



Millennium Challenge Account – Bénin II

# Plan Directeur d'Electrification Hors Réseau

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

*Version définitive*

Présenté par :



Avertissement : Ce rapport a été produit pour les besoins internes de suivi du projet. Son utilisation reste exclusivement réservée au consultant, à ses affiliés, au MCA-BENIN II et ses représentants. Toutes autres utilisations de ces documents mis à part les susnommés ne peut engager la responsabilité de MCA-BENIN II ni des susnommés.

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

**Rédaction du document :**

<b>Version</b>	Note de cadrage	Version 1	Version 2	Version 3
<b>Date</b>	26 juin 2017	14 juillet 2017	07 septembre 2017	03 octobre 2017
<b>Rédaction</b>	Jean-Paul LAUDE, Romain FRANDJI, Ranie RAMBAUD			
<b>Relecture et validation</b>	Jean-Paul LAUDE - <i>Chef de projet résident</i> Denis RAMBAUD-MEASSON - <i>Directeur de projet</i>			

## Remerciements

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

## Acronymes

ABE	Agence Béninoise pour l'Environnement
ABERME	Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie
ABMNCQ	Agence Béninoise de la Métrologie, de Normalisation et Contrôle de la Qualité
ADP	Aide Publique au Développement
AEV	Adduction d'Eau Villageoise
AFIMEEB	Association des Fournisseurs et Installateurs de Matériels Électrique et Eau du Bénin
AFOM	Atouts, Faiblesses, Opportunités, Menaces
AGR	Activité Génératrice de Revenus
AISER	Association Interprofessionnelle des Spécialistes du domaine des Énergies Renouvelables
ANADER	Agence Nationale pour le Développement des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique
ANCB	Agence Nationale des Communes du Bénin
AOF	Attributions, Organisation et Fonctionnement
APD	Aide Publique au Développement
ARE	Autorité de Régulation de l'Électricité
BOO	Build, Own and Operate
CER	Concession d'électrification rurale
CN	Coordonnateur National - MCA-Bénin II
CONTRELEC	L'Agence de Contrôle des installations électriques intérieures
CPED	Chef du Projet Énergie Décentralisée - MCA-Bénin II
CPR	Chef de projet résident du Consultant (ou Chef de mission)
DAEM	Développement de l'Accès à l'Énergie Moderne
DIP	Direction de l'Informatique et du Pré archivage
DO	Directeur des opérations - MCA-Bénin II
DGE	Direction Générale de l'Énergie
DP	Directeur de projet du Consultant
ECOW-GEN	Programme on Gender Mainstreaming in Energy Access
EHR	Électrification hors réseau
EIES	Étude d'Impact Environnemental et Social
EES	Évaluation Environnementale Stratégique
EnR	Énergies renouvelables
ER	Électrification rurale
EEV	Programme Énergie et Eau pour la Vie (EEV)
FFOM	Forces, Faiblesses, Opportunités, Menaces
GEOSIM©	Logiciel de planification de l'électrification rurale ( <a href="http://www.geosim.fr">www.geosim.fr</a> )
HR	Hors réseau
HTA	Réseau électrique moyenne tension
IDH	Indicateur du Développement Humain
IED - PAC	Innovation Énergie Développement - Practical Action Consulting
INSAE	Institut National de la Statistique et de l'Analyse Économique
IPD	Indicateur du Potentiel de Développement
LCOE	Levelized Cost of Energy (coût actualisé)
MANIFOLD©	Logiciel SIG
MCA-Bénin II	Millennium Challenge Account-Bénin II
MCC	Millennium Challenge Corporation
MEEM	Ministère de l'Énergie, de l'Eau et des Mines
MOU	Memorandum of Understanding
OCEF	Off-Grid Clean Energy Facility
OSC	Organisations de la société civile
PDER	Plan Directeur d'Électrification Réseau (extensions du réseau)
PDEHR	Plan Directeur d'Électrification Hors Réseau
PNUD	Programme des Nations Unies pour le Développement
PTF	Partenaire Technique et Financier

RECASEB	Projet de REforcement des Capacités des Acteurs du Secteur de l'Energie au Bénin
RGPH	Recensement Général de la Population et de l'Habitation
RQ	Responsable Contrôle Qualité
SBEE	Société Béninoise d'Energie Electrique
SAV	Service Après-Vente
SDERB	Schéma Directeur de l'Electrification Rurale du Bénin (SDERB)
SFI	Société Financière Internationale
SHS	Solar Home System (Kit solaire photovoltaïque)
SIE	Système d'Information Energétique
SIG	Système d'Information Géographique
SINEB	Système d'Information National sur l'Energie au Bénin
SNAT	Schéma National d'Aménagement du Territoire
SSD	Société de Services Décentralisés
UPE	Utilisation productive de l'électricité

## Fiche de synthèse

*Cette fiche sera établie une fois le PDEHR validé, sous un format identique à celui de la fiche de synthèse relative à la Politique.*

**Table des matières**

<b>Remerciements .....</b>	<b>4</b>
<b>Acronymes .....</b>	<b>5</b>
<b>Fiche de synthèse .....</b>	<b>7</b>
<b>Résumé du rapport.....</b>	<b>16</b>
<b>1 Introduction et rappel du contexte.....</b>	<b>17</b>
<b>2 Le PDEHR, l'outil de mise en œuvre de la Politique hors-réseau .....</b>	<b>18</b>
<b>2.1 Rappel des objectifs fixés par la Politique.....</b>	<b>18</b>
2.1.1 En termes de segmentation du marché EHR .....	18
2.1.2 En termes de réduction des déséquilibres entre les départements.....	20
<b>2.2 Méthodologie d'élaboration du PDEHR.....</b>	<b>20</b>
2.2.1 Notion d'impact économique et social .....	20
2.2.2 Les questions auxquelles répond le PDEHR .....	21
2.2.3 L'outil GEOSIM© .....	21
2.2.3.1 Processus de planification.....	21
2.2.3.2 Interaction avec le SIG de la DGE .....	22
2.2.3.3 La mise à jour des données, un réflexe indispensable à la cohérence de la programmation.....	23
<b>3 Paysage électrique actuel et réseau de référence .....</b>	<b>24</b>
<b>3.1 Paysage électrique actuel : indicateurs clés .....</b>	<b>24</b>
<b>3.2 Le réseau HTA existant .....</b>	<b>29</b>
<b>3.3 Le réseau HTA 2022 comme réseau de référence.....</b>	<b>30</b>
<b>4 Identification des localités candidates à une option EHR .....</b>	<b>31</b>
<b>4.1 Une grille de lecture tenant compte également du niveau de service existant.....</b>	<b>31</b>
<b>4.2 La proximité géographique des localités prise en compte dans la définition des projets .....</b>	<b>32</b>
<b>4.3 Volumes potentiels de localités/grappes de localités EHR par option.....</b>	<b>32</b>
<b>5 Identification des localités à cibler en priorité pour optimiser l'impact de l'EHR.....</b>	<b>33</b>
<b>5.1 Analyse Spatiale .....</b>	<b>33</b>
5.1.1 Notion d'Analyse Spatiale .....	33
5.1.2 Prioriser les interventions pour un impact maximal.....	33
5.1.2.1 Etape 1 : sélection des localités prioritaires ou Pôles de développement.....	34
5.1.2.1.1 Notion de Pôle de Développement .....	34
5.1.2.1.2 Notion d'Indicateur du Potentiel de Développement (IPD).....	34
5.1.2.1.3 Grille IPD EHR.....	36
5.1.2.1.4 Sélection des Pôles de développement : quelles sont les localités à fort impact économique et social ?	37
5.1.2.2 Etape 2 : Hiérarchisation des Pôles de développement.....	39
5.1.2.2.1 Notion de population de couverture .....	39
5.1.3 De la souplesse dans la hiérarchisation pour faciliter l'implication du privé.....	41
5.1.4 Cohérence avec l'Agenda Spatial du Schéma National d'Aménagement du Territoire (SNAT).....	42
5.1.4.1 Le même souci de développement économique et social .....	42
5.1.4.2 Des Pôles de développement plus « macro » au niveau de l'Agenda Spatial .....	43
5.1.4.3 L'Analyse spatiale de l'EHR comme ingrédient de l'Agenda Spatial .....	44
<b>6 Analyse prévisionnelle de la demande en électricité.....</b>	<b>45</b>

<b>6.1</b>	<b>L'accès à l'électricité en milieu rural aujourd'hui .....</b>	<b>45</b>
6.1.1	La faible émergence d'usagers non domestiques.....	45
6.1.2	L'absence de mesures d'accompagnement.....	46
<b>6.2</b>	<b>Modélisation.....</b>	<b>48</b>
6.2.1	Un changement de cap dans la définition des objectifs .....	48
6.2.2	Approche méthodologique : le module GEOSIM© Demand Analyst .....	48
<b>6.3</b>	<b>Analyse du marché et prévision de la demande.....</b>	<b>49</b>
6.3.1	Segmentation de la demande.....	49
6.3.1.1	Demande domestique.....	49
6.3.1.1.1	Classes de ménage.....	49
6.3.1.1.2	Niveaux de consommation .....	50
6.3.1.2	Demande des services publics .....	50
6.3.1.3	Demande des activités et services courants.....	51
6.3.1.3.1	Infrastructures et services rencontrés en milieu rural .....	51
6.3.1.3.2	Niveaux de consommation .....	52
6.3.2	Reconstitution des courbes de charge par type de village .....	52
6.3.2.1	Cas d'un village de 1500 habitants.....	52
6.3.2.2	Cas d'un village de 3500 habitants.....	53
6.3.2.3	Cas d'un village de 7000 habitants.....	53
6.3.3	Paramètres d'évolution et de croissance.....	53
<b>6.4</b>	<b>Résultats de la prévision de la demande .....</b>	<b>54</b>
6.4.1.1	Récapitulatif des hypothèses .....	54
6.4.1.2	Extrait des rapports de prévision de la demande .....	55
6.4.1.3	Extrait de la cartographie de la demande.....	56
<b>7</b>	<b>Rappel des potentiels EnR.....</b>	<b>57</b>
<b>7.1</b>	<b>Ressource solaire .....</b>	<b>57</b>
<b>7.2</b>	<b>Ressource hydroélectrique .....</b>	<b>58</b>
7.2.1	Ressource.....	58
7.2.2	L'inventaire disponible pour la micro hydroélectricité.....	58
7.2.3	Deux zones géographiques propices à la petite hydroélectricité .....	60
<b>7.3</b>	<b>Ressource biomasse .....</b>	<b>63</b>
7.3.1	Préambule.....	63
7.3.2	Mémo sur la technologie de gazéification .....	64
7.3.3	Choix technologique .....	64
7.3.4	Principaux résidus exploitables au Bénin.....	66
7.3.5	Schéma 1 : profiter de la chaîne de collecte des futures centrales biomasse urbaines .....	67
7.3.6	Schéma 2 : développer des microcentrales, approvisionnées localement, dans les zones cotonnières....	69
<b>8</b>	<b>Les projets EHR.....</b>	<b>71</b>
<b>8.1</b>	<b>Modélisation.....</b>	<b>71</b>
8.1.1	Le module GEOSIM© Network Options .....	71
8.1.1.1	Description générale .....	71
8.1.1.2	Notion de projet pour les configurations « mini-réseaux » .....	71
8.1.2	Règles et hypothèses de dimensionnement.....	72
8.1.2.1	Mini-centrales hybrides PV/diesel .....	72
8.1.2.2	Mini-centrales hydro .....	73
8.1.2.3	Mini-centrales hybrides biomasse/diesel .....	74
8.1.2.4	Pico centrales PV .....	75
8.1.2.5	Energie distribuée .....	75
<b>8.2</b>	<b>Synthèse des projets EHR .....</b>	<b>75</b>

8.2.1	Projets centrales + mini-réseaux.....	75
8.2.1.1	Projets hybrides PV/diesels.....	76
8.2.1.1.1	Rapports de synthèse .....	76
8.2.1.1.2	Cartographie des projets PV/diesel .....	76
8.2.1.2	Projets hydro.....	79
8.2.1.2.1	Rapports de synthèse .....	79
8.2.1.2.2	Cartographie des projets hydro .....	81
8.2.1.3	Projets hybrides biomasse/diesel .....	82
8.2.1.3.1	Rapports de synthèse .....	82
8.2.1.3.2	Cartographie des projets biomasse .....	84
8.2.2	Pico centrales PV et Energie distribuée .....	85
<b>8.3</b>	<b>La nécessité de proposer des ensembles attractifs pour susciter l'intérêt des privés.....</b>	<b>86</b>
8.3.1	Définition de territoires de concession pour des Sociétés de Services Décentralisés (SSD) .....	86
8.3.2	Regroupement des systèmes centrale/mini-réseau pour une meilleure rationalisation de l'exploitation .....	89
8.3.2.1	Mutualiser les activités de l'opérateur .....	89
8.3.2.2	Une réflexion à mener dès maintenant pour la mise en exploitation des centrales EHR existantes .....	95
8.3.3	Identification de lieux propices à l'implantation de points d'approvisionnement en carburant .....	103
<b>9</b>	<b>Analyse économique des projets.....</b>	<b>107</b>
<b>9.1</b>	<b>Identification des facteurs entrant dans l'analyse économique .....</b>	<b>107</b>
<b>9.2</b>	<b>Evaluation monétaire de ces facteurs.....</b>	<b>108</b>
9.2.1	Coûts évités.....	108
9.2.2	Développement de l'emploi et de la productivité .....	111
9.2.3	Gains environnementaux.....	113
<b>9.3</b>	<b>Evaluation économique du PDEHR .....</b>	<b>114</b>
9.3.1	Détails des calculs .....	115
9.3.2	Centrales solaires/diesel et mini-réseaux.....	115
9.3.3	Centrales à biomasse .....	121
9.3.4	Centrales hydro-électriques.....	123
9.3.5	Energies distribuées.....	124
9.3.6	Conclusions sur l'étude économique – deux grilles de lecture.....	125
<b>9.4</b>	<b>Coûts financiers.....</b>	<b>126</b>
<b>9.5</b>	<b>Coût d'investissement .....</b>	<b>127</b>
9.5.1	Coût total des 205 clusters solaires .....	127
9.5.2	Coût des 9 clusters hydroélectriques.....	128
<b>9.6</b>	<b>Synthèse .....</b>	<b>128</b>
9.6.1	Classement des projets PV/diesel selon l'IRR .....	129
9.6.2	Classement des projets PV/diesel selon le LCOE .....	136
9.6.3	Résultats par département .....	144
	<b>Annexe 1 : Listes des Pôles de développement .....</b>	<b>155</b>
	<b>Annexe 2 : Hiérarchisation selon la population de couverture .....</b>	<b>160</b>
	<b>Annexe 3 : Résultats détaillés de la prévision de la demande .....</b>	<b>166</b>
	<b>Annexe 4 : Rapports détaillés des projets hybrides PV/diesel (isolés).....</b>	<b>167</b>
	<b>Annexe 5 : Rapports détaillés des projets hydro (interconnectés) .....</b>	<b>168</b>
	<b>Annexe 6 : Rapports détaillés des projets biomasse (isolés).....</b>	<b>169</b>
	<b>Annexe 7 : Lexique des termes usités .....</b>	<b>170</b>



**Table des figures**

Figure 1: Illustration option technique pour les localités > 1500 hab.....	19
Figure 2: Illustration option technique pour les localités de + de 800 hab. et moins de 1500 hab.....	19
Figure 3: Illustration option technique pour les localités < 800 hab.....	20
Figure 4: Processus de planification du logiciel GEOSIM® .....	22
Figure 5: Interaction GEOSIM® / Base SIG de la DGE .....	23
Figure 6: Couverture électrique du Bénin en 2016 .....	26
Figure 7: Taux de desserte actuels via réseau interconnecté .....	27
Figure 8: Parc de batteries et onduleurs du système 100% PV de Kabo (Bourgou).....	28
Figure 9: Localisation des centrales 100% PV des projets PROVES et PRODERE I de l'ANADER .....	28
Figure 10: Réseau HTA existant .....	29
Figure 11: Réseau HTA 2022 du PDER .....	30
Figure 12: Structure générale de la grille IPD.....	35
Figure 13: Répartition géographique des Pôles de développement .....	38
Figure 14: Hiérarchisation des Pôles de développement, schéma de principe .....	40
Figure 15: Formule de calcul de la population de couverture .....	40
Figure 16: Extrait du classement des Pôles de développement du département ALIBORI .....	40
Figure 17 : Zone d'influence de la localité SOHOUNOHOUE (3183 hab.).....	41
Figure 18 : Zone d'influence de la localité GOMPAROU B.....	41
Figure 19: Courbe de charge de la demande et production solaire – localités EHR déjà couvertes .....	46
Figure 20: Décorticage manuel, localité d'Oke Owo, avril 2017 .....	47
Figure 21: Exemple de profil de consommation journalier (TV, classe 3).....	50
Figure 22: Courbe de charge type d'un village de 1500 hab. ....	52
Figure 23: Courbe de charge type d'un village de 3500 hab. ....	53
Figure 24: Courbe de charge type d'un village de 7000 hab. ....	53
Figure 25: Hypothèses de croissance .....	54
Figure 26: Récapitulatif des hypothèses de prévision de la demande.....	55
Figure 27: Cartographie de la demande en 2018.....	56
Figure 28: Potentiel solaire du Bénin .....	57
Figure 29: Inventaire disponible pour la micro hydroélectricité.....	59
Figure 30: Zones géographiques présentant un potentiel hydroélectrique à valoriser.....	60
Figure 31: Localisation des potentiels hydro étudiés - zone Nord-Ouest .....	61
Figure 32: Localisation des potentiels hydro étudiés - zone Sud-Est .....	61
Figure 33: Exemple d'inadéquation entre l'offre et la demande .....	62
Figure 34: conversion énergétique de la biomasse par gazéification .....	64
Figure 35: Zones cibles du projet « promotion de la production durable de biomasse électricité » .....	67
Figure 36: Localisation théorique de projets biomasse EHR autour de la future centrale de DJOUGOU.....	68
Figure 37: Carte des zones agro-écologiques du Bénin.....	69
Figure 38: Localisation théorique de projets biomasse EHR dans les zones cotonnières de l'Alibori .....	70
Figure 39: Couches favorables et contraignantes pour le tracé des lignes MT.....	71
Figure 40: Illustration d'un projet mini-réseau .....	72
Figure 41: Schéma des projets hybrides PV/diesel .....	72
Figure 42: Estimation de la demande non satisfaite et du surplus d'énergie (saisons sèche et des pluies)...	73
Figure 43: Caractéristiques du site hydro de Wansohou (109 kW).....	74
Figure 44: Localisation et puissance des centrales PV .....	76
Figure 45: Localisation et puissance des centrales PV - zoom sur DONGA et BORGOU .....	77
Figure 46: Localisation et puissance des centrales PV - zoom sur ATACORA et ALIBORI.....	77
Figure 47: Localisation et puissance des centrales PV - zoom sur COLLINES .....	78

Figure 48: Localisation et puissance des centrales PV - zoom sur départements du Sud.....	78
Figure 49: Grappe alimentée par le site hydro de Djegbe .....	81
Figure 50: Grappes alimentées par les sites hydro de Akpahogo, Ketou et Tewekpa .....	81
Figure 51: Grappes alimentées par les sites hydro de WANSOHOU, MOUSSITINGOU, WABOU, KOUBEREPOU .....	82
Figure 52: Localisation des projets biomasse théoriques - zone Nord.....	84
Figure 53: Localisation des projets biomasse théoriques - zone Centre.....	84
Figure 54: Localisation des projets pico centrales PV et kits PV .....	85
Figure 55: Zones de concessions .....	86
Figure 56: Concessions SSD - ATACORA et nord DONGA .....	87
Figure 57: Concessions SSD – ALIBORI et BORGOU.....	87
Figure 58: Concessions SSD – COLLINES.....	88
Figure 59: Regroupements potentiels de mini-réseaux .....	89
Figure 60: Zoom sur les regroupements potentiels de mini-réseaux – ALIBORI.....	90
Figure 61: Zoom sur les regroupements potentiels de mini-réseaux – ATACORA.....	91
Figure 62: Zoom sur les regroupements potentiels de mini-réseaux – BORGOU.....	91
Figure 63: Zoom sur les regroupements potentiels de mini-réseaux – DONGA et COLLINES.....	92
Figure 64: Zoom sur les regroupements potentiels de mini-réseaux – ZOU et COUFFO.....	92
Figure 65: Zoom sur les regroupements potentiels de mini-réseaux – MONO, ATLANTIQUE, PLATEAU.....	93
Figure 66: définition de l'espace d'intervention des SSD et des exploitants de mini-réseaux au sein d'une même localité .....	95
Figure 67: Propositions de regroupement des centrales ANADER existantes .....	96
Figure 68: Zooms sur les propositions de regroupement des centrales ANADER existantes .....	100
Figure 69: Lieux théoriques d'approvisionnement en gasoil .....	103
Figure 70: Lieux ajustés d'approvisionnement en gasoil.....	106
Figure 71 : Capacité à payer des ménages non desservis suivant le niveau de service .....	110
Figure 72 : Régression linéaire de la valeur des coûts évités. ....	111
Figure 73 : Plage de LCOEs pour l'approvisionnement par centrale solaire/diesel .....	116
Figure 74 : Taux de rendement économique des 205 projets solaires .....	116
Figure 75 : Corrélation TRI et LCOE pour les projets biomasse.....	122
Figure 76 : 9 clusters hydroélectriques, corrélation entre TRI et LCOE .....	124
Figure 77 : Coût du programme d'investissement pour l'électrification par centrale solaire de 205 clusters .....	127
Figure 78: Coût du programme d'investissement pour 9 clusters par projets hydroélectrique injectant le surplus sur le réseau.....	128

## Table des Tableaux

Tableau 1: Rappel de la segmentation du marché EHR .....	19
Tableau 2: Indicateurs clés du paysage électrique actuel.....	25
Tableau 3: Répartition des Départements en fonction de leur taux de desserte .....	26
Tableau 4: Taux de desserte actuels via réseau interconnecté.....	27
Tableau 5: Répartition des Départements en fonction de leur taux de desserte (Chef-lieu exclu).....	27
Tableau 6: Identification des localités candidates à une option off-grid .....	31
Tableau 7: Volumes potentiels de localités/grappes de localités EHR par option.....	32
Tableau 8: Grille IPD EHR.....	36
Tableau 9: Exemple de calcul de l'IPD .....	37
Tableau 10 : Répartition des Pôles de dév. non électrifiés (IPD $\geq$ 0.5) par tranche de population .....	37

Tableau 11 : Répartition des Pôles de dév. non électrifiés (IPD $\geq$ 0.5) par département .....	38
Tableau 12 : Consommation unitaire par type d'abonnés .....	45
Tableau 13 : Répartition des classes de ménage.....	49
Tableau 14 : Répartition des équipements domestiques par classes .....	50
Tableau 15: Consommation moyenne par catégorie de ménage .....	50
Tableau 16 : Pénétration des infrastructures et services en milieu rural .....	51
Tableau 17 : Pénétration des infrastructures et services en milieu rural au sein des localités EHR.....	51
Tableau 18 : Niveaux de consommation des activités et services .....	52
Tableau 19: Courbe de charge type d'un village de 1500 hab. ....	52
Tableau 20 : Evolution du taux de raccordement .....	54
Tableau 21: Extraits des rapports de prévision de la demande .....	56
Tableau 22 : Ventilation théorique du potentiel hydroélectrique du Bénin.....	58
Tableau 23: Sites hydro potentiels dans les zones propices à l'hydroélectricité .....	60
Tableau 24: Comparatif des options biomasse « tout gaz » et « dual fuel » .....	65
Tableau 25: Analyse succincte des résidus biomasses exploitables pour la production d'électricité .....	66
Tableau 26: hypothèses et paramètres pour le dimensionnement des mini-centrales hybrides PV/diesel ..	72
Tableau 27: hypothèses et paramètres pour le dimensionnement des microcentrales hydroélectriques ....	73
Tableau 28: hypothèses et paramètres pour le dimensionnement des centrales hybrides biomasse/diesel	74
Tableau 29: hypothèses et paramètres pour le dimensionnement des pico centrales PV.....	75
Tableau 30: hypothèses et paramètres pour le dimensionnement des kits PV.....	75
Tableau 31: Nombre de localités et populations desservies par les projets EHR .....	75
Tableau 32: Synthèse des projets hydro .....	79
Tableau 33: Synthèse des projets biomasse.....	82
Tableau 34: Principales caractéristiques des concessions SSD .....	88
Tableau 35: Principales caractéristiques des groupements de mini-réseaux .....	94
Tableau 36: Clusters sans rattachement à une zone de groupement.....	94
Tableau 37: Caractéristiques des propositions de regroupement des centrales ANADER existantes.....	101
Tableau 38 : Coût comparé de l'éclairage traditionnel (lampe à pétrole) et moderne (lampe basse consommation).....	107
Tableau 39 : Dépenses en énergie suivant l'enquête sur la consommation d'électricité au Bénin, rapport ménage 2015 .....	109
Tableau 40 : Consommation unitaire par type d'abonnés .....	110
Tableau 41: Calibrage de l'enquête de l'étude CER pour le Bénin.....	111
Tableau 42 : Valeurs des consommations évitées pour l'analyse des résultats des simulations GEOSIM ...	111
Tableau 43 : Chiffrage du revenu généré par une centrale solaire.....	113
Tableau 44 : Gains en émission de CO2 par rapport à la référence SBEE .....	114
Tableau 45 : Rappel des valeurs des consommations évitées pour l'analyse des résultats des simulations GEOSIM.....	115
Tableau 46: Taux de rentabilité économique et LCOE des projets solaires/diesel .....	117
Tableau 47 : Taux de rentabilité économique et LCOE pour les 10 clusters 'pilotes' avec centrale biomasse .....	122
Tableau 48 : Taux de rentabilité économique et LCOE pour les 9 clusters alimentés par une centrale hydroélectrique .....	123
Tableau 49: Classement des projets PV/diesel selon l'IRR.....	129
Tableau 50: Classement des projets PV/diesel selon le LCOE .....	136
Tableau 51: Classement des projets PV/diesel - ALIBORI.....	144
Tableau 52: Classement des projets PV/diesel - ATACORA.....	145
Tableau 53: Classement des projets PV/diesel – ATLANTIQUE.....	146
Tableau 54: Classement des projets PV/diesel – BORGOU .....	147
Tableau 55: Tableau 53: Classement des projets PV/diesel – COLLINES.....	148

Tableau 56: Tableau 53: Classement des projets PV/diesel – COUFFO .....	149
Tableau 57: Tableau 53: Classement des projets PV/diesel – DONGA .....	150
Tableau 58: Tableau 53: Classement des projets PV/diesel – LITTORAL.....	150
Tableau 59: Tableau 53: Classement des projets PV/diesel – MONO.....	151
Tableau 60: Classement des projets PV/diesel – OUEME .....	152
Tableau 61: Classement des projets PV/diesel – PLATEAU .....	153
Tableau 62: Classement des projets PV/diesel – ZOU.....	154

## Résumé du rapport

Le présent rapport présente les différentes étapes de l'élaboration du *Plan Directeur d'Electrification Hors Réseau* (PDEHR).

**Le Chapitre 1** rappelle le contexte et les objectifs de l'étude.

**Le Chapitre 2** présente l'articulation entre le PDEHR et la Politique hors-réseau, dont il constitue l'outil de mise en œuvre. Les objectifs de la Politique y sont rappelés, incluant la segmentation visant à affecter un schéma d'approvisionnement électrique en fonction de la configuration des villages.

Le Chapitre 2 présente également la méthodologie utilisée pour élaborer le PDEHR, avec un focus spécifique sur la notion d'impact économique et social, objectif affirmé du PDEHR. Le Chapitre balaye la réflexion dans son ensemble en introduisant les questions auxquelles le Plan directeur doit apporter des réponses. Enfin, les outils informatiques utilisés (logiciels GEOSIM© de planification et SIG) sont présentés, l'occasion de rappeler la nécessaire collaboration entre les institutions (SBEE, ABERME, ANADER) pour faire de la base SIG une plateforme commune d'information sur le paysage électrique (localisation et caractérisation des ouvrages, statut électrique des localités), qui serait administrée par la DGE.

**Le Chapitre 3** présente (i) le paysage électrique actuel à travers la mise en exergue d'indicateurs clés, (ii) le réseau HTA existant, et (iii) rappelle les raisons pour lesquelles le réseau HTA 2022 du PDER a été retenu comme réseau de référence pour définir l'univers EHR.

**Le Chapitre 4** présente la logique sous-tendant l'éligibilité d'une localité à une option EHR, en fonction de son horizon de raccordement au réseau national (sur la base du Plan Directeur de l'Electrification Réseau, PDER), de sa population, et le cas échéant du niveau de service électrique actuel).

**Le Chapitre 5** présente la méthodologie d'Analyse spatiale, avec comme ambition d'optimiser l'impact des projets EHR qui seront mis en œuvre.

**Le Chapitre 6** présente l'analyse prévisionnelle de la demande, construite à partir des données collectées dans des localités EHR déjà équipées de mini-réseaux.

**Le Chapitre 7** rappelle les potentiels EnR exploitables

**Le Chapitre 8** présente les règles et les hypothèses de dimensionnement des différentes technologies, les hypothèses de coût, et enfin une synthèse des projets par technologie.

**Le Chapitre 9** propose une analyse économique des projets modélisés. Les priorités d'intervention sont présentées à travers deux grilles de lecture (impact/rentabilité économique), puis par département.

Remarque : pour faciliter la lecture du document, un Lexique des termes usités est disponible en annexe.

## 1 Introduction et rappel du contexte

La présente « **étude pour la mise en place d'un environnement propice à l'électrification hors-réseau** » est conduite par le Groupement *Innovation Energie Développement (IED) / Practical Action Consulting Ltd (PAC)*, dans le cadre du contrat n° PP1-CIF-OGEAP-01 du 11 novembre 2016 liant le Groupement au Millennium Challenge Account-Bénin II (MCA-Bénin II), au terme d'un appel d'offres lancé par le MCA-Bénin II en décembre 2015.

L'étude s'inscrit dans le cadre du deuxième Programme du Bénin pour le Millennium Challenge Account, dont l'Accord de Don a été signé par le Gouvernement du Bénin et le Millennium Challenge Corporation (MCC) le 09 septembre 2015. Pour le "Programme MCA-Bénin II", les interventions sont circonscrites au secteur de l'énergie électrique et couvrent la période de cinq (05) ans à compter de l'entrée en vigueur du Compact.

La présente étude constitue la 1<sup>ère</sup> sous-composante de la 4<sup>ème</sup> composante de ce nouveau programme :

- **Composante 1 : réforme des politiques et renforcement des institutions** → assainissement financier du sous-secteur de l'électricité, mise en place d'une politique tarifaire et d'un cadre d'intervention incitatif, amélioration de la gouvernance de la SBEE
- **Composante 2 : production d'électricité** → augmentation de la capacité installée de production énergétique d'environ 78 MW, dont 45 MW de production solaire photovoltaïque<sup>1</sup>
- **Composante 3 : distribution d'électricité** → modernisation et renforcement de l'infrastructure de distribution de l'énergie électrique notamment à Cotonou, réductions des pertes techniques de la SBEE pour plus d'efficacité et construction au niveau national d'un centre moderne de conduite et de contrôle (Dispatching Center)
- **Composante 4 : accès à l'électricité hors-réseau**, constituée de deux sous-composantes :
  - **Mise en place un environnement politique, technique, institutionnel et financier favorable à l'émergence de petits entrepreneurs privés dans le sous-secteur de l'électrification hors-réseau.**
  - Mise en place d'une Facilité de financement de projets énergétiques hors-réseau, dont une fenêtre de financement de l'efficacité énergétique.

L'un des grands enjeux du Compact est de renforcer les capacités des institutions étatiques, de la compagnie d'électricité (SBEE), des agences comme l'ABERME et l'ANADER, de l'ARE et de développer un cadre réglementaire attrayant pour attirer l'investissement du secteur privé, et financer en partie les investissements en infrastructures dans le domaine de la production et de la distribution d'électricité, de même que l'électrification hors-réseau au profit des ménages pauvres et non desservis.

L'étude a démarré le 21 novembre 2016.

<sup>1</sup> MCC COMPACT BETWEEN THE UNITED STATES OF AMERICA ACTING THROUGH THE MILLENNIUM CHALLENGE CORPORATION AND THE REPUBLIC OF BENIN, ANNEX I – 7 Sept., 2015

## 2 Le PDEHR, l'outil de mise en œuvre de la Politique hors-réseau

La Politique EHR a posé les fondements d'une vision nationale pour l'accès à l'électricité hors réseau, afin de permettre à chaque béninois, particulier ou acteur économique, de bénéficier d'un accès à un service électrique de qualité, semblable à celui proposé en milieu urbain, afin de promouvoir le développement économique et social sur l'ensemble du territoire.

Cette vision s'appuie sur une implication grandissante du secteur privé, bénéficiant d'un environnement propice et rassurant pour développer et mettre en œuvre des projets EHR. L'un des grands enjeux de l'électrification hors réseau est en effet de pouvoir mobiliser du financement et de la capacité technique privés pour la construction et la gestion privées de systèmes EHR pour le bien-être des populations, mais également comme une opération financièrement rentable pour le promoteur, tout en proposant des conditions tarifaires acceptables.

Le PDEHR constitue l'outil de mise en œuvre de cette Politique et servira de cadre pour les futurs investissements du secteur. Il s'agit de :

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

### 2.1 Rappel des objectifs fixés par la Politique

#### 2.1.1 En termes de segmentation du marché EHR

La segmentation du marché de l'EHR prévue par la Politique est rappelée ci-après. Au préalable, rappelons que :

- le réseau HTA de référence est le réseau prévu par le PDER en 2022, en considérant l'hypothèse basse relative à son développement, à savoir 80 localités / an
- l'option technique « complémentaire » concerne les localités qui bénéficieront de mini-réseaux ou de pico-centrales : il s'agit, pour ne pas créer de frustration, de proposer un complément d'électrification par des systèmes d'énergie distribuée pour les populations ne pouvant pas accéder aux mini ou micro-réseaux. Tous les usagers potentiels sont donc considérés avec la même importance. Qu'il soit domestique ou non domestique, chaque usager se verra attribué une option d'approvisionnement. Il n'existe pas de hiérarchie entre les usagers. L'énergie distribuée couvre: kits PV domestiques et communautaires, lampes PV et lampadaires PV.

---

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

Tableau 1: Rappel de la segmentation du marché EHR

Localités	Option technique principale	Option technique complémentaire
> 1 500 hab.	Mini-réseau + production EnR ou hybridée	Pour les populations sans accès au mini-réseau : - Energie électrique. distribuée* - EP solaire
800 < pop. < 1500 hab.	Production 100% EnR pour centres sociocommunautaires (eau, santé, éducation, etc.) + micro-réseau de distribution pour des abonnés privés	Pour les populations sans accès au micro-réseau : - Energie électrique distribuée* - EP solaire
<800 hab.	Energie électrique distribuée*	

\*Energie électrique distribuée : kits PV domestiques et communautaires, lampes PV et lampadaires PV

Les schémas ci-après illustrent les options retenues (principale et secondaire) pour chaque catégorie de localité.

**Localité pop. >= 1 500 hab.**

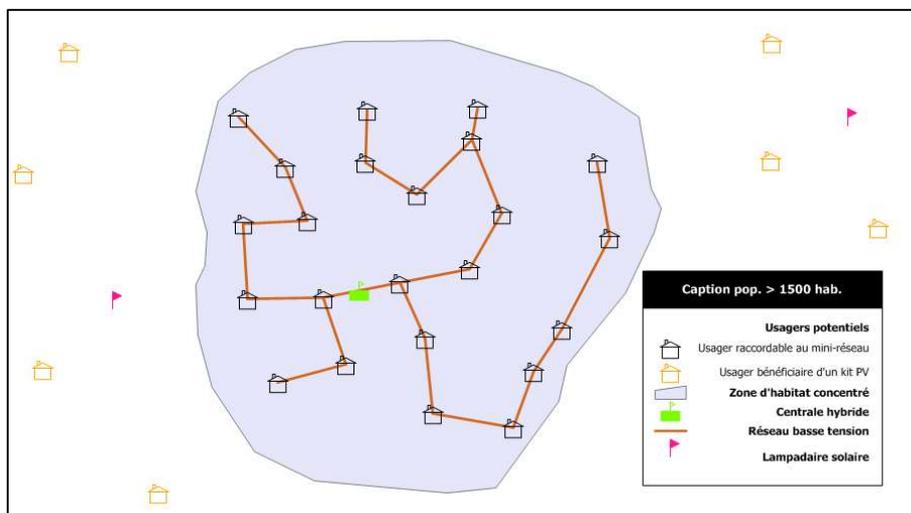


Figure 1: Illustration option technique pour les localités > 1500 hab.

**Localité 800 <= pop. < 1500 hab.**

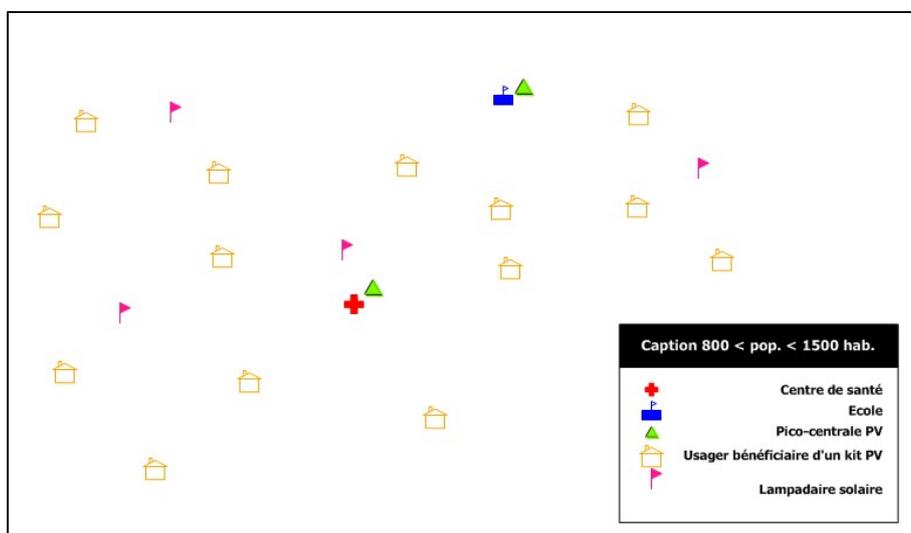


Figure 2: Illustration option technique pour les localités de + de 800 hab. et moins de 1500 hab.

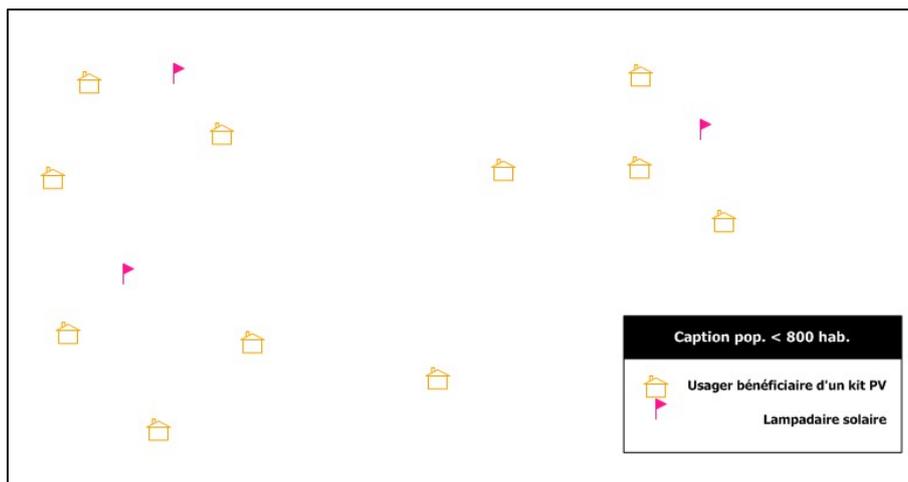
**Localité pop. < 800 hab.**

Figure 3: Illustration option technique pour les localités &lt; 800 hab.

**2.1.2 En termes de réduction des déséquilibres entre les départements**

Il ne s'agit pas ici de proposer des projets EHR permettant d'atteindre des « taux de couverture hors-réseau » similaires dans les différents départements, mais d'utiliser l'EHR comme variable d'ajustement pour réduire les déséquilibres constatés. Un département largement parcouru par le réseau interconnecté pourra ainsi, en termes de volume de projets hors-réseau, s'avérer non prioritaire par rapport à d'autres départements moins couverts.

**2.2 Méthodologie d'élaboration du PDEHR****2.2.1 Notion d'impact économique et social**

Le terme « planification » est très souvent galvaudé. Nombre de pays s'appuient sur une programmation dont les orientations répondent à une logique qui dépasse les compétences du planificateur et revêt un caractère uniquement politique.

L'approche proposée ici, axée sur la notion d'impact économique et social, tient essentiellement du décalage le plus souvent observé entre les résultats de projets, parfois jugés positifs, et l'incidence mitigée, constatée dans le temps, sur l'amélioration effective du cadre et des conditions de vie des populations pour lesquels ils avaient été conçus.

L'anticipation de l'impact sur la pauvreté doit être un critère d'évaluation à moyen et long terme des actions de développement. La problématique d'évaluation de l'impact sur le développement économique et social est encore plus déterminante pour les projets d'électrification rurale, dans la mesure où les effets indirects attendus sur l'amélioration des revenus, la santé, l'éducation, l'agriculture, etc. sont difficiles à mesurer, et souvent plus importants et plus cruciaux que les résultats directs de l'électrification. L'analyse économique des projets du PDEHR (voir en fin de rapport) valorise, au sens monétaire du terme, ces différents effets.

La situation de ce secteur est d'autant plus critique que les résultats directs observés sont hélas souvent peu conséquents : faibles taux de pénétration de l'électricité, taux d'accès différenciés au détriment des catégories socioéconomiques les plus défavorisées, faible effet d'entraînement sur l'économie rurale, etc. L'électrification rurale se limite malheureusement souvent à la satisfaction des besoins domestiques. Les systèmes « mini-réseau + mini-centrale » mis en œuvre par l'ANADER dans le cadre des projets PROVES et PRODRE I n'échappent pas à ce constat. Une situation dont l'ANADER a parfaitement conscience et à laquelle elle essaie de remédier à travers ses nouveaux projets.

Le PDEHR vise ainsi à (i) définir un cadre d'intervention dans lequel les notions de « développement économique et social » et d' « amélioration des conditions de vie » trouvent toute leur signification, et à (ii) légitimer les choix des planificateurs auprès des instances décisionnaires.

## 2.2.2 Les questions auxquelles répond le PDEHR

Le PDEHR répond aux questions suivantes :

1. Quel est le paysage électrique actuel, quelle est l'étendue du réseau HTA actuel et quels sont ses développements (extensions) prévus à court terme (5 ans) ?
2. Quelles sont les localités candidates à une option EHR ?
3. Parmi celles-ci, quelles sont les localités à cibler en priorité pour maximiser l'impact socioéconomique des projets EHR qui seront mis en œuvre ?
4. Quelle répartition de projets entre les départements pour réduire les déséquilibres ?
5. Quels sont les besoins en électricité des projets identifiés ?
6. Quelle est la taille des systèmes à mettre en place pour apporter le service électrique aux localités identifiées et quelle est la ressource renouvelable à valoriser ?

Ces problématiques ont été traitées à l'aide du logiciel GEOSIM©<sup>3</sup>, outil d'aide à la décision pour la planification de l'électrification rurale. Développé par IED, ce logiciel a été utilisé au cours des dernières années pour l'élaboration de Plans Directeurs d'Electrification Rurale au Burkina Faso, au Cambodge, au Cameroun, en Côte d'Ivoire, en Ethiopie, au Kenya, au Laos, au Rwanda, en Tanzanie etc.

## 2.2.3 L'outil GEOSIM©

### 2.2.3.1 Processus de planification

GEOSIM© exploite les fonctionnalités des Systèmes d'Information Géographique (SIG) et opère dans l'environnement Manifold®. Il est composé de 4 modules :

- **GEOSIM Spatial Analyst®** → Analyse spatiale et aménagement du territoire
- **GEOSIM Demand Analyst®** → Prévion de la demande
- **GEOSIM Network Options®** → Optimisation des options d'alimentation
- **GEOSIM Distributed Energy®** → Systèmes indépendants, énergie distribuée

---

<sup>3</sup> [www.geosim.fr](http://www.geosim.fr)

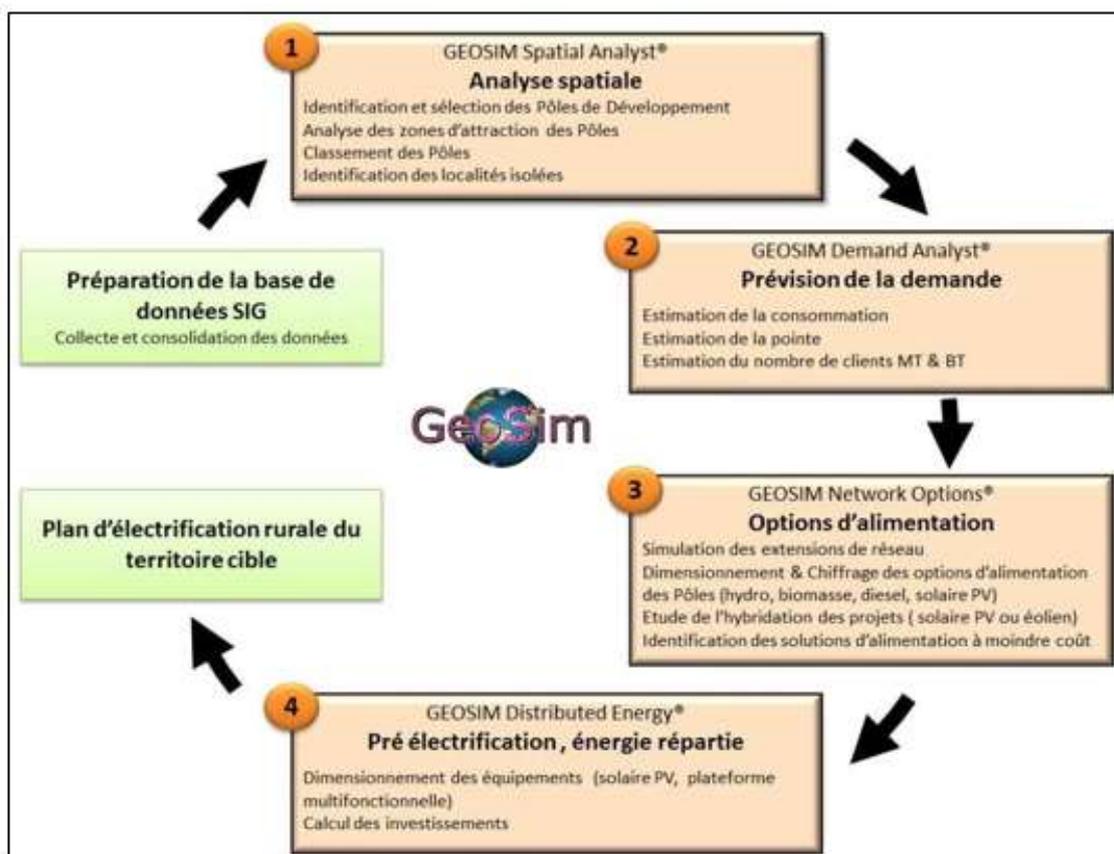


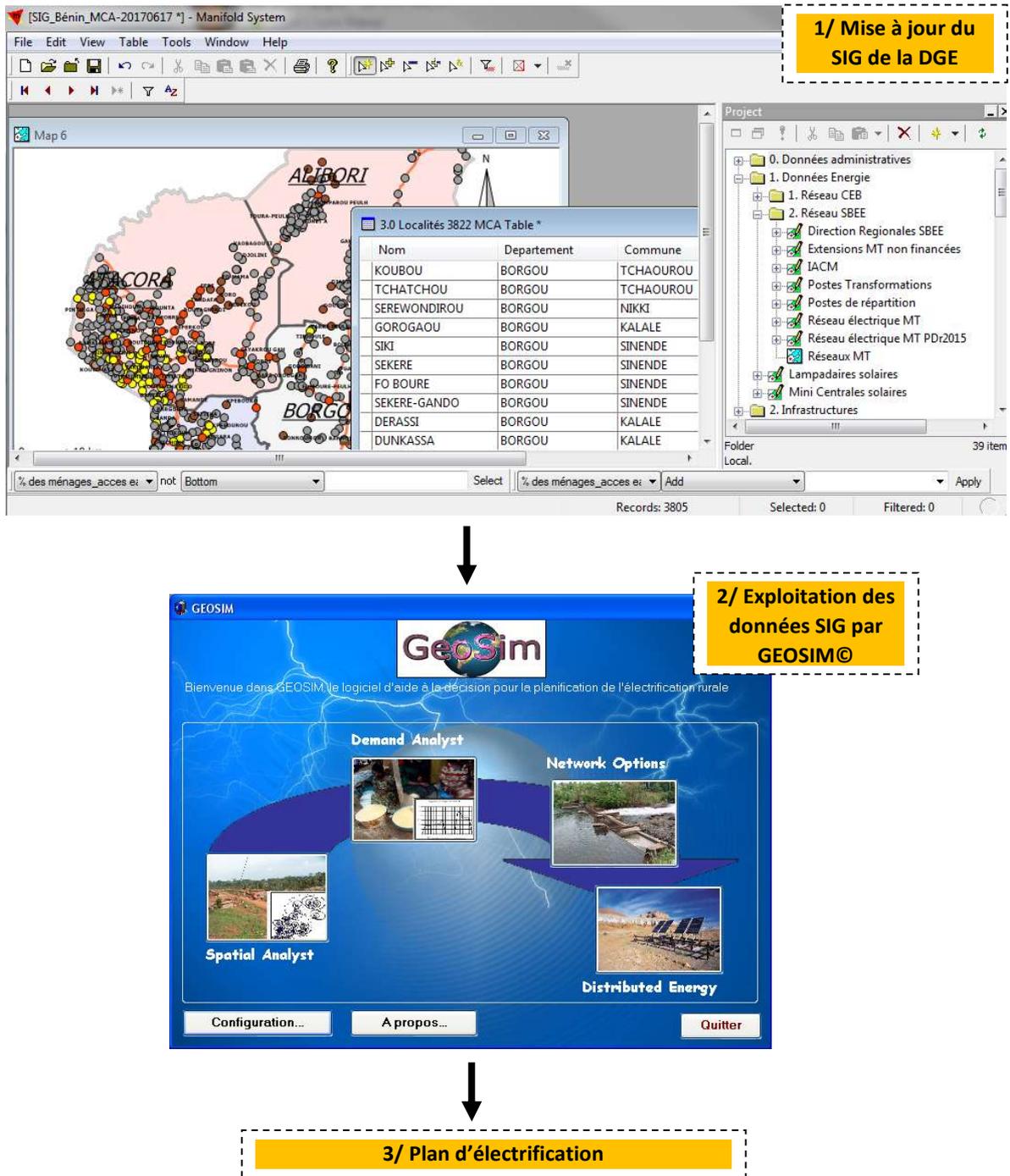
Figure 4: Processus de planification du logiciel GEOSIM®

### 2.2.3.2 Interaction avec le SIG de la DGE

La première activité relative à l'élaboration du PDEHR a consisté en la mise à jour des données sectorielles (démographiques, électriques, économiques...) du SIG de la DGE, construit en 2015 dans le cadre de l'élaboration du PDER. Ces données sectorielles sont ensuite exploitées par les différents modules de GEOSIM® (voir schéma ci-après) pour répondre aux interrogations énoncées plus haut.

La base SIG actualisée sera remise à la DGE.

Figure 5: Interaction GEOSIM® / Base SIG de la DGE



### 2.2.3.3 La mise à jour des données, un réflexe indispensable à la cohérence de la programmation

La mise à jour des données est un exercice fastidieux et chronophage, sur tout projet. A terme, le SINEB facilitera cette activité. Dans l'immédiat, la mise en place d'un SIG commun aux acteurs institutionnels (DGE, SBEE, ABERME, ANADER), soutenu par des procédures de mise à jour contraignantes (chaque structure doit jouer le jeu et mettre à disposition ses données actualisées pour pouvoir bénéficier des données des autres structures), doit constituer une priorité pour soutenir cette coordination.

Dans le cadre de la présente étude, les données ont été mises à jour par le Consultant sur la base des informations qui lui ont été transmises. Il est indéniable que ce travail n'est pas terminé et que, dans la

perspective de proposer un Plan Directeur cohérent, il sera indispensable que les trois structures exerçant un rôle de maître d'ouvrage (SBEE, ABERME, ANADER), contrôlent et actualisent si besoin la base SIG qui leur sera remise par le Consultant.

La responsabilité de cette base SIG et de sa mise à jour seront idéalement confiées à la DGE, structure de tutelle commune, dont les compétences pourront être renforcées.

Il est également important de rappeler que la mise en œuvre d'un PDEHR passe tout d'abord par son appropriation par les acteurs concernés. Cela commence par une forte implication dans la définition du paysage électrique actuel.

Au vu des deux derniers points mentionnés ci-dessus, le Consultant organisera, dans le cadre de l'étude, une formation d'une semaine aux SIG au profit des acteurs institutionnels (dates prévisionnelles : nov. 2017).

**Le PDEHR est un outil vivant, qui impose aux acteurs concernés d'en assurer la mise à jour régulière, appuyée sur une dynamique de partage des informations, encadrée par des procédures dédiées.**

## 3 Paysage électrique actuel et réseau de référence

### 3.1 Paysage électrique actuel : indicateurs clés

Le tableau ci-après présente les principaux indicateurs permettant d'apprécier le niveau actuel (2016) d'accès au service électrique, à l'échelle nationale et de chaque département. A noter que les données SBEE exploitées correspondent à celles du PDER 2015, leur mise à jour étant toujours en cours.

Tableau 2: Indicateurs clés du paysage électrique actuel

Données générales	ALIBORI		ATACORA		ATLANTIQUE		BORGOU		COLLINES		COUFFO		DONGA	
Nbre de localités	227		387		509		315		307		372		180	
Population Total	969 094		878 997		1 583 484		1 375 196		819 117		838 829		611 298	
<b>Alimentation conventionnelle</b>														
<b>Couverture</b>														
Nbre de localités électrifiées par systèmes conventionnels	90	40%	101	26%	207	41%	157	50%	160	52%	157	42%	81	45%
<i>dont raccordées à SBEE+ ABERME / taux de couverture</i>	78	34%	88	23%	203	40%	142	45%	153	50%	150	40%	80	44%
<i>dont par mini-réseau + centrale 100% PV / taux de couverture</i>	12	5%	13	3%	4	1%	15	5%	7	2%	7	2%	1	1%
<b>Desserte</b>														
Pop. vivant dans des localités électrifiées par systèmes conventionnels	496 553	51%	358 329	41%	1 077 525	68%	887 391	65%	470 765	57%	419 802	50%	367 959	60%
<i>dont couverte par réseau SBEE+ ABERME / taux de desserte</i>	450 195	46%	325 619	37%	1 072 480	68%	816 358	59%	456 500	56%	409 066	49%	363 672	59%
<i>dont couverte par réseau SBEE+ ABERME / taux de desserte hors Chef-lieu</i>		34%		29%		65%		50%		49%		36%		28%
<i>dont couverte par mini-réseau + centrale 100% PV / taux de desserte</i>	46 358	5%	32 710	4%	5 045	0%	71 033	5%	14 265	2%	10 736	1%	4 287	1%
<b>Pré-électrification</b>														
Nbre de loc. bénéficiant de kits PV	14	6%	22	6%	3	1%	19	6%	10	3%	3	1%	6	3%
Nbre de loc. bénéficiant de kits PV communautaires uniquement	5	2%	3	1%	1	0%	5	2%	5	2%	3	1%	2	1%

Données générales	LITTORAL		MONO		OUEME		PLATEAU		ZOU		Total	
Nbre de localités	142		298		414		220		434		3 805	
Population Total	759 174		556 152		1 230 650		706 452		965 787		11 294 230	
<b>Alimentation conventionnelle</b>												
<b>Couverture</b>												
Nbre de localités électrifiées par systèmes conventionnels	139	98%	161	54%	303	73%	102	46%	195	45%	1 853	49%
<i>dont raccordées à SBEE+ ABERME / taux de couverture</i>	139	98%	156	52%	300	72%	100	45%	181	42%	1 770	47%
<i>dont par mini-réseau + centrale 100% PV / taux de couverture</i>	-	0%	5	2%	3	1%	2	1%	14	3%	83	2%
<b>Desserte</b>												
Pop. vivant dans des localités électrifiées par systèmes conventionnels	751 501	99%	341 267	61%	1 011 851	82%	425 738	60%	532 825	55%	7 141 506	63%
<i>dont couverte par réseau SBEE+ ABERME / taux de desserte</i>	751 501	99%	334 044	60%	1 007 688	82%	415 039	59%	509 902	53%	6 912 064	61%
<i>dont couverte par réseau SBEE+ ABERME / taux de desserte hors Chef-lieu</i>		90%		51%		77%		50%		48%		
<i>dont couverte par mini-réseau + centrale 100% PV / taux de desserte</i>	-	0%	7 223	1%	4 163	0%	10 699	2%	22 923	2%	229 442	2%
<b>Pré-électrification</b>												
Nbre de loc. bénéficiant de kits PV	-	0%	6	2%	6	1%	8	4%	4	1%	101	3%
Nbre de loc. bénéficiant de kits PV communautaires uniquement	-	0%	-	0%	1	0%	3	1%	2	0%	30	1%

Deux enseignements principaux peuvent en être tirés :

**Enseignement n°1 : un taux de desserte disparate**

Le « Taux de desserte » indique la proportion de la population vivant dans une localité électrifiée par rapport à la population totale du territoire étudié<sup>4</sup>. Les 12 départements peuvent être répartis en 3 catégories :

Tableau 3: Répartition des Départements en fonction de leur taux de desserte

Catégorie	Taux de desserte %	Départements
1	>65%	LITTORAL, OUEME, ATLANTIQUE
2	[45 ; 65] %	ALIBORI, BORGOU, COLLINES, COUFFO, DONGA, MONO, PLATEAU, ZOU
3	<43%	ATACORA

Le département de l'ATACORA présente le plus faible taux de desserte (41%). A l'inverse, les départements LITTORAL et OUEME présentent des taux d'accès supérieurs à 80% (respectivement 99% et 82%).

La carte ci-après illustre la couverture électrique du Bénin (localités électrifiées/localités non électrifiées), et met en évidence ces disparités.

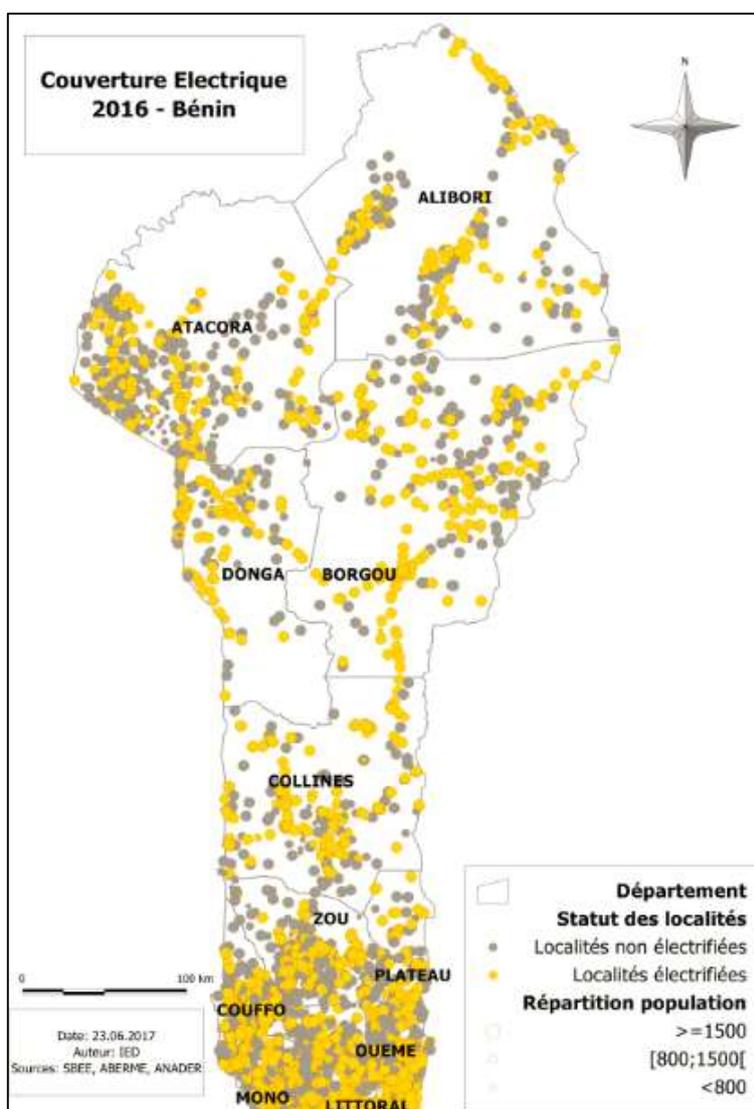


Figure 6: Couverture électrique du Bénin en 2016

<sup>4</sup> Définition conforme au SIE 2015 du Bénin

Cet indicateur doit cependant être appréhendé avec mesure. En effet, dans certains cas, la population importante des chefs-lieux en fausse la lecture. Le tableau et le graphique ci-après permettent d'en juger.

