans les préfectures/sous-préfectures. Il faudrait pour cela une remise à neuf et/ou une extension de ce système de distribution, pour pouvoir effectivement distribuer et vendre de l'électricité aux consommateurs. L'utilisation des lignes de distribution existantes pourrait alors se faire sur une base de location directe ou de location-bail selon des modalités à négocier par les deux parties.

Obstacles à l'électrification rurale

À la lumière de ce qui précède et en ce qui concerne les services énergétiques ruraux, le Gouvernement propose d'utiliser l'abondance des ressources hydroélectriques, si disponibles / appropriées, pour répondre aux besoins énergétiques des communautés rurales, d'autant plus que de nombreuses rivières ont encore des débits suffisants pendant la saison sèche. Ceci est conforme aux 3 objectifs de l'initiative Énergie Durable pour Tous, à savoir assurer l'accès universel aux services énergétiques modernes, doubler le taux d'amélioration de l'efficacité énergétique et multiplier par deux la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial d'ici 2030. La transformation du secteur énergétique rural en un système économiquement viable et respectueux de l'environnement nécessite, toutefois, une approche globale et multidimensionnelle dans la conception de cadres politiques et institutionnels appropriés, avec des incitations pour intégrer pleinement la petite hydroélectricité parmi les autres technologies d'énergie renouvelable dans le mix énergétique du pays.

En outre, la deuxième communication nationale a identifié le développement des énergies renouvelables (production d'électricité par des centrales hydro, le bois de feu renouvelable par le biais des boisés afin de réduire le déboisement) comme l'une des mesures d'atténuation "pour changer la croissance économique du pays à partir du mode carbone intensive au mode à faible émission de carbone". Ceci a été renforcé par la CPDN (Contribution prévue déterminée au niveau national) formulé pour la COP-21 (Paris, 2015) qui souligne que la réduction des émissions jusqu'à concurrence de 90 % dépendait du développement et de l'utilisation de sources d'énergies renouvelables. Dans ce but, la CPDN a proposé l'utilisation accrue des sources d'énergies renouvelables, principalement le développement de micro-barrages hydroélectriques « en raison de l'abondance de l'énergie hydroélectrique, comme l'une des options dans un panier de mesures à appliquer afin d'inverser la tendance à la croissance des émissions de GES dans le pays ».

Enfin, le document TAF de l'UE évoqué plus haut indique « qu'il n'y a pas de programmes ou de projets en cours qui ciblent l'électrification rurale. Le gouvernement est actuellement très concentré sur l'approvisionnement en électricité urbaine, principalement dans la capitale, si bien qu'il n'a pas eu l'occasion de se tourner vers l'électrification rurale. À cela s'ajoute le problème de capacité technique insuffisante au sein de l'ACER et de l'ARSEC. De plus, il n'y a pas de politique d'électrification rurale, avec une absence de stratégie d'électrification rurale et de cadre de mise en œuvre. Cela entraîne une frustration chez les deux tiers de la population du pays qui vivent dans les zones rurales et, couplée à l'absence d'opportunités économiques et à la pauvreté qui règne chez les habitants des zones rurales, nourrit les conflits que le pays a vécus récemment».

- **Les obstacles auxquels font face les petites centrales hydro**

Les petites centrales hydroélectriques sont confrontées à des obstacles spécifiques au-delà de ceux décrits ci-dessus. Premièrement, la technologie est largement inconnue dans le pays. Hormis la petite centrale hydroélectrique de 120 kW située à Gamboula, il n'existe aucune installation connue qui puisse servir de modèle de viabilité financière pour les promoteurs de projets et les investisseurs. Deuxièmement, les PCH sont plus coûteuses à mettre en place que les mini-réseaux diesel installés auparavant par l'ENERCA. Les modèles financiers de ce projet montrent par exemple qu'une PCH de 600 kW pour alimenter un mini-réseau pourrait coûter 30% de plus qu'une centrale thermique pour alimenter ce même mini-réseau (voir Tableau 9). Enfin, la situation globale est exacerbée par l'absence de financement privé et public pour l'électrification rurale.

Les banques commerciales nationales ne sont généralement pas impliquées dans le secteur de l'énergie. Les directeurs d'ECOBANK et de la Commercial Bank Centrafrique rencontrés lors de la phase PPG ont déclaré

ne pas avoir de produits spécifiques ou d'expertise pour investir dans le secteur des énergies renouvelables. Le secteur financier en République Centrafricaine est généralement peu sophistiqué et peu développé. C'est le plus petit de la Communauté économique et monétaire de l'Afrique centrale (CEMAC). Le pays compte 4 banques³ commerciales, 4 grandes institutions⁴ de micro finance et 2 banques⁵ postales. Selon une évaluation de la stabilité du système financier du pays par le FMI de 2009, le secteur financier intérieur en RCA contribue très peu à la croissance économique du pays et est assombri par les emprunts publics, qui à leur tour limitent la disponibilité de liquidités pour le secteur privé. L'évaluation du FMI a également noté que « moins de 1% de la population a accès aux services du secteur bancaire ; la possibilité de promouvoir les prêts aux PME est limitée par les faiblesses du cadre juridique et réglementaire ; la gamme de produits financiers offert par les banques n'est pas diversifiée, et l'information sur les possibilités de crédits est pauvre ». Le rapport Doing Business 2017 de la Banque mondiale classe la RCA au 185^{ème} rang (sur 190 pays) pour l'accès au financement.

Au Forum de Bruxelles, qui s'est tenu en novembre 2016, la communauté internationale a promis plus de 2 milliards d'euros pour financer le Plan national de relèvement et de consolidation de la paix (RCPCA)⁶. Le pilier 3 du RCPCA prévoit de réparer les infrastructures électriques vieillissantes et de construire de nouvelles installations électriques pour un coût estimé à 267 millions USD. Cela inclut les installations à petite échelle basées sur les énergies renouvelables. La plupart de ces fonds - annoncés au Forum de Bruxelles ou autrement - devraient être acheminés par le biais du budget national ou affectés à des subventions pour des projets et programmes spécifiques. Par exemple, le Projet d'intervention en cas d'urgence de la Banque Mondiale propose de rétablir l'approvisionnement en électricité des centrales hydroélectriques Boali 1 et Boali 2 ; l'Agence Française de Développement (AFD) prévoit un projet d'infrastructure hydraulique dans la région nord-est du pays. Les institutions qui gèrent l'aide étrangère de la RCA, à savoir le Fonds fiduciaire Bekou, le Fonds Ezingo et le Fonds humanitaire de la RCA, ne fournissent pas actuellement de financement public directement au secteur privé, ni n'accordent de garanties pour faciliter les prêts au secteur privé. Enfin, la Banque Mondiale a formulé une proposition d'assistance technique de 18 millions de dollars pour soutenir l'approvisionnement en électricité et en eau dans des villes choisies comme Bangui, Bria et Ndélé, mais cette assistance ne sera pas étendue aux centres de charge ciblés par ce projet.

Néanmoins, un effort notable en cours avec la création d'un Fonds National de Garantie et d'Investissement (FNGI) dont la mission est de soutenir les petites et moyennes entreprises dans les principaux secteurs de l'économie, y compris l'énergie. Selon le ministère de l'Entrepreneuriat National, de l'Artisanat et de la Promotion des petites et moyennes entreprises, le Fonds devrait être opérationnel début 2018. A ce jour, il a mobilisé 50 millions USD de la Banque Africaine de développement sur son objectif de 80 millions USD⁷. Les règles et les règlements du Fonds ne sont pas encore en place, mais l'étude de faisabilité réalisée pour le Fonds recommande une garantie de 60% à 70% pour les prêts supérieurs à 80 000 USD qui ont une période de remboursement de 5 ans. On ne sait pas encore s'il y aura un plafond sur les montants de prêts que le Fonds peut garantir, mais la période de remboursement de 5 ans est déjà préoccupante puisque le financement de la dette dans la PCH nécessitera probablement un minimum de 10 ans de remboursement. Dans le cadre de ce projet, le Bureau Pays du PNUD en RCA s'associe au Ministère pour s'assurer que le Fonds prenne bien en compte les conditions financières des investissements dans la petite hydraulique.

En plus du FNGI, la République Centrafricaine est l'un des 14 pays membres du FAGACE, un fonds de garantie africain qui soutient les investissements privés et publics dans l'agriculture, l'industrie, l'énergie, la santé, etc. Le FAGACE accorde une garantie de 60% pour des prêts supérieurs à 80 000 USD. Récemment, il a fourni une garantie de 5 millions USD à Télécel Centrafrique, un opérateur de téléphonie mobile en RCA⁸.

Le pays a très peu d'expérience en matière de petites centrales hydroélectriques fonctionnant dans une configuration de mini-réseau isolée pour l'électrification rurale. Presque tous les mini-réseaux à moteur diesel

³Commercial Bank Centrafrique, Banque Populaire Maroco-Centrafricaine, Ecobank Centrafrique et Banque Sahélo-Saharienne pour l'industrie et le commerce.

⁴Crédit Mutuel de Centrafrique, Union Centrafricaine des Caisses d'Epargne et de Crédit, Société Finance Africaine de Crédit et Express Union

⁵Making Finance Work for Africa <https://www.mfw4a.org/central-african-republic/financial-sector-profile.html> (accédé le 7 mars 2017)

⁶République Centrafricaine (nd) « Plan National de relèvement et de la Consolidation de la Paix 2017-2021 »

⁷Ngawen, J. (Janvier 2017) « Etude de faisabilité du Fonds National de Garantie et d'Investissement »

⁸<http://le-fagace.org/fr/content/plus-11-milliards-du-fagace-pour-appuyer-cinq-soci%C3%A9t%C3%A9s-africaines>

ENERCA existants ne fonctionnent plus depuis plusieurs années en raison de l'indisponibilité de carburant et/ou de pièces détachées pour l'entretien et les réparations. Par conséquent, le présent projet permettra d'utiliser des mini-réseaux issus des petites centrales hydroélectriques pour fournir des services énergétiques modernes aux zones rurales, compte tenu du potentiel très prometteur de la technologie hydroélectrique pour réduire les émissions de GES et améliorer les moyens de subsistance de la population, spécialement ceux qui vivent dans les zones rurales. Une approche novatrice sera appliquée en permettant au secteur privé de piloter l'initiative de développement de ces petites centrales hydroélectriques dans le pays. Le rôle crucial du Gouvernement sera de créer l'environnement approprié pour que cette modalité pilotée par le secteur privé progresse avec succès.

Conformément à ce qui précède, l'intervention du FEM est nécessaire pour éliminer les obstacles politiques, réglementaires et commerciaux qui entravent la réalisation des plans du gouvernement visant à exploiter l'abondant potentiel hydroélectrique de petite taille dans le pays.

Un résumé des obstacles à l'électrification rurale en RCA et la stratégie pour y remédier sont présentés dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Résumé des obstacles et des stratégies d'atténuations

Obstacle	Situation Actuelle	Stratégie pour aborder l'Obstacle
Politique/Règlementation	Absence d'une politique et d'un cadre réglementaire favorables qui facilitent l'intérêt des investisseurs pour la production d'électricité à partir de petites centrales hydroélectriques pour les mini-réseaux isolés.	Un ensemble de réglementations sera élaboré pour faciliter les investissements du secteur privé dans la production d'électricité à partir de petites centrales hydroélectriques pour alimenter les mini-réseaux isolés.
Financier	Absence de financement public pour soutenir l'engagement du secteur privé dans l'électrification rurale Connaissance limitée sur les PCH des banques commerciales Engagement limité de la banque commerciale dans le secteur privé Coût élevé du capital Absence d'incitations financières pour la participation du secteur privé à l'électrification rurale Absence d'incitations financières pour faciliter l'utilisation de la petite hydroélectricité pour alimenter les mini-réseaux isolés.	Le projet sera associé au Fonds national de garantie et d'investissement, qui sera bientôt créé, afin de fournir des garanties de prêts aux promoteurs de PCH et de débloquer ainsi des prêts auprès des banques commerciales et de réduire le coût du capital. Le projet renforcera la capacité des banques locales à mieux évaluer les investissements dans la petite hydraulique et à créer des produits financiers appropriés. Un instrument financier sera mis en place pour soutenir le développement de 4 PCH par des promoteurs privés.
Technique	Capacités insuffisantes au niveau local pour fournir des solutions clé en main et des services O & M & M de qualité pour le développement des PCH.	Les institutions locales et les développeurs de projets recevront un soutien pour fournir des services O & M & M de qualité pour le développement des PCH.
Economique	Absence d'options viables pour développer les activités génératrices de revenus dans les communautés rurales en utilisant les services d'électricité.	Des activités génératrices de revenus viables grâce à l'utilisation de l'électricité seront mises en œuvre.
Promotion / sensibilisation	Absence d'activités promotionnelles / de sensibilisation et manque d'expérience de projet / meilleures pratiques.	Des activités de sensibilisation et de promotion seront mises en œuvre et l'expérience du projet / les enseignements seront documentés.

Source :

2. STRATEGIE

2.1. Justification du projet et conformité de la Politique

L'objectif du projet est de réduire les émissions de GES en créant un environnement juridique, réglementaire et commercial favorable et en renforçant les capacités institutionnelles, administratives et techniques pour promouvoir l'électrification rurale par l'intermédiaire de petites centrales hydroélectriques pour alimenter les mini-réseaux isolés. Actuellement, il n'y a pas de production d'électricité autonome dans le pays alimentant

des mini-réseaux isolés en dehors de ceux qui ont été construits par ENERCA. Même la plupart des 15 centres secondaires isolés construits par ENERCA pour approvisionner les préfectures / sous-préfectures ne sont pas opérationnels en raison du manque d'entretien et de pièces de rechange et, souvent, de l'indisponibilité de carburant. Il y a cependant quelques auto-producteurs qui produisent de l'électricité pour leur propre consommation, soit par le biais de système solaire domestique ou de petits groupes électrogènes diesel ; ce sont des consommateurs qui vivent loin du réseau existant ou sont de petits entrepreneurs (boulangeries, hôtels, restaurants, etc.) qui sont déterminés à « surmonter » les fréquentes coupures qui ont un impact négatif sur leurs entreprises.

L'objectif est d'aider le gouvernement de la RCA, comme indiqué dans la récente ébauche de la Politique Énergétique Décentralisée (PED), dans son objectif général de "garantir l'accès à des services énergétiques efficaces, durables et modernes à la population rurale" d'ici 2030 et à un coût abordable "et de manière durable, avec un impact négatif minimal sur l'environnement. La PED, une fois approuvée, permettra au gouvernement d'intégrer l'énergie dans la planification nationale et sectorielle et servira de catalyseur pour une utilisation efficace de l'énergie afin d'améliorer les moyens de subsistance de la population centrafricaine et de stimuler la croissance économique.

Dans le scénario de « statu quo » (business as usual), la mise en œuvre de l'électrification rurale pour la majorité de la population, en s'appuyant uniquement sur les ressources budgétaires du gouvernement et sans la participation du secteur privé, prendra beaucoup de temps à se concrétiser. Ainsi, le projet aidera le Gouvernement centrafricain, en collaboration avec le secteur privé, à utiliser l'approche du partenariat public-privé dans la production d'électricité par la petite hydraulique, permettant ainsi à la population rurale de bénéficier d'une meilleure qualité de vie et de se lancer dans des activités génératrices de revenus utilisant des services d'électricité. Ceci est proposé à travers les éléments suivants :

- Rationaliser et simplifier les instruments politiques, réglementaires, législatifs et financiers pour les PCH alimentant les mini-réseaux isolés destinés à l'électrification rurale ;
- Développer la capacité des parties prenantes pour le développement et la gestion des PCH alimentant les mini-réseaux isolés destinés à l'électrification rurale ;
- Créer des conditions commerciales attrayantes et compétitives pour les investisseurs, par exemple en fournissant des incitations financières pour le développement et la mise en œuvre de projets, ce qui assurera aux développeurs une stabilité à long terme et un retour suffisant sur investissement ; et
- Faciliter la mise en œuvre des PCH alimentant les mini-réseaux isolés destinés à l'électrification rurale dans le pays grâce à un pool de techniciens formés qui assureraient une construction, un fonctionnement et une maintenance de haute qualité des systèmes et des équipements auxiliaires.

2.2. Structure institutionnelle

Comme indiqué précédemment, la Direction Générale de l'Énergie est directement responsable de la mise en œuvre de la politique énergétique du gouvernement et de ses différentes directions, y compris la Direction des Énergies nouvelles et Renouvelables pour les activités liées à la promotion de l'hydroélectricité, de la bioénergie, de l'énergie géothermique et de l'Énergie solaire et éolienne. À ce titre, elle sera chargée de la mise en œuvre du présent projet dans le cadre de la modalité d'exécution directe du PNUD (MED/DIM) et, ce faisant, travaillera en étroite collaboration avec d'autres agences gouvernementales, le secteur privé et les ONG pour s'assurer que la participation de l'ensemble des parties prenantes soit sécurisée et efficace.

2.3. Soutien financier aux développeurs de projet

Le projet soutiendra le déploiement de quatre PCH alimentant des mini-réseaux totalisant plus de 2 MW de capacité installée. Les installations proposées fourniront de l'électricité aux villes de Bambari, Mbaïki, Boda et Gamboula. La pratique habituelle consiste à fournir de l'électricité à ces régions avec de petites centrales thermiques. Jusqu'en 2012, Bambari, Mbaïki et Boda disposaient de centrales thermiques exploités par

l'ENERCA. Ces installations ne fonctionnent plus. Gamboula dispose d'une minicentrale hydroélectrique et le projet propose d'accroître sa capacité afin de fournir également de l'électricité à une ville voisine.

La ville de Mbaiki, par exemple, a une demande totale d'électricité estimée à 9 360 kWh / jour pour environ 3 500 ménages, 56 consommateurs non résidentiels (bâtiments administratifs, écoles, hôpitaux, magasins, etc.) et environ 100 points d'éclairage publics. La ville était autrefois électrifiée par une centrale thermique de 125 KVA qui produisait 2 529 kWh en 2008 et comptait 53 abonnés connectés au réseau.

Si le même niveau de service devait être fourni comme proposé par le projet avec une nouvelle centrale diesel, l'investissement en capital initial serait nettement inférieur à celui d'une PCH. Premièrement, le coût de la construction serait moins élevé. D'abord, le coût de l'installation d'une centrale thermique est estimé à 1 500 dollars par kW installé, alors qu'il est de 4 500 dollars par kW installé pour la PCH⁹. Deuxièmement, la ligne de transport de 10 km qui doit relier la centrale hydroélectrique à la ville serait évitée avec une centrale thermique. Troisièmement, les dépenses pour les études d'avant-projet seraient négligeables puisque les études de la centrale diesel précédente pourraient être utilisées. Néanmoins, sur une période de 25 ans, la centrale thermique serait plus coûteuse que la PCH en raison de l'entretien élevé, des dépenses de carburant et du remplacement du générateur diesel tous les 10 ans. Dès le début du projet, la centrale thermique aurait besoin de plus de 1,4 million USD de fonds de roulement pour couvrir les deux premières années d'exploitation. Ces fonds devraient être garantis auprès d'une institution financière au taux d'intérêt en vigueur, augmentant ainsi le coût du capital. En revanche, la PCH n'aurait besoin que de 154 000 USD en fonds de roulement pour la même période.

Le Tableau 8 résume l'investissement en capital initial pour le site de Mbaiki avec l'option diesel et l'option PCH. Il est clair que le prix élevé de la petite hydroélectricité est un obstacle majeur à l'investissement dans cette option pour un Gouvernement à court d'argent à la recherche d'une solution rapide ou pour un investisseur privé désireux d'obtenir un retour rapide sur l'investissement. C'est sans doute la raison pour laquelle ENERCA a installé une centrale thermique à Mbaiki lors de l'électrification de cette ville.

Tableau 8 : Comparaison des investissements en capital (en USD)

Mbaiki investissement initial en capital		
	Hydro	Diesel
Coût d'installation de l'usine	2 700 000,00	900 000,00
Ligne de transport	474 926,10	---
Les connexions des abonnés	721 000,00	721 000,00
Les études d'avant-projet	296 721,31	30 000,00
Le fonds de roulement	154 391,54	1 431 965,84
Les permis et licences	40 000,00	40 000,00
Total	4 387 038,96	3 122 965,84

Source :

Le Tableau 9 montre la viabilité financière de la petite hydraulique par rapport à la centrale thermique sur une période de 25 ans. Le montant du financement requis comprend le fonds de roulement pour les deux premières années d'exploitation. Pour la centrale thermique, le groupe électrogène est remplacé tous les 10 ans. Sur une période de 25 ans, le Prix Moyen Actualisé de l'Energie (LCOE en anglais) de la PCH est de 0,13 USD/kWh alors que celui de la centrale thermique est de 0,83 USD/kWh. Le Taux de Rendement Interne (TRI) du propriétaire est de 15% pour la PCH et négatif pour l'usine diesel.

⁹Estimation ENERCA

Tableau 9 : Comparaison du Prix moyen actualisé et du TRI

Mbaiki		
	Hydro	Diesel
Période Modèle (ans)	25	25
Capacité installée (kW)	600	600
Facteur de puissance	0,8	0,52
Vente de l'énergie annuelle moyenne (kWh/an)	3 611 852	2 733 120
Investissement requis (USD)	4 387 038,96	3 122 965,84
Contribution du propriétaire (USD)	877 407,79	624 593,17
Financement requis (USD)	3 509 631,16	2 498 372,68
Coût du capital	15 %	15 %
Prix moyen actualisé (USD/kWh)	0,13	0,83
Les Capitaux propres TRI	14,6 %	Effets négatifs
Projet TRI	14,8 %	Effets négatifs

Source :

Comme démontré ci-dessus, les PCH sont financièrement viables à long terme, mais leur investissement initial élevé en capital est intimidant. Pour les promoteurs de projets, le premier défi consiste à mobiliser des fonds pour des études de faisabilité, des études de marché et des évaluations environnementales (études d'avant-projet), préalables à l'approche des investisseurs mais généralement non financées par les banques commerciales. Le deuxième défi consiste à augmenter le cofinancement de 20% requis par la plupart des banques. Le troisième défi, et peut-être le plus difficile, est l'accès au financement pour les 80% d'investissement restant.

Le projet fournira des incitations aux promoteurs de projets sous la forme d'un soutien financier pour les études d'avant-projet d'acquisition et l'achat d'équipement ou de construction. L'instrument financier comblera les deux premiers défis en versant 200 000 USD à chaque site pour les études d'avant-projet et 125 000 USD pour l'achat des équipements ou de construction de PCH. Le paiement sera effectué aux firmes de consultants sélectionnées pour entreprendre les études et aux vendeurs fournissant l'équipement. Ce soutien financier réduira de 325 000 dollars le cofinancement du promoteur du projet et le rendra prêt à investir.

En ce qui concerne le troisième défi, le projet se connectera avec le Fonds africain pour la garantie et la coopération économique (FAGACE¹⁰) et le Fonds national pour les garanties et les investissements (FNGI¹¹), qui sera bientôt créé, pour faciliter l'accès des développeurs des PCH au financement. En plus de débloquent des fonds auprès des banques locales, ces garanties peuvent réduire le taux d'intérêt sur le prêt accordé aux promoteurs de projets, ce qui réduirait considérablement leur coût du capital et entraînerait une baisse des prix de l'électricité pour les consommateurs.

L'investissement total requis pour les 4 sites est estimé à 15,5 millions de dollar, dont 3,1 millions de dollar (20%) devraient provenir de promoteurs privés en capitaux propres et 12,4 millions USD en financement de dettes par des institutions financières. Le soutien financier apporté par le projet contribuera à hauteur de 1,3 million d'USD au cofinancement des promoteurs, réduisant ainsi leur part à 1,8 million de dollar.

Tableau 10 : Investissement pour 4 sites de PCH (en USD)

	Mbaiki	Bambari	Boda	Gamboula	Total
Total des investissements en capital	4 387 038,96	5 251 116,79	3 426 412,42	2 513 281,71	15 577 849,87
Cofinancement du développeur de projet (équité)	877 407,79	1 050 223,36	685 282,48	502 656,34	3 115 569,97
Aide financière	325 000,00	325 000,00	325 000,00	325 000,00	1 300 000,00
Le cofinancement du projet par les développeurs après le soutien financier du projet	552 407,79	725 223,36	360 282,48	177 656,34	1 815 569,97
Dettes	3 509 631,16	4 200 893,43	2 741 129,94	2 010 625,36	12 462 279,89

¹⁰Acronymes Français de « Fonds africain pour la garantie et la coopération économique »

¹¹Acronymes Français de « Fonds National de Garantie et d'Investissement »

Tableau 11 : Ventilation des instruments financiers (en USD)

Montant total	1 300 000,00
Soutien financier pour les études d'avant-projet	800 000,00
Soutien financier pour la construction et l'équipement	500 000,00

Le soutien financier pour les études d'avant-projet sera de 200 000 USD et pourra être utilisé principalement pour des études de faisabilité, des études techniques, des études d'évaluation environnementale ou toute autre activité requise pour soumettre une demande de prêt à une institution financière. Les fonds ne peuvent être versés qu'à des firmes de consultants sélectionnées pour entreprendre les études et ne peuvent couvrir que 60% du coût total de l'une de ces activités. Le développeur du projet doit présenter une preuve que les 40% restants sont mobilisés avant que les fonds puissent être approuvés. De plus, le décaissement se fera par tranches en fonction des jalons atteints dans la mise en œuvre de ladite activité. Par exemple, si l'activité est une étude de faisabilité qui coûte 120 000 USD, le soutien financier peut être approuvé pour 72 000 USD. 40% des 72 000 USD peuvent être déboursés sur présentation du contrat de service entre le promoteur du projet et la firme réalisant l'étude ; 30% à la soumission d'un projet de rapport de faisabilité au PNUD et 30% à la soumission du rapport de faisabilité final au PNUD.

Si le total de 200 000 USD n'est pas utilisé dans une activité, le solde peut être affecté à une autre activité pour le même site. Dans l'exemple précédent, les 128 000 USD restants pourraient être utilisés pour l'évaluation de l'impact environnemental, par exemple. Les modalités d'approbation et de décaissement seraient les mêmes, à savoir pas plus de 60% du coût total et des décaissements en trois tranches.

Tableau 12 : Résumé des conditions financières pour le soutien financier aux études d'avant-projet

	Aide financière aux études d'avant-projet
Montant total par site	200 000 USD
Part du total des dépenses couvertes par l'aide financière	60 %
Montant maximal de l'objet de soutien financier	100 000 USD par activité
Bénéficiaires du fonds	Cabinet de consultants entreprenant les études
Tranches de décaissement	3 par activité
Fréquence des versements	Au besoin
Durée du soutien financier	5 ans

Le soutien financier pour l'équipement / la construction ne joue que lorsque le PSM approche de la phase de construction. Pendant que le promoteur du projet demande des prêts, il peut recevoir un document certifié prouvant que des fonds sont disponibles, mais en aucun cas, le fonds ne peut être déboursé sans preuve que le reste du financement est approuvé. Le soutien financier ne peut couvrir que 60% de l'équipement ou de la construction à laquelle il est appliqué. Si les fonds sont pour l'équipement, l'estimation des coûts pour l'équipement à acheter doit être fournie directement au PNUD par le fournisseur. Les fonds doivent être déboursés directement au fournisseur. Si le soutien financier est destiné à la construction, une estimation complète des coûts signée par le fournisseur de services doit également être fournie au PNUD. Dans les deux cas, les fonds seront déboursés en deux tranches : 50% lorsque l'équipement est commandé ou au début de la construction et 50% lorsque l'équipement est reçu ou que la construction est terminée.

Tableau 13 : Résumé des conditions financières pour le soutien financier de l'équipement et de la construction

	Soutien financier pour l'équipement/la construction
Montant total par site	125 000 USD
Part du Coût total couvert par le soutien financier	60%
Montant maximal à couvrir par un soutien financier	125 000 USD par activité
Bénéficiaires du fonds	Fournisseur / Fournisseur de services
Les tranches de décaissement	2 par activité
Montant des décaissements (par décaissement)	62 500 USD
Fréquence de décaissement	Comme requis
Durée du soutien financier	5 années

2.4. Appropriation nationale : éligibilité nationale et rôle moteur du pays

L'électrification rurale par le biais des énergies renouvelables basés sur les mini-réseaux isolés, qui n'a pas fait l'objet de beaucoup d'attention à ce jour, est l'une des options d'atténuation importantes que le Gouvernement de la République Centrafricaine souhaite poursuivre pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le pays. À cet égard, les projections faites en 2015 lors de la préparation de la contribution prévue déterminée au niveau national (CPDN) pour soumission à la CCNUCC indiquent que les émissions de GES atteindront 189 millions de tonnes d'ici 2050 par rapport à l'année de base 2010, soit une augmentation nette de 63%, qui prend en compte le niveau projeté de croissance démographique, si aucune mesure correctrice n'est mise en œuvre.

En outre, le projet de politique énergétique décentralisée souligne la nécessité pour le pays, entre autres, de contribuer à l'amélioration des moyens de subsistance en créant des opportunités génératrices de revenus qui soutiennent et améliorent la vie des populations du pays en facilitant la fourniture de technologies et de services abordables et d'utiliser des ressources énergétiques propres.

Ainsi, le projet est conforme aux priorités nationales et contribuera à atteindre les objectifs du gouvernement visant à réduire les émissions de GES qui contribuent au réchauffement de la planète et à promouvoir le développement énergétique qui répondra aux besoins de la population.

2.5. Principes de conception et considérations stratégiques

Le projet favorisera une approche axée sur le marché pour encourager la participation du secteur privé à la production d'électricité dans les zones rurales grâce au développement de petites centrales hydroélectriques. Conformément aux exigences du FEM, « l'accent sera mis sur l'élaboration de politiques et de cadres réglementaires fournissant un soutien marginal limité aux investissements stratégiquement importants », tels que l'investissement dans la production d'électricité à partir de l'hydroélectricité, permettant au pays d'évoluer vers l'indépendance énergétique et la sécurité énergétique accrue d'une manière respectueuse de l'environnement et du climat.

En l'état actuel de la loi, suite à la décision du gouvernement de réformer le secteur de l'électricité et d'établir un Code de l'Electricité en 2005, le secteur privé (IPP – Producteur Indépendant d'Electricité) est autorisé à produire de l'électricité dans le pays soit pour la vente au réseau ENERCA, soit pour l'exploitation d'un mini-réseau isolé. Cependant, les lignes directrices et procédures d'accompagnement de la participation du secteur privé dans le sous-secteur de l'électricité, y compris les tarifs à payer par les consommateurs raccordés à des mini-réseaux isolés, n'ont pas encore été formulées ou approuvées. En conséquence, aucun IPP n'a jusqu'à présent participé à l'adoption du marché de l'électricité impulsé par le secteur privé. Cependant, le projet de politique énergétique décentralisée actuellement en discussion permettra de remédier à cette situation en définissant les lignes directrices et procédures qui accompagneront l'engagement du gouvernement à impliquer le secteur privé dans la fourniture de services énergétiques modernisés au grand nombre de ménages non desservis dans les zones rurales. Par conséquent, le projet aidera le Gouvernement à réaliser les objectifs de la politique énergétique nationale de 2010 visant à « augmenter le taux d'accès à l'électricité » et à concevoir et adopter des règlements visant à promouvoir l'électrification rurale axée sur le secteur privé de l'hydroélectricité pour les services d'électricité "à toutes les entreprises et les ménages à travers le pays sur une base compétitive"

3. RESULTATS ET PARTENARIATS

3.1. Résultats attendus

Objectif du projet, résultats et produits/activités

L'objectif du projet est de contribuer à la réduction de la croissance des émissions de GES en favorisant la mise en œuvre de l'hydroélectricité dans une configuration de mini-réseau pour répondre aux besoins en services d'électricité de la population rurale. Il propose de mettre en place un environnement propice au développement de petites centrales hydroélectriques et de développer et de présenter un modèle économique et des instruments financiers adaptés à leur viabilité, leur durabilité et leur réplique. Cet objectif devrait être

atteint grâce à la participation du secteur privé travaillant main dans la main avec les organisations communautaires villageoises. Ainsi, ce programme bénéficiera non seulement aux ménages ruraux et aux petites entreprises commerciales, mais reliera également le secteur privé, les institutions dispensant la formation financière et technique, et les organisations locales pour promouvoir la mise en place de canaux de distribution pour développer le marché des petites centrales hydroélectriques pour la fourniture de services d'électricité. À cette fin, le gouvernement envisage de créer un Fonds d'Électrification Rurale (REF) qui soutiendra l'électrification rurale, financera des études pour promouvoir le développement des énergies renouvelables, en partenariat avec l'ACER et l'ARSEC, et éventuellement cofinancera des investissements. Il est prévu que le financement de la REF proviendra initialement de subventions de donateurs et serait alimenté par un prélèvement sur la vente d'électricité dans les villes et sur certains biens et services.

Le projet comprend quatre Composantes, comme indiqué ci-dessous. Il est reconnu que la formation en cours d'emploi sera assurée par les consultants recrutés, tant locaux qu'internationaux, pendant le cours normal de leur soutien aux activités de projet pertinentes et une stratégie de communication formulée pour informer les parties prenantes sur la mise en œuvre du projet. En outre, le projet cherchera à réaliser l'égalité des genres par l'autonomisation des femmes (par exemple, travailler avec des associations de femmes telles que l'Organisation nationale des femmes rurales et la participation égale des hommes et des femmes (par exemple Organisation de Femmes (Organisation des Femmes Rurales, Femmes-Forêts-Développement, Fleurs de Centrafrique)) dans toutes les activités du projet et plus particulièrement celles liées au renforcement des capacités dans les différentes Composantes. En plus, le projet sollicitera la participation d'ONG travaillant dans le domaine de l'énergie durable au niveau communautaire (par exemple ERADD - Energie Renouvelable et Action pour le Développement Durable, Groupe d'Etude et d'Action pour le Centrafrique et Association des Consommateurs d'Electricité), des institutions de développement des capacités telles que le Lycée Technique de Bangui, l'Institut Moderne des Métiers Spécialisés, l'Institut Supérieur de Technologie, etc.

Davantage, le projet fournira des incitations aux promoteurs de projets sous la forme d'un soutien financier pour les études d'avant-projet et l'équipement ou la construction. En outre, il établira des liens avec des mécanismes de garantie de prêts existants qui débloqueront des capitaux d'investissement dans le secteur et réduiront le coût du capital pour les promoteurs de projets, leur permettant ainsi de fournir de l'électricité à un taux abordable.

Composante 1 : Instruments politiques et financiers et système incitatif pour les petites centrales hydroélectriques pour alimenter les mini-réseaux.

Cette Composante relancera la participation du secteur privé dans le développement des petites centrales hydroélectriques alimentant des mini-réseaux pour l'électrification rurale dans le pays. À l'heure actuelle, l'électrification en dehors de Bangui, la capitale, est quasi inexistante (presque tous les mini-réseaux au diesel gérés par l'ENERCA dans les préfectures / sous-préfectures ne fonctionnent pas), à l'exception de quelques ONG entreprenantes et de particuliers qui ont installé leur propre énergie renouvelable ou des générateurs à base de combustibles fossiles qui leur fournissent de l'électricité pour quelques heures par jour. Par conséquent, amener le secteur privé dans cette équation à produire de l'électricité pour alimenter les zones rurales nécessite un modèle économique qui combine le modèle existant du secteur public de l'ENERCA (ou un modèle basé sur les ONG, le cas échéant) avec le modèle axé sur le profit du secteur privé et, par conséquent, créer un partenariat durable et gagnant-gagnant qui serait bénéfique à la fois pour le gouvernement / la communauté et le secteur privé. Cela pourrait prendre la forme, par exemple, le gouvernement / la communauté participant à la possession partielle des actifs (par exemple un système de distribution de l'ENERCA existant et non opérationnel, le cas échéant), tout en confiant au secteur privé la production d'électricité à partir de petites centrales hydroélectriques au service des consommateurs ruraux grâce à son fonctionnement quotidien global avec maintenance et gestion du processus complet « production d'électricité, transport/distribution et vente ». Dans les cas où il n'y a pas de système de distribution d'électricité dans les centres de distribution, le secteur privé s'efforcera de solliciter la participation des communautés villageoises à leur construction et à leur exploitation. Une telle modalité a le potentiel de réduire les coûts opérationnels qui, éventuellement, seront répercutés sur les consommateurs / villageois sous la forme de tarifs qui leur sont facturés.

Les instruments politiques et financiers à développer dans ce projet seront adaptés aux mini-réseaux autour des PCH, par ex. réduction des coûts d'investissement initiaux, des tarifs financièrement viables, des subventions, des régimes de concession, des règles d'octroi de licences et des partenariats public-privé (PPP).

Les instruments de politique comprendront également la mise en place d'un accord tripartite entre le gouvernement (Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Hydraulique / ARSEC / ACER) et les investisseurs / promoteurs privés. Les instruments de politique seront spécifiques aux mini-réseaux construits autour des PCH, mais pourront être étendus à l'avenir pour les inclure dans une configuration hybride, si le type de disponibilité des ressources de renouvellement et la configuration de charge le justifient.

Résultat 1 : La viabilité institutionnelle et financière des PCH basée sur les mini-réseaux assurée. Les produits attendus de cette Composante sont :

Produit 1.1: Un ensemble de politiques pour développer et exploiter des PCH basées sur les mini-réseaux adoptées.

- Une politique simplifiée et un cadre juridique/réglementaire établi et opérationnel pour la production d'électricité par le secteur privé afin de fournir des mini-réseaux isolés par de petites centrales hydroélectriques. Le projet examinera le «Code de l'Electricité» de la RCA de 2005 et la «Politique Energétique Décentralisée» proposée pour déterminer les problèmes qui font obstacle au secteur privé et qui jouent un rôle dans la production décentralisée d'électricité à partir de petites centrales hydroélectriques dans le pays. Par la suite, le projet élaborera un document politique décrivant les mesures correctives nécessaires, y compris les procédures/réglementations accompagnant le Code de l'Electricité, et proposera un cadre juridique/réglementaire qui encouragera les investissements du secteur privé dans le développement des petites centrales hydroélectriques. Le projet sollicitera ensuite l'approbation du gouvernement pour opérationnaliser cet ensemble de documents. Une attention particulière sera accordée à la mise en place rapide de toutes les procédures d'accompagnement (textes d'application) afin de garantir que le cadre politique et légal/réglementaire ne souffre pas de retards dans l'application.

Produit 1.2: Instrument financier destiné à soutenir le développement des PCH axés sur les mini-réseaux, adopté et mis en œuvre.

- Un instrument financier a été créé pour soutenir l'investissement privé dans les 4 petites centrales hydroélectriques axées sur des mini-réseaux pour l'électrification rurale. Cela comprend la fourniture d'une subvention pour les études d'avant-projet, l'équipement et la construction. En outre, le projet collaborera avec des fonds de garantie de prêts et des banques commerciales pour faciliter l'accès des promoteurs au financement, fournir des conseils lors de la formulation du plan d'affaires et des demandes de prêt, et identifier d'autres sources de financement pour les promoteurs.

Des incitations supplémentaires seront introduites dans le paquet politique (produit 1.1) telles que réduction/élimination des droits de douane/taxes à l'importation sur les équipements et pièces de rechange, exonération d'impôt sur le revenu pour une durée déterminée, simplification des procédures de change et simplification des procédures EIE pour la petite hydraulique. Tous ces éléments seront opérationnalisés par le PNUD dans le cadre de la modalité d'exécution Directe (MED), en consultation avec le MMEH et d'autres ministères.

Produit 1.3: Critères tarifaires pour les PCH basés sur les mini-réseaux définis.

- Méthodologie environnementale/norme technique pour l'évaluation des projets hydroélectriques et méthodologie d'évaluation financière pour le calcul des tarifs des petites centrales hydroélectriques à facturer aux consommateurs. Des critères et des lignes directrices seront élaborés, en consultation avec l'ACER et l'ARSEC, pour l'évaluation technique des projets et un programme Excel sera élaboré pour entreprendre des analyses économiques et financières et déterminer les tarifs que les promoteurs peuvent raisonnablement demander aux consommateurs ruraux tenant en compte la capacité de ces derniers à payer pour ces services d'électricité.

Produit 1.4: Fenêtre dédiée au centre national d'information (guichet unique) pour les développeurs de PCH établis.

- Renforcer le guichet unique existant (établi conformément à la Charte d'investissement sous la supervision du Ministère du commerce et de l'industrie) en mettant en place un guichet spécial pour la délivrance de licences et de permis de construction aux petits promoteurs de projets hydroélectriques. À l'heure actuelle, le guichet unique n'est pas équipé / n'a pas les ressources humaines pour remplir cette fonction. La fenêtre dédiée au guichet unique sera le dépositaire de toutes les informations dont un développeur potentiel aura besoin avant de faire une demande, tous les formulaires de demande et la documentation requise doivent être soumis à l'appui d'une demande, les frais à payer, aviser les promoteurs si des documents supplémentaires sont requis et fournir une décision finale sur le résultat d'une demande. Cela évitera que le promoteur ne visite personnellement plusieurs bureaux du gouvernement pour obtenir les autorisations nécessaires et accélérer le processus d'approbation d'un permis d'aménagement de PCH.

Composante 2 : Renforcement des capacités pour l'exploitation, la maintenance et la gestion des PCH pour alimenter des mini-réseaux.

Cette Composante abordera les obstacles techniques à la mise en œuvre de petites centrales hydroélectriques pour alimenter les mini-réseaux isolés pour l'électrification rurale. L'objectif est d'aider les communautés, l'ARSEC, l'ACER et les développeurs de services potentiels à améliorer leur capacité à fournir des solutions clés en main. Une assistance technique sera fournie à un certain nombre de promoteurs privés du secteur privé, hommes et femmes, qui pourraient être intéressés par le développement, l'exploitation et la gestion de mini-réseaux de petites centrales hydroélectriques pour l'électrification rurale. Les promoteurs du secteur privé peuvent s'associer, s'ils le souhaitent, à des partenaires internationaux pour bénéficier de l'expérience et de l'exposition de ces derniers sur des marchés similaires en dehors de la République Centrafricaine et plus particulièrement en République Démocratique du Congo (Congo-Kinshasa) et République du Congo (Congo-Brazzaville) où le PNUD met en œuvre des projets similaires portant sur les petites centrales hydroélectriques pour alimenter les mini-réseaux isolés pour l'électrification rurale.

En outre, le projet fournira le développement des capacités aux concepteurs de systèmes, aux constructeurs/installateurs et aux utilisateurs finaux, élaborera et publiera un manuel sur la conception, l'installation et la maintenance des petits systèmes hydroélectriques, en tenant compte des impacts négatifs potentiels que le développement de petites centrales hydroélectriques pourrait avoir sur l'utilisation des terres, les droits d'utilisation de l'eau, la biodiversité et l'utilisation sûre des services d'électricité. La confiance et le renforcement des capacités des investisseurs privés seront renforcés. En outre, les organisations communautaires dans les villages ciblés (groupes de femmes, ONG locales et PME/utilisateurs productifs) recevront une assistance et des conseils sur l'utilisation de l'électricité à la fois pour un usage personnel et des activités génératrices de revenus. Les parties prenantes clés du gouvernement, les fonctionnaires impliqués et les agences nationales sélectionnées bénéficieront également des modules de développement des capacités.

La mise en œuvre des PCH est un domaine technique généralement dominé par les hommes, mais en même temps, la RCA manque d'une masse critique d'ingénieurs en PCH, de concepteurs de systèmes, d'installateurs et de techniciens de maintenance. En tant que tel, le développement des capacités offrira aux hommes et aux femmes une chance égale d'entrer dans le secteur en adaptant une partie de la formation aux jeunes diplômés du secondaire et aux étudiants et en encourageant spécifiquement les jeunes femmes à y participer.