Tableau 4: Taux de desserte actuels via réseau interconnecté

Département	Localités	Chef-lieu	Pop. Département	Pop. Chef-lieu	Taux de desserte actuel	Taux de desserte actuel hors Chef-lieu	Variation
ALIBORI	227	KANDI	969 094	204 107	46%	42%	-4%
ATACORA	387	NATITINGOU	878 997	116 873	37%	33%	-4%
ATLANTIQUE	509	ALLADA	1 583 484	143 518	68%	69%	-1%
BORGOU	315	PARAKOU	1 375 196	283 682	59%	49%	-10%
COLLINES	307	DASSA-ZOUME	819 117	126 116	56%	56%	0%
COUFFO	372	APLAHOUE	838 829	190 123	49%	50%	+1%
DONGA	180	DJOUGOU	611 298	301 422	59%	50%	-9%
LITTORAL	142	COTONOU	759 174	759 174	99%	99%	0%
MONO	298	LOKOSSA	556 152	112 474	60%	57%	-3%
OUEME	414	PORTO-NOVO	1 230 650	301 605	82%	76%	-6%
PLATEAU	220	POBE	706 452	141 100	59%	58%	-1%
ZOU	434	ABOMEY	965 787	103 849	53%	49%	-4%
<b>Total</b>	<b>3 805</b>		<b>11 294 230</b>	<b>2 035 082</b>	<b>61%</b>	<b>57%</b>	<b>-4%</b>

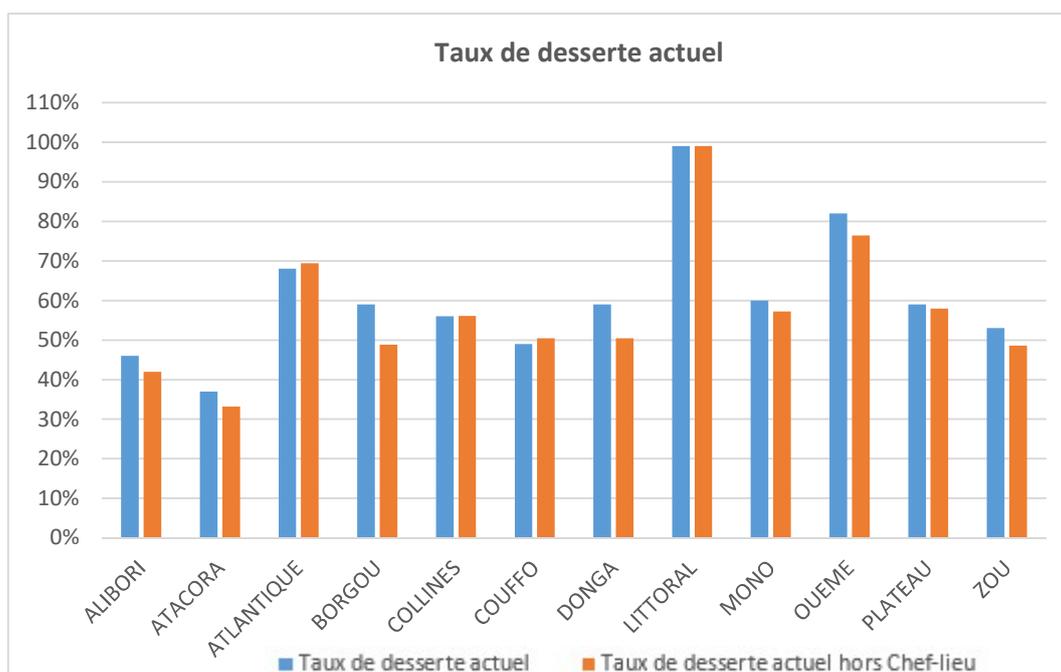


Figure 7: Taux de desserte actuels via réseau interconnecté

En tenant compte de cet élément, les catégories peuvent être révisées. Seul l'ATACORA présentait un taux de desserte inférieur à 43% en première estimation. En excluant les Chefs-lieux de l'analyse, un département supplémentaire est concerné - ALIBORI - et devra être regardé attentivement lors de la priorisation des projets.

Tableau 5: Répartition des Départements en fonction de leur taux de desserte (Chef-lieu exclu)

Catégorie	Taux de desserte %	Départements
1	>65%	LITTORAL, OUEME, ATLANTIQUE
2	[45 ; 65] %	BORGOU, COLLINES, DONGA, MONO, PLATEAU, ZOU, COUFFO
3	<43%	ALIBORI, ATACORA,

### Enseignement n°2 : un paysage EHR marginal

A ce jour, seulement 5% des localités du Bénin ont fait l'objet d'un projet EHR (mis en œuvre principalement par l'ANADER et l'ABERME), dont une partie à travers l'électrification uniquement de centres communautaires (écoles, centres de santé etc.), sans déploiement du service auprès des populations. Dans le détail :

- 2% (83) des localités bénéficient de mini-réseaux et d'une centrale 100% PV
- 3% (101) des localités bénéficient de kits PV individuels
- 1% (30) des localités bénéficient de kits PV communautaires



Figure 8: Parc de batteries et onduleurs du système 100% PV de Kabo (Bourgou)

La carte ci-après localise les centrales 100% PV installées par l'ANADER dans le cadre des projets PROVES et PRODERE I.

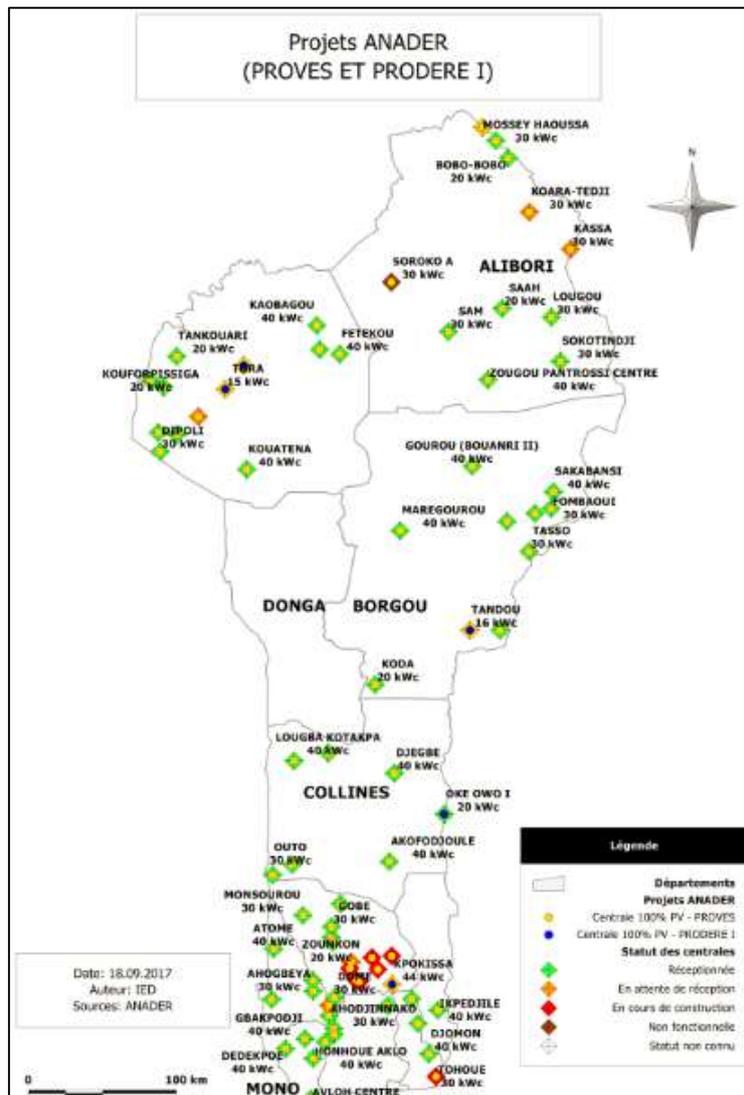


Figure 9: Localisation des centrales 100% PV des projets PROVES et PRODERE I de l'ANADER

### 3.2 Le réseau HTA existant

La carte ci-après propose une vue d'ensemble du réseau HTA actuel. Le code couleur au niveau des départements illustre les taux de desserte (hors chef-lieu) associés.

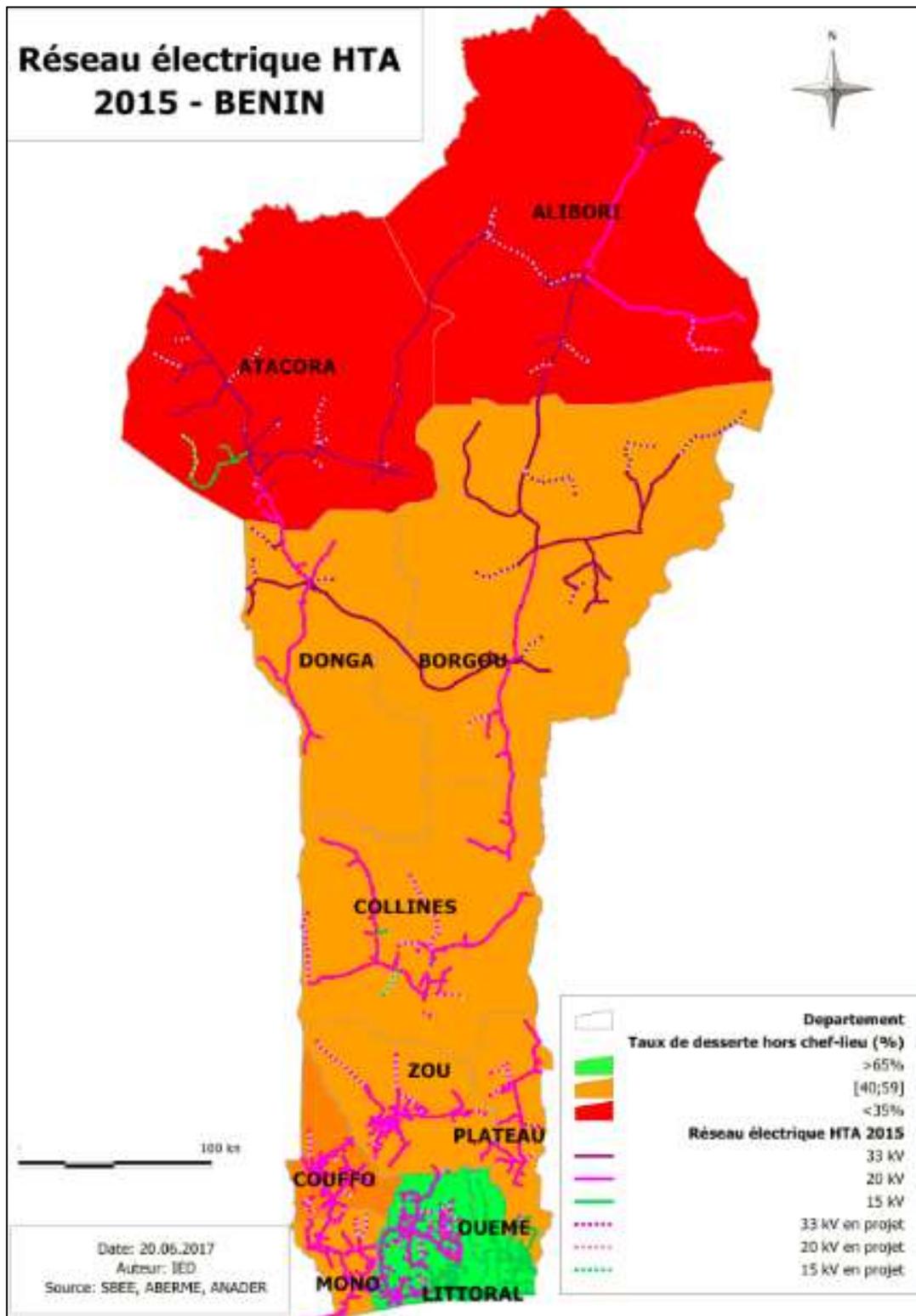


Figure 10: Réseau HTA existant

### 3.3 Le réseau HTA 2022 comme réseau de référence

Nous rappelons ici les raisons du choix du réseau HTA 2022 comme réseau de référence, déjà explicitées dans le document de Politique.

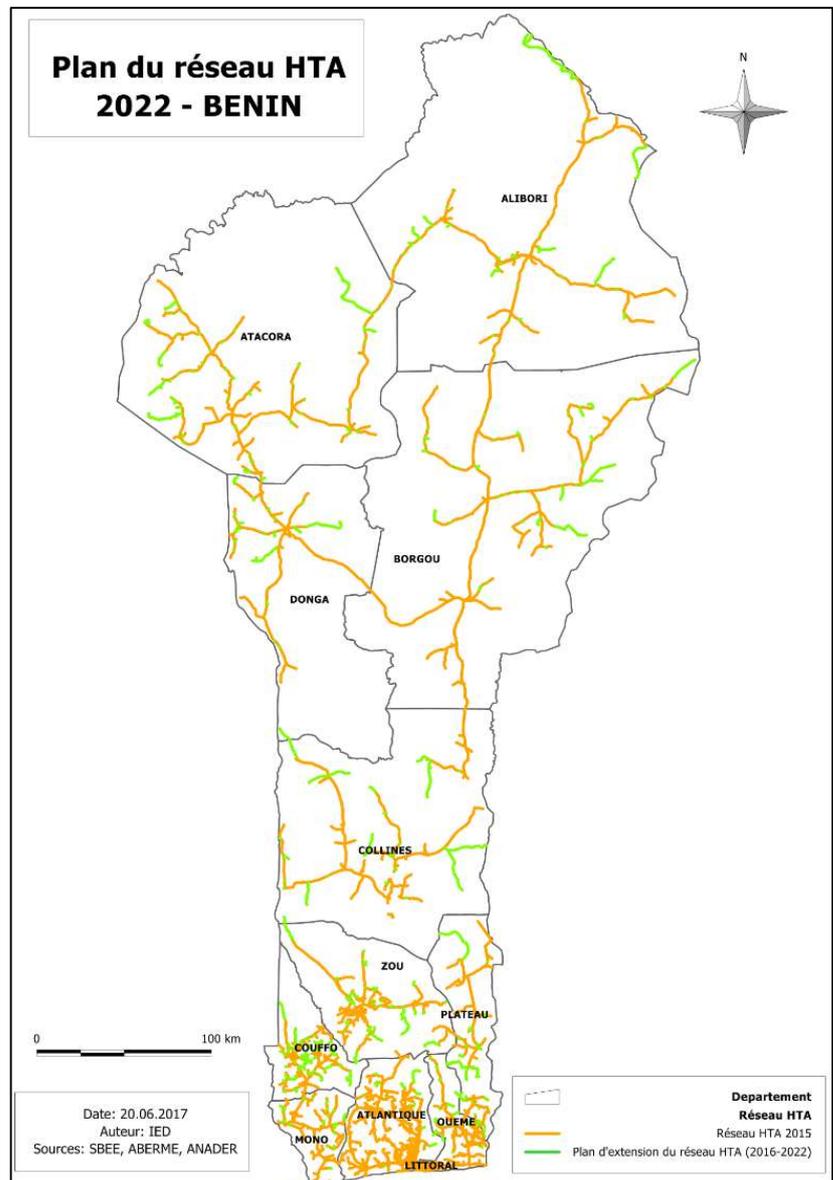
L'identification de sites potentiels pour la mise en œuvre de projets EHR doit se faire non pas en considérant le réseau HTA actuel, mais celui programmé à un horizon pour lequel :

- les extensions programmées par la SBEE et l'ABERME sont confirmées et les financements (quasi) sécurisés → la SBEE programme actuellement ses interventions en se basant sur la programmation du PDER à l'horizon 2022. Au-delà de cette date, la programmation reste hypothétique.
- le délai d'interconnexion des localités concernées par ces extensions est en-deçà du délai de mise en œuvre d'un éventuel projet EHR → les programmes EHR qui seraient mis en œuvre dans des localités dont l'interconnexion est prévue au cours des 5 prochaines années auraient de grande chance d'être « rattrapés par le réseau » avant leur mise en service.

**Le réseau HTA 2022 du PDER constitue le réseau HTA de référence pour le PDEHR, à partir duquel le déploiement des technologies EHR est étudié, sur la base de la segmentation établie dans la Politique.**

La carte ci-contre propose une vue d'ensemble du réseau de référence (2022). Sur la période 2016-2022, le PDER prévoit la construction d'environ 1 265 km de lignes HTA, et l'interconnexion de 560 localités (80 localités/an).

Figure 11: Réseau HTA 2022 du PDER



## 4 Identification des localités candidates à une option EHR

### 4.1 Une grille de lecture tenant compte également du niveau de service existant

La segmentation du marché EHR systématise l'attribution d'une technologie en fonction de la taille des localités. En amont de ce travail, il convenait d'identifier les localités éligibles à une option EHR.

Les projets réalisés, en cours ou programmés à court terme, de la SBEE, l'ABERME et l'ANADER ont été considérés :

- L'hypothèse a été faite que les localités prévues pour être interconnectées en 2015/2016 par la SBEE ont effectivement été raccordées.
- A travers les projets PROVES et PRODERE I de l'ANADER, un certain nombre de localités ont récemment bénéficié de mini-centrales solaires. Parmi ces localités, 34 étaient ciblées par le PDER durant la période 2017-2022. Cette superposition a pour effet de réduire le nombre de localités prévues par le PDER durant cette période, pour un rythme, théorique, de 74 localités / an au lieu des 80 prévues (soit 445 localités au total). Il n'est pas exclu que la SBEE et l'ABERME maintiennent un rythme de 80 localités par an. Auquel cas, certaines localités prévues en 2023 pourraient être interconnectées un peu plus tôt que prévu. Il conviendra alors d'ajuster le ciblage des projets EHR pour éviter de nouveaux doublons de projets.
- L'absence de service avant 2022 n'est pas le seul élément justifiant l'éligibilité d'une localité à une option EHR. Une localité bénéficiant d'un service restreint (par ex. kits PV communautaires seulement) sera également considérée dans l'analyse.

Le tableau ci-après indique, en fonction de l'échéance de raccordement prévue ou du niveau de service mis à disposition, l'éligibilité d'une localité à une option EHR.

Tableau 6: Identification des localités candidates à une option off-grid

Catégorie de localités	EHR possible	Justification
Localités déjà interconnectées	non	
Localités dont le raccordement est prévu entre 2016 et 2022 selon le PDER	non	Voir ci-dessus « Hypothèses de travail pour la constitution du réseau HTA de référence »
Localités alimentées par mini-centrales PV + mini-réseau (projet PROVES et PRODERE de l'ANADER)	non	Villages déjà couverts par des projets EHR mini-réseaux
Localités dont le raccordement est prévu après 2022	oui	Voir ci-dessus « Hypothèses de travail pour la constitution du réseau HTA de référence »
Localités bénéficiaires du projet PILAKS de l'ANADER	oui	Au vu du nombre réduit de kits distribués et des faibles puissances mises à disposition (7W pour les ménages), l'affectation d'une solution plus élaborée n'est pas exclue
Localités couvertes par le projet « Villages solaires et PTFM » de l'ABERME	oui	
Localités couvertes par le projet « Localités frontalières » de l'ABERME	oui	Seules les structures communautaires (écoles, centres de santé, gendarmeries) étaient ciblées
Autres localités rurales bénéficiant de systèmes PV communautaires uniquement	oui	
Autres localités rurales équipés de lampadaires solaires uniquement	oui	Service actuel limité à l'éclairage public (EP)

## 4.2 La proximité géographique des localités prise en compte dans la définition des projets

Certaines localités peuvent être géographiquement très proches les unes des autres (distances de 100 à 1000m selon la base SIG). Cette proximité offre la possibilité d'intégrer les localités concernées au sein d'un même projet, et donc d'upgrader l'option technique envisagée si la population agrégée entre dans la tranche supérieure. Ceci a pour effet de mutualiser les sources de production, et d'avoir par exemple un plus grand nombre de projets hybrides PV/diesel.

Après un traitement SIG, 458 localités non électrifiées sont à moins d'un (1) km les unes des autres (distance maximale permettant d'envisager un projet global sans construction de lignes MT). Parmi ces localités, le Consultant a écarté des localités candidates les 231 localités qui se situent à moins d'un km d'une localité électrifiée, une simple extension BT à partir de cette dernière permettant leur électrification. Au total, 227 localités ont été regroupées en 100 grappes de 2 à 4 localités.

## 4.3 Volumes potentiels de localités/grappes de localités EHR par option

Compte tenu de la segmentation définie par la Politique, et du regroupement géographique opéré ci-dessus, le volume potentiel de localités/grappes de localités EHR est présenté ci-dessous par technologie.

Tableau 7: Volumes potentiels de localités/grappes de localités EHR par option

Option technique	Qté localités/grappes de localités EHR
<i>Mini-réseau + production EnR ou hybridée (population &gt;=1500 habitants)</i>	793
<i>Micro-réseau + production 100% EnR pour centres sociocommunitaires (population entre 800 et 1500 habitants)</i>	378
<i>Kits domestiques (population &lt; 800 habitants)</i>	230
<b>Total</b>	<b>1 401</b>

## 5 Identification des localités à cibler en priorité pour optimiser l'impact de l'EHR

### 5.1 Analyse Spatiale

#### 5.1.1 Notion d'Analyse Spatiale

Du fait de la spécificité du monde rural (demande énergétique généralement faible, population dispersée, etc...), les projets d'électrification rurale sont souvent non rentables, d'où un besoin structurel de subvention des investissements. Dans des contextes de pays en développement souvent caractérisés par des ressources publiques ou privées rares, la question de l'optimisation de la subvention/des fonds propres se pose avec encore plus d'acuité. Concrètement, la problématique se pose en ces termes : « comment utiliser au mieux les fonds disponibles ? ».

En complément et en amont des logiques classiques de planification des projets d'électrification rurale, le module GEOSIM Spatial Analyst® permet d'optimiser les investissements en ciblant en priorité les projets qui bénéficieront au plus grand nombre d'habitants et avec un meilleur impact économique et social, caractérisé par :

- L'amélioration de l'accès à des services sociaux (santé, éducation, eau potable, etc.) plus performants
- Et à la création d'opportunités économiques locales (commerces, emplois, etc.).

En s'appuyant sur les concepts de Pôles de Développement et d'arrière-pays (ou aires d'attraction), le module d'analyse spatiale permet d'identifier et de hiérarchiser les localités à fort potentiel de développement économique et social qu'il conviendrait d'électrifier en priorité, dans le but de maximiser l'impact économique et social de l'électrification rurale à l'échelle du territoire étudié.

Cette approche permet ainsi de tendre plus efficacement vers les deux objectifs majeurs des politiques d'aménagement du territoire : accompagner le développement économique et réduire les inégalités spatiales en terme économique et social.

Première étape du processus de planification proposé par GEOSIM®, ce module effectue les tâches suivantes :

- Calcul de l'Indicateur du Potentiel de Développement (IPD) de chaque localité
- Sélection des Pôles de Développement sur la base de l'IPD
- Calcul de la population de couverture des Pôles
- Hiérarchisation des Pôles de développement
- Définition et représentation cartographique des arrière-pays, ou zones d'influence
- Identification des zones isolées – localités ayant une faible accessibilité aux services sociaux et économiques fournis par les Pôles de Développement

#### 5.1.2 Prioriser les interventions pour un impact maximal

Si l'on souhaite maximiser les effets positifs de l'électrification rurale sur le développement économique et social, il s'agit d'être pertinent dans la sélection des localités à électrifier en priorité. Cette démarche de priorisation repose sur :

- L'identification des localités prioritaires à l'électrification: localités à fort potentiel socioéconomique, dites Pôles de développement
- La hiérarchisation des Pôles de développement d'après leur population de couverture, à savoir la population totale potentiellement bénéficiaire de l'électrification d'un Pôle : population intrinsèque au Pôle + population des localités situées dans son hinterland ou zone d'influence.

Nous verrons plus loin que la réflexion proposée ici pour hiérarchiser les projets va au-delà de la prise en compte de la population de couverture. Cet indicateur sera une des données d'entrée de l'analyse économique (voir « 1079 Analyse économique ») destinée à valoriser les effets de l'arrivée de l'électricité auprès des populations situées dans les hinterlands des localités couvertes.

### 5.1.2.1 Etape 1 : sélection des localités prioritaires ou Pôles de développement

#### 5.1.2.1.1 Notion de Pôle de Développement

Un **Pôle de développement** est un espace où l'habitat et les activités se concentrent pour atteindre une certaine densité ; il s'agit d'un lieu offrant des opportunités d'emplois secondaires ou tertiaires, par opposition aux emplois primaires (agricoles) qui tendent à se diffuser dans la profondeur des territoires.

Cette notion de Pôle de développement dépend étroitement de la zone d'étude ; une localité identifiée comme Pôle à l'échelle d'un département ne le serait pas forcément à l'échelle du pays.

La sélection des Pôles est établie avec comme ambition d'insuffler un réel dynamisme socio-économique local. Dans les années à venir, avec comme ambition de « booster » le développement socioéconomique de chaque département, ces localités seront à promouvoir en priorité auprès des opérateurs privés, que ce soit dans le cadre de candidatures spontanées (d'où la nécessité d'une bonne communication autour de l'EHR et de ses opportunités) ou dans le cadre d'appels d'offres.

#### 5.1.2.1.2 Notion d'Indicateur du Potentiel de Développement (IPD)

Une approche de planification classique consisterait à dire que sont Pôles de développement (i) les unités administratives (chefs-lieux de Commune par exemple), ainsi que (ii) les localités de plus de X habitants. Cette approche limite la « concurrence » entre les localités au statut administratif et à la population potentiellement directement bénéficiaire.

Or la finalité de l'approche souhaitée par le Ministère de l'Energie n'est pas uniquement « l'accès direct » au service pour le plus grand nombre mais « l'impact » auprès du plus grand nombre. L'approche repose ainsi sur l'assertion suivante :

**Les « Pôles de développement » sont les localités dont l'électrification bénéficierait au plus grand nombre en termes d'accès à l'emploi (créations d'activités productives de par l'arrivée de l'électricité<sup>5</sup>) et à des services sociaux modernisés (centres de santé, écoles, eau potable).**

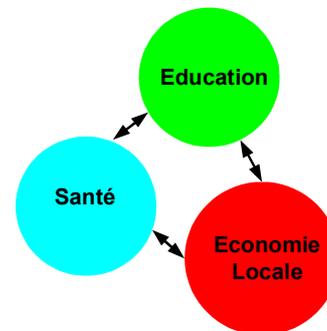
---

5 La création d'activités dépendra grandement des mesures mises en place pour favoriser leur émergence

*Comment alors identifier les Pôles de développement ?*

La méthodologie consiste en tout premier lieu à définir une grille multicritère permettant de calculer, pour chaque localité, un indicateur à valeur qualitative, traduisant la qualité des services offerts par celle-ci : **l'Indicateur du Potentiel de Développement (IPD)**. Cette grille vise à conférer une certaine objectivité à l'estimation du potentiel de développement des localités.

Construit sous le prisme de l'IDH (Indicateur du Développement Humain, développé par le PNUD à la fin des années 1980), **cet indicateur mesure la capacité d'une localité à enrayer la pauvreté sur le territoire constitué par elle-même et par les localités dites de sa "périphérie" ou hinterland.**



Conformément aux composantes de l'IDH, établi sur le principe que le bien-être des Hommes ne se résume pas à l'économie et aux revenus, l'IPD est un indice composite, sans unité, calculé en établissant la moyenne de trois indices quantifiant respectivement **l'accès à l'éducation, l'accès aux soins de santé et la productivité économique locale.**

La structure générale de la grille IPD est présentée ci-après. Chaque critère des 3 composantes (Santé, Education, Economie locale) est ventilé en sous-critères traduisant les niveaux de service accessibles aux populations.

Figure 12: Structure générale de la grille IPD

COMPOSANTE	POIDS	Exemple de CRITERES	POIDS [0,1]
SANTE	1/3	Formations sanitaires	1/2
		Accès à l'Eau potable	1/2
EDUCATION	1/3	Alphabétisation des adultes	2/3
		Scolarisation	1/3
ECONOMIE LOCALE	1/3	Population de la localité	1/4
		Marché (équipement)	1/4
		Établissements d'épargne et de crédit	1/4
		Distance à la route	1/4

EXEMPLE DE SOUS-CRITERES	VALEUR [0,1]
Aucune	0
Dispensaire	0,2
Centre de santé	0,5
CS avec armoire chirurgicale	0,8
Hôpital	1

$$IPD_{composante} = \sum_{critères} (poids * valeur)$$

$$IPD = 1/3 [(IPD_{santé}) + (IPD_{éducation}) + (IPD_{économie locale})]$$

**L'IPD est calculé pour l'ensemble des localités constituant le territoire. Les Pôles de développement sont les k localités présentant les meilleurs IPD.** Ces k localités devront impérativement être électrifiées à l'horizon de la planification.

**Il est important de souligner ici que l'Analyse Spatiale fait fi du statut électrique des localités.** Il s'agit dans l'immédiat d'étudier les dynamiques socioéconomiques au sein des départements. Parmi les Pôles de développement identifiés, certains seront déjà électrifiés et ne seront pas pris en compte dans la programmation EHR (à moins que le service, comme introduit au paragraphe 4.1, demande à être optimisé).

Rappelons que l'IPD permet uniquement d'identifier les Pôles. Leur hiérarchisation se fera dans un second temps.

## 5.1.2.1.3 Grille IPD EHR

La grille IPD a été établie en exploitant les bases de données disponibles et complètes à l'échelle nationale. Les bases incomplètes n'ont pas été considérées afin de ne pas fausser la hiérarchisation des localités. **Il a donc été fait usage des indicateurs renseignés dans les « cahiers des localités » de l'INSAE, établis lors du dernier RGPH de 2013** et récemment rendu public. Deux indicateurs supplémentaires ont également été construits - « distance / route bitumée » et « distance / route tertiaire » - traduisant de la capacité d'un village à avoir des « échanges commerciaux » avec sa région/le pays.

La grille validée est présentée ci-après. Il est important de souligner que cette grille n'est pas figée. Il sera tout à fait possible à l'avenir de l'amender à partir de nouvelles bases de données nationales complètes (localisation des agro-industries, des établissements de microfinance, etc.).

Tableau 8: Grille IPD EHR

Thème	Indicateur	Valeur
<b>Santé (1/3)</b>		
<b>Accès à l'eau potable (poids : 1/2)*</b>		
	1	1
	[0,9;1[	0,9
	[0,8;0,9[	0,8
	[0,7;0,8[	0,7
	[0,6;0,7[	0,6
	[0,5;0,6[	0,5
	[0,4;0,5[	0,4
	[0,3;0,4[	0,3
	[0,2;0,3[	0,2
	[0,1;0,2[	0,1
	[0;0,1[	0
<b>Infrastructure de santé (poids : 1/2)</b>		
	Centre de santé complet	1
	Maternité	0,6
	Dispensaire	0,3
	Aucune infrastructure de santé	0
<b>Education (1/3)</b>		
<b>Etablissement scolaire (poids : 1)</b>		
	Collège 1er et 2 <sup>ème</sup> cycle	1
	Collège 1 <sup>er</sup> cycle	0,6
	Ecole primaire	0,3
	Aucun établissement de scolaire	0
<b>Economie (1/3)</b>		
<b>Population (poids : 5/10)</b>		
	Population >10000	1
	[5000 ; 10000]	0,7
	[2000 ; 5000[	0,4
	[1000 ; 2000[	0,2
	[0;1000[	0
<b>Distance / route bitumée (poids: 3/10)</b>		
	0	1
	1000	0,8
	3000	0,5
	5000	0,3
	10000	0,1
<b>Distance / route tertiaire (poids: 2/10)</b>		
	0	1
	1000	0,8
	3000	0,5
	5000	0,3
	10000	0,1

\* Les indicateurs d'accès à l'eau potable représentent le % de la population ayant, selon le RPHG 2013 de l'INSAE, accès à l'eau potable au sein d'une localité donnée. Ex : 31,4% de la population de la localité d'Agbangnizoun a accès à l'eau potable. L'indicateur retenu est donc [0.3 ; 0.4 [ et la valeur affectée à cette localité sera 0.3.

Exemple de calcul

Considérons deux localités du département de l'ATACORA, présentant les caractéristiques suivantes :

**Localité A - Nodi (commune de Materi)**

Composante	Niveau de service le plus élevé		Valeur IPD par composante	IPD final
Santé	Niveau d'accès à un établissement de santé	Centre de santé complet	$(1*1/2)+(0.9*1/2)=0.95$	$1/3*(0.95+0.6+0.43)=0,41$
	Niveau d'accès à l'eau	90.1%		
Education	Niveau d'accès à un établissement scolaire	Collège 1 <sup>er</sup> cycle	0.6	
Economie	Population	2 705	$0.4*0.5+0.3*0.1+1*0.2=0.43$	
	Distance / Route bitumée	14 897 m		
	Distance / Route tertiaire	62 m		

**Localité B – Tokibi (Commune de Cobly)**

Composante	Niveau de service le plus élevé		Valeur IPD par composante	IPD final
Santé	Niveau d'accès à un établissement de santé	Aucun	$(0*1/2)+(0.9*1/2)=0.45$	$1/3*(0.45+0.3+0.31)=0.37$
	Niveau d'accès à l'eau	92.8%		
Education	Niveau d'accès à un établissement scolaire	Ecole primaire	0.3	
Economie	Population	3 968	$0.4*0.5+0.3*0.3+0.2*0.1=0.31$	
	Distance / Route bitumée	5 280 m		
	Distance / Route tertiaire	12 348 m		

Tableau 9: Exemple de calcul de l'IPD

Analyse : la localité A, bien que moins peuplée que la localité B, dispose d'un IPD plus élevé du fait de la présence d'infrastructures de niveau supérieur.

## 5.1.2.1.4 Sélection des Pôles de développement : quelles sont les localités à fort impact économique et social ?

Quelles sont les k localités qui devront impérativement être électrifiées à l'horizon de la planification ? Deux lignes directrices ont été fixées : cibler les localités présentant un réel dynamisme socioéconomique, et réduire les déséquilibres entre les départements. Les localités non électrifiées ayant un IPD supérieur ou égal à 0.5 ont ainsi été considérées comme prioritaires pour une électrification (en plaçant le curseur à un niveau supérieur - 0,6 par exemple - on constatait, au-delà de la diminution évidente du nombre de localités potentielles, une mauvaise répartition entre les départements).

Les tableaux ci-après présentent la répartition des Pôles de développement non électrifiés et ayant un IPD supérieur ou égal à 0.5 (i) par tranche de population (et donc par technologie) (ii) puis par département. La liste des Pôles de développement est disponible en annexe.

Tableau 10 : Répartition des Pôles de dév. non électrifiés (IPD &gt;= 0.5) par tranche de population

Tranche de pop.	Nb de localités	Option technique
<800	13	Kits PV domestiques
[800;1500[	21	Pico-centrales solaires pour les systèmes sociocommunautaires + kits PV domestiques
>=1500	204	Centrale mini-réseau
<b>Total</b>	<b>238</b>	

Tableau 11 : Répartition des Pôles de dév. non électrifiés (IPD >= 0,5) par département

Département	IPD >= 0,5
ALIBORI	19
ATACORA	23
ATLANTIQUE	19
BORGOU	33
COLLINES	28
COUFFO	22
DONGA	11
LITTORAL	2
MONO	16
OUEME	16
PLATEAU	23
ZOU	26
<b>Total</b>	<b>238</b>

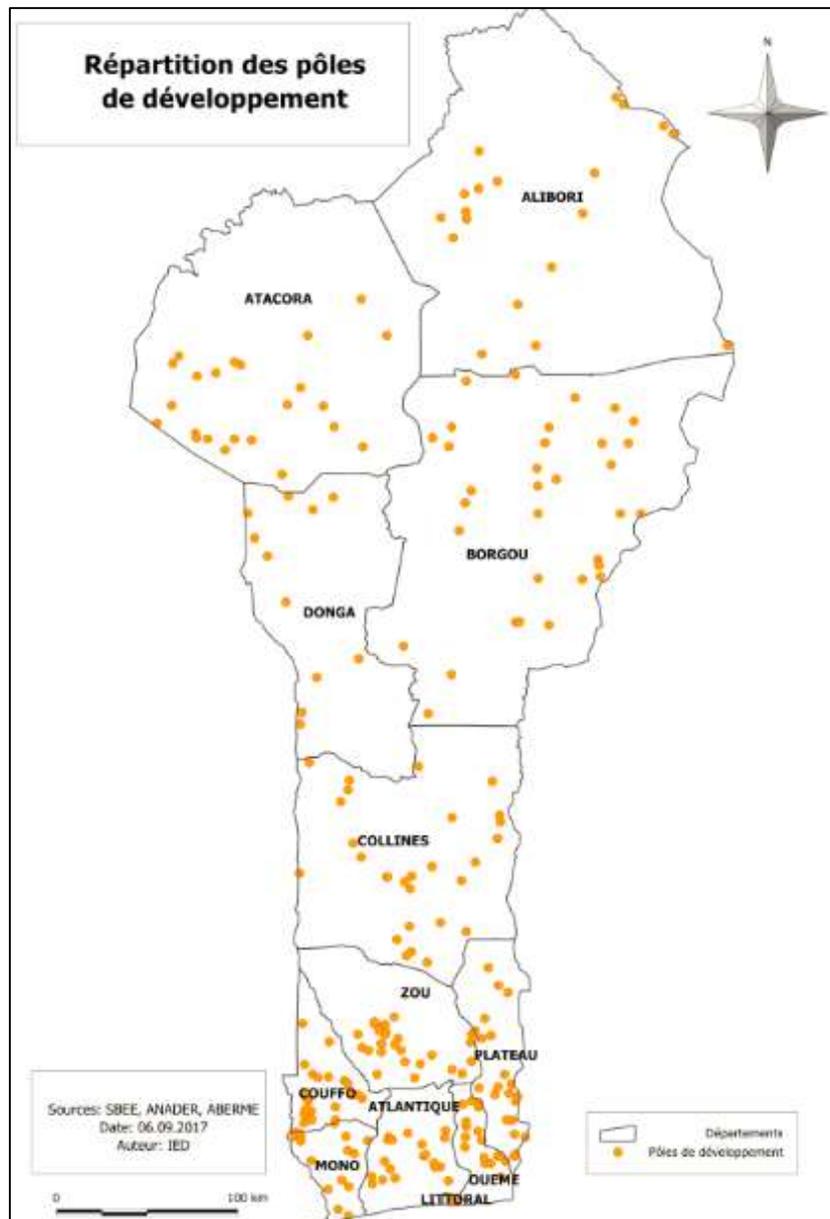


Figure 13: Répartition géographique des Pôles de développement

### 5.1.2.2 Etape 2 : Hiérarchisation des Pôles de développement

Cette démarche de priorisation soulève désormais une seconde question : dans quel ordre d'intervention doit-on considérer les Pôles de développement, en d'autres termes où intervenir en priorité pour un impact maximal ?

Une première option consisterait à classer les Pôles de développement en fonction de leur valeur IPD, sur le principe que doivent être électrifiées en priorité les localités disposant de services socioéconomiques d'un certain niveau. Mais ce serait faire abstraction de la notion d'impact et donc de l'ambition de cibler une population bénéficiaire la plus large possible.

C'est à ce niveau que se situe la plus-value de l'approche. Contrairement à des approches classiques, souvent basées sur les seuls critères démographiques et/ou administratifs (logique souvent observée par les sociétés nationales d'électricité de par la nécessité de rentabilité des investissements), l'approche prônée ici s'appuie sur une logique orientée vers le développement. Le raisonnement ne se limite pas à comptabiliser la population de la localité bénéficiaire mais repose sur une estimation de la « population totale potentiellement bénéficiaire » des effets induits par un projet d'électrification (accès à des services modernes dans les écoles et les centres de santé, accès aux opportunités d'emplois et de revenus induits par l'électrification etc.).

**La priorité en termes d'intervention sera par conséquent donnée aux Pôles de Développement dont l'électrification, et donc la modernisation des services et opportunités économiques qu'ils offrent, bénéficierait au plus grand nombre. Cette population bénéficiaire est appelée Population de couverture et est une donnée d'entrée de l'analyse économique proposée plus loin.**

#### 5.1.2.2.1 Notion de population de couverture

Le classement final des Pôles est donc basé sur la population de couverture, à savoir la population totale potentiellement bénéficiaire d'un projet d'électrification d'un Pôle.

**Population de couverture = population interne à la localité + proportion de la population vivant dans sa zone d'influence ou hinterland**

La population de couverture est estimée via des modèles mathématiques utilisés notamment dans les domaines de l'aménagement du territoire (analyse des flux de migration) et du géomarketing (définition des aires de chalandise). L'IPD est une donnée d'entrée de ces modèles.

De façon concrète, cette notion de population de couverture tient compte du fait qu'une personne, bien que ne résidant pas dans une localité disposant de services électrifiés, bénéficiera cependant, dans une certaine mesure (dépendant de la distance), des services modernisés d'un Pôle bénéficiaire d'un programme d'électrification.

Le processus global de hiérarchisation est présenté ci-après.

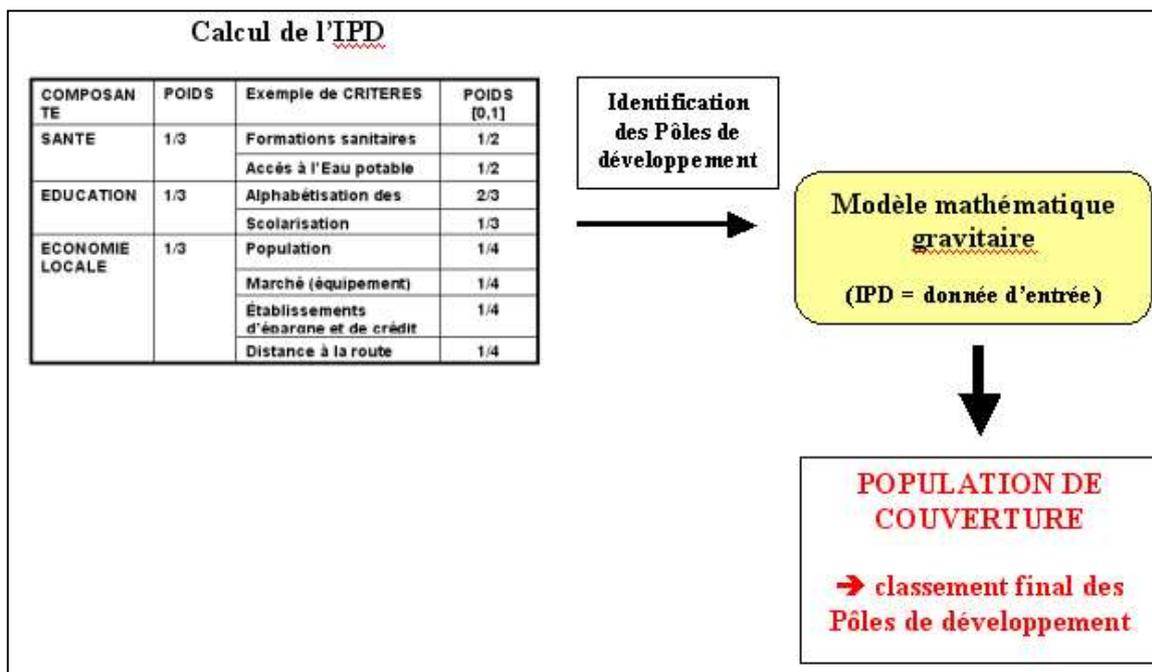


Figure 14: Hiérarchisation des Pôles de développement, schéma de principe

La population de couverture est calculée selon la formule suivante :

$$POP_{cov_i} = \sum_j P_{ij} \times POP_j = \sum_j \frac{IPD_i}{dist_{ij}^2} \sum_k \frac{IPD_k}{dist_{kj}^2} POP_j$$

- j = localité de l'hinterland de i
- k = pôle du territoire considéré
- POP<sub>j</sub> = population de la localité j
- P<sub>ij</sub> = probabilité de Huff d'attraction du Pôle i sur la localité

$$P_{ij} = \frac{IPD_i}{dist_{ij}^2} \sum_k \frac{IPD_k}{dist_{kj}^2}$$

Figure 15: Formule de calcul de la population de couverture

Le tableau ci-dessous présente à titre d'exemple un extrait du classement des Pôles de développement dans le département ALIBORI.

<b>Classement des Pôles de Développement</b>					
Code	Nom du	Statut électrifié	Score IPD du pôle	Population du pôle (Recensement 2017)	Population totale de couverture du pôle
<b>Zone BENIN</b>	Nombre de pôles	<b>1 263</b>		<b>6 418 049</b>	<b>11 271 818</b>
6876809	GOMPAROU B	<input type="checkbox"/>	0,89	2 837	13 193
6875271	SOHOUNOHOUE	<input type="checkbox"/>	0,51	3 183	6 922

Figure 16: Extrait du classement des Pôles de développement du département ALIBORI

Ce classement illustre le fait que dans une logique d'impact au bénéfice du plus grand nombre, un classement limité aux seuls critères administratif et démographique (au sens population interne à la localité) ne permettrait pas d'obtenir les résultats présentés ci-dessus. En effet, bien que moins peuplée, la localité de GOMPAROU B (2837 hab.) est par exemple mieux classée que celle de SOHOUNOHOUE (3183 hab.), de par une population de couverture plus importante. Cette comparaison est d'autant plus parlante lorsque l'on observe les zones d'influence de ces deux localités (cartes ci-après).

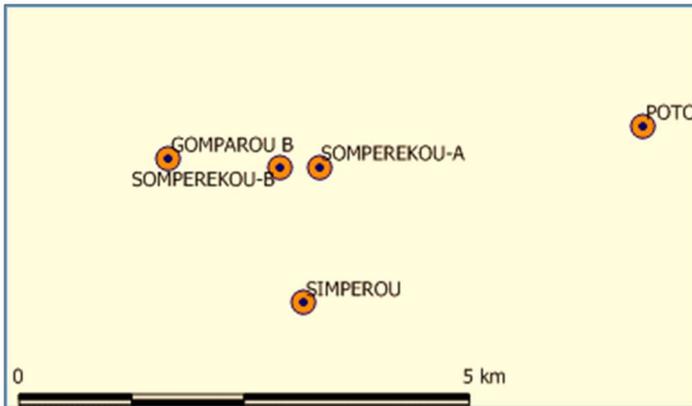


Figure 18 : Zone d'influence de la localité GOMPAROU B (2837 hab.)

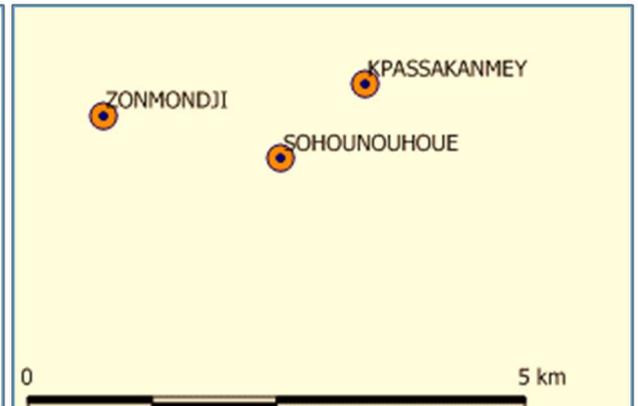


Figure 17 : Zone d'influence de la localité SOHOUNOHOUE (3183 hab.)

La hiérarchisation des Pôles de développement selon la population de couverture est disponible en annexe.

### 5.1.3 De la souplesse dans la hiérarchisation pour faciliter l'implication du privé

Cette approche, axée sur l'impact et donc destinée à optimiser l'utilisation des subventions allouées à l'EHR, trouve tout son sens si l'on se positionne du point de vue de l'Etat, dont la responsabilité est de dynamiser le tissu socioéconomique.

Si l'on se place du point de vue d'un opérateur privé, l'impact socioéconomique ne peut être la seule clé de lecture au moment de sélectionner/structurer un projet. La notion d'accès direct des populations au service électrique est prédominante, puisque la rentabilité de son système en dépend.

**Aussi, pour que chaque acteur puisse prioriser ses interventions en fonction de ses objectifs, les résultats proposés plus loin à l'issue de l'Analyse économique :**

- **orientent les choix de projets en fonction de leur impact sur la population locale → classement selon l'analyse économique des projets, dont la population de couverture est un intrant**
- **indiquent le coût actualisé du kWh pour chaque projet, pour une meilleure appréciation par les opérateurs privés \*\***

\*\*Remarque concernant l'estimation du potentiel de clients directs :

Population = chiffres INSAE, couvrant le centre et la périphérie des localités

Hypothèses :

- 6,1 hab. par ménage selon RGPH
- Population agglomérée = 60% de la population INSAE
- Population max. raccordable = 80% de la population agglomérée

## 5.1.4 Cohérence avec l'Agenda Spatial du Schéma National d'Aménagement du Territoire (SNAT)

### 5.1.4.1 Le même souci de développement économique et social

Sont rappelées ci-dessous les ambitions de l'Agenda Spatial (*texte en italique*).

#### **« Ambitions et options d'aménagement »**

*Dans le processus de développement du Bénin, la planification économique n'a pas suffisamment pris en compte les préoccupations d'ordre spatial, ce qui a favorisé la création de disparités entre les villes et les campagnes d'une part, et entre les différentes zones géographiques d'autre part.*

*La plupart des diagnostics établis ces dernières années ont mis en évidence :*

- *une population en forte croissance, inégalement répartie sur le territoire national et inégalement desservie en matière d'équipements et de services collectifs ;*
- *une urbanisation extensive, non maîtrisée, source d'importantes difficultés en matière de gestion urbaine ;*
- *une armature urbaine désarticulée, incapable de servir de levier au développement national ;*
- *une marginalisation des espaces frontaliers ;*
- *un réseau de transport et de communication insuffisant et peu performant ;*
- *une économie peu diversifiée et peu compétitive ;*
- *un environnement naturel soumis à la dégradation et exposé aux risques.*

*L'Agenda Spatial comprend un ensemble d'objectifs et d'instruments permettant de corriger ces disparités et de valoriser ces potentialités. Il présente la vision de l'Etat concernant l'évolution souhaitable du territoire national sur une période de quinze ans. Il définit les options d'aménagement et de développement compatibles avec les politiques de l'Etat aux plans économique, social et environnemental.*

Dans cette perspective, le Bénin a opté pour un développement économique et social plus équitable et durable, décliné en trois axes :

- *une agriculture diversifiée et moderne ;*
- *une industrie créatrice d'emplois et de revenus ;*
- *des services à forte valeur ajoutée.*

*Tout en affirmant le rôle déterminant de l'économie, pierre angulaire du développement, le choix béninois privilégie également :*

- *un accès meilleur et équitable des populations aux équipements et aux services collectifs ;*
- *un développement respectueux de l'environnement ;*
- *un développement basé sur une approche territoriale.*

*Ainsi, trois options d'aménagement sont retenues dans l'Agenda Spatial*

- *La première concerne le **renforcement des pôles de développement et l'amélioration des réseaux structurants.***
- *La deuxième concerne le développement des espaces frontaliers du Bénin, de façon à maximiser les avantages économiques et sociaux pouvant être tirés de sa position géographique.*
- *Quant à la troisième option d'aménagement, elle concerne la promotion d'un développement économique durable qui protège et valorise à la fois l'environnement naturel, le patrimoine culturel ainsi que le capital humain.*
- *L'Agenda Spatial définit enfin un cadre de gouvernance approprié, comprenant des structures et des modalités de fonctionnement pouvant faciliter, non seulement la mise en œuvre des options retenues, mais aussi permettre un suivi-évaluation des actions à mener.*

### **Enjeux et défis de l'Agenda Spatial**

*Au regard de ce diagnostic, l'enjeu est d'une part de faire émerger une armature urbaine plus équilibrée, grâce à une meilleure complémentarité des villes entre elles, et d'autre part de mieux maîtriser l'urbanisation, afin qu'elle soit plus productive et porteuse de développement national.*

*En conséquence, les défis à relever sont :*

- *améliorer l'attractivité et la compétitivité de la ville de Cotonou dans la région ouest- africaine ;*
- *promouvoir l'économie urbaine des villes d'intérêt national ou régional, afin qu'elles puissent devenir de véritables bassins d'activités et d'emplois ;*
- *favoriser l'émergence de pôles régionaux de développement, avec leurs vocations propres.*

### **L'articulation de l'Agenda Spatial à la vision existante**

*Même si la vision issue des études de prospective et reprise dans les OSD 2006-2011, avec un accent particulier sur l'économie, propose des choix mobilisateurs, il ressort de l'analyse que le passage à l'action demeure difficile. L'Agenda Spatial a précisément pour objectif de favoriser ce passage à l'action ainsi que la réalisation des résultats recherchés, au travers d'une véritable territorialisation du développement.*

*Ceci ne pourra se faire qu'en mettant en œuvre les cinq choix suivants :*

1. *mettre les territoires au cœur des politiques de développement économique et de développement local*
2. ***privilégier les pôles de développement comme leviers d'un aménagement équitable qui part de la ville jusqu'à son hinterland***
3. *intensifier les relations avec les pays voisins et les actions en faveur de l'intégration en Afrique de l'Ouest*
4. *gérer de façon rationnelle l'environnement et les ressources*
5. *compléter le paysage institutionnel pour faciliter la mise en œuvre des nouvelles options d'aménagement du territoire.*

#### **5.1.4.2 Des Pôles de développement plus « macro » au niveau de l'Agenda Spatial**

*L'Agenda Spatial se propose de sélectionner une dizaine de centres urbains comme villes-motrices devant structurer les pôles régionaux de développement. Il s'agit de : Abomey, Cotonou, Bohicon, Djougou, Kandi, Lokossa, Malanville, Natitingou, Parakou, Dassa et Porto-Novo.*

*Il est à noter que certaines villes présentent un potentiel d'entraînement lié à leur seule fonction économique. Ces villes pourraient donc être activées en tant que villes- motrices secondaires par rapport aux villes-motrices principales. Il s'agit de : Azové, Comé, Glazoué, Kétou, Ouessè, Tanguiéta, etc.*

*Les pôles régionaux de développement sont organisés autour de « villes-motrices » disposant d'un potentiel propre de développement conféré par leurs fonctions administratives et/ou économiques. Les habitants et les acteurs économiques (exploitants agricoles, agro-industriels, commerçants, etc.) de la ville motrice et de son hinterland développent naturellement des échanges matériels et immatériels.*

*Ces villes-motrices constituent ainsi de véritables relais entre les métropoles et les chefs- lieux de communes qui les entourent, en tant que lieux d'approvisionnement, d'équipements et de services supra communaux. Il s'agit en général de villes chefs-lieux de départements, mais aussi de villes dont la position de carrefour leur offre un potentiel de compétitivité et d'attractivité.*

*Les pôles régionaux à promouvoir se présentent comme suit :*

- *le pôle régional de développement du Sud, entraîné par la ville de Cotonou*
- *le pôle régional de développement du Sud-Est, entraîné par la ville de Porto-Novo ;*
- *le pôle régional de développement du Sud-Ouest, entraîné par la ville de Lokossa ;*
- *le pôle régional de développement du centre, entraîné par le bipôle Abomey- Bohicon et la ville de Dassa ;*
- *le pôle régional de développement du Nord-Est, entraîné par Parakou et le bipôle Kandi-Malanville ;*
- *le pôle régional de développement du Nord-Ouest, entraîné par le bipôle Djougou- Natitingou*

*La promotion de ces pôles régionaux de développement va contribuer de façon significative au développement équilibré du territoire national, à l'amélioration du niveau d'attractivité et de compétitivité des différents territoires.*

*Chacun de ces pôles fera l'objet d'un programme de développement régional qui fixera plus précisément les vocations des terres, la localisation des infrastructures et des équipements structurants, les secteurs de l'économie à renforcer ou à développer, les patrimoines à préserver, etc. A titre indicatif, l'Agenda Spatial propose déjà quelques actions à concrétiser au niveau des pôles régionaux.*

*Les vocations dégagées au niveau des pôles régionaux sont globales et reposent sur un potentiel endogène avéré. Certaines filières et activités sont donc à soutenir en priorité, selon un principe de valorisation des potentialités des territoires. Le développement d'activités complémentaires, strictement liées à une localité du pôle régional, reste tout à fait possible. »*

#### 5.1.4.3 L'Analyse spatiale de l'EHR comme ingrédient de l'Agenda Spatial

L'approche méthodologique est sensiblement la même, fondée sur la notion d'impact au sein des Pôles et de leurs hinterlands. La notion d'impact est au centre de la réflexion de l'Agenda Spatial, tout comme dans le cadre de l'Analyse spatiale proposée ici.

Les Pôles de développement retenus dans le cadre de l'Agenda Spatial correspondent à des ensembles urbains, déjà électrifiés, et dont les potentialités économiques locales doivent être valorisées. Le ciblage est donc différent de celui proposé dans le cadre du PDEHR, focalisé sur des villages et localités de petites tailles.

Il n'y a donc pas d'incohérence entre les deux approches, mais plutôt une complémentarité puisque le déploiement du service électrique dans les zones rurales concourra au développement des territoires sur lesquels il est attendu que les Pôles urbains aient un effet d'entraînement.

## 6 Analyse prévisionnelle de la demande en électricité

La définition de projets d'approvisionnement électrique cohérents dépend étroitement du soin apporté à l'analyse prévisionnelle de la demande en électricité, dont les conclusions serviront de base au dimensionnement des systèmes. Anticiper le comportement des consommateurs potentiels requiert de la part du planificateur une vision claire des besoins et des attentes actuels mais également des changements induits par l'arrivée de l'électricité.

L'expérience montre cependant que ces changements ne sont pas inhérents aux projets d'électrification en tant que tels. Pour qu'ils puissent s'opérer, l'électricité, intrant indispensable à tous les secteurs, doit être perçue comme une « facilité » favorisant la modernisation et le fonctionnement d'activités socioéconomiques. Mais dont l'impact sur le développement sera négligeable si ces activités n'ont pas été au préalable pensées suivant une approche visant non seulement leur émergence mais également leur pérennisation.

Ce chapitre propose une analyse des niveaux de consommation constatés en milieu rural, décrit l'approche méthodologique et les hypothèses de travail, et présente les résultats de l'analyse prévisionnelle de la demande. Initialement, le Consultant prévoyait de définir les hypothèses et ratios de modélisation en croisant (i) les constatations faites sur le terrain lors de ses visites de sites effectuées au cours du premier semestre 2017 et (ii) des données commerciales relatives à des localités « ABERME » interconnectées, disposant aujourd'hui d'un service de meilleure qualité. Cette démarche visait à « corriger » les profils de consommation observés dans des localités EHR, contraints par la (faible) qualité de service, et ne traduisant que partiellement la demande réelle des usagers.

Cependant, au moment de la rédaction du présent document, ces données commerciales n'ont pas encore été mises à la disposition du Consultant (une demande officielle avait été adressée à la SBEE). Les différents niveaux de demande ont ainsi été modélisés en s'appuyant (i) sur les données relevées sur le terrain, (ii) sur l'expérience du Consultant dans le domaine de l'électrification rurale et (iii) sur les objectifs, exigeants, à viser en termes de raccordement et de niveau de service pour optimiser l'impact de l'arrivée de l'électricité et pérenniser l'activité de l'opérateur.

### 6.1 L'accès à l'électricité en milieu rural aujourd'hui

#### 6.1.1 La faible émergence d'usagers non domestiques

L'analyse a été réalisée sur la base des observations que le Consultant a pu faire au sein de localités rurales qu'il a visitées dans le cadre de l'étude. Il s'agit des localités de Pokissa, Kabo, Oke Owo, toutes équipées de centrales 100% PV installées dans le cadre des projets PRODRE I de l'ANADER. Nous rappelons ici les trois niveaux de consommation qui ressortent de cette analyse.

Tableau 12 : Consommation unitaire par type d'abonnés

Type d'abonnés	% du nb total d'abonnés	kWh/mois	Part de marché
T1	30%	25	10%
T2	50%	80	40%
T3	20%	163	50%
Consommation moyenne consolidée		80,1	kWh/mois

Une tentative de modélisation de la courbe de charges a été réalisée sur la base des données recueillies au cours des enquêtes de terrain, accompagnée d'une comparaison avec la production solaire journalière.