Résultat 2 : Capacité à fournir des solutions clés en main et des services d'exploitation, de maintenance et de gestion (O & M & M) de qualité pour PCH développée. Les produits attendus sont :

Produit 2.1: Guide publié sur le développement des PCH alimentant des mini-réseaux.

- Publication d'un guide sur le développement des PCH alimentant des mini-réseaux. Ce guide fournira une approche détaillée étape par étape pour la mise en œuvre des PCH et servira d'outil aux concepteurs de systèmes, aux installateurs et aux opérateurs pour leur permettre de concevoir, construire, exploiter et gérer correctement les petites centrales hydroélectriques et d'aider toutes les parties prenantes pour améliorer leur compréhension commune et leur engagement vis-à-vis

des PCH. Il visera également à faciliter les discussions entre les groupes communautaires de préfecture / sous-préfecture et le secteur privé et servira à démontrer comment les mini-réseaux PCH peuvent favoriser la croissance économique et sociale, en réalisant des impératifs de développement, tout en minimisant les impacts sociaux, culturels et environnementaux négatifs dans les villages. Enfin, il contiendra des formulaires types de demande et fournira des informations / des lignes directrices sur la documentation requise pour la délivrance de licences de construction et de permis aux promoteurs potentiels, ainsi que les frais associés.

Produit 2.2: Programme de renforcement des capacités en cours d'emploi pour les concepteurs de centrales hydroélectriques (hommes et femmes) livré, y compris sur la conception des installations, la construction, l'assemblage de l'équipement et les opérations d'exploitation et de maintenance.

- Le projet développera la capacité du secteur privé à renforcer ses connaissances et sa compréhension des différents aspects du développement hydroélectrique pour la production et la distribution d'électricité / la vente aux consommateurs, y compris l'identification des sites potentiels, l'évaluation de pré-faisabilité et la préparation des études de faisabilité / plans d'affaires qui comprendront nécessairement la conception de l'usine, la sélection et l'assemblage de l'équipement, la construction, l'exploitation et la maintenance. Des modules de formation seront conçus et mis en œuvre pour les principaux bénéficiaires (promoteurs hommes et femmes, producteurs de composants, concepteurs / installateurs de systèmes, techniciens de service et consommateurs) et le renforcement des capacités pour le développement général des compétences et la mise en œuvre des projets. À cet égard, les activités de renforcement des capacités incluront des questions liées aux impacts potentiellement négatifs que le développement de petites centrales hydroélectriques peut avoir sur l'utilisation des terres, les droits sur l'eau, la biodiversité, etc.

Produit 2.3: Services de conseil commerciaux et techniques aux concepteurs de mini-réseaux (hommes et femmes).

- Un « Service d'Aide » (Help Desk) sera établi pour fournir des services consultatifs commerciaux et techniques aux développeurs potentiels des PCH. Ce Service d'Aide sera hébergé au sein de l'ARSEC et sera doté d'un personnel formé pour fournir des réponses rapides et ciblées aux demandes d'assistance et / ou de conseils aux développeurs sur des questions spécifiques liées aux aspects fondamentaux du développement du projet, y compris la préparation de plans de faisabilité / d'affaires et l'interprétation des contrats / accords tripartites les impliquant en tant que développeurs, ACER et ENERCA. Il entreprendra également des examens de projets individuels préparés par les promoteurs pour leur solidité technique et financière avant leur soumission aux établissements de crédit. Le soutien devant être fourni par le service d'aide sera facturé ; cela assurera sa viabilité financière au-delà de la période du projet.

Produit 2.4: Programme de renforcement des capacités sur mesure fourni aux agences nationales compétentes.

- Capacités développées au sein du Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Hydraulique, ARSEC, ACER, banques locales et acteurs nationaux clés tels que le Ministère de l'Agriculture et du Développement Rural et le Ministère de l'Intérieur sur les meilleures pratiques et des opportunités pour des modèles d'électrification villageoise décentralisés dans les zones hors réseau. Cela inclura le développement de capacités pour les familiariser avec les outils de dimensionnement et d'optimisation du système (par exemple les modèles HOMER et RETSCREEN) pour évaluer les options de conception du système, notamment comment utiliser les critères et directives établis pour évaluer techniquement les projets, déterminer le montant de la subvention à fournir aux développeurs de projets et de décider du tarif approprié qu'un développeur donné peut facturer aux consommateurs. Les capacités des banques locales seront également développées pour leur permettre de suivre les directives d'évaluation des projets de petites centrales hydroélectriques à des fins de prêt. Enfin, des organisations communautaires dans des lieux sélectionnés (groupes de femmes, ONG locales et PME / utilisateurs productifs) recevront une formation, une assistance et des conseils sur les activités génératrices de revenus potentielles et les aspects de sécurité liés à l'utilisation de l'électricité.

Composante 3 : Déploiement des PCH pour alimenter des mini-réseaux.

Le résultat attendu de cette Composante est la confiance accrue de l'agence d'électrification rurale (ACER), du régulateur (ARSEC), des banques commerciales, des investisseurs / promoteurs potentiels et des communautés dans la viabilité technique et économique des mini-réseaux des petites centrales hydroélectriques pour l'électrification rurale. Cet objectif sera atteint grâce à la mise en place d'un modèle d'entreprise approprié qui assure la confiance et permet la durabilité et la réplication. On s'attend à ce que la présentation réussie dans les villages électrifiés agisse comme un précurseur à la mise en œuvre de mini-réseaux hydroélectriques similaires pour exploiter les ressources hydroélectriques du pays pour l'électrification rurale. Au cours de la mise en œuvre des activités menant à la préparation du projet, des discussions ont eu lieu avec la Banque Commerciale Centrafrique « CBCA » SA et ECOBANK Centrafrique SA concernant leur intérêt à fournir un financement par emprunt à des promoteurs potentiels intéressés à étendre leurs activités commerciales au développement des petites centrales hydroélectriques dans les zones rurales. Les deux banques ont exprimé leur intérêt à travailler avec les promoteurs pour préparer des plans d'affaires qui répondraient à leurs critères d'évaluation avant de procéder avec des prêts.

Grâce à la mise en œuvre de ce projet d'investissement, la pertinence de la politique et des instruments de financement proposés sera démontrée. La construction des centrales hydroélectriques fournira un terrain d'essai pour le développement d'une chaîne d'approvisionnement technologique nationale. En outre, ces centrales devraient générer des informations précieuses sur l'adéquation et la mise en œuvre pratique des modèles d'exploitation, de maintenance et de gestion (O & M & M) qui seront développés. Le projet cherchera à tester des modèles alternatifs, en plus du modèle du secteur privé public, comme, par exemple, un modèle mixte d'ONG privée qui pourrait être une possibilité à Gamboula où les missionnaires suédois exploitent une centrale hydroélectrique de 120 kW. À l'heure actuelle, la centrale hydroélectrique de Gamboula fournit de l'électricité uniquement aux résidences de l'hôpital, du séminaire et du personnel ; cependant, l'augmentation de capacité de 300 kW supplémentaires permettra d'alimenter en électricité la sous-préfecture de Gamboula composée de plus de 2 500 ménages.

Résultat 3 : Un modèle opérationnel fonctionnel est démontré pour la viabilité technique et financière des petites centrales hydroélectriques. Les produits attendus sont :

Produit 3.1: Huit sites pour les mini-réseaux identifiés et évalués, et modèle institutionnel / d'investissement défini.

- Le Tableau 6 ci-dessus fournit une liste de 20 sites de projets potentiels identifiés par le ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Hydraulique pour le développement hydroélectrique. Ces sites constituent une liste préliminaire susceptible d'être modifiée sur la base des informations complémentaires fournies par les investisseurs présélectionnés lors de la mise en œuvre du projet.

Des études de faisabilité ont été entreprises pour 5 de ces sites en 1993, mais il n'y a eu aucun suivi depuis. Si ces sites devaient éventuellement être sélectionnés pour le développement hydroélectrique par le secteur privé, les études de faisabilité devraient être mises à jour. En outre, au moins 3 autres sites seront sélectionnés pour des études de préfaisabilité, dont l'objectif est une évaluation préliminaire, pas encore au niveau de l'ingénierie, afin de déterminer si le projet potentiel a un sens technico-économique de base pour le développement futur. Ils impliquent de vérifier la disponibilité des ressources hydroélectriques tout au long de l'année sur ces sites, la nécessité d'une évaluation plus poussée du potentiel des ressources, le potentiel de leur développement pour approvisionner les zones rurales, l'emplacement des sites / villages pour la mini-grille, l'étude des infrastructures et des facteurs socio-économiques dans le village, etc. Les études de préfaisabilité fourniront toutes les informations nécessaires pour permettre au projet de déterminer lequel des sites hydroélectriques présentent les meilleures options pour l'établissement futur de mini-réseaux isolés.

Produit 3.2: Au moins 4 partenariats public-privé sont établis pour l'exploitation des PCH et des mini-réseaux.

- Documents confirmant le bouclage financier avec le secteur public et les investisseurs privés pour au moins 4 petits sites¹² hydroélectriques. À la suite d'un processus transparent et concurrentiel, les sites / concessions hydroélectriques seront attribués à des promoteurs potentiels en vertu d'un accord concessionnel pour une période de 25 ans et comprendra une clause renouvelable. L'étude de faisabilité, la construction et l'exploitation des centrales seront de la seule responsabilité des promoteurs pour la fourniture d'électricité aux consommateurs ruraux soit par le biais d'un système de distribution ENERCA existant ou, en son absence, un système de distribution à développer par les promoteurs privés. L'accord précisera également les procédures à suivre dans le cas où la concession d'exploitation ne serait pas renouvelée après la période initiale de 25 ans et à la fin de toute période de renouvellement. La sollicitation indiquera que le projet offrira des incitatifs financiers aux investisseurs / promoteurs et que les soumissionnaires ayant des propositions solides et qui nécessitent le moins de subvention seront sélectionnés pour la prochaine étape du processus, à savoir : préparer les études complètes de faisabilité et les plans d'affaires. L'étude de faisabilité inclura des considérations techniques (caractéristiques techniques, distances de charge, étude de marché), paramètres économiques (paramètres économiques et économie du projet), financiers (flux de trésorerie, taux de rendement interne / retour sur investissement) et les considérations environnementales (évaluation de l'impact sur l'environnement).

Par la suite, le projet entreprendra une évaluation des propositions reçues afin de sélectionner les soumissionnaires retenus. Ensuite, la prochaine étape sera la finalisation et la signature des accords de partenariat.

Produit 3.3: 2 MW de capacité des PCH pour la production d'énergie.

- Capacité installée d'au moins 2 MW (dans le cas présent, la capacité installée proposée sera de 2,05 MW) de production des petites centrales hydroélectriques aménagées par des IPP pour alimenter les réseaux isolés mises en service sur divers sites avant la fin du projet.

Au cours de la mise en œuvre des activités liées à cette Composante, le projet sensibilisera et formera les responsables de l'énergie au niveau national et préfectoral / sous-préfectoral sur les meilleures pratiques et des opportunités pour des modèles d'électrification rurale décentralisée à travers des mini-réseaux. Il travaillera également avec le Bureau des normes du gouvernement pour s'assurer que seuls les produits / équipements de qualité associés au développement de l'hydroélectricité qui répondent aux normes approuvées sont autorisés pour l'importation et l'installation dans le pays.

Enfin, au cours de la mise en œuvre, le projet surveillera les nouveaux développements dans la production de petites centrales hydroélectriques qui pourraient trouver une application dans le contexte de la RCA lorsqu'ils seront commercialement disponibles. Un exemple concerne deux sociétés en Irlande, Design Pro Ltd. et GKInetic Energy Ltd., qui collaborent pour développer une nouvelle gamme de turbines hydroliennes au fil de l'eau. Le concept de turbine hydrolienne comprend deux turbines à axe vertical placées de chaque côté d'un navire flottant ancré dans une rivière et la forme du vaisseau est conçue pour augmenter la vitesse de l'eau qui s'écoule dans les turbines. Deux prototypes, chacun de 25 kW et 60 kW, ont été construits et testés, tandis que des fonds ont été obtenus pour développer un prototype de 100 kW pour la commercialisation. GKInetic estime que l'appareil est évolutif jusqu'à 1 MW et peut être déployé dans des réseaux dans les rivières, les océans ou les estuaires (voir Renewable Energy World, mars 2017). Ce nouveau concept a le potentiel de réduire considérablement les coûts de production de petites centrales hydroélectriques pour alimenter des mini-réseaux isolés.

¹²Pour le moment, les sites de Mbaiki, Bambari, Boda et Gamboula sont proposés par le projet mais d'autres sites présentant des caractéristiques similaires peuvent être pris en compte par les promoteurs de projets.

Identification de sites cibles PCH

Les sites à sélectionner pour le développement de petites centrales hydroélectriques devront répondre, d'une part, aux conditions d'attractivité du secteur privé pour l'investissement en fournissant un marché de l'électricité suffisamment proche du site hydroélectrique pour éviter la construction des lignes de transport / distribution onéreuses et suffisamment grandes pour rendre viable le modèle économique et, d'autre part, aider les consommateurs potentiels avec des choix / options pour des services énergétiques modernes. L'objectif est de créer une situation gagnant-gagnant permettant aux consommateurs de bénéficier des services énergétiques modernes pour améliorer leur qualité de vie et leurs activités génératrices de revenus, tout en permettant aux investisseurs de réaliser des investissements commerciaux solides qui assureront la durabilité des opérations. En réponse à ces considérations, une évaluation minutieuse et approfondie des combinaisons potentielles de sites / villages fut entreprise pendant la phase PPG afin d'offrir des avantages sociaux et économiques aux consommateurs potentiels, ainsi que pour stimuler les investissements du secteur privé.

Deux autres considérations ont facilité la sélection des sites et des zones rurales à électrifier :

- Le Formulaire d'identification du projet (PIF) indique que le modèle opérationnel proposé pour la mise en œuvre du projet « sera une combinaison du modèle des services publics et du secteur privé. Cela se fera principalement par le biais de partenariats public-privé. Par exemple, l'entreprise peut investir dans les installations de mini-réseaux, tandis qu'une entreprise privée locale est responsable de l'exploitation, de la maintenance et de la gestion au quotidien ».
- Le PIF indique également que « la priorité sera donnée aux sites où il existe déjà un mini-réseau fonctionnant avec des combustibles fossiles ou d'autres sources, afin de réduire le coût élevé de l'investissement initial ».

En outre, le TAF récemment publié indique que « l'objectif global poursuivi par le gouvernement est d'accroître sensiblement l'accès à des services d'électricité fiables pour les populations urbaines, périurbaines et rurales à un coût abordable et de stimuler la croissance économique par la promotion des partenariats avec le secteur privé ».

Le point d'entrée des partenariats public-privé est que toutes les 15 préfectures / sous-préfectures sauf une ont des générateurs diesel qui ne sont pas opérationnels, sauf un, en raison du vandalisme ou du manque d'entretien et de pièces de rechange et, souvent, d'indisponibilité de carburant. Cependant, dans presque tous les cas, les systèmes de distribution sont toujours en place, bien que certains nécessitent une réhabilitation et / ou une extension et un renforcement. Cela présente une situation propice pour le secteur privé à développer le site hydroélectrique pour la production d'électricité et à utiliser le système de distribution existant, dans le cadre d'un bail ou d'un autre arrangement avec ENERCA, pour fournir des services d'électricité aux consommateurs.

Les sites appropriés pour la mise en œuvre des PCH alimentant des mini-réseaux ont été identifiés en consultation directe avec les institutions clés - Gouvernement (Direction de l'Energie, ACER, ARSEC, ENERCA et le Ministère de l'Intérieur responsable des collectivités locales dans tout le pays) et, en particulier, des préfectures / sous-préfectures, secteur privé, organisations non gouvernementales et consommateurs potentiels. Les critères de sélection du Tableau 14 ci-dessous ont été élaborés, discutés avec les parties prenantes et utilisés lors des discussions avec les chefs de préfectures / sous-préfectures et d'autres représentants locaux. La sélection finale des sites hydroélectriques et des préfectures / sous-préfectures à approvisionner en électricité devra être approuvée par le comité de projet.

Tableau 14 : Critères de sélection du site / village

	Catégorie	Paramètres	Remarques
1	Emplacement de l'installation	Distance entre le site PCH et le réseau existant de l'ENERCA / centre de charge. La taille et la densité de la population pour assurer des connexions rentables aux lignes de distribution.	Aucune extension du réseau prévue dans la zone pendant au moins les 20 prochaines années. Le site PCH ne doit pas être à plus de 20 km d'un centre de distribution existant (sinon, le coût de la mise en place de la ligne entre la centrale et le centre de consommation peut être prohibitif). Le site offre-t-il une opportunité à long terme de réaliser un retour sur investissement et d'avoir un impact mesurable sur les communautés ?

			Les unités à connecter (ménages, institutions, locaux commerciaux, etc.) doivent être proches les unes des autres. Le site du PCH devrait être accessible tout au long de l'année, quels que soient les conditions météorologiques et l'état des routes qui en résultent, et doit être proche des voies de transport pouvant supporter de lourdes charges pendant la construction. La sélection de sites PCH avec un accès routier difficile peut compromettre le succès du projet.
2	Productivité	Le site devrait présenter un potentiel d'utilisation productive de l'électricité par les petits entrepreneurs, les PME, etc.	Potentiel pour les petites entreprises / PME. Potentiel agricole, etc.
3	Paiement pour les services	Pour que le projet soit financièrement viable, les clients potentiels devraient démontrer : Capacité de payer : Les activités économiques dominantes. Revenu disponible. Pourcentage de la population engagée dans la production économiquement productive. Volonté de payer : i) Les dépenses courantes en énergie. ii) Qualité des sources d'énergie. iii) Désir ou besoin de consommer de l'énergie de qualité.	Il est important d'évaluer la capacité, la volonté et la fiabilité des clients à effectuer des paiements pour couvrir les coûts des services. Équilibrage de l'offre et de la demande (après avoir estimé la capacité globale de payer l'électricité, une complexité supplémentaire consiste à évaluer les niveaux d'utilisation possibles à différents prix par unité d'électricité, une tarification trop faible pourrait entraîner une demande excessive, non-paiement ou non-utilisation). Le manque d'informations sur l'approvisionnement en électricité pourrait également conduire à une mauvaise utilisation ou même un abus.
4	Présence de "gros" consommateurs potentiels	La puissance produite doit être consommée afin d'avoir un impact social, environnemental et économique positif.	Les catégories de consommateurs potentiellement « importants » peuvent inclure des entreprises, des institutions, des unités administratives, des organismes de développement, etc.
5	Disponibilité de l'étude de faisabilité	La disponibilité d'une étude de faisabilité, même si elle n'est pas nécessaire, peut aider à réduire les coûts d'investissement.	L'étude de faisabilité existante peut nécessiter une réactualisation.
6	Présence d'une organisation communautaire.	Aidera à déterminer les opportunités d'affaires.	Constituera un groupe de soutien important pour les entreprises en exploitation.
7	Site de production sécurisé	Affrontements, vandalisme, vol, etc.	La sécurité est un facteur essentiel dans la sélection du site. Les zones sécurisées peuvent être développées plus rapidement et ne nécessitent aucune planification spéciale pour contrer ou prévenir les événements d'insécurité.

Les informations suivantes ont été sollicitées auprès des parties prenantes avant de prendre une décision sur les sites potentiels à développer dans le cadre du projet :

- (a) Quelle est la distance entre le site PCH potentiel et centre de charge / le mini-réseau ENERCA ?
- (b) Le site est-il accessible par route, de préférence tout au long de l'année ?
- (c) Le centre de charge a-t-il des densités de population relativement plus grandes ?
- (d) Le potentiel existe-t-il pour des activités économiques telles que la transformation des cultures agricoles, l'artisanat, le tourisme, etc. ?
- (e) Présence d'écoles, de centres commerciaux, d'institutions sociales, de centres de santé, d'unités administratives (par exemple, poste de police, bureau du gouvernement local, bureau de poste, maison de jeunesse, etc.) ?
- (f) Présence d'organisations communautaires / ONG ?
- (g) La communauté ciblée a-t-elle un faible taux de criminalité ?

Lors des discussions avec les investisseurs du secteur privé au cours du processus de sélection des sites PCH et des villages à électrifier, ceux-ci ont exprimé leurs préoccupations concernant le risque d'une « prise de contrôle » non compensée par un réseau national en expansion. Ainsi, il faudra des règlements et des procédures clarifiant ce qui arrivera au mini-réseau si et quand le réseau national arrive, de sorte que le moment et la localisation de celui-ci puissent être adéquatement incorporés dans la conception technique et financière

du mini-réseau. La meilleure approche sera de gérer ces risques dès le départ, avec un cadre réglementaire qui protège les investisseurs, garantit une rémunération équitable et - idéalement - offre des informations transparentes sur les plans d'extension du réseau (créés par un plan d'électrification rurale). Dans un environnement politique positif, la connexion au réseau peut par contre permettre aux opérateurs de mini-réseaux isolés de conserver leur activité et de générer des revenus en vendant l'électricité produite au réseau.

Les informations sur les 4 sites sélectionnés pour être développés pendant la durée du projet de 5 ans sont résumées dans le Tableau 15 ci-dessous. Des procédures seront élaborées concernant un processus transparent et concurrentiel d'attribution de concessions, chacune consistant en un petit site hydroélectrique et un centre de distribution, au secteur privé pour le développement. Il est toutefois entendu que ces combinaisons site / village (centre de consommation) constituent une liste préliminaire susceptible d'être modifiée au cours de la mise en œuvre du projet, en fonction de l'intérêt et de la confirmation des parties prenantes.

Tableau 15 : Informations sur les sites potentiels de PCH / villages pour les mini-réseaux.

Remarques :

- Les besoins quotidiens en électricité (kWh) pour chaque site ont été estimés pour la première année d'exploitation. Il est également prévu que cette charge quotidienne augmentera d'environ 10% chaque année au cours des 5 années suivantes et à un taux plus faible de 5% par la suite.
- Le site n ° 3 de Gamboula dispose déjà d'une mini centrale hydroélectrique de 120 kW construite en 1986 par des missionnaires suédois (une ONG) et qui est toujours en activité. Cependant, le débit de la rivière est tel que le site peut accueillir une capacité de production additionnelle de 300 kW pouvant être construite par un promoteur du secteur privé dans le cadre d'un modèle ONG-secteur privé.
- Il est entendu que les quatre sites ne seront pas tous conçus pour que l'exploitation commence en même temps. La construction des centrales sera nécessairement échelonnée et chacune d'entre elles entrera probablement en service à un moment différent dans les cinq ans du projet.

N°	Région	Préfecture	Nom du site et puissance proposée (kW)	Centre de consommation et distance du site PCH (km)	Nombre Potentiel des ménages	Niveau d'absorption initial attendu (%)	Besoins quotidiens estimés en énergie (kWh)	Services d'électricité à utiliser pour :	Gros consommateurs potentiels peuvent être servis
1	N° 1 Plateau	Lobaye	Mbecko 600 kW	Mbaïki 10 km du site + 4,5 km de réseau de distribution ENERCA en ville.	> 3 500	60 - 70	9 360	Electroménager, éclairage, recharge de téléphones portables, petites entreprises (magasins, cybercafés), tailleur/coiffeur / salon de beauté, traitement des cultures, scierie, atelier de soudure, radio, télévision, congélateurs, informatique, éclairage public, etc.	Antennes de relais de téléphonie mobile, administration, hôpital, poste de police, écoles, université, églises, motels, scieries, etc.
2		Lobaye	Gbassem 550 kW	Boda 1,5 km du site + Réseau de distribution ENERCA existant sur 6 km en ville.	> 2 000	60 - 70	8 580	Electroménager, éclairage, recharge de téléphones portables, petites entreprises (magasins, cybercafés), tailleur / coiffeur / salon de beauté, traitement des cultures, scierie, atelier de soudure, radio, télévision, congélateurs, informatique, éclairage public, etc.	Antennes de relais de téléphonie mobile, administration, hôpital, poste de police, écoles, églises, motels, etc.
3	N° 2 Equateur	Mambéré Kadei	Gamboula 420 kW, y compris une capacité existante de 120 kW	Gamboula 3 km du site + réseau locale existante des ONG. Pas de réseau de distribution en ville.	> 2 500	60 - 70	4 680 (concernant seulement la capacité supplémentaire de 300 kW)	Electroménager, éclairage, recharge de téléphones portables, petites entreprises (magasins, cybercafés), tailleur / coiffeur / salon de beauté, traitement des cultures, scierie, atelier de soudure, radio, télévision, congélateurs, informatique, éclairage public, etc.	Antennes de relais de téléphonie mobile, administration, hôpital, poste de police, écoles, églises, motels, etc.

N°	Région	Préfecture	Nom du site et puissance proposée (kW)	Centre de consommation et distance du site PCH (km)	Nombre Potentiel des ménages	Niveau d'absorption initial attendu (%)	Besoins quotidiens estimés en énergie (kWh)	Services d'électricité à utiliser pour :	Gros consommateurs potentiels peuvent être servis
4	N°4 Kagas	Ouaka	Baidou (Bac) 600W	Bambari 13 km du site + 8,9 km Réseau de distribution ENERCA existant en ville.	> 7 000	60 - 70	9 360	Electroménager, éclairage, recharge de téléphones portables, petites entreprises (magasins, cybercafés), tailleur / coiffeur / salon de beauté, traitement des cultures, scierie, atelier de soudure, radio, télévision, congélateurs, informatique, éclairage public, etc.	Antennes de relais de téléphonie mobile, administration, hôpital, poste de police, écoles, université, églises, mosquée, motels, etc.

Note : Bien que le nombre de ménages à Mbaiki soit inférieur de moitié à celui de Bambari, la consommation quotidienne d'électricité estimée est la même étant donné que Mbaiki dispose de plusieurs scieries pour la transformation des produits forestiers ; de telles charges sont absentes à Bambari.

Bambari est le chef-lieu de la préfecture de la Ouaka et la plus grande ville du Centre Est de la RCA. En 2003, sa population était estimée à 48 828 habitants, avec une taille moyenne de 6 personnes par ménages. Plusieurs bâtiments administratifs, écoles, hôpitaux et entreprises sont établis dans la ville et sont des clients potentiels de l'électricité. La demande totale d'électricité de la ville est estimée à 9 360 kWh / jour. L'agriculture est la principale activité économique de la ville. Le commerce et l'artisanat sont également bien développés car la ville se situe au carrefour des régions Ouest, Est et Nord du pays ainsi que de la République démocratique du Congo. Les lampes, communément appelées lampes chinoises, coûtent environ 3,5 dollars et consomment en moyenne 20 piles par mois au prix de 3 dollars par mois. Les propriétaires de groupes électrogènes diesel individuels offrent un service de recharge de téléphones cellulaires à 0,15 USD par charge. On estime que les ménages dépensent en moyenne 10 USD par mois pour leurs besoins en électricité de base (éclairage, charge téléphone, radio) pour un revenu mensuel moyen de 60 USD.

Mbaiki a une population de 21 296 habitants avec une taille moyenne des ménages de 6 personnes. En tant chef-lieu de la préfecture de la Lobaye, elle abrite plusieurs écoles du quartier, un institut universitaire, un hôpital, plusieurs bâtiments administratifs et des tours de téléphonie mobile pour chacun des principaux opérateurs de téléphonie mobile. Mbaiki a l'avantage d'être à moins de 2 heures de route de Bangui et proche de certaines attractions touristiques du pays (par exemple le mausolée et la résidence du premier président) et pourrait donc être un arrêt touristique stratégique lorsque le pays sera entièrement stable. Pour le moment, cependant, l'agriculture et le commerce sont les activités économiques dominantes. Une usine de traitement de produits agricoles a récemment cessé de fonctionner en raison du coût élevé de fonctionnement de son générateur diesel. Tout comme à Bambari, les lampes chinoises sont la principale source d'éclairage et les téléphones portables sont chargés à partir de générateurs diesel. Les dépenses d'électricité sont également estimées à 10 USD par mois tandis que le revenu mensuel des ménages s'élève à 60 USD.

Boda est l'une des villes de la préfecture de la Lobaye et comptait 11 516 habitants au dernier recensement de 2003. C'était traditionnellement un grand producteur de coton et de tabac mais, dernièrement, le café est devenu la principale culture commerciale. L'extraction artisanale de diamants et d'or est également une activité économique florissante. Le revenu moyen des ménages oscille autour de 65 USD / mois. L'arrêt de l'usine d'ENERCA a créé plusieurs micros entreprises qui fournissent de l'électricité aux bureaux administratifs et aux entreprises à partir de petits générateurs diesel. Par exemple, les magasins peuvent s'abonner pour avoir un éclairage de 18 h à 22 h 30 pour 10 USD par mois. Les fournisseurs d'électricité consomment en moyenne 15 litres de diesel par jour à 1,47 USD / litre. En outre, certaines entreprises et certains ménages - en particulier ceux appartenant à des personnes actives dans le secteur minier - ont leurs propres générateurs diesel ou systèmes solaires domestiques. Ces systèmes sont généralement autofinancés.

La ville de Gamboula est à la frontière avec le Cameroun. Cette proximité favorise le développement des échanges commerciaux entre la ville et le Cameroun. Il y a plus d'une trentaine de boutiques, salles vidéo, poissonneries ainsi que des bureaux administratifs, un centre de santé et des écoles. L'agriculture joue un rôle important dans l'économie de Gamboula. Les cultures vivrières qui sont cultivées comprennent le manioc, l'arachide et le maïs. Le café et le tabac sont les principales cultures commerciales, mais l'extraction artisanale du diamant et de l'or reste une source importante de revenus. La population de Gamboula a été estimée à 14 169 au dernier recensement avec une taille de ménage de 6 personnes. Depuis 1986, la seule forme de connexion électrique moderne a été la mini-centrale hydroélectrique du Séminaire dont le réseau de distribution est limité au Séminaire. Tout comme à Boda, certains micro-entrepreneurs fournissent de l'électricité aux entreprises qui peuvent payer les frais de 0,24 USD par ampoule par jour. Certains ménages ont leurs propres générateurs qu'ils utilisent occasionnellement mais en général les lampes chinoises sont la source d'éclairage de choix. Une entreprise d'exploitation forestière de la région utilise un générateur diesel 24 heures par jour.

Produit 3.4 : Modèle durable sélectionné pour l'opération, la maintenance et de la gestion (O&M&M) démontré pour tous les schémas de mini-réseaux.

- Le guide mentionné plus haut sous le produit 2.1 indique, entre autres, que « cela servira d'outil aux concepteurs de systèmes, aux installateurs et aux opérateurs pour leur permettre de concevoir, construire, exploiter et gérer correctement les petites centrales

hydroélectriques». Un modèle de O&M&M durable sera développé et discuté avec le secteur privé et d'autres parties prenantes avant sa finalisation. Il comprendra les actions suivantes à mettre en œuvre, selon un calendrier établi, sur une base quotidienne, hebdomadaire, mensuelle, trimestrielle et annuelle, tel que requis par les fabricants d'équipement : système de prise d'eau et de conduits, turbine, génératrice, poste de transformation et de distribution, appareillage de commande, etc. Le modèle O&M&M sélectionné sera rajusté, au besoin, pour satisfaire aux conditions d'exploitation dans lesquelles l'équipement est appelé à fonctionner. Un renforcement des capacités ciblé sera fourni aux parties prenantes concernées sur les procédures de l'O&M&M sélectionnée.

Produit 3.5: Utilisation productive encouragée pour augmenter la demande d'électricité sur les sites ciblés.

- Le renforcement des capacités de la population rurale, en particulier des femmes, pour entreprendre des activités génératrices de revenus utilisant l'électricité. L'accès aux services d'électricité dans les zones rurales ouvre des possibilités d'utilisation pour des activités génératrices de revenus associées à la transformation de produits agricoles tels que le manioc, le maïs, le sorgho, le millet et les arachides. Cela ajoutera de la valeur aux cultures en permettant aux agriculteurs d'obtenir des prix plus élevés grâce à leur vente sous forme transformée plutôt qu'en tant que produits bruts. La disponibilité de l'électricité peut et va également promouvoir des activités telles que la fabrication de meubles, la production de jus et la réfrigération à partir de fruits cultivés localement, la soudure, la couture, l'affûtage de machettes / couteaux, la réfrigération de «vers de forêt» frais (localement appelés «chenilles ou makongo») pendant la saison des pluies (cette récolte «fraîche» de vers de forêt est vendue à des prix attrayants aux commerçants basés à Bangui en raison de leur haute teneur en protéines), etc.

À mesure que les activités productives accroissent le revenu disponible de certains ménages ruraux et la disponibilité de l'électricité, il pourrait être judicieux de piloter des cuisinières à induction à plaque unique - plusieurs marques sont fabriquées en Chine, par exemple. Les cuisinières à induction sont compactes, portables, légères, efficaces et abordables, avec un prix de vente de 65 USD / unité. La cuisson avec des cuisinières à induction ne génère ni fumée ni suie et garde la surface des casseroles propre. Les cuisinières à induction ont le potentiel d'éloigner certains ménages de l'utilisation du bois ou du charbon de bois pour la cuisson, réduisant ainsi la pression sur les forêts et entraînant une réduction de la déforestation.

Composante 4 : Gestion et partage des connaissances

Résultat 4 : Sensibilisation accrue sur le potentiel des PCH, au climat d'investissement et à l'intégration du genre. Les résultats attendus sont :

Produit 4.1: Plan national de mise en œuvre d'activités de sensibilisation / promotionnelles ciblant les investisseurs nationaux et internationaux.

- Plan national pour mettre en œuvre des activités de sensibilisation / promotionnelles ciblant les investisseurs nationaux et internationaux. Cela inclura la préparation de matériel promotionnel, des séances d'information avec des investisseurs déjà actifs dans le secteur de l'énergie / des énergies renouvelables dans le pays, les entreprises locales qui ont intérêt à étendre leurs activités pour inclure l'énergie dans les zones rurales et, potentiellement, éventuellement, organiser des expositions itinérantes (road shows) pour attirer des investisseurs étrangers afin d'établir des consortiums avec des entreprises locales pour fournir aux zones rurales des services énergétiques modernes.

Résultat 4.2: Documents publiés (y compris vidéo) et réunions d'information avec les parties prenantes sur l'expérience / les meilleures pratiques du projet et les enseignements.

- Renforcement des capacités des ministères / institutions concernés pour suivre et documenter l'expérience des projets. Une formation professionnelle sera assurée par consultants internationaux / locaux, au cours de leurs

contributions et lors de l'examen à mi-parcours du projet / de l'évaluation finale, aux parties prenantes sur la manière de suivre, enregistrer / documenter l'expérience du projet.

Produit 4.3: Diffusion des résultats du projet et des enseignements dans le pays et dans la région.

- Les résultats du projet sur les meilleures pratiques et les enseignements, sous forme électronique, seront largement diffusés dans toute la région et parmi les pays qui prévoient de mettre en œuvre des PCH similaires alimentant des mini-réseaux pour l'électrification rurale. Ceux-ci seront également affichés sur le site Web du projet. En outre, vers l'achèvement des activités du projet, un événement d'échange d'informations impliquant la participation de toutes les parties prenantes dans le pays et les participants internationaux sera organisé pour discuter des enseignements et des prochaines étapes vers la reproduction des résultats dans l'ensemble du pays / de la région.

Produit 4.4: Diffusion des enseignements de l'intégration du genre dans le projet

- Le projet documentera les approches adoptées pour intégrer le genre dans les activités liées au Produit 2.2 (développement des capacités sur le tas), produit 2.3 (services consultatifs commerciaux et techniques), produit 3.2 (partenariat public-privé pour l'exploitation des PCH) et le produit 3.5 (promotion de l'utilisation productive) ainsi que les obstacles (le cas échéant) et les réussites pour parvenir à un équilibre genre dans ces activités. Ces leçons seront diffusées conjointement avec le produit 4.3 mais, plus important encore, elles seront utilisées pour identifier les besoins de renforcement des capacités en matière de genre pour les projets de petite hydraulique et d'autres projets liés à l'énergie.

Indicateurs clés, Hypothèses et Risques

Indicateurs

Les indicateurs clés du succès du projet comprendront :

- 4 petits centrales hydroélectriques avec mini-réseaux opérationnels et fournissant des services énergétiques modernes à plus de 1 000 ménages ruraux, chacun composé en moyenne de 6 personnes.
- Émissions directes de CO₂ évitées de 327 250 tonnes (sans réplification), dans l'hypothèse d'une durée de vie prévue de l'équipement de 25 ans.
- Émissions de CO₂ consécutives après-projet avec une réplification évitée de 4 550 000 tonnes, en supposant à nouveau une durée de vie de l'équipement prévue de 25 ans et un facteur de causalité de 80% du FEM.
- 39 770 MWh générés par la fin du projet et une production annuelle d'électricité de 14 535 MWh soutenue sur une durée prévue de 25 ans des PCH installées dans le cadre du projet.
- Renforcement des Capacités au sein de la Direction Générale de l'Energie, de l'ARSEC, de l'ACER et d'autres Ministères / Ministères concernés pour promouvoir l'investissement dans les petites centrales hydroélectriques avec mini-réseaux isolés pour l'électrification rurale.
- 150 emplois créés dans des PCH / mini-réseaux et 400 autres emplois dans des activités génératrices de revenus pendant la durée du projet ; au moins 40% de ces emplois sont réservés aux femmes.
- Plus de 10 000 ménages ruraux et petites entreprises commerciales / industrielles raccordés aux services d'électricité à la fin du projet.
- Les leçons apprises sont documentées et distribuées aux investisseurs / parties prenantes potentiels au moyen de publications, de campagnes de sensibilisation du public et du site Web du projet.

Des indicateurs détaillés sont fournis dans le cadre des résultats du projet plus loin.

Hypothèses

Les hypothèses sont décrites dans le cadre des résultats du projet plus loin.

Risques

Le projet présente certains risques qui sont discutés dans le Tableau 18 ci-dessous :

Modalité financière

Le projet vise l'élaboration de politiques, le renforcement des capacités, l'assistance technique et la fourniture d'incitations financières pour catalyser les investissements du secteur privé dans le développement et l'utilisation des énergies renouvelables avec mini-réseaux pour l'électrification rurale. Une part substantielle des ressources du FEM consacrées au changement climatique sera allouée à l'instrument financier qui fournira des incitations financières aux promoteurs privés pour les 4 PCH.

L'objectif du projet sera atteint grâce à une assistance technique et à la facilitation de l'investissement de tiers dans les énergies renouvelables alimentant des mini-réseaux pour l'électrification rurale. Aucun mécanisme de prêt ou de fonds de roulement avec les fonds du FEM n'est jugé approprié et, par conséquent, le financement de type subvention est considéré comme le plus approprié pour permettre la réalisation des résultats du projet.

3.2. Intégration du genre :

Le genre sera intégré dans toutes les activités prévues par le projet. Pour faciliter cette action, un expert en genre fera partie du Conseil du Projet, les membres de l'Unité de Gestion du Projet recevront une formation sur l'intégration du genre et seront soutenus périodiquement par un expert en genre.

Le développement et l'exploitation des PCH alimentant des mini-réseaux devraient être dominés par les hommes parce que les femmes sont généralement absentes des secteurs considérés comme trop techniques et qui nécessitent de lourds investissements en capital. Cependant, même sans le savoir-faire technique, les femmes d'affaires peuvent recruter des ingénieurs dans leur équipe et gérer avec succès une PCH avec mini-réseau. En sélectionnant les promoteurs privés pour les 4 sites de la Composante 3, les femmes entrepreneurs seront fortement encouragées à postuler. En ce qui concerne le renforcement des capacités, l'accent sera mis sur l'inclusion d'autant de femmes que d'hommes et en particulier sur la formation de nouveaux diplômés du secondaire et du collège, un groupe qui pourrait avoir une plus grande présence de jeunes femmes.

Du côté de la demande, l'accès à l'électricité aidera à créer ou à développer de petites entreprises. La Composante 3 (produit 3.5) ciblera les groupes de femmes et les femmes entrepreneurs individuelles. En outre, les développeurs de projets seront sensibilisés à la manière de répondre aux différents besoins en électricité des hommes et des femmes. Par exemple, en consultant la population, les promoteurs de projets devraient veiller à ce que les femmes soient bien représentées et soient rassemblées dans un environnement qui leur permette d'exprimer librement leur opinion. Dans les études de la demande, les hommes et les femmes devraient être interrogés. En général, seuls les chefs de ménage (en majorité des hommes) sont interrogés sur leur opinion, ce qui ne reflète pas toujours les besoins des femmes dans le ménage. Les ménages dirigés par des femmes constituent un groupe particulièrement vulnérable qui devrait bénéficier d'un « tarif social » ou de conditions de paiement souples. Les données entièrement représentatives de la population cible aideront le concepteur à concevoir une approche marketing inclusive qui, à son tour, élargira la base de clientèle.

Enfin, l'expérience acquise dans l'intégration du genre tout au long du projet sera documentée et partagée avec un public plus large (Composante 4, produit 4.4). Il servira également de base pour identifier les besoins de renforcement des capacités pour la réalisation de projets énergétiques inclusifs à l'avenir.

3.3. Coopération Sud-Sud et Triangulaire (SSTrC) :

Le PNUD a un rôle important à jouer en tant que courtier du savoir et défenseur du renforcement des capacités et facilitateur de partenariat lorsque les pays en développement travaillent ensemble pour trouver des solutions à leurs défis communs de développement. Ce projet du PNUD-FEM soutiendra la coopération Sud-Sud et triangulaire (SSTrC) à travers des modalités de coopération qui impliqueront un échange de connaissances bilatéral sur les procédures de mise en œuvre, le transfert de technologie et les opportunités pour les activités génératrices de revenus associées à d'autres petits projets hydroélectriques actuellement mis en œuvre par le PNUD au Congo-Brazzaville, au Congo-Kinshasa, en Guinée Equatoriale et à Sao Tomé-et-Principe. En outre, une collaboration sera recherchée avec d'autres pays d'Asie et d'Amérique Latine et des Caraïbes où des projets similaires ont été / sont mis en œuvre par le PNUD-FEM.

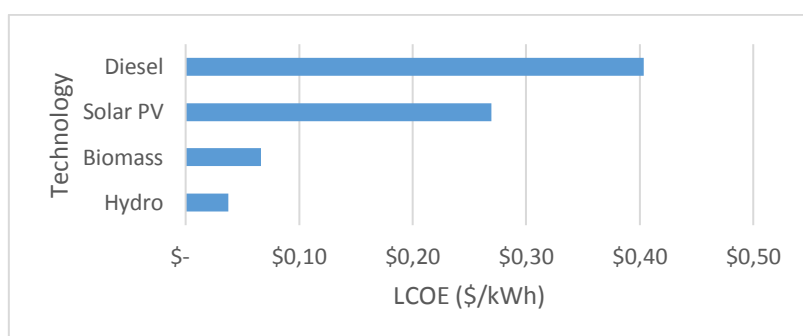
4. FAISABILITE

4.1. Rentabilité et efficacité :

Dans la présentation des options des énergies renouvelables, l'hydroélectricité est considérée comme la source d'énergie renouvelable la plus prometteuse en République Centrafricaine, suivie par l'énergie solaire et la biomasse. La centrale thermique, utilisant le carburant diesel, bien que deuxième source d'énergie la plus utilisée dans le pays, n'est pas financièrement viable car la RCA est un importateur net de produits pétroliers.