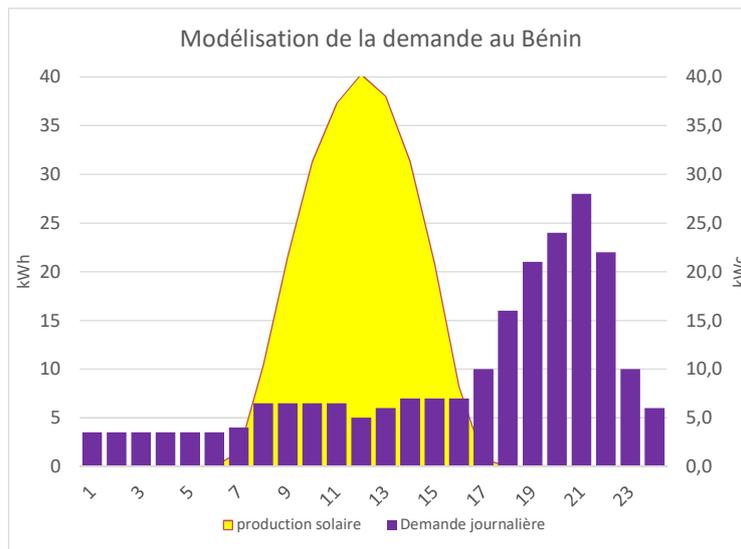


Figure 19: Courbe de charge de la demande et production solaire – localités EHR déjà couvertes

La pointe de la demande a lieu en soirée. Une certaine demande d'éclairage de sécurité et de réfrigération perdure pendant la nuit. Quelques activités économiques et le pompage de l'eau (si ce dernier n'a pas un champ dédié) conforte la demande diurne à partir de 8 heures du matin.

En superposition à la demande journalière, la gaussienne de production solaire illustre une couverture à 100% de la demande par le champ solaire.

La grande majorité des abonnés sont des abonnés domestiques, et satisfaisant principalement à leurs besoins en éclairage. Le nombre d'abonnés non domestiques est lui marginal, tout comme le nombre d'activités ayant émergé depuis la mise en service des installations.

### 6.1.2 L'absence de mesures d'accompagnement

La question de l'usage de l'électricité se pose. Comme mentionné, on ne recense que très peu de clients économiques, dont la contribution à la consommation d'une localité est pourtant indispensable à plusieurs niveaux :

- assurer une activité « rentable » à l'opérateur : les clients économiques (artisans, petites PME...) sont des consommateurs « piliers » plus gourmands en électricité que les ménages, permettant d'accroître de façon significative les revenus des opérateurs
- optimiser l'utilisation des équipements de production : ceux-ci sont généralement surdimensionnés par rapport à la consommation observée à posteriori au sein de la localité. L'opérateur se trouve ainsi confronté à de faibles facteurs de charge de ses installations, dont l'utilisation à puissance nominale est pourtant un facteur influant sur leur durée de vie. Un constat il est vrai inverse dans les localités EHR du Bénin déjà équipées de centrales 100% PV, puisque la plupart nécessiterait une hybridation pour pouvoir satisfaire la demande réelle
- promouvoir un réel développement socioéconomique au sein de la localité : les activités productives créent de la richesse et de l'emploi au sein de la localité.

Le contexte rural actuel confère aux termes « consommation » et « demande » une signification nuancée, la consommation se résumant, au final, à une (maigre) proportion de la demande. L'électrification d'une localité se limite trop souvent à apporter l'éclairage aux abonnés, confort s'il en est, mais dont l'impact, en termes

de développement, s'avèrera minime. **La problématique n'est pas d'apporter l'électricité mais dans sa finalité. Comment « booster » le développement socioéconomique d'une localité, d'un territoire grâce à l'arrivée de l'électricité ?**

Que ce soit d'un point de vue financier (intérêt de l'opérateur) ou socioéconomique (intérêt général), la présence d'activités productives est une condition sine qua none. Cela doit se traduire non seulement par la possibilité pour les artisans fonctionnant actuellement en mode autonome de pouvoir se raccorder au réseau de distribution, mais également par des mesures facilitant la création de nouvelles activités consommatrices d'électricité, et donc la possibilité pour les nouveaux entrepreneurs d'acquérir les matériels nécessaires (mesures de détaxation, micro-crédits...).

**Les programmes d'électrification qui découleront du PDEHR devront absolument être accompagnés d'une série de mesures permettant de pérenniser les projets qui verront le jour.** Les programmes de mise en œuvre devront être pensés comme des programmes de développement dans leur ensemble et non pas uniquement comme des programmes visant à apporter l'électricité. Il s'agira de réunir, comme l'indique la Politique EHR, les conditions pour rendre les systèmes pérennes et réellement moteurs du développement, à travers des conditions de branchement attractives, des possibilités de souscription à de très faibles puissances (offrant la possibilité aux clients « sociaux » de se raccorder, à l'image du succès considérable de la téléphonie de par la possibilité d'acheter de très faibles crédits de communication), l'appui à la création d'usages productifs en facilitant l'acquisition de matériels électriques par les artisans locaux, la définition de protocoles de maintenance efficaces et rapides etc.

### Cas particulier de la promotion des usages productifs

On peut distinguer principalement deux catégories d'Activités Génératrices de Revenus (AGR) : les AGR existantes et les AGR à créer.

#### AGR déjà existantes

Deux sous-groupes de potentiels d'usages productifs de l'électricité peuvent être distingués :

1. Un potentiel de **conversion** à l'électricité par substitution d'autres sources d'énergie : c'est notamment le cas du remplacement de groupes électrogènes par un système de pompage électrique dans les systèmes d'irrigation ou d'adduction en eau potable, ou le remplacement d'un moteur thermique par un moteur électrique dans le cas d'une décortiqueuse de riz ;
2. Un potentiel de **modernisation**, par la mécanisation d'un process de production et l'introduction de machines électriques : c'est notamment le cas du passage d'une huilerie traditionnelle à une huilerie moderne, ou de l'introduction d'un broyeur électrique dans une unité de concassage pour remplacer un travail essentiellement manuel. On peut citer la motorisation électrique des machines à coudre, l'équipement des coiffeuses en petits matériels électriques etc.



Figure 20: Décortilage manuel, localité d'Oke Owo, avril 2017

L'expérience démontre que ces conversions ou modernisations potentielles ne sont pas automatiques avec l'arrivée de l'électricité, notamment en raison des coûts supplémentaires liés à l'acquisition d'équipements électriques.

## AGR à créer

On parlera d'un potentiel d'**innovation**. Il peut s'agir soit d'activités "classiques" (notamment de transformation de certains produits agricoles) qui existent par ailleurs dans la zone cible, soit d'activités innovantes qui résulteraient d'une **mise en valeur** des potentialités de développement économique dans chaque région (conserverie de poissons, séchages de fruits, etc.). Ce potentiel d'innovation intègre également les opportunités de **délocalisation** de certaines activités économiques de la ville vers les campagnes (artisanat utilitaire pour la construction immobilière, atelier de soudure, etc.), que l'on pourra observer dans certains contextes ruraux avec l'arrivée de l'électricité.

Les mesures d'accompagnement à mettre en place pour réussir le pari d'une valorisation maximale de l'électrification rurale (conversion, modernisation et innovation) constituent un sujet à part entière, nécessitant des investigations appropriées à chaque contexte et devant être définies dans le cadre d'une étude dédiée.

## 6.2 Modélisation

### 6.2.1 Un changement de cap dans la définition des objectifs

Du fait des observations formulées ci-dessus, l'analyse prévisionnelle de la demande en électricité ne sera donc pas établie en se basant uniquement sur des extrapolations issues de la situation actuelle dans les localités EHR, mais en faisant l'hypothèse que les mesures d'accompagnement qui seront mises en œuvre permettront :

- (i) à toutes les catégories de consommateur de pouvoir prétendre à un raccordement (augmentation du nombre de raccordements en 1<sup>ère</sup> année et évolution significative les années suivantes)
- (ii) l'émergence d'activités productives

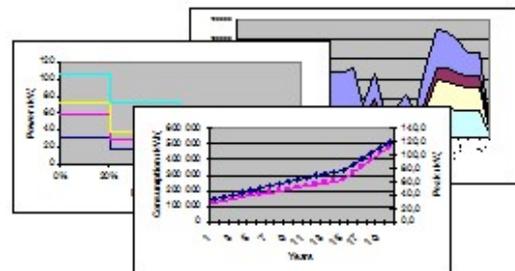
Les hypothèses faites sont optimistes, et doivent être lues comme des résultats à atteindre pour conjuguer viabilité économique et développement, et pour faire en sorte que l'électricité devienne enfin un bien commun, conformément au souhait et à l'engagement de l'Etat (accès universel à l'horizon 2035).

### 6.2.2 Approche méthodologique : le module GEOSIM© Demand Analyst

L'analyse de la demande a été réalisée à l'aide du Module « Demand Analyst » de GEOSIM©, permettant de modéliser et prévoir la demande en électricité au niveau de chaque village d'un territoire. Un ensemble de paramètres et d'hypothèses sont requis pour régler le modèle, de telle sorte que les résultats soient les plus proches des réalités socio-économiques de la zone étudiée ou des ambitions formulées.

En partant des profils de consommation moyens des différents types d'utilisateurs finaux (classes de ménages, structures sociales, activités productives etc.), le logiciel renseigne les indicateurs suivants :

- nombre de clients
- demande de pointe (kW)
- consommation annuelle (kWh)
- courbes de demande classées (monotones)



## 6.3 Analyse du marché et prévision de la demande

L'objectif de cette étape est d'estimer, année par année, et pour les différentes tailles de localités ciblées, les indicateurs suivants :

- le nombre de clients par catégorie de consommateur, en opérant une distinction entre les clients MT et BT
- les consommations spécifiques par catégorie de clientèle (domestiques selon la classe, activités et services)
- la consommation totale d'énergie comme résultante des deux premiers résultats
- les puissances de pointe résultantes

### 6.3.1 Segmentation de la demande

Les indicateurs de travail sont généralement les suivants :

- nombre de points d'éclairage
- nombre total d'heures d'éclairage et répartition journalière
- niveau de diffusion des appareils électriques
- régime d'utilisation de ces appareils électriques
- catégories d'activités professionnelles utilisant l'énergie et leurs niveaux de consommation

Comme mentionné plus haut, les observations faites au niveau de localités EHR déjà électrifiées n'apportent que peu d'enseignements sur les usages et les besoins réels. Les sections suivantes présentent, pour chaque catégorie de consommateur, les valeurs des différents paramètres utilisés pour réaliser l'analyse de la demande.

#### 6.3.1.1 Demande domestique

##### 6.3.1.1.1 Classes de ménage

Les ménages sont divisés en 3 classes (pauvre, moyenne et aisée), suivant la répartition obtenue après analyse de la consommation dans des localités EHR déjà couvertes (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). La classe 1 est considérée comme la classe « pauvre » ou celle qui aura la demande la plus faible. Les poids respectifs de chaque classe, fixés en première et dernière année de la période de planification (on suppose que la répartition des classes évoluera linéairement au cours de la période), correspondent aux poids observés dans des contextes similaires, et ont été considérés comme étant identiques pour toutes les régions. Au fil des années, la classe 1 diminue au profit des classes moyenne et aisée, sous-entendant que l'arrivée de l'électricité aura contribué à cette évolution.

Tableau 13 : Répartition des classes de ménage

Zone	Bas (%)	Moyen (%)	Haut (%)
BENIN	30	50	20

La demande domestique consiste en l'agrégation de la demande estimée au niveau de chacune des classes de ménage, elles-mêmes résultant de la somme des demandes des ménages qu'elles regroupent.

Notons que nous raisonnons ici en termes de « ménage électrique », à savoir le nombre de personnes bénéficiant d'un même compteur. Un ratio de 6 habitants par ménage électrique a été considéré.

## 6.3.1.1.2 Niveaux de consommation

Les niveaux de consommation varient d'une classe de ménage à l'autre. Pour chacune d'entre elles a été établi le profil de consommation journalier d'un ménage moyen, construit sur la base des informations suivantes :

- Répartition des équipements domestiques par classe
- Profil de consommation journalier par équipement / classe de ménage

Tableau 14 : Répartition des équipements domestiques par classes

BENIN		Ajouter un équipement 		
Equipement domestique	Bas	Moyen	Haut	
Eclairage	3	5	8	
TV	0,5	1	1	
Radio	1	1	1	
Ventilateur	0	0,5	2	
Réfrigérateur	0	0,3	1,4	
Recharge tél	1	1	2	

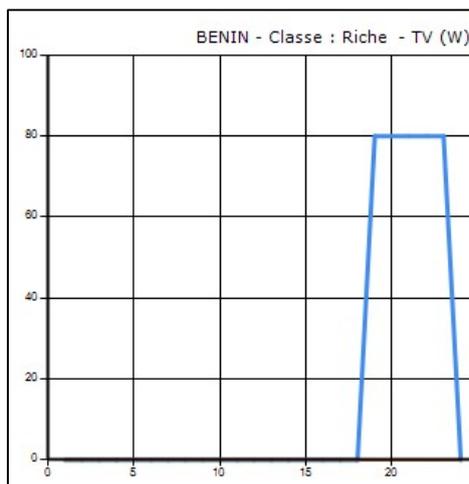


Figure 21: Exemple de profil de consommation journalier (TV, classe 3)

Les estimations de consommation en première année (année suivant la mise en route du système) sont les suivantes :

Tableau 15: Consommation moyenne par catégorie de ménage

Consommation moyenne d'un ménage	kWh/an	kWh/mois	Pointe (W)
Classe 1	144	12	90
Classe 2	504	42	200
Classe 3	1380	115	400

## 6.3.1.2 Demande des services publics

Deux types de service publique ont été retenus comme prioritaires - l'approvisionnement en eau potable et l'éclairage public - dont chaque village bénéficiaire d'un programme d'électrification devra bénéficier. Les principales hypothèses concernant les puissances requises sont les suivantes :

- Pompage de l'eau potable : 1500 W pour 1000 habitants
- Eclairage public : 550 W pour 1000 habitants (1 EP / 15 ménages - lampes LED 50W)

### 6.3.1.3 Demande des activités et services courants

#### 6.3.1.3.1 Infrastructures et services rencontrés en milieu rural

Il s'agit à ce niveau d'estimer la demande en électricité au niveau des activités et services les plus couramment rencontrés en milieu rural, une fois l'électricité disponible. Les activités et services suivants ont été retenus :

- Moulins
- Buvettes
- Boutiques diverses
- Lieux de culte
- Artisanat
- Collège 1<sup>er</sup> et 2<sup>nd</sup> cycle
- Collège 1<sup>er</sup> cycle
- Ecole primaire
- Centre de santé complet
- Maternité
- Dispensaire
- Poissonnerie

La pénétration des infrastructures et services en milieu rural a été établie pour 6 tranches de population :

Tableau 16 : Pénétration des infrastructures et services en milieu rural

Tranches de population	[0;800[	[800;1500[	[1500;3000[	[3000;5000[	[5000;8000[	>=8000
Moulins	0	2	4	7	10	12
Buvettes	2	4	8	10	15	20
Boutiques diverses	2	5	10	14	20	25
Lieux de culte	1	2	3	5	8	10
Artisanat	1	3	7	10	15	20
Collège 1er et 2nd cycle	0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3
Collège 1er cycle	0	0	0	0	0	0
Ecole primaire	0,8	1,1	1,6	2,3	3,6	4
Centre de santé complet	0,1	0,1	0,1	0,2	0,5	0,6
Maternité	0	0	0	0	0,1	0,1
Dispensaire	0	0	0	0,1	0,2	0,3
Poissonnerie	0	0	1	2	3	3

Les ratios concernant les infrastructures sociales (santé et éducation) sont issus des données statistiques de du RGPH 2013 :

Tableau 17 : Pénétration des infrastructures et services en milieu rural au sein des localités EHR

Tranche de population	[0;800[		[800;1500[		[1500;3000[		[3000;5000[		[5000;8000[		>=8000	
Nombre de localités	338		446		505		213		51		10	
Collège 1er et 2nd cycle	7	2,1%	23	5,2%	45	8,9%	27	12,7%	11	21,6%	3	30,0%
Collège 1er cycle	2	0,6%	8	1,8%	12	2,4%	4	1,9%	2	3,9%	0	0,0%
Ecole primaire	282	83,4%	510	114,3%	800	158,4%	488	229,1%	184	360,8%	35	350,0%
CS complet	23	6,8%	32	7,2%	58	11,5%	46	21,6%	23	45,1%	5	50,0%
Dispensaire	3	0,9%	6	1,3%	22	4,4%	20	9,4%	8	15,7%	2	20,0%
Maternité	3	0,9%	7	1,6%	18	3,6%	7	3,3%	3	5,9%	0	0,0%

6.3.1.3.2 Niveaux de consommation

Le profil journalier des différents activités et services repose sur les gammes de puissance et sur les heures de fonctionnement généralement observées en milieu rural.

Tableau 18 : Niveaux de consommation des activités et services

Activités	Consommation mensuelle (kWh)	Pointe journalière (W)
Moulins	365	2000
Buvettes	55	150
Boutiques diverses	4	20
Lieux de culte	4	20
Artisanat	23	50
Collège 1er et 2nd cycle	437	2100
Collège 1er cycle		
Ecole primaire	217	1050
Centre de santé complet	393	2800
Maternité	293	2100
Dispensaire	189	1345
Poissonnerie	256	350

6.3.2 Reconstitution des courbes de charge par type de village

Il est désormais possible, pour chaque village, en fonction de sa population, de reconstruire sa courbe de charge potentielle durant la première année de mise en service. Nous présentons ci-après les courbes de charge de trois villages types.

6.3.2.1 Cas d'un village de 1500 habitants

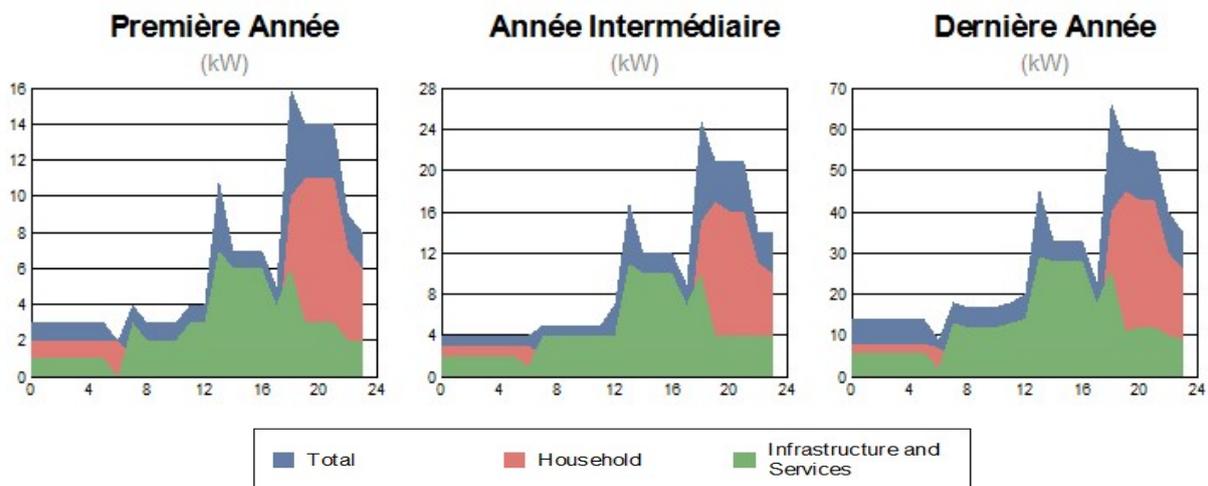


Figure 22: Courbe de charge type d'un village de 1500 hab.

### 6.3.2.2 Cas d'un village de 3500 habitants

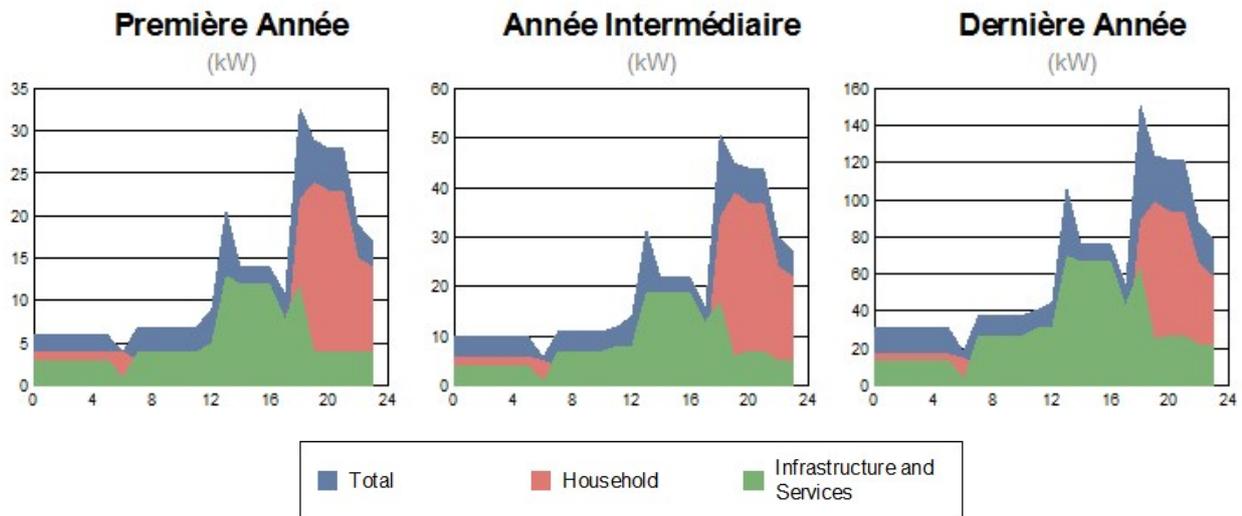


Figure 23: Courbe de charge type d'un village de 3500 hab.

### 6.3.2.3 Cas d'un village de 7000 habitants

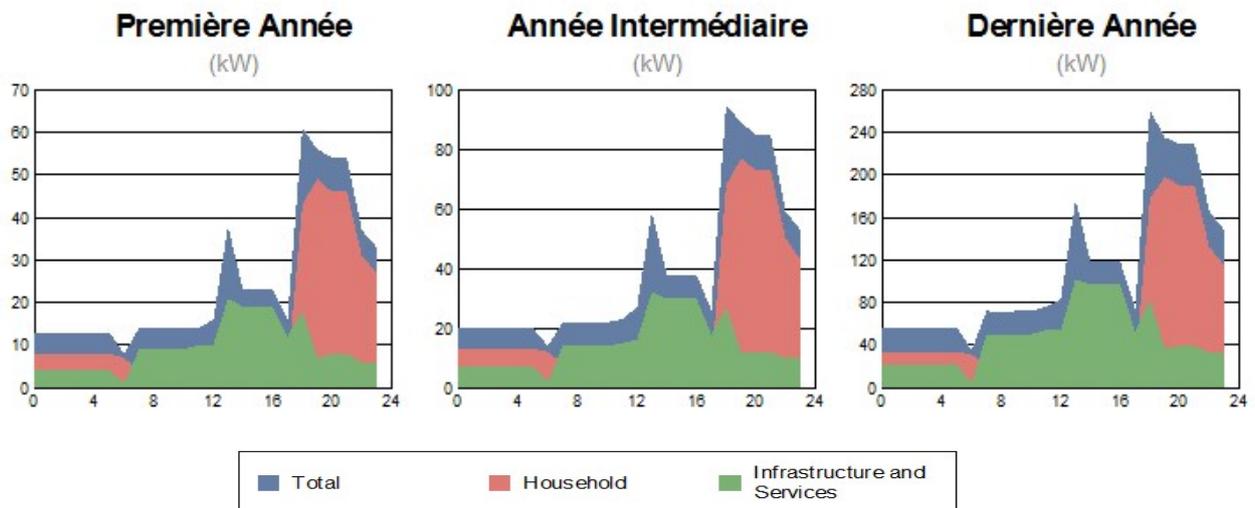


Figure 24: Courbe de charge type d'un village de 7000 hab.

De façon générale, on constate, pour chaque type de village, une diminution de la part de la consommation domestique dans la consommation globale, celle des infrastructures croissant plus rapidement au cours des années. A titre d'exemple, pour un village de 1 500 habitants, la part de la demande domestique passe de 63% à 51% en 20 ans.

### 6.3.3 Paramètres d'évolution et de croissance

La prévision de la demande impose de faire des hypothèses quant à l'évolution de la consommation des abonnés et des taux de raccordement. Ces paramètres ne peuvent cependant pas être considérés comme identiques tout au long de la période de planification ; ils n'évoluent généralement pas de façon linéaire avec le temps mais atteignent un plateau au bout de quelques années.

Les principales lignes directrices sont les suivantes :

Tableau 20 : Evolution du taux de raccordement

Colonne1	Année 1	Année 5	Année 20
Taux de raccordement des ménages	40%	50%	70%
Taux de raccordement des infrastructures et services	70%	90%	95%

- La consommation de chaque ménage augmentera en moyenne de 3% sur les 5 premières années, puis se stabilisera à 1%. En effet, l'arrivée de l'électricité induit des changements dans le comportement de ménages liés à l'acquisition de nouveaux équipements électriques. On constate alors une augmentation de la consommation au cours des premières années d'électrification. Une fois équipés, la consommation des ménages tend à se stabiliser.
- La consommation de chaque infrastructure ou service augmentera en moyenne de 4% sur les 5 premières années, de 6% les années suivantes, du fait de l'augmentation de leur activité.

Figure 25: Hypothèses de croissance

Année de recensement de la population	2013	Année de début	Période 1	Année intermédiaire	Période 2	Année de fin
		1		5		20
	2018			2022		2037
Taux de raccordement des ménages	40 %			50 %		70 %
Taux de raccordement des infrastructures et services	70 %			90 %		95 %
Taux de croissance de la consommation des ménages			3 %			1 %
Taux de croissance de la consommation des infrastructures et services			4 %			6 %

Ces hypothèses sont en rupture avec la situation actuelle. Il est cependant important de rappeler que celles-ci ne pourront se concrétiser sans la mise en œuvre de mesures créant les conditions nécessaires à la création d'un vrai marché de l'électricité. Les mesures d'accompagnement devront être attractives et convaincre les abonnés potentiels, amorcer la création d'activités productives, et assurer la stabilité financière des opérateurs.

## 6.4 Résultats de la prévision de la demande

### 6.4.1.1 Récapitulatif des hypothèses

- Hypothèses sur l'évolution des poids des classes de ménages**

Zone	Bas (%)	Moyen (%)	Haut (%)
BENIN – Année 1	30	50	20
BENIN – Année 20	20	55	25

▪ **Hypothèses sur la consommation moyenne des ménages**

Consommation moyenne d'un ménage	kWh/an	kWh/mois	Pointe (W)
Classe 1	144	12	90
Classe 2	504	42	200
Classe 3	1380	115	400

▪ **Hypothèses sur les niveaux de consommations des activités et des services**

Activités	Consommation mensuelle (kWh)	Pointe journalière (W)
Moulins	365	2000
Buvettes	55	150
Boutiques diverses	4	20
Lieux de culte	4	20
Artisanat	23	50
Collège 1er et 2nd cycle	437	2100
Collège 1er cycle		
Ecole primaire	217	1050
Centre de santé complet	393	2800
Maternité	293	2100
Dispensaire	189	1345
Poissonnerie	256	350

▪ **Hypothèses sur les niveaux de consommations des services publics**

- Pompage de l'eau potable : 1500 W pour 1000 hab.
- Eclairage public : 550 W pour 1000 hab. (1 EP / 15 ménages - lampes LED 50W)

▪ **Hypothèses de croissance**

Année de recensement de la population	2013	Année de début	Période 1	Année intermédiaire	Période 2	Année de fin
		1		5		20
		2018		2022		2037
Taux de raccordement des ménages	40 %	50 %	70 %			
Taux de raccordement des infrastructures et services	70 %	90 %	95 %			
Taux de croissance de la consommation des ménages		3 %	1 %			
Taux de croissance de la consommation des infrastructures et services		4 %	6 %			

Figure 26: Récapitulatif des hypothèses de prévision de la demande

6.4.1.2 Extrait des rapports de prévision de la demande

Les résultats complets de la prévision de la demande sont disponibles en « Annexe 3 : Résultats détaillés de la prévision de la demande Annexe 2 : ». Sont présentés ci-après à titre d'exemple les résultats d'un certain nombre de villages.

Tableau 21: Extraits des rapports de prévision de la demande

Off-grid 2017 Bénin

IED

# Prévision de la Demande



Localités non électrifiées

Scenario 24h

Code	Localité	Population Année 1	Première année			Moyen-terme			Horizon		
			Conso. (kWh)	Pointe (kW)	Part do- mestique	Conso. (kWh)	Pointe (kW)	Part do- mestique	Conso. (kWh)	Pointe (kW)	Part do- mestique
6876925	SEREKIBE	1 394	58 039	14	63%	112 160	27	52%	304 945	69	51%
6876915	SINWAN	2 263	100 476	24	60%	159 058	38	60%	499 806	114	51%
<b>ATACORA</b>			<b>17 295 141</b>		<b>59%</b>	<b>28 036 528</b>		<b>58%</b>	<b>83 936 148</b>		<b>52%</b>
<b>BOUKOUMBE</b>			<b>3 171 822</b>		<b>58%</b>	<b>5 054 285</b>		<b>58%</b>	<b>15 446 599</b>		<b>51%</b>
6877076	AGBONTE	2 212	97 241	23	59%	153 847	36	60%	484 975	111	50%
6873630	BOUGOU	2 245	97 241	23	59%	153 847	36	60%	484 975	111	50%
6873575	DIDOMPE	436	16 268	4	64%	25 848	6	64%	71 744	16	62%
6873584	DIKON HEIN	1 761	84 300	20	56%	133 004	32	56%	364 268	82	55%
6873606	DIKOUANI	977	45 098	11	58%	71 281	17	58%	245 622	57	45%
6877073	DIMANSOURI	1 701	81 065	19	55%	127 793	30	55%	349 437	79	54%
6873586	DIMATEMA	537	19 503	5	67%	31 059	8	67%	121 740	29	45%
6918922	DIPOKOR FONTRI	845	38 628	9	54%	60 859	15	55%	166 232	38	53%

Les résultats ci-dessus présentent les consommations annuelles (kWh), la pointe (W) et la part de la consommation domestique en année 1 (première année de mise en service), 5 (année pertinente pour tirer un premier bilan) et 20 (horizon de l'analyse) pour toutes les localités non électrifiées du Bénin.

### 6.4.1.3 Extrait de la cartographie de la demande

La carte ci-dessous indique, pour chaque village de la zone extraite, la demande de pointe estimée en 2018.

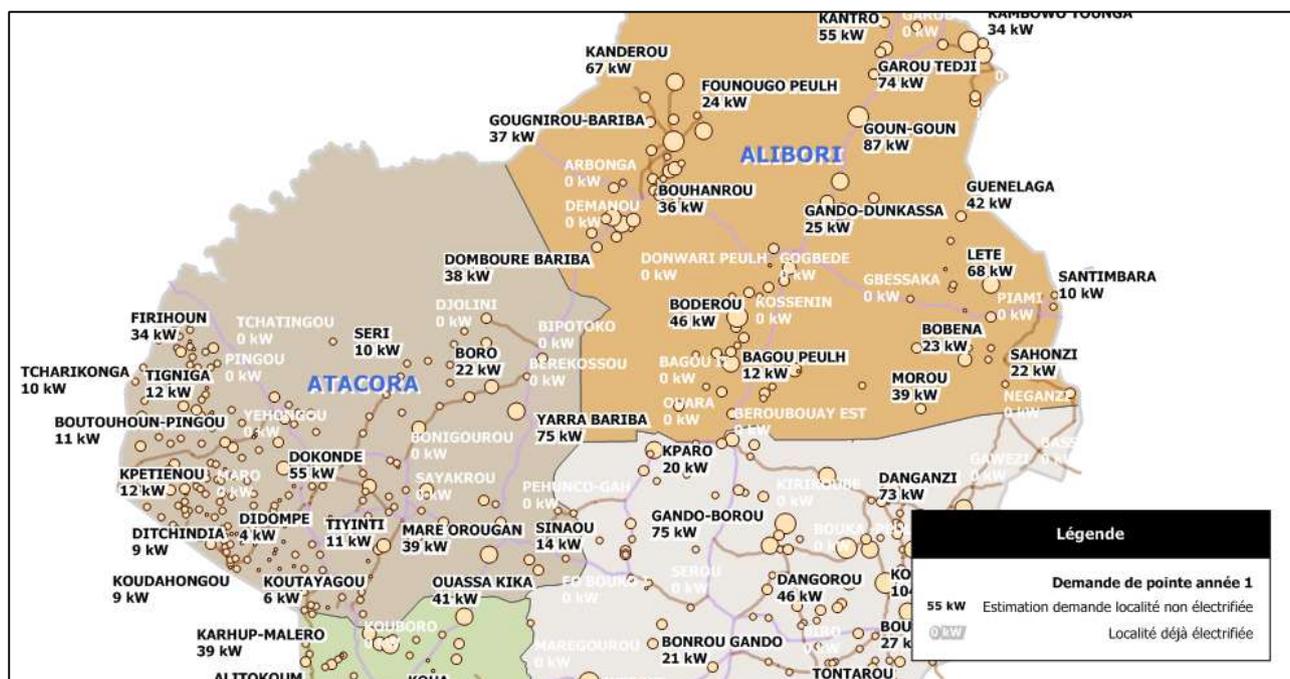


Figure 27: Cartographie de la demande en 2018

## 7 Rappel des potentiels EnR

### 7.1 Ressource solaire

- disponible sur l'ensemble du territoire avec une certaine constance au cours de l'année
- variation saisonnière de l'ordre de 16/17 % autour de la moyenne
- mois à fort potentiel : décembre et mars
- mois à plus faible potentiel : juin
- Estimations du potentiel
  - Nord : production de l'ordre de 1560 kWh/kWc installé par an
    - 130 kWh/kWc/mois en moyenne
    - 150 kWh/kWc/mois en décembre et mars (valeurs maximales)
    - 90 kWh/kWc/mois en juin (valeur minimale)
  - Partie centrale : 1460 kWh/kWc installé par an
  - Sud : 1400 kWh/kWc installé par an dans les zones humides.

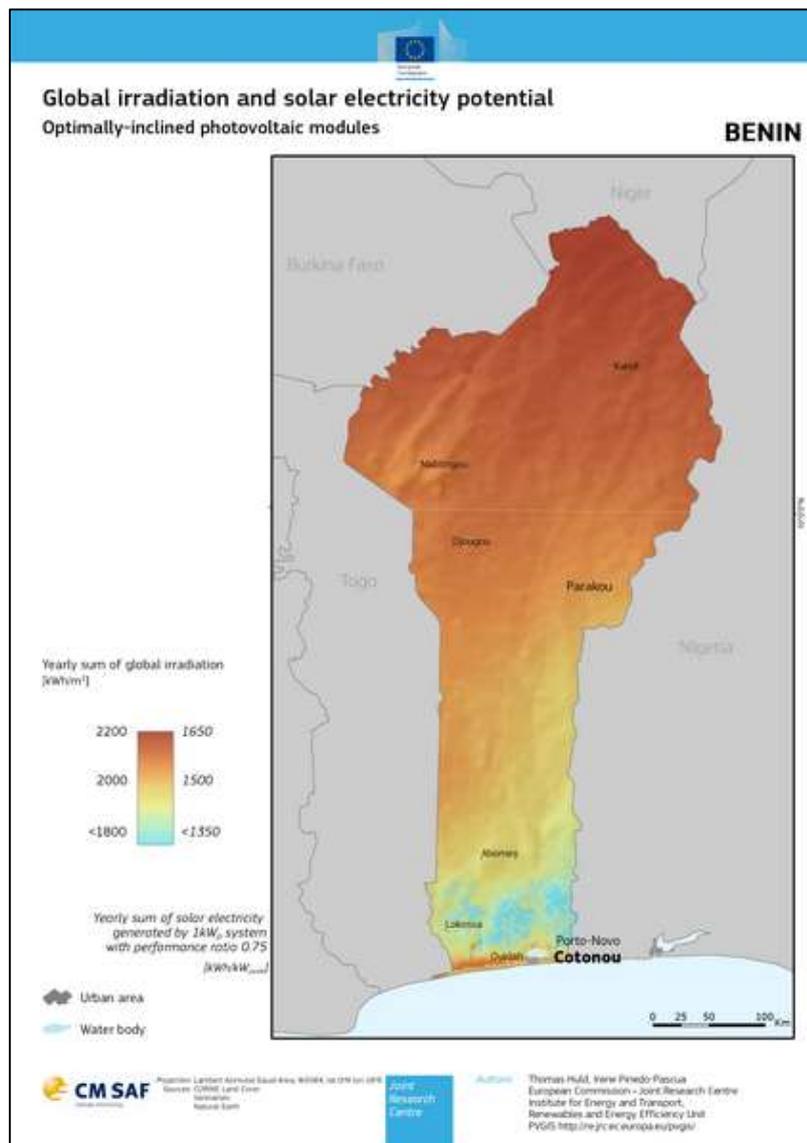


Figure 28: Potentiel solaire du Bénin

## 7.2 Ressource hydroélectrique

### 7.2.1 Ressource

- La ressource hydroélectrique est concentrée autour de quatre bassins versants :
  - ceux du Niger et de la Volta au nord
  - celui de l'Oueme au centre et au sud
  - celui du Couffo au sud-ouest
- Régime des précipitations
  - de type tropical au nord et au centre avec la pointe des précipitations en Août (260 à 290 mm/mois) et une période de faibles précipitations de décembre à février
  - de type équatorial de transition dans le sud du pays avec deux pointes de précipitations en Juin et septembre (220 mm)
- Potentiel de sites ayant une capacité inférieure à 1 MW : 5 MW
- Potentiel de la petite hydroélectricité (entre 1 et 30 MW) estimé à 90 MW.<sup>6</sup>

Tableau 22 : Ventilation théorique du potentiel hydroélectrique du Bénin

Theoretical Hydropower Potential of Rivers in Benin	
Pico/micro/mini HPP	5 MW
Small HPP	90 MW
Medium/large HPP	239 MW
No attractive potential	415 MW
Total of all rivers in country	749 MW
Total of rivers with attractive theoretical potential for pico/micro/mini, small, or medium/large HPP	334 MW

### 7.2.2 L'inventaire disponible pour la micro hydroélectricité

Une liste officielle de sites micro hydro (7 kW à 8,7 MW) regroupe 82 sites d'une puissance totale de 48 MW et un productible total de 193 GWh/an. Ces sites pourraient éventuellement constituer une source d'approvisionnement pour les localités ciblées pour la mise en place de mini-réseaux (>= 1500 hab.).

<sup>6</sup> GIS Hydropower Resource Mapping – Country Report for Benin, ECREEE 2017

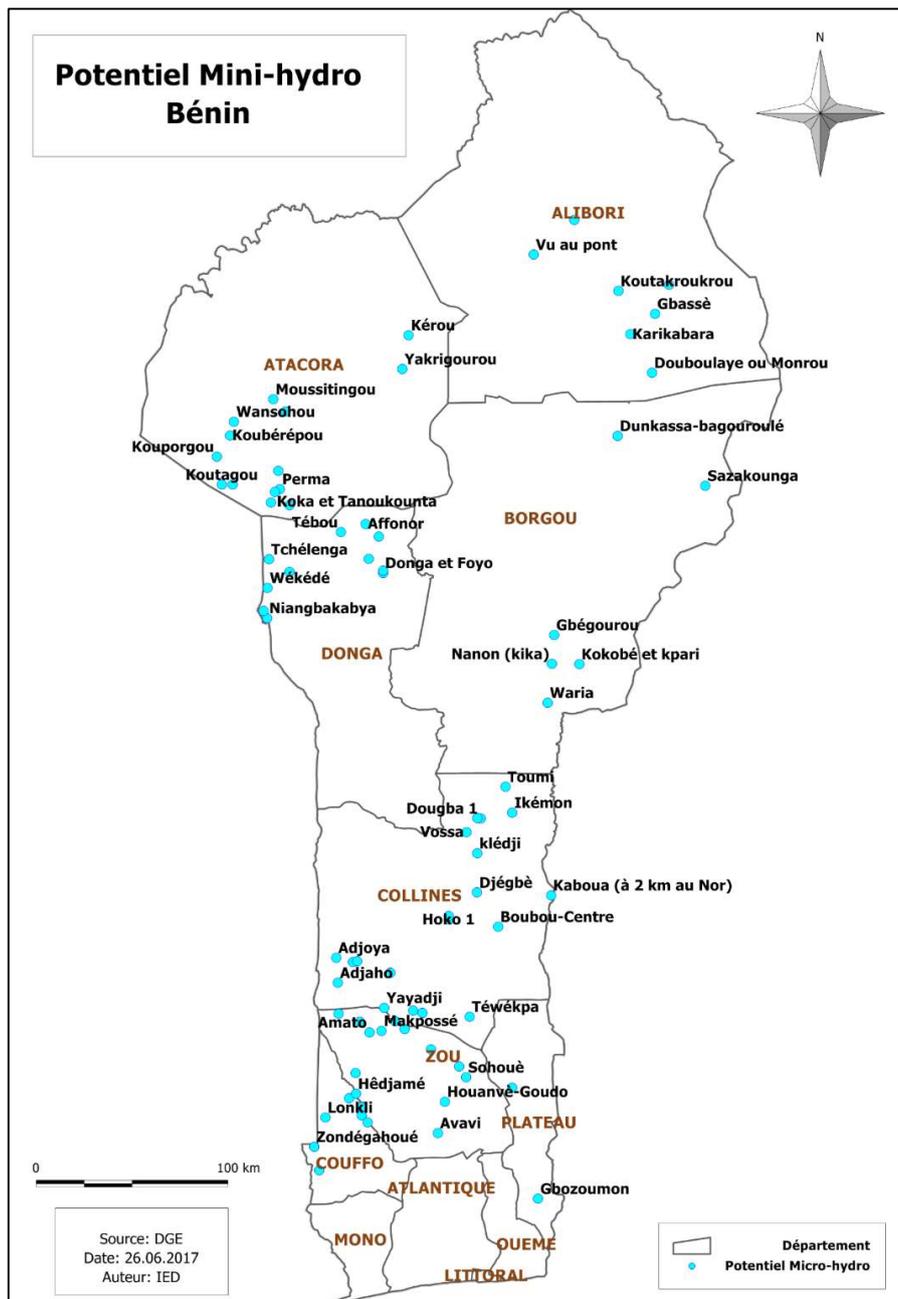


Figure 29: Inventaire disponible pour la micro hydroélectricité

Parmi ces sites, beaucoup présentent des taux de fonctionnement faibles, traduisant de longues périodes d'étiage, et dont le développement ne serait pas économiquement pertinent au vu de la part prépondérante que constituerait la production d'origine thermique. Cependant, l'exactitude des informations fournies par l'Atlas pose question, au regard des chiffres avancés. Les valeurs des taux de fonctionnement se répètent de façon exacte pour nombre de sites, laissant à penser qu'ils ne sont pas le résultat d'une étude détaillée au cas par cas.

### 7.2.3 Deux zones géographiques propices à la petite hydroélectricité

Les informations mentionnées ci-dessous sont tirées du « *GIS Hydropower Resource Mapping and Climate Change Scenarios for the ECOWAS Region* » de l'ECREEE (2017).

Le régime d'écoulement des rivières (Oueme, Sota et Zou) est marqué par une longue période d'étiage c'est-à-dire de décembre à juin, ce qui demande généralement l'établissement d'infrastructures de génie civil importantes pour l'exploitation de la ressource, associée éventuellement à l'utilisation de backup thermique pendant la période d'étiage.

**Les sous-bassins versants ayant un potentiel hydroélectrique théorique pertinent se trouvent au sud-est et au nord-ouest du Bénin (carte ci-contre).** Ces zones seront visées en priorité pour le développement de la micro hydroélectricité.

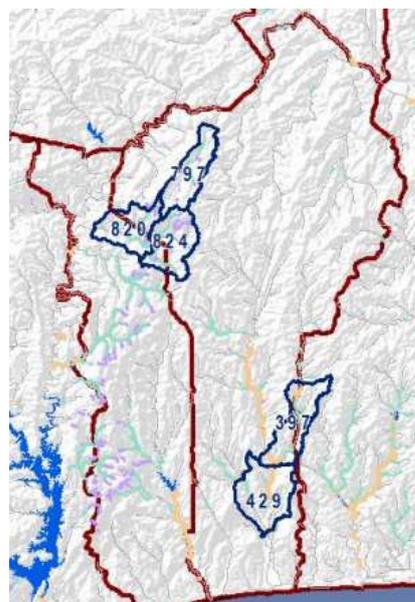


Figure 30: Zones géographiques présentant un potentiel hydroélectrique à valoriser

Comme indiqué au paragraphe précédent, les caractéristiques des sites semblent très approximatives. Aussi, pour ne pas exclure de sites potentiellement intéressants, tous ceux situés dans les deux zones propices ont été considérés. Ils sont listés ci-après. Seules les valeurs de puissance indiquées par l'Atlas ont été conservées. Les distances (à vol d'oiseau) aux réseaux HTA actuel et 2022 sont également indiquées.

Tableau 23: Sites hydro potentiels dans les zones propices à l'hydroélectricité

n°	Nom	Puissance théorique kW	Dist_reseau2017 (m)	Dist_reseau2022 (m)
1	SINAISSIRE ET PAPTIA	826	38	38
2	PERMA	272	81	81
3	HOUANVE-GOUDO	61	107	107
4	SOHOUE	24	175	175
5	BOUBOU-CENTRE	16	312	312
6	KOUTAGOU	77	922	922
7	KOTA	137	1 224	1 224
8	KOKA ET TANOUKOUNTA	1 126	1 250	1 250
9	KOUPORGOU	729	1 328	1 328
10	TCHOUMI-TCHOUMI	722	1 709	1 709
11	KONIALOTIEKOU	704	3 579	3 579
12	WABOU	257	4 450	4 450
13	KETOU	67	5 441	5 441
14	KOUBEREPOU	410	5 766	5 766
15	MOUSSITINGOU	241	6 020	6 020
16	AKPAHOGO	51	6 156	5 445
17	KABOUA	84	7 574	7 574
18	AVAVI	304	8 454	4 298
19	WANSOHOU	109	10 880	10 880
20	KLEDJI	285	12 004	3 981
21	TEWEKPA	558	15 307	13 307
22	DJEGBE	332	15 686	11 730

Les cartes ci-après localisent ces sites, situés dans les zones identifiées comme présentant un réel potentiel par l'étude de l'ECREEE.

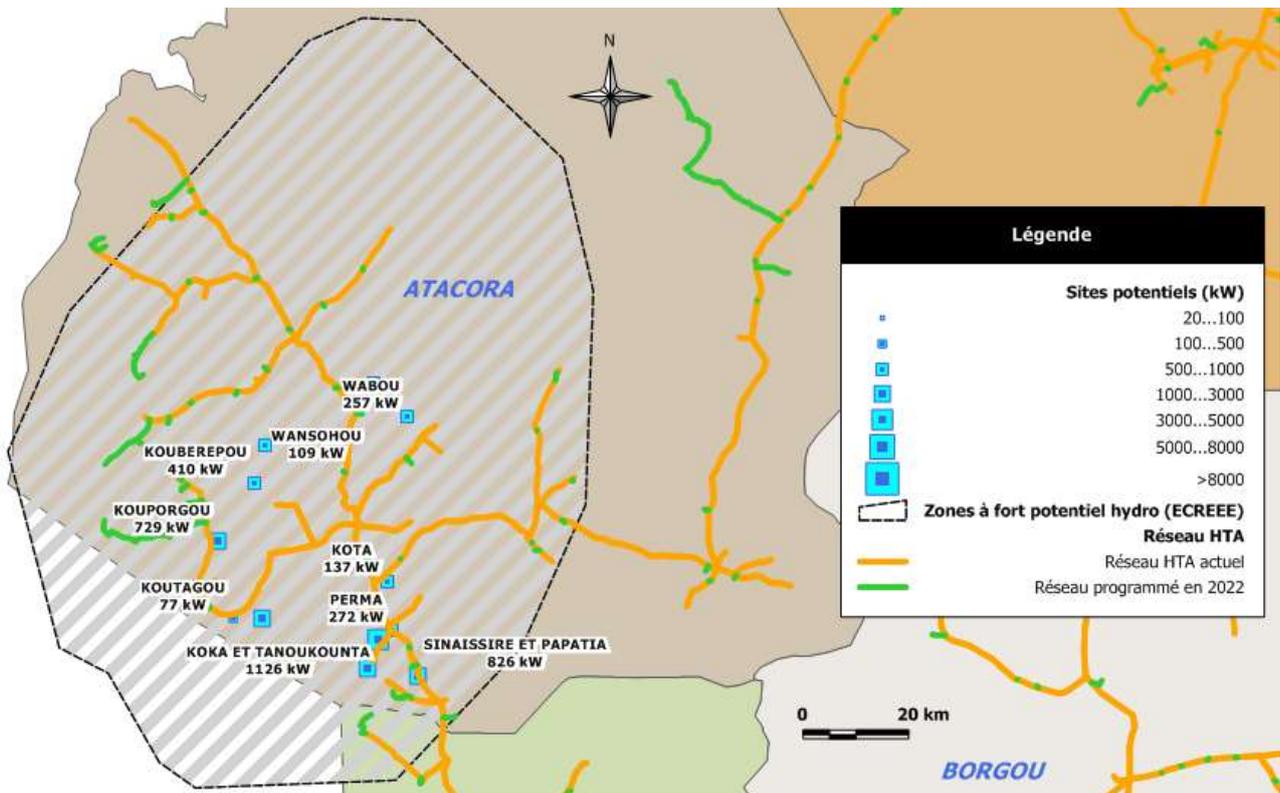


Figure 31: Localisation des potentiels hydro étudiés - zone Nord-Ouest

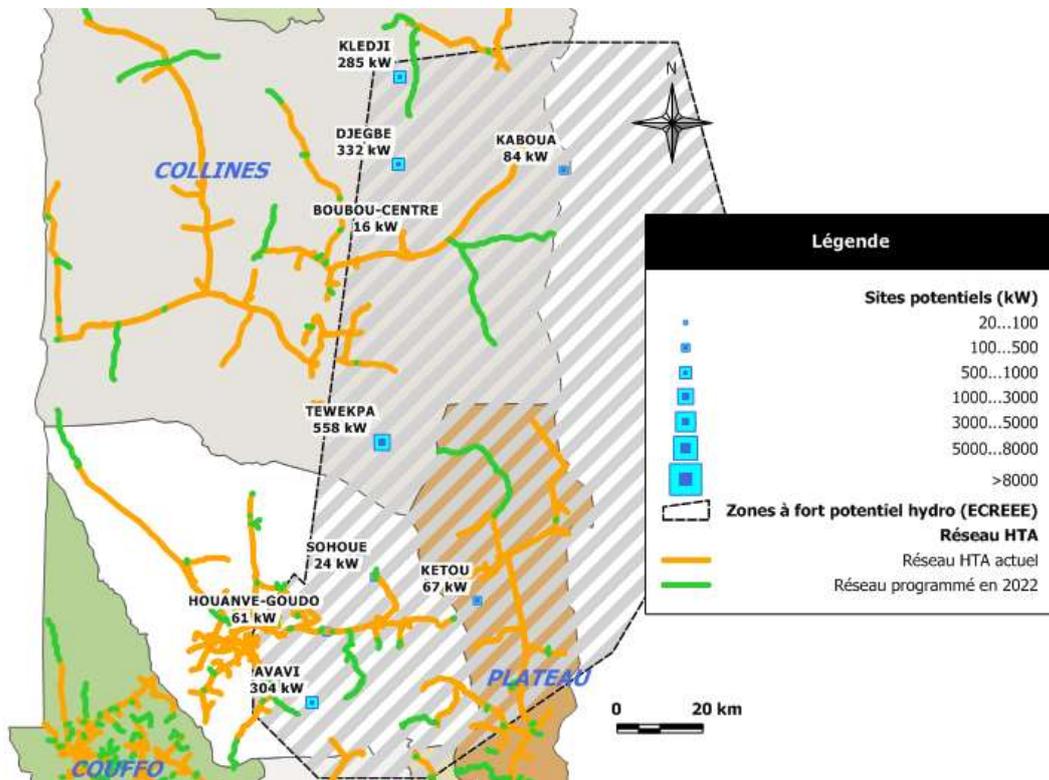


Figure 32: Localisation des potentiels hydro étudiés - zone Sud-Est

Plusieurs observations peuvent être faites :

- Près de la moitié des sites se trouve à proximité immédiate (< 2km) du réseau HTA actuel. Les sites les plus éloignés se situent à environ 15 km du réseau. Ceci offre la possibilité d'étudier les projets en mode isolé mais également en mode interconnecté
- L'adéquation offre/demande est rarement vérifiée. A titre d'exemple, le site de Moussitingou (carte ci-dessous), d'une puissance estimée à 241 kW, est situé dans une zone où seule la localité du même nom (qui n'est pas un Pôle) pourrait être éventuellement alimentée. La population de celle-ci, 1531 habitants, soit environ 153 ménages dans la zone agglomérée du village (*voir hypothèses page 38*), représente un niveau de demande bien trop faible (quasiment un facteur 10) pour justifier l'aménagement de ce site. En mode injection (une ligne de 6 km serait nécessaire pour assurer l'interconnexion), l'option pourrait cependant s'avérer pertinente, comme nous le verrons dans les rapports détaillés des études.

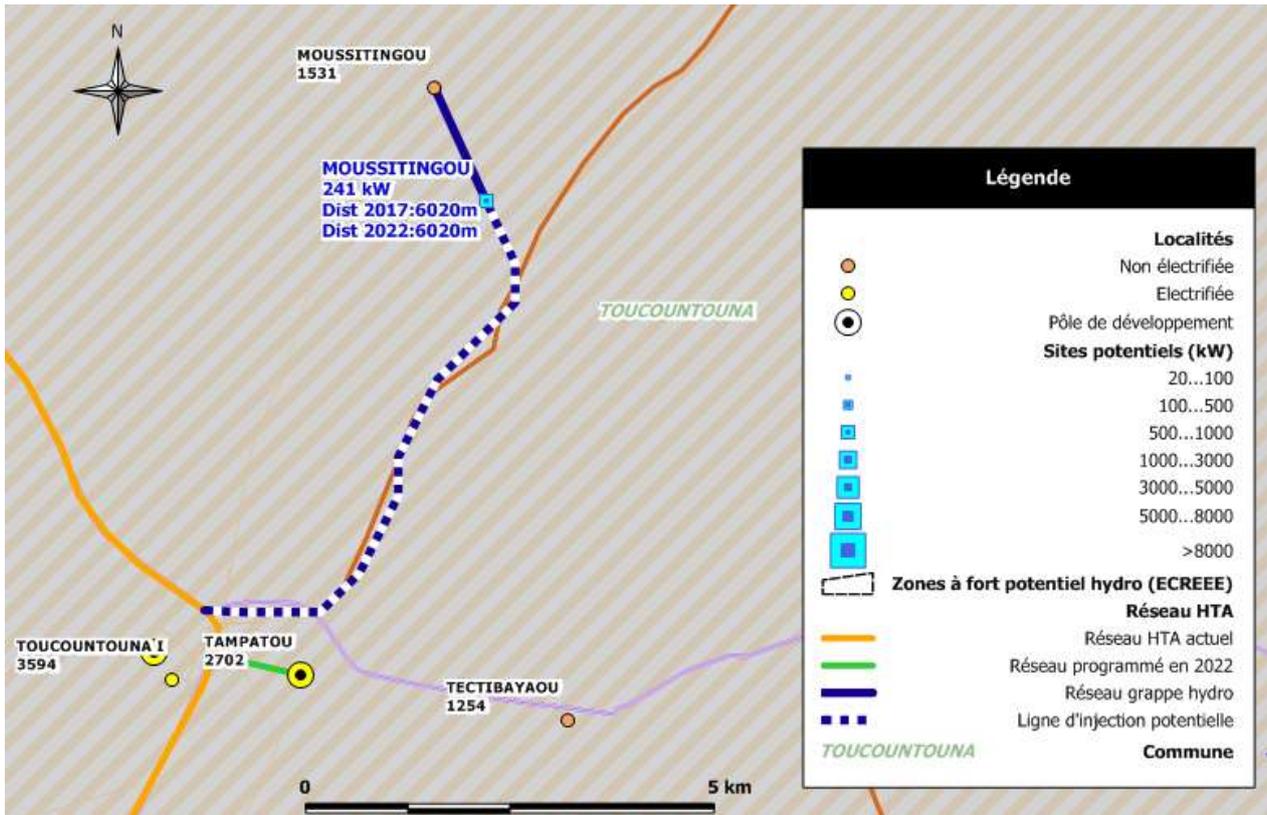


Figure 33: Exemple d'inadéquation entre l'offre et la demande

## 7.3 Ressource biomasse

### 7.3.1 Préambule

Le Consultant souhaite insister sur deux points majeurs :

- L'option biomasse a été étudiée à titre de démonstration. La gazéification pourrait constituer une alternative aux systèmes hybrides PV/diesel si et seulement si un « marché biomasse » conséquent venait à voir le jour. Envisager de structurer une filière uniquement sur la base des quelques projets étudiés ici ne saurait se justifier d'un point de vue technique (disponibilité des équipements, des pièces de rechange, d'une expertise locale) et économique (pas d'effet d'échelle).
- **En conséquence de ce qui précède, il est fortement conseillé, avant d'envisager de déployer des unités de valorisation de la biomasse à des fins d'électrification, de développer des projets pilotes, afin de statuer sur les principales incertitudes : disponibilité, transport et coût du résidu une fois livré à la centrale.**

La collecte de la biomasse et son stockage pour le fonctionnement continu d'une centrale électrique biomasse destinée à l'approvisionnement d'une localité est souvent le talon d'Achille de ces systèmes. A titre d'exemple, au niveau de localités de 1500 habitants dont la demande en électricité s'élève à environ 150 MWh/an à l'horizon 5 ans, il faudrait pouvoir concentrer et stocker sur une année de l'ordre de 240 à 260 tonnes de biomasse sèche (assimilable aux copeaux de bois) ou 375 à 400 tonnes de biomasse s'il s'agit de la balle de riz.

La configuration idéale pour valoriser la biomasse à des fins d'électrification rurale décentralisée consisterait à valoriser les résidus d'une agro-industrie pour (i) la satisfaction de ses propres besoins en électricité (ii) tout en lui permettant, via l'octroi d'une autorisation/licence, d'alimenter les villages situés à proximité. L'impact serait double pour l'agro-industrie : réduction de ses coûts de fonctionnement et développement d'une activité rémunératrice de par la revente de l'énergie non utilisée. Tout ceci sans transport de résidus.

Par exemple, il peut être envisagé que les usines de transformation d'anacardes présentent au Bénin puissent, via la valorisation de la coque qui n'a aujourd'hui aucune utilité une fois l'amande extraite, produire de l'électricité; et ainsi être des points de départ du développement de projets de mini réseaux isolés qui couvrent la demande de l'agro-industrie et celle des villages voisins. Malheureusement cette configuration idéale se confronte à la réalité industrielle : pour que l'activité de transformation de la noix d'anacarde soit viable, les usines doivent être situées à proximité des axes de transport, et au regard de la géographie du Bénin, elles sont proches du réseau électrique national. Ainsi, le développement d'un projet de valorisation de biomasse agro-industrielle économiquement viable et durable aura de plus grandes chances d'aboutir à projet avec injection d'électricité sur le réseau interconnecté, selon un tarif négocié, qu'à la mise en œuvre d'un mini-réseau depuis l'agro-industrie vers des zones isolées.

Ainsi il faut donc souligner que la configuration agro-industrie + mini réseau décentralisé trouve tout son sens lorsque l'agro-industrie est déjà auto-productrice d'électricité et distante du réseau national.

Dans ce qui est présenté ci-dessous nous rappelons en premier lieu les grandes lignes de la technologie de gazéification et les résidus potentiellement exploitables. Ensuite, deux schémas théoriques sont envisagés et discutés. Ils sont construits avec l'objectif de supprimer/minimiser les contraintes d'approvisionnement en biomasse:

- *Schéma 1* : profiter de la chaîne de collecte des futures centrales biomasse urbaines du projet PNUD
- *Schéma 2* : développer des microcentrales, approvisionnées localement, dans les zones cotonnières

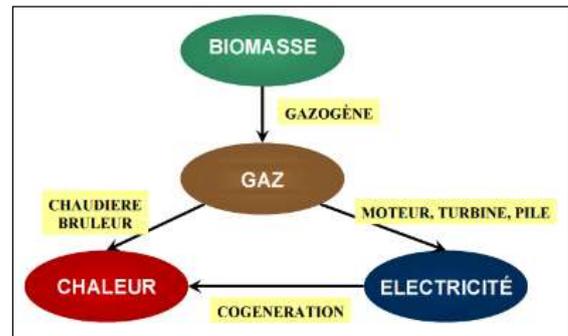
Précisons enfin que dans le cadre du projet RECASEB, une étude a été lancée en 2017 à l'échelle nationale pour dresser l'inventaire des ressources biomasse. Les conclusions de cette étude permettront de poursuivre la réflexion à partir de données plus exactes.