À l'échelle mondiale, l'hydroélectricité est considérée comme l'une des sources d'électricité les plus compétitives, avec un coût actualisé de l'énergie (LCOE) aussi bas que 0,02 USD contre 0,06 USD et 0,14 USD respectivement pour l'éolien et le solaire. En RCA spécialement, la comparaison du prix moyen d'énergie pour une centrale électrique hypothétique de 1 MW fonctionnant à l'hydroélectricité, au PV solaire, à la biomasse et au diesel montre que le coût est de 0,04 USD pour l'hydroélectricité, 0,07 USD pour la biomasse, 0,27 USD pour l'énergie solaire et 0,40 USD pour le diesel. Cela démontre le rapport coût-efficacité de la production d'électricité à partir de l'hydroélectricité dans le pays, par rapport à l'alternative d'utiliser du carburant diesel importé à cette fin ou même d'autres sources d'énergies renouvelables. Le calcul du LCOE est basé sur le rapport entre le coût actualisé sur la durée de vie de l'équipement et la production actualisée sur la durée de vie de l'équipement tel qu'utilisé par l'IRENA dans sa série d'analyses des coûts renouvelables et exclut les externalités telles que les émissions de CO₂ et les impacts sur la santé, ainsi que toute exonération des droits d'importation sur les technologies des énergies renouvelables. L'analyse complète du LCOE est fournie à l'Annexe 9.

Figure 6 : Comparaison du LCOE en RCA



Source : Auteurs

On peut argumenter que l'utilisation de la biomasse, de l'énergie solaire et éolienne pour produire de l'électricité dans ces mini-réseaux isolés (notamment dans les cas de Mbecko et de Baidou respectivement à 10 et 13 km des centres de consommation, augmentant ainsi le coût en capital dû à la ligne de transport moyenne tension) au lieu de petites centrales hydroélectriques, pourrait fournir un LCOE inférieur et un coût de réduction des émissions par unité plus faible. Cependant, comme indiqué précédemment, la RCA n'a pas encore d'expérience en matière de production d'électricité à partir de la biomasse, de l'énergie solaire ou éolienne en remplacement du carburant diesel ; par conséquent, il est très difficile de déterminer les coûts de production dans des situations réelles, contrairement au cas de l'hydroélectricité où plusieurs centrales fonctionnent dans le pays.

Le projet devrait être approuvé à temps pour commencer ses activités début 2018. Dans ce scénario, les activités portant sur les questions politiques, réglementaires et institutionnelles devraient être achevées dans les 12 mois, soit au 12e mois, y compris les procédures de détermination des tarifs (MMEH permet des tarifs différenciés dans différentes parties du pays, sur la base du coût local de la production d'électricité) et des partenariats PPP signés. Ensuite, priorité sera accordée aux centrales électriques de Mbecko (pour approvisionner Mbaiki), Gbassen (pour approvisionner Boda) et Baidou (Bac) (pour approvisionner Bambari) compte tenu des études de faisabilité existantes pour ces sites, bien qu'anciennes, ce qui nécessite des investissements relativement moins importants pour les réactualiser, la centrale de Baidou (Bac) étant la dernière à être mise en service. En outre, il est également supposé que si le démarrage des activités concernant la construction des 4 petites centrales hydroélectriques sera échelonné, les travaux de construction proprement

aits peuvent se dérouler simultanément ; il ne sera donc pas nécessaire d’attendre l’achèvement d’une centrale hydroélectrique avant que la construction de la prochaine puisse commencer.

En conséquence, il est supposé que la PCH de Mbecko de 600kW entrera en service au 18ème mois, suivi par Gbassen (550 kW) à venir en service au 22ème mois, Gamboula (300 kW en sus de 120 kW) au 26ème mois et, enfin, à Baidou (600 kWh) au cours du mois 30. Ainsi, au 30e mois, les 4 petites centrales hydroélectriques d’une puissance installée totale de 2,05 MW seraient pleinement opérationnelles.

Tableau 16 : Production d’électricité à partir de petites centrales hydroélectriques installées dans le cadre du projet.

Site	Mbecko, (MWh) Opérationnel en Juillet 2019	Gbassen, (MWh) Opérationnel en Nov 2019	Gamboula, (MWh) Opérationnel en Mars 2020	Baidou, (MWh) Opérationnel en Juillet 2020	Total/Année (MWh)
Année					
2018	-	-	-	-	
2019	1 710	510	-	-	2 220
2020	3 760	3 140	1 380	1 710	9 990
2021	4 135	3 450	1 880	3 760	13 225
2022	4 550	3 780	2 070	4 135	14 535
Total/Site	14 155	10 880	5 330	9 605	
Total cumulatif sur la durée du projet					39 770

Conformément au calendrier d’achèvement des travaux décrit ci-dessus, la production d’électricité sera de 2 220 MWh pendant la deuxième année du projet (Tableau 16) et de 9 990 MWh, de 13 225 MWh et de 14 535 MWh respectivement au cours des troisième, quatrième et cinquième années du projet. Ainsi, à la fin du projet, quelque 39 770 MWh auraient été générés et une production annuelle de 14 535 MWh sera maintenue sur une durée vie prévue de 25 ans de l’équipement. Toute cette production hydroélectrique, si elle n’est pas mise en œuvre, aurait autrement été réalisée par des centrales thermiques brûlant du gazole importé, avec un facteur d’émission de 0,875 tCO₂ / MWh (voir la deuxième communication nationale à la CCNUCC). Par conséquent, au cours de la période de cinq ans du projet, près de 35 000 tonnes de CO₂ seraient évitées grâce à l’hydroélectricité. De plus, ces 4 petites centrales hydroélectriques continueront d’éviter près de 13 000 tonnes de CO₂ par an pendant les 21 à 23 années restantes de leur vie utile. Sur la durée de vie de 25 ans des centrales hydroélectriques projetées, celles-ci auront générées 374 000 MWh, évitant ainsi 327 250 tonnes de CO₂ ; cela équivaut à 7,7 dollars des fonds du FEM par tCO₂.

Enfin, sous l’hypothèse de l’intérêt généré par les petites centrales hydroélectriques lors de la mise en œuvre du projet et compte tenu de l’environnement favorable à l’investissement que le projet aurait créé, le potentiel de réplification totale des petites centrales hydroélectriques en République Centrafricaine avec la participation des investisseurs du secteur privé (estimé à 40 MW sur les 10 prochaines années de «l’influence du projet», compte tenu du potentiel hydroélectrique de 2 000 MW du pays) est plusieurs fois supérieur à ce qui sera réalisé pendant les cinq ans de mise en œuvre du projet. Ainsi, les estimations conséquentielles de réduction des émissions post-projet liées uniquement à la capacité supplémentaire de 35 MW - sur la base d’un scénario politique conservateur et d’un facteur de causalité FEM de 80% (approche descendante) - peuvent être calculées à 4 550 000 tonnes de CO₂ évitées, ce qui se traduit par un coût de réduction de 0,52 dollar des fonds du FEM par tonne évitée. Dans le cas de l’approche ascendante, avec un facteur de réplification de 3 (compte tenu du potentiel de transformation du marché et du développement de capacité associé), les émissions post-projet conséquentielles sont estimées à 780 000 tonnes de CO₂.

Tableau 17 : Impacts de réduction des émissions de GES du projet

Calendrier	Direct projet sans réplication (durée de vie projetée de l’équipement de 25 ans).	Conséquentiel post-projet (descendant) avec vulgarisation sur les 10 prochaines années d’influence du projet.	Conséquentiel post-projet (ascendant)
Total des émissions de CO ₂ réduites (tonnes)	327 250	4 550 000	780 000
Coût de réduction des unités (USD/tonne de CO ₂)	7,7	0,52	3,23

4.2. Gestion des risques:

Conformément aux exigences standards du PNUD, le gestionnaire de projet surveillera les risques tous les trimestres et fera un rapport sur l'état des risques au Bureau Pays du PNUD. Le Bureau Pays du PNUD enregistrera les progrès dans le registre des risques ATLAS du PNUD. Les risques seront considérés comme critiques lorsque l'impact et la probabilité sont élevés (c'est-à-dire lorsque l'impact est évalué à 4 et la probabilité à 3 ou plus). Les réponses de la direction aux risques critiques seront également communiquées au FEM dans le rapport annuel d'évaluation.

Tableau 18 : Risques liés au projet

Tableau 18: Risques liés au projet					
Description	Type	Probabilité & Impact	Mesures d'atténuation	Propriétaire	Statut
<p>Conflit Civil : La RCA est dans une situation post-conflit, mais il subsiste des poches de troubles dans certaines parties du pays et cela pourrait faire échouer la mise en œuvre du projet.</p>	Politique	P=4 I=5	<p>Le PNUD a joué et continuera de jouer un rôle clé pour résoudre la crise politique qui alimente les troubles civils. La sécurité de l'ONU surveille en permanence la situation du pays et met en œuvre des stratégies d'adaptation selon les événements sur le terrain. Dans cet esprit et par excès de prudence, les sites du projet ont été sélectionnés dans des zones où la situation est relativement calme et où la possibilité d'une situation conflictuelle est minimale.</p> <p>L'évolution de la situation de conflit sera étroitement surveillée par l'équipe de sécurité du Bureau Pays du PNUD, qui sera régulièrement consultée pendant la préparation et la mise en œuvre du projet et leurs contributions et avis seront sollicités sur la situation de sécurité sur les sites du projet. En outre, la participation et la consultation de la communauté feront partie intégrante des activités du projet afin d'assurer l'adhésion et de minimiser le risque d'escalade des conflits et d'autres tensions potentielles.</p>	BP PNUD	Pas de changement
<p>Politique : Un soutien timide pour un cadre visant à encourager le secteur privé à investir dans des petites centrales hydroélectriques avec des mini-réseaux pour l'électrification rurale.</p>	Opérationnel	P=3 I=3	<p>Il existe la possibilité que le gouvernement n'intervienne pas suffisamment tôt dans un cadre politique qui encouragera le secteur privé à investir dans des petites centrales hydroélectriques avec mini-réseaux pour l'électrification rurale; à titre d'exemple, il n'y a pas de plan directeur d'électrification rurale et le Code de l'Electricité de 2005 autorisant le secteur privé (PPP) pour produire de l'électricité dans le pays, soit pour la vente au réseau ENERCA, soit pour l'exploitation d'un mini-réseau isolé, ne s'est pas encore matérialisé en un seul investissement en l'absence des directives et procédures d'accompagnement du secteur privé dans le sous-secteur de l'électricité. Si cela arrivait, la mise en œuvre du projet serait entravée. Cependant, le Gouvernement est fortement motivé à fournir l'accès à des services énergétiques modernisés à la vaste population rurale qui utilise des formes d'énergie traditionnelles, pour améliorer leur qualité de vie et pour des activités génératrices de revenus, et est motivé par ses plans pour atteindre les Objectifs de Développement Durable. À cette fin, il n'a publié que très récemment un projet de politique énergétique décentralisée, envoyant ainsi le bon signal aux parties prenantes. La communauté des donateurs, y compris la BAD, l'UE et la Banque Mondiale, travaille également avec le gouvernement pour mettre en place la bonne politique d'électrification rurale et espère que cela encouragera le gouvernement à approuver la politique énergétique décentralisée dans un avenir très proche, très probablement cette année-ci (en 2017). De plus, les interventions du projet dans le cadre de la Composante 1 aideront à atténuer ce risque.</p>	BP PNUD	Pas de changement
<p>Risque financier : La pauvreté généralisée de la population, résultant de l'absence d'une source de revenu durable, peut entraîner une diminution de la capacité de payer les services d'électricité.</p>	Opérationnel	P=3 I=3	<p>Le projet a délibérément décidé de cibler les préfectures / sous-préfectures avec des mini-réseaux ENERCA déjà existants mais non performants. Dans ces endroits, il existe déjà un historique de la capacité et de la volonté de payer des consommateurs lorsque les mini-réseaux ont été mis en service. En outre, les enquêtes socio-économiques réalisées au cours de la PPG révèlent que les ménages consacrent déjà une bonne partie de leurs revenus à des alternatives, telles que les piles sèches pour l'éclairage et les radios, ainsi que les frais quotidiens de recharge de leur téléphone. Enfin, la disponibilité de l'électricité leur permettra de s'engager dans des activités productives, renforçant ainsi leur capacité à payer leur consommation d'électricité. Tout cela est traité dans la Composante 3 et indique que le risque financier n'est pas trop préoccupant.</p>	BP PNUD	Pas de changement
<p>Manque d'engouement pour les investisseurs : La RCA occupe le 185^e rang sur 190 pays dans « La facilité de faire des affaires », selon la publication de la WB / IFC « Doing Business 2017 ».</p>	Opérationnel	P=4 I=4	<p>Le fait que la RCA se classe au 185^e rang des 190 pays dans la catégorie « Facilité de faire des affaires », selon la publication « Doing Business 2017 » de la WB / IFC, pourrait dissuader les investisseurs de recourir à la technologie hydroélectrique, bien que cela n'ait pas tempéré la volonté des investisseurs d'investir dans les industries du diamant et de la</p>	BP PNUD	Pas de changement

Tableau 18: Risques liés au projet					
Description	Type	Probabilité & Impact	Mesures d'atténuation	Propriétaire	Statut
			foresterie pour bénéficier des opportunités commerciales disponibles dans le pays. En tout état de cause, le projet mettra en place un programme de soutien financier dans le cadre de la Composante 1 qui visera à minimiser les risques financiers auxquels les prêteurs et investisseurs pourraient être confrontés en optant pour le développement hydroélectrique pour l'électrification rurale par mini-réseaux.		
Technologie : Petite hydraulique et autres équipements électriques de mauvaise qualité introduits dans le pays.	Opérationnel	P=3 I=3	Des systèmes solaires domestiques (SHS) de mauvaise qualité, ainsi que leur mauvaise qualité d'installation utilisant des batteries de voiture de 12 V, ont été introduits en RCA, bien que sur une base limitée, et ils ont été sujet à de fréquentes défaillances, ébranlant ainsi la confiance des utilisateurs. Par conséquent, le projet aidera le gouvernement dans le cadre de la Composante 2 à garantir qu'il n'y ait pas de répétition de cette expérience malheureuse concernant les composants d'équipements hydroélectriques et autres équipements électriques en mettant en place, par le biais de son Département des normes et de l'assurance qualité des contrôles strictes sur les normes de l'hydroélectricité et d'autres équipements électriques qui peuvent être importés et installés dans le pays. En outre, le Gouvernement veillera à ce que toutes les installations et tous les travaux d'entretien soient effectués uniquement par des techniciens agréés et certifiés, conformément aux codes de l'électricité établis.	BP PNUD	Pas de changement
Climat : Les changements climatiques peuvent entraîner une variabilité accrue du régime hydrologique et des régimes de précipitations de la RCA, ce qui peut poser des défis au développement de la petite hydroélectricité et affecter la planification énergétique et les investissements dans l'infrastructure.	Opérationnel	P=3 I=3	Il y a plusieurs risques environnementaux, comme indiqué dans la deuxième communication nationale de la RCA à la CCNUCC (par exemple la réduction des précipitations pouvant affecter les flux d'eau, la dégradation des terres et des bassins versants due à l'érosion et aux pressions démographiques). Cela peut affecter négativement le débit d'eau, affectant ainsi les sorties des stations PCH. Ce risque sera atténué par le renforcement des capacités du personnel du Gouvernement sur les aspects clés pour relever les défis nationaux liés au temps, au climat et au changement climatique. De plus, les recommandations de politique pour la promotion des PCH incluront des règlements sous la Composante 2 pour protéger les bassins versants afin de maintenir la couverture végétale / forestière nécessaire.	BP PNUD	Pas de changement

P = Probabilité sur une échelle de 1 (faible) à 5 (élevée). **I** = Impact sur une échelle de 1 (faible) à 5 (élevée).

4.3. Sauvegardes sociales et environnementales:

Au stade de la formulation de la Fiche d'Identification de Projet (FIP/PIF), les risques sociaux et environnementaux potentiels ont été identifiés à l'aide de la liste de contrôle des risques sociaux et environnementaux. Au cours de la préparation du projet, l'analyse SESP a été entièrement revue pour explorer chaque risque social et environnemental en détail. Chaque risque identifié est défini et évalué en fonction de son niveau « d'impact » et de « probabilité » évalué sur une échelle de 1 (faible) à 5 (élevé) pour chaque risque. Selon la combinaison des deux scores, les risques sont pris en compte selon leur importance : faible, modéré ou élevé. En outre, des mesures d'évaluation et de gestion sont formulées pour traiter les risques ayant une signification modérée et élevée. Pour une description complète des sauvegardes sociales et environnementales employées par le projet, veuillez-vous référer à l'Annexe 10 : Modèle d'évaluation sociale et environnementale du PNUD (SESP).

La conception actuelle du projet comprend l'identification des emplacements potentiels pour les petites centrales hydroélectriques en travaillant avec les parties prenantes. On s'attend à ce que les détails de certaines Composantes du projet ne soient pas connus au moment de l'approbation du projet et, par conséquent, les garanties en matière de sauvegarde environnementale et sociale ne peuvent pas être entièrement évaluées. Dans ce scénario et selon les dernières directives du SES du PNUD, le SESP est toujours appliqué, divulgué et discuté avec les parties prenantes avant la mise en œuvre pour identifier les risques potentiels même s'ils ne peuvent pas encore être pleinement évalués.

Les griefs environnementaux et sociaux seront signalés au FEM dans le rapport annuel d'évaluation.

4.4. Durabilité, reproductibilité et mise à l'échelle:

Durabilité

(a) Viabilité technique : D'un point de vue technique, la viabilité de l'hydroélectricité, soit pour l'alimentation du réseau principal, soit pour des mini-réseaux isolés destinés à l'électrification rurale, a été démontrée dans plusieurs pays en développement, notamment en Afrique. En s'attaquant aux obstacles non techniques qui entravent le développement des petites centrales hydroélectriques alimentant les mini-réseaux en République Centrafricaine, le projet aidera à créer une niche durable en renforçant les capacités politiques, institutionnelles, juridiques, réglementaires et opérationnelles des principales institutions nationales, en soutenant le développement de la technologie grâce à une approche axée sur le marché, en développant les capacités nationales et en diffusant l'information. Ces efforts devraient assurer la viabilité à long terme des mini-réseaux hydroélectriques pour l'électrification rurale dans le pays.

(b) Viabilité financière : D'un point de vue financier, le projet soutiendra l'intégration de la main-d'œuvre et des industries locales dans le secteur des hydroélectriques avec des mini-réseaux. Cet objectif sera atteint en fournissant un soutien ciblé aux ménages désireux de se lancer dans de petites activités génératrices de revenus utilisant l'électricité, en renforçant les capacités du personnel technique, celles également des ateliers spécialisés locaux pour la fabrication des équipements auxiliaires, la construction, l'installation, l'exploitation, la maintenance et la réparation des systèmes. Avec l'augmentation au fil du temps des installations de mini-réseaux basés sur les énergies renouvelables, il est prévu que ces efforts s'intensifieront avec des opportunités de création d'emplois avec des acteurs supplémentaires entrant dans ce domaine.

En ce qui concerne le soutien financier accordé aux promoteurs de projets, la clé de la durabilité est la reconnaissance par les fonds de garantie de prêt (FNGI et FAGACE) que les PCH sont des investissements viables. Atteindre ce point signifie leur implication tout au long du projet, notamment pour encourager les développeurs de projets pour l'investissement. Ceci sera assuré par le soutien financier des études d'avant-projet tandis que l'autre sera renforcé par l'équipe de gestion du projet. Déjà, le ministère en charge de la FNGI a été activement engagé dans la création et la validation de ce projet et fera partie de son comité de pilotage. Une fois que les fonds seront réunis, les institutions financières pourront octroyer des prêts aux promoteurs de projets et étendre ces prêts aux études d'avant-projets, surtout si ces études peuvent également être couvertes par la garantie de prêts. À ce stade, les subventions peuvent ne plus être nécessaires.

Mais, outre l'intégration du fonds de garantie, il est important de faire participer le secteur privé en sensibilisant les promoteurs aux opportunités d'investissement dans la petite hydraulique, en éduquant les institutions financières sur les particularités des investissements dans le secteur renouvelable et en renforçant le rôle du gouvernement et des partenaires de développement en tant que facilitateurs.

En ce qui concerne les promoteurs, les deux principales associations professionnelles de l'Union Nationale du Patronat Centrafricain (UNPC) et du Groupement Inter-Professionnel de la Centrafrique (GICA) seront régulièrement tenues au courant de l'avancement du projet. En outre, le succès des quatre premières usines sera présenté à l'aide de plateformes de réunion, de journaux, de bulletins d'associations professionnelles, etc. Une réunion régulière sera organisée pour partager les expériences, les leçons apprises et les défis. La Composante 4 du projet est chargée de cette activité.

(c) Durabilité socio-économique : Le projet soutient pleinement l'approche fondée sur les droits de l'homme et n'entraînera aucun impact négatif sur l'exercice des droits de l'homme (civils, politiques, économiques, environnementaux, sociaux ou culturels) des parties prenantes clés ou potentielles, les communautés impliquées ou la population dans son ensemble.

Le projet se concentrera sur la fourniture de services énergétiques décentralisés modernes à la population rurale et, dans le processus, démontrera les avantages que la technologie hydroélectrique peut apporter pour améliorer les moyens de subsistance dans les zones rurales. Ceux-ci ont trait aux avantages sociaux et économiques dans les villages en termes d'environnement plus sain pour la population rurale, d'opportunités d'activités génératrices de revenus et d'amélioration de la gestion des ressources naturelles. Une attention particulière sera accordée au renforcement du rôle des femmes en tant qu'acteurs dans le secteur de l'énergie plutôt que de simples bénéficiaires. Les femmes entrepreneurs seront encouragées à gérer des installations de PCH. Ceux qui sont engagés dans le traitement et le conditionnement des produits agricoles seront au centre de la promotion de l'électricité à des fins productives. En outre, le renforcement des capacités sur le tas pour la petite hydraulique (produit 2.2) sera axé sur les hommes et les femmes. Ces activités combinées aideront à réduire les écarts entre les sexes qui existent traditionnellement dans le secteur de l'énergie.

En outre, l'utilisation de l'hydroélectricité pour la fourniture de ces services, au lieu des combustibles fossiles importés, réduira les émissions de GES du pays et contribuera à un environnement plus sûr pour la population rurale. Ce faisant, le développement des capacités des consommateurs d'électricité soulignera l'importance des meilleures pratiques en matière de gestion de l'énergie et l'utilisation de dispositifs éco énergétiques tels que l'extinction des lumières / radios / téléviseurs lorsqu'ils ne sont pas utilisés, l'utilisation de DEL pour l'éclairage et l'utilisation d'appareils écoénergétiques / moteurs efficaces, etc.

(d) Durabilité environnementale : La RCA s'appuiera sur toutes ces stratégies pour faire face aux changements climatiques afin d'intégrer systématiquement les considérations liées à ceux-ci dans le développement des petites centrales hydroélectriques. Cela facilitera la prise de décision sur les infrastructures énergétiques et les options de prestation de services afin de tenir compte de l'incertitude associée aux prévisions de changement climatique et d'évaluer la résilience climatique des différentes options. Par exemple, les décisions d'investir dans l'hydroélectricité devraient prendre en compte les changements possibles dans le régime hydrologique (y compris les changements possibles dans les régimes de précipitations, la demande accrue d'irrigation et les apports énergétiques associés). Le projet veillera à ce que les agences chargées du portefeuille des changements climatiques du pays participent activement au mécanisme de coordination du projet afin de promouvoir une approche intégrée.

Le projet aura un effet positif direct sur la durabilité environnementale, car l'objectif principal du projet est d'accélérer l'utilisation de la petite technologie hydroélectrique pour le bien global de la population rurale. Cela sera bénéfique à la fois pour l'économie du pays et pour l'environnement mondial, grâce à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Vulgarisation

Le potentiel de vulgarisation du projet dans le pays est très bon étant donné que 61% de la population du pays vit dans les zones rurales sans accès à l'électricité ou à des services énergétiques modernisés. Cela représentait

3,1 millions de la population de la RCA en 2016 et représente environ 450 000 ménages. Le projet adoptera une approche ascendante dans le cadre global de la politique / de l'investissement qui devrait être développé pour promouvoir les énergies renouvelables axés sur les mini-réseaux pour l'électrification rurale. L'assistance technique pour l'élimination des barrières et le renforcement institutionnel à fournir dans le cadre du projet facilitera cette reproductibilité, car elle créera les conditions institutionnelles, politiques et techniques nécessaires pour susciter un intérêt renouvelé des investisseurs pour le développement de projets supplémentaires dans ce domaine. De plus, les leçons apprises seront d'une grande utilité pour les pays voisins partageant une base de ressources similaires, s'ils (en plus du Congo-Brazzaville et du Congo-Kinshasa, où les petits projets hydroélectriques du PNUD-FEM sont mis en œuvre) décident d'utiliser leurs ressources énergétiques renouvelables respectives pour l'électrification rurale isolée par mini-réseau.

Mise à l'Echelle

Comme indiqué ci-dessus, 61% de la population du pays vit dans les zones rurales sans accès aux services d'électricité. En ce qui concerne la consommation annuelle d'électricité par habitant dans l'ensemble du pays, elle est de 28 kWh (Rapport SIE RCA, 2016), nettement inférieure à la moyenne africaine de 579 kWh et à la moyenne mondiale de 2 777 kWh. D'un autre côté, le pays possède un potentiel de plus de 2 000 MW de ressources hydroélectriques, mais seulement 1% de ce potentiel a été développé. Cette situation présente donc un énorme potentiel de reproduction à plus grande échelle, en utilisant un modèle économique solide et le renforcement des capacités en matière de petite hydroélectricité fourni aux parties prenantes à divers niveaux, associé à un programme de sensibilisation / sensibilisation dynamique, cela encouragera la participation du secteur privé à la production d'électricité par petites centrales hydroélectriques afin de répondre aux besoins des consommateurs ruraux dans des configurations isolées de mini-réseaux et conformément à la politique énergétique décentralisée cela visera à fournir «l'accès aux services d'électricité à tous les résidents ruraux et urbains à un coût abordable».

5. CADRELOGIQUE DU PROJET

Ce projet contribuera aux objectifs de développement durable suivants : Objectif 7 : Assurer l'accès à une énergie abordable, fiable, durable et moderne pour tous ; Objectif 13 : Prendre des mesures urgentes pour lutter contre le changement climatique et ses impacts ; et Objectif 5 : Atteindre l'égalité des sexes et autonomiser toutes les femmes et les filles.

Ce projet contribuera aux résultats du pays suivants, inclus dans le document du PCAD / programme de pays : CAF-Résultat 33 : La population et les parties prenantes des secteurs public et privé utilisent les ressources naturelles de manière plus rationnelle, améliorent la sécurité alimentaire et énergétique et sont moins vulnérables aux crises.

Ce projet sera lié aux résultats suivants du plan stratégique du PNUD : Produit 1.5: Des solutions inclusives et durables adoptées pour améliorer l'efficacité énergétique et l'accès universel à l'énergie moderne (en particulier les sources d'énergie renouvelables hors réseau).

Tableau 19 : Cadre logique

Objectif	Indicateur/Sous-Indicateur	Référence	Cibles Mi-Project	Cibles Fin de Project	Sources de Vérification	Risques et hypothèses
Promouvoir l'investissement dans les PCH alimentant des mini-réseaux et développer un modèle économique approprié pour la durabilité de la fourniture de services énergétiques ruraux.	Réduction des émissions (en tCO ₂ sur une durée de vie de l'équipement de projet de 25 ans). Investissement dans PCH. Capacité installée (MW) et production annuelle d'énergie (MWh) par les PCH. Nombre d'emplois créés. Nombre de bénéficiaires parmi les ménages et les entreprises dans les zones rurales.	Les émissions de GES du pays étaient de 116 millions de tonnes en 2010 et devraient atteindre 189 millions de tonnes d'ici 2050. La contribution actuelle des PCH à la fourniture de services énergétiques ruraux est négligeable. Aucun investissement dans la fourniture de services	Une capacité de 1 MW de PCH a été installée, entraînant un investissement de 8 millions de dollars. Production d'électricité cumulative de PCH de 12 210 MWh. Réduction cumulée de 10 684 tonnes de CO ₂ . Total de 200 emplois créés. 3 500 ménages bénéficiaires et 500	L'installation de 2 MW de PCH a permis d'investir près de 16,7 millions de dollars. Production d'électricité à partir de PCH de 14 535 MWh / an. Réduction de 327 250 tonnes de CO ₂ au cours de la durée de vie de 25 ans des PCH. Réduction cumulative estimée des émissions de GES de 780 000 tonnes de CO ₂ d'ici 2038, en appliquant	Rapports annuels du projet, rapports de surveillance et de vérification des GES. Examen à mi-parcours du projet et rapports d'évaluation finale.	Engagement continu des partenaires du projet, y compris les agences gouvernementales et les investisseurs / développeurs.

	Indicateur/Sous-Indicateur	Référence	Cibles Mi-Project	Cibles Fin de Project	Sources de Vérification	Risques et hypothèses
		énergétiques ruraux par la production d'électricité des PCH alimentant les mini-réseaux.	petites entreprises commerciales / industrielles dans les zones rurales.	un facteur de réplication de 3. Total de 550 emplois créés. Plus de 6 000 ménages bénéficiaires et 1 000 petites entreprises commerciales / industrielles dans les zones rurales.		
Composante 1 : Instruments politiques et financiers et programme d'incitation pour les petites centrales hydroélectriques fondés sur les mini-réseaux						
Résultat 1 : Viabilité institutionnelle et financière de la PCH alimentant le mini-réseau assurée.	<i>Politiques et stratégies pour le développement des PCH approuvées et opérationnelles.</i>	Pas disponible pour le moment	Achevé et approuvé par le gouvernement dans les 9 mois suivant le lancement du projet.	Déjà complété et approuvé par le gouvernement.	Documentation du projet	Engagement des entités gouvernementales.
Produit 1.1 : Ensemble de politiques pour développer et exploiter les petites centrales hydrauliques basées sur les mini-réseaux	<i>Disponibilité d'un ensemble de politiques pour le développement des PCH basés sur des mini-réseaux.</i>	Pas disponible pour le moment.	Achevé et approuvé par le gouvernement dans les 9 mois suivant le lancement du projet.	Déjà complété et approuvé par le Gouvernement.	Documentation du projet	Coopération et intérêt des entités gouvernementales.
Produit 1.2 : Instrument financier destiné à soutenir le développement des PCH basés sur les mini-réseaux adopté et mis en œuvre	<i>Existence d'un instrument financier pour soutenir le développement des PCH alimentant des mini-réseaux.</i>	Pas disponible pour le moment.	Investissement de 8 millions de dollars (total provenant d'instruments financiers, d'investissements de promoteurs et d'autres investissements)	8,7 millions de dollars supplémentaires investis.	Rapports sur les projets d'énergie villageoise terminés.	Intérêt continu des investisseurs du secteur privé.

	Indicateur/Sous-Indicateur	Référence	Cibles Mi-Project	Cibles Fin de Project	Sources de Vérification	Risques et hypothèses
Produit 1.3: Critères tarifaires pour les PCH alimentant les mini-réseaux définis.	<i>Disponibilité de critères pour définir les tarifs pour PCH. Existence de tarifs approuvés pour PCH.</i>	Aucun disponible pour le moment. Aucun disponible pour le moment.	Achevé dans les 12 mois suivant le début du projet. Projet disponible pour des discussions.	Déjà terminé. Terminé dans les 12 mois suivant la fin du projet.	Rapports de projet Rapports de projet.	Intérêt continu du secteur privé.
Produit 1.4: Fenêtre dédiée au centre national d'information (guichet unique) pour les développeurs de PCH établis.	<i>Existence d'une fenêtre dédiée à la chambre de compensation nationale / guichet unique.</i>	Pas disponible pour le moment.	Terminé dans les 10 mois suivant le lancement du projet.	Déjà terminé.	Documentation du projet.	Expansion attendue du programme. Coopération des entités gouvernementales et du personnel.
Composante 2 : Développement de la capacité pour l'exploitation, la maintenance et la gestion des PCH avec des systèmes mini-réseaux (O & M & M).						
Résultat 2 : Capacité à fournir des solutions clé en main et des services O & M & M de qualité pour PCH développés.	Achèvement des activités de renforcement des capacités des parties prenantes.	Pas disponible pour le moment.	Achevé dans les 12 mois suivant le lancement du projet.	Déjà terminé.	Documentation du projet.	Coopération de toutes les parties prenantes.
Produit 2.1: Guide publié sur le développement de la petite hydraulique axé les mini-réseaux.	<i>Disponibilité d'un guide sur le développement d'une PCH basé sur les mini-réseaux.</i>	Aucun disponible pour le moment.	Achevé dans les 12 mois suivant le lancement du projet et Guide approuvé par les parties prenantes d'ici la fin de la première année.	Déjà terminé et Guide validé.	Documents publiés.	Engagement des différentes institutions gouvernementales et des ONG.
Produit 2.2: Programme de renforcement des capacités sur le tas pour (hommes et femmes) les développeurs d'installations a été livré, notamment pour la conception de l'usine, la	<i>Disponibilité du programme pour le développement des capacités sur le tas.</i>	Pas disponible pour le moment.	5 développeurs / fabricants d'équipements PCH intéressés formés à mi- projet.	10 autres développeurs / fabricants d'équipements PCH intéressés formés en fin de projet.	Rapports de projet.	Engagement continu des développeurs de projets.

	Indicateur/Sous-Indicateur	Référence	Cibles Mi-Project	Cibles Fin de Project	Sources de Vérification	Risques et hypothèses
construction, la sélection de l'équipement, l'assemblage et l'exploitation et la maintenance.						
Produit 2.3: Services de conseil commerciaux et techniques aux concepteurs de mini-réseaux (hommes et femmes).	<i>Existence de services consultatifs commerciaux et techniques efficaces.</i>	Pas disponible pour le moment.	Terminé dans les 12 mois suivant le lancement du projet. 10 membres du personnel formés à la fourniture de ces services.	Déjà terminé. Déjà terminé.	Preuve d'une unité de services consultatifs pleinement opérationnelle. Rapports de projet.	Engagement continu des différentes institutions gouvernementales et des développeurs de projets.
Produit 2.4: Programme de renforcement des capacités sur mesure fourni aux agences nationales compétentes.	<i>Preuve du programme de renforcement des capacités fourni aux agences nationales appropriées.</i>	Pas disponible pour le moment	Achevé dans les 12 mois suivant le début du projet. 10 agents des agences nationales formés.	Déjà terminé. Déjà terminé.	Documentation du projet	Désignation du personnel par les départements gouvernementaux / autres institutions concernés.
Composante 3 : Déploiement des PCH alimentant des mini-réseaux.						
Résultat 3 : Un modèle opérationnel fonctionnel est démontré pour la viabilité technique et financière des petites centrales hydroélectriques.	Modèle d'affaires défini, démontré et prêt à être largement utilisé.	Aucun tel modèle disponible maintenant.	Achevé dans les 12 mois suivant le début du projet.	Déjà terminé.	Rapports de projet.	Les entités gouvernementales et le secteur privé désireux de coopérer.
Produit 3.1: 8 sites PCH alimentant des mini-réseaux identifiés et évalués, et un modèle institutionnel / d'investissement défini.	<i>Existence d'études complètes de faisabilité complètes et de plans d'affaires ou d'études de pré-faisabilité pour les 8 sites identifiés.</i>	Aucune étude de faisabilité / plan d'activités disponible pour le moment.	Achevé dans les 12 mois suivant le début du projet.	Déjà terminé.	Rapports de projet.	Intérêt continu du gouvernement et du secteur privé.

	Indicateur/Sous-Indicateur	Référence	Cibles Mi-Projet	Cibles Fin de Projet	Sources de Vérification	Risques et hypothèses
Produit 3.2: Au moins 4 partenariats public-privé sont établis pour l'exploitation des PCH alimentant des mini-réseaux.	<i>Existence de documents de partenariat entièrement exécutés.</i>	Aucun à l'heure actuelle.	Complété dans les 24 mois du début du projet.	Déjà terminé.	Contrats confirmant la mise en place de partenariats.	Intérêt continu des entités gouvernementales et des investisseurs privés.
Produit 3.3: 2 MW de puissance de production d'énergie basée sur le PCH.	<i>Preuve qu'une capacité de production d'au moins 2 MW de PCH est opérationnelle</i>	Aucun à l'heure actuelle.	1 MW terminé.	1 MW supplémentaire complété.	Indique qu'une capacité hydroélectrique totale de 2 MW a été construite et est opérationnelle.	Intérêt continu des entités gouvernementales et des investisseurs privés.
Produit 3.4: Au moins 2 modèles O&M&M durables sélectionnés pour tous les mini-réseaux.	<i>Preuve du modèle durable sélectionné.</i>	Pas disponible pour le moment	Terminé dans les 12 mois suivant le lancement du projet.	Déjà terminé.	Documentation du projet.	Intérêt continu des entités gouvernementales et du secteur privé.
Produit 3.5: Utilisation productive encouragée pour augmenter la demande d'électricité dans les 8 sites ciblés.	<i>Preuve de l'utilisation productive de l'électricité.</i>	Négligeable à l'heure actuelle.	Preuve de l'utilisation productive de l'électricité.	Amélioration du niveau de vie de la population rurale.	Rapports de projet.	Intérêt et volonté des consommateurs d'électricité de se lancer dans des activités génératrices de revenus.
Composante 4: Gestion des connaissances et partage des connaissances.						
Résultat 4: Sensibilisation accrue sur le potentiel de la petite hydraulique, au climat d'investissement et à l'intégration de la dimension de genre	Programme de relations publiques et de promotion des investissements défini, approuvé et prêt à être déployé.	Manque d'information suffisante pour poursuivre le programme.	Preuve d'une sensibilisation accrue parmi les parties prenantes.	Sensibilisation accrue des parties prenantes en place à la promotion et au développement des PCH alimentant les mini-réseaux pour les services énergétiques villageois.	Rapport final du projet et site web.	La croissance du programme sera soutenue.

	Indicateur/Sous-Indicateur	Référence	Cibles Mi-Project	Cibles Fin de Project	Sources de Vérification	Risques et hypothèses
Produit 4.1: Plan national de mise en œuvre d'activités de sensibilisation / promotionnelles ciblant les investisseurs nationaux et internationaux.	<i>Plan de relations publiques et de promotion de l'investissement disponible et opérationnel.</i>	Aucun plan de ce type disponible.	Achevé dans les 24 mois suivant le lancement du projet.	Déjà terminé.	Rapports de projet.	Désignation du personnel par les départements gouvernementaux / autres institutions concernés.
Produit 4.2: Documents publiés (y compris vidéo) et réunions d'information avec les parties prenantes sur l'expérience / les meilleures pratiques du projet et les enseignements tirés.	<i>Existence de matériel publié.</i>	Manque d'information sur les meilleures pratiques et les leçons apprises.	Partage des informations disponibles limitées.	Terminé dans les 3 mois suivant la fin du projet.	Documentation du projet et site web	Intérêt continu des parties prenantes.
Produit 4.3: Diffusion des résultats du projet et des enseignements tirés dans le pays et dans la région.	<i>Existence de produits et d'outils de diffusion.</i>	Absence de résultats de projet et de leçons apprises.	Partage des résultats de projets disponibles limités.	Terminé dans les 3 mois suivant l'achèvement du projet.	Documentation du projet et site web.	Intérêt des parties prenantes locales (et internationales).
Produit 4.4: Diffusion des enseignements de l'intégration du genre dans le projet	<i>Produits documentant les activités d'intégration de la dimension de genre, les obstacles et les réussites</i>	Absence de rapport de projet	Partage des leçons apprises limitées sur l'intégration du genre.	Terminé dans les 3 mois suivant l'achèvement du projet.	Documentation du projet et site web	Engagement du personnel du projet dans la mise en œuvre d'un projet inclusif de genre

6. PLAN DE SUIVI ET D'ÉVALUATION (S&E)

Les résultats du projet tels que décrits dans le cadre logique du projet seront surveillés annuellement et évalués périodiquement pendant la mise en œuvre de celui-ci pour s'assurer qu'il atteint effectivement ses résultats.

Le suivi et l'évaluation du projet seront entrepris conformément aux exigences du PNUD, telles que décrites dans le [POPP du PNUD](#) et la [Politique d'Évaluation du PNUD](#). Bien que ces exigences du PNUD ne soient pas décrites dans ce document de projet, le Bureau Pays du PNUD travaillera avec les parties prenantes concernées du projet pour s'assurer que les exigences du PNUD en matière de suivi et d'évaluation soient satisfaites en temps opportun et conformément à des normes de qualité élevées. Des exigences obligatoires supplémentaires en matière de S & E spécifiques au FEM (décrites ci-dessous) seront mises en œuvre conformément à la [Politique de suivi et d'Évaluation du FEM](#) et aux autres politiques pertinentes du FEM.

En plus de ces exigences obligatoires de suivi et d'évaluation du PNUD et du FEM, d'autres activités de S & E jugées nécessaires pour soutenir la gestion adaptative du projet seront convenues lors de l'atelier de lancement de celui-ci et seront détaillées dans le rapport initial. Cela inclura le rôle exact des groupes cibles du projet et d'autres parties prenantes dans les activités de suivi et d'évaluation, y compris le point focal opérationnel du FEM et les instituts nationaux / régionaux chargés d'assurer le suivi du projet. Le point focal opérationnel du FEM s'efforcera d'assurer la cohérence de l'approche adoptée pour les besoins spécifiques de suivi et d'évaluation du FEM (notamment les outils de suivi du FEM) pour tous les projets financés par le FEM dans le pays. Cela pourrait être réalisé, par exemple, en utilisant un institut national pour compléter les outils de suivi du FEM pour tous les projets financés par le FEM dans le pays, y compris les projets soutenus par d'autres agences du FEM.

Supervision et responsabilités de surveillance :

Gestionnaire de projet : Le gestionnaire de projet est responsable de la gestion quotidienne du projet et du suivi régulier des résultats et des risques, y compris les risques sociaux et environnementaux. Le chef de projet veillera à ce que tout le personnel maintienne un niveau élevé de transparence et de responsabilité et notamment dans le suivi, l'évaluation et la communication des résultats. Le gestionnaire de projet informera le Comité de projet, le bureau de pays du PNUD et le CRJ du PNUD-FEM des retards ou des difficultés qui surviendraient au cours de la mise en œuvre, de sorte qu'un soutien approprié et des mesures correctives puissent être adoptés.

Le gestionnaire de projet élaborera des plans de travail annuels fondés sur le plan de travail pluriannuel figurant à l'Annexe 1, y compris des objectifs de production annuels pour appuyer la mise en œuvre efficace du projet. Il veillera à ce que les exigences standard du PNUD et du FEM en matière de suivi et d'évaluation soient remplies avec la plus grande qualité. Cela inclut, mais ne se limite pas à, s'assurer que les indicateurs du cadre de résultats sont suivis chaque année pour la production de rapports factuels dans le REP du FEM et que le suivi des risques et les différents plans/stratégies développés pour soutenir la mise en œuvre du projet (Stratégie KM etc.), est assuré régulièrement.

Comité de projet : Le Comité de projet prendra des mesures correctives au besoin pour s'assurer que le projet atteigne les résultats souhaités. Le Comité conduira des examens de projet pour évaluer le rendement de celui-ci et évaluer le plan de travail pour l'année suivante. Au cours de la dernière année du projet, le Comité procédera à un examen afin de tirer les leçons apprises et de discuter des possibilités de mise à échelle, afin également de mettre en évidence les résultats obtenus et les leçons apprises avec les publics concernés. Cette réunion d'examen final portera également sur les constatations présentées dans le rapport d'évaluation du projet et sur la réponse de la direction.

Partenaire de mise en œuvre du projet : Le partenaire de mise en œuvre est responsable de fournir toutes les informations et données requises pour un rapport de projet opportun, complet et factuel, y compris les résultats et les données financières, si nécessaire et approprié. Le partenaire de mise en œuvre s'efforcera de veiller à ce que le suivi et l'évaluation au niveau des projets soient entrepris par les instituts nationaux et soient alignés sur les systèmes nationaux afin que les données utilisées et générées par le projet soutiennent les systèmes nationaux.

Bureau Pays du PNUD : Le Bureau Pays du PNUD appuiera le gestionnaire de projet selon les besoins, notamment par le biais de missions de supervision annuelles. Les missions annuelles de supervision se dérouleront selon le calendrier prévu dans le plan de travail annuel. Les rapports de mission de supervision seront distribués à l'équipe du projet et au comité de projet dans le mois qui suit la mission. Le Bureau Pays du PNUD lancera et organisera les principales activités de suivi et d'évaluation du FEM, y compris le REP annuel du FEM, l'examen indépendant à mi-parcours et l'évaluation finale indépendante. Le Bureau Pays du PNUD veillera également à ce que les exigences standard du PNUD et du FEM en matière de suivi et d'évaluation soient remplies avec la plus grande qualité.

Le Bureau Pays du PNUD est chargé de se conformer à toutes les exigences de suivi et d'évaluation des projets du PNUD, telles que définies dans le POPP du PNUD. Cela inclut de s'assurer que l'évaluation de la qualité par le PNUD est effectuée chaque année ; cibles annuelles au niveau de la production élaborées, suivies et rapportées en utilisant les systèmes d'entreprise du PNUD ; mise à jour régulière du journal des risques dans l'ATLAS ; mise à jour du marqueur du genre du PNUD sur une base annuelle basée sur les progrès d'intégration du genre rapportés dans le REP du FEM et le ROAR du PNUD. Toute préoccupation concernant la qualité signalée pendant ces activités de S & E (par exemple les notes annuelles d'évaluation de la qualité du PIR du FEM) doit être traitée par le bureau de pays du PNUD et le chef de projet.

Le Bureau Pays du PNUD conservera tous les dossiers de S & E pour ce projet jusqu'à sept ans après la clôture financière du projet afin de soutenir les évaluations ex post entreprises par le Bureau indépendant d'évaluation du PNUD et / ou le Bureau indépendant d'évaluation du FEM.

Unité PNUD-FEM : Pour le suivi et l'évaluation supplémentaires et assurance de la qualité de la mise en œuvre, le conseiller technique régional du PNUD-FEM et la direction du PNUD-FEM fourniront un appui en cas de problème, selon les besoins.

Audit : Le projet sera audité conformément aux règles et règlements financiers du PNUD et aux politiques d'audit applicables sur les projets¹³ mis en œuvre par la MED (DIM).

Autres exigences de suivi et de notification du FEM :

Atelier et rapport de lancement : Un atelier de lancement du projet aura lieu dans les deux mois suivant la signature du document de projet par toutes les parties concernées afin de, entre autres :

- a) Réorienter les parties prenantes du projet vers la stratégie du projet et discuter de tout changement dans le contexte global qui influence la mise en œuvre du projet ;
- b) Discuter des rôles et des responsabilités de l'équipe de projet, y compris les rapports et les lignes de communication et les mécanismes de résolution des conflits ;
- c) Revoir le cadre de résultats et finaliser les indicateurs, les moyens de vérification et le plan de suivi ;
- d) Discuter des rôles et des responsabilités en matière de rapport, de suivi et d'évaluation et finaliser le budget de S & E ; identifier les instituts nationaux/régionaux à impliquer dans le suivi et l'évaluation au niveau du projet ; discuter du rôle du FEM dans le suivi et l'évaluation ;
- e) Mettre à jour et examiner les responsabilités pour le suivi des divers plans et stratégies du projet, y compris le registre des risques ; plan de gestion environnementale et sociale et autres exigences de sauvegarde ; stratégie de genre ; stratégie de gestion des connaissances et autres stratégies pertinentes ;
- f) Examiner les procédures de présentation de l'information financière et les exigences obligatoires, et convenir des modalités de la vérification annuelle ; et
- g) Planifier et programmer les réunions du Comité de projet et finaliser le plan de travail annuel de la première année.

Le chef de projet préparera le rapport de démarrage au plus tard un mois après l'atelier de démarrage. Ce rapport sera approuvé par le Bureau Pays du PNUD et le conseiller technique régional du PNUD-FEM et également par le Comité du projet.

¹³ Voir le guide ici: <https://info.undp.org/global/popp/frm/pages/financial-management-and-execution-modalities.aspx>

Rapport d'exécution du projet du FEM (REP) : Le gestionnaire de projet, le bureau de pays du PNUD et le conseiller technique régional du PNUD-FEM fourniront une contribution objective au REP du FEM couvrant la période de référence juillet (année précédente) à juin (année en cours) pour chaque année de mise en œuvre du projet. Le gestionnaire de projet veillera à ce que les indicateurs inclus dans le cadre logique des résultats du projet soient surveillés chaque année avant la date limite de soumission du rapport sur le rendement, afin que les progrès puissent être signalés dans le rapport. Tous les risques environnementaux et sociaux et les plans de gestion connexes feront l'objet d'un suivi régulier, et les progrès seront signalés dans le Rapport sur l'exécution du programme.

Le REP soumis au FEM sera partagé avec le Comité du projet. Le Bureau Pays du PNUD coordonnera la contribution du point focal opérationnel du FEM et d'autres parties prenantes au REP, le cas échéant. La cote de qualité du REP de l'année précédente servira à éclairer la préparation du REP suivant.

Leçons apprises et génération de connaissances : Les résultats du projet seront diffusés à l'intérieur et au-delà de la zone d'intervention du projet à travers les réseaux et forums de partage d'informations existants. Le projet identifiera et participera, le cas échéant et de manière appropriée, à des réseaux scientifiques, à des politiques et / ou à d'autres réseaux susceptibles de bénéficier au projet. Le projet identifiera, analysera et partagera les leçons apprises qui pourraient être bénéfiques pour la conception et la mise en œuvre de projets similaires et diffusera largement ces leçons. Il y aura un échange continu d'informations entre ce projet et d'autres projets de même nature dans le même pays, la même région et dans le monde.

Outils de suivi de la zone d'intervention du FEM : L'outil de suivi du FEM suivant sera utilisé pour suivre les résultats des avantages environnementaux globaux :

La ligne de référence/Outil de suivi soumis dans le document « atténuation du changement climatique » pour approbation du Chef de Direction FEM –présenté en Annexe 4 du présent document de projet - sera mise à jour par le chef de projet / l'équipe et partagée avec les consultants de revue à mi-parcours et les consultants d'évaluation finale (mais pas les consultants d'évaluation embauchés pour entreprendre le MTR ou ET) avant que les missions d'évaluation / évaluation requises aient lieu. L'outil de suivi mis à jour du FEM sera soumis au FEM avec le rapport d'évaluation à mi-parcours et le rapport d'évaluation finale terminé.

Examen à mi-parcours indépendant (MTR): Un processus d'examen à mi-parcours indépendant commencera après la soumission du deuxième REP(PIR) au FEM. Ce rapport d'examen à mi-parcours sera soumis au FEM la même année que le troisième REP. Les résultats et les réponses de l'examen à mi-parcours décrits dans la réponse de la direction seront incorporés en tant que recommandations pour une mise en œuvre améliorée pendant la dernière moitié de la durée du projet. Les termes de référence, le processus d'examen et le rapport d'examen à mi-parcours suivront les modèles standards et les directives préparés par le BIE du PNUD pour les projets financés par le FEM, disponibles sur le site Web du Centre de ressources d'évaluation du PNUD (ERC) doit être « indépendant, impartial et rigoureux ». Les consultants qui seront recrutés pour entreprendre la mission seront indépendants des organisations qui ont été impliquées dans la conception, l'exécution ou le conseil sur le projet à évaluer. Le point focal opérationnel du FEM et d'autres parties prenantes seront impliqués et consultés pendant le processus d'évaluation finale. Un soutien supplémentaire à l'assurance qualité est disponible auprès de la Direction du PNUD-FEM. Le rapport final de l'examen à mi-parcours sera disponible en anglais et sera approuvé par le Bureau Pays du PNUD et le conseiller technique régional du PNUD-FEM, et approuvé par le Comité du projet.

Évaluation terminale (ET) : Une évaluation terminale indépendante (ET) aura lieu à la fin de tous les principaux extrants et activités du projet. Le processus d'évaluation terminale débutera trois mois avant la clôture opérationnelle du projet, permettant à la mission d'évaluation de continuer pendant que l'équipe du projet est encore en place, tout en s'assurant que le projet est suffisamment proche pour que l'équipe d'évaluation puisse parvenir à des conclusions sur des aspects clés tels que la durabilité de celui-ci. Le gestionnaire de projet demeurera sous contrat jusqu'à ce que le rapport sur l'ET et la réponse de la direction aient été finalisés. Les termes de référence, le processus d'évaluation et le rapport final sur les TE suivront les modèles standard et les directives préparés par le BIE du PNUD pour les projets financés par le FEM, disponibles sur [le site Web du Centre de ressources en évaluation du PNUD](#). Comme indiqué dans cette orientation, l'évaluation sera « indépendante, impartiale et rigoureuse ». Les consultants qui seront recrutés pour entreprendre la mission seront indépendants des organisations qui ont été impliquées dans la conception, l'exécution ou le conseil sur

[le projet à évaluer. Le point focal opérationnel du FEM et d'autres parties prenantes seront impliqués et consultés pendant le processus d'évaluation finale. Un soutien supplémentaire à l'assurance qualité est disponible auprès de la Direction du PNUD-FEM. Le rapport final du ET sera approuvé par le bureau de pays du PNUD et le conseiller technique régional du PNUD-FEM et sera approuvé par le Comité du projet. Le rapport ET sera mis à la disposition du public en anglais sur le site web du PNUD ERC.](#)

Le Bureau Pays du PNUD inclura l'évaluation finale du projet dans son plan d'évaluation et téléchargera le dernier rapport d'évaluation final en anglais et la réponse correspondante de la direction au centre de ressources et d'évaluation du PNUD. Une fois téléchargé dans l'ERC, l'IEO du PNUD effectuera une évaluation de la qualité et validera les résultats et notations du rapport ET, et évaluera la qualité du rapport ET. Le rapport d'évaluation du BEI du PNUD sera envoyé au BEI du FEM avec le rapport d'évaluation final du projet.

Rapport final : Le Rapport d'Exécution du projet (REP) terminal ainsi que le rapport d'évaluation terminale (ET) et la réponse de la direction correspondante serviront de package de rapport final du projet. Le dossier final du rapport de projet doit être discuté avec le Comité du projet lors d'une réunion d'examen de fin de projet afin de discuter des leçons apprises et des possibilités de mise à l'échelle.

Tableau 20 : Exigences obligatoires de suivi et d'évaluation du FEM et budget de S & E

Exigences de suivi et d'évaluation du FEM	Responsabilité principale	Coûts indicatifs à imputer au budget du projet (USDUS)		Plage de temps
		Subvention du FEM	Co-financement	
Atelier de lancement	Bureau Pays du PNUD	5000	5 000	Dans les deux mois suivant la signature du document de projet
Rapport de démarrage	Chef de projet	Aucun	Aucun	Dans les deux semaines de l'atelier de démarrage
Exigences de suivi et de notification standard du PNUD telles que définies dans le POPP du PNUD	Bureau Pays du PNUD	Aucun	Aucun	Trimestriel, annuellement
Suivi des indicateurs dans le cadre de résultats du projet	Chef de projet	12 000	8,000	4 000 USD/an effectué annuellement
Rapport d'exécution du projet du FEM (REP)	Chef de projet et Bureau Pays du PNUD et équipe du PNUD-FEM	Aucun	Aucun	Annuellement
Vérification du MED selon les politiques d'audit du PNUD	Bureau Pays du PNUD	9 000	6 000	Annuelle ou autre fréquence selon les politiques d'audit du PNUD - 3 000 USD/an
Leçons apprises et génération de connaissances	Chef de projet		3 000	Annuellement
Surveillance des risques environnementaux et sociaux et des plans de gestion correspondants pertinents	Chef de projet BP PNUD	Aucun	3 000	En cours
Traiter les griefs environnementaux et sociaux	Chef de projet Bureau Pays du PNUD BPPS au besoin	Aucun pour le temps du chef de projet, et le BP PNUD	Aucun	
Réunions du comité de pilotage	Comité de pilotage Bureau Pays du PNUD Chef de projet	Aucun	3 000	Au minimum, annuellement

Exigences de suivi et d'évaluation du FEM	Responsabilité principale	Coûts indicatifs à imputer au budget du projet (USDUS)		Plage de temps
		Subvention du FEM	Co-financement	
Missions de supervision	Bureau Pays du PNUD	Aucun ¹⁴	4 000	Annuellement
Missions de Surveillance	Equipe PNUD-FEM	Aucun	4 000	Dépannage au besoin
Gestion des connaissances, comme indiqué dans le Résultat 4	Chef de projet	26 450	Aucun	En cours - à couvrir dans le cadre des frais de projet
Missions d'apprentissage du Secrétariat du FEM/visites de sites	Bureau Pays du PNUD et gestionnaire de projet et équipe du PNUD-FEM	Aucun	Aucun	A déterminer.
L'outil de suivi à mi-parcours du FEM doit être mis à jour par (ajouter le nom de l'institut national/régional, le cas échéant)	Chef de projet	10 000	5 000	Avant que la mission d'examen à mi-parcours ait lieu.
Examen indépendant à mi-parcours (MTR) et réponse de la direction	Bureau Pays du PNUD et équipe de projet et équipe du PNUD-FEM	25 000	5 000	Entre 2 nd et 3 rd REP.
L'outil terminal de suivi du FEM doit être mis à jour par (ajouter le nom de l'institut national / régional, le cas échéant)	Chef de projet	10 000	5 000	Avant que la mission d'évaluation finale ait lieu
Évaluation finale indépendante (TE) incluse dans le plan d'évaluation du PNUD et réponse de la direction	Bureau Pays du PNUD et équipe de projet et équipe du PNUD-FEM	40 000	5 000	Au moins trois mois avant la fermeture opérationnelle
Traduction des rapports MTR et TE en anglais	Bureau Pays du PNUD	10 000	5 000	
TOTAL Coût indicatif Excluant le temps du personnel de l'équipe de projet et le personnel du PNUD et les frais de voyage		147 450	61 000	

7. GOUVERNANCE ET GESTION

Le projet sera mis en œuvre suivant la modalité d'exécution directe (MED) du PNUD, conformément à l'Accord type d'assistance de base entre le PNUD et le Gouvernement de la République Centrafricaine et au Programme de pays. En raison de la situation de sécurité globale du pays et du manque de capacités suffisantes des entités gouvernementales, le projet sera mis en œuvre par le biais de la modalité d'exécution MED par le PNUD. Le PNUD séparera soigneusement les fonctions de supervision et d'exécution, afin de fournir un pare-feu efficace évitant les doubles prélèvements.

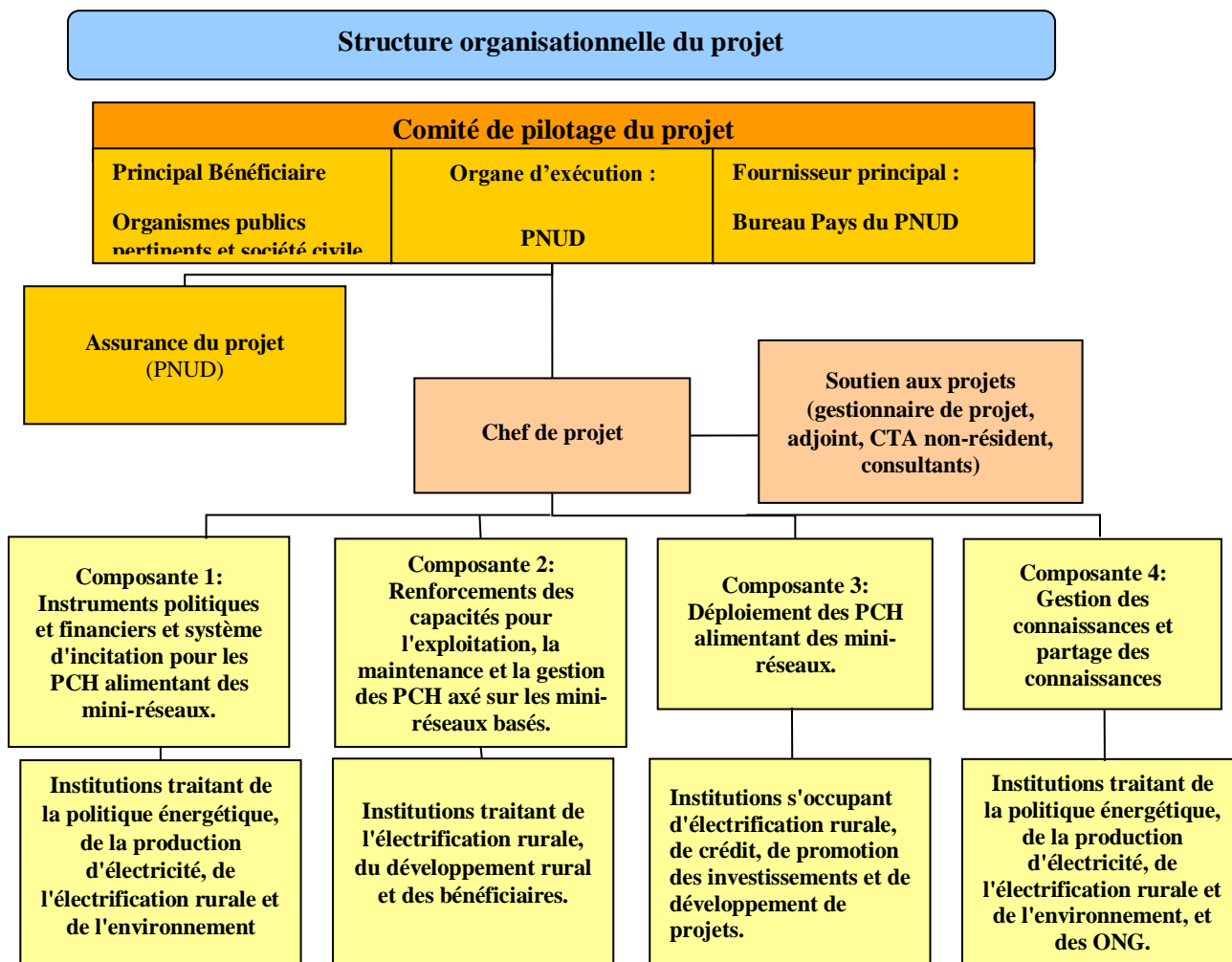
Le **partenaire d'exécution** de ce projet est le PNUD (modalité MED). Le partenaire d'exécution est responsable de la gestion de ce projet, y compris le suivi et l'évaluation des interventions, la réalisation des résultats et l'utilisation efficace des ressources du PNUD.

Dans le cadre de la Modalité d'Exécution Directe (MED), le PNUD est tenu responsable du décaissement des fonds et de la réalisation des objectifs du projet, conformément au plan de travail approuvé. En étroite collaboration avec le gouvernement, et en particulier avec les parties responsables, le bureau de pays du PNUD sera chargé de: i) fournir des services financiers et d'audit au projet, ii) recruter du personnel et engager des consultants et des prestataires de services (iii) superviser les dépenses financières par rapport aux budgets des

¹⁴ The costs of UNDP Country Office and UNDP-GEF Unit's participation and time are charged to the GEF Agency Fee.

projets approuvés par le Comité directeur du projet; (iv) nommer des vérificateurs financiers et des évaluateurs indépendants; et v) veiller à ce que toutes les activités, y compris les achats et les services financiers, soient menées dans le strict respect des procédures du PNUD-FEM. Dans le cadre de ce projet exécuté par le PNUD et financé par le FEM, le personnel du PNUD-FEM (sous la direction du conseiller technique régional) assurera une surveillance supplémentaire et participera régulièrement aux appels des équipes de projet pour suivre les progrès et superviser la mise en œuvre.

Figure 7 : Structure organisationnelle du projet



Le **Comité de Projet** (également appelé Comité de Pilotage du Projet) est chargé de prendre par consensus les décisions de gestion lorsque le Chef de Projet requiert des directives, y compris la recommandation d'approbation des plans et révisions par le PNUD / partenaire d'exécution. Afin d'assurer la responsabilité ultime du PNUD, les décisions du Comité de projet doivent être prises conformément aux normes qui garantissent la gestion des résultats, le meilleur rapport qualité prix, l'équité, l'intégrité, la transparence et une concurrence internationale efficace. Au cas où un consensus ne pourrait être atteint au sein du Comité, la décision finale reviendrait au Directeur du Programme du PNUD. Le Comité comprendra au minimum neuf membres : un représentant de l'ARSEC, un représentant de l'ACER, un représentant du Ministère en charge de l'Energie, un représentant de la FNNGI, un représentant des banques locales, un représentant du secteur privé, un représentant de la société civile, un expert en genre et un représentant du Bureau Pays du PNUD. Le gestionnaire de projet et son assistant participent à chaque réunion du comité. Le rôle spécifique du Comité en ce qui concerne l'instrument financier consiste à approuver l'appel à propositions et à sélectionner les offres gagnantes. Les membres du Comité sont également appelés à conseiller les promoteurs du projet, notamment sur la manière d'obtenir les autorisations administratives nécessaires (pendant le renforcement du centre d'échange) et, surtout, sur l'accès aux garanties de prêt FNNGI et FAGACE.

Le **gestionnaire de projet** dirigera le projet au jour le jour au nom du partenaire d'exécution dans les limites fixées par le Comité. Le chef de projet aura la responsabilité principale de l'instrument financier. Plus précisément, il / elle rédigera l'appel à propositions, évaluera les propositions, fera des recommandations au Comité de projet, fournira un soutien financier continu aux développeurs de projet sélectionnés, gèrera l'allocation de la subvention, suivra les progrès du PCH et soutiendra les développeurs de sites dans leurs efforts de collecte de fonds. La fonction de gestionnaire de projet prendra fin lorsque, le rapport final d'évaluation du projet et d'autres documents requis par le FEM et le PNUD auront été achevés et soumis au PNUD (y compris la clôture opérationnelle du projet).

Le rôle **d'assurance du projet** sera assuré par le Bureau Pays du PNUD.

Le conseiller technique régional du PNUD fournira au besoin une assurance de la qualité supplémentaire.

Services de projets directs du PNUD demandés par le Gouvernement : Ce projet étant sous exécution MED, le PNUD fournira des services directs de projet. Les services suivraient les politiques du PNUD sur les projets financés par le FEM sur le recouvrement des coûts directs. Comme déterminé par les exigences du Conseil du FEM, ces coûts de service seront affectés au coût de gestion du projet, dûment identifiés dans le budget du projet comme coûts directs. Les coûts directs du projet admissibles ne devraient pas être facturés comme un pourcentage fixe. Ils doivent être calculés sur la base des coûts réels estimés ou basés sur les transactions et doivent être imputés aux codes de compte de coûts directs du projet : "64397- Services aux projets - CO" et "74596 - Services aux projets - GOE pour CO".

Accord sur les droits de propriété intellectuelle et l'utilisation du logo sur les livrables du projet et la divulgation de l'information : Afin d'accorder une reconnaissance appropriée au FEM pour l'octroi de subventions, le logo du FEM apparaîtra avec le logo du PNUD sur tout le matériel promotionnel, d'autres documents écrits comme les publications développées par le projet, et le matériel du projet. Toute référence à des publications concernant des projets financés par le FEM accordera également une reconnaissance appropriée au FEM. Les informations seront divulguées conformément aux politiques pertinentes, notamment la politique de divulgation du PNUD et la politique du FEM en matière de participation du public.

Gestion de projet : Le projet sera opérationnalisé à l'aide d'une unité de gestion de projet (UGP). Les principaux rôles de gestion de l'UGP comprennent :

- Diriger le développement de la conception du projet, y compris la préparation du mandat des consultants et des sous-traitants, identification et sélection de sous-traitants / consultants nationaux et internationaux, estimation des coûts, établissement du calendrier, passation de marchés et établissement de rapports sur les activités et le budget du projet.
- Soutenir les activités d'experts internationaux / nationaux, d'investisseurs potentiels et de sous-traitants et apporter un soutien administratif / financier général aux activités du projet.
- Gestion des subventions.

8. PLANIFICATION FINANCIERE ET GESTION

Le coût total du projet est de 19 303 000 USD. Le financement est assuré par une subvention FEM de 2 645 000 USD, avec un cofinancement en espèces de 500 000 USD administré par le PNUD et de 16 158 000 USD assurés en cofinancement parallèle. Le PNUD, en tant qu'agence d'exécution du FEM, est responsable de l'exécution des ressources du FEM et du cofinancement en espèces transféré sur le compte bancaire du PNUD uniquement.

Cofinancement parallèle : la réalisation effective du cofinancement du projet fera l'objet d'un suivi lors de l'examen à mi-parcours et du processus d'évaluation finale et sera signalée au FEM. Le cofinancement parallèle prévu sera utilisé comme suit :

Tableau 21 : Planification financière

Source de financement	Co-financement	Type de Co-financement	Montant Co-financement (USD)	Activités/Produits prévus	Risques	Risques Mesures d'atténuation
Gouvernement		En espèces	600 000	(i) Contribution à la Composante 1 à relancer la participation du secteur privé au développement de PCH pour alimenter les mini-réseaux pour l'électrification rurale dans le pays. (ii) Contribution à la Composante 2 pour surmonter les obstacles techniques à la mise en œuvre de PCH à base mini-réseaux isolés pour l'électrification rurale. (iii) Contribution à la Composante 4 pour soutenir la gestion des connaissances et l'intégration du genre. (iv) Contribution à la gestion de projet	Détourner l'attention du gouvernement vers d'autres priorités.	Dialogue et partenariat en cours avec les autorités.
PNUD		En espèces	500 000	Subvention pour la Composante 3 pour le déploiement des PCH pour alimenter les mini-réseaux.	Risque de réaffectation des ressources du TRAC.	Le succès du projet sera partagé avec les bureaux régionaux et mondiaux du PNUD.
Développement multilatéral/Banques locales		En espèces	9 000 000	Mise en place d'un financement par crédit pour la mise en place des PCH pour alimenter les mini-réseaux dans le cadre de la Composante 3.	Changement dans les priorités d'investissement.	Dialogue et partenariat en cours.
Secteur privé		Equité	6 558 000	Investissement dans le déploiement des PCH pour alimenter les mini-réseaux dans le cadre de la Composante 3.	Changement dans les priorités d'investissement.	Assistance technique fournie pour le développement du projet.

Révision de Budget et Tolérance : Conformément aux exigences du PNUD décrites dans le POPP du PNUD, le Comité de Projet conviendra d'un niveau de tolérance budgétaire pour chaque plan sous le plan de travail annuel global permettant au gestionnaire de projet d'atteindre le niveau de tolérance au-delà du montant du budget du projet approuvé pour l'année sans nécessiter une révision de la part du Comité du projet. Si les écarts suivants se produisent, le chef de projet et le bureau de pays du PNUD demanderont l'approbation de l'équipe du PNUD-FEM car ils sont considérés comme des amendements majeurs par le FEM :

- a) Les réaffectations budgétaires entre les Composantes du projet avec des montants représentant 10% de la subvention totale du projet ou plus ;
- b) Introduction de nouveaux postes / éléments budgétaires qui dépassent 5% de l'allocation initiale du FEM.

Toute dépense excédentaire encourue au-delà du montant de la subvention du FEM sera absorbée par des ressources hors FEM (par exemple, le TRAC du PNUD ou un cofinancement en espèces).

Remboursement au donateur : Si un remboursement des fonds non dépensés au FEM est nécessaire, il sera géré directement par l'Unité PNUD-FEM à New York.

Clôture du projet : La clôture du projet se fera conformément aux exigences du PNUD décrites dans le POPP du PNUD. À titre exceptionnel, une prolongation sans frais au-delà de la durée initiale du projet sera demandée aux collègues du PNUD dans le pays puis le coordinateur exécutif du PNUD-FEM.

Achèvement opérationnel : Le projet sera achevé lorsque les dernières contributions financées par le PNUD auront été fournies et que les activités connexes auront été achevées. Cela comprend l'approbation finale du rapport d'évaluation finale (qui sera disponible en anglais) et la réponse de la direction correspondante, ainsi que la réunion du Comité de Projet sur l'examen de fin de projet. Le partenaire de mise en œuvre, par le biais d'une décision du Comité de pilotage, notifiera au Bureau Pays du PNUD lorsque la fermeture opérationnelle aura été achevée. À ce moment, les parties concernées auront déjà convenu et confirmé par écrit les dispositions prises pour la disposition de tout équipement qui reste la propriété du PNUD.

Achèvement financier : Le projet sera clôturé financièrement lorsque les conditions suivantes seront remplies :

- a) le projet est achevé ou a été annulé ;
- b) Le partenaire d'exécution a signalé toutes les transactions financières au PNUD ;
- c) Le PNUD a clôturé les comptes du projet ;
- d) Le PNUD et le partenaire d'exécution ont certifié un rapport de livraison combiné final (qui sert de révision budgétaire finale).

Le projet sera complété financièrement dans les 12 mois suivant la fermeture opérationnelle ou après la date d'annulation. Entre la clôture opérationnelle et la clôture financière, le partenaire d'exécution identifiera et règlera toutes les obligations financières et préparera un rapport final des dépenses. Le Bureau Pays du PNUD enverra les documents de clôture signés finaux, y compris la confirmation des dépenses cumulatives finales et du solde non dépensé à l'unité PNUD-FEM pour confirmation avant que le projet ne soit financièrement fermé dans Atlas par le Bureau Pays du PNUD.

9. BUDGET TOTAL ET CHRONOGRAMME

Budget total et plan de travail			
Atlas Proposal or Award ID:	00105867	Atlas Primary Output Project ID:	00106888
Atlas Proposal or Award Title:	Titre du Projet : Promotion des petites centrales hydroélectriques pour alimenter des mini-réseaux afin d'assurer un meilleur accès aux services énergétiques modernes en République Centrafricaine		
Atlas Business Unit	CAF10		
Atlas Primary Output Project Title			
UNDP-GEF PIMS No.	5680		
Partenaire de mise en œuvre	PNUD		

Tableau 21 : Planification financière

Résultat FEM/ Activité Atlas	Partie Resp./Partenaire de mise en œuvre	Fonds ID	Nom du donateur	ATLAS Budget Code	Atlas Description du budget	Montant Année 1 (USD)	Montant Année 2 (USD)	Montant Année 3 (USD)	Montant Année 4 (USD)	Montant Année 5 (USD)	Montant Total (USD)	Notes
Composante 1 : Instruments politiques et financiers et système d'incitation aux petites centrales hydroélectriques (PCH) pour alimenter les mini-réseaux. Résultat 1 : Viabilité institutionnelle et financière de PCH pour alimenter les mini-réseaux assurée.	PNUD	62000	FEM	71200	Consultants internationaux	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	125 000	a
				71300	Local Consultants	10 000	10 000	15 000	10 000	15 000	60 000	b
				71600	Voyage	3 000	3 000	3 000	3 000	5 000	17 000	c
				72200	Équipement et mobilier	5 000	5 000	3 000	-	-	13 000	d
				74200	Publications	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	15 000	e
				74500	Divers	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	15 000	f
				75700	Formation, ateliers et conférences	2 000	0	0	0	3 000	5 000	g
					Total Résultat 1	51 000	49 000	52 000	44 000	54 000	250 000	
Composante 2 : Renforcement des capacités pour l'exploitation, la maintenance et la gestion de PCH pour alimenter les mini-réseaux. Résultat 2 : Capacité à fournir des solutions clés en main et des services d'exploitation, de maintenance et de gestion (O & M & M) de qualité pour PCH développés.	PNUD	62000	FEM	71200	Consultants internationaux	30 000	30 000	20 000	20 000	20 000	120 000	h
				71300	Consultants locaux	15 000	15 000	10 000	10 000	10 000	60 000	i
				71600	Voyage	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	25 000	j
				72200	Équipement et mobilier	40 000	42 500	0	0	0	82 500	k
				74500	Divers	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	12 500	l
					Total Résultat 2	92 500	95 000	37 500	37 500	37 500	300 000	

Résultat FEM/ Activité Atlas	Partie Resp./Partenaire de mise en œuvre	Fonds ID	Nom du donateur	ATLAS Budget Code	Atlas Description du budget	Montant Année 1 (USD)	Montant Année 2 (USD)	Montant Année 3 (USD)	Montant Année 4 (USD)	Montant Année 5 (USD)	Montant Total (USD)	Notes	
Composante 3 : Déploiement des PCH pour alimenter des mini-réseaux. Résultat 3 : Un modèle opérationnel fonctionnel est démontré pour la viabilité technique et financière des PCH	PNUD	62000	FEM	71200	Consultants internationaux	75 000	75 000	75 000	60 000	60 000	345 000	m	
				71300	Consultants locaux	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	125 000	n	
				71600	Voyage	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	25 000	o	
				72100	Entreprises de services contractuels	0	300 000	300 000	200 000	200 000	1 000 000	p	
				72200	Équipement et mobilier	80 000	80 000	45 000	20 000	0	225 000	q	
				74500	Divers	10 000	5 000	5 000	5 000	5 000	30 000	r	
					Total Résultat 3 (FEM Uniquement)	195 000	490 000	455 000	315 000	295 000	1 750 000		
		4000		PNUD	72100	Entreprises de services contractuels	0	75 000	75 000	75 000	75 000	300 000	s
						Total Résultat 3 (PNUD Uniquement)	0	75000	75000	75000	75000	300 000	
						Total Résultat3 (FEMF + PNUD)	195 000	565 000	530 000	390 000	370 000	2 050 000	
Composante 4 : Gestion des connaissances et partage des connaissances Résultat 4 : Sensibilisation accrue sur le potentiel des PCH, au climat d'investissement et à l'intégration du genre.	PNUD	62000	GEF	71200	Consultants internationaux	30 000	30 000	30 000	30 000	25 000	145 000	t	
				71300	Consultants locaux	10 000	10 000	10 000	7 000	5 000	42 000	u	
				71600	Voyage	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	15 000	v	
				74200	Publications	2 000	2 000	2 000	2 000	5 000	13 000	w	
				74500	Divers	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	5 000	x	
						Total Résultat 4	46 000	46 000	46 000	43 000	39 000	220 000	
Gestion du projet	PNUD	62000	GEF	71400	Le Personnel du Projet	17 000	17 000	17 000	17 000	17 000	85 000	y	
		62000	GEF	74100	Les Services professionnels	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	15 000	z	
		62000	GEF	74596	Services aux projets	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	25 000	aa	
						Gestion totale du FEM	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	125 000	
		4000		PNUD	71400	Le Personnel du Projet	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000	200 000	y
						Gestion totale du PNUD	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000	200 000	
						Gestion totale	65 000	65 000	65 000	65 000	65 000	325 000	
FEM SOUS-TOTAL						409 500	705 000	615 500	464 500	450 500	2 645 000		
SOUS-TOTAL PNUD TRAC						40 000	115 000	115 000	115 000	115 000	500 000		
TOTAL DU PROJET (FEM + PNUD)						449 500	820 000	730 500	579 500	565 500	3 145 000		

Notes du Budget	
a	Coûts partiels de NR (non-résident) CTP et les Consultants internationaux pour les politiques et stratégies de petite hydraulique.
b	Assistance de conseil local à NR CTP et Int. Consultants pour les politiques et stratégies de petite hydraulique.
c	Voyage intérieur sur les sites du projet.
d	Équipement de projet et logiciel.
e	Publication de documents de politique et de stratégie, de matériel de formation, etc.
f	Frais divers.
g	Ateliers de lancement et de fin de projet.
h	Coûts partiels de NR CTP et Consultants Internationaux pour les renforcements des capacités.
i	Assistance de conseil local à NR CTP et Consultants Internationaux pour le renforcement des capacités.
j	Voyage intérieur sur les sites du projet.
k	Équipement et logiciel pour la saisie et le traitement de données.
l	Frais divers.
m	Coûts partiels de NR CTP et Consultants Internationaux pour l'électrification des villages.
n	Consultants locaux pour soutenir NR CTP et Consultants Internationaux pour l'électrification des villages.
o	Voyage intérieur sur les sites du projet.
p	Soutien financier pour les études d'avant-projet d'acquisition et l'achat d'équipement ou de construction.
q	Matériel et logiciels pour la conception de FSS et la réalisation / l'examen d'études de préfaisabilité / de faisabilité.
r	Frais divers.
s	Soutien aux études d'avant-projet d'approvisionnement et à l'achat d'équipement ou de construction
t	Examen à mi-parcours et évaluation finale Consultant Internationaux.
u	Examen à mi-parcours et évaluation finale Consultants locaux
v	Voyage intérieur sur les sites du projet.
w	Publications des résultats obtenus, leçons apprises, etc.
x	Frais divers.
y	Coûts de personnel du projet.
z	Audit annuel du projet
a	Autres coûts de projets, liés aux coûts directs de projet (DPC), décrits à l'Annexe 11.
a	

Résumé des fonds

	Montant (USD)					Total (USD)
	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5	
FEM	379 500	672 500	620 500	492 000	480 500	2 645 000
PNUD	40 000	115 000	115 000	115 000	115 000	500 000
Gouvernement national	120 000	120 000	120 000	120 000	120 000	600 000
Les banques multilatérales de développement et les banques locales (par le biais du Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Hydraulique)	1 500 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	1 500 000	9 000 000
Secteur privé	600 000	1 750 000	1 750 000	1 750 000	708 000	6 558 000
TOTAL	2 639 500	4 657 500	4 610 500	4 477 000	2 918 500	19 303 000

10. CONTEXTE JURIDIQUE

Dans le contexte de la RCA, il n'y a pas de [Convention d'assistance de base standard \(SBAA\)](#), donc l'option b du modèle Prodoc s'applique.

Le document de projet est l'instrument envisagé et défini dans les Dispositions Supplémentaires au Document de Projet, ci-joint et faisant partie intégrante des présentes, en tant que « Document de Projet ».

Pour assurer sa responsabilité pour la sûreté et la sécurité du personnel et des biens du PNUD, le PNUD : a) met en place un plan de sécurité approprié et maintient le plan de sécurité, en tenant compte de la situation sécuritaire dans le pays où le projet est réalisé ; (b) assumer tous les risques et responsabilités liés à la sécurité du PNUD et à la mise en œuvre complète du plan de sécurité.

Le PNUD déploie tous les efforts raisonnables pour ne s'assurer qu'aucun des fonds du PNUD reçus en vertu du Document de Projet ne soit utilisé pour fournir un soutien aux personnes ou entités associées au terrorisme et que les bénéficiaires de tous les montants fournis par le PNUD ci-dessous n'apparaissent pas sur la liste du Comité du Conseil de sécurité créé par la résolution 1267 (1999). La liste peut être consultée via <http://www.un.org/Docs/sc/committees/1267/1267ListEng.htm>. Cette disposition doit être incluse dans tous les contrats de sous-traitance ou sous-contrats conclus dans le cadre de ce document de projet. "

Toute désignation sur des cartes ou autres références utilisées dans ce document de projet n'implique aucunement l'expression d'une quelconque opinion du PNUD concernant le statut juridique d'un pays, territoire, ville ou zone ou de ses autorités, ou concernant la délimitation de ses frontières ou des limites.