### 7.3.2 Mémo sur la technologie de gazéification

La gazéification est particulièrement intéressante pour la production d'électricité à petite et moyenne échelle (10 kWe -> 10 MWe). « Filière la plus prometteuse » pour la valorisation de la biomasse selon l'étude réalisée par IED en 2010<sup>7</sup>, elle se présente comme la technologie de conversion de la biomasse ligno-cellulosique présentant les meilleurs rendements à ces niveaux de puissance.

Couplé à un moteur à combustion interne, un gazogène permet de convertir la biomasse (bois, résidus agricoles, ...) en électricité avec un rendement de l'ordre de 25% et ce, dès les très faibles puissances.

Figure 34: conversion énergétique de la biomasse par gazéification



Les systèmes de gazéification de la biomasse, que ce soit en option "dual fuel" ou "tout gaz", réduisent les émissions de CO2 en substituant en partie à la consommation de diesel une consommation de biomasse renouvelable.

### 7.3.3 Choix technologique

La gazéification permet d'envisager deux voies technologiques ("dual fuel" ou "tout gaz") pour la conception de la centrale. Le critère fondamental pour choisir entre l'une est l'autre est avant tout le taux de couverture par la biomasse imposé dans la production électrique. En effet, dans les deux options, le recours à une source d'énergie autre que la biomasse est nécessaire (en général le diesel, mais le PV peut être une opportunité).

- L'option Dual-Fuel sera pertinente lorsque la biomasse se substitue au diesel dans des proportions qui restent inférieures à 40-50%. C'est le cas de petits systèmes isolés. Cette option est également beaucoup plus robuste aux grandes variations d'appels de puissance (soudeurs, démarrage de gros moteurs)
- L'option « tout gaz » est retenue lorsque la valorisation de la biomasse est la finalité du projet. Une production d'énergie complémentaire est nécessaire pour les périodes de maintenance. C'est le cas de centrales qui peuvent fonctionner en marche continue toute l'année dans un système isolé ou raccordé au réseau.

Considérant les informations collectées auprès des constructeurs, en termes d'expérience acquise sur l'exploitation des gazogènes et de connaissance du marché ouest-africain, la solution « tout gaz », bien que techniquement applicable, n'est pas adaptée au contexte de l'électrification hors réseau au Bénin. Le tableau ci-après en synthétise les principales raisons.

<sup>7</sup> « Proposition technico- économique de localités à électrifier par systèmes d'énergies renouvelables au Bénin, IED, 2010 »

Critère	Option « tout gaz »	Option « Dual-fuel »
<b>Durée de service</b>	Service continu recommandé pour atteindre une couverture par la biomasse majoritaire	Service intermittent ou continu
<b>Investissement</b>	Pour fournir un service de qualité et fiable, une installation de production avec gazogène et un groupe « tout gaz », nécessite un groupe de secours diesel. La conséquence est l'installation de 2 types de groupe électrogène ce qui représente un double investissement	Un groupe dual-fuel peut fonctionner en groupe diesel seul et permettre de faire face aux avaries du gazogène et aux arrêts de maintenance
<b>Réponse aux variations de charge ponctuelle</b>	Les charges journalières, constituées pour partie d'activités impliquant des variations rapides de la charge (moulins, soudeurs), ne sont pas compatibles avec les temps de réponse des moteurs gaz. Dans ce cas la régulation de charge se fait avec un groupe diesel pour maintenir la qualité du réseau.	L'utilisation du diesel permet des réponses à des variations de charge très rapide qui sont celles d'un groupe diesel
<b>Approvisionnement en pièces détachées</b>	Les fournisseurs proposent des groupes « tout gaz » fabriqués en Asie à partir de moteurs dérivés des moteurs GPL ou Gaz naturel de marques renommées. Pour autant, en Asie du Sud-est par exemple, l'approvisionnement en pièce en détachées n'est pas encore au niveau de celui des groupes diesel standards. Les délais sont longs, faute de référencement des pièces détachées et faute de stock local. Sans filière industrielle constituée en Afrique de l'Ouest, l'installation « tout gaz » est tributaire des délais d'approvisionnement avec des mises à l'arrêt longues en cas d'avarie.	La majorité des pièces détachées sont les mêmes que celles des groupes diesel ; à partir d'un choix judicieux du type de moteur, la constitution des stocks et l'approvisionnement seront gérés depuis l'Afrique de l'Ouest.

Tableau 24: Comparatif des options biomasse « tout gaz » et « dual fuel »

La technologie dual-fuel est la plus appropriée pour répondre à un service de qualité en électrification hors réseau.

**Une configuration hybride PV/biomasse serait-elle envisageable ?** Cette option offrirait l'avantage en effet, en considérant une option « tout gaz », de supprimer le diesel de substitution du mix énergétique. Cependant, plusieurs éléments plaident plutôt en sa défaveur pour de la production électrique en milieu isolé :

- Cumul d'une énergie intermittente (PV) et d'une énergie reposant sur la disponibilité du résidu. Risque accru de coupure, sachant que la durée d'indisponibilité d'une centrale hybride PV/diesel est déjà d'au-moins 80% pour des raisons de maintenance/réparation
- En cas pénurie de biomasse, le PV doit pouvoir satisfaire la demande, il en résulte une capacité de stockage PV importante et comme corolaire des coûts d'investissement élevés
- A l'inverse, si la production PV est perturbée par une couverture nuageuse persistante, la production biomasse doit pouvoir satisfaire la pointe. La conséquence sera un gazogène surdimensionné qui n'offre pas la souplesse d'un groupe électrogène que l'on peut arrêter et redémarrer facilement. Ceci signifie en outre qu'en journée, le gazogène fonctionnera avec un coefficient de charge fortement dégradé, impactant sa durée de vie. En résumé, chaque technologie doit être dimensionnée pour couvrir la charge minimale, et la présence d'un groupe électrogène semble également inévitable.
- Un tel système revient donc à disposer de deux sources de production, chacune largement surdimensionnée pour assurer le secours de l'autre. Le budget global d'investissement sera très élevé
- De plus, la complexité d'exploitation n'est pas à négliger. Les sites 100% solaires visités au Bénin montrent clairement que leur dimensionnement et leur exploitation constituent une vraie difficulté pour les opérateurs ruraux. Envisager de recourir à une nouvelle configuration, encore plus complexe, serait un pari pour l'instant trop grand.

### 7.3.4 Principaux résidus exploitables au Bénin

Différents types de résidus pourraient être exploités au Bénin : tiges de coton, coques d'anacarde, balles de riz, copeaux de bois, feuilles de palmiers. Nous proposons une rapide analyse pour chacun de ces résidus.

Résidu	Valorisation actuelle	Contraintes d'approvisionnement	Conclusion
<b>Tiges de coton</b>	Aucune. Les tiges sont généralement laissées à même le champ par les paysans puis brûlées.	Il n'existe pas de lieu de centralisation des tiges et donc de facilitation de la collecte. La production cotonnière est saisonnière.	Résidu exploitable, mais à considérer pour des villages pour lesquels la collecte peut se faire dans un rayon limité autour de la centrale (un périmètre de quelques km facilement accessible pour un camion). Les centrales de très faible puissance sont donc ciblées. Élément important : possibilité de s'appuyer sur une interprofession très structurée
<b>Coques d'anacarde</b>	Aucune. Fardeau à éliminer par les agro-industriels (brûlé sur place ou transporté à la décharge)	Les coques, chargées de CNSL, peuvent « ronger » le matériel de transport. Pour limiter le risque, l'ensachage des coques est nécessaire avant leur transport. La gazéification des coques a fait l'objet de recherche par ZIE au Burkina.	Bien que les constructeurs indiquent que cette ressource est utilisable malgré la présence de baume d'anacarde (CNSL), son transport et son stockage à la centrale restent problématiques. La valorisation des coques d'anacarde est plus adaptée à une autoproduction par l'agro-industrie qu'à l'approvisionnement de petites unités de gazogènes ruraux. Option non retenue
<b>Feuilles de palmier à huile</b>	Aucune. La pratique de l'élagage est commune dans les plantations industrielles, moins fréquente dans les plantations paysannes. Les feuilles sont laissées aux pieds des palmiers par les paysans, ou brûlées s'il s'agit d'une culture industrielle en palmeraies	Les palmeraies industrielles et les exploitations paysannes constituent des lieux d'approvisionnement potentiel. Le prix du transport sera déterminant pour l'emploi de cette ressource. Il n'y a pas de saisonnalité.	Idem coton
<b>Résidus de transformation des fruits de palmier à huile</b>	Les grandes unités de transformation peuvent utiliser les rafles et tourteaux de pressage en chaudière. La tendance observée en Afrique de l'ouest est cependant de raccorder les unités industrielles aux réseaux électriques Le tourteau est également utilisé pour l'alimentation animale	La question du transport vers la centrale villageoise et la sécurisation de l'approvisionnement sur la durée du projet sont les contraintes principales.	La disponibilité de ces ressources au Bénin n'est pas connue. En cas de valorisation énergétique, les volumes sont adaptés à une production pour le réseau à proximité ou sur le site de l'agro-industrie. Option non retenue
<b>Balles de riz</b>	Filière en développement, les volumes de balles de riz disponibles et mobilisables ne sont pas connus La balle de riz est fréquemment utilisée pour les litières dans les élevages de volailles	Les rizeries pourraient à l'avenir constituer des lieux de collecte potentiels	Option non retenue
<b>Copeaux de bois</b>	Pas d'information sur d'éventuelles plantations (eucalyptus par exemple), gérées de façon durable, dont les résidus forestiers pourraient être exploités	Les plantations soumises à une gestion durable pourraient à l'avenir constituer des lieux de collecte potentiels	Option non retenue

Tableau 25: Analyse succincte des résidus biomasses exploitables pour la production d'électricité

### 7.3.5 Schéma 1 : profiter de la chaîne de collecte des futures centrales biomasse urbaines

Il a été demandé au Consultant d'étudier l'éventualité d'une synergie avec le projet Biomasse-Electricité du PNUD qui développe dans quatre régions du Bénin une logistique et un marché des résidus agricoles pour des unités centralisées, qui pourrait être mis à profit pour l'installation de centrales à biomasse pour des réseaux isolés.<sup>8</sup>

« Le projet de promotion de la production durable de biomasse électricité s'inscrit dans le cadre de l'atténuation des impacts aux changements climatiques et vise à promouvoir la production d'électricité par la gazéification des résidus de déchets agricoles (biomasse) et la mise en place d'un réseau principal et de mini-réseaux isolés d'électrification. Il facilitera le développement d'une approche intégrée de gestion durable des terres qui concilie les défis environnementaux, les besoins énergétiques et le développement.

Le projet s'appuiera sur les investissements importants du secteur privé pour l'installation de 4 centres de gazéification d'une capacité totale de 4 MW. Ces 4 centres pilotes vont générer au départ 76 651 MWh d'électricité. La production annuelle de ces centres va se stabiliser autour de 24 498 MWh et devrait être maintenue sur une durée estimée de 15 ans des gazogènes, qui va éviter la libération de 329 981 tCO<sub>2</sub>.

Les quatre villes d'intervention sont les suivantes : Kalalé, Djougou, Savalou et Dassa-Zoumè ». Source : PNUD.

Démarré en décembre 2016, le projet est actuellement dans une phase d'estimation du potentiel. Les types de résidus exploitables ne sont pas encore connus (les études de caractérisation des résidus disponibles sont en cours de lancement). La production électrique est destinée à être injectée sur le réseau interconnecté.

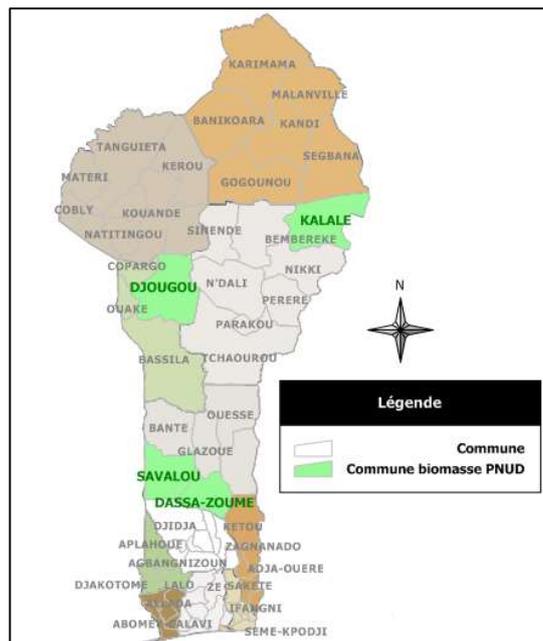


Figure 35: Zones cibles du projet « promotion de la production durable de biomasse électricité »

Plusieurs hypothèses ont été faites, celles-ci devront être affinées au fur et à mesure des avancées du projet PNUD. Les projets présentés ne devront pas être considérés comme fermes.

- Les centrales urbaines « PNUD » seront localisées dans les chefs-lieux (des départements concernés), déjà interconnectés
- La collecte de résidus pour les centrales urbaines se fera dans un rayon de 30 km autour de celles-ci
- Un partenariat sera mis en place entre les exploitants des centrales urbaines et ceux des centrales EHR, pour que ces derniers bénéficient de la chaîne d'approvisionnement mise en place sans avoir à structurer une nouvelle chaîne. Un contrat sera passé entre les deux acteurs pour que l'opérateur EHR puisse « détourner » une partie des résidus destinés à la centrale urbaine. L'opérateur urbain assurera la livraison des résidus au niveau de la centrale EHR
- Les centrales EHR seront implantées dans les Pôles de développement situés dans la zone de collecte de la centrale urbaine
- La puissance des centrales EHR est adaptée à la demande du Pôle, faisant l'hypothèse que le résidu est disponible en quantité suffisante

<sup>8</sup> Notons également qu'un autre projet biomasse, porté par le Ministère du Plan et du Développement et lancé il y a quelques années, semble redémarrer par la reprise des études de faisabilité. Il s'agit du Projet d'appui à la production de biocombustible et d'électricité à partir des résidus agricoles et industriels, dans les départements de Bembekéré, Segbana, et Kandi. Information restant à confirmer.

10 projets ont ainsi été étudiés, dont quatre (4) autour de la future centrale de Djougou (carte ci-après).

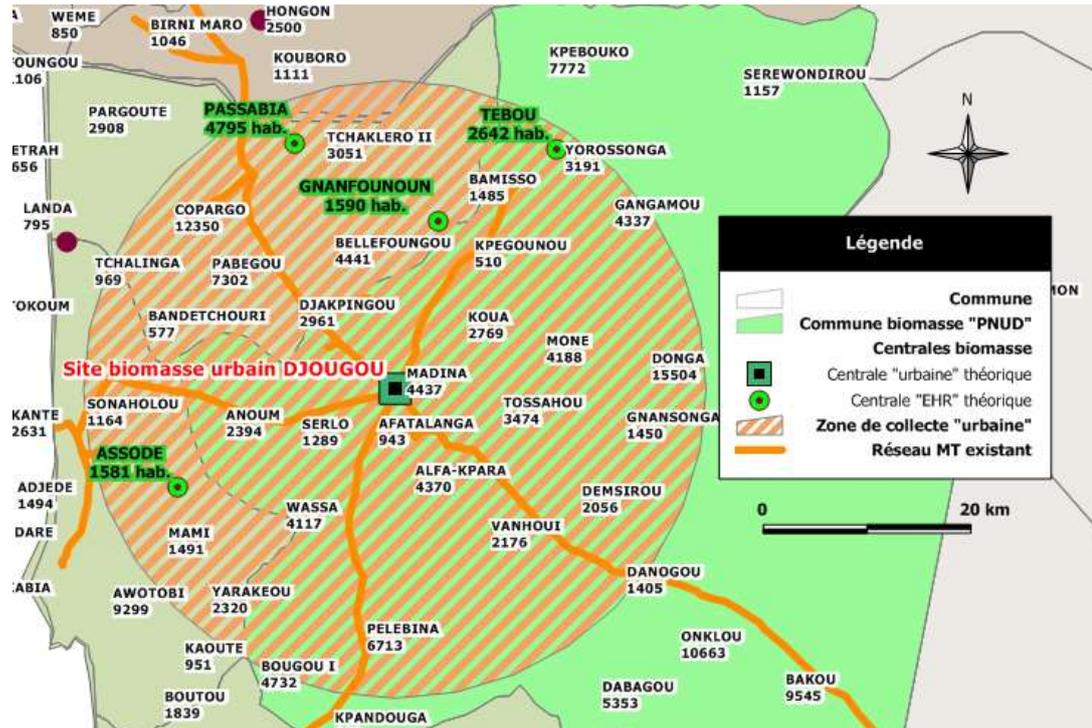


Figure 36: Localisation théorique de projets biomasse EHR autour de la future centrale de DJOUGOU

Les questions qui seront déterminantes pour ces projets sont les suivantes:

- Le prix d'acquisition de la biomasse et son coût livré au pied de la centrale,
- La sécurisation de l'approvisionnement, sur toute la durée de l'exploitation
- Outre le prix, l'engagement à la fourniture en quantité et en qualité (essentiellement la nature et la granulométrie de la biomasse) est à considérer.

Les études sur la caractérisation du gisement de biomasse du projet PNUD n'étant pas achevées, il n'est pas possible de statuer sur ces questions. Dans ces conditions, la recommandation du Consultant est d'envisager une synergie avec ce programme comme une opération pilote afin d'approfondir comment elle peut être mise en place et répliquée dans les quatre zones du projet PNUD.

### 7.3.6 Schéma 2 : développer des microcentrales, approvisionnées localement, dans les zones cotonnières

Nous considérons ici, à titre d'exemple, la valorisation du coton pour la production d'électricité. Selon les autorités Béninoises, la production 2016/2017 a atteint des niveaux record (> 427 000 tonnes), laissant présager de volumes de tiges disponibles conséquents. Le coton se classe au premier rang des recettes tirées des exportations agricoles avec près de 40 % des devises. Le Bénin est le 4ème producteur africain de la fibre en 2016, derrière le Burkina-Faso, le Mali et la Côte d'Ivoire.

L'évolution de la technologie fait qu'aujourd'hui l'offre en gazogènes couvre également de très faibles puissances, à partir de 5 kW. Ceci pourrait ouvrir la voie à l'implémentation de petits gazogènes, au sein de localités de petite taille, et dont l'approvisionnement pourrait (hypothèse) être assuré à partir des résidus que les populations locales, situées dans un rayon de quelques km, déposeraient au niveau de la centrale.

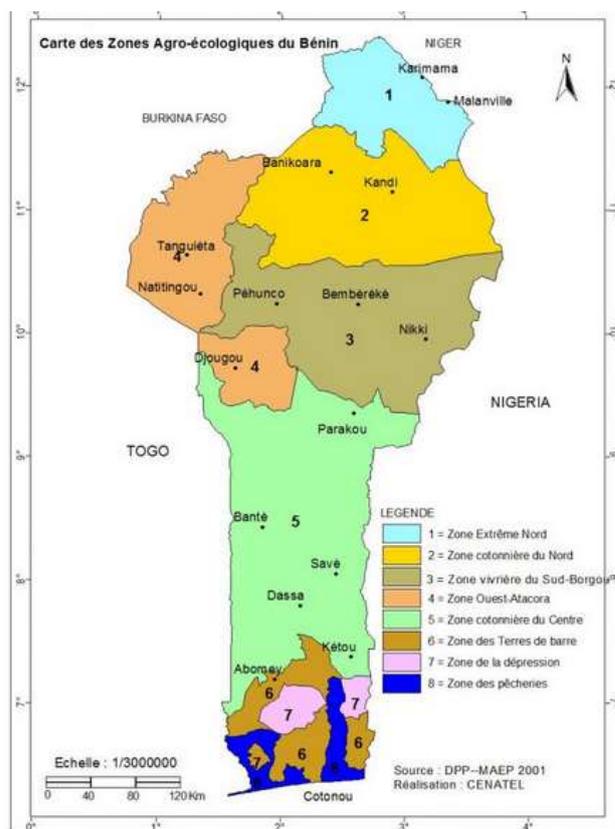


Figure 37: Carte des zones agro-écologiques du Bénin

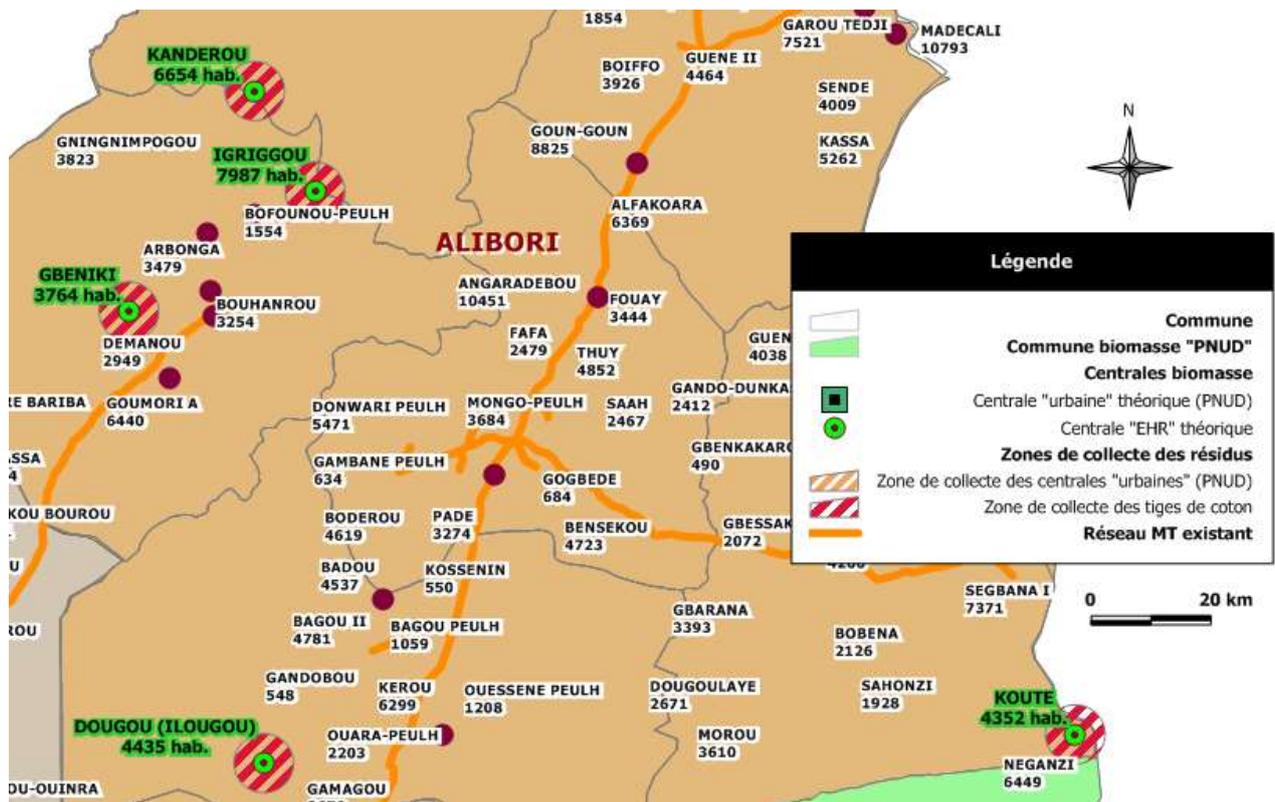
La production cotonnière au Bénin se concentre dans la zone Nord. Les départements du Borgou et l'Alibori fournissent 60 % de la production nationale, où le coton occupe plus de 30 % des superficies totales emblavées.

Pour mémoire, le département de l'ALIBORI est, avec l'ATACORA, l'un des deux départements présentant les taux de desserte les plus faibles.

#### Plusieurs hypothèses ont été faites :

- Les centrales biomasse EHR seront implantées dans les Pôles de développement de l'ALIBORI
- L'approvisionnement en tiges de coton sera assuré par les populations locales situées dans un rayon de quelques km autour de la centrale (collecte possible en utilisant un camion)
- Les tiges de coton seront déchiquetées au niveau de la centrale
- La puissance des centrales EHR est adaptée à la demande du Pôle, faisant l'hypothèse que le résidu est disponible en quantité suffisante

Cinq (5) sites ont ainsi été étudiés à titre d'exemple. La même réflexion pourrait être menée dans les zones de production d'huile de palme.



## 8 Les projets EHR

### 8.1 Modélisation

#### 8.1.1 Le module GEOSIM© Network Options

##### 8.1.1.1 Description générale

Le module GEOSIM© Network Options permet d'aborder la troisième étape du processus de planification, à savoir la construction de projets autour des Pôles de développement et la définition d'options d'approvisionnement adaptées.

Avant d'effectuer le dimensionnement à moindre coût des options décentralisées, le module Network Options® commence par définir les zones cibles pour l'EHR, c'est à dire les zones qui ne sont pas susceptibles d'être raccordées au réseau SBEE dans un avenir proche. Cette prévision du réseau national peut être faite de différentes façons :

- **En intégrant comme donnée d'entrée dans le SIG les extensions de réseau prévues par la SBEE et l'ABERME à moyen terme,**
- Ou, dans le cas d'une absence de programmation, en simulant l'extension du réseau national, en considérant des contraintes comme la distance aux sous-stations, les budgets d'investissement disponibles, le nombre de villages à électrifier par an, l'énergie disponible sur le réseau etc.),

Dans le cadre du PDEHR, l'univers EHR a été établi sur la base des programmations des différentes institutions (voir 3.3 Le réseau HTA 2022 comme réseau de référence)

Notons enfin que le logiciel offre la possibilité de configurer des couches optionnelles utilisées par l'algorithme de tracé des lignes MT. Lorsque des lignes MT sont tracées pour l'extension du réseau ou pour connecter les localités d'un mini-réseau, l'algorithme s'efforce de suivre les couches favorables (routes) si elles sont indiquées, tout en essayant d'éviter les contraintes (aires protégées, rivières...) et en restant en permanence en dehors des zones interdites (lacs...). Pour le PDEHR, le paramétrage est le suivant :

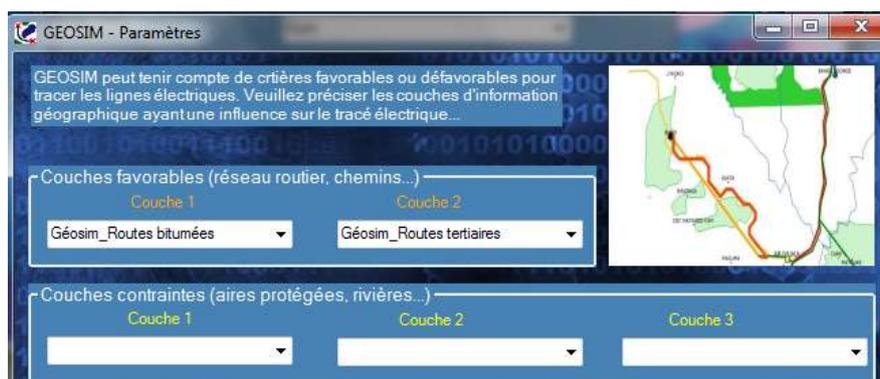


Figure 39: Couches favorables et contraignantes pour le tracé des lignes MT

##### 8.1.1.2 Notion de projet pour les configurations « mini-réseaux »

L'optimisation économique des options d'approvisionnement conduit au raccordement électrique éventuel d'un ensemble d'autres localités, en plus des Pôles prioritaires. Dans un souci de réduction du coût du kWh inhérent à l'approvisionnement d'un Pôle de développement, un projet comprendra donc :

- une ou plusieurs localités, parmi lesquelles au moins un Pôle de développement (ensemble désigné « cluster » ou « grappe électrique »)
- un mini-réseau raccordant les localités entre elles
- une source de production

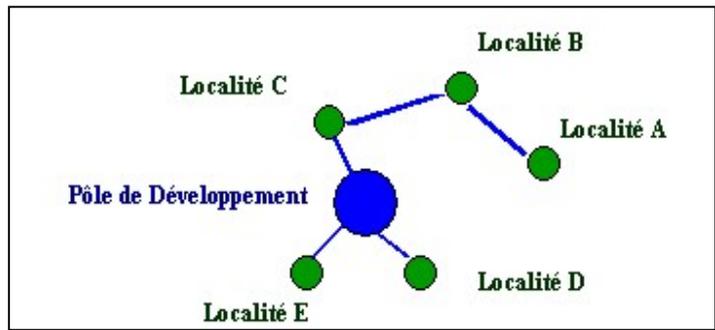


Figure 40: Illustration d'un projet mini-réseau

### 8.1.2 Règles et hypothèses de dimensionnement

#### 8.1.2.1 Mini-centrales hybrides PV/diesel

Le dimensionnement est effectué en considérant les hypothèses et paramètres suivants :

Hypothèses/paramètres	Description
Source principale du système hybride	PV
Heures de service / jour	24h
Taux de substitution solaire	66% → 2/3 de la demande sont couverts par l'énergie solaire et un tiers par une production thermique d'appoint qui prend le relais pour la pointe de soirée et complète la charge des batteries pour la desserte nocturne
Capacité du système	Dimensionnement du système basé sur la demande de l'année 5 (le groupe diesel doit pouvoir satisfaire la demande de pointe à cet horizon)
Parc batteries	Dimensionné de façon à pouvoir stocker 100% de la production PV d'une journée
Coût du système	4,8 à 5,3 €/Wc
Injection sur le réseau HTA	Injection sur le réseau interconnecté non autorisée

Tableau 26: hypothèses et paramètres pour le dimensionnement des mini-centrales hybrides PV/diesel

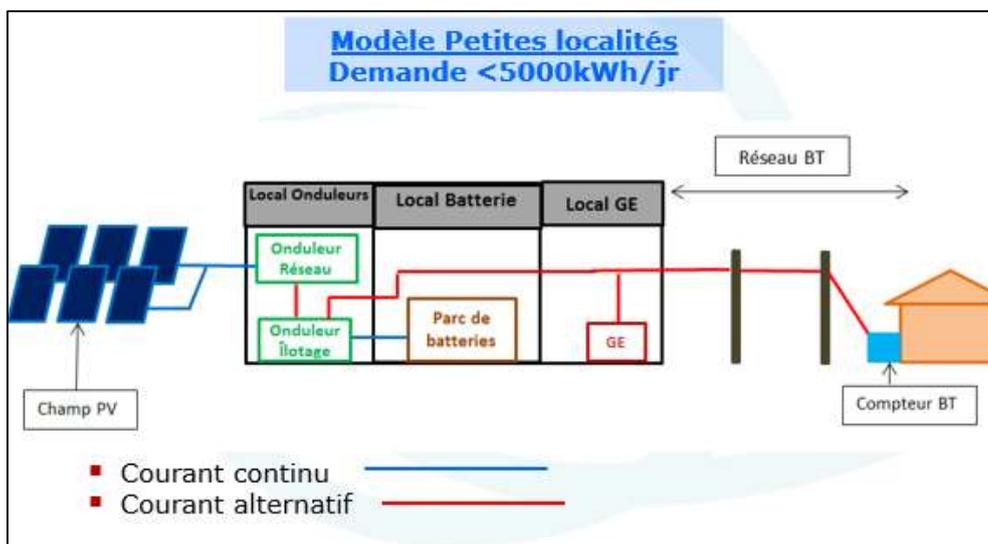


Figure 41: Schéma des projets hybrides PV/diesel

## 8.1.2.2 Mini-centrales hydro

Le dimensionnement est effectué en considérant les hypothèses et paramètres suivants :

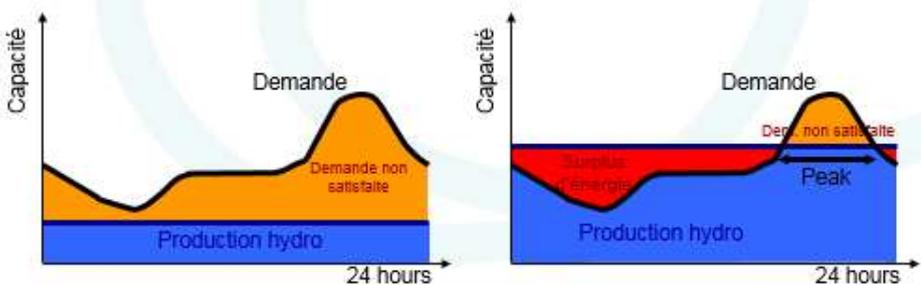
Hypothèses/paramètres	Description
<b>Technologie</b>	"Au fil de l'eau", avec un seuil de dérivation (ouvrage permettant d'avoir un niveau suffisant pour rentrer dans la prise)
<b>Heures de service / jour</b>	24h
<b>Distance maximale de raccordement</b>	Tous les villages situés dans un rayon de X km autour de la centrale peuvent potentiellement être intégrés à la grappe électrique qui sera constituée → cette distance a été définie au cas par cas, en fonction de la puissance du site et de la demande locale
<b>Capacité installée</b>	Valeur considérée = valeur de l'inventaire (voir 7.2.3)
<b>Puissance garantie</b>	Puissance minimale fournie par la centrale pendant la saison d'étiage → au vu des fortes périodes d'étiage, cette puissance a été considérée comme nulle
<b>Disponibilité</b>	% de l'année durant lequel le site hydro opère à sa puissance garantie (saison sèche) → valeur considérée : 30%
<b>Productible annuel</b>	Donnée précise non disponible → valeur considérée : 70% du productible théorique maximal
<b>Injection sur le réseau HTA</b>	Autorisée (injection de la production sur le réseau HTA SBEE)
<b>Coût de l'installation</b>	14 000 € / kW (voir justification dans le document de Politique)
<b>Secours/complément</b>	<p>Assuré soit par GE diesel, soit par le réseau interconnecté si l'interconnexion est possible</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ En mode isolé, le surplus d'énergie n'est pas exploité</li> <li>○ Inversement, si la demande n'est pas entièrement satisfaite, possibilité de compléter la centrale de production avec des back-up diesel</li> <li>○ Si raccordement au réseau, l'énergie est placée au maximum de la capacité de la centrale, le complément est acheté au réseau</li> </ul>  <p>Figure 42: Estimation de la demande non satisfaite et du surplus d'énergie (saisons sèche et des pluies)</p>
<b>Dimensionnement du GE</b>	Suivant le déficit de puissance en fin de vie du groupe

Tableau 27: hypothèses et paramètres pour le dimensionnement des microcentrales hydroélectriques

A partir de chaque site propice à l'installation d'une mini-centrale hydroélectrique, GEOSIM© étudie le raccordement en mini réseau des localités non électrifiées situées à proximité (dans un rayon autour du site à définir). La constitution du mini-réseau est faite de sorte à optimiser le coût actualisé du kWh sur la durée de vie du projet. Les équipements sont dimensionnés et la rentabilité du projet évaluée.

**Important** : le dimensionnement des sites hydro repose sur les hypothèses listées ci-dessus. Il sera indispensable que ces informations soient à l'avenir consolidées par des études détaillées.

**Potentiels Hydroélectriques**

WABOU  
KOUBEREPOU  
KOUPOURGOU  
WANSOHO  
MOUSSITINGOU  
TEWEKPA  
AKPAHOGO  
KETO  
DJEGBE

Identification Site | **Caractéristiques**

Distance maximale: 8 km

Connexion au réseau autorisée:

Capacité installée: 109 kW

Puissance minimale: 0 kW

Disponibilité: 30 %

Productible annuel: 668388 kWh

Investissement: 1000990400 FCFA

Test de validité

Figure 43: Caractéristiques du site hydro de Wansohou (109 kW)

### 8.1.2.3 Mini-centrales hybrides biomasse/diesel

Le dimensionnement est effectué en considérant les hypothèses et paramètres suivants :

Hypothèses/paramètres	Description
<b>Technologie</b>	Système dual-fuel
<b>Heures de service / jour</b>	24h
<b>Résidu</b>	Schéma 1 : les études d'identification des résidus potentiels sont en cours dans le cadre du projet Biomasse-Electricité du PNUD Schéma 2 : coton
<b>Volumes de résidus disponibles</b>	Ne connaissant pas les volumes de résidus disponibles, les usages concurrentiels ont été négligés dans l'immédiat
<b>Consommation spécifique du résidu</b>	Quantité de résidu nécessaire pour produire 1kWh → ratio moyen utilisé : 2kg/kWh
<b>Coût d'achat du résidu</b>	Hypothèse 1 : 10€/T (6 600 FCFA) Sensibilité : 25€/T (16 400 FCFA)
<b>Minimum d'utilisation du fuel de substitution</b>	33% (le résidu biomasse permettra de satisfaire au maximum 67% de la demande en énergie durant la période de disponibilité)
<b>Durée de vie du gazogène</b>	8 ans
<b>Consommation spécifique en fuel de substitution</b>	0,33 l/kWh
<b>Coût de l'installation biomasse</b>	≈ 2800€ / kW (gazogène + filtres + moteur dual fuel + génie civil)
<b>Injection sur le réseau HTA</b>	Il n'est pas prévu d'injection de la production sur le réseau HTA de la SBEE
<b>Temps d'arrêt pour maintenance/réparation</b>	20% de l'année
<b>Autoconsommation électrique de la centrale</b>	3%
<b>Groupe électrogène de secours</b>	Non

Tableau 28: hypothèses et paramètres pour le dimensionnement des centrales hybrides biomasse/diesel

### 8.1.2.4 Pico centrales PV

Deux configurations ont été envisagées, dépendant de la taille de la localité.

Population	Option technique principale		Option technique complémentaire
	Pico centrale	+ micro-réseau pour le raccordement de	
1000 <= Pop. < 1500 (258 localités)	4 pico centrales* x 4 kWc	20 abonnés	40% de la population restante est équipée de kits PV domestiques + 1 lampadaire solaire / 150 hab.
800 <= Pop. < 1000 (120 localités)	4 pico centrales* x 4 kWc	5 abonnés	40% de la population restante est équipée de kits PV domestiques + 1 lampadaire solaire / 150 hab.

\*centre de santé + école + gendarmerie + centre de loisirs

Tableau 29: hypothèses et paramètres pour le dimensionnement des pico centrales PV

### 8.1.2.5 Energie distribuée

Population	Option technique principale	Option technique complémentaire
Pop. < 800 (230 localités)	2 kits PV communautaires* x 400 Wc	30% de la population est équipée de kits PV domestiques + 1 lampadaire solaire / 150 hab.

\*centre de santé + école ou gendarmerie ou centre de loisirs

Tableau 30: hypothèses et paramètres pour le dimensionnement des kits PV

## 8.2 Synthèse des projets EHR

### 8.2.1 Projets centrales + mini-réseaux

Le tableau ci-dessous indique le nombre de localités et la population couvertes par les projets pour chaque technologie.

Tableau 31: Nombre de localités et populations desservies par les projets EHR

Projets	Nbre	Localités couvertes	Population desservie
Hybrides PV/solaire	205	205	856 824
Hydro (injection)	9	25	50 832
Biomasse	10	10	28 964
<b>Total</b>	<b>224</b>	<b>240</b>	<b>936 620</b>

Les rapports détaillés de chaque projet sont disponibles en annexe.

8.2.1.1 Projets hybrides PV/diesels

8.2.1.1.1 Rapports de synthèse

Au vu du grand nombre de projets PV/diesel, seuls les rapports détaillés sont présentés, en annexe du document.

8.2.1.1.2 Cartographie des projets PV/diesel

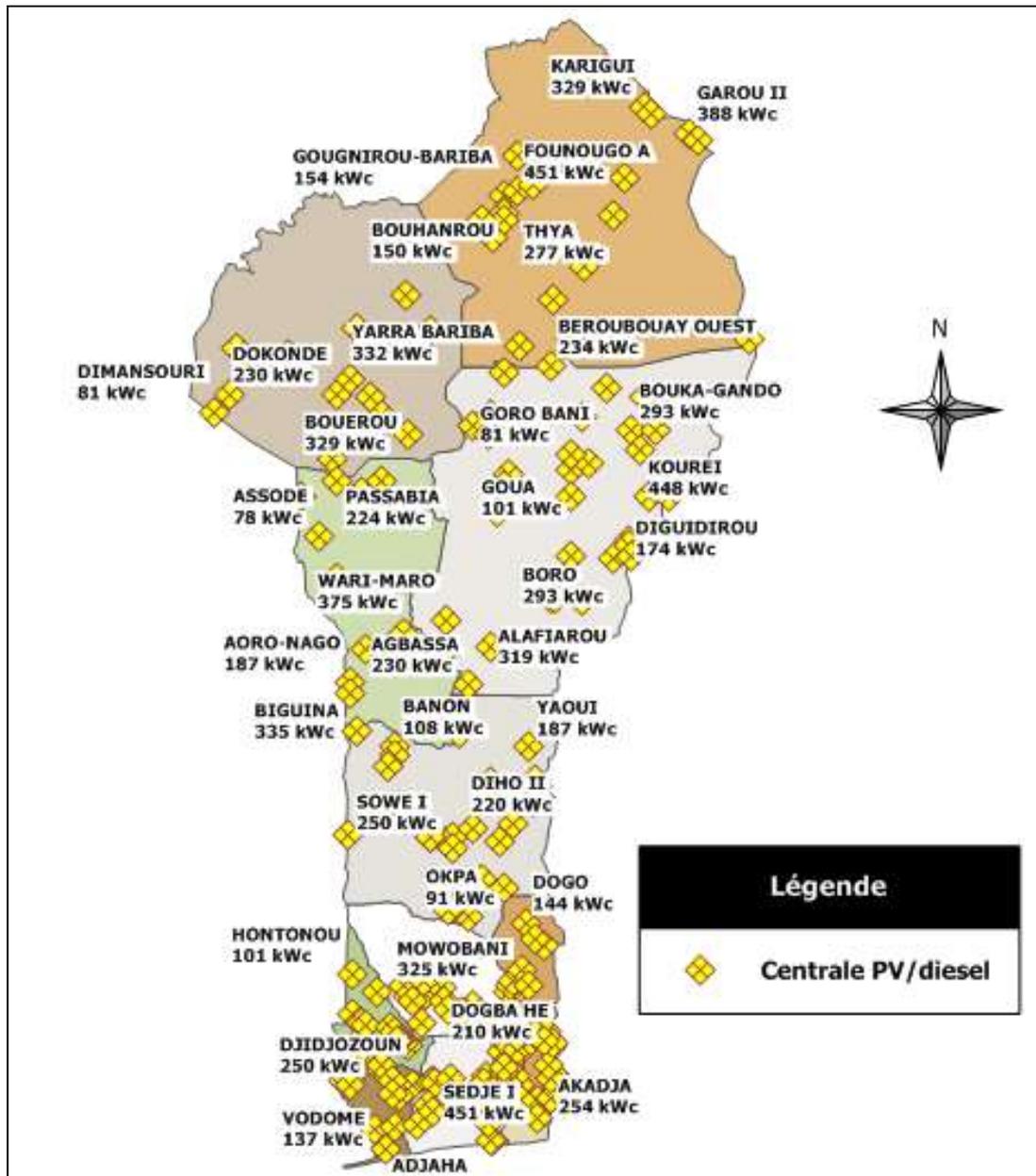


Figure 44: Localisation et puissance des centrales PV



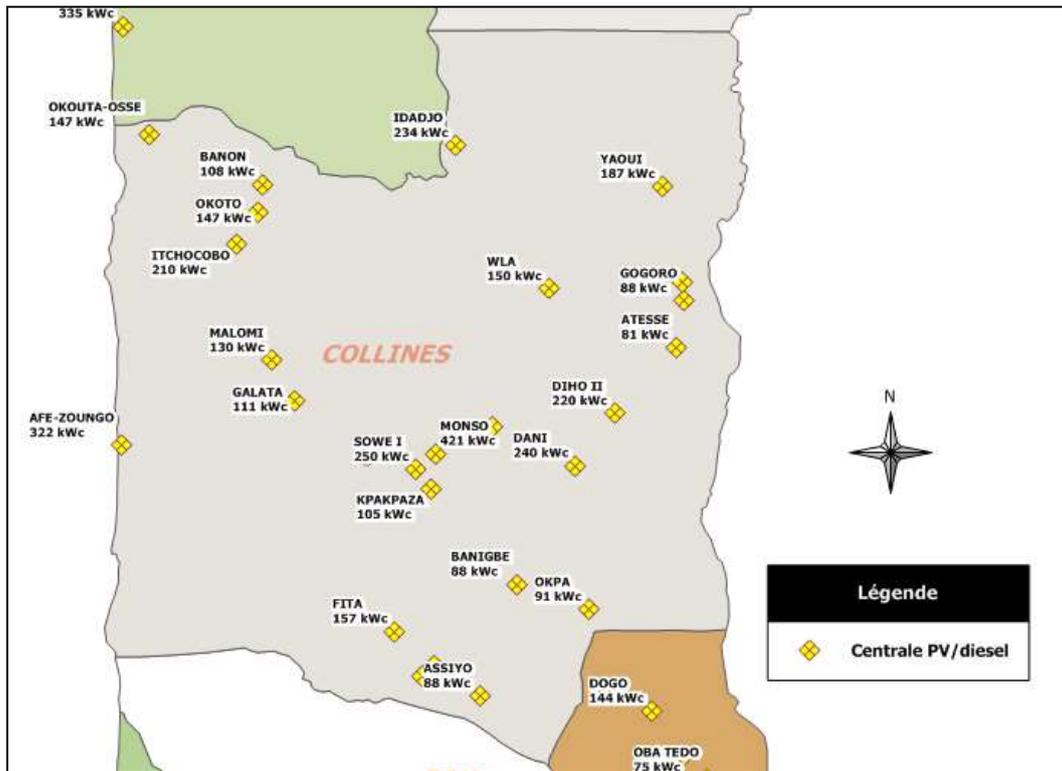


Figure 47: Localisation et puissance des centrales PV - zoom sur COLLINES

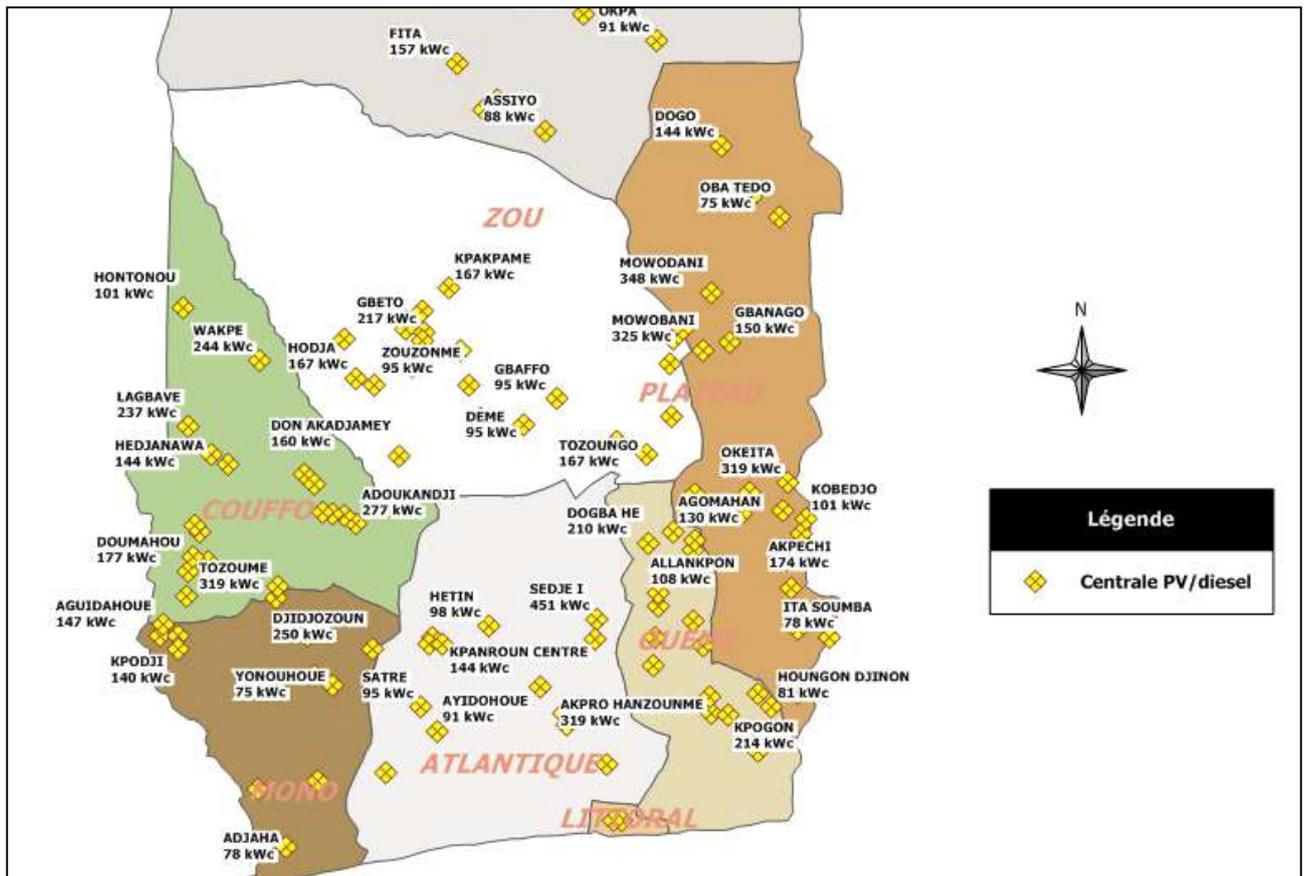


Figure 48: Localisation et puissance des centrales PV - zoom sur départements du Sud

## 8.2.1.2 Projets hydro

Comme mentionné, l'adéquation entre l'offre et la demande est difficile à obtenir ; la majorité des sites se prêtent beaucoup plus à des configurations d'injection (offrant la possibilité de placer toute la production) qu'au développement de systèmes isolés.

## 8.2.1.2.1 Rapports de synthèse

Tableau 32: Synthèse des projets hydro

Off-grid 2017 Bénin

IED

## Localités couvertes par les projets Hydro



ZONE : BENIN

Grappe # : 1	Population : 2 404	Coût actualisé de la grappe (mode isolé):	1 428,81 FCFA/kWh
Nom du Site : WABOU		Coût actualisé de la grappe (mode connecté):	103,68 FCFA/kWh
Capacité : 257 kW			

Code	Nom de la localité	Population	Année d'électrification (par le réseau)
6873694	PEPERKOU	1 119	
6873709	TECTIBAYAOU	1 285	

Grappe # : 2	Population : 5 700	Coût actualisé de la grappe (mode isolé):	1 011,71 FCFA/kWh
Nom du Site : KOUBEREPOU		Coût actualisé de la grappe (mode connecté):	104,78 FCFA/kWh
Capacité : 410 kW			

Code	Nom de la localité	Population	Année d'électrification (par le réseau)
6873594	TATCHADIETA	1 742	2023
6873624	TEDONTE	802	
6873631	KOUTCHOUTCHOUNGOU	1 057	
6873632	TAHONGOU	2 099	

Grappe # : 3	Population : 10 356	Coût actualisé de la grappe (mode isolé):	1 018,20 FCFA/kWh
Nom du Site : KOUPOURGOU		Coût actualisé de la grappe (mode connecté):	107,29 FCFA/kWh
Capacité : 729 kW			

Code	Nom de la localité	Population	Année d'électrification (par le réseau)
6873588	DIPOKOR II	1 079	
6873597	KOUDOGOU	1 177	
6873598	KOUKOUA	1 482	2025
6873599	KOUMAGOU-B	1 012	
6873602	KOUPORGOU	1 246	
6873604	KOUWONATOUGOU	939	
6873605	KOUWOTCHIRGOU	1 431	
6873622	KOUKOUABIRGOU	1 147	2023
6918922	DIPOKOR FONTRI	843	

Grappe # : 4	Population : 3 106	Coût actualisé de la grappe (mode isolé):	637,86 FCFA/kWh
Nom du Site : WANSOHOU		Coût actualisé de la grappe (mode connecté):	134,73 FCFA/kWh
Capacité : 109 kW			

Code	Nom de la localité	Population	Année d'électrification (par le réseau)
6877016	DONDONGOU	2 034	2025
6877043	KOKOKOU	1 072	

Grappe # : 5	Population : 1 569	Coût actualisé de la grappe (mode isolé):	1 881,33 FCFA/kWh
Nom du Site : MOUSSITINGOU		Coût actualisé de la grappe (mode connecté):	98,84 FCFA/kWh
Capacité : 241 kW			

Code	Nom de la localité	Population	Année d'électrification (par le réseau)
6873706	MOUSSITINGOU	1 569	

Grappe # : <b>6</b>	Population : <b>8 855</b>	Coût actualisé de la grappe (mode isolé):	<b>908,05</b> FCFA/kWh
Nom du Site : TEWEKPA		Coût actualisé de la grappe (mode connecté):	<b>104,88</b> FCFA/kWh
Capacité : 558 kW			

Code	Nom de la localité	Population	Année d'électrification (par le réseau)
6874538	ASSIYO	1 867	2031
6874542	GOUNSOE	4 574	2032
6874545	LISSA	2 414	2029

Grappe # : <b>7</b>	Population : <b>3 492</b>	Coût actualisé de la grappe (mode isolé):	<b>388,05</b> FCFA/kWh
Nom du Site : AKPAHOGO		Coût actualisé de la grappe (mode connecté):	<b>158,92</b> FCFA/kWh
Capacité : 51 kW			

Code	Nom de la localité	Population	Année d'électrification (par le réseau)
------	--------------------	------------	---

07/09/2017

Network Options

1

Off-grid 2017 Bénin

IED

## Localités couvertes par les projets Hydro



6874638	N'DOKPO	3 492	2023
---------	---------	-------	------

Grappe # : <b>8</b>	Population : <b>8 300</b>	Coût actualisé de la grappe (mode isolé):	<b>309,28</b> FCFA/kWh
Nom du Site : KETOU		Coût actualisé de la grappe (mode connecté):	<b>165,60</b> FCFA/kWh
Capacité : 67 kW			

Code	Nom de la localité	Population	Année d'électrification (par le réseau)
6876773	MOWODANI	8 300	2033

Grappe # : <b>9</b>	Population : <b>7 050</b>	Coût actualisé de la grappe (mode isolé):	<b>758,79</b> FCFA/kWh
Nom du Site : DJEGBE		Coût actualisé de la grappe (mode connecté):	<b>120,13</b> FCFA/kWh
Capacité : 332 kW			

Code	Nom de la localité	Population	Année d'électrification (par le réseau)
6874296	GBANLIN HANSOE	3 712	2032
6874345	WLA	3 338	2024

Population des projets dans la zone: **BENIN**

**50 832**

8.2.1.2.2 Cartographie des projets hydro

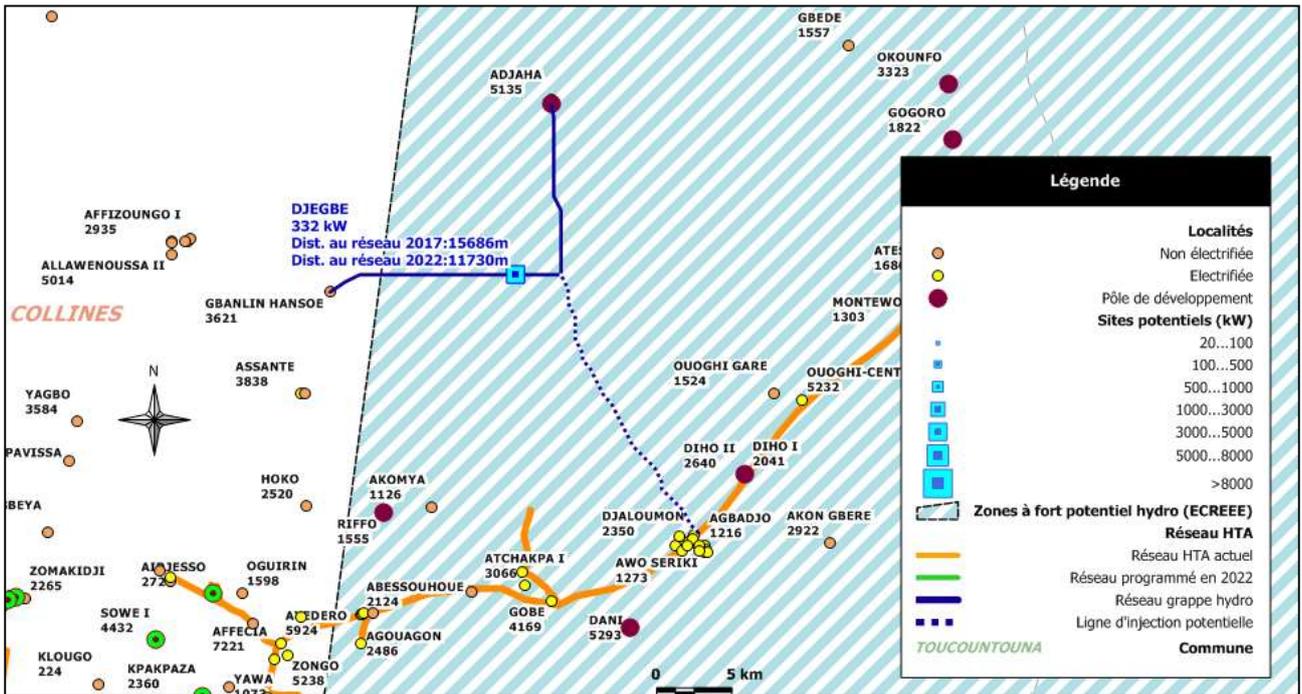


Figure 49: Grappe alimentée par le site hydro de Djegbe

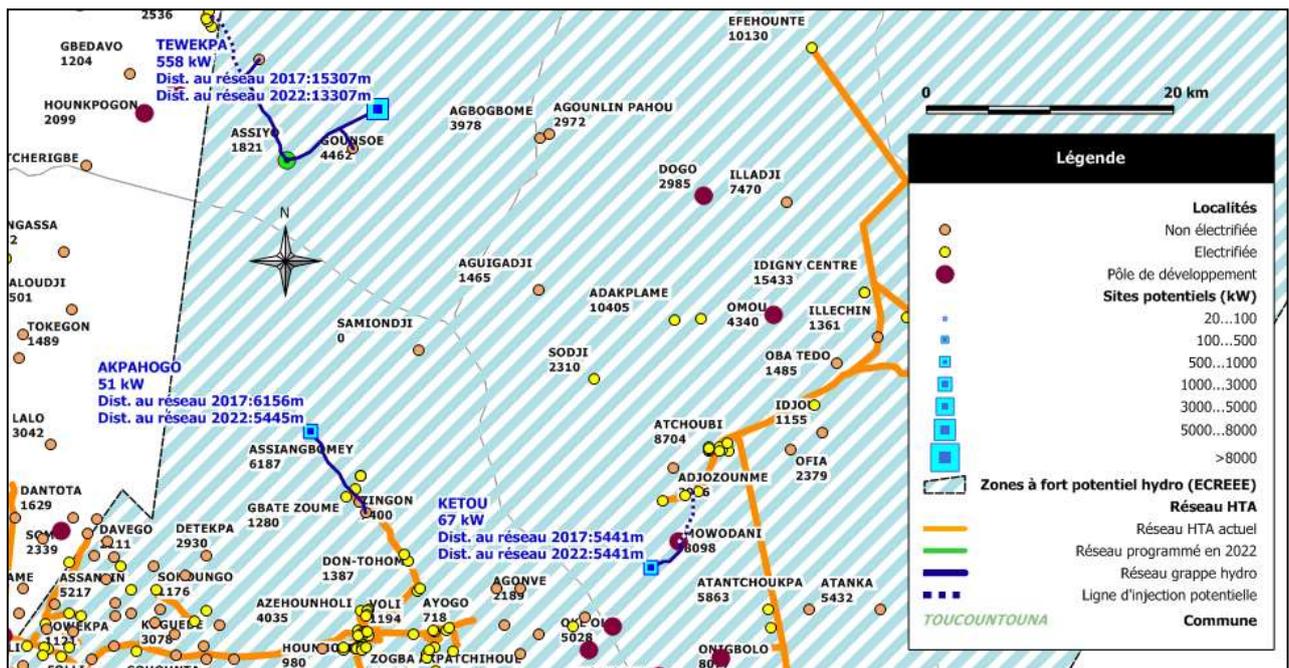


Figure 50: Grappes alimentées par les sites hydro de Akpahogo, Ketou et Tewekpa



Figure 51: Grappes alimentées par les sites hydro de WANSOHO, MOUSSITINGOU, WABOU, KOUBEREPOU