11. ANNEXES OBLIGATOIRES

- 1) Plan pluriannuel
- 2) Plan de surveillance
- 3) Plan d'Evaluation
- 4) Outil de suivi du FEM à la Référence
- 5) Termes de Référence pour le Chef de Projet, le Conseiller Technique Principal et d'autres postes, le cas échéant
- 6) Journal des Risques du PNUD
- 7) Calculs de GES
- 8) Les Investisseurs Potentiels PCH
- 9) Analyse du coût actualisé de l'électricité
- 10) Modèle de dépistage sociale et environnementale du PNUD (SESP)

Annexe 1 : Chronogramme pluriannuel

Tâche/Résultat	Partie Responsable	Année 1				Année 2				Année 3				Année 4				Année 5			
		T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Composante 1 : Instruments politiques et financiers et système d'incitation pour les PCH pour alimenter les mini-réseaux																					
Produit 1.1 Ensemble de politiques pour développer et exploiter des PCH basées sur les mini-réseaux adopté	MMEH																				
Produit 1.2: Instrument financier destiné à soutenir le développement des PCH axés sur les mini-réseaux, adopté et mis en œuvre	PNUD																				
Produit 1.3: Critères tarifaires pour les PCH basés sur les mini-réseaux définis.	MMEH																				
Produit 1.4: Endroit dédié au centre national d'information (guichet unique) pour les développeurs de PCH établis	MMEH																				
Composante 2: Renforcement des capacités pour l'exploitation, la maintenance et la gestion de PCH pour alimenter des mini-réseaux.																					
Produit 2.1: Guide publié sur le développement des PCH alimentant des mini-réseaux.	MMEH																				
Produit 2.2 : Programme de renforcement des capacités en cours d'emploi pour les concepteurs de centrales hydroélectriques (hommes et femmes) livrés, y compris sur la conception des installations, la construction, l'assemblage de l'équipement et les opérations d'exploitation et de maintenance.	PNUD																				
Produit 2.3: Services de conseil commerciaux et techniques aux concepteurs de mini-réseaux (hommes et femmes).	MMEH																				
Produit 2.4: Programme de renforcement des capacités sur mesure fourni aux agences nationales compétentes.	PNUD																				
Composante 3 : Déploiement des PCH pour alimenter des mini-réseaux.																					
Produit 3.1: 8 sites pour les mini-réseaux identifiés et évalués, et modèle institutionnel / d'investissement défini.																					
Produit 3.2: Au moins 4 partenariats public-privé sont établis pour l'exploitation des PCH et des mini-réseaux.																					
Produit 3.3: 2 MW de capacité des PCH pour la production d'énergie																					
Produit 3.4: Au moins 2 modèles O&M&M durables sélectionnés pour tous les mini-réseaux.																					
Produit 3.5: Utilisation productive encouragée pour augmenter la demande d'électricité sur les sites ciblés.																					
Composante 4 : Gestion des connaissances et partage des connaissances																					
Produit 4.1: Plan national de mise en œuvre d'activités de sensibilisation / promotionnelles ciblant les investisseurs nationaux et internationaux.	MMEH																				

Tâche/Résultat	Partie Responsable	Année 1				Année 2				Année 3				Année 4				Année 5			
		T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Résultat 4.2: Documents publiés (y compris vidéo) et réunions d'information avec les parties prenantes sur l'expérience / les meilleures pratiques du projet et les enseignements.	PNUD																				
Produit 4.3: Diffusion des résultats du projet et des enseignements dans le pays et dans la région.	PNUD																				
Produit 4.4: Diffusion des enseignements de l'intégration du genre dans le projet	PNUD																				
Examens de projet et évaluation																					
Revue annuelle d'exécution du projet.	PNUD																				
Examen à mi-parcours.	PNUD																				
Évaluation finale.	PNUD																				

Annexe 2 : Plan de surveillance

Le gestionnaire de projet recueillera les données sur les résultats selon le plan de surveillance suivant :

Surveillance	Indicateurs/Sous-Indicateurs	Description	Source de données / Méthodes de collecte	Fréquence	Responsable de la collecte de données	Des moyens de vérification	Hypothèses et risques
Objectif du projet Promouvoir l'investissement dans les PCH alimentant des mini-réseaux et développer un modèle économique approprié pour la durabilité de la fourniture de services énergétiques ruraux.	Indicateur 1 : Réduction des émissions (en tCO ₂ sur une durée de vie de l'équipement de projet de 25 ans).	Réduction des émissions de 327 250 tCO ₂ sur une durée de vie de l'équipement de projet de 25 ans.	Rapports d'audit.	Rapport de fin de projet.	BP PNUD	Rapports annuels du projet, rapports de surveillance et de vérification des GES.	Engagement continu des partenaires du projet, y compris les agences gouvernementales et les investisseurs / développeurs.
	Indicateur 2 : Investissement dans la PCH.	Près de 16,7 millions de dollars investis dans des PCH.	Rapports d'audit.	Rapport de fin de projet.	BP PNUD	Rapport final d'évaluation du projet.	Engagement continu des partenaires du projet, y compris les agences gouvernementales et les investisseurs/développeurs.
	Indicateur 3 : Capacité installée (MW) et production annuelle d'énergie (MWh) par les PCH.	2, 05 MW de PCH installées. 14 535 MWh d'énergie hydraulique produite / an.	Rapports d'audit.	Rapport de fin de projet.	BP PNUD	Rapport final d'évaluation du projet.	Engagement continu des partenaires du projet, y compris les agences gouvernementales et les investisseurs / développeurs.
	Indicateur 4 : Nombre d'emplois créés.	550 emplois créés.	Rapports d'audit.	Rapport de fin de projet.	BP PNUD	Rapport final d'évaluation du projet.	Engagement continu des partenaires du projet, y compris les agences

Surveillance	Indicateurs/Sous-Indicateurs	Description	Source de données / Méthodes de collecte	Fréquence	Responsable de la collecte de données	Des moyens de vérification	Hypothèses et risques
							gouvernementales et les investisseurs/développeurs.
	Indicateur 5 : Nombre de ménages et d'entreprises bénéficiaires dans les zones rurales.	Plus de 10 000 ménages et entreprises bénéficiaires ont accès aux services d'électricité.	Rapports d'audit.	Rapport de fin de projet.	BP PNUD	Rapport final d'évaluation du projet.	Engagement continu des partenaires du projet, y compris les agences gouvernementales et les investisseurs/développeurs.
Résultat 1 : Viabilité institutionnelle et financière de la PCH alimentant le mini-réseau assurée.	Indicateur 1 : Existence de politiques et de stratégies.	Pas disponible pour le moment.	Achevé et approuvé par le gouvernement dans les 9 mois suivant le lancement du projet.	Déjà achevé et approuvé par le gouvernement.	Documentation du projet.	Engagement des entités gouvernementales.	Existence de politiques et de stratégies.
	Sous-indicateur 1.1: Existence d'un ensemble de politiques pour le développement des PCH axées sur mini-réseaux.	Package de politiques pour le développement de PCH pour alimenter des mini-réseaux disponible.	Gouvernement, documents de politique / stratégie et plans.	Rapport de fin d'activité.	BP PNUD	Documentation du projet.	Coopération et intérêt des entités gouvernementales.
	Sous-indicateur 1.2: Existence d'un mécanisme de viabilité financière pour le des PCH axées sur mini-réseaux.	Mécanisme de viabilité financière pour le développement des PCH avec mini-réseaux établis.	Rapports de projet.	Rapport de fin d'activité.	BP PNUD	Rapports sur les projets d'énergie villageoise terminés.	Intérêt continu des investisseurs du secteur privé.
	Sous-indicateur 1.3: Existence de critères pour définir les tarifs pour la PCH. Existence de tarifs approuvés pour la PCH.	Critères pour définir les tarifs pour PCH développés. Tarifs approuvés pour l'approvisionnement en électricité par des PCH.	Rapports de projet.	Rapport de fin d'activité	BP PNUD	Rapports de projet. Rapports de projet	Intérêt continu des investisseurs du secteur privé.
	Sous-indicateur 1.4: Existence d'un guichet dédié aux développeurs PCH au centre national	Guichet dédié aux PCH au centre national d'information / guichet unique opérationnel.	Rapports de projet.	Rapport de fin d'activité.	BP PNUD	Documentation du projet	Expansion attendue du programme. Coopération des entités gouvernementales et du personnel.

Surveillance	Indicateurs/Sous-Indicateurs	Description	Source de données / Méthodes de collecte	Fréquence	Responsable de la collecte de données	Des moyens de vérification	Hypothèses et risques
	d'information / guichet unique.						
Résultat 2 : Capacité à fournir des solutions clé en main et des services O & M & M de qualité pour PCH développés.	Indicateur 2 : Preuve que la capacité des parties prenantes a été développée.	Pas disponible pour le moment.	Terminé dans les 12 mois suivant le lancement du projet.	Déjà terminé.	Documentation du projet.	Coopération de toutes les parties prenantes.	Preuve que la capacité des parties prenantes a été renforcée.
	Sous-indicateur 2.1: Disponibilité d'un guide sur le développement de PCH basée des mini-réseaux.	Pas disponible pour le moment.	Achévé dans les 12 mois suivant le lancement du projet et Guide approuvé par les parties prenantes d'ici la fin de la première année.	Déjà achevé et Guide validé.	Documents publiés.	Engagement des différentes institutions gouvernementales et des ONG.	Disponibilité d'un guide sur le développement de PCH pour alimenter des mini-réseaux.
	Sous-indicateur 2.2: Disponibilité du programme pour le renforcement des capacités sur le tas.	Programme de renforcement des capacités en cours d'emploi.	Rapports de projet	Rapport annuel	BP PNUD	Rapports de projet.	Engagement continu des promoteurs de projets.
	Sous-indicateur 2.3: Existence de services consultatifs commerciaux et techniques efficaces.	Facilité de fourniture de services consultatifs commerciaux et technique établie.	Rapports de projet.	Rapport de fin d'activité	BP PNUD	Preuve d'une unité de services consultatifs pleinement opérationnelle. Rapports de projet.	Engagement continu des différentes institutions gouvernementales et des promoteurs de projets.
	Sous-indicateur 2.4: Preuve du programme de renforcement des capacités fourni aux agences nationales appropriées.	Programme de renforcement des capacités fourni aux agences nationales compétentes.	Rapports de projet.	Rapport annuel.	BP PNUD	Documentation du projet.	Désignation du personnel par les départements ministériels / autres institutions concernés.
Résultat 3 : Un modèle opérationnel fonctionnel est démontré pour la viabilité technique et financière des petites centrales hydroélectriques	Indicateur 3 : Disponibilité du modèle d'affaires.	Aucun tel modèle disponible maintenant.	Terminé dans les 12 mois suivant le début du projet.	Déjà terminé.	Rapports de projet.	Les entités gouvernementales et le secteur privé désireux de coopérer.	Disponibilité du modèle d'affaires.
	Sous-indicateur 3.1: Existence d'études complètes de faisabilité et de plans d'affaires ou d'études	Aucune étude de faisabilité / plan d'affaire disponible pour le moment.	Terminé dans les 12 mois suivant le début du projet.	Déjà terminé.	Rapports de projet.	Intérêt continu du gouvernement et du secteur privé.	Existence d'études complètes de faisabilité et de plans d'affaires ou d'études de pré-faisabilité pour les 8 sites identifiés.

Surveillance	Indicateurs/Sous-Indicateurs	Description	Source de données / Méthodes de collecte	Fréquence	Responsable de la collecte de données	Des moyens de vérification	Hypothèses et risques
	de préfaisabilité pour les 8 sites identifiés.						
	Sous-indicateur 3.2: Existence de documents de partenariat entièrement exécutés.	Documents de partenariat entièrement exécutés disponibles.	Documents de partenariats.	Rapport de fin d'activité.	BP PNUD	Contrats confirmant la mise en place de partenariats.	Intérêt continu des entités gouvernementales et des investisseurs privés.
	Sous-indicateur 3.3: Preuve qu'une capacité de production d'au moins 2 MW de PCH est opérationnelle.	Au moins 2 MW de capacité installée de PCH opérationnel.	Rapports d'achèvement	Rapport final d'évaluation.	BP PNUD	Rapport qui indique qu'un total d'au moins 2 MW de capacité hydroélectrique a été construit et est opérationnel.	Intérêt continu des entités gouvernementales et des investisseurs privés.
	Sous-indicateur 3.4: Preuve du modèle durable sélectionné.	Le modèle durable est mis en œuvre.	Rapport annuel.	Rapport annuel.	BP PNUD	Documentation du projet	Intérêt continu des entités gouvernementales et des investisseurs privés.
	Sous-indicateur 3.5: Preuve des utilisations productives de l'électricité.	Augmentation du pouvoir d'achat des consommateurs.	Rapport annuel.	Rapport annuel.	BP PNUD	Rapports de projet	Intérêt et volonté des consommateurs d'électricité de se lancer dans des activités génératrices de revenus.
Résultat 4 : Sensibilisation accrue sur le potentiel des PCH, au climat d'investissement et à l'intégration du genre.	Indicateur 4 : Existence d'un programme de relations publiques et de promotion des investissements.	Manque d'information suffisante pour poursuivre le programme.	Preuve d'une sensibilisation accrue parmi les parties prenantes.	Sensibilisation accrue des parties prenantes en place à la promotion et au développement de la PCH pour alimenter des mini-réseaux afin de fournir des services énergétiques aux villageois.	Rapport final du projet et site web.	La croissance du programme sera soutenue.	Existence d'un programme de relations publiques et de promotion des investissements.
	Sous-indicateur 4.1 : Plan de relations publiques et de promotion de l'investissement disponible et opérationnel.	Aucun plan de ce type disponible.	Achévé dans les 24 mois suivant le lancement du projet.	Déjà terminé.	Rapports de projet.	Désignation du personnel par les départements ministériels/ autres institutions concernés.	Plan de relations publiques et de promotion de l'investissement disponible et opérationnel.

Surveillance	Indicateurs/Sous-Indicateurs	Description	Source de données / Méthodes de collecte	Fréquence	Responsable de la collecte de données	Des moyens de vérification	Hypothèses et risques
	Sous-indicateur 4.2 : Existence de matériel publié.	Matériel publié	Rapport de fin d'activité	Rapport de fin d'activité	BP PNUD	Documentation du projet et site web	Intérêt continu des parties prenantes.
	Sous-indicateur 4.3 : Existence de produits et d'outils de diffusion.	Produits de dissémination et outils disponibles.	Rapport de fin d'activité	Rapport de fin d'activité	BP PNUD	Documentation du projet et site web	Intérêt des parties prenantes locales (et internationales).
	Sous-indicateur 4.4 : Diffusion des leçons apprises sur l'intégration du genre dans le projet.	Produits de dissémination disponibles	Rapport de fin d'activité	Rapport de fin d'activité	BP PNUD	Documentation du projet et site web	Engagement du personnel du projet dans la mise en œuvre d'un projet inclusif de genre

Annexe 3 : Plan d'évaluation

Titre de l'évaluation	Date de début prévue Mois/ année	Date de fin prévue Mois/ année	Inclus dans le plan d'évaluation du Bureau Pays	Budget pour les consultants (USD)	Autre budget (voyages, visites de sites, etc.) - USD)	Budget pour la traduction
Examen à mi-parcours	Juin 2020	Novembre 2020	Oui	23 000	7 000	USD 5,000
Evaluation Finale	Août 2022	Janvier 2023	Oui	38 000	7 000	USD 5,000
Budget Total Evaluation				85 000		

Annexe 4 : Outil de suivi (voir fichier séparé)

Annexe 5 : Termes de référence

1. Chef de projet

I. Informations sur le poste	
Titre du poste :	Chef de projet (à plein temps)
Bureau :	Unité de gestion de projet (UGP)
Organisation :	Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Hydraulique (MMEH)
Durée d'emploi :	Une année avec possibilité de renouvellement
Lieu d'affectation :	Bangui, République Centrafricaine
II. Tâches	
<ul style="list-style-type: none">• Diriger, gérer et coordonner les activités quotidiennes de l'UGP à mettre en place au sein de MMEH, y compris l'administration, la comptabilité, l'expertise technique, l'expertise financière et la mise en œuvre et l'établissement de rapports concrets ;• Diriger le développement de la conception du projet, y compris la préparation des termes de référence des consultants et sous-traitants, l'identification et la sélection des sous-traitants/consultants nationaux et internationaux, l'estimation des coûts, l'établissement du calendrier, la passation de marchés et l'établissement de rapports sur les activités et le budget du projet ;• Gérer une subvention de 1,3 million USD pour le développement de petites centrales hydroélectriques ;• Fournir des conseils financiers continus aux développeurs de projets PCH ;• Fournir un soutien aux développeurs de projets PCH pour l'accès au financement ;• Surveiller et suivre l'état de la livraison par des consultants, des sous-traitants, etc.• Surveiller et suivre l'état de la livraison par des consultants, des sous-traitants, etc.• Coordonner les activités des consultants, y compris la gestion des contrats, la direction et la supervision des opérations sur le terrain, le soutien logistique, l'examen des résultats techniques ;• Aider à la conception, la supervision et les activités de sensibilisation du projet ;• Fournir un soutien technique aux discussions sur les politiques relatives aux technologies des énergies renouvelables pour l'électrification rurale dans le pays ;• Agir en tant que liaison / facilitateur entre les différentes parties prenantes, y compris le secteur privé, les partenaires internationaux et nationaux ;• Assumer la responsabilité de la qualité et du calendrier des résultats du projet ;• Établir et maintenir des relations et agir en tant que point focal avec le bureau de pays du PNUD pour s'assurer que toutes les questions de programmation, financières et administratives liées au projet sont gérées de manière transparente, opportune et efficace, conformément aux règles et règlements établis du PNUD ;• Entreprendre d'autres tâches de gestion qui contribuent à la mise en œuvre efficace du projet.	
III. Qualifications et Expérience	
Education :	<ul style="list-style-type: none">• Maîtrise ou équivalent en ingénierie, économie, administration des affaires, finance, développement international, sciences sociales, administration publique ou autre domaine pertinent.
Expérience :	<ul style="list-style-type: none">• Minimum de 5 ans d'expérience en gestion, de préférence dans le domaine de l'énergie.• Aptitude avérée à rédiger, réviser et produire des propositions écrites et des rapports axés sur les résultats.• Expérience avérée de travailler avec le gouvernement, la société civile, des organisations internationales ou des donateurs, en combinaison avec la connaissance de l'analyse économique et financière, des cadres institutionnels, réglementaires et politiques.

	<ul style="list-style-type: none"> • Une bonne connaissance et expérience des questions liées au changement climatique du FEM, de ses modalités opérationnelles et de sa connaissance des procédures du PNUD-FEM serait un atout. • La connaissance des règles, règlements et procédures administratives du PNUD serait un atout. • Connaissance et expérience préalables des facteurs et problèmes politiques, sociaux et environnementaux liés au développement énergétique et à l'atténuation du changement climatique dans les pays africains ; • Expérience de l'utilisation d'ordinateurs et de logiciels de bureau (MS Word, Excel, etc.)
Exigences linguistiques :	<ul style="list-style-type: none"> • Excellent en anglais et en français, écrit et oral.

2. Assistant(e) de projet

I. Informations sur le poste	
Titre du poste :	Assistant(e) de projet (à plein temps)
Bureau :	Unité de gestion de projet (UGP)
Organisation :	Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Hydraulique (MMEH)
Durée d'emploi :	Une année avec possibilité de renouvellement
Lieu d'affectation :	Bangui, République Centrafricaine
II Les fonctions	
<p>Sous la supervision générale du gestionnaire de projet, l'assistant(e) de projet va :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Soutenir les activités d'experts internationaux / nationaux, d'investisseurs potentiels et de sous-traitants ; • Fournir un soutien administratif, dactylographier, classer, obtenir des visas pour des experts / sous-traitants internationaux, tenir à jour les dossiers financiers du projet, etc. ; • Administrer la comptabilité du projet selon les procédures du PNUD ; • Aider le gestionnaire de projet à organiser des ateliers, des réunions du comité de projet et d'autres événements ; • Aider à l'achat de biens et de services ; • Rédiger des lettres d'invitation et des ordres du jour pour les réunions du Comité de projet / des ateliers ; • Préparer des renseignements généraux, des documents d'information, des rapports, etc., au besoin ; • Rédiger les procès-verbaux des réunions, suivre / suivre les actions requises. 	
III. Qualifications et Expérience	
Education :	
<ul style="list-style-type: none"> • Formation supérieure en économie, gestion, comptabilité, finance ou autre domaine connexe. • Une formation spécialisée en finance est souhaitable ; 	
Expérience :	
<ul style="list-style-type: none"> • 3 ans d'expérience administrative, comptable et financière pertinente au niveau national et / ou international. • Expérience dans l'utilisation d'ordinateurs et de logiciels de bureau (MS Word, Excel, etc.). • Expérience antérieure de travail pour un (des) programme (s) exécuté (s) à l'échelle nationale et financé par des organisations bilatérales / multilatérales. • Une expérience pratique en approvisionnement sera un atout. 	
Exigences linguistiques	
<ul style="list-style-type: none"> • Excellent en anglais et en français, écrit et oral. 	

3. Conseiller Technique Principal (Non-résident)

Titre du poste :	Conseiller Technique Principal (CTP, Non-résident)
Bureau :	Unité de gestion de projet (UGP)
Organisation :	Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Hydraulique (MMEH)
Durée d'emploi :	15 semaines (sur une période de 5 ans) (15 jours par an incluant 2 missions de 5 jours chacune, contrat de 12 mois, renouvelable sur la base d'une performance satisfaisante)
Lieu d'affectation :	Bureau à domicile + Bangui, République Centrafricaine
II. Les fonctions (Tâche)	
<p>Sous la supervision générale du gestionnaire de projet, le Conseiller Technique Principal non résident va :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Travailler en étroite collaboration avec le Chef de projet pour coordonner et faciliter les contributions des organismes gouvernementaux, des organisations partenaires, des institutions scientifiques et de recherche, des sous-traitants et des experts nationaux et internationaux de manière opportune et efficace ; • Fournir des conseils et une assistance au GP et au personnel du projet pour s'assurer que les activités du projet sont conformes au document de projet approuvé ; • Fournir des conseils et une assistance sur les activités de soutien financier et d'achat. • Aider le GP durant les deux premiers mois du projet, à préparer un « rapport de démarrage » qui détaillera la matrice du cadre logique du projet et les activités prévues du projet, le plan de travail annuel et le budget de la 1ère année, des termes de référence pour le personnel clé du projet et un plan de suivi et d'évaluation ; • Aider l'UGP à élaborer des TDR pertinents et à recruter / mobiliser des experts et des organisations qualifiés au niveau national et international, selon les besoins, pour fournir des services de conseil et d'ingénierie spécifiques ; • Assister l'UGP dans le développement de l'appel à proposition et des critères de sélection pour les promoteurs des sites PCH ; • Formuler des procédures détaillées pour la mise en œuvre de l'instrument financier • En étroite collaboration avec l'UGP et le point focal du PNUD sur l'énergie et l'environnement, et en consultation avec les organisations partenaires du projet et les parties prenantes, préparer des plans de travail annuels du projet qui seront approuvés par le Conseil du projet ; • Fournir des conseils techniques et un mentorat « sur le tas » à l'UGP afin de renforcer leur capacité à mettre en œuvre efficacement les aspects techniques du projet ; • Aider le GP à rendre compte au BP du progrès de la mise en œuvre du projet et de l'atteinte des résultats du projet conformément à la matrice du cadre logique du projet ; • Soutenir l'UGP dans les réunions liées au projet, selon les besoins ; • Examiner les rapports des consultants nationaux et internationaux, les révisions du budget du projet et les dispositions administratives requises par les procédures du PNUD-FEM ; • Aider le Chef de projet à élaborer un plan de suivi et d'évaluation concret dès le début du projet (dans le rapport initial) ; • Soutenir le Chef de projet dans la préparation et la mise en œuvre de l'examen à mi-parcours et des missions d'évaluation indépendantes terminales (mandat, identification et recrutement des candidats appropriés, organisation des missions, missions conjointes sur le terrain et discussion avec les évaluateurs, etc.) ; • Soutenir le personnel du bureau de pays du PNUD dans ses visites de suivi annuelles sur les sites du projet. 	
III. Qualifications and Expérience	
Education :	<ul style="list-style-type: none"> • Diplôme d'études supérieures en énergie / développement des énergies renouvelables ou en finance avec des connaissances en énergie.

Expérience :	<ul style="list-style-type: none"> • Au moins dix années d'expérience dans la mise en œuvre de projets d'énergie renouvelable en combinaison avec une connaissance de l'analyse économique et financière, des cadres institutionnel, réglementaire et politique ; • Bonne connaissance et expérience des questions liées au changement climatique du FEM, des modalités opérationnelles ; • La connaissance des règles, règlements et procédures administratives du PNUD-FEM serait un avantage, mais pas une exigence ; • Connaissance et expérience préalables des facteurs et questions politiques, sociaux et environnementaux liés au développement énergétique et à l'atténuation du changement climatique dans les pays en développement d'Afrique ; • Maîtrise de l'informatique, en particulier en ce qui concerne les progiciels de bureau professionnels ; • Excellentes compétences en rédaction et en communication.
Exigences linguistiques	Excellent en anglais et en français, écrit et oral.

Annexe 6 : Journal des risques du PNUD (voir le Tableau des risques page 48 de ce ProDoc)

Annexe 7 : Calculs de GES

Le projet devrait être approuvé à temps pour commencer les activités au début de 2018. Dans ce scénario, les activités traitant des questions politiques, réglementaires et institutionnelles devraient être achevées dans un délai de 12 mois, c'est-à-dire d'ici décembre 2018, y compris des procédures entièrement établies pour déterminer les tarifs (MMEH permet des tarifs différenciés dans différentes parties du pays, sur la base du coût local de la production d'électricité) et des partenariats PPP signés. Ensuite, priorité sera donnée aux centrales électriques de Mbecko (pour approvisionner Mbaiki), Gbassen (pour approvisionner Boda) et Baidou (Bac) (pour approvisionner Bambari) en vue des sites de faisabilité existants, bien qu'anciens, ces sites, nécessitant ainsi des investissements en capital relativement plus modestes pour les mettre à jour, la centrale de Baidou (Bac) étant la dernière à entrer en service. En outre, il est également supposé que si le démarrage des activités concernant la construction des 4 petites centrales hydroélectriques sera échelonné, les travaux de construction proprement dits peuvent se dérouler simultanément ; il ne sera donc pas nécessaire d'attendre l'achèvement d'une centrale hydroélectrique avant que la prochaine construction puisse commencer.

En conséquence, il est supposé que la PCH de Mbecko 600-kW entrera en service en Juillet 2019, soit 18 mois après le début du projet, suivi par Gbassen (550 kW) mise en service en novembre 2019, Gamboula (300 kW supplémentaires à 120 kW existants) en mars 2020 et, enfin, Baidou (Bac - 600 kW) en juillet 2020. Ainsi, en juillet 2020, les 4 petites centrales hydroélectriques seront pleinement opérationnelles.

Tableau 16 : Production d'électricité à partir de petites centrales hydroélectriques installées dans le cadre du projet.

Site \ Année	Mbecko, (MWh) -opérationnel en Juillet 2019	Gbassen, (MWh) -opérationnel en Nov 2019	Gamboula, (MWh) -opérationnel en Mars 2020	Baidou, (MWh) -opérationnel en Juillet 2020	Total / année (MWh)
2018	-	-	-	-	
2019	1 710	510	-	-	2 220
2020	3 760	3 140	1 380	1 710	9 990
2021	4 135	3 450	1 880	3 760	13 225
2022	4 550	3 780	2 070	4 135	14 535
Total/Site	14 155	10 880	5 330	9 605	
Total					39 770

Conformément au calendrier d'achèvement des travaux décrit ci-dessus, la production d'électricité sera de 2 220 MWh pendant la deuxième année du projet (Tableau 16) et de 9 990 MWh, de 13 225 MWh et de 14 535 MWh respectivement au cours des troisième, quatrième et cinquième années du projet. Ainsi, à la fin du projet, quelque 39 770 MWh auraient été générés et une production annuelle de 14 535 MWh sera maintenue sur une durée vie prévue de 25 ans de l'équipement. Toute cette production hydroélectrique, si elle n'est pas mise en œuvre, aurait autrement été réalisée par des centrales thermiques brûlant du gazole importé, avec un facteur d'émission de 0,875 tCO₂ / MWh (voir la deuxième communication nationale à la CCNUCC). Par conséquent, au cours de la période de cinq ans du projet, près de 35 000 tonnes de CO₂ seraient évitées grâce à l'hydroélectricité. De plus, ces 4 petites centrales hydroélectriques continueront d'éviter près de 13 000 tonnes de CO₂ par an pendant les 21 à 23 années restantes de leur vie utile. Sur la durée de vie de 25 ans des centrales hydroélectriques projetées, celles-ci auront générées 374 000 MWh, évitant ainsi 327 250 tonnes de CO₂; cela équivaut à 7,7 dollars des fonds du FEM par tCO₂.

Enfin, sous l'hypothèse de l'intérêt généré par les petites centrales hydroélectriques lors de la mise en œuvre du projet et compte tenu de l'environnement favorable à l'investissement que le projet aurait créé, le potentiel de réplication totale des petites centrales hydroélectriques en République Centrafricaine avec la participation des investisseurs du secteur privé (estimé à 40 MW sur les 10 prochaines années de «l'influence du projet», compte tenu du potentiel hydroélectrique de 2 000 MW du pays) est plusieurs fois supérieur à ce qui sera réalisé pendant les cinq ans de mise en œuvre du projet. Ainsi, les estimations conséquentielles de réduction des émissions post-projet liées uniquement à la capacité supplémentaire de 35 MW - sur la base d'un scénario politique conservateur et d'un facteur de causalité FEM de 80% (approche descendante) - peuvent être calculées à 4 550 000 tonnes de CO₂ évitées, ce qui se traduit par un coût de réduction de 0,52 dollar des fonds du FEM par tonne évitée. Dans le cas de l'approche ascendante, avec un facteur de réplication de 3 (compte tenu du potentiel de transformation du marché et du développement de capacité associé), les émissions post-projet conséquentielles sont estimées à 780 000 tonnes de CO₂.

Tableau 17 : Impacts de réduction des émissions de GES du projet

Calendrier	Direct projet sans réplication (durée de vie projetée de l'équipement de 25 ans).	Conséquentiel post-projet (descendant) avec réplication sur les 10 prochaines années d'influence du projet.	Conséquentiel post-projet (ascendant)
Total des émissions de CO ₂ évitées (tonnes)	327 250	4 550 000	780 000
Coût de réduction des unités (USD / tonne de CO ₂)	7,7	0,52	3,23

Annexe 8 : Investisseurs potentiels dans des PCH en RCA

1. DAMECA SA : Une entreprise basée à Bangui avec un chiffre d'affaires annuel d'environ 7 millions USD, active dans la construction et l'entretien de parcs industriels et de bâtiments, le commerce général et la représentation des entités étrangères en RCA.

Elle est fortement impliquée dans la vente de matériel de transport et de matériel pour la distribution d'électricité. Elle a récemment achevé un projet d'éclairage public basé sur le photovoltaïque à Bangui et prévoit d'étendre ses activités à la production d'électricité à partir de petites centrales hydroélectriques dans un proche avenir.

Contact : M. Yvon Kamach, Bangui.

2. SOCIETE D'ADDUCTION D'EAU ET D'ELECTRIFICATION RURALE « SAEER » SARL

Activités principales : Forage, construction de barrages, fourniture et installation d'équipements pour la production d'énergie hydraulique, travaux de génie civil, gestion des eaux usées, plomberie, distribution d'électricité et d'eau dans les zones rurales. Import

Elle est fortement impliquée dans le forage de l'approvisionnement en eau à Bangui et à Douala (Cameroun) et s'est récemment engagée dans la construction d'une centrale PV pour alimenter la ville de Bouar en RCA. Elle a de forts intérêts à participer aux activités d'électrification rurale en RCA à partir de la petite production hydroélectrique.

Contacts : Messieurs. Alfred Polocko-Taïnga et Désiré Malibangar, Bangui.

3. AKUO ENERGY (Siège à Paris, France)

Fin 2016, cette société française disposait d'une capacité de production totale de 560 MW en exploitation ou en construction, dont 2 MW d'hydroélectricité. Avec un chiffre d'affaires annuel de 149 M € exclusivement issu de la vente d'énergies renouvelables (vertes), Elle est le premier producteur indépendant d'électricité issu des énergies renouvelables en France.

Les activités d'Akuo Energy vont au-delà de la production d'électricité dans la mesure où elle s'efforce d'autonomiser les consommateurs dans l'utilisation des services d'électricité pour des activités génératrices de revenus, par ex. traitement et stockage de produits agricoles. Le groupe est actif dans 11 pays, dont la Croatie, l'Indonésie, le Maroc et la Turquie.

Contact : M. Benoit Galland, Paris, France.

4. SOCIETE ENERGIE SOLAIRE PV « ENR SOL PV »

Principales Activités : Études, construction, commercialisation, distribution et gestion de tous les aspects de l'approvisionnement en eau et des énergies renouvelables dans les villages, y compris l'énergie solaire photovoltaïque pour la production autonome d'électricité pour les entreprises et les particuliers, par ex. Production d'électricité PV à la Mission Catholique de la ville de Bossangoa en RCA.

L'entreprise prévoit d'étendre ses activités à d'autres sources d'énergie renouvelables pour inclure la production d'énergie hydraulique en partenariat avec la Société des Energies Renouvelables et Hydrauliques Centrafricaine (SER).

5. CENTRAFRIQUE GLOBAL BUSINESS CONSULTING (Société à responsabilité limitée à propriétaire unique)

Cette société a signé un protocole d'accord avec le ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Hydraulique le 5 août 2016 pour la construction d'une petite centrale hydroélectrique sur le site de Mbecko. Depuis lors, il ne semble pas y avoir eu de progrès concernant le développement de ce site pour la construction d'une petite centrale hydroélectrique.

Contact : M. Jean-Olivier Constantin Mbathas, Bangui.

Annexe 9 : Coût actualisé de l'électricité de différentes sources d'énergie en RCA

L'hydroélectricité est considérée comme la source des énergies renouvelables la plus prometteuse en République Centrafricaine, suivie par l'énergie solaire et la biomasse. L'énergie thermique, utilisant le carburant diesel, bien que la deuxième source d'électricité la plus utilisée ne soit pas financièrement viable à long terme car la RCA est un importateur net de produits pétroliers.

À l'échelle mondiale, l'hydroélectricité est considérée comme l'une des sources d'électricité les plus compétitives, avec un coût d'électricité actualisé (LCOE) de 0,02 USD contre 0,06 USD et 0,14 USD pour l'éolien et le solaire respectivement. En RCA en particulier, notre calcul du LCOE pour l'hydroélectricité, l'énergie solaire, la biomasse et le diesel confirme ce fait.

Méthodologie

Le calcul du LCOE est basé sur le rapport entre le coût actualisé sur la durée de vie de l'équipement et la production actualisée sur la durée de vie de l'équipement telle qu'utilisée par l'IRENA dans sa série d'analyses

des coûts renouvelables. Les externalités telles que les émissions de CO2 et les impacts sur la santé sont exclues et même si la politique et la stratégie énergétique décentralisée en cours cherchent à obtenir des exemptions des droits d'importation sur les technologies d'énergie renouvelable, ces incitations ne sont pas incluses dans le calcul. Pour faciliter la comparaison, les mêmes paramètres sont pris en compte pour chaque technologie. Ils comprennent le coût en capital installé, le facteur de capacité, la durée de vie économique, le coût d'exploitation et d'entretien, le coût du combustible et le coût du capital. Lorsqu'elles sont disponibles, les données nationales fournies par l'ENERCA (le service national d'électricité) et les données issues des études de faisabilité réalisées dans le pays sont utilisées. En l'absence de données nationales, des données provenant de diverses sources sont utilisées, notamment « Les technologies d'énergie renouvelable : analyse des coûts » de l'IRENA et « l'analyse coût-énergie actualisée de Lazard - version 10 ».

La formule utilisée pour le calcul est :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + C_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Où :

LCOE = coût actualisé de l'électricité ;

It = dépenses d'investissement de l'année t ;

Mt = dépenses d'exploitation et d'entretien au cours de l'année t ;

Ct = coût du capital au cours de l'année t ;

Ft = dépenses de carburant pour l'année t ;

Et = production d'énergie pour l'année t ;

r = taux d'actualisation; et

n = durée de vie économique du système

Hypothèses générales

Considérons l'hypothèse d'une mini-centrale de 1 MW pour chaque technologie. Nous supposons également que l'électricité générée sera distribuée via un mini-réseau diesel ENERCA existant qui n'est plus en service. Pour cette raison, seul le coût de la ligne de transport de la centrale au réseau de distribution est pris en compte. La distance entre la centrale et le réseau de distribution est la même pour toutes les technologies, sauf pour l'hydroélectricité, puisque la source d'eau est généralement éloignée de la communauté électrifiée visée.

Hypothèses et source de données pour chaque variable de l'équation LCOE

Dépenses d'investissement

Les Composantes clés des dépenses d'investissement sont : 1) les études de faisabilité ; 2) l'évaluation environnementale ; 3) coût d'investissement installé et 4) lignes de transport.

Les études de faisabilité et les évaluations environnementales devraient être plus coûteuses pour l'hydroélectricité que pour les autres technologies de production d'électricité en raison de l'impact potentiel sur les ressources en eau et la vie aquatique. Les données locales sur le coût des études de faisabilité et l'évaluation environnementale ne sont pas facilement disponibles, cependant, Centrafic Global Business Consulting, un promoteur de projet qui projette de développer le site de Mbecko utilise une estimation de 200 000 USD dans ses projections financières. Cette valeur est attribuée pour l'hydroélectricité et la moitié pour les autres technologies.

Le coût en capital installé est estimé pour l'usine et les lignes de transport. L'usine comprend tout l'équipement et l'installation de l'équipement. Il est généralement exprimé en USD par kW alors que les lignes de transport sont exprimées en USD par km. Pour l'hydroélectricité, l'énergie solaire photovoltaïque et le diesel, nous utilisons les coûts d'équipement et d'installation des projections d'investissement de l'ENERCA pour 2016 à

2030. Pour la biomasse, nous utilisons les données de la série d'analyses de coûts de l'IRENA car les données locales n'étaient pas disponibles. La technologie de la biomasse considérée ici est la combustion directe de déchets agricoles ou de déchets de bois qui est utilisée pour allumer une chaudière qui produit de la vapeur qui, à son tour, est utilisée dans une turbine pour produire de l'électricité. C'est la forme la plus courante de production d'énergie de biomasse dans le monde et est actuellement utilisée en République Centrafricaine dans une usine sucrière et dans des usines de transformation du bois.

Une ligne de transport reliera la centrale à un réseau de distribution existant. La longueur de la ligne est estimée à 3 km pour la centrale hydroélectrique et à 0,5 km pour les autres technologies mentionnées dans les hypothèses générales. Le coût par km utilisé est tiré d'un devis fourni par l'ENERCA à Médecins Sans Frontières pour l'électrification d'un hôpital. Le coût d'environ 47 000 USD / km est 4 fois plus élevé que les coûts trouvés dans la littérature. Par exemple, dans le rapport de l'Alliance pour l'Electrification Rurale « Mini-réseau hybride pour l'électrification rurale : leçons apprises », le coût des lignes de transport au Mali est d'un peu plus de 19 000 USD / km.

Dépenses d'exploitation et d'entretien

Ces coûts se réfèrent aux coûts fixes et variables. Les coûts fixes sont généralement exprimés en pourcentage du coût en capital installé. Ils comprennent la main-d'œuvre, l'entretien programmé, le remplacement des équipements mécaniques et électriques, les batteries et les composants électroniques (pour le solaire PV). Les coûts variables dépendent de la production. Pour les centrales à biomasse, par exemple, les coûts variables couvriraient l'enlèvement des cendres, l'entretien non planifié et les combustibles autres que la biomasse. Pour notre calcul, les coûts O & M sont combinés car ils ne sont pas toujours désagrégés dans la littérature disponible. Les valeurs des générateurs hydroélectriques et diesel ont été obtenues auprès de l'ENERCA, tandis que celles de l'énergie solaire et de la biomasse ont été tirées respectivement du rapport LCOE de Lazard et de l'IRENA.

Coût du capital

Nous estimons que la centrale électrique, quelle que soit la technologie choisie, nécessitera un investissement externe, généralement un prêt d'une banque. Le coût du capital est l'intérêt que le propriétaire du projet paiera annuellement pour ce prêt. Selon les directeurs de banque interrogés lors d'une visite sur le terrain à Bangui, le prêt bancaire typique nécessite un cofinancement de 20% de l'emprunteur (du montant total de l'investissement) et porte un taux d'intérêt d'environ 15%. Le prêt a une échéance de 10 ans avec une période de grâce sur le capital ne dépassant pas deux ans. Ces conditions de prêt sont utilisées pour calculer le coût du capital pour chaque technologie.

Dépenses de carburant

Les dépenses en carburant sont estimées pour la centrale à biomasse et la centrale diesel. En ce qui concerne la biomasse, il n'existe pas de données nationales sur le prix de la biomasse en RCA (résidus de bois ou résidus agricoles). Les quelques entreprises qui utilisent l'énergie de la biomasse produisent elles-mêmes des matières premières en tant que sous-produit de leur activité. En conséquence, nous utilisons les données de la série d'analyses de coûts IRENA pour la biomasse. Pour le diesel, nous prenons les valeurs des statistiques 2014 de la production et des ventes d'énergie d'ENERCA qui calculent un coût de 0,31 USD / kWh.

Production d'électricité

La production d'électricité est calculée en fonction de la capacité installée (1 MW), du facteur de capacité de la technologie respective et du nombre d'heures par année (8 760 heures). Le facteur de capacité d'une centrale est le rapport entre sa production réelle et sa production potentielle si elle fonctionnait à pleine capacité. C'est un moteur essentiel de la production d'électricité et du LCOE. L'ENERCA fournit un facteur de capacité de 1 pour l'hydroélectricité et un facteur de capacité de 0,38 pour la production de diesel. Pour ce document cependant, nous avons réduit de 20% la capacité de l'hydroélectricité pour tenir compte de la maintenance programmée et de la variation saisonnière potentielle du niveau d'eau. Pour le PV solaire, nous adoptons le facteur de capacité de 0,15 tel qu'utilisé dans une étude de faisabilité récente réalisée par Hydrochina pour une

centrale de 50 MW en RCA. Cette valeur se situe dans la fourchette entre 0,10 et 0,25 généralement retenue pour le PV solaire. Pour la biomasse, nous utilisons la valeur de 0,85 fournie par IRENA.

Taux de remise

Le taux d'actualisation et le coût du capital sont étroitement liés car ils dépendent tous deux du taux d'intérêt appliqué par le prêteur. Dans les investissements plus sophistiqués où différents instruments sont combinés (prêt, capitaux propres, dette convertible, etc.), le taux d'actualisation sera le coût pondéré du capital, où chaque partie de l'investissement est pondérée pour le rendement qu'elle est censée générer. Pour ce document cependant, nous supposons qu'il y a une source d'investissement et que l'investissement est une dette directe. Le taux d'actualisation est donc l'intérêt de 15% obtenu à partir des discussions avec les dirigeants des banques locales.

Vie économique du système

Cette variable pèse lourdement sur le LCOE car elle amortit les investissements initiaux sur la durée de vie de la technologie. Selon l'IRENA, la durée de vie économique typique d'une petite centrale hydroélectrique est de 40 ans et celle d'une centrale électrique à biomasse de 25 ans. Le rapport LCOE de Lazard estime la durée de vie économique des centrales solaires photovoltaïques et des moteurs diesel alternatifs à 30 ans et 20 ans respectivement. Ces valeurs sont utilisées dans les calculs.

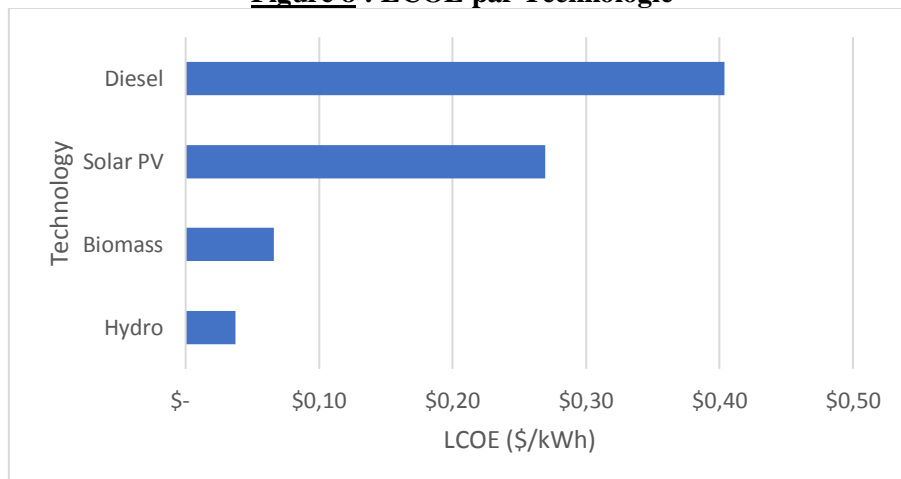
Tableau 18 : Résumé des hypothèses pour les principales variables LCOE

Paramètres / Technologie	Hydro	PV solaire	La biomasse	Le Diesel
Coût en capital installé (USD / kW)	4 500,00	6 000,00	4 260,00	1 500,00
Coût d'exploitation et d'entretien (USD / kW / année)	62,00	20,00	127,80	180,00
Coût du carburant (USD / kWh)	0	0	0,01	0.31
Remise / taux d'intérêt (%)	15	15	15	15
Facteur de capacité (fraction)	0.8	0,15	0,85	0,38
Durée de vie économique (années)	40	30	25	20

Résultats

Notre calcul montre qu'en République Centrafricaine, une centrale électrique alimentant un mini-réseau décentralisé de 1 MW est la plus compétitive lorsqu'elle est alimentée par l'hydroélectricité. Le LCOE pour cette technologie est de 0,04 USD / kWh contre 0,07 USD / kWh pour la biomasse, 0,27 USD / kWh pour le solaire PV et 0,40 USD / kWh pour le diesel.

Figure 8 : LCOE par Technologie



Le calcul LCOE utilise des données nationales lorsqu'elles sont disponibles. Pour vérifier la réalité, nous comparons les résultats de notre calcul avec ceux publiés dans la série des coûts de l'énergie IRENA et dans l'analyse du coût de l'électricité de Lazard (version 10). La comparaison montre que, sauf pour le diesel, nos résultats correspondent à la fourchette de LCOE rapportée par IRENA et Lazard. Le niveau élevé de LCOE du diesel dans nos résultats peut être justifié par le fait que les données de l'ENERCA sont basées sur des statistiques de ses installations actuelles qui datent de plusieurs décennies et qui sont très inefficaces.

Tableau 19 : Comparaison LCOE

	LCOE du propre calcul (USD / kWh)	LCOE d'IRENA (USD / kWh)	LCOE de Lazard (USD / kWh)
Hydro	0,04	0,02 - 0,27	NA
Biomasse	0,07	0,06 – 0,21	0,07 – 0,11
PV solaire	0,27	0,36 – 0,71	0,04 – 0,22
Diesel	0,40	NA	0,21 – 0,28

Annexe 10 : Modèle de dépistage social et environnemental

Le modèle complet, qui constitue le rapport d'examen préalable et environnemental, doit être joint en Annexe au document de projet. Veuillez-vous référer à la [Procédure sociale et environnementale](#) et à la [Toolkit](#) pour obtenir des conseils sur la façon de répondre aux 6 questions.