8.2.1.3 Projets hybrides biomasse/diesel

8.2.1.3.1 Rapports de synthèse

Tableau 33: Synthèse des projets biomasse

Off-grid 2017 Bénin

IED

Localités couvertes par les projets Biomasse



ZONE : **BENIN**

Grappe # : <b>1</b>	Population : <b>4 915</b>	Coût actualisé de la grappe (Mode isolé): <b>239,19</b> FCFA/kWh
Nom du Site : <b>PASSABIA</b>		Coût actualisé de la grappe (Mode connecté): <b>NA</b> FCFA/kWh
Capacité : <b>100 kW</b>		
<b>Code</b>	<b>Nom de la localité</b>	<b>Population</b>
6874128	PASSABIA	4 915
		<b>Année d'électrification (par le réseau)</b>
		2031
Grappe # : <b>2</b>	Population : <b>5 730</b>	Coût actualisé de la grappe (Mode isolé): <b>244,85</b> FCFA/kWh
Nom du Site : <b>SOWE I</b>		Coût actualisé de la grappe (Mode connecté): <b>NA</b> FCFA/kWh
Capacité : <b>104 kW</b>		
<b>Code</b>	<b>Nom de la localité</b>	<b>Population</b>
6874308	SOWE I	5 730
		<b>Année d'électrification (par le réseau)</b>
		2030
Grappe # : <b>3</b>	Population : <b>2 708</b>	Coût actualisé de la grappe (Mode isolé): <b>257,69</b> FCFA/kWh
Nom du Site : <b>TEBOU</b>		Coût actualisé de la grappe (Mode connecté): <b>NA</b> FCFA/kWh
Capacité : <b>64 kW</b>		
<b>Code</b>	<b>Nom de la localité</b>	<b>Population</b>
6874204	TEBOU	2 708
		<b>Année d'électrification (par le réseau)</b>
		2028
Grappe # : <b>4</b>	Population : <b>2 419</b>	Coût actualisé de la grappe (Mode isolé): <b>259,29</b> FCFA/kWh
Nom du Site : <b>KPAKPAZA</b>		Coût actualisé de la grappe (Mode connecté): <b>NA</b> FCFA/kWh
Capacité : <b>54 kW</b>		
<b>Code</b>	<b>Nom de la localité</b>	<b>Population</b>
6874307	KPAKPAZA	2 419
		<b>Année d'électrification (par le réseau)</b>

Grappe # : <b>5</b>	Population : <b>2 747</b>	Coût actualisé de la grappe (Mode isolé):	<b>259,54</b> FCFA/kWh
Nom du Site : MALOMI		Coût actualisé de la grappe (Mode connecté):	<b>NA</b> FCFA/kWh
Capacité : 64 kW			

<u>Code</u>	<u>Nom de la localité</u>	<u>Population</u>	<u>Année d'électrification (par le réseau)</u>
6874265	MALOMI	2 747	2028

Grappe # : <b>6</b>	Population : <b>1 630</b>	Coût actualisé de la grappe (Mode isolé):	<b>272,32</b> FCFA/kWh
Nom du Site : GNANFOUNOUN		Coût actualisé de la grappe (Mode connecté):	<b>NA</b> FCFA/kWh
Capacité : 36 kW			

<u>Code</u>	<u>Nom de la localité</u>	<u>Population</u>	<u>Année d'électrification (par le réseau)</u>
6874132	GNANFOUNOUN	1 630	2025

Grappe # : <b>7</b>	Population : <b>3 467</b>	Coût actualisé de la grappe (Mode isolé):	<b>250,24</b> FCFA/kWh
Nom du Site : FITA		Coût actualisé de la grappe (Mode connecté):	<b>NA</b> FCFA/kWh
Capacité : 72 kW			

<u>Code</u>	<u>Nom de la localité</u>	<u>Population</u>	<u>Année d'électrification (par le réseau)</u>
6874528	FITA	3 467	2032

Grappe # : <b>8</b>	Population : <b>1 860</b>	Coût actualisé de la grappe (Mode isolé):	<b>263,74</b> FCFA/kWh
Nom du Site : BANIGBE		Coût actualisé de la grappe (Mode connecté):	<b>NA</b> FCFA/kWh
Capacité : 40 kW			

<u>Code</u>	<u>Nom de la localité</u>	<u>Population</u>	<u>Année d'électrification (par le réseau)</u>
6874498	BANIGBE	1 860	

Grappe # : <b>9</b>	Population : <b>1 867</b>	Coût actualisé de la grappe (Mode isolé):	<b>263,74</b> FCFA/kWh
Nom du Site : ASSIYO		Coût actualisé de la grappe (Mode connecté):	<b>NA</b> FCFA/kWh
Capacité : 40 kW			

<u>Code</u>	<u>Nom de la localité</u>	<u>Population</u>	<u>Année d'électrification (par le réseau)</u>
6874538	ASSIYO	1 867	2031

Grappe # : <b>10</b>	Population : <b>1 621</b>	Coût actualisé de la grappe (Mode isolé):	<b>272,32</b> FCFA/kWh
Nom du Site : ASSODE		Coût actualisé de la grappe (Mode connecté):	<b>NA</b> FCFA/kWh
Capacité : 36 kW			

<u>Code</u>	<u>Nom de la localité</u>	<u>Population</u>	<u>Année d'électrification (par le réseau)</u>
6874087	ASSODE	1 621	2030

Population des projets dans la zone: **BENIN** **28 964**

8.2.1.3.2 Cartographie des projets biomasse

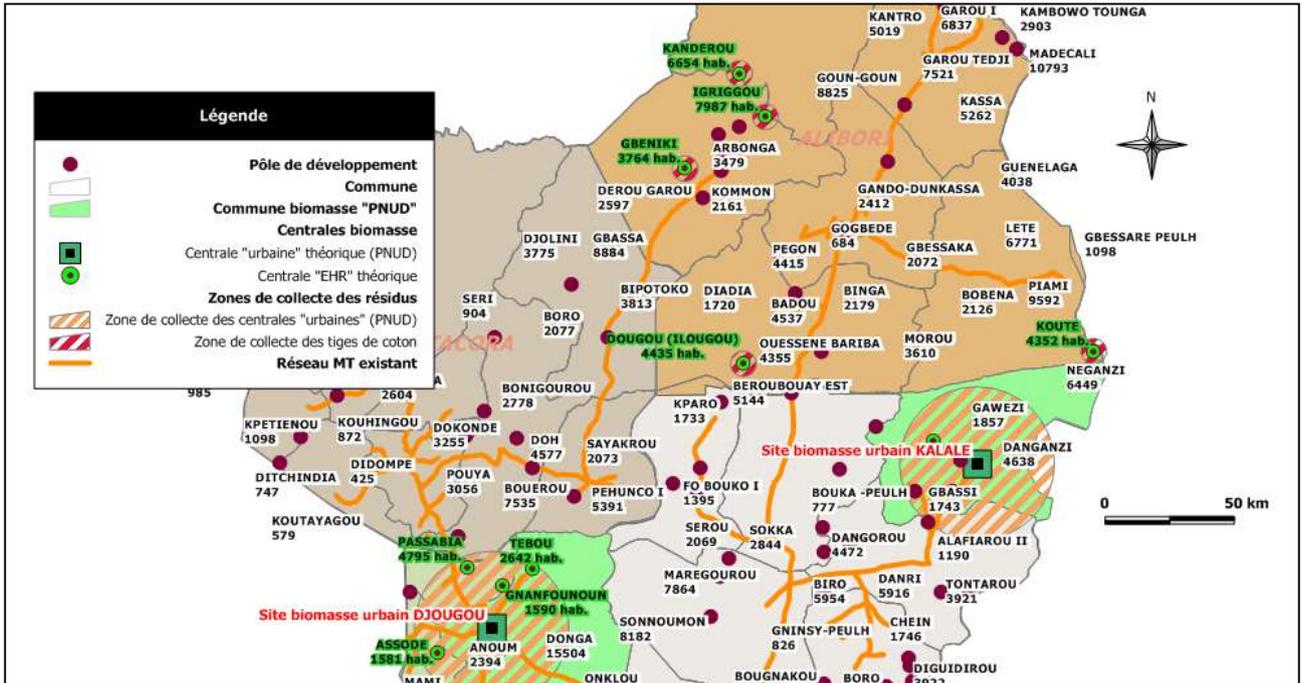


Figure 52: Localisation des projets biomasse théoriques - zone Nord

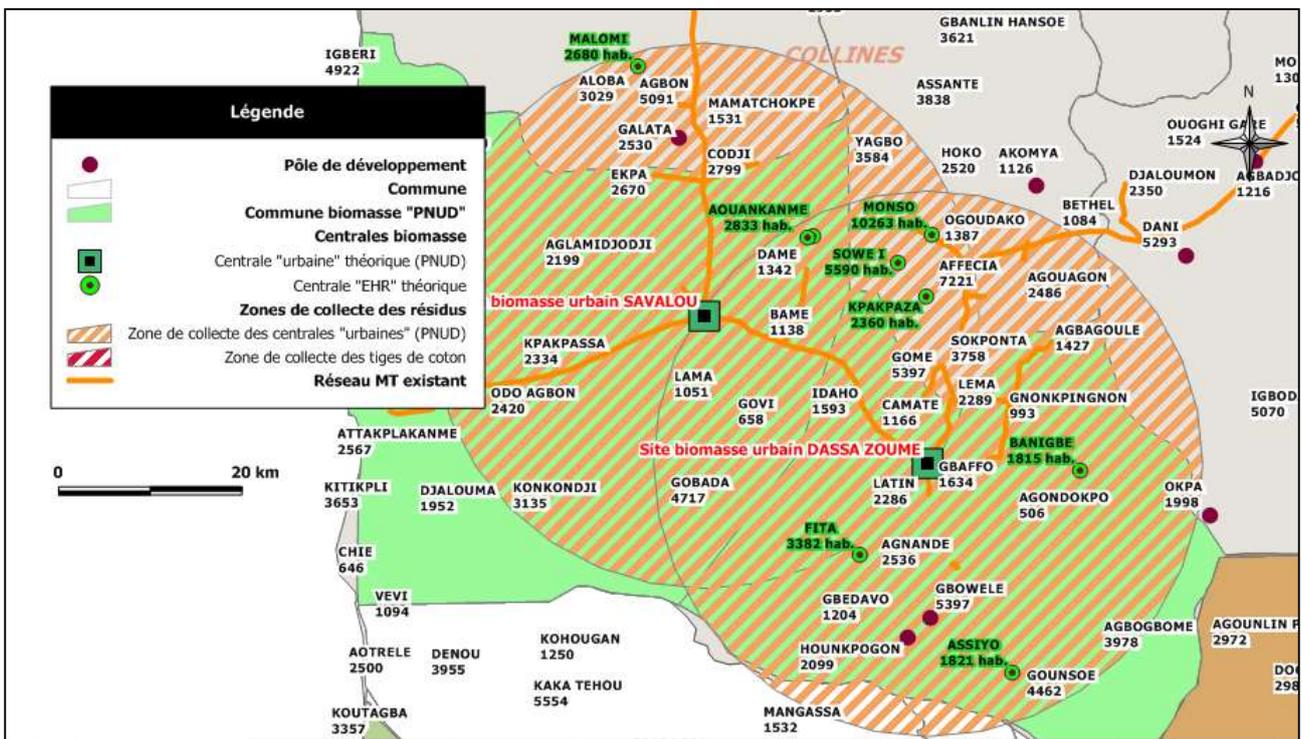


Figure 53: Localisation des projets biomasse théoriques - zone Centre

### 8.2.2 Pico centrales PV et Energie distribuée

La carte ci-dessous donne une vue d'ensemble des localités candidates à une option pico-centrale (+ abonnés micro-réseau + kits PV) ou kits PV.

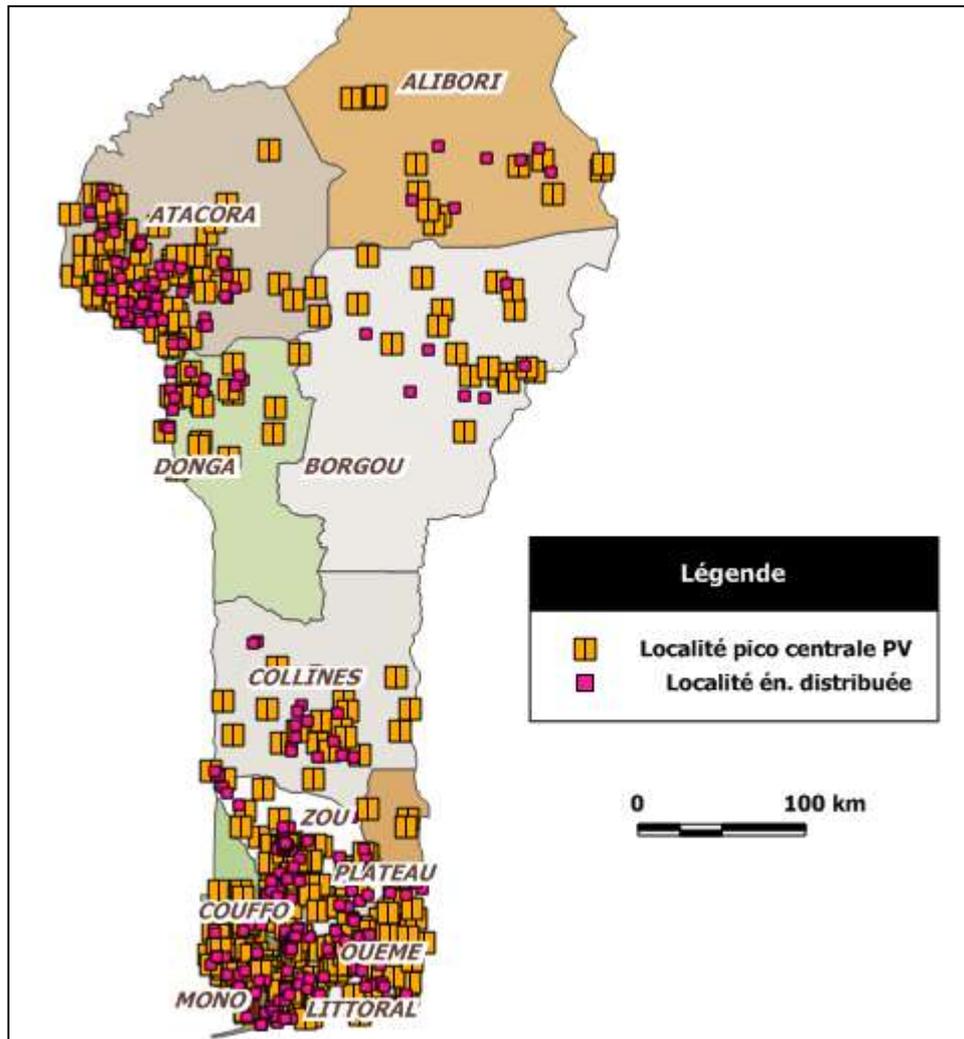


Figure 54: Localisation des projets pico centrales PV et kits PV

## 8.3 La nécessité de proposer des ensembles attractifs pour susciter l'intérêt des privés

### 8.3.1 Définition de territoires de concession pour des Sociétés de Services Décentralisés (SSD)

La Politique EHR insiste sur la nécessité de favoriser l'émergence de porteurs de projets privés, remplaçant progressivement la mise en œuvre de projets gouvernementaux sous maîtrise d'ouvrage étatique. Parmi ces opérateurs potentiels sont citées les SSD, établies sur le principe de la concession pour installer, gérer, maintenir et développer un parc de pico-centrales et de kits solaires, dont le capital et le fonctionnement sont rémunérés via le paiement d'une redevance mensuelle. Cette solution réglementée par une convention de concession est préconisée pour des zones ayant une bonne concentration de clients potentiels. Elle se montre performante au Mali et au Burkina Faso.

Cette concentration de clients potentiels est cruciale pour susciter l'intérêt des opérateurs. Il ne s'agit donc pas uniquement d'estimer la taille du marché à l'échelle d'un pays ou d'un département, mais également d'identifier les zones propices au développement de SSD.

Les cartes ci-dessous localisent les « territoires » (concessions potentielles) où l'on observe une forte concentration de localités concernées par les pico-centrales PV et/ou les kits PV (localités de moins de 1500 hab.). Ces territoires ont été délimités sur la base d'une simple analyse géographique de la concentration potentielle d'équipements.

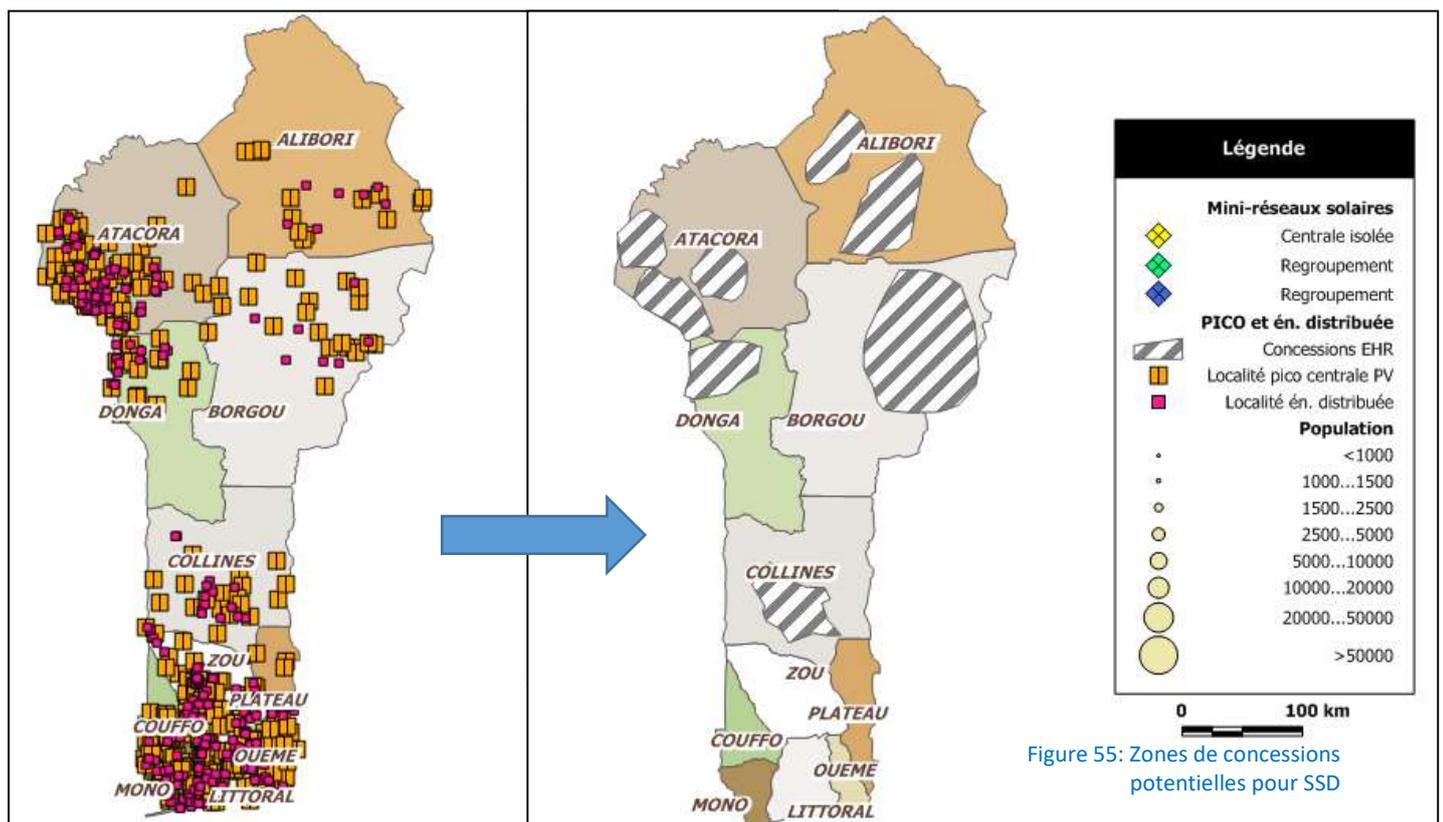


Figure 55: Zones de concessions potentielles pour SSD

Pour chaque concession est indiqué :

- Sa superficie (km<sup>2</sup>)
- Le nombre de localités candidates à une option « pico centrale PV »
- Le nombre de localités candidates à une option « énergie distribuée »
- Le nombre d'usagers potentiels de kits PV, en considérant une couverture initiale de (voir 8.1.2.4) :
  - 40 % de la population hors abonnés micro-réseaux dans les localités « pico »
  - 30% de la population dans les localités « énergie distribuée »

Les cartes ci-après proposent un zoom sur chacune des concessions SSD potentielles.

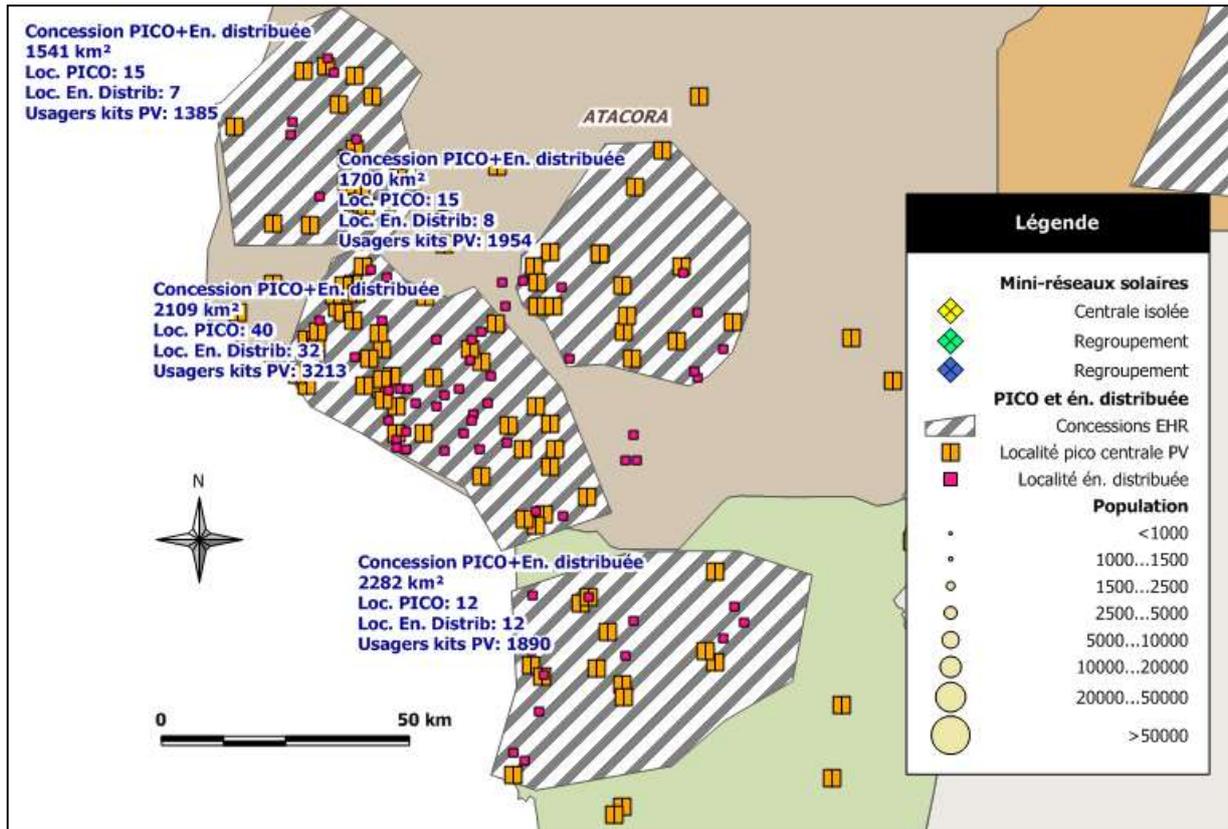


Figure 56: Concessions SSD - ATACORA et nord DONGA

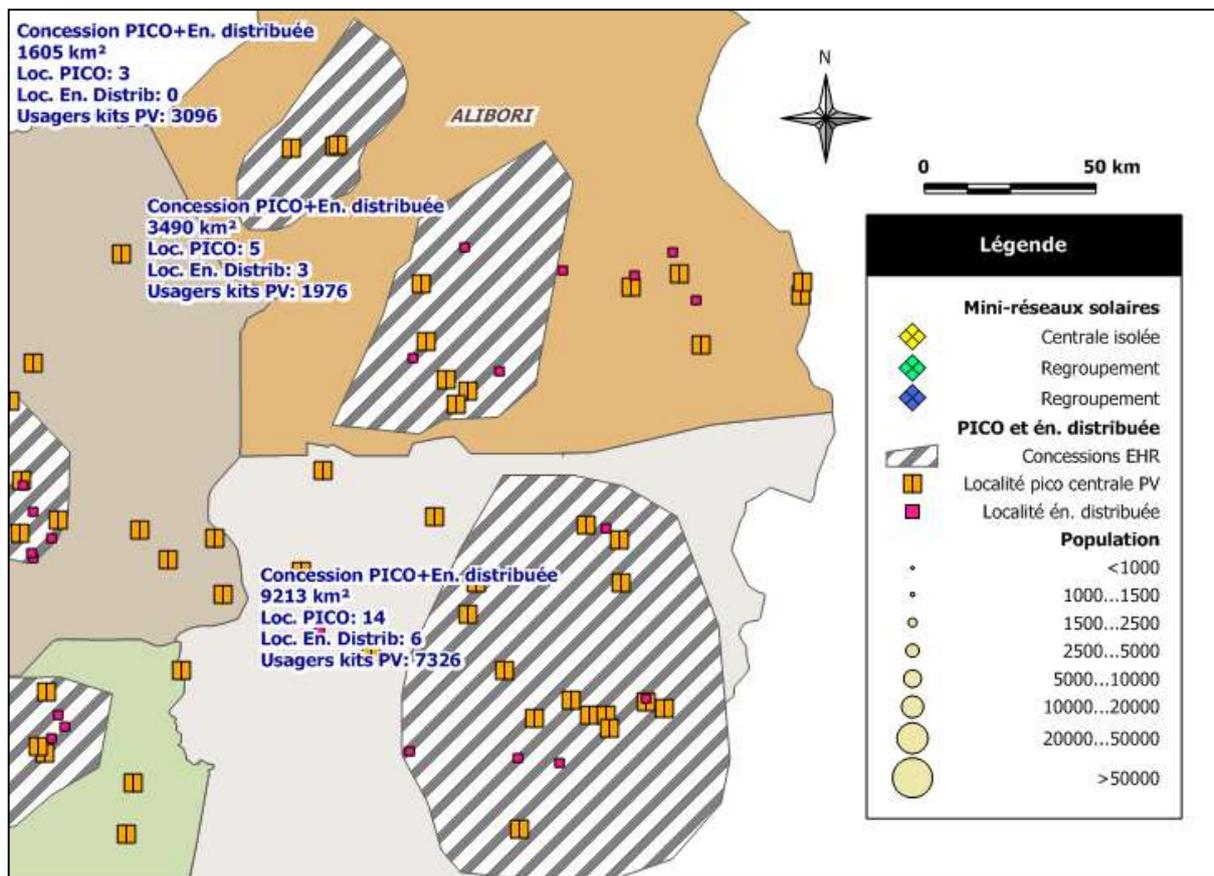


Figure 57: Concessions SSD – ALIBORI et BORGOU

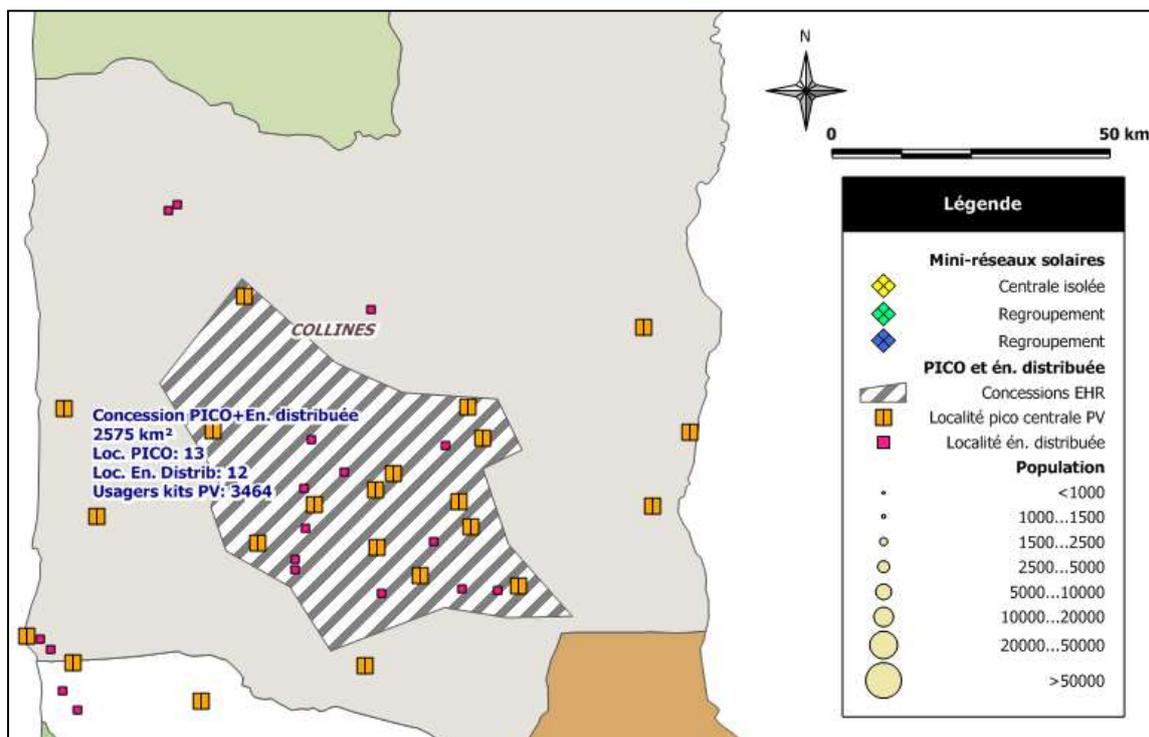


Figure 58: Concessions SSD – COLLINES

A noter que la partie Sud du pays, bien que présentant une forte concentration d'installations, n'a pas été découpée en concessions. Le marché y est déjà très développé. Dans ces zones les kits PV par exemple sont un « produit de consommation » au même titre que d'autres appareils. Il n'est pas envisageable d'y définir des concessions dédiées au déploiement de services déjà très implantés.

Tableau 34: Principales caractéristiques des concessions SSD

Concession	Aire km <sup>2</sup>	Nbre loc. PICO	Nbre de pico-centrales	Investissement PICO (milliers FCFA)	Nbre loc. kits PV	Kits PV TOTAL	Investissement Kits PV (milliers FCFA)	Investissement TOTAL (milliers FCFA)
ALIBORI 1	1 605	3	12	25200	-	3 096	495 360	520 560
ALIBORI 2	3 490	5	20	42000	3	1 976	316 160	358 160
ATACORA 1	1 541	15	60	126000	7	1 385	221 600	347 600
ATACORA 2	1 700	15	60	126000	8	1 954	312 640	438 640
ATACORA 3	2 109	40	160	336000	32	3 213	514 080	850 080
BORGOU	9 213	14	56	117600	6	7 326	1 172 160	1 289 760
COLLINES	2 575	13	52	109200	12	3 464	554 240	663 440
DONGA Nord	2 282	12	48	100800	12	1 890	302 400	403 200
<b>TOTAL</b>		<b>117</b>	<b>468</b>	<b>982800</b>	<b>80</b>	<b>24 304</b>	<b>3 888 640</b>	<b>4 871 440</b>

## 8.3.2 Regroupement des systèmes centrale/mini-réseau pour une meilleure rationalisation de l'exploitation

### 8.3.2.1 Mutualiser les activités de l'opérateur

L'ambition est d'opérer un regroupement géographique des systèmes « centrale/mini-réseau » pour une gestion mutualisée, afin de réduire les coûts d'exploitation et faciliter la mobilisation d'intervenants qualifiés. Les contrats des opérateurs pourraient être établis pour un nombre donné de systèmes, implantés dans une même zone géographique (nous parlons ici de regroupements de systèmes et non de concessions géographiques).

Ces territoires ont été délimités sur la base d'une simple analyse géographique de la concentration potentielle d'équipements. Les centrales d'une même couleur font partie d'un même regroupement, les centrales maintenues en jaune, isolées, ne sont intégrées à aucun regroupement.

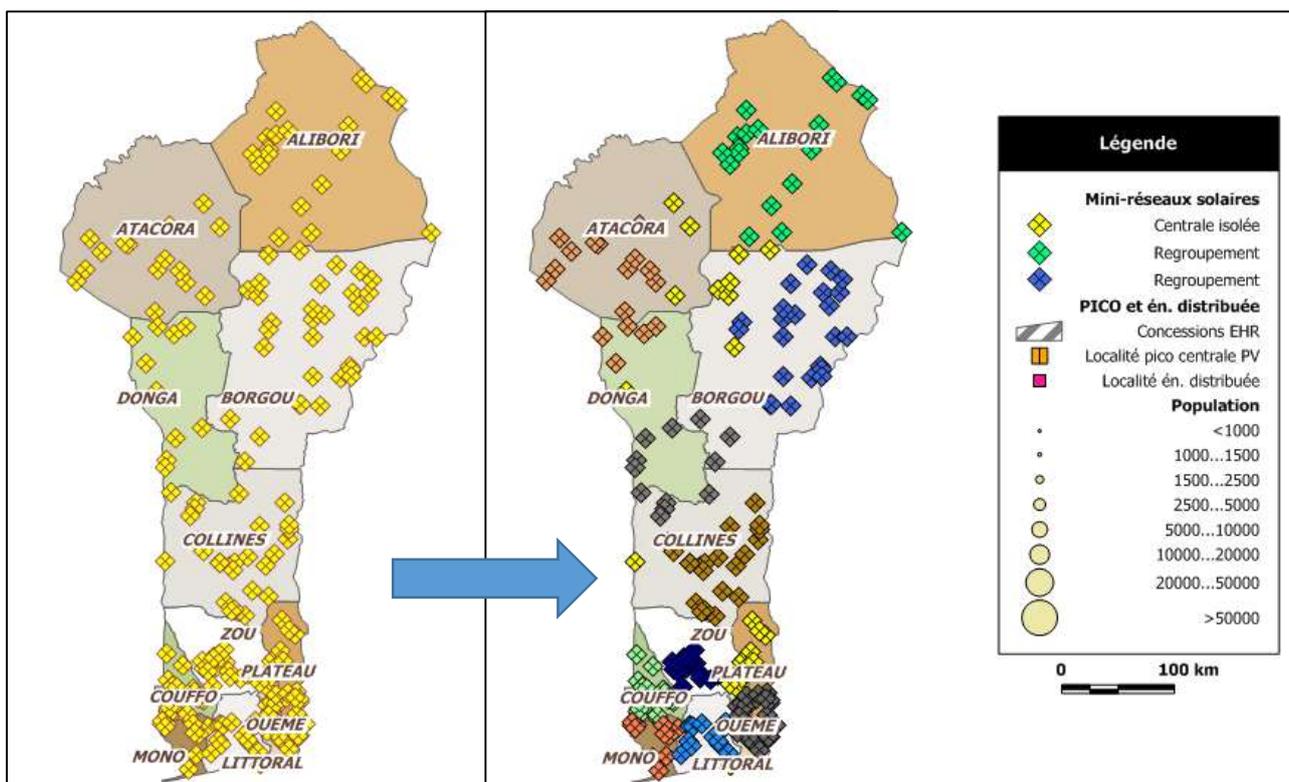
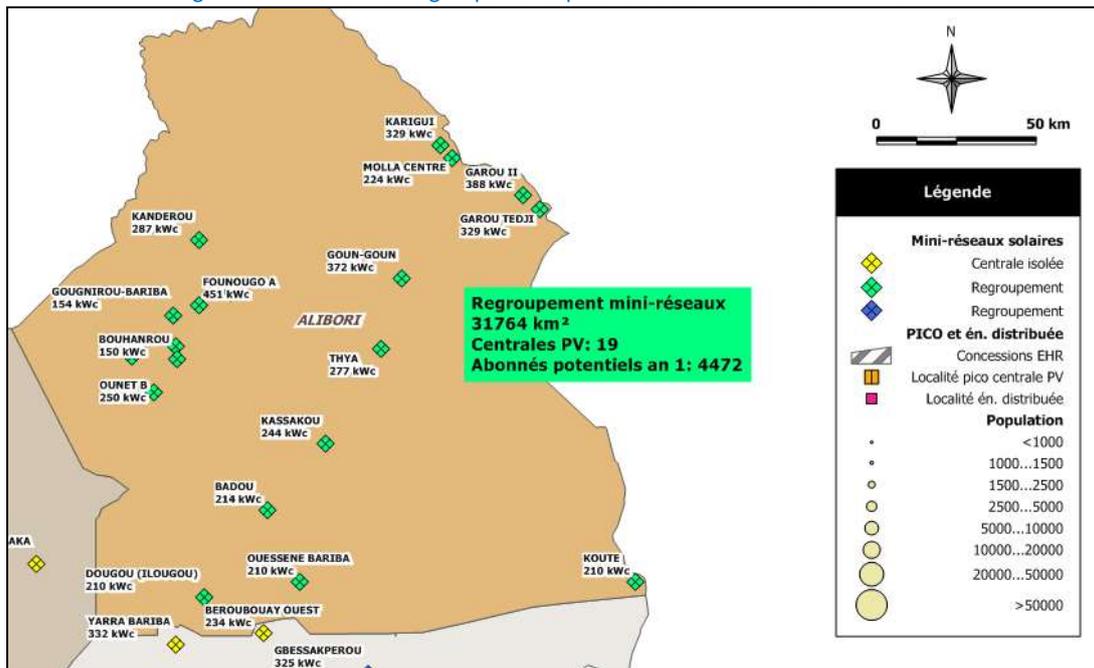


Figure 59: Regroupements potentiels de mini-réseaux

Pour chaque « territoire » est indiqué :

- Sa superficie (km<sup>2</sup>)
- Le nombre de localités candidates à une option centrale + mini-réseau
- Le nombre d'abonnés potentiels en première année

Figure 60: Zoom sur les regroupements potentiels de mini-réseaux – ALIBORI



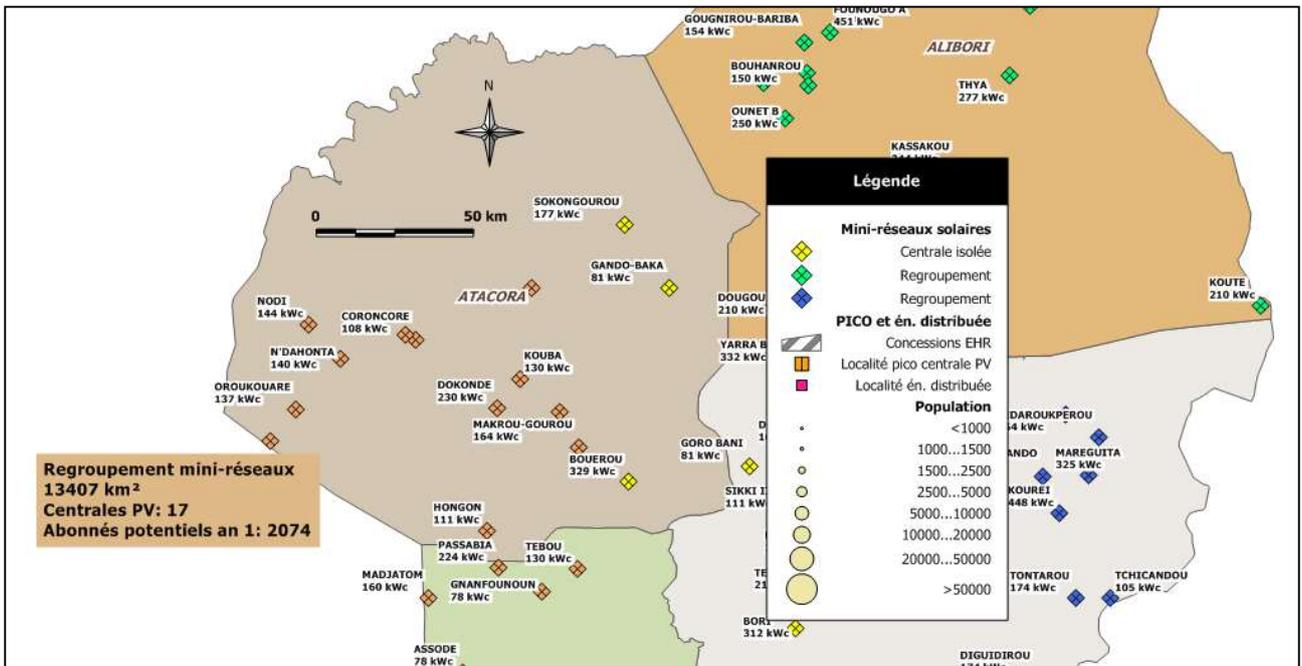


Figure 61: Zoom sur les regroupements potentiels de mini-réseaux – ATACORA

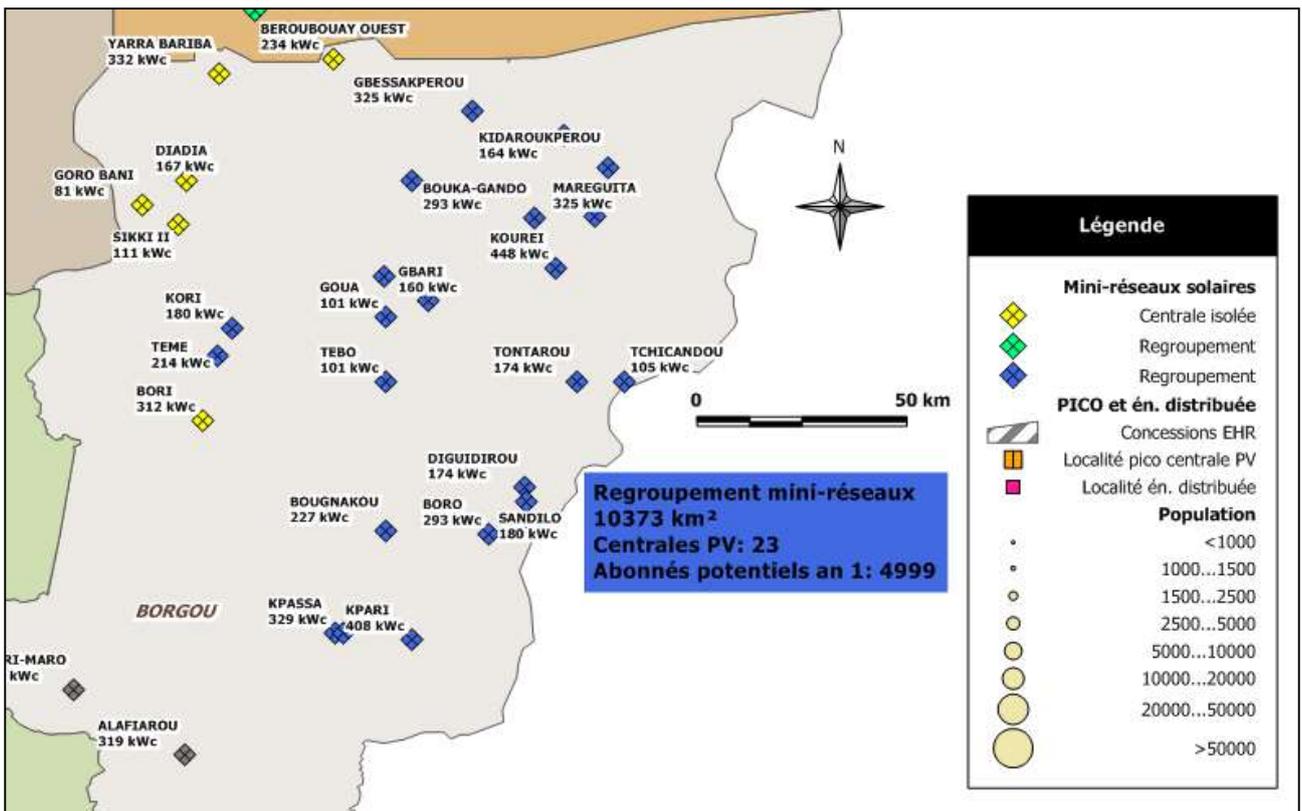


Figure 62: Zoom sur les regroupements potentiels de mini-réseaux – BORGOU

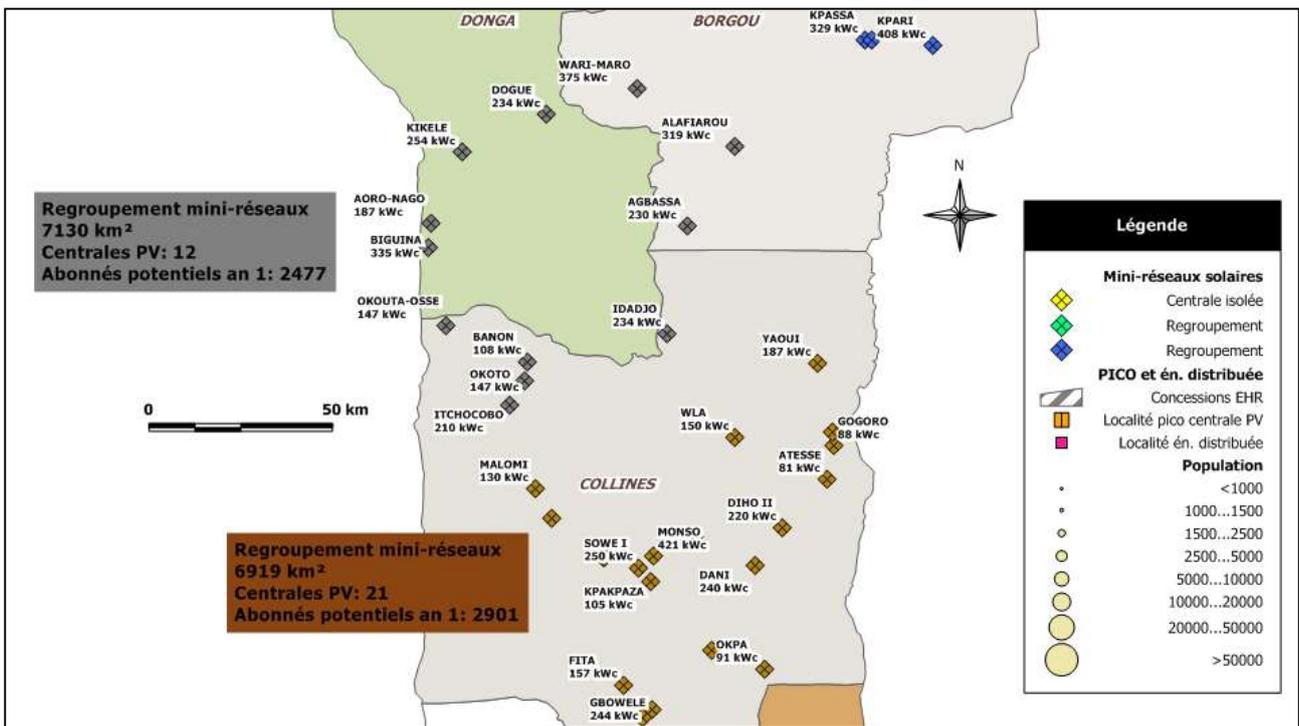


Figure 63: Zoom sur les regroupements potentiels de mini-réseaux – DONGA et COLLINES

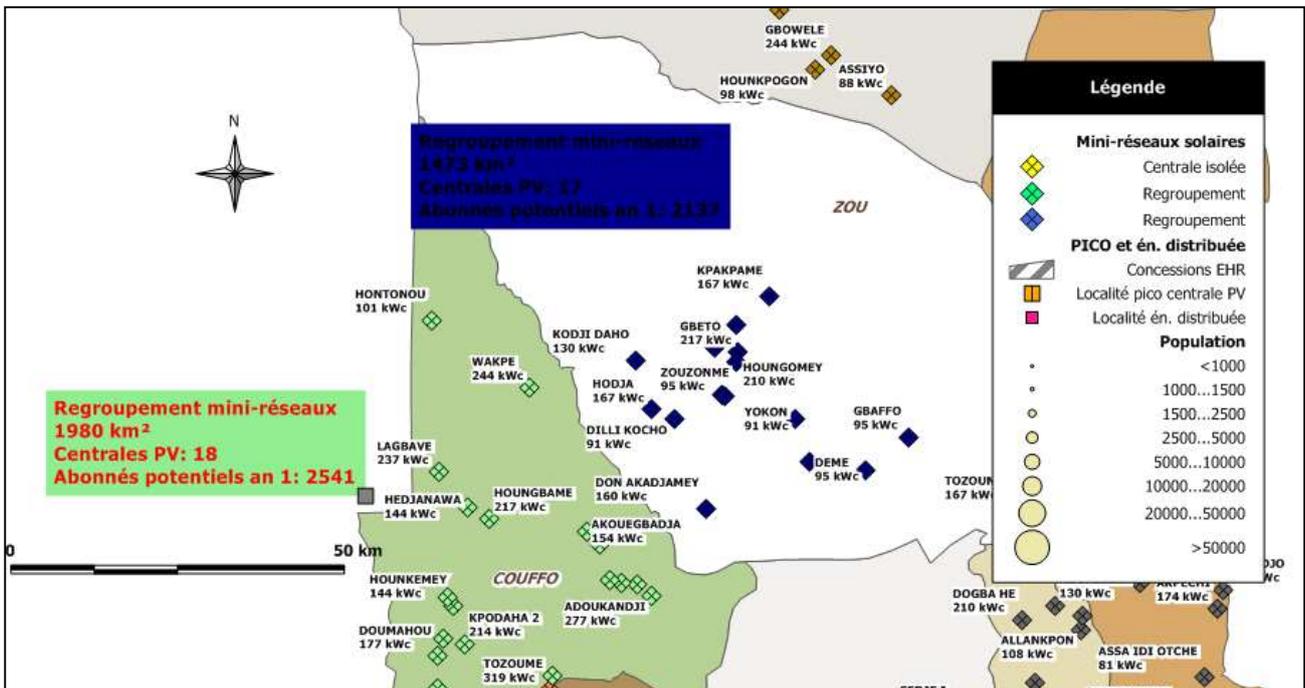


Figure 64: Zoom sur les regroupements potentiels de mini-réseaux – ZOU et COUFFO

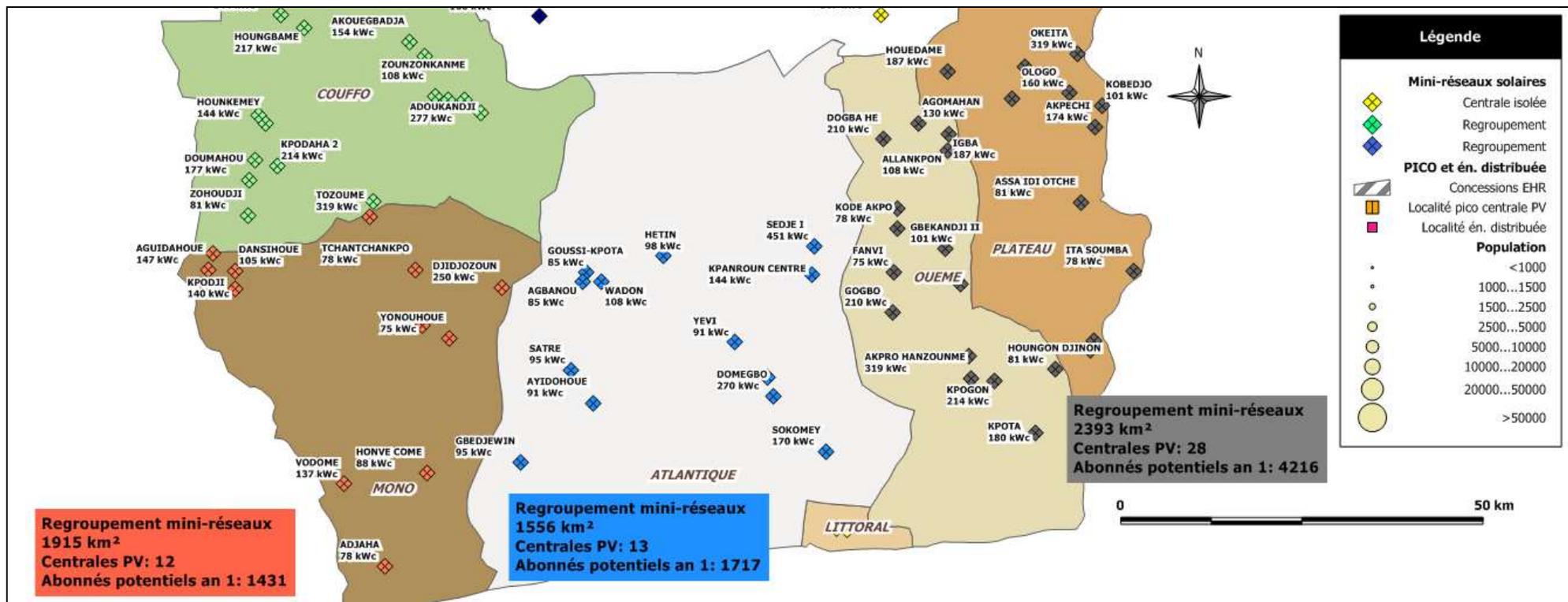


Figure 65: Zoom sur les regroupements potentiels de mini-réseaux – MONO, ATLANTIQUE, PLATEAU

Tableau 35: Principales caractéristiques des groupements de mini-réseaux

Zone de regroupement	Aire km <sup>2</sup>	Nbre centrales PV	Pop centrales PV	Abonnés potentiels centrales PV	Abonnés potentiels centrales PV TOTAL	Investissement en milliers de FCFA
				TOTAL	an 1	
ALIBORI	31 764	19	111 811	11 181	4 472	15 053 197
ATACORA	13 407	17	51 857	5 186	2 074	7 644 071
ATLANTIQUE	1 556	13	42 926	4 293	1 717	6 003 793
BORGOU	10 373	23	124 979	12 498	4 999	16 586 154
COLLINES	6 919	21	72 535	7 254	2 901	10 255 993
COUFFO	1 980	18	63 525	6 352	2 541	9 092 201
DONGA	7 130	12	61 926	6 193	2 477	8 488 636
MONO	1 915	12	35 774	3 577	1 431	5 231 779
OUEME & PLATEAU	2 393	28	105 399	10 540	4 216	14 964 902
ZOU	1 473	17	53 428	5 343	2 137	7 726 491
<b>TOTAL</b>		<b>180</b>	<b>724 160</b>	<b>72 417</b>	<b>28 965</b>	<b>101 047 217</b>

Tableau 36: Clusters sans rattachement à une zone de groupement

Départements	Nbre centrales PV	Pop centrales PV	Abonnés potentiels centrales PV TOTAL	Abonnés potentiels centrales PV année 1	Investissement en milliers de FCFA
ATACORA	3	13 210	1 321	528	1 808 351
BORGOU	6	27 671	2 767	1 107	3 800 902
COLLINES	1	7 326	733	293	972 331
DONGA	1	4 553	455	182	663 863
LITTORAL	2	5 341	534	214	830 749
PLATEAU	8	38 323	3 832	1 533	5 270 799
ZOU	4	15 343	1 534	614	2 125 123
<b>TOTAL</b>	<b>25</b>	<b>111 767</b>	<b>11 177</b>	<b>4 471</b>	<b>15 472 118</b>

Les investissements totaux des 205 projets sont estimés à 116 millions de FCFA. Au total, 108 projets ont pu être regroupés et 25 projets, géographiquement isolés, n'ont pas été associés à un groupement.

Cette approche pourra se traduire, dans certaines zones, par la présence commune d'un SSD et d'un opérateur de mini-réseaux. Il est important d'être clair à ce niveau, ces deux entités ne seraient pas en concurrence : les SSD auront la responsabilité des pico centrales et des kits PV à l'intérieur d'un territoire faisant l'objet d'un titre de concession, et sur lequel aucune autre SSD ne pourra entrer en concurrence ; les opérateurs privés quant à eux assureront l'exploitation d'un nombre défini de mini-réseaux.

Dans les villages bénéficiaires de mini-réseaux, ces deux entités pourront même « se côtoyer » puisque les ménages/activités ne pouvant pas se raccorder au mini-réseau seront des clients potentiels de la SSD. Nous pouvons illustrer cela en reprenant le schéma utilisé en début de document pour préciser la segmentation du marché EHR, sur lequel deux zones sont mises en exergue : la zone dite « concentrée », regroupant les abonnés potentiels au mini-réseau, la zone dite « dispersée », regroupant clients potentiels d'une SSD (voir schéma ci-après).

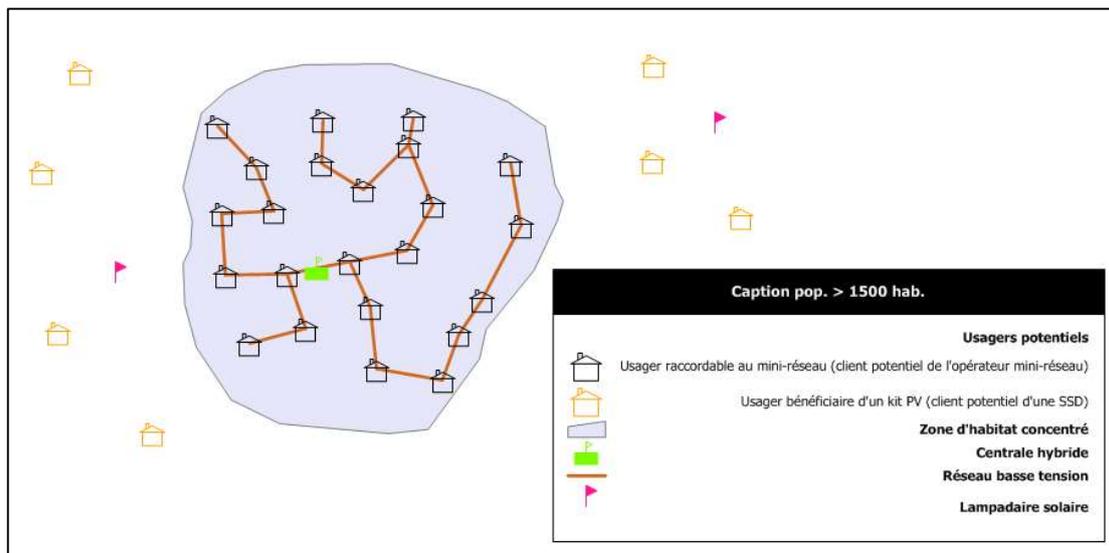


Figure 66: définition de l'espace d'intervention des SSD et des exploitants de mini-réseaux au sein d'une même localité

Tout l'enjeu sera de standardiser la méthode de délimitation de la zone concentrée. L'approche la plus cohérente consiste à s'appuyer sur des considérations techniques : afin de limiter les chutes de tension, un réseau BT ne peut s'étirer à plus de 1,5/2 km de la centrale. La zone concentrée consistera donc en une zone de 1,5 ou 2 km de rayon autour de la centrale. Au-delà, la SSD pourra opérer.

### 8.3.2.2 Une réflexion à mener dès maintenant pour la mise en exploitation des centrales EHR existantes

Les centrales 100% PV réalisées sous maîtrise d'ouvrage ANADER dans le cadre des projets PROVES ou PRODRE I ont été réceptionnées (travaux achevés) avant même que des contrats types n'aient été établis pour contractualiser les opérateurs. Cela se traduit sur le terrain soit par l'absence d'opérateurs, et donc des centrales inopérantes, soit par une exploitation assurée temporairement par l'entrepreneur qui a réalisé les travaux. Une situation à laquelle il est urgent de remédier.

Le Consultant apporte actuellement son aide à l'ANADER pour l'élaboration de documents contractuels types, avec l'ambition de recruter des opérateurs dans les prochains mois. La logique de « regroupement » présentée plus haut peut trouver ici son amorce, en proposant des regroupements des centrales existantes.

Selon la même logique que pour les projets modélisés, des regroupements ont été opérés afin de mutualiser les activités des opérateurs qui seront prochainement recrutés. Les regroupements ont été définis de façon à ce que chaque centrale existante puisse être intégrée à l'un d'entre eux. A l'avenir, certains groupements pourront prendre de l'ampleur au gré de la construction de nouveaux systèmes. Huit groupements ont été définis. La carte ci-dessous en donne une vue d'ensemble.