Renseignements sur le projet

Renseignements sur le projet	
1. Titre du projet	Promotion des petites centrales hydroélectriques pour alimenter des mini-réseaux afin d'assurer un meilleur accès aux services énergétiques modernes en République Centrafricaine.
2. Numéro du projet	PIMS 5680 ; Atlas Award ID 00105867
3. Emplacement (Global / Région / Pays)	République Centrafricaine

QUESTION 1: Comment le projet intègre-t-il les principes généraux afin de renforcer la durabilité sociale et environnementale?

Décrivez brièvement dans l'espace ci-dessous comment le projet intègre l'approche basée sur les droits de l'homme

Le projet soutient pleinement l'approche fondée sur les droits de l'homme et n'entraînera aucun impact négatif sur la jouissance des droits de l'homme (civils, politiques, économiques, environnementaux, sociaux ou culturels) des parties prenantes clés ou potentielles, des communautés concernées ou la population en général.

Le projet se concentrera sur la fourniture de services énergétiques décentralisés modernes à la population rurale et, dans le processus, démontrera les avantages que la technologie hydroélectrique peut apporter pour améliorer les moyens de subsistance dans les zones rurales. Ceux-ci ont trait aux avantages sociaux et économiques dans les villages en termes d'environnement plus sain pour la population rurale, d'opportunités d'activités génératrices de revenus et d'amélioration de la gestion des ressources naturelles. En outre, l'utilisation de l'hydroélectricité pour la fourniture de ces services, au lieu des combustibles fossiles importés, réduira les émissions de GES du pays et contribuera à un environnement plus sûr pour la population rurale.

Décrivez brièvement dans l'espace ci-dessous comment le projet est susceptible d'améliorer l'égalité des sexes et l'autonomisation des femmes

Le genre est un aspect important des plans nationaux car les femmes et les hommes ont un accès différent aux ressources et aux opportunités et sont affectés différemment par les programmes et les politiques énergétiques. L'objectif de l'intégration du genre est de veiller à ce que les besoins des femmes et des hommes soient pris en compte. Les experts en genre seront inclus dans les mécanismes de mise en œuvre et de coordination et les consultations des parties prenantes incluront délibérément les femmes et les hommes. Dans le cadre du processus national de planification d'action pour les petites centrales hydroélectriques avec mini-réseaux destinés à l'électrification rurale, le projet encouragera les activités de renforcement des capacités à entreprendre sur les outils d'analyse et d'intégration de la dimension de genre. En outre, la collecte de données de référence dans le cadre du PPG prenait déjà en compte les informations de base ventilées par sexe et se poursuivra pendant la mise en œuvre du renforcement des capacités ciblant les activités O&M&M et les activités génératrices de revenus. Les indicateurs sensibles au genre, y compris les données désagrégées par sexe, feront partie d'un cadre de suivi pour évaluer les résultats en matière de genre et l'efficacité des efforts d'intégration de la dimension de genre.

Décrivez brièvement dans l'espace ci-dessous comment le projet intègre la durabilité environnementale

La RCA s'appuiera sur toutes ses stratégies pour faire face au changement climatique afin d'intégrer systématiquement les considérations liées au changement climatique dans le développement de petites centrales hydroélectriques. Cela facilitera la prise de décision sur les infrastructures énergétiques et les options de prestation de services afin de tenir compte de l'incertitude associée aux prévisions de changement climatique et d'évaluer la résilience climatique des différentes options. Par exemple, les décisions d'investir dans l'hydroélectricité devraient prendre en compte les changements possibles dans le régime hydrologique (y compris les changements possibles dans les régimes de précipitations, la demande accrue d'irrigation et les apports énergétiques associés). Le projet veillera à ce que les agences chargées du portefeuille des changements climatiques du pays participent activement au mécanisme de coordination du projet afin de promouvoir une approche intégrée.

Le projet aura un effet positif direct sur la durabilité environnementale, car l'objectif principal du projet est d'accélérer l'utilisation de la petite technologie hydroélectrique pour le bien global de la population rurale. Cela sera bénéfique à la fois pour l'économie du pays et pour l'environnement mondial, grâce à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La réduction totale directe estimée des émissions de CO₂ résultant des activités du projet sans répétition est estimée à 327 000 tonnes, tandis que la réduction estimée des émissions de CO₂ après le projet, reproduite au cours des 10 prochaines années, est estimée à 4 550 000 tonnes.

Partie B. Identification et Gestion des Risques Sociaux et Environnementaux

QUESTION 2 : Quels sont les risques sociaux et environnementaux potentiels ? <i>Note : Décrivez brièvement les risques sociaux et environnementaux potentiels identifiés dans la Pièce jointe 1 - Liste de vérification des risques (fondée sur les réponses « Oui »). Si aucun risque n'a été identifié dans la pièce jointe 1, notez « Aucun risque identifié » et passez à la question 4 et sélectionnez « Risque faible ». Les questions 5 et 6 ne sont pas requises pour les projets à faible risque.</i>		QUESTION 3 : Quel est le niveau de signification des risques sociaux et environnementaux potentiels ? <i>Note : Répondez aux questions 4 et 5 ci-dessous avant de passer à la question 6</i>		QUESTION 6 : Quelles sont les mesures d'évaluation et de gestion sociales et environnementales qui ont été réalisées et / ou sont requises pour traiter les risques potentiels (pour les risques d'importance modérée et élevée) ?
<i>Description des Risques</i>	<i>Impact et Probabilité (1-5)</i>	<i>Signification (Faible, Modéré, Haut)</i>	<i>Commentaires</i>	<i>Description des mesures d'évaluation et de gestion reflétées dans la conception du projet. Si l'EIES ou l'EESS est requis, veuillez noter que l'évaluation doit prendre en compte tous les impacts et risques potentiels.</i>
Risque 1: Changements environnementaux / climatiques : Le changement climatique peut entraîner une variabilité accrue du régime hydrologique et des régimes de précipitations de la RCA, ce qui pourrait poser des défis au développement des PCH pouvant affecter la planification énergétique et les investissements dans l'infrastructure.	I = 3 P = 3	Modéré	Risque environnemental	Ces risques sont et continueront d'être résolus grâce au développement des capacités du personnel du gouvernement sur les aspects clés pour relever les défis nationaux liés au temps, au climat et au changement climatique.
Risque 2: Dégradation des terres: La construction de routes pour le transport d'équipement de PCH et la construction de la PCH avec une ligne moyenne tension vers le centre de charge nécessitera le défrichage de la forêt qui, s'il n'est pas corrigé, peut entraîner l'érosion / dégradation des sols.	I = 3 P = 3	Modéré	Risque environnemental	Ce risque sera géré en veillant à ce que les promoteurs de PCH reboisent les emplacements qui ont dû être défrichés pendant la construction, mais qui ne nécessitent pas d'être défrichés une fois la construction terminée. En outre, les promoteurs de PCH seront tenus de veiller à ce qu'aucune déforestation ne se glisse dans leur zone d'opérations et, au cas où cela se produirait, ils devront prendre des mesures immédiates pour remédier à la situation.
Risque 3 : Le projet peut potentiellement avoir des impacts négatifs sur les habitats (par exemple les habitats modifiés, naturels et critiques) et / ou les écosystèmes et les services éco systémiques ? <i>Par exemple, par la perte, la conversion ou la dégradation de l'habitat, la fragmentation, les changements hydrologiques</i>	I=3 P=3	Modéré	Risques environnementaux et sociaux	Pendant la construction des centrales, il pourrait y avoir une perte temporaire d'habitats liée à la construction du conduit de pression depuis l'entrée de la rivière, la salle des machines et la ligne de distribution vers les villages. Cependant, les travaux de construction ne devraient pas causer de dommages majeurs et les habitats « perturbés » devraient normalement être restaurés moins de deux ans après la fin des travaux de construction.

<p>QUESTION 2 : Quels sont les risques sociaux et environnementaux potentiels ? <i>Note : Décrivez brièvement les risques sociaux et environnementaux potentiels identifiés dans la Pièce jointe 1 - Liste de vérification des risques (fondée sur les réponses « Oui »). Si aucun risque n'a été identifié dans la pièce jointe 1, notez « Aucun risque identifié » et passez à la question 4 et sélectionnez « Risque faible ». Les questions 5 et 6 ne sont pas requises pour les projets à faible risque.</i></p>	<p>QUESTION 3 : Quel est le niveau de signification des risques sociaux et environnementaux potentiels ? <i>Note : Répondez aux questions 4 et 5 ci-dessous avant de passer à la question 6</i></p>			<p>QUESTION 6 : Quelles sont les mesures d'évaluation et de gestion sociales et environnementales qui ont été réalisées et / ou sont requises pour traiter les risques potentiels (pour les risques d'importance modérée et élevée) ?</p>
<p>Risque 4 : Le projet aboutirait-il à des activités de développement secondaires ou consécutives qui pourraient avoir des effets sociaux et environnementaux négatifs ou générerait-il des impacts cumulatifs avec d'autres activités existantes ou prévues dans la zone ?</p>	<p>I=3 P=3</p>	<p>Modéré</p>	<p>Risques environnementaux et sociaux</p>	<p>Il y aura des abattages d'arbres liés aux travaux de construction, mais des activités de reboisement seront mises en œuvre à la fin des travaux de construction. De plus, les sites du projet sont situés loin des villages existants ; par conséquent, il n'y aura pas de relocalisation des habitants (aucun peuple autochtone situé dans les limites du projet, y compris les sites du projet et la zone de captage autour de ces sites). Cependant, il peut y avoir quelques empiètements pendant la construction sur les terres utilisées pour les plantations de bananes et de tapioca (manioc), mais la plupart de ces terres peuvent être restaurées pour l'agriculture une fois la construction terminée</p>
<p>Risque 5: Les résultats potentiels du projet seraient-ils sensibles ou vulnérables aux impacts potentiels du changement climatique?</p>	<p>I=3 P=3</p>	<p>Modéré</p>	<p>Risque environnemental</p>	<p>Le projet lui-même ne causera pas beaucoup d'impact négatif sur l'environnement, mais l'extension des activités minières dans les bassins versants peut entraîner une réduction du couvert forestier. Ceci, à son tour, peut entraîner une réduction des précipitations et une réduction subséquente de la quantité d'eau disponible pour la production d'électricité.</p>
<p>Risque 6 : Le projet implique-t-il le développement d'infrastructures à grande échelle (par exemple des barrages, des routes, des bâtiments)?</p>	<p>I=3 P=3</p>	<p>Modéré</p>	<p>Risque environnemental</p>	<p>Il n'y aura pas de barrages construits. En amont des centrales électriques, de simples déversoirs seront construits pour détourner une partie de l'eau dans un conduit sous pression menant aux turbines et l'eau sortant de ces turbines retournera à la rivière en aval. Cependant, une salle des machines sera construite pour abriter l'équipement et une maison pour un gardien. Les chemins de terre menant aux sites du projet existent déjà, sauf qu'ils subiront un trafic plus important pendant que la construction.</p>

QUESTION 2 : Quels sont les risques sociaux et environnementaux potentiels ? <i>Note : Décrivez brièvement les risques sociaux et environnementaux potentiels identifiés dans la Pièce jointe 1 - Liste de vérification des risques (fondée sur les réponses « Oui »). Si aucun risque n'a été identifié dans la pièce jointe 1, notez « Aucun risque identifié » et passez à la question 4 et sélectionnez « Risque faible ». Les questions 5 et 6 ne sont pas requises pour les projets à faible risque.</i>	QUESTION 3 : Quel est le niveau de signification des risques sociaux et environnementaux potentiels ? <i>Note : Répondez aux questions 4 et 5 ci-dessous avant de passer à la question 6</i>			QUESTION 6 : Quelles sont les mesures d'évaluation et de gestion sociales et environnementales qui ont été réalisées et / ou sont requises pour traiter les risques potentiels (pour les risques d'importance modérée et élevée) ?
Risque 7 : Le projet proposé serait-il susceptible ou susceptible d'accroître la vulnérabilité aux tremblements de terre, aux affaissements, aux glissements de terrain, à l'érosion, aux inondations ou aux conditions climatiques extrêmes?	I=2 P=2	Faible	Risque environnemental	Le projet n'entraînera aucune vulnérabilité accrue. La seule petite possibilité serait que le conduit de pression éclate en cas de "coup de bélier". Cependant, il est improbable que cela se produise car un réservoir de surpression pour absorber toute pression d'eau accrue dans le conduit sera construit entre la prise d'eau et les turbines.
Risque 8: Le projet proposé pourrait-il entraîner la production de déchets (dangereux et non dangereux)?	I=3 P=3		Risque environnemental	Les déchets seront générés en termes de lubrification usée et d'huile de transformateur, mais ceux-ci seront éliminés dans des conteneurs spéciaux et transportés pour recyclage.
	QUESTION 4 : Quelle est la catégorisation globale du risque du projet ?			
	Sélectionnez-en un (voir SESP pour des conseils)		Commentaires	
	<i>Faible risque</i>	<input type="checkbox"/>		
	<i>Risque Modéré</i>	<input checked="" type="checkbox"/>		Les petites centrales hydroélectriques au fil de l'eau ne présentent aucun risque majeur pour l'environnement et ne créent pas de risque d'inondation en aval, car aucun barrage n'est construit. Cependant, ils présentent certains défis environnementaux pendant la construction, mais ceux-ci sont généralement inversés dans les deux ans suivant la fin des travaux. Enfin, il n'y a pas de détournement substantiel du cours d'eau qui pourrait affecter négativement les villageois / agriculteurs en aval, qui dépendent de cette eau pour leur propre consommation et leurs moyens de subsistance.
<i>Risque élevé</i>	<input type="checkbox"/>			
	QUESTION 5 : Sur la base des risques identifiés et de la catégorisation des risques, quelles exigences du SES sont pertinentes ?			

QUESTION 2 : Quels sont les risques sociaux et environnementaux potentiels ? <i>Note : Décrivez brièvement les risques sociaux et environnementaux potentiels identifiés dans la Pièce jointe 1 - Liste de vérification des risques (fondée sur les réponses « Oui »). Si aucun risque n'a été identifié dans la pièce jointe 1, notez « Aucun risque identifié » et passez à la question 4 et sélectionnez « Risque faible ». Les questions 5 et 6 ne sont pas requises pour les projets à faible risque.</i>	QUESTION 3 : Quel est le niveau de signification des risques sociaux et environnementaux potentiels ? <i>Note : Répondez aux questions 4 et 5 ci-dessous avant de passer à la question 6</i>	QUESTION 6 : Quelles sont les mesures d'évaluation et de gestion sociales et environnementales qui ont été réalisées et / ou sont requises pour traiter les risques potentiels (pour les risques d'importance modérée et élevée) ?
	Cochez toutes les cases qui s'applique Principe 1 : Droits de l'homme <input type="checkbox"/> Principe 2 : Égalité entre les sexes et autonomisation des femmes <input type="checkbox"/> 1. Conservation de la biodiversité et gestion des ressources naturelles <input type="checkbox"/> 2. Atténuation des changements climatiques et adaptation <input checked="" type="checkbox"/> 3. Santé, sécurité et conditions de travail dans la communauté <input type="checkbox"/> 4. Patrimoine Culturel <input type="checkbox"/> 5. Déplacement et Réinstallation <input type="checkbox"/> 6. Populations Indigènes <input type="checkbox"/> 7. Prévention de la Pollution et Efficacité des Ressources <input checked="" type="checkbox"/>	Commentaires Le projet et l'expansion des activités qui résulteront de l'expérience acquise et des leçons tirées réduiront considérablement les émissions de GES qui auraient autrement été générées si les groupes électrogènes diesel étaient plutôt utilisés pour produire et fournir de l'électricité aux zones rurales. L'exploitation des centrales hydroélectriques ne crée pratiquement aucune pollution sonore. De plus, il n'y a pas de villages à proximité des sites, et on ne s'attend pas à ce qu'il y en ait dans le futur, car ces sites sont assez éloignés. En outre, il s'agit d'une utilisation efficace d'une ressource disponible localement et non polluante qui élimine le besoin de combustibles fossiles importés.

Dernière signature

<i>Signature</i>	<i>Date</i>	<i>Description</i>
AQ Assesneur		Un membre du personnel du PNUD responsable du projet, généralement un administrateur de programme du PNUD. La signature finale confirme qu'ils ont « vérifié » pour s'assurer que le SESP est correctement mené.
AQ Approbateur		Le directeur principal du PNUD, en général le directeur de pays adjoint du PNUD (DCD), le directeur de pays (CD), le représentant résident adjoint (DRR) ou le représentant résident (RR). L'approbateur d'assurance qualité ne peut pas également être l'évaluateur d'assurance qualité. La signature finale confirme qu'ils ont « approuvé » le SESP avant de le soumettre au PAC.
CEP Président		Président du PNUD du CEP. Dans certains cas, le président de CEP peut également être l'approbateur de l'assurance de la qualité. La signature finale confirme que le SESP a été considéré dans le cadre de l'évaluation du projet et pris en compte dans les recommandations du PAC.

Pièce jointe 1. Liste de contrôle des risques sociaux et environnementaux

Liste de contrôle Risques sociaux et environnementaux potentiels	
Principes 1 : Droits de l'homme	Répondre (Oui Non)
1. Le projet pourrait-il avoir des effets négatifs sur la jouissance des droits de l'homme (civils, politiques, économiques, sociaux ou culturels) de la population touchée et en particulier des groupes marginalisés ?	Non
2. Y a-t-il une probabilité que le projet ait des impacts négatifs injustes ou discriminatoires sur les populations affectées, en particulier les personnes vivant dans la pauvreté ou les individus ou groupes marginalisés ou exclus ?	Non
3. Le projet pourrait-il restreindre la disponibilité, la qualité et l'accès aux ressources ou aux services de base, en particulier aux personnes ou groupes marginalisés ?	Non
4. Y a-t-il une probabilité que le projet exclue toute partie potentiellement concernée, en particulier les groupes marginalisés, de participer pleinement aux décisions susceptibles de les affecter ?	Non
5. Y a-t-il un risque que les débiteurs n'aient pas la capacité de remplir leurs obligations dans le cadre du projet ?	Non
6. Y a-t-il un risque que les titulaires de droits n'aient pas la capacité de revendiquer leurs droits ?	Non
7. Les communautés locales ou les individus, étant donné l'opportunité, ont-ils soulevé des préoccupations en matière de droits humains concernant le Projet pendant le processus d'engagement des parties prenantes ?	Non
8. Y a-t-il un risque que le projet exacerbe les conflits entre et / ou le risque de violence pour les communautés et les individus affectés par le projet ?	Non
Principe 2 : Égalité entre les sexes et autonomisation des femmes	
1. Y a-t-il une probabilité que le projet proposé ait des impacts négatifs sur l'égalité des genres et / ou la situation des femmes et des filles ?	Non
2. Le projet pourrait-il reproduire des discriminations fondées sur le sexe à l'égard des femmes, en particulier en ce qui concerne la participation à la conception et à la mise en œuvre ou l'accès aux opportunités et aux avantages ?	Non

Liste de contrôle Risques sociaux et environnementaux potentiels	
Principes 1 : Droits de l'homme	Répondre (Oui Non)
3. Les groupes / leaders de femmes ont-ils soulevé des préoccupations en matière d'égalité des sexes concernant le projet pendant le processus d'engagement des parties prenantes et cela a-t-il été inclus dans la proposition globale du projet et dans l'évaluation des risques ?	Non
4. Le projet pourrait-il limiter la capacité des femmes à utiliser, développer et protéger les ressources naturelles, en tenant compte des différents rôles et positions des femmes et des hommes dans l'accès aux biens et services environnementaux ? Par exemple, les activités qui pourraient entraîner la dégradation ou l'épuisement des ressources naturelles dans les communautés qui dépendent de ces ressources pour leur subsistance et leur bien-être	Non
Principe 3 : Viabilité de l'Environnement : Les questions spécifiques relatives aux risques environnementaux sont couvertes par les questions spécifiques à la norme ci-dessous	
Norme 1: Conservation de la biodiversité et gestion durable des ressources Naturelles	
4.1. Le projet pourrait-il avoir des effets négatifs sur les habitats (par exemple les habitats modifiés, naturels et critiques) et / ou les écosystèmes et les services éco systémiques ? Par exemple, par la perte, la conversion ou la dégradation de l'habitat, la fragmentation, les changements hydrologiques.	Oui
4.2. Des activités du projet sont-elles proposées dans ou à proximité des habitats critiques et / ou des zones écologiquement sensibles, y compris les zones protégées légalement (par exemple, réserve naturelle, parc national), zones protégées, ou reconnues comme telles par des sources autorisées et / ou autochtones ou locales ? communautés ?	Non
4.3. Le projet implique-t-il des changements dans l'utilisation des terres et des ressources susceptibles d'avoir des effets négatifs sur les habitats, les écosystèmes et / ou les moyens de subsistance ? (Remarque : si des restrictions et / ou des limitations d'accès aux terres s'appliquent, se reporter à la norme 5)	Non
4.4. Les activités du projet présenteraient-elles des risques pour les espèces en péril ?	Non
4.5. Le projet risquerait-il d'introduire des espèces exotiques envahissantes ?	Non
4.6. Le projet implique-t-il la récolte de forêts naturelles, le développement de plantations ou le reboisement ?	Non
4.7. Le projet implique-t-il la production et / ou la récolte de populations de poissons ou d'autres espèces aquatiques ?	Non
4.8. Le projet implique-t-il une extraction, un détournement ou un confinement important des eaux de surface ou souterraines ? Par exemple, la construction de barrages, de réservoirs, l'aménagement de bassins fluviaux, l'extraction d'eau souterraine	Non
4.9. Le projet implique-t-il l'utilisation de ressources génétiques ? (Par exemple, collecte et / ou récolte, développement commercial)	Non
4.10. Le projet engendrerait-il des problèmes environnementaux transfrontières ou mondiaux potentiellement préjudiciables ?	Non

Liste de contrôle Risques sociaux et environnementaux potentiels	
Principes 1 : Droits de l'homme	Répondre (Oui Non)
<p>4.11. Le projet aboutirait-il à des activités de développement secondaires ou consécutives qui pourraient avoir des effets sociaux et environnementaux négatifs ou générerait-il des impacts cumulatifs avec d'autres activités existantes ou prévues dans la zone ?</p> <p><i>Par exemple, une nouvelle route à travers les terres boisées produira des impacts environnementaux et sociaux directs (par exemple abattage d'arbres, terrassements, déplacement potentiel d'habitants). La nouvelle route peut également faciliter l'empiétement sur les terres par des colons illégaux ou générer un développement commercial non planifié le long de la route, potentiellement dans des zones sensibles. Ce sont des impacts indirects, secondaires ou induits qui doivent être considérés. En outre, si des aménagements similaires sont prévus dans la même zone boisée, les impacts cumulatifs de plusieurs activités (même si elles ne font pas partie du même projet) doivent être pris en compte.</i></p>	Oui
Norme 2 : Atténuation des changements climatiques et adaptation	
2.1. Le projet proposé entraînera-t-il d'importantes émissions de gaz à effet de serre ou pourrait-il exacerber les changements climatiques ?	Non
2.2. Les résultats potentiels du projet seraient-ils sensibles ou vulnérables aux impacts potentiels du changement climatique ?	Oui
<p>2.3. Le projet proposé est-il susceptible d'accroître directement ou indirectement la vulnérabilité sociale et environnementale au changement climatique changement climatique actuel ou futur (également connu sous le nom de pratiques inadaptées)?</p> <p><i>Par exemple, les changements à la planification de l'utilisation des terres peuvent encourager le développement des plaines d'inondation, augmentant potentiellement la vulnérabilité de la population aux changements climatiques, en particulier les inondations</i></p>	Non
Norme 3 : Santé de la communauté, sécurité et conditions de travail	
3.1. Des éléments de la construction, de l'exploitation ou du déclassement du projet pourraient-ils présenter des risques potentiels pour la sécurité des collectivités locales ?	Non
3.2. Le projet pourrait-il présenter des risques pour la santé et la sécurité de la communauté en raison du transport, du stockage et de l'utilisation et / ou de l'élimination de matières dangereuses ou dangereuses (explosifs, carburant et autres produits chimiques) ?	Non
3.3. Le projet implique-t-il le développement d'infrastructures à grande échelle (par exemple des barrages, des routes, des bâtiments) ?	Oui
3.4. L'échec des éléments structurels du projet pourrait-il présenter des risques pour les communautés ? (Par exemple, effondrement de bâtiments ou d'infrastructures)	Non
3.5. Le projet proposé serait-il susceptible ou susceptible d'accroître la vulnérabilité aux tremblements de terre, aux affaissements, aux glissements de terrain, à l'érosion, aux inondations ou aux conditions climatiques extrêmes ?	Oui

Liste de contrôle Risques sociaux et environnementaux potentiels	
Principes 1 : Droits de l'homme	Répondre (Oui Non)
3.6. Le projet pourrait-il entraîner des risques accrus pour la santé (provenant par exemple de maladies transmises par l'eau ou d'autres maladies à transmission vectorielle ou d'infections transmissibles telles que le VIH / sida) ?	Non
3.7. Le projet présente-t-il des risques et des vulnérabilités liés à la santé et à la sécurité au travail en raison des dangers physiques, chimiques, biologiques et radiologiques pendant la construction, l'exploitation ou la désaffectation du projet ?	Non
3.8. Le projet implique-t-il un soutien à l'emploi ou à des moyens de subsistance susceptibles de ne pas respecter les normes du travail nationales et internationales (c'est-à-dire les principes et les normes des conventions fondamentales de l'OIT) ?	Non
3.9. Le projet engage-t-il du personnel de sécurité qui peut présenter un risque potentiel pour la santé et la sécurité des communautés et / ou des individus (par exemple en raison d'un manque de formation ou de responsabilité) ?	Non
Norme 4 : Patrimoine culturel	
4.1. Le projet proposé entraînera-t-il des interventions susceptibles d'avoir un impact négatif sur des sites, des structures ou des objets ayant des valeurs historiques, culturelles, artistiques, traditionnelles ou religieuses ou des formes intangibles de culture (connaissances, innovations, pratiques) ? (Remarque : Les projets visant à protéger et à conserver le patrimoine culturel peuvent également avoir des impacts négatifs involontaires)	Non
4.2. Le projet propose-t-il d'utiliser des formes tangibles et / ou intangibles de patrimoine culturel à des fins commerciales ou autres ?	Non
Norme 5: Déplacement et réinstallation	
5.1. Le projet pourrait-il impliquer un déplacement physique temporaire ou permanent et un déplacement physique complet ou partiel ?	Non
5.2. Le projet pourrait-il entraîner un déplacement économique (par exemple, la perte d'actifs ou l'accès aux ressources en raison de l'acquisition de terres ou des restrictions d'accès - même en l'absence de réinstallation physique) ?	Non
5.3. Y a-t-il un risque que le projet entraîne des expulsions forcées ? ¹⁵	Non
5.4. Le projet proposé pourrait-il affecter les régimes fonciers et / ou les droits de propriété communautaires / droits coutumiers à la terre, aux territoires et / ou aux ressources ?	Non
Norme 6: Peuples autochtones	
6.1. Les peuples autochtones sont-ils présents dans la zone du projet (y compris la zone d'influence du projet) ?	Non
6.2. Est-il probable que le projet ou des parties du projet seront situés sur des terres et des territoires revendiqués par les peuples autochtones ?	Non

¹⁵Forced evictions include acts and/or omissions involving the coerced or involuntary displacement of individuals, groups, or communities from homes and/or lands and common property resources that were occupied or depended upon, thus eliminating the ability of an individual, group, or community to reside or work in a particular dwelling, residence, or location without the provision of, and access to, appropriate forms of legal or other protections.

Liste de contrôle Risques sociaux et environnementaux potentiels	
Principes 1 : Droits de l'homme	Répondre (Oui Non)
6.3. Le projet proposé pourrait-il affecter les droits de l'homme, les terres, les ressources naturelles, les territoires et les moyens de subsistance traditionnels des peuples autochtones (que les peuples autochtones possèdent les titres légaux, que le projet soit situé à l'intérieur ou à l'extérieur des terres territoires habités par les peuples affectés, ou si les peuples autochtones sont reconnus comme peuples autochtones par le pays en question) ?	Non
6.4. Si la réponse à la question 6.3 est « oui », les impacts potentiels des risques sont considérés comme potentiellement graves et / ou critiques et le projet serait catégorisé comme étant à risque modéré ou élevé.	
6.5. Y a-t-il eu une absence de consultations culturellement appropriées dans le but d'atteindre le FPIC sur des questions qui pourraient affecter les droits et intérêts, les terres, les ressources, les territoires et les moyens de subsistance traditionnels des peuples autochtones concernés ?	Non
6.6. Le projet proposé implique-t-il l'utilisation et / ou le développement commercial des ressources naturelles sur les terres et territoires revendiqués par les peuples autochtones ?	Non
6.7. Y a-t-il un potentiel d'expulsion forcée ou de déplacement physique ou économique total ou partiel des peuples autochtones, y compris par des restrictions d'accès aux terres, territoires et ressources ?	Non
6.8. Le projet aurait-il un impact négatif sur les priorités de développement des peuples autochtones telles que définies par eux ?	Non
6.9. Le projet pourrait-il affecter la survie physique et culturelle des peuples autochtones ?	Non
6.10. Le projet pourrait-il affecter le patrimoine culturel des peuples autochtones, y compris par la commercialisation ou l'utilisation de leurs connaissances et pratiques traditionnelles ?	Non
Norme 7: Prévention de la pollution et efficacité des ressources	
7.1. Le projet pourrait-il entraîner le rejet de polluants dans l'environnement en raison de circonstances routinières ou non routinières susceptibles d'avoir des effets négatifs locaux, régionaux et / ou transfrontaliers ?	Non
7.2. Le projet proposé pourrait-il entraîner la production de déchets (dangereux et non dangereux) ?	Oui
7.3. Le projet proposé impliquera-t-il potentiellement la fabrication, l'échange, le rejet et / ou l'utilisation de produits chimiques et / ou de matériaux dangereux ? Le projet propose-t-il l'utilisation de produits chimiques ou de matériaux soumis à des interdictions internationales ou à des suppressions progressives ? <i>Par exemple, le DDT, les PCB et d'autres produits chimiques inscrits dans des conventions internationales telles que les Conventions de Stockholm sur les polluants organiques persistants ou le Protocole de Montréal</i>	Non
7.4. Le projet proposé impliquera-t-il l'application de pesticides pouvant avoir un effet négatif sur l'environnement ou la santé humaine ?	Non
7.5. Le projet inclut-il des activités nécessitant une consommation importante de matières premières, d'énergie et / ou d'eau ?	Non

Annexe 11 : Calcul du DPC

Feuille de calcul DPC (selon PNUD 2017 UPL) - République Centrafricaine				
Service fourni	Coût unitaire	Nbre d'unité	Total	Remarques
Processus de paiement	43,19	10	431,90	Appliqué aux fournisseurs
Recrutement et sélection du personnel	1333,84	4	5 335,36	Pour le personnel de l'UGP (PM, Finance et Administration, pilote, et M & E Officier)
Recrutement de consultants	486,99	12	5 843,88	Des consultants locaux et internationaux tout au long de la durée du projet
Marchés publics impliquant les CAP	1042,95	9	9 386,55	Entreprise engagée pour soutenir la conception des politiques, adopter et de l'application/ entreprise engagée pour soutenir la technologie et de la chaîne d'approvisionnement services/entreprise engagée pour soutenir la norme MHP mini-réseaux à base d'une participation
Pas d'approvisionnement impliquant les CAP	259,67	9	2 337,03	Pour l'achat de matériel / publications
Émission de chèques	16,62	10	166,20	
Autorisation de voyage	49,2	10	492,00	Voyages intérieurs/International sur les sites des projets DSA, le paiement
F10 demander	46,33	9	416,97	
Création du fournisseur	42,76	14	598,64	
Total			25 008,53	DPC Total pour l'ensemble de la période du projet

"Promotion des petites centrales hydroélectriques pour alimenter des mini-réseaux afin d'assurer un meilleur accès aux services énergétiques modernes en République Centrafricaine"

Instrument Financier

(Version du 3 Août 2017)

Résumé

En République Centrafricaine, le potentiel hydroélectrique pour alimenter des mini-réseaux décentralisés est vaste mais reste largement inexploité malgré la libéralisation du secteur de l'électricité depuis 2005 (Code de l'Electricité, 2005). La raison de cette situation est en partie liée à un cadre réglementaire inadapté et surtout au manque d'intérêt du secteur privé.

Le projet «*Promotion des petites centrales hydroélectriques (PCH) pour alimenter des mini-réseaux afin d'assurer un meilleur accès aux services énergétiques modernes en République Centrafricaine*» vise à lever les obstacles à la participation du secteur privé dans la production d'électricité à partir des petites centrales hydroélectriques en 1) soutenant le Gouvernement de la République dans la réforme du cadre légal et réglementaire autour de la production d'énergie décentralisée; 2) renforçant les capacités et augmentant la sensibilisation des parties prenantes, y compris les développeurs de projets, les techniciens, les institutions financières et les bénéficiaires; 3) la création d'un mécanisme de soutien financier (MSF) qui faciliterait l'accès au financement pour les développeurs de projets.

Le projet est conçu autour de 4 composantes :

- Composante 1 : Instruments politiques et financiers et système d'incitation pour les petites centrales hydroélectriques basées sur les mini-réseaux.
- Composante 2 : Développement de la capacité pour l'exploitation, la maintenance et la gestion du système des PCH basé sur mini-réseau.
- Composant 3 : Déploiement des PCH basées sur les mini-réseaux.
- Composante 4 : Relations publiques et promotion des investissements.

Le présent document conçoit un instrument financier (Composante 1) pour soutenir le déploiement de 4 PCH basées sur mini-réseau pour une puissance totale 2 MW (Composante 3). Il fait partie intégrante d'un document de projet plus large (ProDoc) qui fournit plus d'informations sur l'ensemble du projet et décrit toutes les activités prévues dans les différentes composantes.

Les PCH sont financièrement viables à long terme, mais leur investissement initial élevé en capital est intimidant pour les promoteurs de projets. Dans le même temps, les institutions financières locales ne se mobilisent pas pour fournir le financement dont ils ont tant besoin. Pour les promoteurs de projets, le premier défi consiste à mobiliser des fonds pour des études de faisabilité, des études de la demande et des évaluations environnementales (études d'avant-projet), préalables à l'approche des investisseurs mais généralement non financées par les banques commerciales. Le deuxième défi consiste à augmenter le cofinancement de 20% requis par la plupart des banques. Le troisième défi, et peut-être le plus difficile, est l'accès au financement pour les 80% d'investissement restant.

Cet instrument financier vise à combler les deux premiers défis en attribuant 200 000 \$ à chaque site à titre de subvention de soutien pour les études d'avant-projet et en contribuant pour 125 000 \$ à l'équipement ou à la construction d'une PCH. Ces deux subventions combinées réduiront le cofinancement du promoteur de 325 000 \$ et lui permettront d'être prêt pour l'investissement.

En ce qui concerne le troisième défi, le projet s'associera au Fonds africain de garanties et de coopération économique (FAGACE) et au Fonds national pour les garanties et les investissements (FNGI), qui sera bientôt créé, pour faciliter l'accès au financement des promoteurs. En plus de débloquent des fonds auprès des banques locales, ces garanties peuvent réduire le taux d'intérêt sur le prêt accordé aux promoteurs de projets, ce qui réduirait considérablement leur coût du capital et entraînerait une baisse des prix de l'électricité pour les consommateurs.

Les installations proposées fourniront de l'électricité aux villes de Bambari, M'baïki, Boda et Gamboula. Jusqu'en 2012, Bambari, M'baïki et Boda disposaient de mini-réseaux diesel exploités par ENERCA, la compagnie nationale d'électricité. Ces installations ne fonctionnent plus. Gamboula a une mini-centrale hydroélectrique existante et le projet propose d'accroître sa puissance installée.

Tableau 1 : Sites proposés

Préfecture	Cours d'eau	Nom du site	Puissance (kW)	Nom de la ville/village à électrifier	Estimation de la demande d'énergie (kWh/jour)
Ouaka	Baidou	Bac	600	Bambari	9 360
Lobaye	M'becko	M'becko	600	M'baiki	9 360
Lobaye	Loamé	Gbassem	550	Boda	8 580
Mambéré-Kadei	Kadei	Gamboula	300	Gamboula	4 680
Total			2050		

L'investissement total requis pour les 4 sites est estimé à 15,5 millions USD, dont 3,1 millions USD (20%) devraient provenir des promoteurs privés en capitaux propres et 12,4 millions USD en financement de dettes par des institutions financières. La facilité de don contribuera à hauteur de 1,3 million USD au cofinancement des promoteurs, réduisant ainsi leur part à 1,8 million USD.

Tableau 2a : Investissement pour 4 sites PCH

	M'baiki	Bambari	Boda	Gamboula	Total
Total des investissements en capital	4 387 038,96 \$	5 251 116,79 \$	3 426 412,42\$	2 513 281,71 \$	15 577 849,87 \$
Cofinancement du développeur de projet (équité)	877 407,79 \$	1 050 223,36\$	685 282,48\$	502 656,34\$	3 115 569,97 \$
Subvention	325 000 \$	325 000 \$	325 000 \$	325 000 \$	1 300 000\$
Co-financement de développeur de projet après subvention	552 407,79 \$	725 223,36\$	360 282,48\$	177 656,34\$	1 815 569,97\$
Dettes	3 509 631,16 \$	4 200 893 43 \$	2 741 129,94\$	2 010 625,36 \$	12 462 279, 89 \$

Tableau 2b : Ventilation des instruments financiers

Montant total	1 300 000 \$
Subvention d'avant-projet	800 000 \$
Subvention pour la construction et les équipements	500 000\$

La subvention d'avant-projet sera de 200 000 \$ et pourra être utilisée principalement pour des études de faisabilité, des études techniques, des études d'évaluation environnementale ou d'autres activités préalables à la soumission d'une demande de prêt à une institution financière. La subvention ne peut couvrir que 60% du coût total de l'une de ces activités pour un maximum de 100 000 \$. Le bénéficiaire de la subvention doit présenter une preuve que la portion de 40% est mobilisée avant l'approbation de la subvention. En outre, la subvention sera décaissée par tranches en fonction des jalons atteints dans la mise en œuvre de ladite activité. Le solde peut être appliqué à une autre activité pour le même bénéficiaire de la subvention. Les modalités d'approbation et de décaissement seraient les mêmes, à savoir pas plus de 60% du coût total, un plafond de 100 000 dollars et un décaissement en trois tranches.

La subvention pour l'équipement / la construction entre en jeu seulement lorsque la PCH approche de la phase de construction. Pendant que le promoteur du projet fait des demandes de prêts, il peut recevoir un document certifié prouvant que des fonds sont disponibles, mais en aucun cas, le fonds ne peut être déboursé sans preuve que le reste du financement est approuvé. La subvention ne peut couvrir que 60% de l'équipement ou de la construction à laquelle elle est appliquée. Si la subvention concerne du matériel, l'estimation du coût de l'équipement à acheter doit être fournie directement au PNUD par le fournisseur. Le bureau pays du PNUD se réserve le droit de déboursier les fonds directement au fournisseur. Si la subvention est destinée à la construction, une estimation complète des coûts signée par le fournisseur de services doit également être fournie au PNUD. Dans les deux cas, la subvention sera déboursée en deux tranches : 50% lorsque l'équipement est commandé ou au début de la construction et 50% lorsque l'équipement est reçu ou que la construction est terminée.

L'instrument financier sera géré par l'unité de gestion de projet. Cette unité comprend le gestionnaire de projet, un adjoint au gestionnaire de projet et un conseiller technique non résident. Le chef de projet aura la responsabilité principale des subventions. Plus précisément, il / elle rédigera l'appel à propositions, évaluera les propositions, fera des recommandations au comité de projet, fournira un soutien financier continu aux développeurs de projet sélectionnés, gèrera l'allocation de la subvention, suivra les progrès du PCH, soutiendra les développeurs de sites dans leurs efforts de collecte de fonds.

Tables des matières

I. Sélection des instruments financiers	5
1. Analyse de base.....	5
a) Investissement des PCH dans le scenario de référence.....	5
b) Implication du secteur financier commercial domestique dans la PCH	8
c) <i>Instruments financiers publics existants pour la PCH</i>	9
d) <i>Tarifs et subventions dans le secteur de l'électricité</i>	10
2. Analyse financière	11
a) Modélisation des flux de trésorerie financier des PCH et des centrales thermiques.....	11
b) Incidence de l'instrument financier sur la viabilité financière et le coût différentiel de la PCH	13
3. Examen des risques	17
4. Durabilité	24
5. Options de conception et de comparaison	24
6. Scénario/analyse de sensibilité pour l'instrument recommandé	25
a) Analyse de sensibilité.....	25
b) Analyse de scénario	27
II. Sélection du partenaire financier.....	31
III. Conception d'instrument financier	32
1. Conception détaillée	32
a) Conditions financières:	32
b) <i>Sélection des bénéficiaires finaux</i>	33
c) <i>Gouvernance</i>	34
d) Dotation:	34
e) <i>Cadre d'évaluation de base de l'instrument financier</i>	35
f) Stratégie de sortie	36
g) Politique complémentaire dérisqué	36
h) Plan de travail.....	37
i) TDRs	38

I. Sélection de l'instrument financier

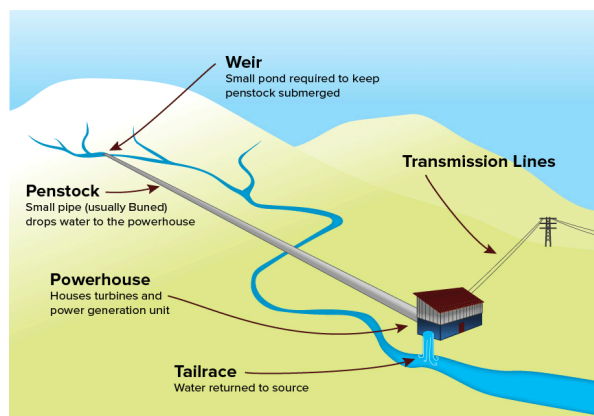
1. Analyse de base

a) Investissement des PCH dans le scénario de référence

Les investissements contribuant à la réduction du CO₂ actuellement envisagés en RCA dans le secteur de l'énergie¹ sont la réhabilitation de la centrale hydroélectrique de Boali et l'installation d'une centrale solaire photovoltaïque de 50 MWc. Les deux projets visent à résoudre le déficit d'électricité à Bangui, la capitale, en renforçant le réseau interconnecté existant entre Boali et Bangui. Le projet de réhabilitation de Boali est financé par la Banque Mondiale et est estimé à 5,5 millions USD². La centrale solaire est évaluée à 167 millions USD dans l'étude de faisabilité réalisée en 2016 par Hydrochina International Engineering Company Ltd.

Le projet « Promotion des petites centrales hydroélectriques pour alimenter des mini-réseaux afin d'assurer un meilleur accès aux services énergétiques modernes en République centrafricaine » propose la construction de petites centrales hydroélectriques comme solution pour l'électrification rurale. La seule minicentrale hydroélectrique connue et en activité dans le pays est une station de 120 kW à Gamboula, financée et installée par les missionnaires suédois en 1986. L'usine fournit de l'électricité à l'hôpital privé de l'Eglise Evangélique Baptiste, à son école et à plus de 100 maisons du personnel. Il n'y a aucun enregistrement sur l'investissement en capital qui est entré dans sa construction³, mais son coût de maintenance annuel est estimé à 350 USD.