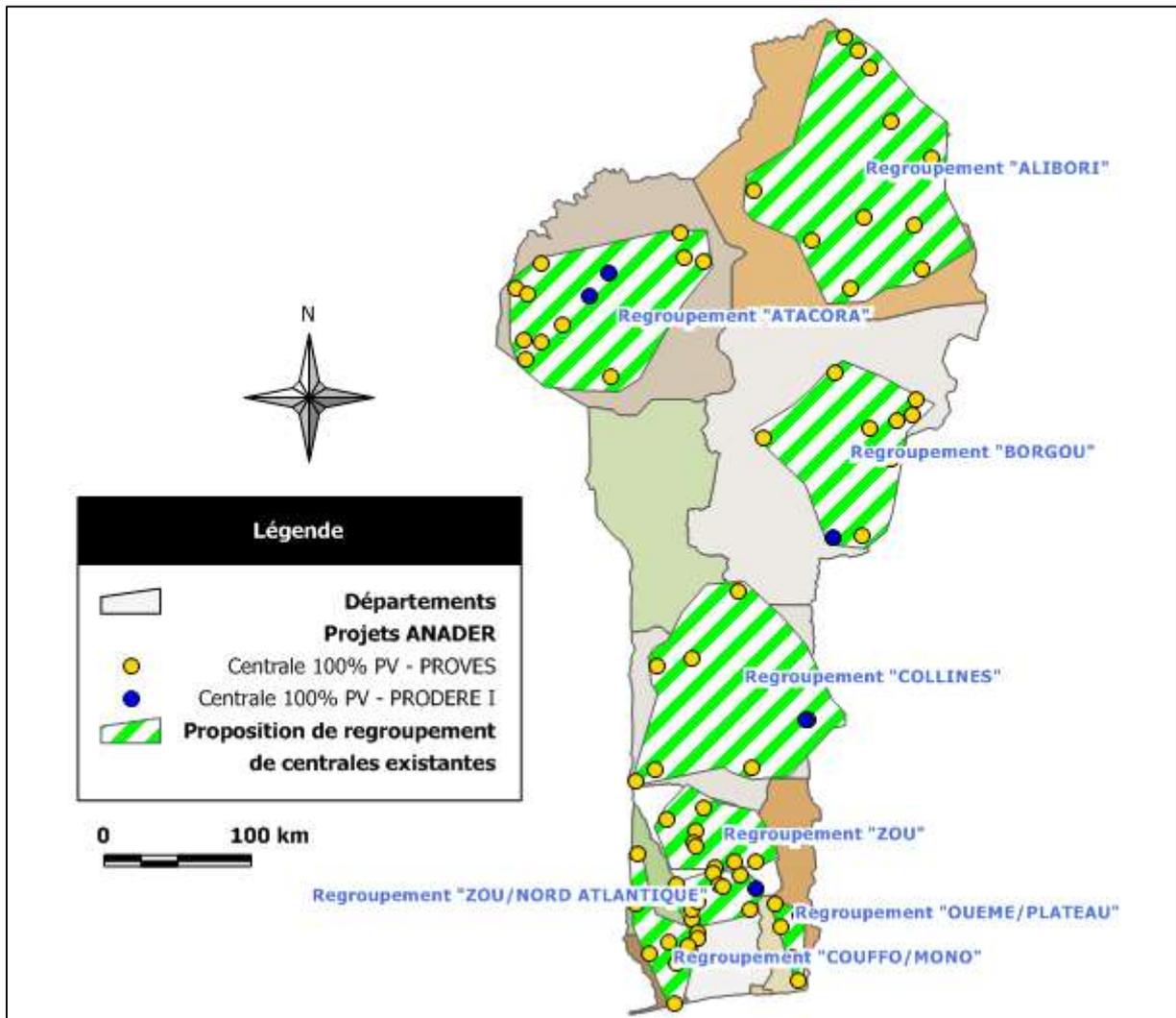
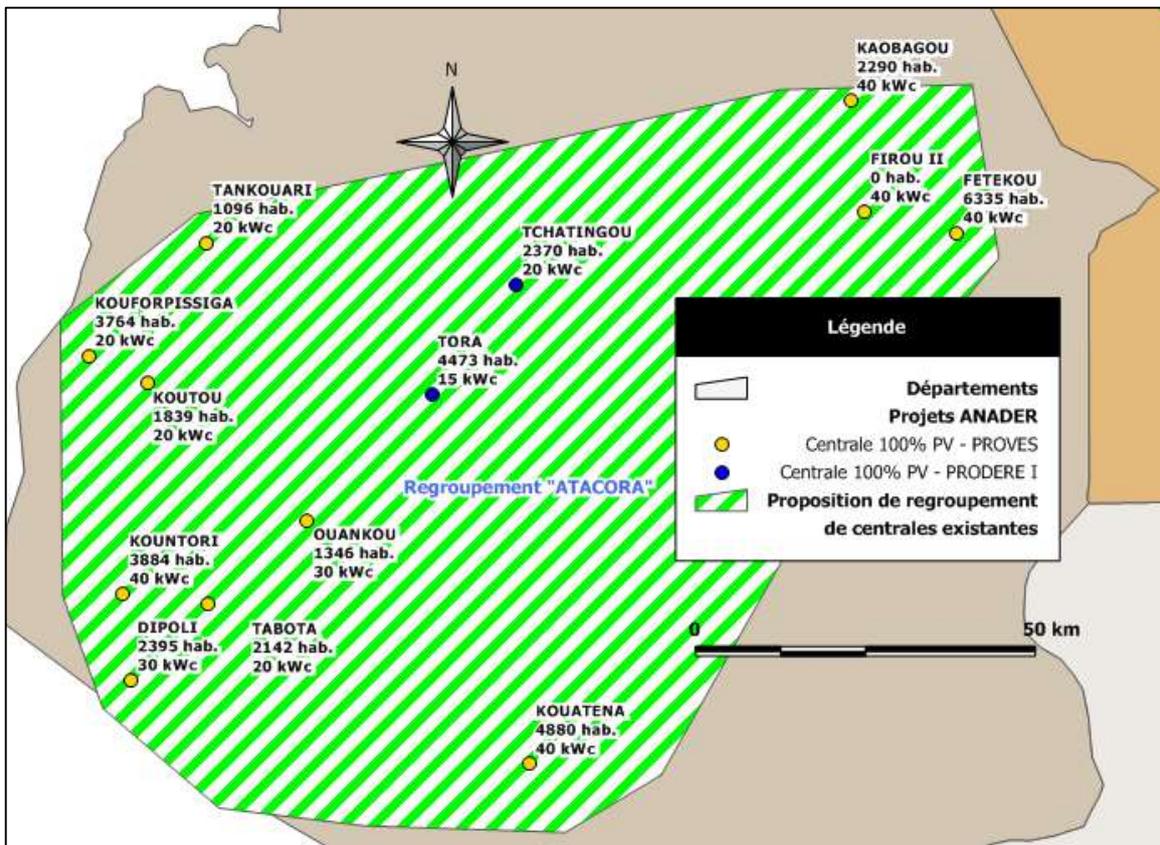
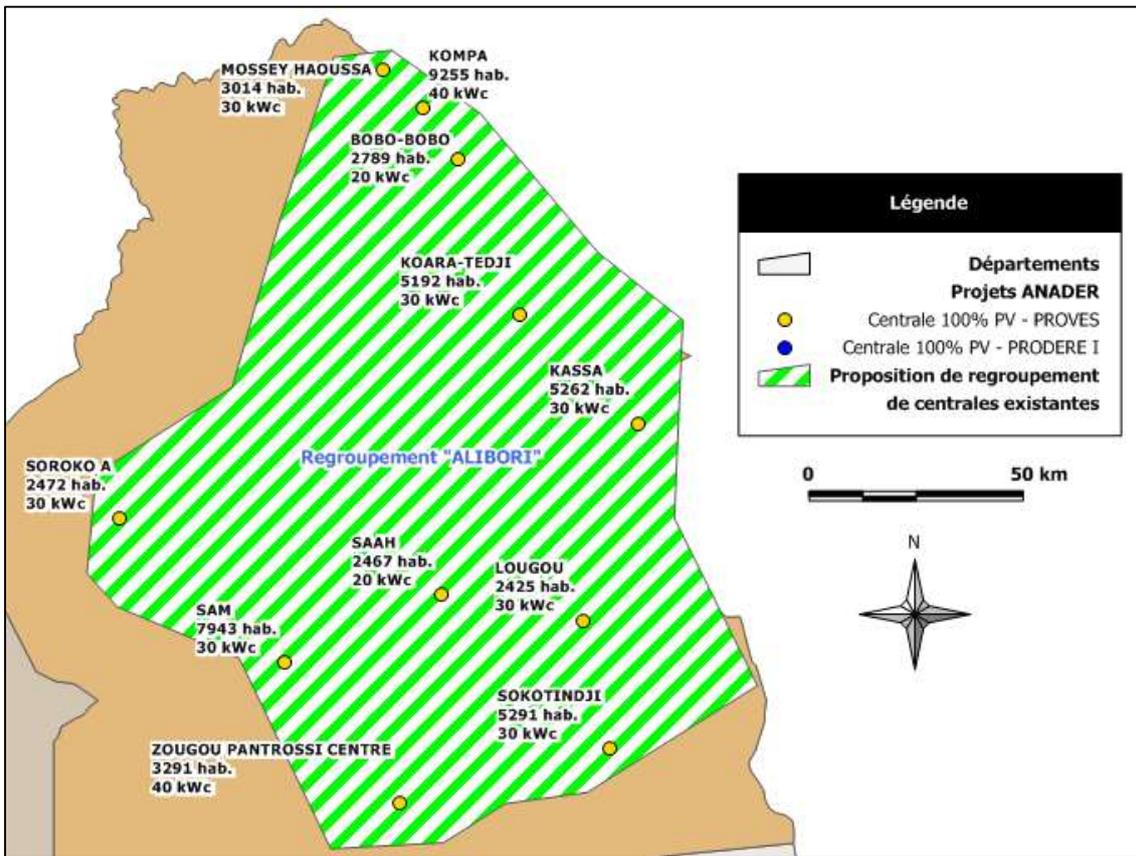
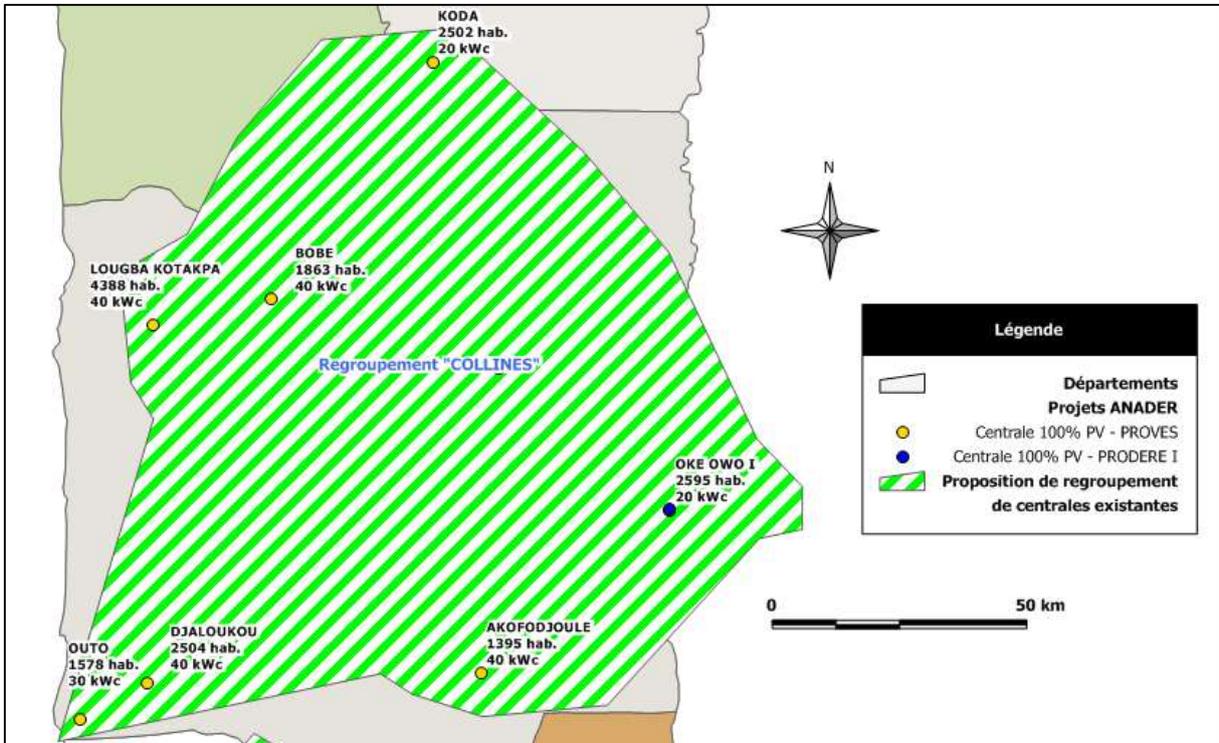
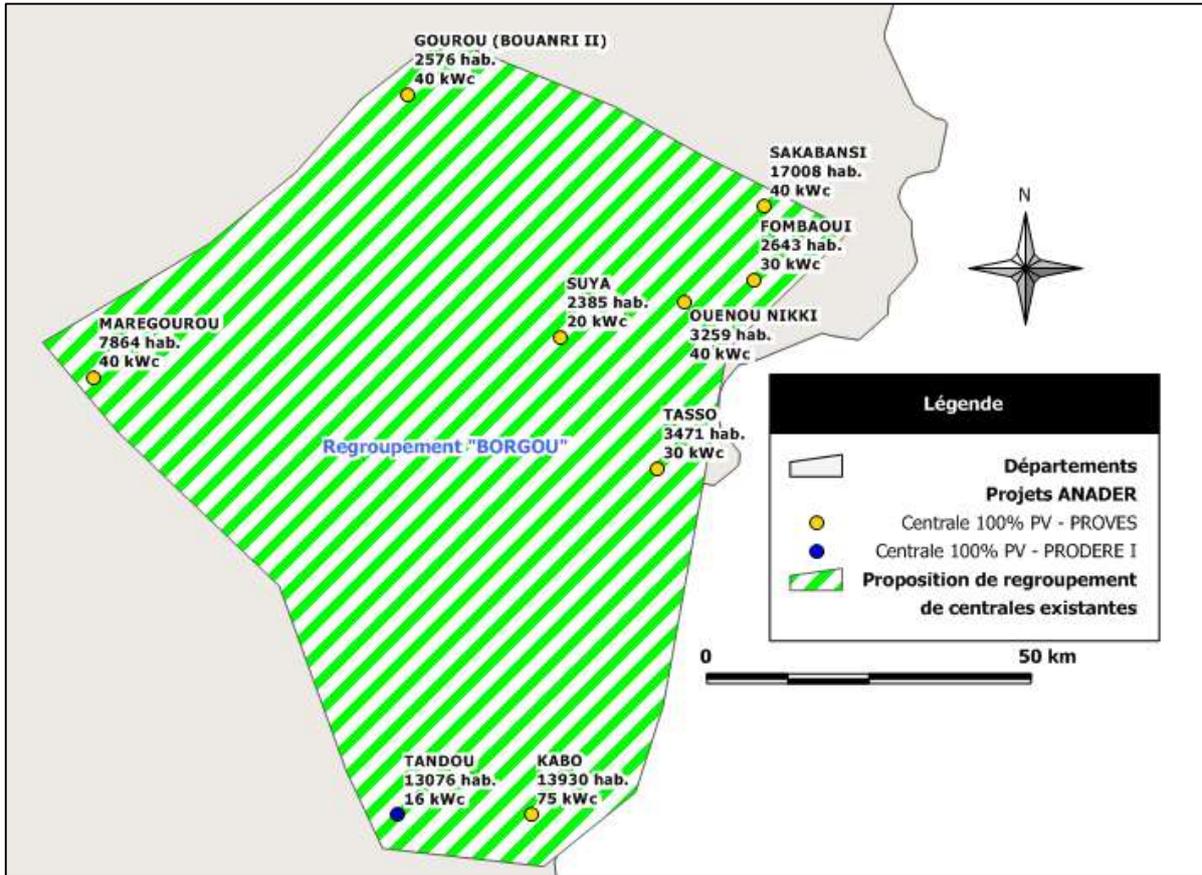
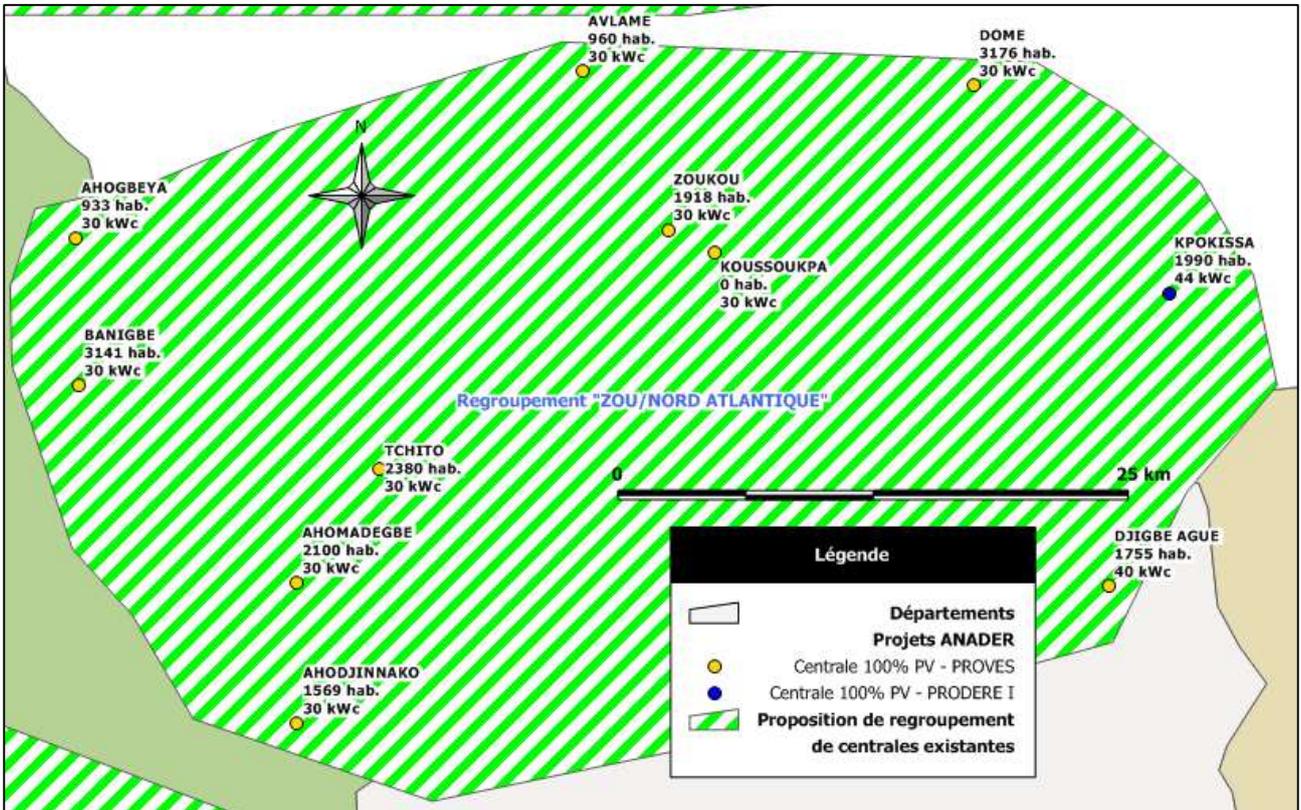
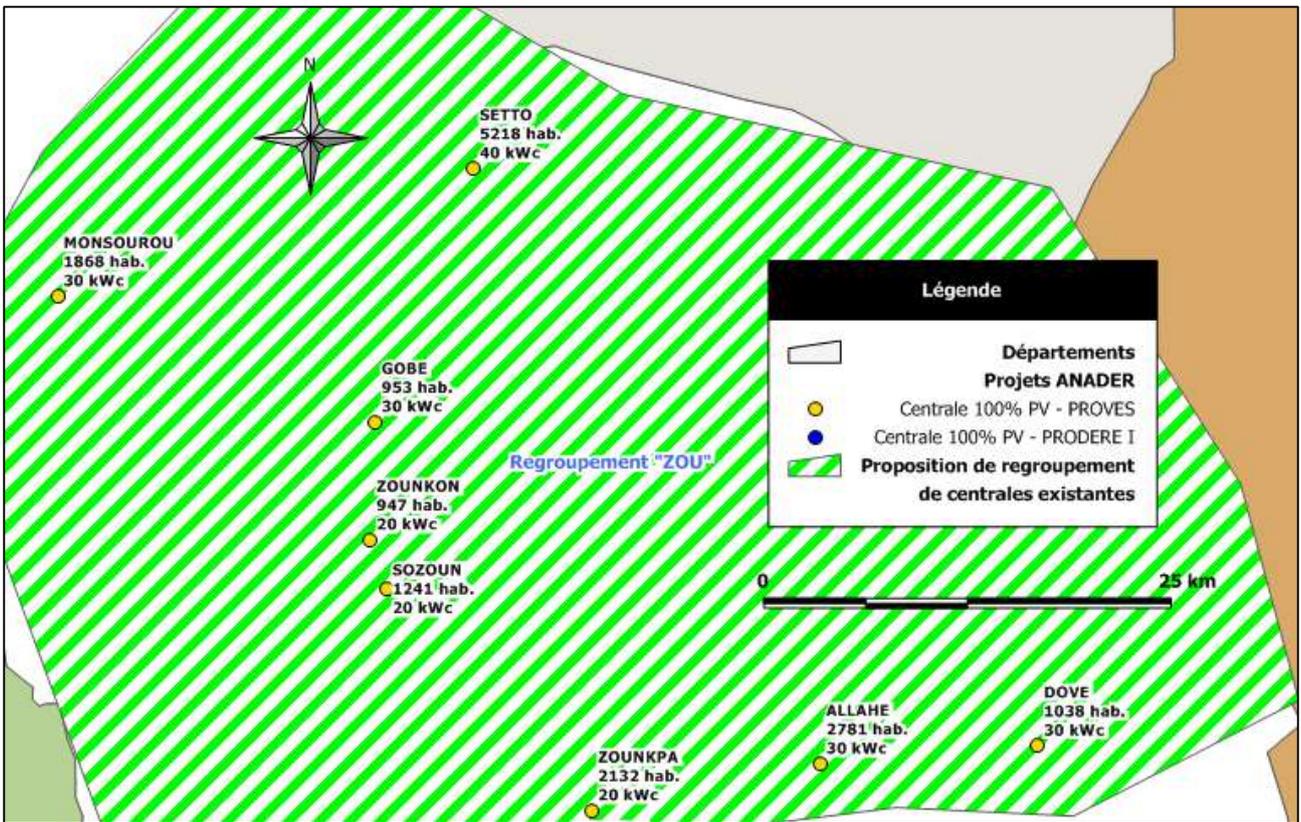


Figure 67: Propositions de regroupement des centrales ANADER existantes

Les cartes ci-après proposent un zoom sur chacun des regroupements proposés.







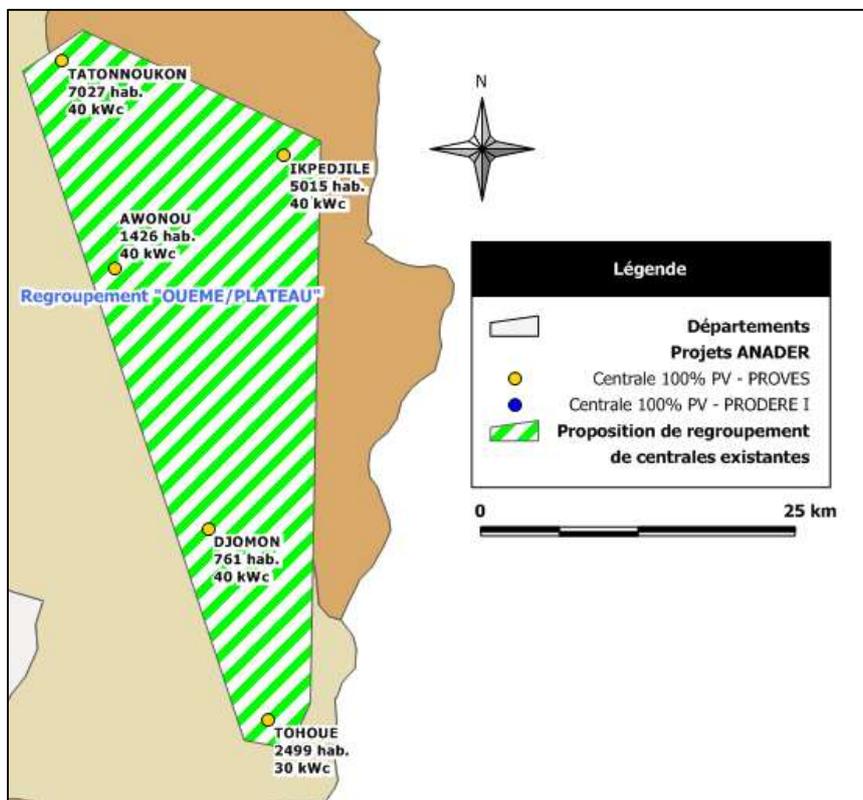
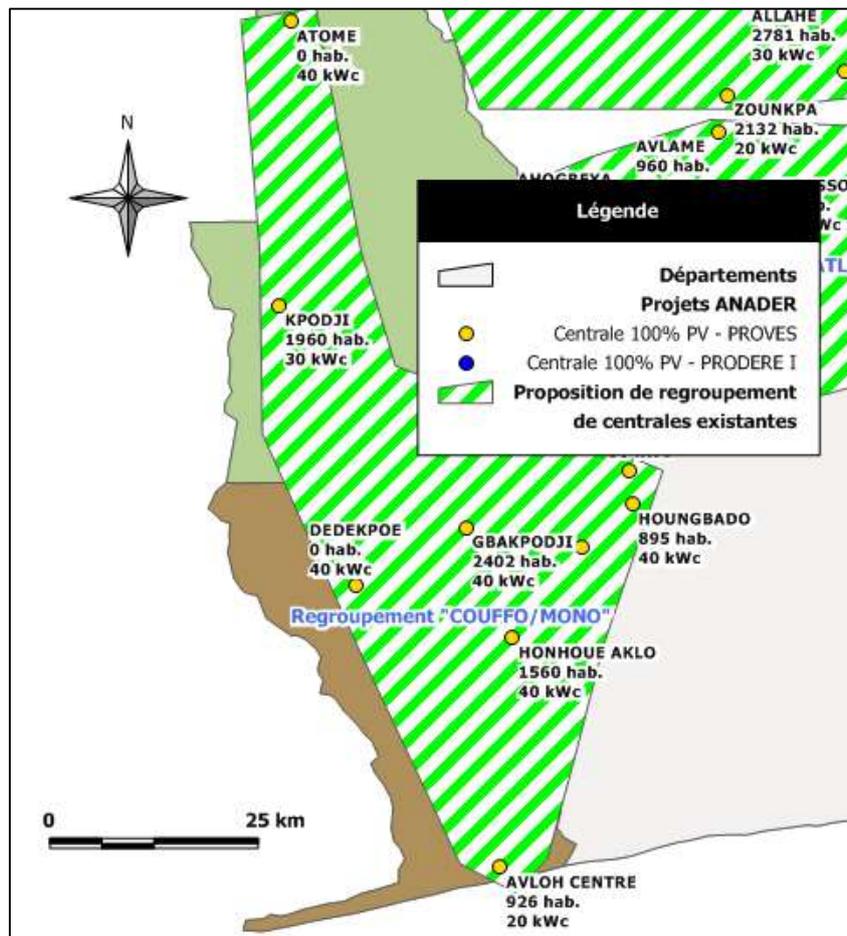


Figure 68: Zooms sur les propositions de regroupement des centrales ANADER existantes

Les caractéristiques des propositions de regroupement sont présentées dans le tableau ci-après.

Tableau 37: Caractéristiques des propositions de regroupement des centrales ANADER existantes

N°	Code	Nom	Population	Minicentrale solaire (kWc)	Projet ANADER	Proposition de regroupement
1	6881660	BOBO-BOBO	2 789	20	PROVES	ALIBORI
2	6876883	KASSA	5 262	30	PROVES	ALIBORI
3	6876881	KOARA-TEDJI	5 192	30	PROVES	ALIBORI
4	6881659	KOMPA	9 255	40	PROVES	ALIBORI
5	6881666	LOUGOU	2 425	30	PROVES + Pilaks	ALIBORI
6	6881661	MOSSEY DENDI	2 776	30	Pilaks	ALIBORI
7	6876866	MOSSEY HAOUSSA	3 014	30	PROVES	ALIBORI
8	6881670	SAAH	2 467	20	PROVES	ALIBORI
9	6881678	SAM	7 943	30	PROVES	ALIBORI
10	6881668	SOKOTINDJI	5 291	30	PROVES	ALIBORI
11	6881655	SOROKO A	2 472	30	PROVES	ALIBORI
12	6881680	ZOUGOU PANTROSSI CENTRE	3 291	40	PROVES	ALIBORI
<b>12</b>	<b>Total</b>		<b>52 177</b>	<b>360</b>		

13	6873567	DIPOLI	2 395	30	PROVES + Pilaks	ATACORA
14	6877060	FETEKOU	6 335	40	PROVES	ATACORA
15	4	FIROU II	-	40	PROVES	ATACORA
16	6877069	KAOBAGOU	2 290	40	PROVES	ATACORA
17	6873681	KOUATENA	4 880	40	PROVES	ATACORA
18	6873459	KOUFORPISSIGA	3 764	20	PROVES	ATACORA
19	6881452	KOUNTORI	3 884	40	PROVES	ATACORA
20	6873496	KOUTOU	1 839	20	PROVES	ATACORA
21	6877026	OUANKOU	1 346	30	PROVES	ATACORA
22	6881462	TABOTA	2 142	20	PROVES	ATACORA
23	6873451	TANKOUARI	1 096	20	PROVES	ATACORA
24	6877042	TCHATINGOU	2 370	20	PRODERE I	ATACORA
25	6877015	TORA	4 473	15	PRODERE I	ATACORA
26	6873913	FOMBAOUI	2 643	30	PROVES + Pilaks	BORGOU
<b>14</b>	<b>Total</b>		<b>39 457</b>	<b>405</b>		

27	6881478	GOUROU (BOUANRI II)	2 576	40	PROVES	BORGOU
28	6874051	KABO	13 930	75	PROVES + PRODERE I	BORGOU
29	6873975	MAREGOUROU	7 864	40	PROVES	BORGOU
30	6881481	OUENOU NIKKI	3 259	40	PROVES	BORGOU
31	6873909	SAKABANSI	17 008	40	PROVES	BORGOU
32	6881480	SUYA	2 385	20	PROVES	BORGOU
33	6874057	TANDOU	13 076	16	PRODERE I + Pilaks	BORGOU
34	6881479	TASSO	3 471	30	PROVES + Pilaks	BORGOU
<b>8</b>	<b>Total</b>		<b>63 569</b>	<b>301</b>		

35	6881534	AKOFODJOULE	1 395	40	PROVES	COLLINES
36	6881516	BOBE	1 863	40	PROVES	COLLINES
37	6881528	DJALOUKOU	2 504	40	PROVES	COLLINES
38	6874376	DJEGBE	-	40	PROVES	COLLINES
39	6874242	IGBERE	4 825	30	Centrale thermique	COLLINES
40	6874040	KODA	2 502	20	PROVES	COLLINES
41	6881514	LOUGBA KOTAKPA	4 388	40	PROVES	COLLINES
42	6874405	OKE OWO I	2 595	20	PROVES	COLLINES
43	6874406	OKE OWO II	3 310	27	PRODERE I	COLLINES
44	6874488	OUTO	1 578	30	PROVES	COLLINES
<b>10</b>	<b>Total</b>		<b>24 960</b>	<b>327</b>		

N°	Code	Nom	Population	Minicentrale solaire (kWc)	Projet ANADER	Proposition de regroupement
45	6881600	AGBODJI	3 241	40	PROVES	COUFFO/MONO
46	2	ATOME	-	40	PROVES + Pilaks	COUFFO/MONO
47	6881602	AVLOH CENTRE	926	20	PROVES + Pilaks	COUFFO/MONO
48	1	DEDEKPOE	-	40	PROVES	COUFFO/MONO
49	6881599	GBAKPODJI	2 402	40	PROVES	COUFFO/MONO
50	6875541	HONHOUE AKLO	1 560	40	PROVES	COUFFO/MONO
51	6875848	HOUNGBADO	895	40	PROVES	COUFFO/MONO
52	7360264	KPODJI	1 960	30	PROVES	COUFFO/MONO
53	6875833	SEHOUNSA	693	40	PROVES	COUFFO/MONO
<b>9</b>	<b>Total</b>		<b>11 677</b>	<b>330</b>		

54	6881635	AWONOU	1 426	40	PROVES	OUEME/PLATEAU
55	6876298	DJOMON	761	40	PROVES	OUEME/PLATEAU
56	6876625	IKPEDJILE	5 015	40	PROVES	OUEME/PLATEAU
57	6881631	TATONNOUKON	7 027	40	PROVES	OUEME/PLATEAU
58	6918973	TOHOUE	2 499	30	PROVES	OUEME/PLATEAU
<b>5</b>	<b>Total</b>		<b>16 728</b>	<b>190</b>		

59	6881558	ALLAHE	2 781	30	PROVES	ZOU
60	6881546	DOVE	1 038	30	PROVES	ZOU
61	6874701	GOBE	953	30	PROVES	ZOU
62	6881547	MONSOUROU	1 868	30	PROVES	ZOU
63	6881549	SETTO	5 218	40	PROVES	ZOU
64	6881550	SOZOUN	1 241	20	PROVES	ZOU
65	6874732	ZOUNKON	947	20	PROVES	ZOU
66	6874833	ZOUNKPA	2 132	20	PROVES	ZOU
<b>8</b>	<b>Total</b>		<b>16 178</b>	<b>220</b>		

67	6875660	AGUE CENTRE	2 335	40		ZOU/NORD ATLANTIQUE
68	6875250	AHODJINNAKO	1 569	30	PROVES	ZOU/NORD ATLANTIQUE
69	6881582	AHOGBEYA	933	30	PROVES	ZOU/NORD ATLANTIQUE
70	6875255	AHOMADEGBE	2 100	30	PROVES	ZOU/NORD ATLANTIQUE
71	6881566	AVLAME	960	30	PROVES	ZOU/NORD ATLANTIQUE
72	6881584	BANIGBE	3 141	30	PROVES	ZOU/NORD ATLANTIQUE
73	6881627	DJIGBE AGUE	1 755	40	PROVES	ZOU/NORD ATLANTIQUE
74	6874955	DOME	3 176	30	PROVES	ZOU/NORD ATLANTIQUE
75	3	KOUSSOUKPA	-	30	PROVES	ZOU/NORD ATLANTIQUE
76	6881571	KPOKISSA	1 990	44	PRODERE I	ZOU/NORD ATLANTIQUE
77	6875287	TCHITO	2 380	30	PROVES	ZOU/NORD ATLANTIQUE
78	6881568	ZOUKOU	1 918	30	PROVES	ZOU/NORD ATLANTIQUE
<b>12</b>	<b>Total</b>		<b>22 257</b>	<b>394</b>		

### 8.3.3 Identification de lieux propices à l'implantation de points d'approvisionnement en carburant

Préconiser la mise en œuvre de centrales hybrides EnR/diesel impose de se poser la question de l'approvisionnement en carburant, tant il est difficile à l'heure actuelle de s'approvisionner dans beaucoup de régions. Les propositions faites ici sont purement théoriques mais ont pour objectif de guider les institutions dans leur réflexion.

La réflexion a été menée en considérant les « concessions SSD », les « regroupements de centrales (modélisées) » et les « regroupement de centrales existantes » proposés ci-dessus, afin d'identifier des lieux propices à l'installation de points d'approvisionnement en carburant. Les critères d'analyse ont été les suivants :

- L'analyse a été faite pour les départements situés au nord du ZOU, considérant que les départements du sud, très peuplés, disposent déjà d'un grand nombre de points d'approvisionnement
- Des points d'approvisionnement théoriques ont d'abord été identifiés, de façon à ce que toute centrale EHR se trouve à moins de 60 km d'un point d'approvisionnement
- Leur position est ensuite corrigée en les positionnant dans une ville peuplée située à proximité et proche des axes de transport

La carte ci-dessous localise les 10 lieux d'approvisionnement théorique, avant correction de leur position.

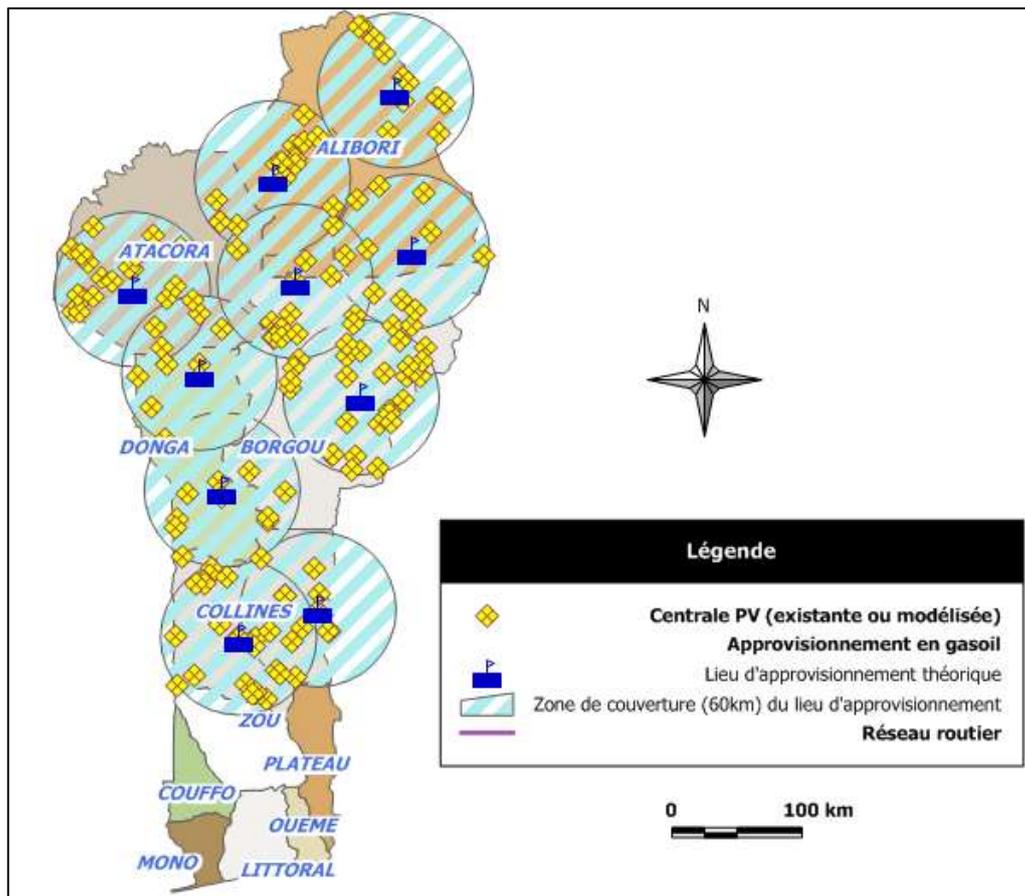
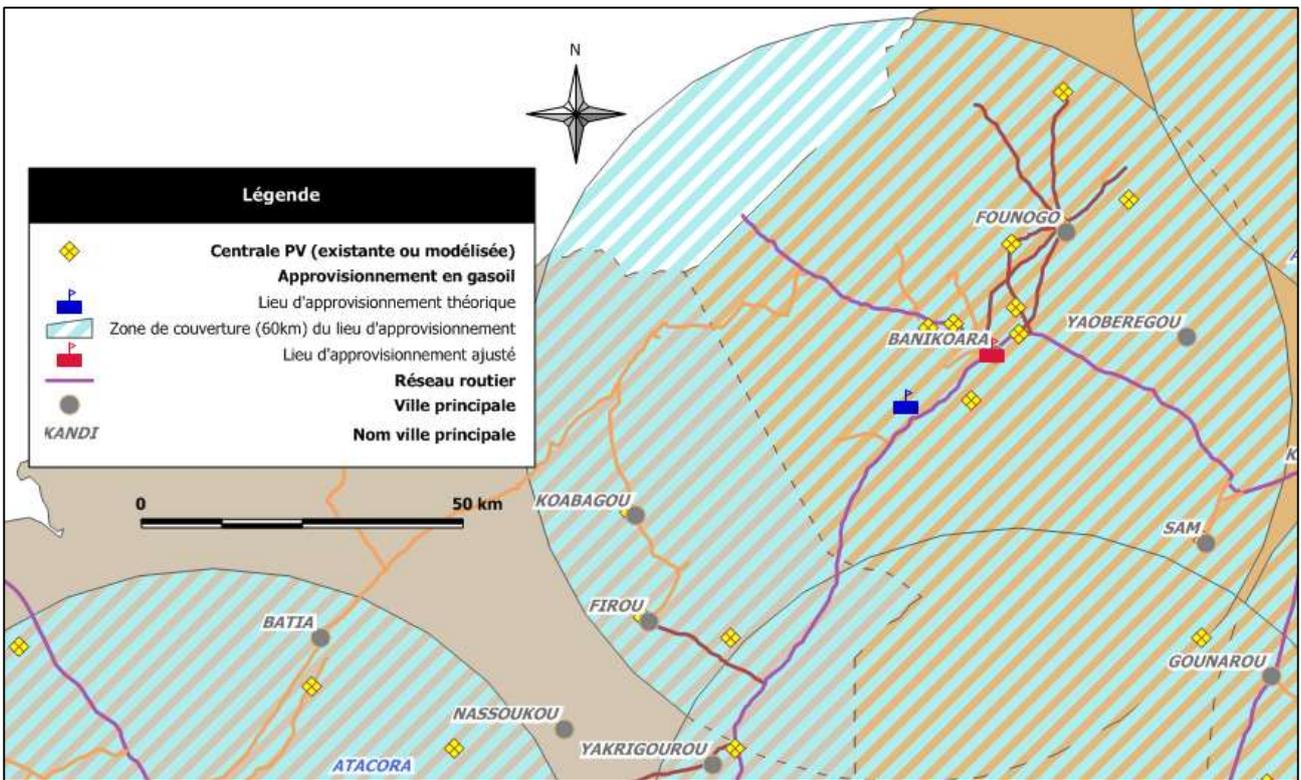
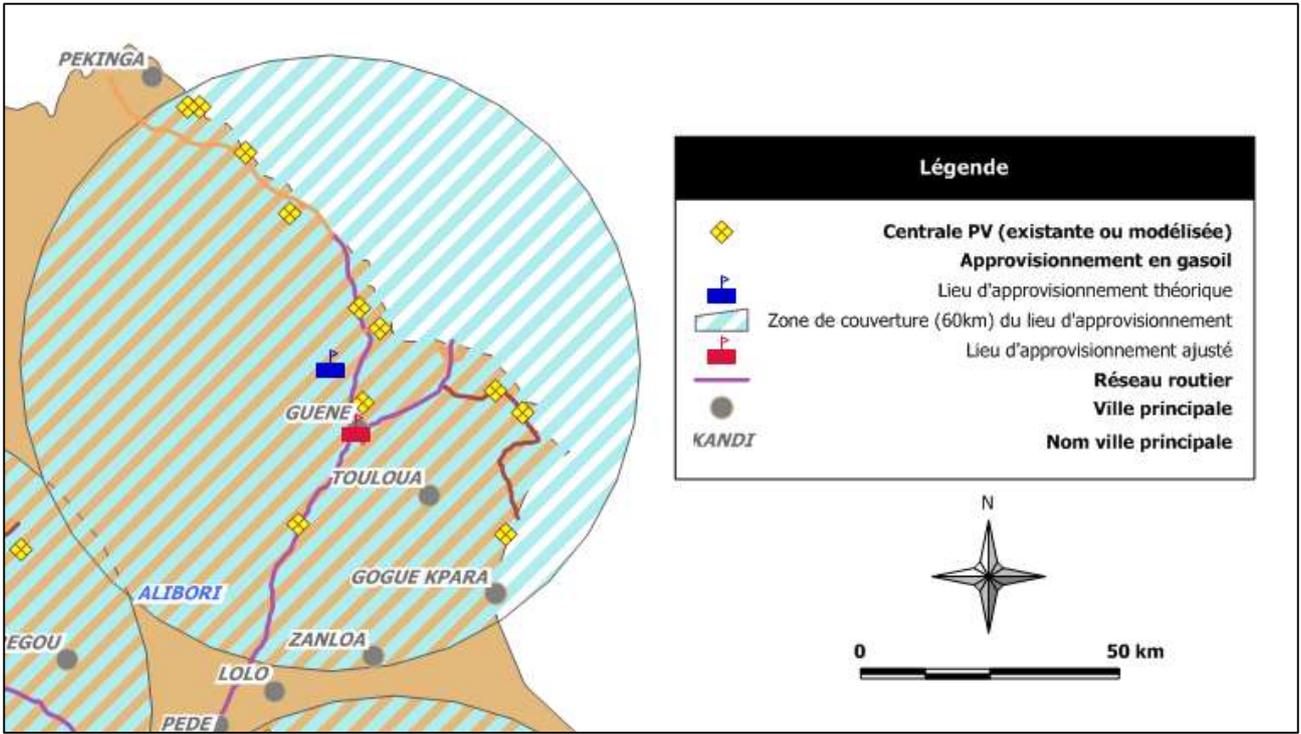
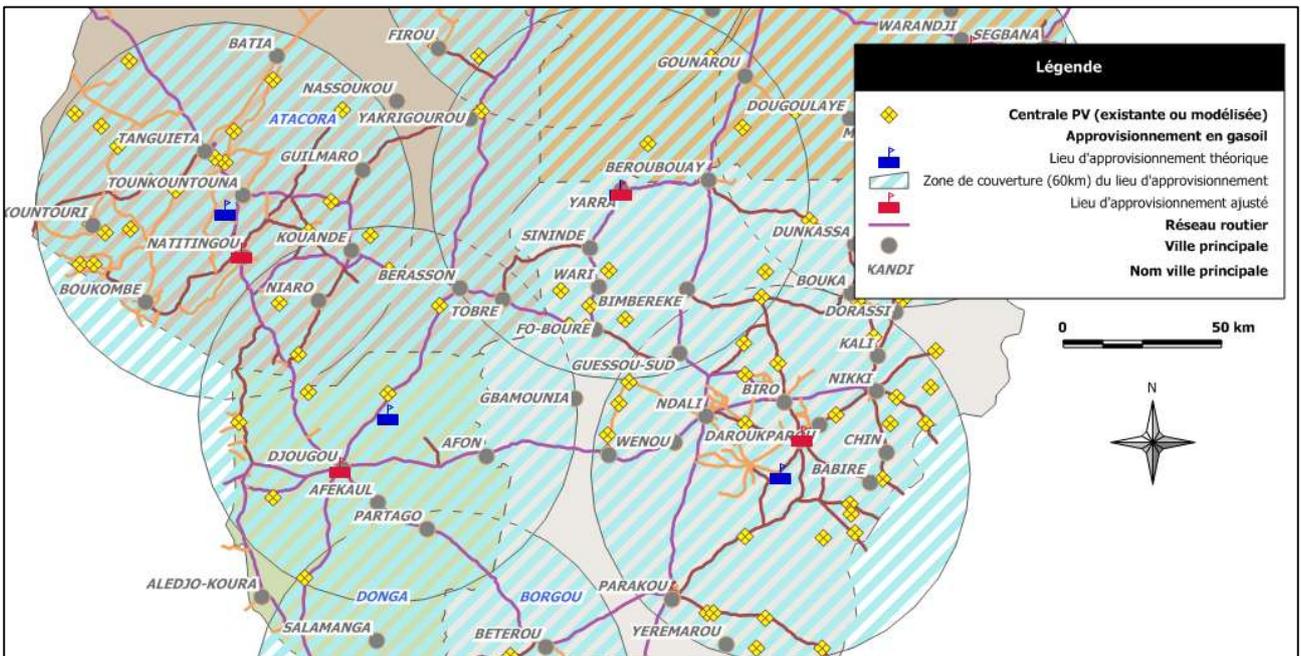
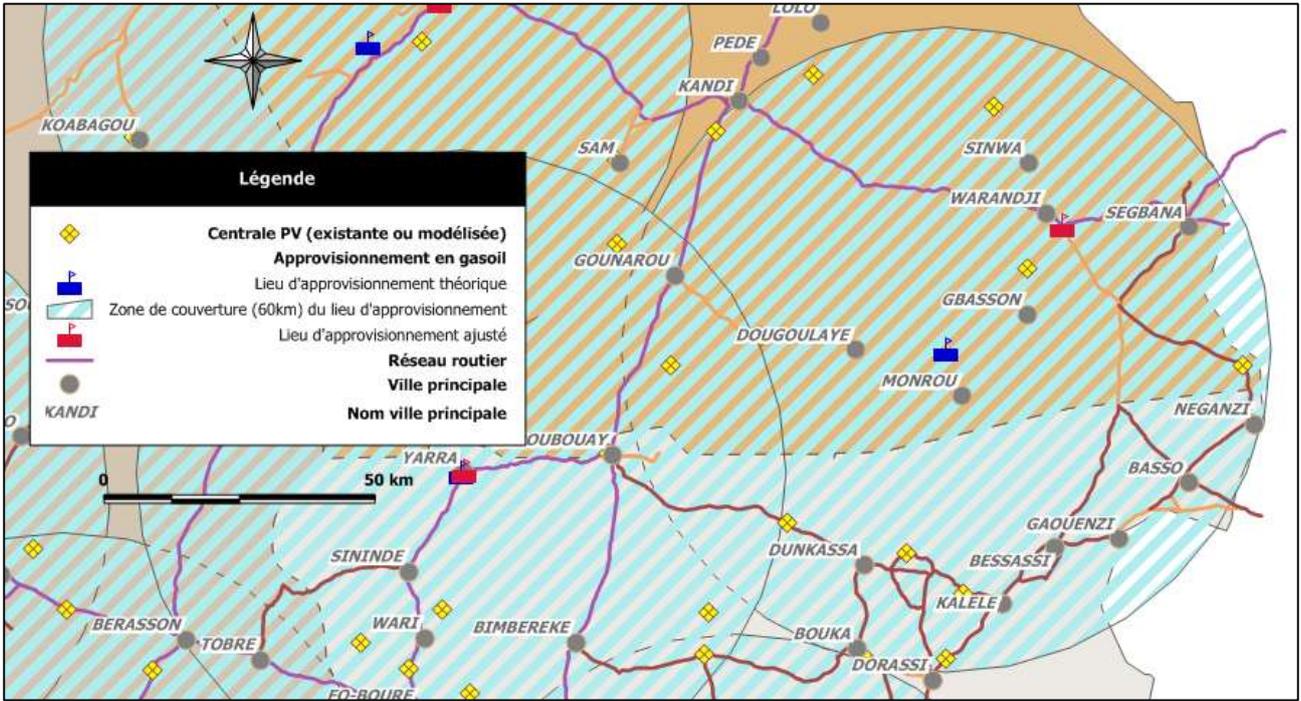


Figure 69: Lieux théoriques d'approvisionnement en gazoil

Les cartes ci-après localisent les lieux de livraison potentiels après ajustement.





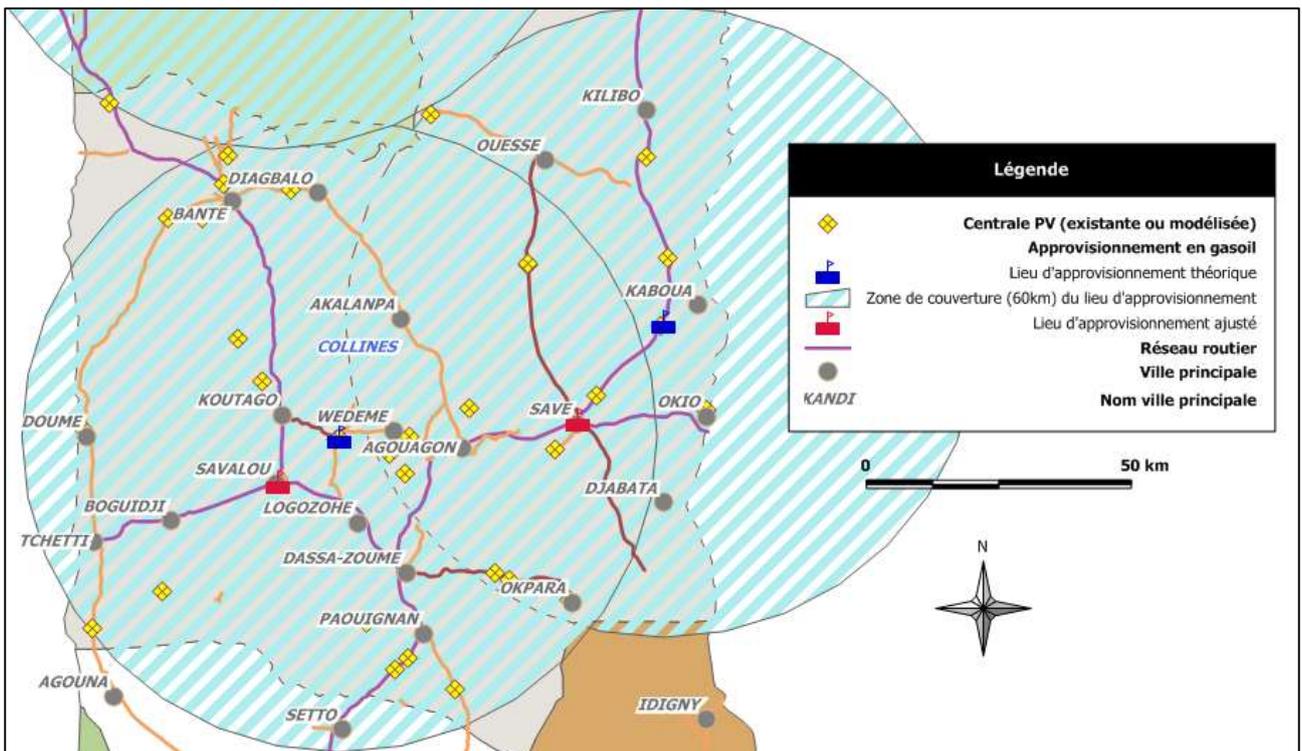
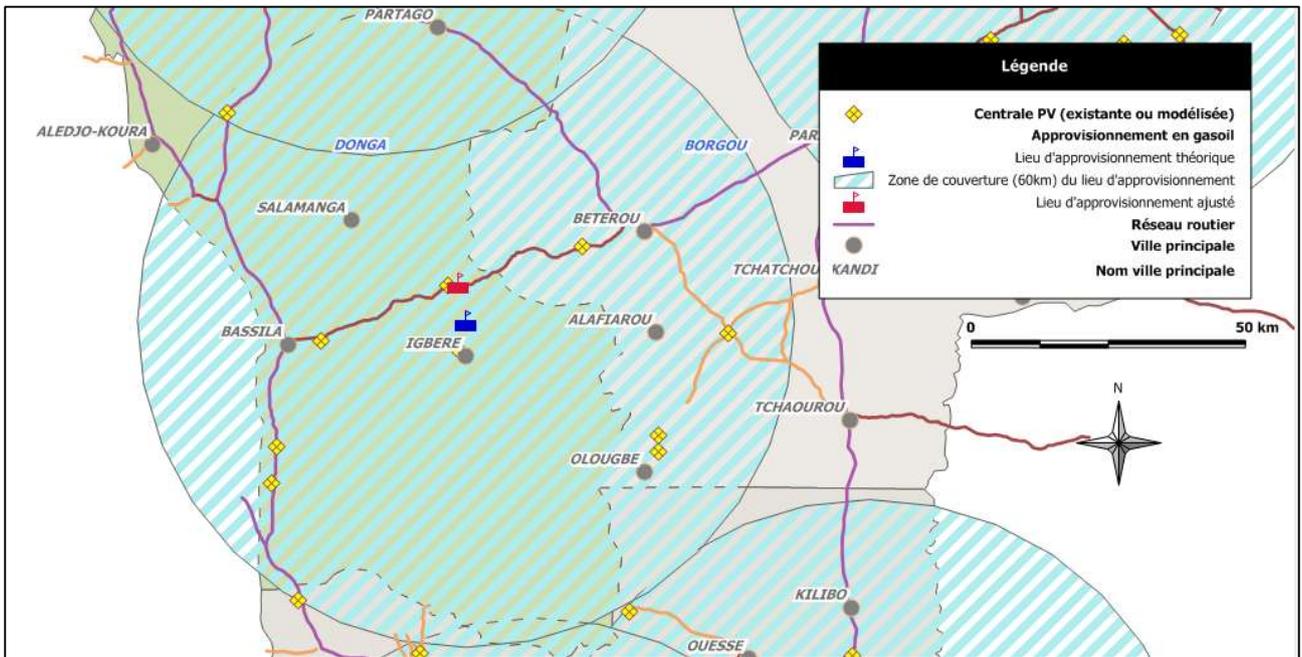


Figure 70: Lieux ajustés d'approvisionnement en gasoil

A noter que les lieux d'approvisionnement proposés demanderont à être affinés, en tenant compte des lieux d'approvisionnement existants. L'objectif était de présenter la démarche pour établir la meilleure couverture possible en carburant.

## 9 Analyse économique des projets

### 9.1 Identification des facteurs entrant dans l'analyse économique

Suivant la méthodologie prescrite par le MCC, tout projet de développement doit être en état de démontrer une viabilité économique supérieure à 10 %. Le calcul économique doit particulièrement s'attacher aux variations du niveau de revenu et des conditions de vie des bénéficiaires du projet que ce soit d'une façon directe ou indirecte. Un projet d'électrification rurale va impacter l'économie d'un ménage de différentes façons :

- Sur le plan des dépenses énergétiques, il y aura un changement par rapport à sa situation actuelle pour laquelle les dépenses consistent en l'achat de pétrole lampant, de batteries sèches, d'essence pour le petit groupe électrogène, l'achat d'électricité chez le voisin qui possède un groupe et le changement de batteries. De façon générale, le coût de cette énergie est très élevé par rapport à la qualité du service rendu, en particulier pour l'éclairage comme l'illustre le tableau ci-dessous.

Tableau 38 : Coût comparé de l'éclairage traditionnel (lampe à pétrole) et moderne (lampe basse consommation)<sup>9</sup>

	Flux lumineux en lumen	Coût du kilolumen-heure pour l'utilisateur (US\$)
Lampe tempête (kérosène)	32	1,14
Ampoule basse consommation 20 W	1 480	0,01

- Sur le plan de l'augmentation des revenus, le changement s'opère de différentes façons :
  - Le démarrage d'une nouvelle activité liée au lieu de résidence comme par exemple la production de boissons fraîches pour la vente les jours de marché
  - l'installation d'une nouvelle activité de type commercial, généralement l'installation de buvettes et de 'poissonneries' c.-à-d. la vente de produits surgelés entre autres les poissons, mais également l'installation de salon de coiffure masculine et féminine, de la fabrication de pain de glace, la charge de batterie, de cellulaires, voire une unité de mise en sachet d'eau pour la consommation.
  - la mécanisation de certaines activités manuelles telles que la couture, la broderie, la menuiserie, le collage des pneus (compresseurs)
  - l'adoption du moteur électrique pour les petits moulins, décortiqueuses etc. utilisés le jour du marché
  - l'éclairage du marché et parfois l'instauration de nouvelles habitudes avec les marchés nocturnes
  - l'éclairage qui permet de prolonger la journée de travail.
- Sur le plan de la santé, de l'éducation et de la sécurité, le changement se traduit :
  - Par un meilleur accès aux soins de santé, les populations améliorent leurs conditions de santé, principalement pour ce qui concerne les enfants, réduisent leurs dépenses en frais de santé et ont en principe des conditions de productivité améliorées par la réduction des jours d'inactivité. Des études sur les impacts de l'électrification rurale en Afrique du Sud ont démontré que l'électrification, et ses corollaires en termes d'accès facilité à l'eau potable et aux services de santé a permis de libérer la femme d'un certain nombre de tâches

<sup>9</sup> Source : D'après Meier et al. (2010, 42-47) MEIER P., TUNTIVATE V., BARNES D., BOGACH S., FARCHY D. (2010) Peru: National Survey of Rural Household Energy Use, Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank Group, 190 p.

ménagères, ce qui lui a permis de développer des activités génératrices de revenus en relation avec son domicile ou en créant une microentreprise<sup>10</sup>

- En termes d'impact sur l'éducation, on suppose généralement que l'éclairage ou l'accès à des équipements pédagogiques modernes comme l'informatique dans les écoles peut améliorer l'apprentissage en classe, et que les enfants avec un éclairage électrique dans leur maison développeront probablement des habitudes d'étude plus efficaces. L'amélioration du rendement des élèves doit se traduire par un accroissement de la scolarité, et devrait entraîner une augmentation de l'effectif des classes supérieures. Les travaux de Lipscomb, Mobarak et Barham (2013) montrent que le fait de passer de l'absence de service électrique à l'électrification complète d'une région rurale au Brésil entraîne (i) une réduction du taux d'analphabétisme de 8 % et (ii) une diminution de 21% la proportion de la population ayant moins de quatre ans d'études. Les gains les plus importants ont été observés en termes de nombre d'années de scolarité pour les enfants des zones approvisionnées (augmentation de 72%). Cela suggère que plus d'enfants ont obtenu une éducation post-primaire, ce qui doit à terme entraîner une augmentation de la productivité du travail et l'introduction d'innovations. De même, des enquêtes récentes menées au Burkina Faso mettent en avant une amélioration du taux d'achèvement dans les écoles à partir du moment où celles-ci mettent des lampes à disposition des élèves (source Ministère de l'Éducation Nationale et de l'Alphabétisation du Burkina Faso) Toutefois la valeur monétarisée de ces bénéfices n'est pas directement quantifiable.
- Enfin un impact économique plus indirect, mais qui se matérialisera sur la durée est celui de l'utilisation d'énergie propre en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>. A cette production d'énergie propre qui contribue à la réduction des changements climatiques, on peut y attribuer une valeur monétaire en termes de réduction d'émissions par rapport à l'émission qu'engendrerait une alimentation par le réseau.