Une installation typique dans le cadre de ce projet sera une centrale hydroélectrique «au fil de l'eau » avec peu ou pas de stockage d'eau. On pense que les sites sélectionnés ont un débit d'eau suffisant même pendant la saison sèche. Dans une telle installation, l'eau est détournée de la rivière par une conduite forcée qui canalise l'eau vers la centrale où l'unité de production est logée. L'eau passe à travers les turbines pour produire de l'électricité. L'eau utilisée est retournée à la rivière.



Source : Nouvelle génération de centrale Hydro

¹ Hydrochina International Engineering Corporation (2016) « Projet de la construction des champs solaires dans les environs de la ville de Bangui-Rapport des Etudes de Faisabilité »

² <http://www.rfi.fr/afrique/20160518-rca-rehabilitation-centrale-boali-centrafrique-delestage-electricite>

³ D'après la visite du site par les consultants nationaux.

L'un des objectifs du projet est de dissiper la perception selon laquelle fournir de l'électricité moderne aux zones rurales n'est pas commercialement viable. PCH est une technologie bien établie avec un coût actualisé de l'électricité inférieur à celui de la production à partir du diesel, de la biomasse et, parfois, du solaire photovoltaïque. Il est vrai cependant que toutes les petites installations hydroélectriques ne sont pas « créées égales ». En RCA, nous pouvons classer les PCH en 3 catégories en fonction de leur attrait financier.

Dans la première catégorie, les PCH peuvent être connectées à un réseau de distribution existant. Sur les 15 centrales décentralisées que l'ENERCA utilisait pour fonctionner, 12 sont proches d'une source d'eau adaptée aux petites centrales hydroélectriques. L'instrument financier soutient 3 d'entre eux (Bambari, M'baïki et Boda), ces installations peuvent offrir un bon retour sur investissement, sans subvention, tant que 50% de l'électricité est vendue dans les premières années et que les ventes augmentent de 10% annuellement (voir tableau 16). Le réseau de distribution existant diminue les investissements en capital pour ces sites et fournit aux développeurs un pool d'abonnés déjà au courant des avantages et des coûts associés de l'accès à l'électricité.

Dans la deuxième catégorie, les PCH peuvent être développées autour de gros consommateurs, ces consommateurs agissant comme fournisseurs d'électricité dans les villes voisines. Les entreprises d'exploitation forestière, les sociétés minières et les usines de transformation des aliments gèrent tous leur propre générateur diesel à un coût élevé. La Société Centrafricaine de Déroulage (SCAD), par exemple, l'une des plus grandes entreprises forestières et de sciage du pays, exploite un groupe diesel de 450 kVa dans chacun de ses deux sites et dépense plus de 82 000 USD par an en diesel⁴. Pourtant, l'un de ses emplacements est à seulement 2,5 km d'une petite rivière près d'une ville de 25 000 habitants. Les investissements dans des PCH pour ces types de consommateurs seraient plus acceptables pour les institutions financières, car ils seraient soutenus par des sociétés bien établies qui ont des antécédents de dépenses importantes en électricité et n'ont pas à prouver une base de clientèle solide.

La troisième catégorie, plus difficile, concerne les centrales qui pourraient être installées dans des zones qui n'ont jamais été électrifiées. Celles-ci peuvent être commercialement viables si elles sont proches d'une ville (pour minimiser le coût de la ligne de transport), si la ville a une population importante, de préférence avec une forte densité et s'il y a de gros consommateurs à proximité.

Les installations proposées fourniront de l'électricité aux villes de Bambari, Mbaïki, Boda et Gamboula. Jusqu'en 2012, Bambari, Mbaïki et Boda disposaient de mini-réseaux diesel exploités par l'ENERCA. Ces installations ne fonctionnent plus. Gamboula a une mini-centrale hydroélectrique existante et le projet propose d'accroître sa puissance installée.

Bambari est le chef-lieu de la préfecture de la Ouaka et la plus grande ville du Centre Est de la RCA. En 2003, sa population était estimée à 48 828 habitants, avec une taille moyenne de 6 personnes par ménage. Plusieurs bâtiments administratifs, écoles, hôpitaux et entreprises sont établis dans la ville et sont des clients potentiels de l'électricité. La demande totale d'électricité de la ville est estimée à 9 360 kWh / jour. L'agriculture est la principale activité économique de la ville. Le commerce et l'artisanat sont également bien développés car la ville se trouve au carrefour des régions de l'Ouest, de l'Est et du Nord du pays ainsi que de la République Démocratique du Congo. Actuellement, les ménages utilisent des lampes à piles pour leurs besoins d'éclairage. Les lampes, communément appelées lampes chinoises, coûtent environ 3,5 dollars et utilisent en moyenne 20 piles par mois au prix de 3 dollars par mois. Les propriétaires de

⁴ Rencontre avec SCAD/DAMECA

groupes électrogènes diesel individuels offrent un service de recharge de téléphones cellulaires à 0,15 \$ par charge. On estime que les ménages dépensent en moyenne 10 \$ par mois pour leurs besoins en électricité de base (éclairage, téléphone, radio) pour un revenu mensuel moyen de 60 \$.

Mbaïki a une population de 21 296 habitants avec une taille moyenne des ménages de 6 personnes. En tant que chef-lieu de la préfecture de la Lobaye, elle abrite plusieurs écoles du quartier, une université, un hôpital, plusieurs bâtiments administratifs et des tours de téléphonie mobile pour chacun des principaux opérateurs de téléphonie mobile. Mbaïki a l'avantage d'être à moins de 2 heures de route de Bangui et proche de certaines attractions touristiques du pays (par exemple le mausolée et la résidence du premier président) et pourrait donc être un arrêt touristique stratégique lorsque le pays sera entièrement stable. Pour le moment, cependant, l'agriculture et le commerce sont les activités économiques dominantes. Une usine de traitement de produits agricoles a récemment cessé de fonctionner en raison du coût élevé d'exploitation de son générateur diesel. Tout comme à Bambari, les lampes chinoises sont la principale source d'éclairage et les téléphones portables sont alimentés par des générateurs diesel. Les dépenses d'électricité sont également estimées à 8,5 \$ par mois tandis que les revenus mensuels des ménages s'élèvent à 50 \$.

Boda est l'une des villes de la préfecture de la Lobaye et compte 11 516 habitants au recensement de 2003. C'était traditionnellement un grand producteur de coton et de tabac mais dernièrement, le café est devenu la principale culture commerciale. L'extraction artisanale de diamants et d'or est également une activité économique florissante. Le revenu moyen des ménages oscille autour de 65 \$ / mois. L'arrêt de l'usine d'ENERCA a entraîné la création de plusieurs micro-entreprises qui fournissent de l'électricité aux bureaux administratifs et aux entreprises à partir de petits générateurs diesel. Par exemple, les magasins peuvent s'abonner pour avoir un éclairage de 18 h à 22 h 30 pour 10 \$ par mois. Les fournisseurs d'électricité consomment en moyenne 15 litres de diesel par jour à 1,47 \$ / litre. En outre, certaines entreprises et certains ménages - en particulier ceux appartenant à des personnes actives dans le secteur minier - ont leurs propres générateurs diesel ou systèmes solaires domestiques. Ces systèmes sont généralement autofinancés.

La ville de Gamboula est à la frontière avec le Cameroun. Cette proximité favorise le développement des échanges commerciaux entre la ville et le Cameroun. Il y a plus d'une trentaine de boutiques, des salles vidéo, des poissonneries ainsi que des bureaux gouvernementaux, un centre de santé et des écoles. L'agriculture joue un rôle important dans l'économie de Gamboula. Les cultures vivrières qui sont cultivées comprennent le manioc, l'arachide et le maïs. Le café et le tabac sont les principales cultures commerciales, mais l'extraction artisanale du diamant et de l'or demeure une source importante de revenus. La population de Gamboula a été estimée à 14 169 au dernier recensement avec une taille de ménage de 6 personnes. Depuis 1986, la seule forme de connexion électrique moderne a été la mini centrale hydroélectrique du Séminaire dont le réseau de distribution est limité à celui-ci. Tout comme à Boda, certains micro-entrepreneurs fournissent de l'électricité aux entreprises qui peuvent payer les frais de 0, 24 \$ par ampoule par jour. Certains ménages ont leurs propres générateurs qu'ils utilisent occasionnellement mais en général les lampes chinoises sont la source d'éclairage de choix. Une entreprise d'exploitation forestière de la région utilise un générateur diesel 24 heures par jour.

Tableau 3 : Profil socio-économique des sites retenus

	Bambari	M'baiki	Boda	Gamboula
Nombre de clients résidentiels potentiels	7 138	3 549	1 919	2 362
Nombre de clients non résidentiels potentiels	75	56	72	67
Revenu moyen des ménages	60 \$	49,18 \$	65,57 \$	60 \$
Dépenses courantes en électricité des ménages	9,84 \$	8,56 \$	10 \$	8,20 \$

b) Implication du secteur financier commercial domestique dans la PCH

Les banques commerciales nationales ne sont généralement pas impliquées dans le secteur de l'énergie, en partie parce que les promoteurs privés sont largement absents de ce secteur, malgré sa libéralisation. Les directeurs des banques d'ECOBANK et de la Commercial Bank Centrafrique rencontrés lors des visites de pays ont déclaré ne pas avoir de produit spécifique ni d'expertise pour investir dans le secteur des énergies renouvelables. Cependant, avec le soutien approprié pour aller sur la courbe d'apprentissage, elles pourraient étendre un prêt traditionnel au PCH. Un prêt traditionnel requiert un cofinancement de 20% de l'emprunteur, porte un taux d'intérêt compris entre 11% et 15% et a une échéance maximale de 10 ans avec un éventuel délai de grâce de 2 ans pour le remboursement du principal.

Le secteur financier en République centrafricaine est généralement peu sophistiqué et peu développé. C'est le plus petit de la Communauté économique et monétaire de l'Afrique centrale (CEMAC). Le pays compte 4 banques commerciales⁵, 4 grandes institutions de micro finance⁶ et 2 banques postales⁷. Selon une évaluation⁸ de la stabilité du système financier du FMI de 2009, le secteur financier intérieur en RCA contribue très peu à la croissance économique du pays et est pénalisé par des emprunts publics qui limitent la disponibilité de liquidité pour le secteur privé. L'évaluation du FMI note en outre que « moins de 1% de la population a accès aux services du secteur bancaire ; la portée de la promotion des prêts aux PME est limitée par les faiblesses du cadre juridique et réglementaire, la gamme de produits financiers offerts par les banques n'est pas diversifiée et les informations sur le crédit sont médiocres. » Le rapport⁹ Doing Business 2017 de la Banque Mondiale classe la RCA au 139^{ème} rang (sur 190 pays) pour obtenir un crédit.

La Banque de Développement des Etats de l'Afrique Centrale est cependant bien au fait du secteur des énergies renouvelables et fournit une variété d'instruments financiers, y compris des prêts et des capitaux

⁵ Commercial Bank Centrafrique, Banque Populaire Maroco –Centrafricaine, Ecobank et Banque Shahelo-Saharienne pour l'industrie et le Commerce

⁶ Crédit Mutuel de Centrafrique, Union Centrafricaine des Caisses d'Epargne et des Crédits, Société Finance Africaine de Crédits et Express Union

⁷ Making Finance Work for Africa <https://www.mfw4a.org/central-african-republic/finacial-sector-profil.html> (accessed March 7, 2017)

⁸ FMI(2009), "Central African Republic : Financial System Stability Assessment"

⁹ World Bank Doing Business <http://www.doingbusiness.org/data/exploreeconomies/central-african-republic> (accessed March, 2017)

propres. Ses investissements en République Centrafricaine sont très limités¹⁰ mais son guide sur l'investissement privé indique qu'elle peut investir dans le développement des infrastructures (y compris l'énergie), les industries, les mines, l'agriculture, les technologies de l'information, l'éducation et la santé. Ses prêts peuvent avoir une durée allant jusqu'à 20 ans avec une période de grâce de 3 ans sur le principal¹¹.

c) *Instruments financiers publics existants pour la PCH*

Les finances publiques abondent en République Centrafricaine, surtout depuis le Forum de Bruxelles en novembre 2016 où la communauté internationale a promis plus de 2 milliards d'euros pour financer le Plan national de relèvement et de consolidation de la paix (RCPCA) du pays. Le pilier 3 du Plan National de Relèvement et de la Consolidation de la Paix (RCPCA¹²) vise à réparer l'infrastructure électrique vieillissante et à construire de nouvelles installations électriques pour un coût estimé à 267 millions USD. Cela inclut les installations à petite échelle basées sur les énergies renouvelables. Cependant, la plupart de ces fonds - annoncés au Forum de Bruxelles ou autrement - devraient être acheminés par le biais du budget national ou affectés à des subventions pour des projets et programmes spécifiques. Par exemple, le Projet d'intervention en cas d'urgence de la Banque Mondiale rétablit l'approvisionnement en électricité des centrales hydroélectriques Boali 1 et Boali 2 ; l'Agence Française de Développement (AFD) prévoit un projet d'infrastructure hydraulique dans la région nord-est du pays.

Les fonds qui administrent actuellement l'aide étrangère de la RCA, à savoir les fonds fiduciaires de Bekou, Ezingo et humanitaire de la RCA, n'accordent pas directement de financement public au secteur privé ni n'offrent de garanties pour faciliter les prêts au secteur privé.

Un effort notable en cours est la création d'un Fonds National de Garantie et d'Investissement (FNGI) dont la mission est de soutenir les petites et moyennes entreprises dans tous les principaux secteurs de l'économie, y compris l'énergie. Le Fonds devrait être opérationnel fin 2017¹³. À ce jour, il a mobilisé 50 millions USD sur son objectif 80 millions USD¹⁴. Les règles et les règlements du Fonds ne sont pas encore en place, mais l'étude de faisabilité réalisée pour le Fonds recommande une garantie de 60% à 70% pour les prêts supérieurs à 80 000 USD qui ont une période de remboursement de 5 ans. On ne sait pas encore s'il y aura un plafond sur les montants de prêts que le Fonds peut garantir, mais les périodes de remboursement de 5 ans sont déjà préoccupantes puisque le financement de la dette dans les PCH nécessitera probablement une période de remboursement d'au moins 10 ans. Dans le cadre de ce projet, le bureau pays du PNUD en RCA travaille avec le Ministère de l'Entrepreneuriat National, de l'Artisanat et de la Promotion des Petites et Moyennes Entreprises, en charge de l'installation, pour s'assurer que les particularités des investissements dans les PCH soient prises en compte, à savoir l'investissement en capital élevé et la longue période de remboursement.

Outre la FNGI, la République centrafricaine est l'un des 14 membres de FAGACE, un fonds de garantie africain qui soutient les investissements privés et publics dans l'agriculture, l'industrie, l'énergie, la santé, etc. FAGACE garantit des prêts de 80 000 USD et plus 60% du montant total du prêt. Récemment, FAGACE

¹⁰ BDEAC, Rapport annuel 2014, Rapports Annuels 2011 et 2009

¹¹ BDEAC (2015), "Guide de l'opérateur privé"

¹² République Centrafricaine (nd) « Plan National de Relèvement et de Consolidation de la Paix »

¹³ Interview de M. Kassay Sylvestre, Inspecteur Central, Ministère de l'Entrepreneuriat National, de l'Artisanat et de la Promotion des Petites et Moyennes Entreprises.

¹⁴ (Pas d'auteur, pas de date) études de faisabilité du FNGI

a fourni une garantie de 5 millions USD à Télécel Centrafrique, un opérateur de téléphonie mobile en RCA¹⁵.

d) *Tarifs et subventions dans le secteur de l'électricité*

Les tarifs de l'électricité sont réglementés par l'Agence Autonome de Régulation du Secteur de l'Electricité en Centrafrique (ARSEC) selon le code de l'électricité de 2005. Les tarifs appliqués par ENERCA, la compagnie nationale d'électricité, varient entre 0, 10 et 0, 14 \$ par kWh à Bangui mais peuvent aller jusqu'à 0, 27 kWh dans les zones rurales où quelques petites centrales au diesel fonctionnent encore.

Tableau 4 : Structure tarifaire de l'électricité (Décembre 2016)

	Catégorie	Prix par kWh, TVA incluse		Modalité tarifaire
		F CFA	US \$	
Basse tension	Eclairage			
	Tranche 1	76,56	0,13	Pendant les 50 premières heures d'utilisation de la puissance souscrite.
	Tranche 2	82,70	0,14	De la 51 ^e à la 100 ^e heure d'utilisation de la puissance souscrite.
	Tranche 3	89,31	0,15	À partir de la 101 ^e heure d'utilisation de la puissance souscrite.
	Force motrice			
	Tranche 1	64,60	0,106	Pour les 65 premières heures d'utilisation de la puissance souscrite.
	Tranche 2	69,76	0,114	De la 66 ^e à la 95 ^e heure d'utilisation de la puissance souscrite.
	Tranche 3	75,35	0,123	À partir de la 96 ^e heure d'utilisation de la puissance souscrite.
	Mixte			
	Tranche 1	75,53	0,12	Pour les 65 premières heures d'utilisation de la puissance souscrite.
	Tranche 2	81,57	0,13	De la 66 ^e à la 130 ^e heure d'utilisation de la puissance souscrite.
	Tranche 3	88,10	0,14	À partir de la 131 ^e heure d'utilisation de la puissance souscrite.
	Eclairage public	69,92	0,11	

¹⁵ <http://le-fagace.org/fr/content/plus-de-11-milliards-du-fagace-pour-appuyer-cinq-soci%C3%A9t%C3%A9s-africaines>

Moyenne tension	Frais fixe	2 749,50		Par kW de demande maximale souscrite.
	Actif jour	42,30		Entre 6 h et 22 h.
	Actif nuit	30,38		Entre 22 h et 6 h.
	Réactif	37,58		Par kVA lorsque le facteur de puissance baisse en dessous de 0,8.
	Pénalité	26,15		Par kW de dépassement de la demande maximale souscrite.
Centres secondaires		160,84	0,263	Tarif utilisé dans les 15 centres secondaires

Il n'y a pas de subvention publique officielle sur les tarifs de l'électricité, même s'il est bien connu que les tarifs appliqués par l'ENERCA sont nettement inférieurs à son seuil de rentabilité. En 2016, le coût de la production d'électricité au niveau des jeux de barres était estimé à 0,23 \$ / kWh pour les trois groupes diesel de la centrale thermique qui alimentent Bangui et entre 0,02 et 0,03 \$ / kWh pour les centrales hydroélectriques de Boali 1 et Boali 2¹⁶. Mais avec plus de 43% de perte de distribution¹⁷, 60% de créances ouvertes sur les factures clients et une masse salariale représentant 50% du chiffre d'affaires annuel, l'ENERCA enregistre un déficit depuis 1990.

Les tarifs en dehors de Bangui sont plus élevés (0,27 kWh) mais les revenus de ces sites n'ont pas pu couvrir les coûts de production et d'entretien en partie à cause du faible taux d'abonnement et du faible taux de recouvrement des factures. Sur les 15 centrales diesel décentralisées, une seule fonctionne encore.

2. Analyse financière

a) Modélisation des flux de trésorerie financier des PCH et des centrales diesel

L'activité faible teneur en carbone consiste à installer des PCH basées sur des mini-réseaux dans des zones non connectées au réseau principal de l'ENERCA. La pratique habituelle consiste à fournir de l'électricité à ces régions avec de petites centrales au diesel. Trois des installations proposées dans le cadre de ce projet remplaceront les centrales au diesel par de l'hydroélectricité, tandis que la quatrième augmentera la capacité d'une petite centrale hydroélectrique existante à étendre les services d'électricité à une ville voisine.

La ville de M'baiki, par exemple, a une demande totale d'électricité estimée à 9 360 kWh / jour pour environ 3 500 ménages, 56 consommateurs non résidentiels (bâtiments administratifs, écoles, hôpitaux, magasins, etc.) et environ 100 points d'éclairage publique. La ville était autrefois alimentée par une centrale thermique de 125 KVA qui produisait 2 529 kWh en 2008 et avait 53 abonnés. La centrale a cessé de fonctionner en 2012.

¹⁶ Pour le document de projet principal

¹⁷ « Statistiques ENERCA.xls » fournis par les consultants locaux

Si nous fournissions le même niveau de service que celui proposé par le projet avec une nouvelle centrale diesel, l'investissement initial en capital serait nettement inférieur à celui de la PCH. Premièrement, le coût de la construction serait plus bas : alors que le coût de l'installation de la centrale diesel est estimé à 1 500 dollars par kW installé, il est de 4 500 dollars par kW installé pour la petite hydraulique. Deuxièmement, la ligne de transport de 10 km qui doit relier la centrale hydroélectrique à la ville serait évitée avec une centrale diesel. Troisièmement, les dépenses pour les études d'avant-projet seraient négligeables puisque les études de la centrale diesel précédente pourraient être utilisées. Néanmoins, sur une période de 25 ans, la centrale diesel serait plus coûteuse que la PCH en raison du coût d'exploitation élevé, des dépenses de carburant et du remplacement du générateur diesel tous les 10 ans. Dès le début du projet, la centrale diesel aurait besoin de plus de 1,4 million USD de fonds de roulement pour couvrir les deux premières années d'exploitation. Ces fonds devraient être garantis auprès d'une institution financière au taux d'intérêt en vigueur, augmentant ainsi le coût du capital. En revanche, la PCH n'aurait besoin que de 154 000 \$ en fonds de roulement pour la même période.

Le tableau 5 ci-dessous résume l'investissement en capital initial pour le site de M'baiki avec l'option diesel et avec l'option PCH. Il est clair que le prix élevé de la petite hydroélectricité est un obstacle majeur à l'investissement dans cette option pour un gouvernement à court d'argent à la recherche d'une solution rapide ou pour un investisseur privé désireux d'obtenir un retour rapide sur l'investissement. C'est sans doute la raison pour laquelle l'ENERCA a installé une centrale thermique à M'baiki lors de l'électrification de cette ville.

Tableau 5 : Comparaison des investissements en capital

M'baiki Investissement initial		
	Hydro	Thermique
Coût d'installation de l'usine	2 700 000,00\$	900 000,00\$
Ligne de transport	474 926,10\$	\$-
Abonnés	721 000\$	721 000,00\$
Etude de pré faisabilité	296 721,31\$	30 000,00\$
Fonds de roulement	154 391,54\$	1 431 965,84\$
Permis et licences	40 000,00\$	40 000,00\$
Total	4 387 038,96\$	3 122 965,84\$

Le Tableau 6 montre la viabilité financière de la petite hydraulique par rapport à la centrale diesel sur une période de 25 ans. Le montant du financement requis comprend le fonds de roulement pour les deux premières années d'exploitation. Pour la centrale diesel, le groupe électrogène est remplacé tous les 10 ans. Sur une période de 25 ans, le Coût Moyen Actualisé de l'Energie (LCOE en anglais) de la PCH est de 0,13 \$ / kWh alors que celui de la centrale diesel est de 0,83 \$ / kWh. Le Taux de Rendement Interne (TRI) du propriétaire est de 15% pour la PCH et de zéro pour la centrale diesel.

Tableau 6 : Comparaison du LCOE et du TRI

M'baiki		
	Hydro	Diesel
Période du modèle (ans)	25	25

Puissance installée (kW)	600	600
Facteur de puissance	0,8	0,52
Vente annuelle moyenne d'énergie (kWh/an)	3 611 852	2 733 120
Investissement requis (\$)	4 387 038,96 \$	3 122 965,84 \$
Contribution du propriétaire	877 407,79\$	624 593,17\$
Financement requis	3 509 631,16\$	2 498 372,68\$
Coût du capital	15%	15%
LCOE (\$/kWh)	0,13\$	0,83\$
Capitaux propres TRI	15%	Nulle

b) Incidence de l'instrument financier sur la viabilité financière et le coût différentiel de la PCH

Les PCH sont financièrement viables à long terme, mais leur investissement initial élevé en capital est intimidant pour les promoteurs de projets et les institutions financières ne se mobilisent pas pour fournir le financement dont elles ont tant besoin. Pour les promoteurs de projets, le premier défi consiste à mobiliser des fonds pour des études de faisabilité, des études de la demande et des évaluations environnementales (études d'avant-projet), préalables à l'approche des investisseurs mais généralement non financées par les banques commerciales. Le deuxième défi consiste à augmenter le cofinancement de 20% requis par la plupart des banques. Le troisième défi, et peut-être le plus difficile, est l'accès au financement pour les 80% d'investissement restant.

L'instrument financier comblera les deux premiers défis en attribuant 200 000 \$ à chaque site à titre de subvention de soutien pour les études d'avant-projet et en contribuant pour 125 000 \$ à l'équipement ou à la construction de la PCH. Ces deux subventions combinées réduiront le cofinancement du promoteur du projet de 325 000 \$ et lui permettront d'être prêt pour l'investissement. En se référant au Tableau 6 ci-dessus, les coûts différentiels encourus par le promoteur du projet pour sa propre contribution seraient largement compensés par la subvention et rendraient donc la PCH plus compétitive en termes de coûts.

Tableau 7 : Réduction de la contribution du développeur de projet

	M'baiki	
	Hydro	Diesel
Investissement requis (\$)	4 387 038,96 \$	3 122 965,84 \$
20% de Co-financement	877 407,79\$	624 593,17 \$
Subvention	325 000,00\$	\$-
Contribution du développeur de projet	552 407,79\$	624 593,17\$

En ce qui concerne le défi de l'accès au financement, l'établissement de liens entre la FNGI, FAGACE et le projet sera de la plus haute importance lors de la mise en œuvre du projet pour la viabilité financière de la petite hydraulique. En plus de débloquer des fonds auprès des banques locales, ces garanties peuvent réduire le taux d'intérêt sur le prêt aux promoteurs à 11% ou moins (en baisse par rapport aux 15% estimés), ce qui réduirait significativement leur coût du capital et amènerait une baisse dans les prix de l'électricité.

Tableau 8 : Réduction du coût du capital

M'baiki		
	Hydro	Diesel
Financement requis	3 509 631,16 \$	2 498 372,68 \$
Coût du capital sans garantie	15%	15%
Remboursement du prêt sur la durée du prêt (principal + intérêt)	7 457 966,22 \$	5 309 041,94 \$
Coût du capital avec facilité de garantie	11%	
Remboursement du prêt sur la durée du prêt (principal + intérêt)	6 405 076, 88 \$	

Toujours dans l'exemple de M'baiki, si le taux d'intérêt sur la dette est de 11%, un développeur de projet peut vendre de l'électricité à 0, 24 \$/kWh (contre 0, 27 \$/kWh) tout en obtenant le même rendement financier (voir tableau 15). Le modèle de flux de trésorerie du Tableau 9 montre le projet M'baiki sans instrument financier et sans garantie de prêt. Le coût du capital est de 15%, le prix de l'électricité est de 0, 27 \$ / kWh et le TRI du propriétaire est de 14,65%. Le Tableau 10 illustre les flux de trésorerie avec l'instrument financier. Le coût du capital est de 15%, le promoteur du projet reçoit une subvention de 350 000 \$, le prix de l'électricité est de 0, 27 \$ / kWh et le TRI du propriétaire est de 16,69%.

Tableau 9 : Compte de résultat et flux de trésorerie sans instrument financier.

Compte de résultat						
Prévisions des ventes	Année 0	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 25
<i>Taux d'absorption/croissance</i>		50%	10%	10%	10%	0%
Ventes d'énergie (kWh)		1 708 200	1 879 020	2 066 922	2 273 614	4 204 800
Prix unitaire		0,27\$	0,27\$	0,27\$	0,27\$	0,27\$
Revenus des ventes		461 214 \$	507 335,40 \$	558 068,94 \$	613 875,83\$	1 135 296,00\$
Nombre nouveaux Abonnés		1 803	180	180	180	0
Frais d'abonnement		16,39 \$	16,39 \$	16,39 \$	16,39 \$	16,39 \$
Recouvrement des facturations		29 549,18\$	2 954,92 \$	2 954,92\$	2 954,92 \$	\$-
Bénéfice brut		490 763,18\$	510 290,32\$	561 023,86 \$	616 830,75\$	1 135 296,00 \$
Bénéfice avant Intérêts, Impôts, Dépréciation et Amortisation (BAIIDA)		413 720,52\$	432 941,43\$	482 018,02\$	532 841,16\$	922 598,17\$
Bénéfice net après impôt		(259 365,71) \$	\$(240 144,80)	(191,068.22) \$	(87,600.61) \$	581 967,46\$
Flux de trésorerie						
	Année 0	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 25
Encaissement provenant des opérations		413 720,52\$	432 941,43\$	482 018,02\$	532 841,16\$	922,598.17\$
Paiement des taxes de l'année précédente			\$-	\$-	\$-	\$(196,020.70)

Flux de trésorerie nets liés aux opérations		413 720,52\$	432 941,43 \$	482 018,02\$	532 841,16\$	726 577,47\$
Encaisse provenant du financement Externe						
Prêt bancaire	3 509 631,16 \$					
Autre financement						
Frais d'intérêt						
Prêt bancaire		(526 444,67) \$	(526 444,67)\$	(526 444,67) \$	(473 800,21)\$	\$-
Autre financement						
Remboursement du capital du prêt						
Prêt bancaire				\$(350 963,12)	\$(350 963,12)	\$-
Autre financement						
Achat et installation d'immobilisations corporelles	(3 895 926,10) \$					
Dépenses avant le projet	(336 721,31) \$					
Fonds de roulement	(154 391,54) \$					
Encaisse nette provenant du financement externe	(877 407,79) \$	(526 444,67) \$	(526 444,67) \$	(877 407,79) \$	(824 763,32)\$	\$-
Contribution du Propriétaire et du PNUD	877 407,79 \$					
Augmentation (diminution) en espèces	\$-	(112 724,15) \$	(93 503,25) \$	(395 389,78) \$	(291 922,17)\$	726 577,47\$
Solde de départ en espèces		\$-	\$(112,724.15)	\$(206,227.40)	\$(601,617.17)	\$9,467,914.99
Solde de clôture	\$-	(112 724,15) \$	(206 227,40)\$	(601 617.17)\$	(893 539,34)\$	10 194 492,46\$
Equité TRI						
Prêt	3 509 631,16\$					
Equité	877 407,79\$					
Intérêt et paiement principal		(526 444,67) \$	(526 444,67)\$	(877 407,79) \$	(824 763,32)\$	\$-
BAIIDA		413 720,52\$	432 941,43\$	482 018,02\$	\$532,841.16	922 598,17\$
Subvention (PNUD)	\$-	\$-				
Flux de trésorerie vers les actionnaires	(877 407,79) \$	(112 724,15) \$	(93 503,25) \$	(395 389,78\$)	(291 922,17)\$	922 598,17\$
TRI	14,65%					

Tableau 10 : Compte de résultat et flux de trésorerie avec instrument financier

Compte de résultat	Année 0	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 25
Prévisions des ventes						
Taux d'absorption/croissance		50%	10%	10%	10%	0%
Ventes d'énergie (kWh)		1 708 200	1 879 020	2 066 922	2 273 614	4 204 800

Prix unitaire		0,27\$	0,27\$	0,27\$	0,27\$	0,27\$
Revenus des ventes		461 214,00\$	507 335,40\$	558 068,94\$	613 875,83\$	1 135 296,00\$
Nombre nouveaux Abonnés		1 803	180	180	180	0
Frais d'abonnement		16,39\$	16,39\$	16,39\$	16,39\$	16,39\$
Revenu de l'abonnement		29 549,18\$	2 954,92\$	2 954,92\$	2 954,92\$	\$-
Bénéfice brut		490 763,18\$	510 290,32\$	561 023,86\$	616 830,75 \$	1 135 296,00\$
BAIIDA		413720,52\$	432 941,43\$	482 018,02\$	532 841,16\$	922 598,17\$
Bénéfice net après impôt		(259 365,71)\$	(240 144,80)\$	(191 068,22)\$	(87 600,61) \$	581 967,46\$
Flux de trésorerie						
Encaissement provenant des opérations	Année 0	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 25
Paiement des taxes de l'année précédente		413 720,52\$	432 941,43\$	482 018,02\$	532 841,16\$	922 598,17\$
Flux de trésorerie nets liés aux opérations			\$-	\$-	\$-	(196 020,70) \$
Flux de trésorerie nets liés aux opérations		413 720,52\$	432 941,43\$	482 018,02\$	532 841,16\$	726 577,47\$
Encaisse provenant du financement Externe						
Prêt bancaire	3 509 631,16\$					
Autre financement						
Frais d'intérêt						
Prêt bancaire		(526 444,67)\$	(526 444,67)\$	(526 444,67)\$	(473 800,21)\$	\$-
Autre financement						
Remboursement du capital du prêt						
Prêt bancaire				(350 963,12)\$	(350 963,12)\$	\$-
Autre financement						
Achat et installation d'immobilisations corporelles	(3 895 926,10) \$					
Dépenses avant le projet	(336 721,31) \$					
Fonds de roulement	(154 391,54) \$					
Encaisse nette provenant du financement externe	(877 407,79) \$	(526 444,67)\$	(526 444,67)\$	(877 407,79)\$	(824 763,32)\$	\$-
Contribution du Propriétaire et du PNUD	877 407,79 \$					
Augmentation (diminution) en espèces	\$-	(112 724,15)\$	(93 503,25) \$	(395 389,78)\$	(291 922,17)\$	726 577,47 \$
Solde de départ en espèces		\$-	(112 724,15)\$	(206 227,40)\$	(601 617,17)\$	9 467 914,99 \$
Solde de clôture	\$-	(112 724,15)\$	(206227,40)\$	(601 617,17)\$	(893 539,34)\$	10 194 492,46\$
Equité TRI						

Prêt	3 509 631,16\$					
Equité	552 407,79 \$					
Intérêt et paiement principal		(526 444,67)\$	(526 444,67)\$	(877 407,79)\$	(824 763,32)\$	\$-
BAIIDA		413,720.52\$	432,941.43\$	482,018.02\$	532,841.16\$	922,598.17\$
Subvention (PNUD)	325 000,00 \$	\$-				
Flux de trésorerie vers les actionnaires	(552 407,79) \$	(112 724,15)\$	(93 503,25) \$	(395 389,78)\$	(291 922,17)\$	922 598,17\$
TRI	16,69%					

3. Examen des risques

Le premier risque auquel fait face les PCH est l'incapacité à attirer des investisseurs privés. Comme indiqué précédemment, les services d'électricité ont toujours été dans la main du gouvernement malgré la libéralisation du secteur en 2005. La perception publique est qu'il n'y a aucune analyse de rentabilité pour l'électrification rurale et le fait que l'ENERCA soit une entreprise défaillante n'aide pas à dissiper cette perception. En tant que tel, l'objectif principal de l'instrument financier est d'attirer des promoteurs privés.

Deuxièmement, même lorsque les promoteurs privés sont intéressés, ils peuvent ne pas être capables de mobiliser le cofinancement de 20% à eux seuls, ni de payer pour toutes les études d'avant-projet. En même temps, leur capacité à lever les 80% restants auprès d'une institution financière dépend fortement de ce cofinancement et de la preuve que toutes les études préliminaires sont réalisées. Il est vrai que le respect de ces conditions préalables ne garantit pas seul un prêt, car les institutions financières exigent habituellement des garanties supplémentaires, de préférence des garanties de prêt, pour les entreprises considérées comme innovatrices. Pour cette raison, l'établissement de liens avec la FNGI et FAGACE sera l'une des principales responsabilités de l'équipe de gestion de projet.

Troisièmement, une fois qu'une centrale est opérationnelle, son succès dépend fortement du nombre d'abonnés et du volume d'électricité vendu. Si les coûts d'exploitation ne sont pas suffisamment couverts par les ventes, la centrale fera rapidement faillite. Contrairement au modèle traditionnel consistant à demander aux abonnés de payer leurs frais de connexion - pouvant atteindre 200 \$ / ménage - les promoteurs de projets seront encouragés à intégrer les coûts de connexion dans l'investissement et à facturer aux abonnés un abonnement symbolique.

Enfin, la nécessité d'un taux de collecte élevé doit être soulignée. Des solutions innovantes telles que les plans par répartition et le comptage prépayé ont amélioré la collecte des paiements dans les installations hors réseau et seront prises en compte dans le cas des PCH.

Le tableau d'analyse des risques ci-dessous est adapté du projet de rapport « Diminuer les risques liés aux énergies renouvelables » du PNUD, qui fournit une liste exhaustive des obstacles rencontrés par les mini-réseaux. Bien que la plupart des risques ne soient pas atténués par l'instrument financier, plusieurs sont déjà traités par d'autres composantes du projet.

Tableau 11 : Analyse des risques

Catégorie du risque	Description	Barrières sous-jacentes	L'instrument financier aborde-t-il le risque ?	Commentaires
1. Risque du marché de l'énergie	Risque découlant des limites et de l'incertitude sur le marché de l'énergie (hors et sur le réseau) et de la capacité de concurrencer les sources d'énergie traditionnelles	<i>Perspectives du marché : Incertitude concernant la stratégie gouvernementale et les objectifs en matière des énergies renouvelables et d'électrification</i>	Non	La future politique d'électrification décentralisée clarifiera la stratégie du gouvernement pour l'électrification rurale
		<i>Accès au marché : Limites liées à la libéralisation du marché de l'énergie et aux restrictions imposées aux entités non utilitaires pour installer et exploiter des mini-réseaux</i>	Non Disponible	Cette barrière n'est pas pertinente pour le projet. Le marché de l'électricité a été libéralisé depuis 2005
		<i>Limitations tarifaires : Incertitude ou inflexibilité dans la réglementation tarifaire de l'électricité pour les mini-réseaux</i>	Non	Le produit 1.3 de l'ensemble du projet fournira une méthodologie pour la mise en place de tarifs pour la petite hydraulique
		<i>Normes d'électricité : Manque de clarté, d'incertitude, de sélection sous-optimale et / ou d'exigences techniques incohérentes pour assurer la qualité de l'électricité fournie par les mini-réseaux</i>	Non	Ce risque sera traité par le Produit 2.1 dans lequel un guide pour les mini-réseaux PCH sera développé ainsi que dans le Produit 3.3 durant lequel le Bureau des normes du gouvernement sera engagé pour s'assurer que seuls les produits / équipements de qualité associés au développement hydroélectrique répondent aux normes approuvées sont autorisés pour l'importation et l'installation dans le pays.
		<i>Subventions concurrentes : concurrence des sources d'énergie subventionnées au diesel et au kérosène ; perceptions négatives des tarifs des mini-réseaux en</i>	Non Disponible	Le diesel et le kérosène ne sont pas subventionnés. L'électricité distribuée par réseau est inexistante dans les zones ciblées

		<i>raison de l'électricité subventionnée distribuée sur le réseau</i>		
2. Risque d'extension du réseau	Risques découlant de l'incertitude des plans d'extension du réseau et des règlements techniques pour l'intégration dans le réseau principal	<i>Planification du réseau : Incertitude pour le modèle économique des opérateurs de mini-réseau et la viabilité financière en raison de politiques de planification et d'expansion peu claires ou inexistantes</i>	Non	RCA n'a pas de stratégie d'extension de réseau définie. Le dernier schéma directeur d'électrification date de 1992. Le cadre réglementaire décentralisé de l'énergie qui sera développé dans le cadre de ce projet permettra de faire face à ce risque.
		<i>Réglementations techniques : Incertitude dans les normes techniques pour les équipements de mini</i>	Non	Il n'y a actuellement aucun plan d'intégration des mini-réseaux décentralisés dans le réseau national
3. Risque de permis	Risque découlant de l'incapacité du secteur public à administrer de manière efficace et transparente les licences et les permis relatifs aux mini-réseaux	<i>Permettre l'électricité : Coûts et délais incertains pour l'obtention de licences et de permis auprès d'administrateurs nationaux, régionaux / locaux et / ou locaux de différents régimes (électricité, énergie renouvelable, électrification, environnement)</i>	Non	Le produit 1.4 mettra en place une chambre de compensation de licences et de permis
		<i>Exclusivité d'exploitation : Concurrence des opérateurs sans licence ; ressources locales insuffisantes et méthodes de recours pour faire respecter les permis de développement et d'exploitation</i>	Non	Les promoteurs du projet auront un accord de concession avec l'ARSEC, mais il existe une possibilité de concurrence de la part des producteurs indépendants qui gèrent des groupes électrogènes. Le coût de l'électricité produite par la PCH devrait être nettement inférieur à celui des groupes diesel, de sorte que les groupes électrogènes diesel pourraient ne pas être compétitifs.

4. Risque d'acceptation sociale	Risques liés au manque de sensibilisation et de résistance aux énergies renouvelables et aux mini-réseaux dans les communautés	Résistance des utilisateurs finaux et des communautés locales due à une méconnaissance de l'électricité et des sources des énergies renouvelables ; mauvaise information / perception et manque de sensibilisation aux offres de mini-réseau ; la résistance des entreprises en place (p. ex., la production au diesel) et des utilisateurs (p. ex. PCH), perturbées par les mini-réseaux	Non	Ce risque est minime. La plupart des sites ciblés étaient auparavant électrifiés grâce à un mini-réseau
5. Risque d'approvisionnement en technologie	Risque découlant des limitations de la qualité et de la disponibilité du matériel de mini-réseau, ainsi que de son traitement par les douanes	<i>Qualité du matériel : manque d'information de l'acheteur sur la qualité, la fiabilité (performance) et le coût du matériel ; manque de clarté ou d'incertitude concernant les normes techniques du gouvernement pour assurer la sécurité et la qualité de service des mini-réseaux</i>	Non	Ce risque sera en partie atténué par la Composante 2 du projet qui développera la capacité technique des développeurs des PCH
		<i>Disponibilité du matériel : Absence de marché concurrentiel pour l'achat de matériel (provenant de fournisseurs nationaux et internationaux); le cas échéant, manque de matériel adapté localement</i>	Non	Ce risque ne sera pas atténué par le projet
		<i>Douanes : procédures de dédouanement / processus de compensation pour l'importation de matériel, entraînant des retards de livraison ; des tarifs douaniers punitifs élevés sur le matériel de mini-réseau, en particulier par rapport à d'autres secteurs.</i>	Non	La politique d'électrification décentralisée comprend des mesures visant à éliminer les droits d'importation pour les technologies des énergies renouvelables
6. Risque de main-d'œuvre [Intrants]	Risques découlant du manque de personnels qualifiés et des employés potentiels qualifiés	Absence d'un marché du travail compétitif composé d'employés potentiels instruits et qualifiés, entraînant des coûts plus élevés, l'embauche de personnel non local et une performance sous-optimale	Non	La composante 2 du projet est dédiée au renforcement des capacités des développeurs de projets et des techniciens de PCH
7. Risque d'acquisition de terrains	Risques découlant de l'incertitude quant à la capacité d'acquérir un terrain sur lequel fonctionnera un mini-réseau	Manque d'information sur l'existence et / ou l'existence d'un régime foncier sous-optimal (légal ou coutumier), qui rend impossible l'accès ininterrompu à long terme au mini-réseau, des coûts plus élevés et des retards dans les projets.	Non	

8. Risque de valorisation et O & M	Risques découlant des limites de la capacité du développeur à concevoir, installer, exploiter, entretenir et surveiller efficacement son mini-réseau	<i>Évaluation des ressources : manque d'informations sur les ressources énergétiques renouvelables locales pour prévoir correctement la production d'électricité</i>	Oui	Des études de faisabilité évalueront la disponibilité de l'eau pendant la saison des pluies et la saison sèche pour évaluer la capacité de production annuelle
		<i>Absence d'effets de réseau dans les marchés en phase de démarrage : défis liés à la coordination et au manque de flux d'information entre les développeurs de mini-réseaux qui sont systémiques dans les marchés en phase de démarrage</i>	Non	Ce risque est minime car il n'y a pas beaucoup de développeurs de mini-réseaux dans le pays. Ceux qui sont soutenus par le projet formeront un réseau dans le cadre du projet pour le renforcement des capacités, le partage des leçons, etc.
		<i>Niveau de solvabilité des développeurs et solidité des flux de trésorerie : Incapacité pour les promoteurs d'obtenir du financement auprès des investisseurs en raison d'un manque de solvabilité ou d'un flux de trésorerie insuffisant pour répondre aux exigences de rendement des investisseurs</i>	Oui	La facilité de garantie de prêt atténuera ce risque
		<i>Exécution efficace : les défis (capacité, expérience, événements imprévus) rencontrés par le développeur de projet dans l'exécution efficace de ses différents rôles tels que : conception (évaluation des ressources et de la demande), installation, exploitation, maintenance et surveillance.</i>	Non	La composante 2 du projet est dédiée au renforcement des capacités des développeurs de projets et des techniciens de PCH
9. Risque de paiement et de crédit	Risque découlant de la volonté, de la capacité et des méthodes de paiement des clients pour l'électricité	<i>Manque d'informations sur la solvabilité des clients : Manque de données de crédit client permettant d'évaluer la capacité des clients à payer les frais de connexion initiaux, les factures d'électricité en cours et les équipements auxiliaires (par exemple, les lampes et les appareils)</i>	Oui	Les frais de branchement seront intégrés dans les tarifs d'électricité ; les promoteurs de projets seront encouragés à installer des compteurs prépayés pour réduire le risque de non-paiement des abonnés
		<i>Mauvaise solvabilité et non-paiement : Risque de retard, de réduction ou de non-paiement des clients en raison de la mauvaise solvabilité, du manque de fonds disponibles, du vol, de la dynamique sociale,</i>	Oui	L'installation de compteurs prépayés devrait atténuer ce risque

10. Risque du secteur financier	Risques découlant de la rareté du capital des investisseurs nationaux (dette et capitaux propres) pour les énergies renouvelables, le manque de familiarité des investisseurs nationaux avec les énergies renouvelables et des structures de financement appropriées	<i>Rareté du capital domestique : disponibilité limitée du capital domestique (fonds propres et / ou dette) pour les énergies renouvelables en raison, par exemple : de l'ampleur des investissements individuels ; secteur financier national excessivement réglementé ou sous-développé ; biais de politique intérieure contre les investisseurs dans l'énergie verte</i>	Oui	La mise en place d'une facilité de garantie de prêt atténuera ce risque. De plus, le produit 4.1 du projet concernera le renforcement des capacités et la sensibilisation des institutions financières
		<i>Expérience limitée des investisseurs nationaux en ce qui concerne les mini-réseaux : Manque d'informations, de compétences en matière d'évaluation et de suivi des projets de mini-réseaux parmi la communauté des investisseurs nationaux ; manque d'effets de réseau (investisseurs, opportunités d'investissement) sur les marchés établis ; manque de familiarité et de compétences avec des structures financières appropriées</i>	Non	Le Produit 4.1 du projet répondra à ce risque
11. <i>Risque de taux de change*</i>	Risques découlant de la non-concordance des devises entre les dettes / fonds propres en devises et les recettes en monnaie nationale.	Incertitude due à la monnaie locale volatile ; mouvements défavorables des taux de change, les recettes en monnaie nationale n'étant pas suffisantes pour couvrir le service de la dette / des capitaux propres.	Non	Il est prévu que les prêts seront fournis en monnaie locale.
12. Risque souverain	Risques découlant des conflits, de l'instabilité politique, de la gouvernance juridique, de la facilité de faire des	<i>Conflit : Incertitude ou entraves dues à la guerre, au terrorisme et / ou aux troubles civils</i>	Non	C'est un risque de haut niveau pour tout investissement en RCA. Cependant, la majeure partie du pays est stable depuis 2015 et le gouvernement et la communauté

affaires et de la performance économique dans le pays concerné			internationale commencent à reconstruire les infrastructures.
	<i>Instabilité politique : Incertitude due à des niveaux élevés d'instabilité politique, ayant un impact sur les politiques et la législation</i>	Non	Comme ci-dessus
	<i>Gouvernance juridique : mauvaise règle de droit ; faiblesse des institutions juridiques, des systèmes et de l'exécution des contrats ; difficultés dans les recours juridiques ou recours</i>	Non	
	<i>Facilité de faire des affaires : Réglementations administratives bureaucratiques et lourdes, y compris la constitution en société, l'insolvabilité, l'impôt sur les sociétés et les restrictions monétaires</i>	Non	La composante 1 du projet (produit 1.4) allégera le fardeau administratif lié à la création d'une entreprise de petite hydraulique.
	<i>Performance économique ; Incertitude due à un environnement macroéconomique instable, impactant l'inflation, les perspectives de taux d'intérêt et les dépenses de consommation</i>	Non	

4. Durabilité

La clé de la pérennité financière du secteur PCH est la reconnaissance par les fonds de garantie de prêt (FNGI et FAGACE) que les PCH sont des investissements viables. Pour atteindre cet objectif, il faudra les impliquer tout au long du projet et préparer les promoteurs aux investissements. Ceci sera assuré par l'instrument financier tandis que l'autre sera renforcé par l'équipe de gestion du projet. Déjà, le ministère en charge de la FNGI a été activement engagé dans la création et la validation de ce projet et fera partie de son comité de pilotage. Une fois que les fonds seront réunis, les institutions financières pourront octroyer des prêts aux promoteurs de projets et étendre ces prêts pour des études d'avant-projets, surtout si ces études peuvent également être couvertes par la garantie de prêts. À ce stade, les subventions peuvent ne plus être nécessaires.

Mais, outre l'intégration du fonds de garantie, il est important de continuer à impliquer le secteur privé en sensibilisant les promoteurs aux opportunités d'investissement, en éduquant les institutions financières sur les particularités des investissements dans le secteur des énergies renouvelables et en renforçant le rôle du gouvernement et des partenaires au développement en tant que facilitateurs.

En ce qui concerne les promoteurs, les deux principales associations professionnelles, l'Union Nationale du Patronat Centrafricain (UNPC) et le Groupement Inter-Professionnel de la Centrafrique (GICA), devraient être tenues régulièrement informées des progrès du projet. En outre, le succès des quatre premières centrales devrait être mis en valeur en utilisant des plateformes de réunion, des journaux, des bulletins d'associations professionnelles, etc. Une collecte régulière pourrait être organisée pour partager les expériences, les leçons apprises et les défis. La composante 4 du projet est chargée de cette activité.

Les institutions financières en RCA ne sont pas familières avec les investissements dans les énergies renouvelables et n'ont donc pas de produits adaptés au secteur. Elles font face à une courbe d'apprentissage abrupte qui sera réduite par la Composante 2 du projet, mais finalement, elles devront fournir un capital sur une durée supérieure (au-dessus de la norme actuelle de 10 ans) à un taux d'intérêt qui ne handicape pas l'entreprise. Cette attente a plus de chance d'être soutenue par les fonds de garantie.

5. Options de conception et de comparaison

Les 1,3 million USD alloués à l'instrument financier visent à lever les obstacles à la participation du secteur privé dans la petite hydraulique. Les fonds pourraient être utilisés de différentes manières. Une option, proposée ci-dessus, consiste à allouer une partie aux études d'avant-projet et une autre à l'équipement ou à la construction.

Une autre option pourrait consister à envisager l'intégralité de 1,3 million de dollars en tant que prêt à des promoteurs privés sur un taux d'intérêt concessionnel de 8%, chaque site recevant 325 000 USD. Sur le plan purement financier, cette option est très rentable. Elle diminue légèrement le taux de rentabilité interne du promoteur du projet, mais elle n'augmente le prix de revient de l'électricité que de 1 centime de \$ (19 centimes contre 18 centimes) et ne modifie pas le LCOE. Plus important encore, les fonds peuvent être récupérés et prêtés à nouveau au développeur du projet suivant. Cependant, cette option n'est pas pratique dans la situation de la RCA. À l'heure actuelle, tous les projets mis en œuvre par le PNUD en RCA sont soumis à des modalités de mise en œuvre directe, ce qui signifie que le PNUD est le partenaire d'exécution. Le PNUD n'a pas le mandat de gérer des facilités de prêt. Une tierce partie pourrait être

identifiée pour gérer le prêt, mais comme démontré plus tôt il y a une pénurie d'expérience dans les prêts d'énergie renouvelable parmi les institutions financières en RCA. Les mettre à niveau prendra beaucoup de temps et d'efforts, ce qui peut retarder la mise en œuvre du projet.

Une troisième option est une combinaison de l'option 1 et de l'option 2, c'est-à-dire fournir une subvention de 200 000 dollars pour les études d'avant-projet et structurer le prêt restant de 125 000 dollars. Cette option est également très rentable et serait l'option recommandée s'il y avait déjà une masse critique de développeurs de projets intéressés par la petite hydraulique. À ce stade, une subvention demeure une forte incitation à attirer le secteur privé. De plus, cette option ferait face au même défi que l'option 2 ci-dessus en ce qui concerne la gestion d'une facilité de prêt.

Une quatrième option consisterait à utiliser les 1,3 millions comme facilité de garantie de prêt. Cette option n'est pas envisageable parce que les fonds sont trop petits pour garantir des prêts allant de 2 à 4,2 millions USD.

La recommandation est donc de conserver la première option, car elle incite fortement les promoteurs de projets à entrer dans le secteur, ce qui est nécessaire à ce stade. C'est aussi l'instrument approprié pour la situation économique du pays : le secteur bancaire est faible, le secteur privé hésite à s'aventurer sur des terrains inexplorés, le taux d'électrification est extrêmement bas et le taux de pauvreté est élevé.

6. Scénario/analyse de sensibilité pour l'instrument recommandé

a) Analyse de sensibilité

Les investissements sont les plus sensibles au coût du capital, au volume d'électricité vendu et au prix de l'électricité. Étant donné que l'instrument financier est censé être une incitation pour le secteur privé, la sensibilité est évaluée par rapport au TRI d'équité du promoteur. L'analyse est faite avec l'instrument financier et sans l'instrument financier. L'instrument financier contribue à hauteur de 325 000 dollars au cofinancement du promoteur du projet sous la forme d'une subvention pour les études d'avant-projet et l'équipement ou la construction. Plus le TRI est élevé, plus l'investissement sera attrayant pour le secteur privé et plus il y aura de flexibilité dans la réduction du prix de l'électricité pour les utilisateurs finaux. Dans les tableaux 12 et 13 ci-dessous, le TRI d'équité sans instrument financier est de 14,6% (avec un coût du capital de 15%) alors qu'avec l'instrument financier, le TRI est de 16,7% (au coût du capital de 15%). En supposant que le TRI d'équité ciblé est de 15%, l'instrument financier permettrait au développeur du projet de vendre de l'électricité à partir de 0,26 \$ et d'atteindre le taux de rendement interne souhaité. Si les fonds de garantie de prêt permettent un taux d'intérêt plus bas, le prix de l'électricité peut encore être diminué. Le Tableau 14 illustre cette sensibilité.

Tableau 12 : Sensibilité du TRI au coût du capital sans instrument financier

Taux d'intérêt	Equité TRI
10%	19,5%
11%	18,4%
12%	17,3%
13%	16,4%
14%	15,5%
15%	14,6%
16%	13,9%

Tableau 13 : Sensibilité du TRI au coût du capital avec instrument financier

Taux d'intérêt	Equité TRI
10%	23,5%
11%	21,8%
12%	20,3%
13%	19,0%
14%	17,8%
15%	16,7%
16%	15,7%

Tableau 14 : Sensibilité du TRI au coût du capital et au prix de l'électricité

Coût du capital	Prix de l'électricité							Equité TRI
	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	
10%	15,6%	17,0%	18,6%	20,2%	21,8%	23,5%	25,3%	Equité TRI
11%	14,4%	15,8%	17,2%	18,7%	20,2%	21,8%	23,4%	
12%	13,4%	14,7%	16,1%	17,4%	18,8%	20,3%	21,8%	
13%	12,5%	13,8%	15,0%	16,3%	17,6%	19,0%	20,4%	
14%	11,7%	12,9%	14,1%	15,3%	16,5%	17,8%	19,1%	
15%	10,9%	12,0%	13,2%	14,3%	15,5%	16,7%	17,9%	
16%	10,2%	11,3%	12,4%	13,5%	14,6%	15,7%	16,9%	

Le volume d'électricité vendu est essentiel pour la viabilité de l'investissement. Sans l'instrument financier, une consommation initiale de 50% et un taux de croissance de 11% seraient nécessaires pour atteindre le taux de rendement interne souhaité de 15%. Avec l'instrument financier, la même chose peut être réalisée avec une consommation initiale de 50% et un taux de croissance de 8%. Les promoteurs de projets seront encouragés à adopter un modèle économique dans lequel le coût de la connexion est intégré dans le prix de l'électricité et les abonnés paient un abonnement minimum. Il est également prévu qu'avec les garanties de prêt, les prix de l'électricité peuvent être abaissés à 0,23 \$ résultant en un nombre accru d'abonnés.

Tableau 15 : Sensibilité TRI aux ventes d'électricité sans instrument financier

Consommation initiale	Consommation / croissance au fil du temps							
	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%
20%	6,4%	6,5%	6,7%	6,8%	7,0%	7,1%	7,3%	7,4%
30%	7,9%	8,1%	8,3%	8,6%	8,8%	9,1%	9,4%	9,7%
40%	9,7%	10,0%	10,4%	10,7%	11,1%	11,6%	12,0%	12,5%
50%	11,9%	12,3%	12,9%	13,4%	14,0%	14,6%	15,3%	16,1%
60%	14,6%	15,3%	16,0%	16,8%	17,7%	18,6%	19,6%	20,6%
70%	18,0%	19,0%	20,1%	21,2%	22,4%	23,7%	25,0%	26,4%
80%	22,6%	24,0%	25,4%	26,9%	28,5%	30,1%	31,8%	33,5%

Equité TRI

Tableau 16 : Sensibilité TRI aux ventes d'électricité avec instrument financier

Consommation initiale	Consommation / croissance au fil du temps							
	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%
20%	7,0%	7,2%	7,3%	7,5%	7,6%	7,8%	8,0%	8,1%
30%	8,7%	8,9%	9,2%	9,4%	9,7%	10,0%	10,4%	10,7%
40%	10,7%	11,1%	11,5%	11,9%	12,4%	12,9%	13,4%	14,0%
50%	13,3%	13,9%	14,5%	15,2%	15,9%	16,7%	17,5%	18,4%
60%	16,7%	17,6%	18,6%	19,6%	20,7%	21,9%	23,2%	24,6%
70%	21,5%	22,9%	24,3%	25,9%	27,5%	29,2%	31,1%	33,0%
80%	28,5%	30,5%	32,6%	34,8%	37,0%	39,3%	41,6%	43,9%

Equité TRI

b) Analyse de scénario

L'analyse de scénario suivante teste l'effet de l'instrument financier dans l'investissement dans différentes situations

Hypothèses pour le meilleur des cas

- Le coût du capital est de 11%
- Le coût de l'équipement est réduit de 10%
- La consommation initiale est de 70%
- Abonnement annuel (nouvelles connexions) et croissance des ventes d'électricité de 6%
- Le prix de l'électricité demeure à 0,27 \$

Dans le meilleur des cas, le promoteur du projet bénéficierait d'un TRI de 42, 47% avec la subvention et de 29,5% sans cette subvention. Avec un objectif de TRI de 15% sur les capitaux propres, le prix de l'électricité pourrait baisser à 0, 20 dollar et le TRI resterait réalisable même sans la subvention.

Hypothèses pour le scénario de base

- Le coût du capital est de 15%
- Le coût de l'équipement n'est pas modifié (en utilisant les estimations de l'ENERCA)
- La consommation initiale est de 50%
- La consommation annuelle et la croissance des ventes d'électricité sont de 10%
- Le prix de l'électricité est de 0,27 \$

Le scénario de référence est celui retenu pour la modélisation financière dans l'ensemble du document. Comme indiqué dans les tableaux 9 et 10 ci-dessus, dans le scénario de base, le TRI est de 16,69% avec subvention et de 14,65% sans subvention. Dans ce scénario, si les fonds de garantie de prêt peuvent réduire le coût du capital à 11%, les prix de l'électricité pourraient baisser à 0,23 \$.

Hypothèses pour le pire des cas

- Le coût du capital est de 18%
- Le coût de l'équipement est augmenté de 10%
- La consommation initiale est réduite à 30%
- La consommation annuelle et la croissance des ventes d'électricité sont maintenues à 10%
- Le prix de l'électricité est de 0,27 \$

Dans ce scénario, même avec la subvention, le TRI ne serait que de 7,32%. Il ne serait pas souhaitable de poursuivre l'investissement dans ce scénario.

Tableau 17 : Compte de résultat et flux de trésorerie pour le meilleur des cas

Compte de résultat						
Prévisions des ventes	Année 0	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 25
Taux d'absorption/croissance		70%	6%	6%	6%	0%
Ventes d'énergie (kWh)		2 391 480	2 534 969	2 687 067	2 848 291	4 204 800
Prix unitaire		0,27\$	0,27\$	0,27\$	0,27\$	0,27\$
Revenus des ventes		645 699,60\$	684 441,58\$	725 508,07\$	769 038,55\$	1 135 296,00\$
Nombre nouveaux Abonnés		2 524	151	151	151	0
Frais d'abonnement		16,39\$	16,39\$	16,39\$	16,39\$	16,39\$
Revenu de l'abonnement		41 368,85\$	2 482,13\$	2 482,13\$	2 482,13\$	\$-
Bénéfice brut		687 068,45\$	686 923,71\$	727 990,20\$	771 520 69\$	1 135 296,00\$
Total des Dépenses d'exploitation		83 875,46\$	83 908,38\$	85 207,29\$	89 736,36\$	212 697,83 \$
BAIIDA		603 193,00\$	603 015,33\$	642 782,91\$	681 784,32\$	922 598,17\$
Bénéfice net après impôt		86 821,24\$	86 687,99\$	116 513,67\$	172 236, 27\$	591 090,47\$
Flux de trésorerie						
	Année 0	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 25
Encaissement provenant des opérations		603 193,00\$	603 015,33\$	642 782,91\$	681 784,32\$	922 598,17 \$
Paiement de l'année précédente			(28 940,41) \$	(28 896 00) \$	(38 837,89) \$	(199 061,70) \$

Flux de trésorerie liés aux opérations		603 193,00\$	574 074,92\$	613 886,91\$	642 946,43\$	723 536,47\$
Encaisse provenant du financement Externe						
Prêt bancaire	3 208 670,91\$					
Autre financement						
Frais d'intérêt						
Prêt bancaire		(352 953,80) \$	(352 953,80) \$	(352 953,80)\$	(317 658,42)\$	\$-
Autre financement						
Remboursement du capital du prêt						
Prêt bancaire				(320 867,09)\$	(320 867,09)\$	\$-
Autre financement						
Achat et installation d'immobilisations corporelles	(3 506 333,49) \$					
Dépenses avant le projet	(336 721,31) \$					
Fonds de roulement	(167 783,83) \$					
Encaisse nette provenant de financement externe	(802 167,73) \$	(352,953.80) \$	(352,953.80) \$	(673 820,89)\$	(638 525,51)\$	\$-
Contribution du Propriétaire et du PNUD	802 167,73 \$					
Augmentation (diminution) en espèces	\$-	250 239,20\$	221 121,12\$	(59 933,98) \$	4 420,92\$	723 536, 47\$
Solde de départ en espèces		\$-	250 239,20\$	471 360,31\$	411 426,34\$	11 713 453, .12\$
Solde de clôture	\$-	250 239,20\$	471 360,31\$	411 426,34\$	415 847,26\$	12 436 989,59\$
Equité TRI						
Prêt	3 208 670,91\$					
Equité	477 167,73 \$					
Intérêt et paiement principal		(352 953,80) \$	(352 953,80) \$	(673 820,89)\$	(638 525,51)\$	\$-
BAIIDA		603 193,00\$	603 015,33\$	642 782,91\$	681 784,32\$	922 598,17\$
Subvention (PNUD)	325 000,00\$					
Flux de trésorerie vers les actionnaires	(477 167,73) \$	250 239,20\$	250 061,53\$	(31 037,98) \$	43 258,81 \$	922 598,17\$
TRI	42,47%					

Tableau 18 : Compte de résultat pour le pire des scénarios

Compte de résultat						
Prévisions des ventes	Année 0	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 25
Taux d'absorption/croissance		30%	10%	10%	10%	0%
Ventes d'énergie (kWh)		1 024 920	1 127 412	1 240 153	1 364 169	4 204 800

Prix unitaire		0,27\$	0,27\$	0,27\$	0,27\$	0,27\$
Revenus des ventes		276 728,40\$	304 401,24\$	334 841,36 \$	368 325,50\$	1 135 296,00\$
Nombre nouveaux Abonnés		1082	108	108	108	0
Frais d'abonnement		16,39\$	16,39\$	16,39\$	16,39\$	16,39\$
Revenu de l'abonnement		17 729,51 \$	1 772,95\$	1 772,95\$	1 772,95\$	\$-
Bénéfice brut		294 457,91\$	306 174,19\$	336 614,31 \$	370 098,45\$	1 135 296,00\$
Total des Dépenses d'exploitation		70 209,86\$	69 832,81\$	70 738,15\$	74 895,14 \$	212 697,83\$
BAIIDA		224 248,05\$	236 341,38 \$	265 876,16\$	295 203,31\$	922 598,17 \$
Bénéfice net après impôt		(620 287,96) \$	(608 194,63)\$	(578 659,85) \$	(480 755,83) \$	572 873,15\$
Flux de trésorerie						
	Année 0	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 25
Flux de trésorerie liés aux opérations		224 248,05\$	\$236,341.38	\$265,876.16	\$295,203.31	\$922,598.17
Paiement des taxes de l'année précédente			\$-	\$-	\$-	\$(192,989.26)
Flux net de trésorerie liés aux opérations		224 248 05\$	236 341,38\$	265 876,16 \$	295 203,31\$	729 608,91\$
Encaisse provenant du financement externe						
Prêt bancaire	3 809 826,15\$					
Autre financement						
Frais d'intérêt						
Prêt bancaire		(685 768,71) \$	(685 768,71)\$	(685 768,71) \$	(617 191,84) \$	\$-
Autre financement						
Remboursement du capital du prêt						
Prêt bancaire				(380 982,61) \$	(380 982,61) \$	\$-
Autre financement						
Achat et installation d'immobilisations corporelles	(4 285 518,71)\$					
Dépenses avant le projet	(336 721,31) \$					
Fonds de roulement	(140 042,66) \$					
Encaisse provenant de financement externe	(952 456,54) \$	(685 768,71) \$	(685 768,71)\$	(1 066 751,32) \$	(998 174,45) \$	\$-
Contribution du Propriétaire et du PNUD	952 456,54\$					
Augmentation (diminution) en espèces	\$-	(461 520,65) \$	(449 427,32)\$	(800,875.16) \$	(702,971.14\$)	729,608.91\$
Solde de départ en espèces		\$-	(461 520,65)\$	(910 947,98) \$	(1 711 823,14)\$	5 603 660,73\$
Solde de clôture	\$-	(461 520,65) \$	(910 947,98)\$	(1 711 823,14) \$	(2 414 794,28)\$	\$6,333,269.64
Equité TRI						

Prêt	3 809 826,15\$					
Equité	627 456,54\$					
Intérêt et paiement principal		(685 768,71) \$	(685 768,71)\$	(1 066 751,32) \$	(998 174,45) \$	\$-
BAIIDA		224 248,05\$	236 341,38\$	265 876,16\$	295 203,31\$	922 598,17\$
Subvention (PNUD)	325 000,00 \$					
Flux de trésorerie vers les actionnaires	(627 456,54) \$	(461 520,65) \$	(449 427,32)\$	(800 875,16) \$	(702 971,14) \$	922 598,17\$
TRI	7,32%					

II. Sélection du partenaire financier

Le bureau pays du PNUD en RCA met actuellement en œuvre tous ses projets dans le cadre des modalités de mise en œuvre directe et, à ce titre, il jouera le rôle de partenaire d'exécution de l'instrument financier.

Le bureau pays du PNUD a beaucoup d'expérience dans la gestion des subventions. De 2007 à 2011, il a géré une subvention de 4 millions USD pour un projet conjoint du PNUD, du Fonds d'Equipements des Nations Unies (FENU) et du ministère du Budget et des Finances¹⁸ centré sur les institutions de micro finance du pays. Les subventions allaient de 15 000 à 500 000 dollars et ont été utilisées pour le renforcement des capacités et l'expansion des Institutions de Microfinance (IMF) dans les zones rurales. Le dispositif de subvention était géré par une équipe de trois personnes : un conseiller technique, un expert national en microfinance et un assistant financier / administratif. Ils ont effectué leur travail sur la base de directives claires concernant les conditions de subvention et les indicateurs de performance des bénéficiaires. L'allocation des fonds était supervisée par un comité d'investissement composé d'un représentant du ministère des Finances, d'un représentant du PNUD, d'un représentant du FENU, le Conseiller technique et l'expert national en microfinance. À la fin du projet, 9 IMF ont bénéficié des subventions et 91% des fonds ont été décaissés¹⁹.

Le bureau pays gère actuellement le Programme des Petits Dons (Small Grants Programme) du FEM en RCA en collaboration avec l'UNOPS. Le Programme fournit des subventions de 10 000 à 50 000 dollars à des ONG actives dans les domaines de l'atténuation et de l'adaptation au changement climatique, de la conservation de la biodiversité, de la conservation des terres, etc. À ce jour, 1 million USD a été décaissé pour 42 projets. Un membre du personnel (le coordonnateur) est affecté à plein temps à ce programme. Son rôle principal est d'aider les bénéficiaires à rédiger leurs propositions, de faire les vérifications nécessaires à propos des bénéficiaires ; de présélectionner les bénéficiaires de subventions et surveiller leur performance. Le coordinateur est soutenu par un comité de pilotage.

À la lumière de ce bilan, le bureau pays du PNUD est bien équipé pour gérer l'instrument financier.

¹⁸ Programme d'appui à l'émergence d'un secteur financier inclusif en RCA (2007-2011)

¹⁹ Ministère des Finances et des Budgets, PNUD, UNCDF (2012) « Evaluation finale conjointe du programme d'appui à l'émergence d'un secteur financier inclusif en RCA »

III. Conception d'instrument financier

1. Conception détaillée

a) Conditions financières :

L'instrument financier est une subvention au promoteur du site avec deux composantes : 1) une subvention de 200 000 \$ pour l'étude d'avant-projet, 2) une subvention de 125 000 \$ pour l'équipement ou la construction. Les deux subventions réduiront la contribution du développeur du site à l'investissement global.

La subvention d'avant-projet peut atteindre 200 000 \$ et peut être utilisée principalement pour des études de faisabilité, des études techniques, des évaluations environnementales ou d'autres activités préalables à la présentation d'une demande de prêt à une institution financière. La subvention peut couvrir jusqu'à 60% du coût total de l'une de ces activités jusqu'à concurrence de 100 000 \$²⁰. Le bénéficiaire de la subvention doit présenter une preuve que les 40% restants sont mobilisés avant l'approbation de la subvention. En outre, la subvention sera décaissée par tranches en fonction des jalons atteints dans la mise en œuvre de ladite activité. Par exemple, si l'activité est une étude de faisabilité qui coûte 120 000 \$, la subvention peut être approuvée pour 72 000 \$. 40% des 72 000 \$ peuvent être déboursés sur présentation du contrat de service entre le promoteur du projet et la firme réalisant l'étude ; 30% à la soumission d'un projet de rapport de faisabilité au PNUD et 30% à la soumission du rapport de faisabilité final au PNUD

Le solde du prêt peut être appliqué à une autre activité pour le même bénéficiaire de la subvention. Dans l'exemple précédent, les 128 000 dollars restants pourraient être utilisés pour l'évaluation de l'impact environnemental, par exemple. Les modalités d'approbation et de décaissement seraient les mêmes, à savoir pas plus de 60% du coût total et des décaissements en trois tranches.

Tableau 19 : Résumé des conditions financières de la subvention d'avant-projet

	Subvention des études d'avant-projet
Montant total de la subvention par site	200 000 \$
Part du coût total couvert par la subvention	60%
Montant maximum couvert par la subvention	100 000 \$ per activité
Tranches de décaissement	3 par activité
Fréquence de décaissement	Au besoin
Durée de la subvention	5 ans

La subvention pour l'équipement / la construction entre en jeu seulement lorsque la PCH s'approche de la phase de construction. Pendant que le promoteur du projet fait des demandes de prêts, il peut recevoir

²⁰ Un plafond sur le montant de la subvention serait utile afin de maintenir le coût total de l'étude le plus bas possible.

un document certifié prouvant que des fonds sont disponibles, mais en aucun cas, le fonds ne peut être déboursé sans preuve que le reste du financement est approuvé. La subvention ne peut couvrir que 60% de l'équipement ou de la construction à laquelle elle est appliquée. Si la subvention est destinée à l'équipement, l'estimation du coût de l'équipement à acheter doit être fournie directement au PNUD par le fournisseur. Le bureau de pays du PNUD se réserve le droit de débourser les fonds directement au fournisseur. Si la subvention est destinée à la construction, une estimation complète des coûts signée par le fournisseur de services doit également être fournie au PNUD. Dans les deux cas, la subvention sera déboursée en deux tranches : 50% lorsque l'équipement est commandé ou au début de la construction et 50% lorsque l'équipement est reçu ou que la construction est terminée.

Tableau 20 : Résumé des conditions financières pour subvention équipement/construction

	Subvention pour Equipment/construction
Montant total de la subvention par site	125 000\$
Part du coût total couvert par la subvention	60%
Montant maximum couvert par la subvention	125 000 \$ par activité
Tranches de décaissement	2 par activité
Montant de décaissement (par décaissement)	62 500\$
Fréquence de décaissement	Si besoin
Durée de la subvention	5 ans

b) *Sélection des bénéficiaires finaux*

Un appel à propositions sera lancé et publié pour les sites de Bambari et Boda. Pour le site de M'baiki, la société Centrafic Global Business Consulting a déjà signé un protocole d'accord avec le Ministère de l'Energie pour le développement du site et mobilise actuellement des fonds. Pour Gamboula, l'usine existante appartient à l'Eglise Evangélique Baptiste qui a déjà manifesté son intérêt pour le développement du site dans le cadre de ce projet. Ces porteurs de projets potentiels auront la priorité pour faire une proposition mais seront retenus sur la base des mêmes critères que les autres candidats.

L'appel à propositions suivra les lignes directrices de la loi de la RCA sur les marchés publics²¹. Plus précisément, l'appel indiquera clairement les sites pour lesquels la proposition s'applique, la technologie attendue, les responsabilités du soumissionnaire, le soutien financier et le soutien technique que le projet offre. L'appel sera publié dans un journal local, affiché sur le site Web du PNUD et distribué aux associations professionnelles. Les femmes entrepreneurs seront fortement encouragées à postuler. Pour éviter les conflits d'intérêts, les personnes affiliées au ministère de l'Énergie (et à ses agences) ou au PNUD ainsi que les membres du comité de projet ne peuvent pas postuler. Les propositions seront examinées par tous les membres du comité de projet et la sélection se fera à la majorité des voix.

²¹ « Loi n°08-17 du 6 Juin 2008 portant Code de marchés publics et de délégation de service public en République Centrafricaine »

Que ce soit par le biais d'un appel public à propositions ou d'une sollicitation directe (pour M'baiki et Gamboula), chaque développeur intéressé sera invité à soumettre une proposition qui aborde au moins les sujets suivants :

- Description de la technologie à utiliser et de la puissance planifiée de l'usine
- Profil socio-économique des bénéficiaires de l'électricité
- Coût estimé de l'installation
- Etudes d'avant-projet attendues à mener
- Tarif d'électricité estimé à appliquer
- Stratégie pour maximiser le nombre d'abonnés
- Stratégie pour maximiser le recouvrement de la facturation
- Stratégie pour inclure le genre dans la mise en œuvre du projet
- Description du plan de gestion et de l'équipe de gestion
- Fonds disponibles
- Stratégie pour la mobilisation des investissements en capital
- Identification des risques et mesures d'atténuation

Les promoteurs devront démontrer qu'ils ont de l'expérience dans la gestion d'une entreprise, qu'ils comprennent le marché qu'ils desserviront (par exemple, saisonnalité du revenu, nécessité de paiement « au fur et à mesure », etc.), qu'ils peuvent mobiliser le montant de leur co-financement et avoir une stratégie claire de collecte de fonds pour 80% de l'investissement en capital.

c) Gouvernance

Le projet dans son ensemble est régi par le Comité de Projet (également appelé Comité de Pilotage dans le ProDoc) dont le rôle est de prendre des décisions de gestion lorsque le gestionnaire de projet a besoin de conseils. Le Comité comprendra au minimum neuf membres : un représentant de l'ARSEC, un représentant de l'ACER, un représentant de la MMEH, un représentant de la FNGI, un représentant des banques locales, un représentant du secteur privé, un représentant de la société civile, un expert en genre et un représentant du bureau pays du PNUD. Le gestionnaire de projet et son assistant participent à chaque réunion du conseil.

Pour les subventions, le rôle du Comité est d'approuver l'appel à propositions et de sélectionner les offres gagnantes. Les membres du Comité sont également censés servir comme conseillers aux promoteurs de projet notamment sur la façon d'obtenir les autorisations administratives nécessaires (pendant le renforcement du « clearinghouse » (centre d'échanges d'informations) et surtout sur la façon d'accéder à la garantie de prêt FNGI et FAGACE.

d) Dotation

L'instrument financier sera géré par l'unité de gestion de projet. Cette unité comprend le gestionnaire de projet, un adjoint au gestionnaire de projet et un conseiller technique non résident. Le chef de projet aura la responsabilité principale des subventions. Plus précisément, il / elle rédigera l'appel à propositions, évaluera les propositions, fera des recommandations au comité de projet, fournira un soutien financier continu aux développeurs de projet sélectionnés, gèrera l'allocation de la subvention, suivra les progrès des PCH et soutiendra les développeurs de sites dans leurs efforts de collecte de fonds.

e) *Cadre d'évaluation de base de l'instrument financier*

L'instrument financier a trois objectifs spécifiques : 1) Attirer les promoteurs privés à la PCH, 2) Rendre les 4 sites sélectionnés prêts pour l'investissement en payant une partie des études d'avant-projet et de l'équipement/construction et 3) aider les développeurs de projets à accéder au financement

Les trois objectifs peuvent être évalués aux niveaux des produits et des résultats.

Tableau 21 : indicateurs de performance de l'instrument financier

Objectifs	Résultats	Indicateurs à surveiller	Base	Cible (à la fin du projet)
Attirer les promoteurs privés à la PCH	<i>Résultat</i> : les PCH sont construites et exploitées par des promoteurs privés	Nombre de PCH construit par les promoteurs privés	0	4
	<i>Produit</i> : les développeurs privés répondent à l'appel à propositions	Nombre de promoteurs privés ayant répondu à l'appel à proposition	0	10
	<i>Produit</i> : Les promoteurs privés apportent un cofinancement pour la petite hydraulique	Montant d'argent apporté par les promoteurs privés en tant que cofinancement	0	1,8 million USD
Rendre les sites sélectionnés prêts à l'investissement	Résultat : les banques commerciales s'engagent à investir dans des PPH sélectionnées	Nombre de banques fournissant des lettres d'engagement aux promoteurs privés	0	3
	Résultat : les études d'avant-projet sont terminées	Nombre d'études d'avant-projet achevées	0	8 ²²
	<i>Produit</i> : les promoteurs privés ont une proposition de projet bancable à soumettre aux banques commerciales	Nombre de demandes de prêt soumises	0	4
Aider les promoteurs à accéder aux finances	Résultat : les développeurs sont financés	Nombre de développeurs qui reçoivent un financement	0	4
		Montant du financement approuvé pour les promoteurs de projets	0	12,4 million USD
	<i>Produit</i> : FNGI ou FAGACE (ou autres facilités de garantie de prêt) offrent une garantie de prêt	Montant du prêt garanti	0	7,4 million USD (60% des prêts)

²² Deux par site

Le gestionnaire de projet fournira un rapport écrit sur la performance de la subvention au Comité tous les six mois.

f) Stratégie de sortie

L'Unité de gestion de projet, le Comité de projet et le bureau pays du PNUD ont la responsabilité de maintenir un lien étroit avec les facilités de garantie de prêt afin que leur soutien à la petite hydraulique se poursuive après le projet.

À partir de la quatrième année, toutes les fonctions de gestion des subventions et les services de soutien aux entreprises seront progressivement transférés à l'ACER, l'agence d'électrification rurale. Le gestionnaire de projet travaillera avec un personnel désigné de l'ACER au cours des quatrième et cinquième années pour assurer une transition en douceur. Tous les fonds du projet engagés mais non encore décaissés seront transférés à l'ACER. Les contrats entre le PNUD et les développeurs du projet seront modifiés ou reformulés pour tenir compte de la nouvelle contrepartie.

g) Politique complémentaire de réduction des risques

Les activités proposées dans les différentes composantes du projet visent à réduire les risques encourus par l'instrument financier.

La composante 1 du projet soutient le développement d'instruments politiques qui clarifient le cadre réglementaire de la participation du secteur privé à la production d'électricité et fixe en même temps des tarifs attractifs pour le secteur privé et un guichet unique pour les procédures administratives. Dans le cadre de cette composante, il y aura une forte pression pour l'opérationnalisation des exonérations fiscales sur les équipements d'énergie renouvelable proposées dans le projet de politique énergétique décentralisée. Cela pourrait réduire davantage le coût du capital pour la petite hydroélectricité.

La Composante 2 fournira une formation technique et une assistance aux promoteurs de projets PCH pour alimenter des mini-réseaux et le soutien commercial continu. Elle renforcera également la capacité des agences nationales et du personnel des banques afin qu'elles soient plus réceptives aux besoins de financement du secteur privé.

La composante 3 favorisera l'utilisation productive de l'électricité chez les consommateurs afin d'accroître davantage la demande d'électricité. Cela aidera les promoteurs à vendre plus d'électricité.

h) Plan de travail

Tableau 22 : Plan de travail de la première année	Partie responsable	Année 1 (2018)							
		Mois 1	Mois 2	Mois 3	Mois 4	Mois 5	Mois 6	T3	T4
Comité de projet	PNUD - RCA								
Publier l'annonce d'emploi pour le Chef de Projet	PNUD - RCA								
Recruter un Chef de projet	PNUD - RCA								
Formuler un appel à proposition pour les 4 sites	Chef de Projet								
Publier l'appel à proposition	Chef de Projet								
Inviter les promoteurs de projets pour M'baiki et Gamboula à soumettre leurs propositions	Chef de Projet								
Sélectionner les promoteurs pour Bambari et Boda	Conseil du Projet								
Signer un contrat avec les développeurs sélectionnés	Chef de Projet								
Décaissement de la subvention d'avant-projet	Chef de Projet								
Fournir un soutien pour la mobilisation des capitaux	Chef de Projet								
Fournir un rapport d'avancement	Chef de Projet								

Tableau 23 : Plan de travail de l'année 2 à l'année 5

Activités	Partie responsable	Année 2				Année 3				Année 4				Année 5			
		T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Fournir un soutien pour la mobilisation des capitaux	Chef de Projet																
Décaisser la subvention équipement/construction	Chef de Projet																
Surveiller les progrès dans la construction de l'usine	Chef de Projet																
Fournir un rapport d'avancement	Chef de Projet																
Transférer la gestion à l'ACER	Chef de Projet																

i) TDRs

Le gestionnaire de projet sera également le gestionnaire de l'instrument financier

Tableau 24 : Termes de références pour le gestionnaire de projet

I. Position Information	
Titre du poste :	Chef de projet (Plein temps)
Bureau :	Unité de Gestion du Projet (UGP)
Organisation :	Programme des Nations Unies pour le Développement(PNUD)
Durée d'emploi :	Une année avec possibilité de renouvellement
Lieu d'affectation :	Bangui, République Centrafricaine
II. Tâches	
<ul style="list-style-type: none"> • Diriger le développement de la conception du projet, y compris la préparation des termes de référence des consultants et sous-traitants, l'identification et la sélection des sous-traitants/consultants nationaux et internationaux, l'estimation des coûts, l'établissement du calendrier, la passation de marchés et l'établissement de rapports sur les activités et le budget du projet ; • Gérer une subvention de 1,3 million USD pour le développement de petites centrales hydroélectriques ; • Fournir des conseils financiers continus aux développeurs de projets PCH • Fournir un soutien aux développeurs de projets PCH pour l'accès au financement • Surveiller et suivre l'état de la livraison par des consultants, des sous-traitants, etc. • Surveiller et suivre l'état de la livraison par des consultants, des sous-traitants, etc. • Coordonner les activités des consultants, y compris la gestion des contrats, la direction et la supervision des opérations sur le terrain, le soutien logistique, l'examen des résultats techniques • Aider à la conception, la supervision et les activités de sensibilisation du projet ; • Fournir un soutien technique aux discussions sur les politiques relatives aux technologies des énergies renouvelables pour l'électrification rurale dans le pays • Agir en tant que liaison / facilitateur entre les différentes parties prenantes, y compris le secteur privé, les partenaires internationaux et nationaux ; • Assumer la responsabilité de la qualité et du calendrier des résultats du projet • Établir et maintenir des relations et agir en tant que point focal avec le bureau de pays du PNUD pour s'assurer que toutes les questions de programmation, financières et administratives liées au projet sont gérées de manière transparente, opportune et efficace, conformément aux règles et règlements établis du PNUD. • Entreprendre d'autres tâches de gestion qui contribuent à la mise en œuvre efficace du projet. 	
III. Qualifications et Expérience	
Education :	<ul style="list-style-type: none"> • Maîtrise ou équivalent en ingénierie, économie, administration des affaires, finance, développement international, sciences sociales, administration publique ou autre domaine pertinent.
Expérience :	<ul style="list-style-type: none"> • Minimum de 5 ans d'expérience en gestion, de préférence dans le domaine de l'énergie. • Aptitude avérée à rédiger, réviser et produire des propositions écrites et des rapports axés sur les résultats. • Expérience avérée de travailler avec le gouvernement, la société civile, des organisations internationales ou des donateurs, en combinaison avec la

	<p>connaissance de l'analyse économique et financière, des cadres institutionnels, réglementaires et politiques.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Une bonne connaissance et expérience des questions liées au changement climatique du FEM, de ses modalités opérationnelles et de sa connaissance des procédures du PNUD-FEM serait un atout. • La connaissance des règles, règlements et procédures administratives du PNUD serait un atout. • Connaissance et expérience préalables des facteurs et problèmes politiques, sociaux et environnementaux liés au développement énergétique et à l'atténuation du changement climatique dans les pays africains ; • Expérience de l'utilisation d'ordinateurs et de logiciels de bureau (MS Word, Excel, etc.)
Exigences linguistiques :	<ul style="list-style-type: none"> • Excellent en Anglais et Français, écrit et oral.