## 9.2 Evaluation monétaire de ces facteurs

### 9.2.1 Coûts évités

En théorie économique, le kilowattheure produit par un investissement EHR va effacer (i) une dépense d'énergie qui avait pour but d'assurer le service d'éclairage essentiellement basé sur le pétrole lampant, et (ii) pour les autres services électriques, l'utilisation de piles sèches, le chargement des batteries et l'utilisation de petits groupes électrogènes soit dédiée uniquement à la production d'électricité, soit en utilisation combinée avec d'autres activités comme le pompage ou la meunerie. Il faut donc estimer ce coût évité qui constitue le premier bénéfice économique de l'investissement EHR.

Une **première référence** pour quantifier les bénéfices de l'électrification viens d'Ouganda<sup>11</sup> (voir, ENEA, 2012, 17, sur l'électrification par kits solaires en Ouganda). La méthode est relativement simple à mettre en œuvre: des enquêtes rapides auprès des ménages pour déterminer leur budget énergie avant et après l'électrification suffisent à identifier cet effet et à mesurer son ampleur. L'étude fait apparaître une économie moyenne de 16 US\$ par famille et par mois, soit une valeur de 8 800 FCFA. Généralement cette baisse des

---

<sup>10</sup> The Effects of Rural Electrification on Employment: New Evidence from South Africa, Taryn Dinkelman\* Princeton University, August 2010

<sup>11</sup> ENEA Consulting (2012) Social Impact Assessment of BBOX In Uganda, December, Paris, 34 p.

coûts conduit pour les classes plus aisées à une augmentation de la consommation, comme par exemple pour l'éclairage extérieur de nuit ou via l'acquisition de nouveaux appareils<sup>12</sup>.

Une **seconde référence** est donnée par Clara KAYSER-BRILL et Pascal AUGAREILS, Projets d'accès à l'électricité: comment en mesurer les bénéfices<sup>13</sup>. Elle se base sur l'approche par le 'surplus du consommateur' développée par Peskin et Barnes<sup>14</sup>. Le surplus du consommateur est le bénéfice économique qui découle d'une réduction du coût de revient des services (éclairage, recharge de téléphone portable, ....) liée à l'accès à l'électricité. L'étude conduite pour une zone reculée du Libéria estime le surplus mensuel théorique attribuable à l'éclairage et à la recharge de téléphones portables à respectivement 15 et 2 USD pour 74% de la population aux revenus bas. Ce surplus atteint 37 et 3,7 USD pour les 2% de la population ayant des revenus hauts. L'importance du surplus pour l'éclairage s'explique autant par le coût élevé des piles ou du pétrole lampant en situation non électrifiée que par l'amélioration significative de la qualité de l'éclairage. L'étude mentionne qu'en l'absence d'accès à l'électricité, le budget consacré à la recharge des téléphones portables (effectuée à l'extérieur dans des kiosques spécialisés) peut atteindre le quart du budget énergie des ménages. Le coût de revient du kWh est exorbitant, et peut dépasser 15 US\$/kWh.

**La troisième référence** pour fixer le niveau des coûts évités est l'Enquête sur la consommation d'électricité – Rapport Ménage, de juillet 2015 diligentée par le MCA-BENIN 2 et réalisée par l'INSAE. Cette enquête donne une première estimation des coûts évités par une électrification EHR.

Dans les zones rurales, 73 % des populations non desservies par la SBEE utilisaient toujours le pétrole lampant en 2015, 20% utilisaient des groupes électrogènes, 1% utilisait la recharge de batteries, 4% l'éclairage solaire (lampes ou kits solaires), les quelques pourcents restant ayant recours aux piles sèches (qui sont aussi d'ailleurs largement utilisées par les autres groupes de population), et aux bougies.

Tableau 39 : Dépenses en énergie suivant l'enquête sur la consommation d'électricité au Bénin, rapport ménage 2015

	Dépense moyenne mensuelle par ménage en FCFA	Variation en termes de niveau d'éducation du chef de ménage	Variation régionale
Branchement SBEE	10.759	5.000 – 15.000	5.200 – 16.000
Branchement sous-traitée	5.990	Pas de variation notable	2.800 - 18.000
Groupe électrogène	5.002	Pas de variation notable	2.850 – 18.000
Pétrole lampant	2.632		
Energie solaire	2.743		
Batterie	2.117		
Piles sèche	1.396		
Bougie	575		
GPL	2.708		

Notons que l'analyse de l'INSAE sur les groupes électrogènes montre que la quantité d'énergie électrique livrée est contrainte par différents facteurs : (i) le coût et la disponibilité de l'essence ou du gazoil, (ii) la capacité souvent trop petite du groupe par rapport à la demande et (iii) le manque de disponibilité du groupe en raison de panne.

Le GPL est pour partie utilisé pour la réfrigération dans les zones non desservies.

<sup>12</sup> R. Massé en Afrique du Sud auprès des clients de Kwazulu Energy Services (Jobert et Massé, 2010, 27) : « 80% des clients [de Kwazulu Energy Services] estiment que leurs dépenses pour l'éclairage, la télévision, la radio, les lampes torches ont diminué depuis qu'ils ont accès à l'électricité » alors que les enquêtes montrent a contrario une augmentation pour 37% d'entre eux.

<sup>13</sup> Mondes en Développement Vol.44-2016/4-n°176

<sup>14</sup> Etudes d'impact des programmes d'électrification rurale en Afrique subsaharienne, Tanguy Bernard AFD Janvier 2010

Cette première analyse permet de calibrer un niveau de dépenses variant de 2.800 à 18.000 FCFA, et qui comprend différentes composantes. Ce niveau de dépenses varie en fonction des revenus des ménages qui en moyenne pour le chef de ménage est de 82.930 FCFA/mois sur l'échantillon du milieu rural avec un niveau d'épargne de 15.500 FCFA/mois, sachant que 53% de l'échantillon est en capacité d'épargner.

La **quatrième référence** est constituée par les trois premières études approfondies des concessions d'électrification rurale, rapport CER1 à 3 pour l'Ouémé et le Plateau de décembre 2016, réalisées par le groupement Ginger-Burgeap, IGIPAFrique et Nodalis.

Dans cette étude une enquête ménage sur la capacité à payer un service électrique moderne a été réalisée sur un échantillon de 551 localités couvrant une population de 29.704 personnes et 5.257 ménages, sélectionnés dans 9 communes des départements de l'Ouémé et du Plateau.

Cette étude a analysé la disposition des populations non desservies, à payer un service électrique. Cette disposition à payer se fonde sur l'évaluation des dépenses énergétiques réelles substituables, sur le niveau mensuel d'une facture électrique que le ménage serait prêt à payer et sur le niveau du ticket d'accès au service en termes de paiement initial pour le branchement/installation intérieure ou le paiement initial pour un kit solaire. Le résultat de cette étude est illustré par la figure suivante.

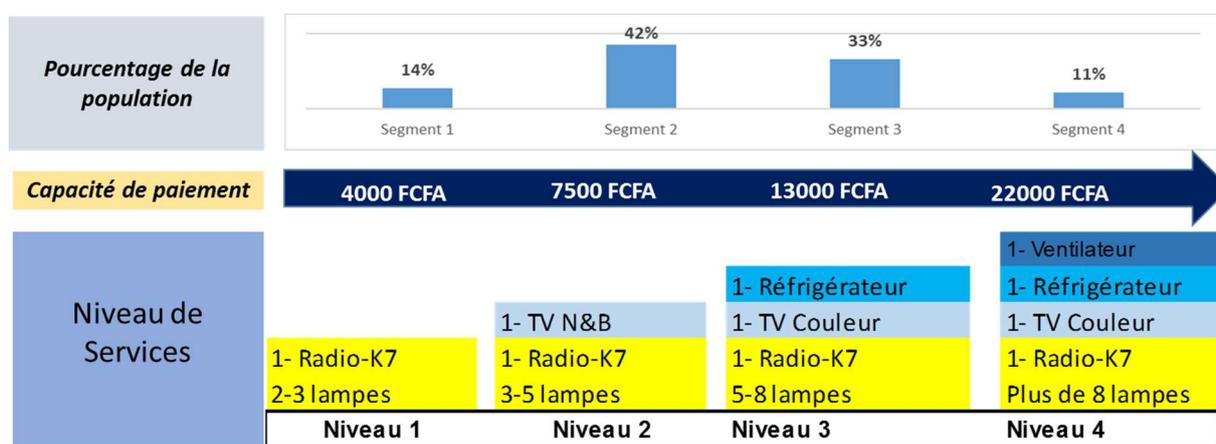


Figure 71 : Capacité à payer des ménages non desservis suivant le niveau de service<sup>15</sup>

Ici l'étude a identifié quatre segments de marché pour des consommations typiques de 5, 15, 45 et 60 kWh/mois avec une clientèle se concentrant sur les segments intermédiaires 2 et 3, regroupant respectivement 42% et 33% des consommateurs potentiels; ces segments étant fixés sur la base des revenus des ménages interrogés.

#### Calibrage des coûts évités - L'évaluation économique du PDEHR

Pour les solutions de mini-réseaux, le PDEHR se base sur une segmentation du marché en trois classes comme appelé dans le tableau ci-après

Tableau 40 : Consommation unitaire par type d'abonnés.

Type d'abonnés	% du nombre total d'abonnés	kWh/mois	Part de marché
T1	30%	25	10%
T2	50%	80	40%
T3	20%	163	50%
Consommation moyenne consolidée		80,1	kWh/mois

<sup>15</sup> Page 08/2016 – p.61 du rapport 'Etudes approfondies des concessions d'électrification rurale', rapport CER1 à 3 pour l'Ouémé et le Plateau de décembre 2016, réalisées par le groupement Ginger-Burgeap, IGIPAFrique et Nodalis

Ce calibrage prend en compte la taille moyenne des classes de consommateurs et le fait que l'étude sur les CER ne porte que sur les deux départements de l'Ouémé et du Plateau.

Suivant l'enquête INSAE citée précédemment, le niveau de revenu des chefs de ménages des départements de l'Ouémé et du Plateau sont 5,5% plus élevés que la moyenne de l'échantillon pour l'ensemble du pays.

Tableau 41: Calibrage de l'enquête de l'étude CER pour le Bénin

	niveau 1	niveau 2	niveau 3	niveau 4
Ventilation des abonnés	14%	42%	33%	11%
Conso. de réf. kWh/mois	5	15	44	60
Coûts évités FCFA/mois	4.000	7.500	13.000	22.000
Corrigé (-5,5%) FCFA/mois	3.780	7.088	12.285	20.790

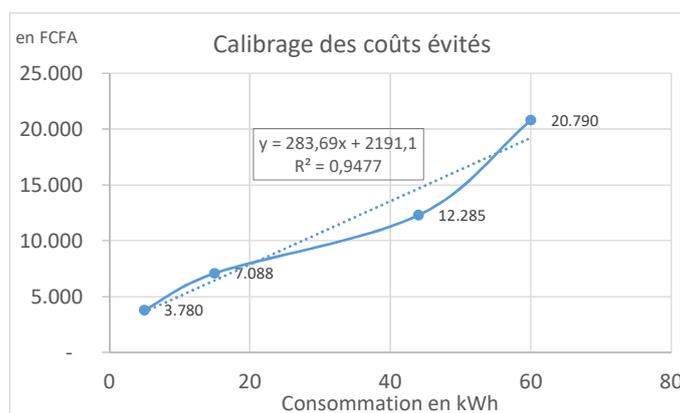


Figure 72 : Régression linéaire de la valeur des coûts évités.

Pour l'analyse des résultats des simulations GEOSIM, les valeurs des coûts évités par l'électrification sont indiquées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 42 : Valeurs des consommations évitées pour l'analyse des résultats des simulations GEOSIM

Segment de marché	30%	50%	20%
Consommation de référence en kWh	25	80	163
Coûts évités en FCFA	9.288	24.902	48.465
Coûts évités arrondis	9.500	25.000	48.500

### 9.2.2 Développement de l'emploi et de la productivité

Cet aspect important de l'impact de l'électrification rurale est assez mal documenté dans la littérature. Dinkelman cité précédemment, démontre qu'en Afrique du Sud l'électrification a renforcé l'intégration des femmes au marché du travail, même si les salaires ou revenus féminins restaient inférieurs à ceux des hommes.

The Welfare Impact of Rural Electrification: A Reassessment of the Costs and Benefits, An IEG Impact Evaluation, publication World Bank 2008, constitue également une autre référence.

<b>Table 5.5: Rural Electrification Benefits (US\$ per household per month)</b>				
<b>Benefit</b>	<b>Philippines</b>	<b>Peru</b>	<b>Lao PDR</b>	<b>Bolivia</b>
Lighting	7.36 <sup>a</sup>	16.16	5.60	12.24
TV	15.11	8.5	2.22	4
Radio	(included in TV)	Not estimated	Not estimated	Not estimated
Education	12.46	Not estimated	Not estimated	Not estimated
Time saved for household chores/increased leisure	5.30	5.5	5.5	5.5
Productivity home business: existing business	6.30	0.0	3.40	Not estimated
Productivity home business: new business	5.25	0.0	2.35	Not estimated
Improved health	0	0.02	0.02	Not estimated
Reduced fertility	Not estimated	0.08	0.08	Not estimated
Increased agricultural productivity	0	0	Not estimated	Not estimated
Public good benefits (including security)	Not estimated	Not estimated	Not estimated	Not estimated
Reduced pollution (global benefits) <sup>b</sup>	Not estimated	0.24	0.15	0.20

Source: IEG data.

a. IEG estimates for the Philippines differ from those by ESMAP (2002) because that study used a linear demand curve.

b. Applies to off-grid beneficiary households only. Assumes 0.6 ton of CO<sub>2</sub>/MWh priced at \$8/ton of CO<sub>2</sub>.

Le tableau donne une valeur de l'augmentation du revenu moyen des ménages de 11,75 dollars pour un ménage des Philippines et seulement 6,75 dollars pour un ménage du Lao PDR. Les consommations moyennes des ménages des Philippines et du Lao PDR sont respectivement de 65 et 42 kWh par mois. Le ratio de bénéfices lié au gain de productivité au niveau des ménages est de 18 cUSD/kWh pour les Philippines et de 0,16 cUSD pour les habitants du Laos PDR, soit en FCFA les valeurs respectivement de 101 et 88 FCFA/kWh utilisé. Pour ce qui nous concerne, à savoir l'approche et le calibrage de cet impact pour le Bénin, l'approche reste sommaire et empirique, basée sur les informations qui ont pu être recueillies lors des visites de terrain de localités électrifiées par mini-réseau ou en passe de l'être.

En termes de nouvelles activités génératrices d'emplois ou de revenus, les constats faits pour un village de 2.500 habitants sont les suivants :

- Au niveau des ménages, il s'agit principalement de réfrigérateurs et de congélateurs pour la vente de boissons fraîches et pour la vente de surgelés sous la dénomination de poissonnerie. La vente se fait du domicile de la ménagère. Dans le cas de poissonnerie, une boutique ventilée peut être construite. En moyenne, on trouve de 3 à 6 points de ventes de boissons fraîches et 1 poissonnerie.
- L'installation de buvettes avec musique et télévision, qui se trouvent autour du centre du village en proximité du marché, en moyenne de 4 à 5
- L'installation de coiffeuses qui sinon iraient développer leur activité dans la première localité électrifiée la plus proche, et l'utilisation de tondeuses électriques des coiffeurs pour homme. Ils/elles sont de l'ordre de 5 à 6 coiffeurs et coiffeuses par localité.
- La motorisation des machines à coudre des tailleurs et couturières de la localité, et l'acquisition de machine à broder. On compte 6 à 8 couturières/tailleurs par localité. L'installation de petites unités de meunerie ou de décorticage (de quelques kW de puissance) qui peuvent être de l'ordre de 4 à 5 en complément des meuniers traditionnels

- L'installation de nouvelles activités comme la fabrication de pain de glace, de l'eau en sachet
- La charge des cellulaires et des batteries (8 points de chargement)
- La vente d'eau des AEV, qui génère des revenus en termes de fontainiers et en redevance à la commune. La marge des fermiers des AEVs n'est pas comptabilisée au niveau du village mais pourrait l'être au niveau de la commune ou du département. Cette marge est généralement importante
- Les activités liées à la centrale électrique comme les gardiens qui reçoivent un salaire et les défraiements du comité villageois.

Tableau 43 : Chiffrage du revenu généré par une centrale solaire

en FCFA	Investissement	Revenus mensuels	Nombre	Recettes annuelles	Amortissement annuel	Revenu net annuel
Buvettes	150.000	50.000	5	3.000.000	37.500	2.812.500
Frigos ménages	60.000	20.000	5	1.200.000	15.000	1.125.000
Poissonnerie	80.000	30.000	1	360.000	20.000	340.000
Coiffeur/coiffeuse	40.000	40.000	4	1.920.000	10.000	1.880.000
Couturière	40.000	20.000	6	1.440.000	8.000	1.392.000
Décorticage moulin	120.000	30.000	4	1.440.000	24.000	1.344.000
Charges de cellulaires ou de batteries	30.000	35.000	8	3.360.000	7.500	3.300.000
Gestion de la centrale		35.000	3	1.260.000	0	1.260.000
Gestion des BF de l'AEV		18.000	5	1.080.000	-	1.080.000
Redevance commune - AEV		18.500	1	222.000	-	222.000
Marge du fermier - AEV			1	2.000.000		2.000.000
Per diems comité villageois		1000	5	60.000	-	60.000
Total				17.342.000		16.815.500

Au total l'installation d'un mini-réseau alimenté par une centrale de 50 kWc pourrait générer une augmentation de revenus de l'ordre de 11 millions de FCFA/an.

La centrale produit en théorie environ 71 MWh par an et en vend 57,2 MWh. Les données terrain donnent des chiffres légèrement inférieurs autour de 50 MWh par an. Pour ne pas être trop optimiste, une valeur de 52 MWh sera considérée. De plus, des AEVs existent dans certaines communes. On ne peut donc pas attribuer les gains liés à la création d'emplois ou de valeur ajoutée dans toutes les localités. Par contre on pourra comptabiliser l'économie de gazoil qui est de l'ordre de 250 FCFA/kWh, soit pour une puissance de 5 kWc pour le pompage une économie de 7 MWh/an, soit une économie de 1,750 Millions de FCFA par an.

**En supposant que la moitié des localités ont une AEV fonctionnelle, le bénéfice d'une centrale solaire de 50 kWc sera de l'ordre de 16 millions de FCFA, soit un gain économique de 308 FCFA/kWh consommé.**

### 9.2.3 Gains environnementaux

La mobilisation des EnR dans la production d'électricité hors réseau permet sur le plan national de réduire les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), qui sert de référence pour attribuer une valeur monétaire au gain environnemental.

La référence nationale est de 376 g CO<sub>2</sub>/kWh établie de la façon suivante :

- 91,5% d'énergie de la CEB essentiellement importée : du Ghana pour 25%<sup>16</sup> et du Nigéria pour 75%, avec respectivement des taux d'émissions de 125 et 304 g CO<sub>2</sub>/kWh<sup>17</sup>
- 8,5%<sup>18</sup> de production thermique de la SBEE et autres avec un taux d'émission de 883 g CO<sub>2</sub>/kWh.

Cette référence nationale sera majorée de 15% pour tenir compte des pertes en lignes.

<sup>16</sup> Rapport d'activités CEB 2015

<sup>17</sup> Sunearthtool.com

<sup>18</sup> Rapport statistique annuel 2015 SBEE

La production EnRs des différentes sources d'énergies génère également une production de CO<sub>2</sub>, liée à la fabrication des équipements, l'hybridation de ces technologies avec de la production diesel etc.

La biomasse peut également avoir une utilisation alternative (usages « concurrentiels ») comme par exemple un matériau de construction. Dans ce cas le CO<sub>2</sub> potentiel qu'elle contient est stocké pendant la période d'utilisation du matériau en question. Si elle est utilisée comme engrais ou aliment pour bétail, le carbone contenu est retourné à la nature assez rapidement. Par contre si elle consiste en une plantation à rotation rapide, on peut aussi dire que le carbone émis est capté par la rotation rapide de la production de bois. L'ADEME donne pour différentes technologies un facteur d'émission de 23 à 41 gCO<sub>2</sub>/kWh<sup>19</sup>.

Le taux de rentabilité économique est calculé à la fois sur la base des populations résidant dans les localités ou grappes de localités (cluster) considérées et doit également inclure l'impact économique sur la population de couverture (voir Analyse Spatiale).

Tableau 44 : Gains en émission de CO<sub>2</sub> par rapport à la référence SBEE

	Emission unitaire gCO <sub>2</sub> /kWh <sup>20</sup>	Part de la production thermique	Emission pondérée gCO <sub>2</sub> /kWh	Gain en CO <sub>2</sub> gCO <sub>2</sub> /kWh*	Gain en FCFA/kWh
Hydro-électricité	24	0%	24,00	352,00	1,2
Biomasse	40	15%	166,45	209,55	0,7
Solaire PV	48	33%	327,39	48,61	0,2
Production thermique	883 <sup>21</sup>				

\*Référence nationale moins l'émission pondérée de l'alternative

Compte tenu du niveau d'émission de référence relativement décarboné du Bénin, de l'hybridation des centrales solaires à 33 % et de la contribution de 15% de la production thermique dans les solutions à base de biomasse, **le bénéfice économique lié à l'environnement des solutions EHR reste relativement marginal.**

### 9.3 Evaluation économique du PDEHR

Trois types de technologies de production sont considérés par le PDEHR pour les solutions d'approvisionnements par mini-réseau. Il s'agit des centrales solaires/diesel, des centrales biomasse/diesel, qui viendront en substitution aux centrales solaires là où les ressources disponibles seraient propices, et quelques sites hydroélectriques.

Les simulations pour les centrales solaires ont été réalisées sur un ensemble de 205 clusters de localités au sein desquels les distances entre localités sont inférieures à 1 km. Ces clusters rassemblent de 2 à 4 localités chacun, autour d'une localité principale qui donne le nom au cluster.

Le calcul économique est effectué à 2 niveaux, d'abord pour la localité ou le cluster de localités, puis en considérant également l'ensemble de la population de couverture.

La population de couverture autre que celle habitant dans la localité va effectivement bénéficier du service électrique d'une façon directe et indirecte. La majorité de la population de couverture habite à moins de quelques km du centre de la localité électrifiée, et pourra bénéficier d'un certain nombre de services de proximité et de facilités commerciales, qui lui éviteront de se déplacer deux à trois fois par mois à la ville électrifiée la plus proche, c'est-à-dire à 10 ou 15 km. Les coûts de ces déplacements évités sont de l'ordre de 1.100 ou trois litres d'essence par mois.

<sup>19</sup> [http://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD\\_DOC\\_FR/index.htm?renouvelable.htm](http://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?renouvelable.htm)

<sup>20</sup> Référence IPCC

<sup>21</sup> Sur la base d'une consommation de gazoil de 275 g/kWh et d'un taux d'émission de 3,21 gCO<sub>2</sub>/g de gazoil (norme IPCC)

### 9.3.1 Détails des calculs

La simulation des 205 projets a été faite sur GEOSIM qui calcule les données suivantes :

- Les investissements relatifs aux différents éléments du système d'approvisionnement en énergie comprenant : le champ solaire avec ses supports, le parc de batteries, les convertisseurs électriques, les bâtiments, le réseau basse-tension et les branchements y compris compteurs
- La valeur résiduelle de l'ensemble de ces équipements en fin de période d'évaluation économique.
- Les coûts de gestion de la centrale et du réseau, ainsi que les coûts liés à la commercialisation de l'électricité.

Ces éléments constituent le coût économique de l'approvisionnement en énergie pour la période d'évaluation, et ceci indépendamment de toute politique tarifaire et fiscale.

Les gains économiques ne sont pas liés au paiement du tarif. Comme présenté précédemment, ces gains sont constitués de 3 éléments principaux :

- le coût évité de l'énergie que payaient ou auraient pu payer les bénéficiaires du nouveau système électrique.

Tableau 45 : Rappel des valeurs des consommations évitées pour l'analyse des résultats des simulations GEOSIM

Segment de marché	30%	50%	20%
Consommation de référence en kWh	25	80	163
Coûts évités arrondis en FCFA	9.500	25.000	48.500

- La création d'emplois de valeurs ajoutées, qui résulte de l'arrivée de l'électricité. La valeur retenue est de 16 million de FCFA par an pour une localité de 2 500 habitants, et sera régulée en fonction de la taille de la localité
- L'impact environnemental d'une nouvelle source d'énergie est calculé sur la base d'une production d'énergie plus décarbonée que celle de référence de la SBEE. Ce gain économique reste très marginal pour un pays comme le Bénin, pour lequel le mix énergétique à une part importante d'hydroélectricité et de production gazière.

Ces trois éléments ont été précisés en début de chapitre.

De plus, on considérera pour les populations de la zone d'influence de la localité électrifiée, qu'en moyenne chaque ménage aura un gain monétaire forfaitaire de 13 200 FCFA/an (soit trois litres d'essence/mois) du fait d'un accès facilité à certaines fonctions ou services qu'ils devaient chercher dans une localité électrifiée plus éloignée, comme par exemple la charge de cellulaire, le salon de coiffure féminine, l'atelier de broderie, l'achat de poisson etc..

### 9.3.2 Centrales solaires/diesel et mini-réseaux

Le modèle GEOSIM calcule également le coût actualisé de la fourniture d'un kWh à la sortie de la centrale et chez le consommateur, pour un taux d'actualisation de 10 %. Ce coût économique est exempt de toute taxe et d'aides au financement.

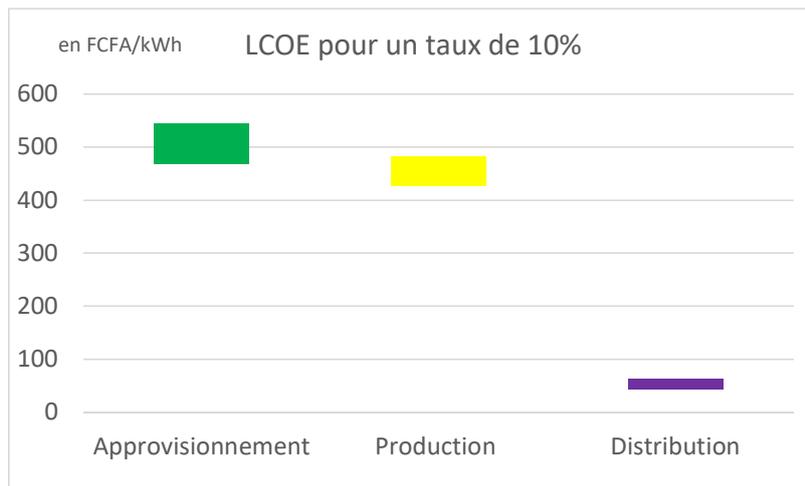


Figure 73 : Plage de LCOEs pour l'approvisionnement par centrale solaire/diesel

Il est à noter que ces coûts sont élevés, ceci en raison de la nature de la production solaire qui reste une technologie chère, mais également en l'absence de gros consommateurs qui puissent permettre une réduction des coûts de distribution (42 à 63 FCFA/kWh).

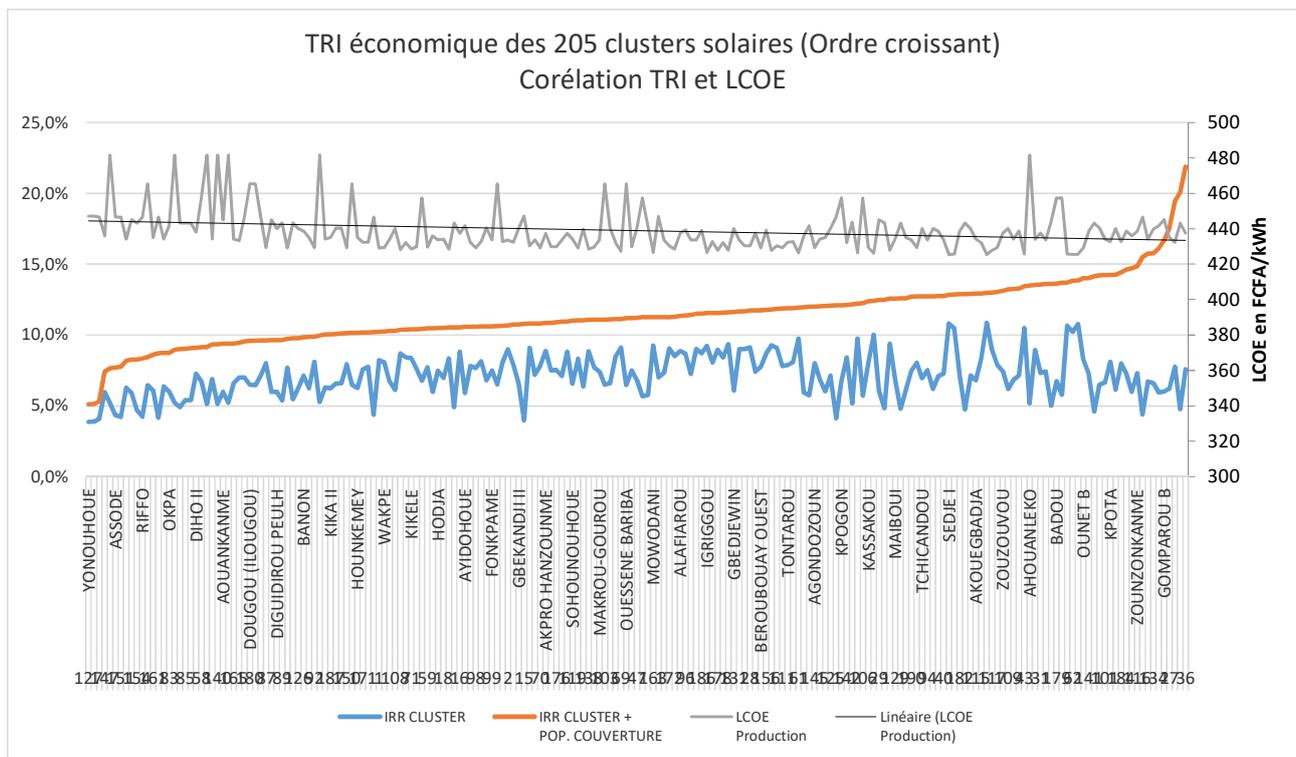


Figure 74 : Taux de rendement économique des 205 projets solaires

La première constatation est que les projets solaires n'atteignent pas tous la barre d'un rendement économique de 10%, (de 4 à 11% pour les bénéfices direct sur la localité et de 4 à 20% pour les bénéfices étendus à la population de couverture). Pour tenir compte des bénéfices non monétarisés, comme le gain de temps pour les femmes libérées de la corvée du bois, de la meilleure santé et de l'éducation des enfants, d'un niveau de sécurité plus élevé dans les localités électrifiées, on devrait augmenter de 3 à 5% le taux économique résultant du calcul pour tenir compte de ces bénéfices. Le consultant propose d'accorder 3% point pour les bénéfices non monétarisés, permettant de qualifier les projets ayant un TRI supérieur à 7% pour un financement du MCC.

Compte tenu du caractère modulaire de la technologie solaire, on ne constate pas de très grands écarts sur les effets économiques directs de l'électrification, avec un TRI qui oscille entre 7 et 11%.

Par contre, il est intéressant de remarquer l'influence de la population couverte non résidente dans la localité électrifiée. L'électrification de la localité apporte un plus économique à l'ensemble du projet et à sa population de couverture comme le témoigne la réduction du nombre de grappes comprises dans l'intervalle de TRI de 3,9 à 7%. Cet impact sera également sensible pour l'exploitant qui bénéficiera d'une base commerciale étendue par les services connexes de charge de batterie et de téléphones portables.

Enfin si l'on inclut un gain de productivité lié au nombre de jours d'inactivités pour raison de maladie, pratiquement toutes les grappes proposent un TRI économique supérieur à 7%, et 162 grappes ont un tri supérieur ou égal à 10%.

Tableau 46: Taux de rentabilité économique et LCOE des projets solaires/diesel

Cluster	Nom de la localité principale de la grappe	IRR Grappe	IRR grappe + Pop. de couverture	IRR grappe + Pop.de couverture + santé	LCOE Total (10%)	Population
127	YONOUHOUE	3,9%	3,9%	5,1%	541	1.519
162	OBA TEDO	3,9%	3,9%	5,1%	541	1.522
110	HLANHONOU	4,1%	4,1%	5,3%	536	1.554
147	TOKPO	6,0%	6,0%	7,4%	503	3.025
104	KODJI DAHO	5,2%	6,2%	7,7%	544	2.741
64	ASSODE	4,3%	6,4%	7,7%	536	1.621
151	ITA SOUMBA	4,2%	6,5%	7,8%	536	1.592
77	OKOUTA-OSSE	6,3%	6,7%	8,2%	499	3.164
17	VODOME	5,9%	6,8%	8,3%	508	2.876
154	ASSA IDI OTCHE	4,7%	6,9%	8,3%	531	1.685
79	RIFFO	4,2%	7,0%	8,3%	536	1.594
177	KOUTE	6,5%	7,0%	8,5%	514	4.461
161	DOGO	6,1%	7,2%	8,6%	501	3.060
192	ADJAHA	4,2%	7,4%	8,7%	536	1.577
10	AGUIDAHOUE	6,4%	7,2%	8,7%	499	3.199
83	OKPA	6,0%	7,3%	8,7%	522	2.048
75	MALOMI	5,2%	7,5%	9,0%	544	2.747
35	GORO BANI	4,9%	7,6%	9,0%	531	1.742
85	GOGORO	5,4%	7,6%	9,0%	526	1.868
91	ASSIYO	5,4%	7,7%	9,1%	526	1.867
12	DIHO II	7,3%	7,6%	9,1%	489	4.798
58	TEME	6,7%	7,6%	9,1%	506	4.565
32	KPAKOU	5,1%	7,8%	9,1%	542	2.651
86	OKOUNFO	6,9%	7,8%	9,3%	497	3.406
140	AGOMAHAN	5,1%	7,9%	9,4%	544	2.718
203	AOUANKANME	6,0%	7,9%	9,4%	508	2.904
30	KOUBA	5,2%	8,0%	9,4%	544	2.748
165	GBANAGO	6,6%	7,9%	9,4%	498	3.283
90	FITA	7,0%	7,9%	9,5%	495	3.467
72	BAYAKOU	7,0%	8,0%	9,5%	497	4.667
180	DOUGOU (ILOUGOU)	6,5%	8,1%	9,6%	516	4.546
8	DOGBA HE	6,5%	8,1%	9,6%	514	4.460
6	GBETO	7,1%	8,1%	9,6%	497	4.745
87	DANI	8,0%	8,0%	9,6%	481	5.425
49	SOUBO	6,0%	8,2%	9,6%	508	2.897
54	DIGUIDIROU PEULH	6,0%	8,2%	9,6%	518	2.058

Cluster	Nom de la localité principale de la grappe	IRR Grappe	IRR grappe + Pop. de couverture	IRR grappe + Pop. de couverture + santé	LCOE Total (10%)	Population
89	BANIGBE	5,4%	8,3%	9,6%	526	1.860
81	IDADJO	7,7%	8,2%	9,7%	482	5.156
130	HONVE COME	5,5%	8,4%	9,8%	526	1.884
126	DJONDJIZOUME	6,2%	8,3%	9,8%	518	2.124
73	BANON	7,1%	8,3%	9,8%	509	2.465
152	HOUMBO DJEDJE	6,2%	8,3%	9,9%	501	3.138
92	GBOWELE	8,1%	8,3%	9,9%	480	5.532
68	TEBOU	5,3%	8,5%	10,0%	542	2.708
74	OKOTO	6,3%	8,5%	10,0%	499	3.173
187	KIKA II	6,2%	8,5%	10,0%	501	3.136
155	KOBEDJO	6,6%	8,6%	10,1%	514	2.279
7	HONTONOU	6,6%	8,6%	10,1%	514	2.285
150	DOKE	7,9%	8,6%	10,1%	481	5.377
188	ITCHOCOBO	6,5%	8,6%	10,2%	516	4.544
24	HOUNKEMEY	6,3%	8,7%	10,2%	501	3.148
171	GBENIKI	7,6%	8,6%	10,2%	491	3.858
189	LAHOTAN	7,8%	8,6%	10,2%	491	3.949
67	GNANFOUNOUN	4,4%	8,9%	10,2%	536	1.630
1	DJIDJOZOUN	8,2%	8,6%	10,2%	479	5.657
112	WAKPE	8,1%	8,6%	10,3%	480	5.503
169	BOUHANROU	6,7%	8,7%	10,3%	498	3.335
108	GBAFFO	6,1%	8,8%	10,3%	518	2.094
14	KPANOUKPADE	8,7%	8,7%	10,4%	477	6.106
20	AORO-NAGO	8,4%	8,7%	10,4%	486	4.420
71	KIKELE	8,4%	8,8%	10,4%	479	5.818
56	BOUGNAKOU	7,6%	8,8%	10,4%	483	5.047
122	KPODAHA 2	6,8%	8,9%	10,4%	506	4.611
59	AGBASSA	7,7%	8,9%	10,5%	483	5.147
158	KOKOROKONHOUN	6,0%	9,0%	10,5%	503	3.030
21	HODJA	7,5%	8,9%	10,5%	492	3.812
18	GOUGNIROU-BARIBA	7,0%	8,9%	10,5%	497	3.446
149	AKADJA	8,3%	8,9%	10,5%	479	5.796
124	HOUNSA	4,9%	9,1%	10,5%	531	1.742
16	TOZOUME	8,8%	8,9%	10,6%	482	7.354
136	AYIDOHOUE	5,9%	9,1%	10,6%	522	2.019
153	AKPECHI	7,8%	9,0%	10,6%	490	3.982
98	OKE OLA	7,7%	9,0%	10,6%	482	5.154
55	SANDILO	8,2%	8,9%	10,6%	488	4.235
44	GOUA	6,8%	9,1%	10,6%	514	2.347
99	FONKPAME	7,5%	9,0%	10,6%	492	3.825
144	GOGBO	6,5%	9,1%	10,6%	514	4.488
57	KORI	8,1%	9,0%	10,7%	488	4.198
2	MOWOBANI	9,0%	9,0%	10,7%	479	7.573
53	DIGUIDIROU	7,9%	9,1%	10,7%	490	4.020
143	GBEKANDJI II	6,6%	9,2%	10,7%	514	2.280
15	FANVI	4,0%	9,4%	10,8%	541	1.546
63	KPASSA	9,1%	9,1%	10,8%	478	7.717
159	OLOGO	7,2%	9,2%	10,8%	495	3.594
70	DOGUE	7,8%	9,2%	10,8%	482	5.237

Cluster	Nom de la localité principale de la grappe	IRR Grappe	IRR grappe + Pop. de couverture	IRR grappe + Pop.de couverture + santé	LCOE Total (10%)	Population
26	AKPRO HANZOUNME	8,9%	9,2%	10,8%	482	7.397
66	PASSABIA	7,5%	9,3%	10,9%	482	4.915
176	MOLLA CENTRE	7,5%	9,3%	10,9%	482	4.930
65	MADJATOM	7,1%	9,4%	10,9%	495	3.551
19	OKEITA	8,8%	9,3%	11,0%	482	7.351
119	SOHOUNOHOUE	6,6%	9,5%	11,0%	498	3.263
3	SOWE I	8,3%	9,4%	11,0%	479	5.730
93	HOUNKPOGON	6,4%	9,6%	11,0%	515	2.151
138	DOMEGBO	8,9%	9,4%	11,1%	476	6.331
5	DOKONDE	7,7%	9,5%	11,1%	483	5.136
33	MAKROU-GOUROU	7,4%	9,5%	11,1%	493	3.716
103	HOUNGOMEY	6,5%	9,5%	11,1%	516	4.542
97	AKASSA	6,6%	9,6%	11,1%	514	2.285
164	OMOU	8,5%	9,4%	11,1%	486	4.448
69	BIGUINA	9,1%	9,4%	11,1%	476	7.858
181	OUESSENE BARIBA	6,5%	9,7%	11,2%	514	4.464
118	ADJAGLIMEY	7,5%	9,6%	11,2%	482	4.914
47	TEBO	6,8%	9,6%	11,2%	514	2.345
199	SEHOGAN	5,7%	9,8%	11,3%	519	2.811
107	YOKON	5,8%	9,8%	11,3%	522	1.975
163	MOWODANI	9,3%	9,5%	11,3%	477	8.300
114	HOUNGBAME	7,0%	9,7%	11,3%	497	4.673
23	DON AKADJAMEY	7,3%	9,7%	11,3%	495	3.648
172	KARIGUI	9,0%	9,6%	11,3%	478	7.655
160	ABADAGO	8,5%	9,6%	11,3%	478	5.941
60	ALAFIAROU	8,9%	9,7%	11,4%	482	7.400
96	AHIZE	8,7%	9,7%	11,4%	484	7.102
48	GBARI	7,3%	9,8%	11,4%	495	3.618
45	GBESSAKPEROU	9,0%	9,8%	11,5%	479	7.594
186	BORI	8,7%	9,9%	11,5%	484	7.175
167	IGRIGGOU	9,2%	9,8%	11,5%	477	8.187
121	DOUMAHOU	8,1%	9,9%	11,5%	489	4.148
178	THYA	9,0%	9,9%	11,6%	475	6.459
82	YAQUI	8,4%	9,9%	11,6%	486	4.411
52	BORO	9,3%	9,9%	11,6%	473	6.989
131	GBEDJWIN	6,1%	10,2%	11,6%	518	2.083
39	MAREGUITA	9,0%	10,0%	11,7%	479	7.584
11	YARRA BARIBA	9,0%	10,0%	11,7%	480	7.818
28	BOUEROU	9,1%	10,0%	11,7%	478	7.723
76	GALATA	7,4%	10,1%	11,7%	506	2.593
42	BEROUBOUAY OUEST	7,7%	10,1%	11,7%	482	5.193
156	ITA BOLARINWA	8,7%	10,1%	11,8%	484	7.164
168	KANDEROU	9,3%	10,1%	11,8%	474	6.820
174	GAROU TEDJI	9,1%	10,1%	11,9%	478	7.709
111	LAGBAVE	7,8%	10,3%	11,9%	482	5.268
50	TONTAROU	7,9%	10,2%	11,9%	490	4.019
102	ZOUNZONSA	8,1%	10,2%	11,9%	488	4.194
61	WARI-MARO	9,8%	10,2%	11,9%	474	9.093
202	KPODJI	5,9%	10,4%	12,0%	503	3.019

Cluster	Nom de la localité principale de la grappe	IRR Grappe	IRR grappe + Pop. de couverture	IRR grappe + Pop.de couverture + santé	LCOE Total (10%)	Population
137	YEVI	5,8%	10,6%	12,0%	522	1.973
145	AGONDOZOUN	8,0%	10,4%	12,0%	481	5.420
197	COTIAKOU	6,9%	10,5%	12,0%	497	3.394
13	KPANROUN CENTRE	6,0%	10,6%	12,0%	501	3.051
125	DANSIHOUÉ	7,1%	10,5%	12,1%	512	2.410
193	KODE AKPO	4,1%	10,8%	12,1%	536	1.569
148	KPOGON	6,7%	10,6%	12,1%	506	4.579
142	IGBA	8,4%	10,4%	12,1%	486	4.418
132	AGBANOU	5,2%	10,7%	12,2%	529	1.846
175	GOUN-GOUN	9,8%	10,4%	12,2%	475	9.046
106	GOUTCHON	5,7%	10,8%	12,3%	519	2.824
196	KASSAKOU	8,0%	10,8%	12,4%	480	5.480
173	GAROU II	10,0%	10,6%	12,4%	473	9.542
29	OROUKOUARE	6,0%	11,0%	12,5%	508	2.922
84	ATESSE	4,8%	11,1%	12,5%	531	1.722
38	BOUKA-GANDO	9,4%	10,8%	12,6%	473	7.012
129	MAIBOUI	6,9%	11,0%	12,6%	497	3.416
146	HOUNGON DJINON	4,8%	11,2%	12,6%	531	1.713
113	HEDJANAWA	6,2%	11,1%	12,6%	501	3.100
190	KPAKPAME	7,5%	11,1%	12,7%	492	3.815
25	TOVIGOME	8,0%	11,1%	12,7%	481	5.448
51	TCHICANDOU	6,9%	11,2%	12,7%	512	2.355
94	TOZOUNGO	7,5%	11,1%	12,7%	492	3.833
135	SATRE	6,2%	11,2%	12,7%	518	2.116
120	ZONMONDJI	7,1%	11,2%	12,7%	509	2.454
40	KIDAROUKPEROU	7,3%	11,2%	12,7%	493	3.658
9	SEDJE I	10,8%	11,0%	12,8%	468	11.354
4	MONSO	10,5%	11,0%	12,9%	470	10.520
182	CORONCORE	7,1%	11,3%	12,9%	509	2.470
185	DIMANSOURI	4,7%	11,5%	12,9%	531	1.701
78	KPAKPAZA	7,1%	11,3%	12,9%	512	2.419
115	AKOUEGBADJA	6,8%	11,4%	12,9%	497	3.372
157	HOUEDAME	8,3%	11,3%	12,9%	486	4.359
166	FOUNOUGO A	10,9%	11,1%	13,0%	468	11.420
117	ADOUKANDJI	9,0%	11,3%	13,0%	475	6.463
34	SEKOGOUROU	7,9%	11,4%	13,0%	481	5.354
205	ZOUZOUVOU	7,4%	11,5%	13,1%	506	2.600
109	DEME	6,2%	11,7%	13,2%	518	2.116
191	SEBIOHOUÉ	6,8%	11,7%	13,2%	497	3.381
133	WADON	7,2%	11,7%	13,3%	509	2.479
43	GUERRAN-KALI (GBEKOU)	10,5%	11,6%	13,4%	470	10.549
201	AHOUANLEKO	5,2%	12,0%	13,5%	542	2.664
88	AFE-ZOUNGO	8,9%	11,8%	13,5%	480	7.509
31	HONGON	7,3%	12,0%	13,6%	506	2.562
37	DIADIA	7,4%	12,0%	13,6%	492	3.788
22	GOUSSI-KPOTA	5,0%	12,2%	13,6%	529	1.795
179	BADOU	6,7%	12,0%	13,6%	508	4.650
139	YEKON DO	5,8%	12,2%	13,7%	517	2.784
41	BOA	10,6%	11,8%	13,7%	469	10.840

Cluster	Nom de la localité principale de la grappe	IRR Grappe	IRR grappe + Pop. de couverture	IRR grappe + Pop. de couverture + santé	LCOE Total (10%)	Population
62	KPARI	10,2%	12,0%	13,8%	471	10.052
46	KOUREI	10,8%	12,0%	13,9%	468	11.264
195	OUNET B	8,3%	12,3%	14,0%	479	5.692
141	ALLANKPON	7,2%	12,4%	14,0%	509	2.502
123	ZOHOUDJI	4,6%	12,8%	14,1%	531	1.663
194	HOUINSA	6,5%	12,7%	14,2%	514	2.253
101	ATTOGOUIN	6,6%	12,6%	14,2%	498	3.303
200	KPOTA	8,1%	12,5%	14,2%	488	4.214
100	ZOUZONME	6,1%	12,7%	14,2%	518	2.099
184	SOKONGOUROU	8,0%	12,7%	14,4%	489	4.110
95	AHICON	7,2%	13,0%	14,6%	509	2.506
198	N'DAHONTA	6,0%	13,2%	14,7%	500	2.954
116	ZOUNZONKANME	7,3%	13,2%	14,9%	509	2.525
128	TCHANTCHANKPO	4,4%	14,1%	15,5%	536	1.633
80	WLA	6,7%	14,1%	15,8%	498	3.338
134	HETIN	6,6%	14,2%	15,8%	515	2.221
105	DILLI KOCHO	6,0%	14,6%	16,1%	522	2.029
170	GOMPAROU B	6,0%	15,1%	16,7%	508	2.908
27	NODI	6,2%	15,9%	17,5%	501	3.121
204	SOKOMEY	7,8%	17,7%	19,5%	491	3.946
183	GANDO-BAKA	4,8%	18,6%	20,1%	531	1.707
36	SIKKI II	7,6%	20,1%	21,9%	506	2.647

On remarquera que les localités affichant les résultats les plus médiocres, sont également celles pour lesquelles le LCOE de l'approvisionnement est plus élevé. Elles correspondent généralement aux localités les plus petites.

### 9.3.3 Centrales à biomasse

Pour la technologie de production d'électricité à l'aide d'un gazogène, 10 localités ont été identifiées dans une zone potentielle de production de déchets. Mais en l'absence de données plus précises sur l'organisation et le développement de la collecte et d'un marché de la biomasse, ces 10 clusters ont plus un caractère de projet 'pilotes' pour fixer les enjeux liés à cette technologie et n'ont qu'une valeur d'exemple.

Le coût de la technologie du gazogène est assez onéreux, de 1,7 millions d'euros par MW avec une solution de moteur dual-fuel qui permet à la fois d'utiliser le gaz produit et le gasoil. Toutefois, il est pratiquement du tiers des centrales solaires.

Un autre élément important de coût est celui du transport et de la manutention de la biomasse. Il peut varier de 10 à 20 euros la tonne au gré de distance parcourue et de la rémunération accordée aux populations locales pour l'achat et le stockage de cette matière première. Pour être conservateur dans l'évaluation économique, un coût de 20 € par tonne sera considéré.

Tableau 47 : Taux de rentabilité économique et LCOE pour les 10 clusters 'pilotes' avec centrale biomasse

Cluster	Nom de la localité principale	TRI CLUSTER	TRI CLUSTER + POP. COUVERTURE	LCOE Total (10%)	Population
10	ASSODE	59,8%	76,7%	272	1621
6	GNANFOUNOUN	60,2%	106,9%	272	1630
8	BANIGBE	67,6%	97,3%	264	1860
9	ASSIYO	67,9%	90,2%	264	1867
3	TEBOU	71,7%	105,4%	258	2478
7	FITA	73,2%	81,3%	250	3467
4	KPAKPAZA	73,5%	123,2%	259	2419
5	MALOMI	75,1%	112,0%	260	2747
1	PASSABIA	75,8%	92,6%	239	4915
2	SOWE I	107,7%	127,4%	245	5730

Sur le plan économique, la technologie de la biomasse apparaît comme très intéressante avec des taux de rendement économique supérieurs à 60 %. En comparaison avec la technologie solaire qui présente des résultats beaucoup plus mitigés, ce taux de rendement élevé s'explique par le fait que pour une taille donnée de localité, les bénéfices économiques tels que calculés sont neutres vis-à-vis de la technologie, mis à part pour la biomasse qui présente un léger avantage en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>. L'achat de la biomasse au fermier représente également un avantage, avec cependant une vraie incertitude sur le coût du résidu, les volumes disponibles, et la capacité de blocage des fermiers en cas de désaccord avec l'exploitant. Par contre sur le volet dépenses, le coût des investissements est beaucoup moins élevé que pour le solaire, même si l'exploitation et la maintenance de la centrale demande plus de ressources, qui sont également de la création d'emplois.

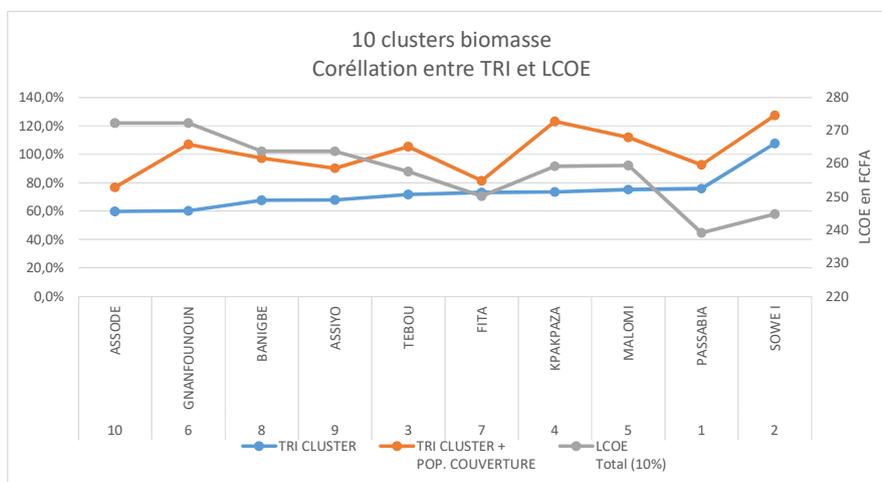


Figure 75 : Corrélation TRI et LCOE pour les projets biomasse

Les LCOE pour un taux d'actualisation de 10% sont compris entre 239 et 272 FCFA/kWh, ce qui avait été anticipé dans les premières estimations au niveau de la politique.

Une bonne corrélation s'établit entre des taux de rentabilité économique croissants et des coûts actualisés de la production électrique, qui vont décroissant.

De même, il est à remarquer que la contribution des ménages de la population de couverture n'habitant pas la localité électrifiée est beaucoup plus sensible dans le cas de solutions à biomasse pour lesquelles le coût d'investissement est plus bas que celui du solaire.

### 9.3.4 Centrales hydro-électriques

9 clusters ont pu être identifiés comme étant propices pour une alimentation par une centrale hydroélectrique. Une première évaluation faite par GEOSIM donne pour des systèmes isolés non raccordés au réseau de la SBEE ou de la CBE des LCOE très prohibitifs de 309 FCFA/kWh à 1.880 FCFA/kWh, ce qui disqualifie ces solutions en tant que solutions isolées en raison des montants d'investissement élevés. Pour ces dernières une analyse économique suivant les critères du MCC ne sera pas conduite.

Rappelons que les calculs de simulations ont été faits avec un coût d'investissement moyen de 14 millions d'Euros par MW installé, pour rester relativement conservateur sur les opportunités de cette technologie.

Dans le cadre de l'évaluation économique, suivant le modèle du MCC, l'hydroélectricité qui injecte son surplus sur le réseau national génère un nouveau bénéfice, qui est lié au coût de l'énergie évitée pour l'opérateur national ou la CEB. Suivant l'étude tarifaire en cours réalisée par le MCA<sup>22</sup>, le coût global de revient est estimé à 93,3 FCFA/kWh, dont 75,7 pour la production et le commercial et 17,6 pour la distribution et le transport MT.

Tableau 48 : Taux de rentabilité économique et LCOE pour les 9 clusters alimentés par une centrale hydroélectrique

Cluster	Nom de la localité principale	TRI CLUSTER	IRR CLUSTER + POP. COUVERTURE	LCOE Total (10%)	Population
5	MOUSSITINGOU	3,1%	3,6%	99	1.569
1	WABOU	3,6%	4,0%	104	2.404
3	KOUPORGOU	4,9%	5,0%	107	10.356
2	KOUBEREPOU	5,1%	5,3%	105	5.700
9	DJEGBE	5,5%	5,8%	120	7.050
6	TEWEKPA	5,6%	5,8%	105	8.855
4	WANSOHO	6,0%	6,9%	135	3.106
7	AKPAHOGO	11,8%	13,7%	159	3.492
8	KETOU	21,8%	23,5%	166	8.300

En dehors des localités d'Akpahogo et Ketou, les projets hydroélectriques présentent un taux de rentabilité économique relativement modeste. De plus, les localités desservies par ces projets sont relativement isolées et ne profitent donc pas des bénéfices que pourrait leur apporter une population de couverture. Ceci tient essentiellement au fait que les bénéfices économiques sont mesurés par rapport à des coûts économiques liés aux investissements, et que dans le cas de l'hydroélectricité ces coûts sont élevés.

<sup>22</sup> le rapport de l'Etude et Plan Tarifaires sur l'Electricité au Bénin, Analyse Financière Historique, IDEA Consult, de mars 2017, page 33.

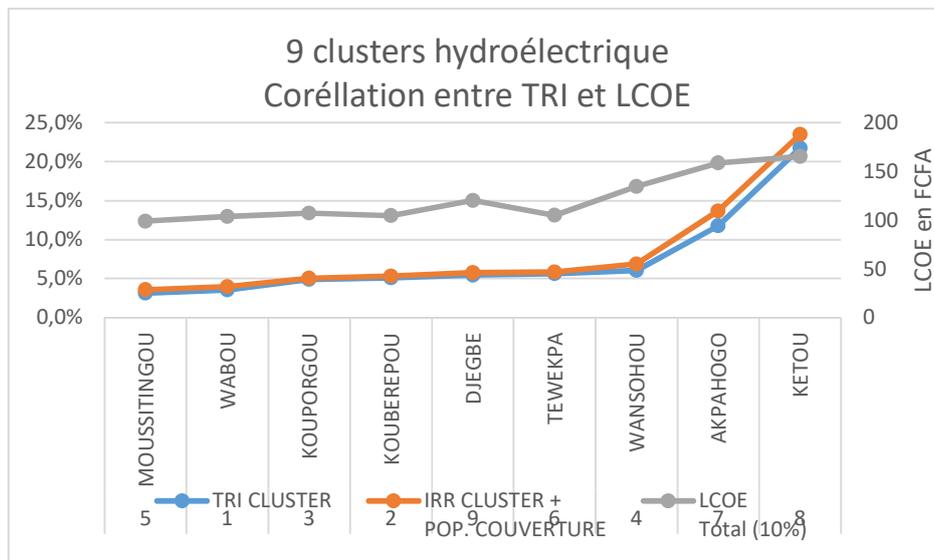


Figure 76 : 9 clusters hydroélectriques, corrélation entre TRI et LCOE

Par contre, ces solutions proposent des coûts actualisés du kWh pour un taux de rendement de 10 % relativement intéressants. Il se situe dans la plage 100 à 166 FCFA/kWh.

### 9.3.5 Energies distribuées

Pour les énergies distribuées trois exemples sont étudiés :

- Celui de l'éclairage de confort apporté par trois lampes solaires dans un ménage
- Celui d'un kit solaire 40 W permettant outre l'éclairage, la charge d'un cellulaire et l'utilisation d'une petite télévision et d'une radio
- Celui d'un kit communautaire de santé de 400 W permettant l'éclairage, la ventilation et l'utilisation d'un réfrigérateur sanitaire.

#### Lampe solaire

Le coût d'une lampe de qualité d'une puissance de 0,5 Wc est de 15.000 FCFA, généralement vendue entre 7.000 et 10.000 FCFA suivant le niveau de subvention accordée.

L'utilisation de trois lampes permet l'économie de 2 800 FCFA de pétrole lampant par mois soit 33 600 FCFA par an.

L'achat de trois lampes pour une dépense de 45 000 FCFA génère une économie de 90 000 FCFA sur les trois ans de durée minimale de vie des lampes, soit un TRI économique de plus de 200%.

#### Kit solaire domestique 40 Wc

Le coût d'un tel kit est de 160 000 FCFA avec une durée de vie de 7 ans pour les batteries. Le kit génère une économie mensuelle de 2 600 FCFA pour le pétrole lampant, 2 117 FCFA pour les piles sèches et la recharge de batterie et 1100 FCFA pour la recharge de cellulaire.

Sur une période de 7 ans, les dépenses d'entretien sont estimées à 25 000 FCFA et la valeur résiduelle des panneaux de 2/3 de la valeur initiale.

L'utilisation sur 7 ans avant le remplacement des batteries donne un TRI économique de 75%.

### Kit solaire communautaires 400 Wc alimentant un dispensaire

L'équipement de 400 Wc produira une production annuelle de 448 kWh pour un coût d'investissement de 2,1 million de FCFA. La valeur économisée en termes de production thermique est estimée à 300 FCFA/kWh.

En termes de bénéfice économique, on estime que l'accès au centre de santé permet d'économiser pour un ménage 10 jours de revenus par ans qui seraient sinon perdus pour raison de maladie. Le revenu moyen d'un ménage est de 82 900 FCFA/mois, soit un revenu moyen de 2 765 FCFA/jour, soit un gain de santé de 27 633 FCFA par an. Par contre, la modernisation du dispensaire pourra se traduire en dépenses supplémentaires de médicaments de 20.000 FCFA/an. Pour les 100 ménages dépendant du nouveau centre le bénéfice sera de 763 333 FCFA/an.

Le TRI économique du kit solaire communautaire pour un dispensaire est de 69%.

### 9.3.6 Conclusions sur l'étude économique – deux grilles de lecture

L'analyse économique a été conduite à travers le prisme de 2 méthodologies :

- Celle du MCC dont le but est de s'assurer que tout investissement dans la fourniture d'électricité va rapporter un maximum de bénéfices économiques en termes d'augmentation du pouvoir d'achat des bénéficiaires, que ce soit par les économies réalisées sur la facture d'énergie après l'électrification, que ce soit par la possibilité de création de revenus ou de valeurs ajoutées qui seraient investis dans l'économie locale, soit par un gain environnemental. De plus, cette analyse doit prendre en compte un certain nombre d'éléments non monétaristes, comme un meilleur accès à l'éducation, à la santé et à la sécurité qui sont des investissements de plus long terme.
- Celle du calcul du coût actualisé pour un taux de retour sur investissement de 10%, ou LCOE, qui permet de donner une idée sur le niveau de coût et sur les mesures d'accompagnement financier à prendre en compte, si l'on veut proposer un tarif qui soit accessible aux populations, mais également un niveau de recettes qui permettent un retour satisfaisant sur investissement pour un promoteur privé.

Dans la perspective de maximiser le bénéfice économique et social des investissements EHR, la technologie qui est théoriquement la mieux placée est celle qui valorise la biomasse. Comme expliqué précédemment, elle propose parmi les 3 technologies étudiées le coût d'investissement le plus bas, pour un niveau de bénéfices qui peut être légèrement supérieur au niveau d'une localité en raison d'une plus grande demande de main-d'œuvre, et des retombées de l'achat de biomasse en proximité de la localité. Pour que l'hypothèse tienne il est impératif que la zone de collecte de la matière première soit proche de la centrale, et que les populations rurales qui bénéficient des revenus de la fourniture de cette matière première soient dans la population de couverture de la localité.

Comme indiqué au niveau du chapitre présentant la ressource biomasse : **il est fortement conseillé, avant d'envisager de déployer des unités de valorisation de la biomasse à des fins d'électrification, de développer des projets pilotes, afin de statuer sur les principales incertitudes : disponibilité, transport et coût du résidu une fois livré à la centrale.**

La seconde technologie à prendre en compte est celle des centrales solaires qui par unité de puissance est plus chère que le gazogène. Pour les centrales solaires, on voit que l'on doit déjà prendre en compte un certain nombre de bénéfices non monétaires, tels que la santé ou l'éducation, si l'on souhaite pouvoir valider sur le plan de la rentabilité économique cette technologie. Ici ce sera surtout le dynamisme et l'ingéniosité des populations bénéficiaires qui seront l'élément déterminant, car il faut aussi remarquer que cette technologie propose les coûts actualisés les plus élevés. Il sera donc indispensable de favoriser l'utilisation productive de l'énergie des centrales solaires et d'assurer un niveau de confort correct pour les populations qui soit le plus économe possible en énergie.

La 3<sup>e</sup> technologie analysée dans ce chapitre est fortement handicapée par un niveau de coût d'investissement élevé comparé aux projets hydroélectriques de la sous-région. Elle présente l'avantage de pouvoir bénéficier d'une possibilité de raccordement au réseau national pour injecter son surplus d'électricité et bénéficier le cas échéant d'un back-up du réseau. Mais elle demande toujours un niveau d'investissement beaucoup plus élevé que les centrales solaires ou à biomasse qui fait que la rentabilité économique tel que définie par la MCC reste en deçà des 2 autres technologies. Par contre, l'hydroélectricité offre des niveaux de coût actualisé qui sont compatibles avec la tarification actuelle.

## 9.4 Coûts financiers

En résumé les solutions EHR qui offrent les meilleures opportunités pour atteindre une tarification accessible aux populations ne sont pas nécessairement celles qui sont primées en termes de validité économique.

**Les solutions biomasse** offrent des coûts actualisés pour un taux d'intérêt de 10% compris entre 240 et 270 FCFA/kWh.

Une réduction du taux d'intérêt financier à 6% et une subvention à l'investissement de 60 % permet de réduire le coût de production de l'électricité à 185 FCFA/kWh, qui pourrait être une base de négociation pour l'établissement d'un tarif, qui devrait également tenir compte d'autres mesures fiscales.

La référence tarifaire ne doit pas être la référence actuelle de la SBEE, mais une référence s'inscrivant dans le cadre de l'étude tarifaire en cours de réalisation pour le MCA.

**Pour les projets hydroélectriques**, ils sont à la fois une composante EHR, consistant à électrifier un certain nombre de clusters de localités, mais également une composante de production indépendante injectant sur le réseau. Cette composante est nécessaire pour la réalisation de tels projets, car en situation isolée l'alimentation des clusters identifiés ne serait pas viable.

Sur le plan tarifaire, les projets identifiés ayant les LCOE les plus bas devraient pouvoir aisément entrer en négociation pour la fixation d'un tarif adéquat permettant la rentabilité de l'investissement. Pour les trois projets présentant des coûts compris entre 135 et 168 FCFA/kWh, une contribution de l'ordre de 20 à 30 % sur les investissements serait de nature à ramener le coût moyen du service un niveau de 115 à 120 FCFA, qui devrait permettre une négociation tarifaire apaisée, tout en garantissant un niveau de rentabilité de l'investissement. Dans ce type de projet, il pourrait être également pertinent que l'État puisse prendre une part de l'investissement à son compte, et offrir au développeur des conditions souples de rendement sur sa prise de participation, pour ultérieurement recouvrir les dividendes sur son engagement. Une solution PPP pourrait être envisagée.

Pour **les solutions de mini réseaux avec centrales solaires**, elles restent à la fois très chères en termes de coûts actualisés et ne présentent pas toute des conditions de rentabilité économique qui les rende éligibles à certains financements.

Sur le plan de financement, des facilités financières ramenant le taux moyen du coût en capital (WACC) à 6% et une subvention à l'investissement initial de 60 % permettent de ramener le coût moyen du kilowattheure à moins de 200 FCFA. La stratégie de développement et le succès d'une telle solution doit impérativement donner la priorité aux utilisations productives de l'électricité. Il s'agit donc de faire comprendre pour les utilisateurs de ces mini réseaux solaires, que cette source d'énergie est rare et chère, et que pour cette raison la relation de l'utilisateur au service ne sera plus ponctuée par le paiement d'une facture mensuelle ou bimensuelle toujours jugée excessive, mais par un mécanisme de paiement en temps réel de crédit nécessaire à la réalisation d'une activité créant la valeur rajoutée. Pour cette raison il est important de ne pas tomber dans le piège d'une tarification subventionnée ne donnant aucune garantie d'efficacité chez les consommateurs qui sont uniquement à la recherche de confort. Pour ces derniers, il est important que leur consommation soit la plus basse possible pour un niveau de confort donné. Cela veut dire qu'il faudra faire la chasse aux utilisations inefficaces comme l'éclairage non-économique, l'achat de matériel électroménager de seconde ou de 3<sup>e</sup> main. La clé de voûte de cette approche sera l'utilisation de plates-formes de paiement en temps réel permettant de recharger son crédit électrique au gré des besoins avec une information permanente sur la meilleure façon de gérer son crédit. La question de grille tarifaire devrait être bannie de ces systèmes, elles devraient être retravaillées sous forme de différents types d'offres d'abonnement auxquels les classes d'utilisateurs pourraient souscrire au même titre qu'ils souscrivent pour des abonnements téléphoniques avec SMS ou du crédit Internet avec différents niveaux de qualité et différents volumes de communication.

## 9.5 Coût d'investissement

### 9.5.1 Coût total des 205 clusters solaires

Le coût total d'investissements s'élève à 116,5 milliards de francs FCFA se répartissant sur les différentes composantes comme suit.

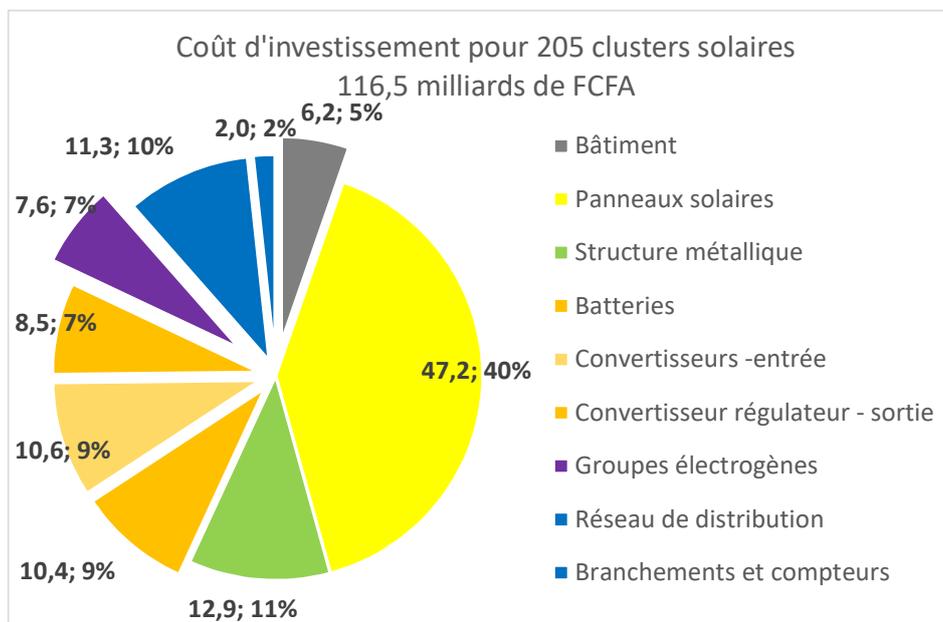


Figure 77 : Coût du programme d'investissement pour l'électrification par centrale solaire de 205 clusters

La capacité totale installée et la suivante :

- groupe électrogène : 15,4 MW
- centrale solaire : 37,7 MW
- capacités des batteries : 78,5 kWh

### 9.5.2 Coût des 9 clusters hydroélectriques

Le coût total s'élève à 29,7 milliards de francs FCFA se répartissant comme suit

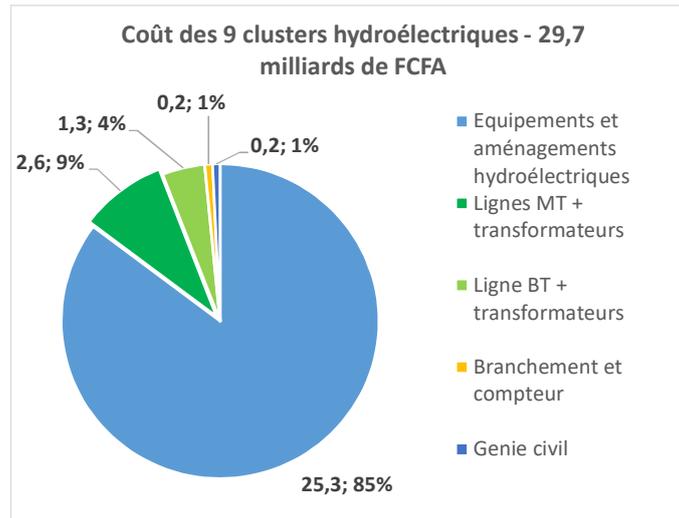


Figure 78: Coût du programme d'investissement pour 9 clusters par projets hydroélectrique injectant le surplus sur le réseau

La capacité totale installée sur les 9 sites hydroélectriques 2,76 MW. Seulement 36% de la production totale d'hydroélectricité sera destinée à l'alimentation des localités EHR, les 64 % restant seront injectés sur le réseau.

## 9.6 Synthèse

Comme mentionné précédemment, les résultats sont présentés selon deux grilles de lecture.

- Une première grille basée sur l'IRR, traduisant de l'impact économique au sens large des projets ; les projets affichant un IRR d'au-moins 10% pourront être considérés par le MCA.
- Une seconde grille basée sur le LCOE, donnant une image de la rentabilité des projets, principal angle d'analyse des privés.

Les résultats sont ensuite présentés par département.

## 9.6.1 Classement des projets PV/diesel selon l'IRR

Tableau 49: Classement des projets PV/diesel selon l'IRR

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
36	SIKKI II	BORGOU	SINENDE	2 647		111	7,6%	21,9%	506,1	356 359 900	1	120
183	GANDO-BAKA	ATACORA	KEROU	1 707		81	4,8%	20,1%	531,0	268 152 500	2	180
204	SOKOMEY	ATLANTIQUE	SO-AVA	3 946	ATLANTIQUE	170	7,8%	19,5%	490,7	527 722 800	3	77
27	NODI	ATACORA	MATERI	3 121	ATACORA	144	6,2%	17,5%	501,5	450 001 800	4	110
170	GOMPAROU B	ALIBORI	BANIKOARA	2 908	ALIBORI	137	6,0%	16,7%	508,4	430 036 500	5	128
105	DILLI KOCHO	ZOU	ABOMEY	2 029	ZOU	91	6,0%	16,1%	521,9	298 038 100	6	169
134	HETIN	ATLANTIQUE	ALLADA	2 221	ATLANTIQUE	98	6,6%	15,8%	515,4	317 219 300	7	154
80	WLA	COLLINES	QUESSE	3 338	COLLINES	150	6,7%	15,8%	498,0	468 955 300	8	101
128	TCHANTCHANKPO	MONO	BOPA	1 633	MONO	78	4,4%	15,5%	535,9	258 449 600	9	188
116	ZOUNZONKANME	COUFFO	KLOUEKANME	2 525	COUFFO	108	7,3%	14,9%	508,7	346 656 800	10	133
198	N'DAHONTA	ATACORA	TANGUIETA	2 954	ATACORA	140	6,0%	14,7%	500,3	440 303 600	11	109
95	AHICON	ZOU	OUIHI	2 506		108	7,2%	14,6%	508,7	346 656 800	12	134
184	SOKONGOUROU	ATACORA	KEROU	4 110		177	8,0%	14,4%	489,4	547 684 500	13	71
100	ZOUZONME	ZOU	BOHICON	2 099	ZOU	95	6,1%	14,2%	518,2	307 515 600	14	160
200	KPOTA	OUEME	PORTO-NOVO	4 214	OUEME & PLATEAU	180	8,1%	14,2%	488,3	557 160 900	15	67
101	ATTOGOUIN	ZOU	BOHICON	3 303	ZOU	150	6,6%	14,2%	498,0	468 955 300	16	102
194	HOUINSA	OUEME	ADJOHOUN	2 253	OUEME & PLATEAU	101	6,5%	14,2%	513,9	327 254 800	17	143
123	ZOHOUDJI	COUFFO	DOGBO	1 663	COUFFO	81	4,6%	14,1%	531,0	268 152 500	18	181
141	ALLANKPON	OUEME	BONOU	2 502	OUEME & PLATEAU	108	7,2%	14,0%	508,7	346 656 800	19	135
195	OUNET B	ALIBORI	BANIKOARA	5 692	ALIBORI	250	8,3%	14,0%	479,5	761 771 800	20	31
46	KOUREI	BORGOU	KALALE	11 264	BORGOU	448	10,8%	13,9%	467,9	1 343 575 000	21	1
62	KPARI	BORGOU	TCHAOUROU	10 052	BORGOU	408	10,2%	13,8%	471,0	1 226 477 600	22	7
41	BOA	BORGOU	KALALE	10 840	BORGOU	431	10,6%	13,7%	469,1	1 294 730 400	23	4
139	YEKON DO	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	2 784	ATLANTIQUE	134	5,8%	13,7%	516,6	420 112 500	24	159
179	BADOU	ALIBORI	GOGOUNOU	4 650	ALIBORI	214	6,7%	13,6%	508,0	654 386 300	25	127
22	GOUSSI-KPOTA	ATLANTIQUE	ALLADA	1 795	ATLANTIQUE	85	5,0%	13,6%	528,9	278 415 600	26	178
37	DIADIA	BORGOU	SINENDE	3 788		167	7,4%	13,6%	492,3	518 020 500	27	80
31	HONGON	ATACORA	KOUANDE	2 562	ATACORA	111	7,3%	13,6%	506,1	356 359 900	28	121
88	AFE-ZOUNGO	COLLINES	SAVALOU	7 509		322	8,9%	13,5%	479,7	972 330 700	29	34
201	AHOUANLEKO	LITTORAL	COTONOU	2 664		130	5,2%	13,5%	541,8	410 636 200	30	199

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
43	GUERRAN-KALI (GBEKOU)	BORGOU	BEMBEREKE	10 549	BORGOU	421	10,5%	13,4%	470,1	1 265 841 200	31	5
133	WADON	ATLANTIQUE	ALLADA	2 479	ATLANTIQUE	108	7,2%	13,3%	508,7	346 656 800	32	136
191	SEBIOHOUE	COUFFO	DJAKOTOME	3 381	COUFFO	154	6,8%	13,2%	496,6	478 656 900	33	92
109	DEME	ZOU	ZOGBODOMEY	2 116	ZOU	95	6,2%	13,2%	518,2	307 515 600	34	161
205	ZOUZOUVOU	COUFFO	DJAKOTOME	2 600	COUFFO	111	7,4%	13,1%	506,1	356 359 900	35	122
34	SEKOGOUROU	ATACORA	KOUANDE	5 354	ATACORA	240	7,9%	13,0%	480,9	731 885 600	36	39
117	ADOUKANDJI	COUFFO	LALO	6 463	COUFFO	277	9,0%	13,0%	474,9	839 499 600	37	14
166	FOUNOUGO A	ALIBORI	BANIKOARA	11 420	ALIBORI	451	10,9%	13,0%	467,9	1 354 048 400	38	2
157	HOUEDAME	PLATEAU	ADJA-OUERE	4 359	OUEME & PLATEAU	187	8,3%	12,9%	486,0	576 342 500	39	62
115	AKOUEGBADJA	COUFFO	KLOUEKANME	3 372	COUFFO	154	6,8%	12,9%	496,6	478 656 900	40	93
78	KPAKPAZA	COLLINES	GLAZOUE	2 419	COLLINES	105	7,1%	12,9%	511,6	337 178 300	41	140
185	DIMANSOURI	ATACORA	BOUKOUMBE	1 701	ATACORA	81	4,7%	12,9%	531,0	268 152 500	42	182
182	CORONCORE	ATACORA	TANGUIETA	2 470	ATACORA	108	7,1%	12,9%	508,7	346 656 800	43	137
4	MONSO	COLLINES	GLAZOUE	10 520	COLLINES	421	10,5%	12,9%	470,1	1 265 841 200	44	6
9	SEDJE I	ATLANTIQUE	ZE	11 354	ATLANTIQUE	451	10,8%	12,8%	467,9	1 354 048 400	45	3
40	KIDAROUKPEROU	BORGOU	KALALE	3 658	BORGOU	164	7,3%	12,7%	493,5	508 319 100	46	85
120	ZONMONDJI	COUFFO	LALO	2 454	COUFFO	108	7,1%	12,7%	508,7	346 656 800	47	138
135	SATRE	ATLANTIQUE	TORI-BOSSITO	2 116	ATLANTIQUE	95	6,2%	12,7%	518,2	307 515 600	48	162
94	TOZOUNGO	ZOU	OUIHI	3 833		167	7,5%	12,7%	492,3	518 020 500	49	81
51	TCHICANDOU	BORGOU	NIKKI	2 355	BORGOU	105	6,9%	12,7%	511,6	337 178 300	50	141
25	TOVIGOME	ZOU	BOHICON	5 448	ZOU	240	8,0%	12,7%	480,9	731 885 600	51	40
190	KPAKPAME	ZOU	ZAKPOTA	3 815	ZOU	167	7,5%	12,7%	492,3	518 020 500	52	82
113	HEDJANAWA	COUFFO	APLAHOUE	3 100	COUFFO	144	6,2%	12,6%	501,5	450 001 800	53	111
146	HOUNGON DJINON	OUEME	AVRANKOU	1 713	OUEME & PLATEAU	81	4,8%	12,6%	531,0	268 152 500	54	183
129	MAIBOUI	MONO	HOUYOGBE	3 416	MONO	154	6,9%	12,6%	496,6	478 656 900	55	94
38	BOUKA-GANDO	BORGOU	KALALE	7 012	BORGOU	293	9,4%	12,6%	472,8	888 119 800	56	8
84	ATESSE	COLLINES	SAVE	1 722	COLLINES	81	4,8%	12,5%	531,0	268 152 500	57	184
29	OROUKOUARE	ATACORA	COBLY	2 922	ATACORA	137	6,0%	12,5%	508,4	430 036 500	58	129
173	GAROU II	ALIBORI	MALANVILLE	9 542	ALIBORI	388	10,0%	12,4%	472,9	1 167 929 600	59	10
196	KASSAKOU	ALIBORI	KANDI	5 480	ALIBORI	244	8,0%	12,4%	480,3	741 811 800	60	36
106	GOUTCHON	ZOU	DJIDJA	2 824	ZOU	134	5,7%	12,3%	519,1	420 112 500	61	167
175	GOUN-GOUN	ALIBORI	MALANVILLE	9 046	ALIBORI	372	9,8%	12,2%	474,6	1 119 085 200	62	13
132	AGBANOU	ATLANTIQUE	ALLADA	1 846	ATLANTIQUE	85	5,2%	12,2%	528,9	278 415 600	63	179

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
142	IGBA	PLATEAU	SAKETE	4 418	OUEME & PLATEAU	187	8,4%	12,1%	486,0	576 342 500	64	63
148	KPOGON	OUEME	AKPRO-MISSERETE	4 579	OUEME & PLATEAU	214	6,7%	12,1%	506,4	654 386 300	65	124
193	KODE AKPO	OUEME	ADJOHOUN	1 569	OUEME & PLATEAU	78	4,1%	12,1%	535,9	258 449 600	66	189
125	DANSIHOUÉ	MONO	LOKOSSA	2 410	MONO	105	7,1%	12,1%	511,6	337 178 300	67	142
13	KPANROUN CENTRE	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	3 051	ATLANTIQUE	144	6,0%	12,0%	501,5	450 001 800	68	112
197	COTIAKOU	ATACORA	TANGUIETA	3 394	ATACORA	154	6,9%	12,0%	496,6	478 656 900	69	95
145	AGONDOZOUN	OUEME	AKPRO-MISSERETE	5 420	OUEME & PLATEAU	240	8,0%	12,0%	480,9	731 885 600	70	41
137	YEVI	ATLANTIQUE	ZE	1 973	ATLANTIQUE	91	5,8%	12,0%	521,9	298 038 100	71	170
202	KPODJI	MONO	ATHIEME	3 019	MONO	140	5,9%	12,0%	503,3	440 303 600	72	117
61	WARI-MARO	BORGOU	TCHAOUROU	9 093	DONGA	375	9,8%	11,9%	474,2	1 128 788 800	73	12
102	ZOUNZONSA	ZOU	BOHICON	4 194	ZOU	180	8,1%	11,9%	488,3	557 160 900	74	68
50	TONTAROU	BORGOU	NIKKI	4 019	BORGOU	174	7,9%	11,9%	489,6	537 425 900	75	74
111	LAGBAVE	COUFFO	APLAHOUÉ	5 268	COUFFO	237	7,8%	11,9%	481,6	722 406 700	76	48
174	GAROU TEDJI	ALIBORI	MALANVILLE	7 709	ALIBORI	329	9,1%	11,9%	478,0	992 513 900	77	22
168	KANDEROU	ALIBORI	BANIKOARA	6 820	ALIBORI	287	9,3%	11,8%	473,7	868 936 200	78	11
156	ITA BOLARINWA	PLATEAU	ADJA-OUERE	7 164	OUEME & PLATEAU	312	8,7%	11,8%	483,6	943 671 700	79	59
42	BEROUBOUAY OUEST	BORGOU	BEMBEREKE	5 193		234	7,7%	11,7%	482,3	712 705 100	80	52
76	GALATA	COLLINES	BANTE	2 593	COLLINES	111	7,4%	11,7%	506,1	356 359 900	81	123
28	BOUEROU	ATACORA	PEHUNCO	7 723		329	9,1%	11,7%	478,0	992 513 900	82	23
11	YARRA BARIBA	BORGOU	SINENDE	7 818		332	9,0%	11,7%	479,9	1 001 992 800	83	35
39	MAREGUITA	BORGOU	KALALE	7 584	BORGOU	325	9,0%	11,7%	479,1	982 033 900	84	28
131	GBEDJEWIN	ATLANTIQUE	KPOMASSE	2 083	ATLANTIQUE	95	6,1%	11,6%	518,2	307 515 600	85	163
52	BORO	BORGOU	PERERE	6 989	BORGOU	293	9,3%	11,6%	472,8	888 119 800	86	9
82	YAQUI	COLLINES	OUESSE	4 411	COLLINES	187	8,4%	11,6%	486,0	576 342 500	87	64
178	THYA	ALIBORI	KANDI	6 459	ALIBORI	277	9,0%	11,6%	474,9	839 499 600	88	15
121	DOUMAHOU	COUFFO	DJAKOTOME	4 148	COUFFO	177	8,1%	11,5%	489,4	547 684 500	89	72
167	IGRIGGOU	ALIBORI	BANIKOARA	8 187	ALIBORI	345	9,2%	11,5%	477,2	1 040 582 400	90	19
186	BORI	BORGOU	N'DALI	7 175		312	8,7%	11,5%	483,6	943 671 700	91	60
45	GBESSAKPEROU	BORGOU	KALALE	7 594	BORGOU	325	9,0%	11,5%	479,1	982 033 900	92	29
48	GBARI	BORGOU	NIKKI	3 618	BORGOU	160	7,3%	11,4%	494,8	498 842 000	93	87
96	AHIZE	ZOU	OUIHNI	7 102		309	8,7%	11,4%	483,8	933 190 800	94	61
60	ALAFIAROU	BORGOU	TCHAOUROU	7 400	DONGA	319	8,9%	11,4%	481,5	962 852 600	95	44
160	ABADAGO	PLATEAU	ADJA-OUERE	5 941		257	8,5%	11,3%	477,9	780 729 900	96	21

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
172	KARIGUI	ALIBORI	KARIMAMA	7 655	ALIBORI	329	9,0%	11,3%	478,0	992 513 900	97	24
23	DON AKADIAMEY	ZOU	ZOGBODOMEY	3 648	ZOU	160	7,3%	11,3%	494,8	498 842 000	98	88
114	HOUNGBAME	COUFFO	APLAHOUE	4 673	COUFFO	217	7,0%	11,3%	497,3	663 863 300	99	98
163	MOWODANI	PLATEAU	KETOU	8 300		348	9,3%	11,3%	477,3	1 051 059 000	100	20
107	YOKON	ZOU	ZOGBODOMEY	1 975	ZOU	91	5,8%	11,3%	521,9	298 038 100	101	171
199	SEHOGAN	LITTORAL	COTONOU	2 811		134	5,7%	11,3%	519,1	420 112 500	102	168
47	TEBO	BORGOU	NIKKI	2 345	BORGOU	101	6,8%	11,2%	513,9	327 254 800	103	144
118	ADJAGLIMEY	COUFFO	LALO	4 914	COUFFO	224	7,5%	11,2%	482,2	683 043 000	104	49
181	OUESSENE BARIBA	ALIBORI	GOGOUNOU	4 464	ALIBORI	210	6,5%	11,2%	514,5	643 901 100	105	150
69	BIGUINA	DONGA	BASSILA	7 858	DONGA	335	9,1%	11,1%	476,3	1 011 695 400	106	17
164	OMOU	PLATEAU	KETOU	4 448		187	8,5%	11,1%	486,0	576 342 500	107	65
97	AKASSA	ZOU	OUIHI	2 285		101	6,6%	11,1%	513,9	327 254 800	108	145
103	HOUNGOMEY	ZOU	ZAKPOTA	4 542	ZOU	210	6,5%	11,1%	516,0	643 901 100	109	156
33	MAKROU-GOUROU	ATACORA	KOUANDE	3 716	ATACORA	164	7,4%	11,1%	493,5	508 319 100	110	86
5	DOKONDE	ATACORA	NATITINGOU	5 136	ATACORA	230	7,7%	11,1%	483,1	703 005 600	111	56
138	DOMEGBO	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	6 331	ATLANTIQUE	270	8,9%	11,1%	476,1	820 093 200	112	16
93	HOUNKPOGON	COLLINES	DASSA-ZOUME	2 151	COLLINES	98	6,4%	11,0%	515,4	317 219 300	113	155
3	SOWE I	COLLINES	GLAZOUE	5 730	COLLINES	250	8,3%	11,0%	479,5	761 771 800	114	32
119	SOHOUNOHOUE	COUFFO	LALO	3 263	COUFFO	150	6,6%	11,0%	498,0	468 955 300	115	103
19	OKEITA	PLATEAU	POBE	7 351	OUEME & PLATEAU	319	8,8%	11,0%	481,5	962 852 600	116	45
65	MADJATOM	DONGA	OUAKE	3 551	ATACORA	160	7,1%	10,9%	494,8	498 842 000	117	89
176	MOLLA CENTRE	ALIBORI	MALANVILLE	4 930	ALIBORI	224	7,5%	10,9%	482,2	683 043 000	118	50
66	PASSABIA	DONGA	COPARGO	4 915	ATACORA	224	7,5%	10,9%	482,2	683 043 000	119	51
26	AKPRO HANZOUNME	OUEME	AKPRO-MISSERETE	7 397	OUEME & PLATEAU	319	8,9%	10,8%	481,5	962 852 600	120	46
70	DOGUE	DONGA	BASSILA	5 237	DONGA	234	7,8%	10,8%	482,3	712 705 100	121	53
159	OLOGO	PLATEAU	ADJA-OUERE	3 594	OUEME & PLATEAU	160	7,2%	10,8%	494,8	498 842 000	122	90
63	KPASSA	BORGOU	TCHAOUROU	7 717	BORGOU	329	9,1%	10,8%	478,0	992 513 900	123	25
15	FANVI	OUEME	ADJOHOUN	1 546	OUEME & PLATEAU	75	4,0%	10,8%	540,7	248 971 900	124	196
143	GBEKANDJI II	OUEME	ADJOHOUN	2 280	OUEME & PLATEAU	101	6,6%	10,7%	513,9	327 254 800	125	146
53	DIGUIDIROU	BORGOU	PERERE	4 020	BORGOU	174	7,9%	10,7%	489,6	537 425 900	126	75
2	MOWOBANI	PLATEAU	ADJA-OUERE	7 573		325	9,0%	10,7%	479,1	982 033 900	127	30
57	KORI	BORGOU	N'DALI	4 198	BORGOU	180	8,1%	10,7%	488,3	557 160 900	128	69
144	GOGBO	OUEME	ADJOHOUN	4 488	OUEME & PLATEAU	210	6,5%	10,6%	514,5	643 901 100	129	151

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
99	FONKPAME	ZOU	DJIDJA	3 825	ZOU	167	7,5%	10,6%	492,3	518 020 500	130	83
44	GOUA	BORGOU	BEMBEREKE	2 347	BORGOU	101	6,8%	10,6%	513,9	327 254 800	131	147
55	SANDILO	BORGOU	PERERE	4 235	BORGOU	180	8,2%	10,6%	488,3	557 160 900	132	70
98	OKE OLA	PLATEAU	ADJA-OUERE	5 154		234	7,7%	10,6%	482,3	712 705 100	133	54
153	AKPECHI	PLATEAU	SAKETE	3 982	OUEME & PLATEAU	174	7,8%	10,6%	489,6	537 425 900	134	76
136	AYIDOHOUÉ	ATLANTIQUE	TORI-BOSSITO	2 019	ATLANTIQUE	91	5,9%	10,6%	521,9	298 038 100	135	172
16	TOZOUME	MONO	LOKOSSA	7 354	MONO	319	8,8%	10,6%	481,5	962 852 600	136	47
124	HOUNSA	COUFFO	DOGBO	1 742	COUFFO	81	4,9%	10,5%	531,0	268 152 500	137	185
149	AKADJA	PLATEAU	IFANGNI	5 796	OUEME & PLATEAU	254	8,3%	10,5%	478,6	771 473 800	138	26
18	GOUGNIROU-BARIBA	ALIBORI	BANIKOARA	3 446	ALIBORI	154	7,0%	10,5%	496,6	478 656 900	139	96
21	HODJA	ZOU	AGBANGNIZOUN	3 812	ZOU	167	7,5%	10,5%	492,3	518 020 500	140	84
158	KOKOROKONHOUN	PLATEAU	ADJA-OUERE	3 030	OUEME & PLATEAU	140	6,0%	10,5%	503,3	440 303 600	141	118
59	AGBASSA	BORGOU	TCHAOUROU	5 147	DONGA	230	7,7%	10,5%	483,1	703 005 600	142	57
122	KPODAHA 2	COUFFO	DOGBO	4 611	COUFFO	214	6,8%	10,4%	506,4	654 386 300	143	125
56	BOUGNAKOU	BORGOU	PERERE	5 047	BORGOU	227	7,6%	10,4%	483,4	692 745 400	144	58
71	KIKELE	DONGA	BASSILA	5 818	DONGA	254	8,4%	10,4%	478,6	771 473 800	145	27
20	AORO-NAGO	DONGA	BASSILA	4 420	DONGA	187	8,4%	10,4%	486,0	576 342 500	146	66
14	KPANOUKPADE	OUEME	AKPRO-MISSERETE	6 106	OUEME & PLATEAU	263	8,7%	10,4%	476,7	800 135 300	147	18
108	GBAFFO	ZOU	ZOGBODOMEY	2 094	ZOU	95	6,1%	10,3%	518,2	307 515 600	148	164
169	BOUHANROU	ALIBORI	BANIKOARA	3 335	ALIBORI	150	6,7%	10,3%	498,0	468 955 300	149	104
112	WAKPE	COUFFO	APLAHOUÉ	5 503	COUFFO	244	8,1%	10,3%	480,3	741 811 800	150	37
1	DJIDJOZOUN	MONO	BOPA	5 657	MONO	250	8,2%	10,2%	479,5	761 771 800	151	33
67	GNANFOUNOUN	DONGA	COPARGO	1 630	ATACORA	78	4,4%	10,2%	535,9	258 449 600	152	190
189	LAHOTAN	COLLINES	SAVALOU	3 949	COLLINES	170	7,8%	10,2%	490,7	527 722 800	153	78
171	GBENIKI	ALIBORI	BANIKOARA	3 858	ALIBORI	170	7,6%	10,2%	490,7	527 722 800	154	79
24	HOUNKEMEY	COUFFO	DJAKOTOME	3 148	COUFFO	144	6,3%	10,2%	501,5	450 001 800	155	113
188	ITCHOCOBO	COLLINES	BANTE	4 544	DONGA	210	6,5%	10,2%	516,0	643 901 100	156	157
150	DOKE	PLATEAU	IFANGNI	5 377	OUEME & PLATEAU	240	7,9%	10,1%	480,9	731 885 600	157	42
7	HONTONOU	COUFFO	APLAHOUÉ	2 285	COUFFO	101	6,6%	10,1%	513,9	327 254 800	158	148
155	KOBEDJO	PLATEAU	SAKETE	2 279	OUEME & PLATEAU	101	6,6%	10,1%	513,9	327 254 800	159	149
187	KIKA II	BORGOU	TCHAOUROU	3 136	BORGOU	144	6,2%	10,0%	501,5	450 001 800	160	114
74	OKOTO	COLLINES	BANTE	3 173	DONGA	147	6,3%	10,0%	499,4	459 254 700	161	106
68	TEBOU	DONGA	DJOUGOU	2 708	ATACORA	130	5,3%	10,0%	541,8	410 636 200	162	200

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
92	GBOWELE	COLLINES	DASSA-ZOUME	5 532	COLLINES	244	8,1%	9,9%	480,3	741 811 800	163	38
152	HOUMBO DJEDJE	PLATEAU	IFANGNI	3 138	OUEME & PLATEAU	144	6,2%	9,9%	501,5	450 001 800	164	115
73	BANON	COLLINES	BANTE	2 465	DONGA	108	7,1%	9,8%	508,7	346 656 800	165	139
126	DJONDJIZOUME	MONO	LOKOSSA	2 124	MONO	95	6,2%	9,8%	518,2	307 515 600	166	165
130	HONVE COME	MONO	COME	1 884	MONO	88	5,5%	9,8%	525,6	288 337 600	167	174
81	IDADJO	COLLINES	QUESSE	5 156	DONGA	234	7,7%	9,7%	482,3	712 705 100	168	55
89	BANIGBE	COLLINES	DASSA-ZOUME	1 860	COLLINES	88	5,4%	9,6%	525,6	288 337 600	169	175
54	DIGUIDIROU PEULH	BORGOU	PERERE	2 058	BORGOU	95	6,0%	9,6%	518,2	307 515 600	170	166
49	SOUBO	BORGOU	NIKKI	2 897	BORGOU	137	6,0%	9,6%	508,4	430 036 500	171	130
87	DANI	COLLINES	SAVE	5 425	COLLINES	240	8,0%	9,6%	480,9	731 885 600	172	43
6	GBETO	ZOU	BOHICON	4 745	ZOU	217	7,1%	9,6%	497,3	663 863 300	173	99
8	DOGBA HE	OUEME	BONOU	4 460	OUEME & PLATEAU	210	6,5%	9,6%	514,5	643 901 100	174	152
180	DOUGOU (ILOUGOU)	ALIBORI	GOGOUNOU	4 546	ALIBORI	210	6,5%	9,6%	516,0	643 901 100	175	158
72	BAYAKOU	DONGA	BASSILA	4 667		217	7,0%	9,5%	497,3	663 863 300	176	100
90	FITA	COLLINES	DASSA-ZOUME	3 467	COLLINES	157	7,0%	9,5%	495,1	488 358 000	177	91
165	GBANAGO	PLATEAU	POBE	3 283		150	6,6%	9,4%	498,0	468 955 300	178	105
30	KOUBA	ATACORA	TOUCOUNTOUNA	2 748	ATACORA	130	5,2%	9,4%	544,3	410 636 200	179	202
203	AOUANKANME	COLLINES	SAVALOU	2 904	COLLINES	137	6,0%	9,4%	508,4	430 036 500	180	131
140	AGOMAHAN	OUEME	BONOU	2 718	OUEME & PLATEAU	130	5,1%	9,4%	544,3	410 636 200	181	203
86	OKOUNFO	COLLINES	SAVE	3 406	COLLINES	154	6,9%	9,3%	496,6	478 656 900	182	97
32	KPAKOU	ATACORA	KOUANDE	2 651	ATACORA	130	5,1%	9,1%	541,8	410 636 200	183	201
58	TEME	BORGOU	N'DALI	4 565	BORGOU	214	6,7%	9,1%	506,4	654 386 300	184	126
12	DIHO II	COLLINES	SAVE	4 798	COLLINES	220	7,3%	9,1%	489,4	673 564 400	185	73
91	ASSIYO	COLLINES	DASSA-ZOUME	1 867	COLLINES	88	5,4%	9,1%	525,6	288 337 600	186	176
85	GOGORO	COLLINES	SAVE	1 868	COLLINES	88	5,4%	9,0%	525,6	288 337 600	187	177
35	GORO BANI	BORGOU	SINENDE	1 742		81	4,9%	9,0%	531,0	268 152 500	188	186
75	MALOMI	COLLINES	BANTE	2 747	COLLINES	130	5,2%	9,0%	544,3	410 636 200	189	204
83	OKPA	COLLINES	SAVE	2 048	COLLINES	91	6,0%	8,7%	521,9	298 038 100	190	173
10	AGUIDAHOUE	MONO	ATHIEME	3 199	MONO	147	6,4%	8,7%	499,4	459 254 700	191	107
192	ADJAHA	MONO	GRAND-POPO	1 577	MONO	78	4,2%	8,7%	535,9	258 449 600	192	191
161	DOGO	PLATEAU	KETOU	3 060		144	6,1%	8,6%	501,5	450 001 800	193	116
177	KOUTE	ALIBORI	SEGBANA	4 461	ALIBORI	210	6,5%	8,5%	514,5	643 901 100	194	153
79	RIFFO	COLLINES	GLAZOUE	1 594	COLLINES	78	4,2%	8,3%	535,9	258 449 600	195	192

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
154	ASSA IDI OTCHE	PLATEAU	SAKETE	1 685	OUEME & PLATEAU	81	4,7%	8,3%	531,0	268 152 500	196	187
17	VODOME	MONO	GRAND-POPO	2 876	MONO	137	5,9%	8,3%	508,4	430 036 500	197	132
77	OKOUTA-OSSE	COLLINES	BANTE	3 164	DONGA	147	6,3%	8,2%	499,4	459 254 700	198	108
151	ITA SOUMBA	PLATEAU	IFANGNI	1 592	OUEME & PLATEAU	78	4,2%	7,8%	535,9	258 449 600	199	193
64	ASSODE	DONGA	OUAKE	1 621	ATACORA	78	4,3%	7,7%	535,9	258 449 600	200	194
104	KODJI DAHO	ZOU	ABOMEY	2 741	ZOU	130	5,2%	7,7%	544,3	410 636 200	201	205
147	TOKPO	OUEME	AVRANKOU	3 025	OUEME & PLATEAU	140	6,0%	7,4%	503,3	440 303 600	202	119
110	HLANHONOU	ZOU	ZOGBODOMEY	1 554	ZOU	78	4,1%	5,3%	535,9	258 449 600	203	195
162	OBA TEDO	PLATEAU	KETOU	1 522		75	3,9%	5,1%	540,7	248 971 900	204	197
127	YONOUHOUE	MONO	BOPA	1 519	MONO	75	3,9%	5,1%	540,7	248 971 900	205	198
<b>Total</b>				<b>856 824</b>		<b>37,7</b>	<b>MW</b>			<b>116 519,3</b>	<b>MFCFA</b>	

## 9.6.2 Classement des projets PV/diesel selon le LCOE

Tableau 50: Classement des projets PV/diesel selon le LCOE

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
46	KOUREI	BORGOU	KALALE	11 264	BORGOU	448	10,80%	13,90%	467,9	1 343 575 000	21	1
166	FOUNOUGO A	ALIBORI	BANIKOARA	11 420	ALIBORI	451	10,90%	13,00%	467,9	1 354 048 400	38	2
9	SEDJE I	ATLANTIQUE	ZE	11 354	ATLANTIQUE	451	10,80%	12,80%	467,9	1 354 048 400	45	3
41	BOA	BORGOU	KALALE	10 840	BORGOU	431	10,60%	13,70%	469,1	1 294 730 400	23	4
43	GUERRAN-KALI (GBEKOU)	BORGOU	BEMBEREKE	10 549	BORGOU	421	10,50%	13,40%	470,1	1 265 841 200	31	5
4	MONSO	COLLINES	GLAZOUE	10 520	COLLINES	421	10,50%	12,90%	470,1	1 265 841 200	44	6
62	KPARI	BORGOU	TCHAOUROU	10 052	BORGOU	408	10,20%	13,80%	471	1 226 477 600	22	7
38	BOUKA-GANDO	BORGOU	KALALE	7 012	BORGOU	293	9,40%	12,60%	472,8	888 119 800	56	8
52	BORO	BORGOU	PERERE	6 989	BORGOU	293	9,30%	11,60%	472,8	888 119 800	86	9
173	GAROU II	ALIBORI	MALANVILLE	9 542	ALIBORI	388	10,00%	12,40%	472,9	1 167 929 600	59	10
168	KANDEROU	ALIBORI	BANIKOARA	6 820	ALIBORI	287	9,30%	11,80%	473,7	868 936 200	78	11
61	WARI-MARO	BORGOU	TCHAOUROU	9 093	DONGA	375	9,80%	11,90%	474,2	1 128 788 800	73	12
175	GOUN-GOUN	ALIBORI	MALANVILLE	9 046	ALIBORI	372	9,80%	12,20%	474,6	1 119 085 200	62	13
117	ADOUKANDJI	COUFFO	LALO	6 463	COUFFO	277	9,00%	13,00%	474,9	839 499 600	37	14
178	THYA	ALIBORI	KANDI	6 459	ALIBORI	277	9,00%	11,60%	474,9	839 499 600	88	15
138	DOMEGBO	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	6 331	ATLANTIQUE	270	8,90%	11,10%	476,1	820 093 200	112	16
69	BIGUINA	DONGA	BASSILA	7 858	DONGA	335	9,10%	11,10%	476,3	1 011 695 400	106	17
14	KPANOUKPADE	OUEME	AKPRO-MISSERETE	6 106	OUEME & PLATEAU	263	8,70%	10,40%	476,7	800 135 300	147	18
167	IGRIGGOU	ALIBORI	BANIKOARA	8 187	ALIBORI	345	9,20%	11,50%	477,2	1 040 582 400	90	19
163	MOWODANI	PLATEAU	KETOU	8 300		348	9,30%	11,30%	477,3	1 051 059 000	100	20
160	ABADAGO	PLATEAU	ADJA-OUERE	5 941		257	8,50%	11,30%	477,9	780 729 900	96	21
174	GAROU TEDJI	ALIBORI	MALANVILLE	7 709	ALIBORI	329	9,10%	11,90%	478	992 513 900	77	22
28	BOUEROU	ATACORA	PEHUNCO	7 723		329	9,10%	11,70%	478	992 513 900	82	23
172	KARIGUI	ALIBORI	KARIMAMA	7 655	ALIBORI	329	9,00%	11,30%	478	992 513 900	97	24
63	KPASSA	BORGOU	TCHAOUROU	7 717	BORGOU	329	9,10%	10,80%	478	992 513 900	123	25
149	AKADJA	PLATEAU	IFANGNI	5 796	OUEME & PLATEAU	254	8,30%	10,50%	478,6	771 473 800	138	26

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
71	KIKELE	DONGA	BASSILA	5 818	DONGA	254	8,40%	10,40%	478,6	771 473 800	145	27
39	MAREGUITA	BORGOU	KALALE	7 584	BORGOU	325	9,00%	11,70%	479,1	982 033 900	84	28
45	GBESSAKPEROU	BORGOU	KALALE	7 594	BORGOU	325	9,00%	11,50%	479,1	982 033 900	92	29
2	MOWOBANI	PLATEAU	ADJA-OUERE	7 573		325	9,00%	10,70%	479,1	982 033 900	127	30
195	OUNET B	ALIBORI	BANIKOARA	5 692	ALIBORI	250	8,30%	14,00%	479,5	761 771 800	20	31
3	SOWE I	COLLINES	GLAZOUE	5 730	COLLINES	250	8,30%	11,00%	479,5	761 771 800	114	32
1	DJIDJOZOUN	MONO	BOPA	5 657	MONO	250	8,20%	10,20%	479,5	761 771 800	151	33
88	AFE-ZOUNGO	COLLINES	SAVALOU	7 509		322	8,90%	13,50%	479,7	972 330 700	29	34
11	YARRA BARIBA	BORGOU	SINENDE	7 818		332	9,00%	11,70%	479,9	1 001 992 800	83	35
196	KASSAKOU	ALIBORI	KANDI	5 480	ALIBORI	244	8,00%	12,40%	480,3	741 811 800	60	36
112	WAKPE	COUFFO	APLAHOUE	5 503	COUFFO	244	8,10%	10,30%	480,3	741 811 800	150	37
92	GBOWELE	COLLINES	DASSA-ZOUME	5 532	COLLINES	244	8,10%	9,90%	480,3	741 811 800	163	38
34	SEKOGOUROU	ATACORA	KOUANDE	5 354	ATACORA	240	7,90%	13,00%	480,9	731 885 600	36	39
25	TOVIGOME	ZOU	BOHICON	5 448	ZOU	240	8,00%	12,70%	480,9	731 885 600	51	40
145	AGONDOZOUN	OUEME	AKPRO-MISSERETE	5 420	OUEME & PLATEAU	240	8,00%	12,00%	480,9	731 885 600	70	41
150	DOKE	PLATEAU	IFANGNI	5 377	OUEME & PLATEAU	240	7,90%	10,10%	480,9	731 885 600	157	42
87	DANI	COLLINES	SAVE	5 425	COLLINES	240	8,00%	9,60%	480,9	731 885 600	172	43
60	ALAFIAROU	BORGOU	TCHAOUROU	7 400	DONGA	319	8,90%	11,40%	481,5	962 852 600	95	44
19	OKEITA	PLATEAU	POBE	7 351	OUEME & PLATEAU	319	8,80%	11,00%	481,5	962 852 600	116	45
26	AKPRO HANZOUNME	OUEME	AKPRO-MISSERETE	7 397	OUEME & PLATEAU	319	8,90%	10,80%	481,5	962 852 600	120	46
16	TOZOUME	MONO	LOKOSSA	7 354	MONO	319	8,80%	10,60%	481,5	962 852 600	136	47
111	LAGBAVE	COUFFO	APLAHOUE	5 268	COUFFO	237	7,80%	11,90%	481,6	722 406 700	76	48
118	ADJAGLIMEY	COUFFO	LALO	4 914	COUFFO	224	7,50%	11,20%	482,2	683 043 000	104	49
176	MOLLA CENTRE	ALIBORI	MALANVILLE	4 930	ALIBORI	224	7,50%	10,90%	482,2	683 043 000	118	50
66	PASSABIA	DONGA	COPARGO	4 915	ATACORA	224	7,50%	10,90%	482,2	683 043 000	119	51
42	BEROUBOUAY OUEST	BORGOU	BEMBEREKE	5 193		234	7,70%	11,70%	482,3	712 705 100	80	52
70	DOGUE	DONGA	BASSILA	5 237	DONGA	234	7,80%	10,80%	482,3	712 705 100	121	53
98	OKE OLA	PLATEAU	ADJA-OUERE	5 154		234	7,70%	10,60%	482,3	712 705 100	133	54
81	IDADJO	COLLINES	OUESSE	5 156	DONGA	234	7,70%	9,70%	482,3	712 705 100	168	55

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
5	DOKONDE	ATACORA	NATITINGOU	5 136	ATACORA	230	7,70%	11,10%	483,1	703 005 600	111	56
59	AGBASSA	BORGOU	TCHAOUROU	5 147	DONGA	230	7,70%	10,50%	483,1	703 005 600	142	57
56	BOUGNAKOU	BORGOU	PERERE	5 047	BORGOU	227	7,60%	10,40%	483,4	692 745 400	144	58
156	ITA BOLARINWA	PLATEAU	ADJA-OUERE	7 164	OUEME & PLATEAU	312	8,70%	11,80%	483,6	943 671 700	79	59
186	BORI	BORGOU	N'DALI	7 175		312	8,70%	11,50%	483,6	943 671 700	91	60
96	AHIZE	ZOU	OUIHI	7 102		309	8,70%	11,40%	483,8	933 190 800	94	61
157	HOUEDAME	PLATEAU	ADJA-OUERE	4 359	OUEME & PLATEAU	187	8,30%	12,90%	486	576 342 500	39	62
142	IGBA	PLATEAU	SAKETE	4 418	OUEME & PLATEAU	187	8,40%	12,10%	486	576 342 500	64	63
82	YAOUI	COLLINES	OUESSE	4 411	COLLINES	187	8,40%	11,60%	486	576 342 500	87	64
164	OMOU	PLATEAU	KETOU	4 448		187	8,50%	11,10%	486	576 342 500	107	65
20	AORO-NAGO	DONGA	BASSILA	4 420	DONGA	187	8,40%	10,40%	486	576 342 500	146	66
200	KPOTA	OUEME	PORTO-NOVO	4 214	OUEME & PLATEAU	180	8,10%	14,20%	488,3	557 160 900	15	67
102	ZOUNZONSA	ZOU	BOHICON	4 194	ZOU	180	8,10%	11,90%	488,3	557 160 900	74	68
57	KORI	BORGOU	N'DALI	4 198	BORGOU	180	8,10%	10,70%	488,3	557 160 900	128	69
55	SANDILO	BORGOU	PERERE	4 235	BORGOU	180	8,20%	10,60%	488,3	557 160 900	132	70
184	SOKONGOUROU	ATACORA	KEROU	4 110		177	8,00%	14,40%	489,4	547 684 500	13	71
121	DOUMAHOU	COUFFO	DJAKOTOME	4 148	COUFFO	177	8,10%	11,50%	489,4	547 684 500	89	72
12	DIHO II	COLLINES	SAVE	4 798	COLLINES	220	7,30%	9,10%	489,4	673 564 400	185	73
50	TONTAROU	BORGOU	NIKKI	4 019	BORGOU	174	7,90%	11,90%	489,6	537 425 900	75	74
53	DIGUIDIROU	BORGOU	PERERE	4 020	BORGOU	174	7,90%	10,70%	489,6	537 425 900	126	75
153	AKPECHI	PLATEAU	SAKETE	3 982	OUEME & PLATEAU	174	7,80%	10,60%	489,6	537 425 900	134	76
204	SOKOMEY	ATLANTIQUE	SO-AVA	3 946	ATLANTIQUE	170	7,80%	19,50%	490,7	527 722 800	3	77
189	LAHOTAN	COLLINES	SAVALOU	3 949	COLLINES	170	7,80%	10,20%	490,7	527 722 800	153	78
171	GBENIKI	ALIBORI	BANIKOARA	3 858	ALIBORI	170	7,60%	10,20%	490,7	527 722 800	154	79
37	DIADIA	BORGOU	SINENDE	3 788		167	7,40%	13,60%	492,3	518 020 500	27	80
94	TOZOUNGO	ZOU	OUIHI	3 833		167	7,50%	12,70%	492,3	518 020 500	49	81
190	KPAKPAME	ZOU	ZAKPOTA	3 815	ZOU	167	7,50%	12,70%	492,3	518 020 500	52	82
99	FONKPAME	ZOU	DJIDJA	3 825	ZOU	167	7,50%	10,60%	492,3	518 020 500	130	83
21	HODJA	ZOU	AGBANGNIZOUN	3 812	ZOU	167	7,50%	10,50%	492,3	518 020 500	140	84

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
40	KIDAROUKPEROU	BORGOU	KALALE	3 658	BORGOU	164	7,30%	12,70%	493,5	508 319 100	46	85
33	MAKROU-GOUROU	ATACORA	KOUANDE	3 716	ATACORA	164	7,40%	11,10%	493,5	508 319 100	110	86
48	GBARI	BORGOU	NIKKI	3 618	BORGOU	160	7,30%	11,40%	494,8	498 842 000	93	87
23	DON AKADJAMEY	ZOU	ZOGBODOMEY	3 648	ZOU	160	7,30%	11,30%	494,8	498 842 000	98	88
65	MADJATOM	DONGA	OUAKE	3 551	ATACORA	160	7,10%	10,90%	494,8	498 842 000	117	89
159	OLOGO	PLATEAU	ADJA-OUERE	3 594	OUEME & PLATEAU	160	7,20%	10,80%	494,8	498 842 000	122	90
90	FITA	COLLINES	DASSA-ZOUME	3 467	COLLINES	157	7,00%	9,50%	495,1	488 358 000	177	91
191	SEBIOHOUE	COUFFO	DJAKOTOME	3 381	COUFFO	154	6,80%	13,20%	496,6	478 656 900	33	92
115	AKOUEGBADJA	COUFFO	KLOUEKANME	3 372	COUFFO	154	6,80%	12,90%	496,6	478 656 900	40	93
129	MAIBOUI	MONO	HOUEYOGBE	3 416	MONO	154	6,90%	12,60%	496,6	478 656 900	55	94
197	COTIAKOU	ATACORA	TANGUIETA	3 394	ATACORA	154	6,90%	12,00%	496,6	478 656 900	69	95
18	GOUGNIROU-BARIBA	ALIBORI	BANIKOARA	3 446	ALIBORI	154	7,00%	10,50%	496,6	478 656 900	139	96
86	OKOUNFO	COLLINES	SAVE	3 406	COLLINES	154	6,90%	9,30%	496,6	478 656 900	182	97
114	HOUNGBAME	COUFFO	APLAHOUE	4 673	COUFFO	217	7,00%	11,30%	497,3	663 863 300	99	98
6	GBETO	ZOU	BOHICON	4 745	ZOU	217	7,10%	9,60%	497,3	663 863 300	173	99
72	BAYAKOU	DONGA	BASSILA	4 667		217	7,00%	9,50%	497,3	663 863 300	176	100
80	WLA	COLLINES	OUESSE	3 338	COLLINES	150	6,70%	15,80%	498	468 955 300	8	101
101	ATTOGOUIN	ZOU	BOHICON	3 303	ZOU	150	6,60%	14,20%	498	468 955 300	16	102
119	SOHOUNOHOUE	COUFFO	LALO	3 263	COUFFO	150	6,60%	11,00%	498	468 955 300	115	103
169	BOUHANROU	ALIBORI	BANIKOARA	3 335	ALIBORI	150	6,70%	10,30%	498	468 955 300	149	104
165	GBANAGO	PLATEAU	POBE	3 283		150	6,60%	9,40%	498	468 955 300	178	105
74	OKOTO	COLLINES	BANTE	3 173	DONGA	147	6,30%	10,00%	499,4	459 254 700	161	106
10	AGUIDAHOUE	MONO	ATHIEME	3 199	MONO	147	6,40%	8,70%	499,4	459 254 700	191	107
77	OKOUTA-OSSE	COLLINES	BANTE	3 164	DONGA	147	6,30%	8,20%	499,4	459 254 700	198	108
198	N'DAHONTA	ATACORA	TANGUIETA	2 954	ATACORA	140	6,00%	14,70%	500,3	440 303 600	11	109
27	NODI	ATACORA	MATERI	3 121	ATACORA	144	6,20%	17,50%	501,5	450 001 800	4	110
113	HEDJANAWA	COUFFO	APLAHOUE	3 100	COUFFO	144	6,20%	12,60%	501,5	450 001 800	53	111
13	KPANROUN CENTRE	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	3 051	ATLANTIQUE	144	6,00%	12,00%	501,5	450 001 800	68	112
24	HOUNKEMEY	COUFFO	DJAKOTOME	3 148	COUFFO	144	6,30%	10,20%	501,5	450 001 800	155	113

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
187	KIKA II	BORGOU	TCHAUROU	3 136	BORGOU	144	6,20%	10,00%	501,5	450 001 800	160	114
152	HOUMBO DJEDJE	PLATEAU	IFANGNI	3 138	OUEME & PLATEAU	144	6,20%	9,90%	501,5	450 001 800	164	115
161	DOGO	PLATEAU	KETOU	3 060		144	6,10%	8,60%	501,5	450 001 800	193	116
202	KPODJI	MONO	ATHIEME	3 019	MONO	140	5,90%	12,00%	503,3	440 303 600	72	117
158	KOKOROKONHOUN	PLATEAU	ADJA-OUERE	3 030	OUEME & PLATEAU	140	6,00%	10,50%	503,3	440 303 600	141	118
147	TOKPO	OUEME	AVRANKOU	3 025	OUEME & PLATEAU	140	6,00%	7,40%	503,3	440 303 600	202	119
36	SIKKI II	BORGOU	SINENDE	2 647		111	7,60%	21,90%	506,1	356 359 900	1	120
31	HONGON	ATACORA	KOUANDE	2 562	ATACORA	111	7,30%	13,60%	506,1	356 359 900	28	121
205	ZOUZOUVOU	COUFFO	DJAKOTOME	2 600	COUFFO	111	7,40%	13,10%	506,1	356 359 900	35	122
76	GALATA	COLLINES	BANTE	2 593	COLLINES	111	7,40%	11,70%	506,1	356 359 900	81	123
148	KPOGON	OUEME	AKPRO-MISSERETE	4 579	OUEME & PLATEAU	214	6,70%	12,10%	506,4	654 386 300	65	124
122	KPODAHA 2	COUFFO	DOGBO	4 611	COUFFO	214	6,80%	10,40%	506,4	654 386 300	143	125
58	TEME	BORGOU	N'DALI	4 565	BORGOU	214	6,70%	9,10%	506,4	654 386 300	184	126
179	BADOU	ALIBORI	GOGOUNOU	4 650	ALIBORI	214	6,70%	13,60%	508	654 386 300	25	127
170	GOMPAROU B	ALIBORI	BANIKOARA	2 908	ALIBORI	137	6,00%	16,70%	508,4	430 036 500	5	128
29	OROUKOUARE	ATACORA	COBLY	2 922	ATACORA	137	6,00%	12,50%	508,4	430 036 500	58	129
49	SOUBO	BORGOU	NIKKI	2 897	BORGOU	137	6,00%	9,60%	508,4	430 036 500	171	130
203	AOUANKANME	COLLINES	SAVALOU	2 904	COLLINES	137	6,00%	9,40%	508,4	430 036 500	180	131
17	VODOME	MONO	GRAND-POPO	2 876	MONO	137	5,90%	8,30%	508,4	430 036 500	197	132
116	ZOUNZONKANME	COUFFO	KLOUEKANME	2 525	COUFFO	108	7,30%	14,90%	508,7	346 656 800	10	133
95	AHICON	ZOU	OUIHI	2 506		108	7,20%	14,60%	508,7	346 656 800	12	134
141	ALLANKPON	OUEME	BONOU	2 502	OUEME & PLATEAU	108	7,20%	14,00%	508,7	346 656 800	19	135
133	WADON	ATLANTIQUE	ALLADA	2 479	ATLANTIQUE	108	7,20%	13,30%	508,7	346 656 800	32	136
182	CORONCORE	ATACORA	TANGUIETA	2 470	ATACORA	108	7,10%	12,90%	508,7	346 656 800	43	137
120	ZONMONDJI	COUFFO	LALO	2 454	COUFFO	108	7,10%	12,70%	508,7	346 656 800	47	138
73	BANON	COLLINES	BANTE	2 465	DONGA	108	7,10%	9,80%	508,7	346 656 800	165	139
78	KPAKPAZA	COLLINES	GLAZOUE	2 419	COLLINES	105	7,10%	12,90%	511,6	337 178 300	41	140
51	TCHICANDOU	BORGOU	NIKKI	2 355	BORGOU	105	6,90%	12,70%	511,6	337 178 300	50	141
125	DANSIHOUÉ	MONO	LOKOSSA	2 410	MONO	105	7,10%	12,10%	511,6	337 178 300	67	142

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
194	HOUINSA	OUEME	ADJOHOUN	2 253	OUEME & PLATEAU	101	6,50%	14,20%	513,9	327 254 800	17	143
47	TEBO	BORGOU	NIKKI	2 345	BORGOU	101	6,80%	11,20%	513,9	327 254 800	103	144
97	AKASSA	ZOU	OUIHI	2 285		101	6,60%	11,10%	513,9	327 254 800	108	145
143	GBEKANDJI II	OUEME	ADJOHOUN	2 280	OUEME & PLATEAU	101	6,60%	10,70%	513,9	327 254 800	125	146
44	GOUA	BORGOU	BEMBEREKE	2 347	BORGOU	101	6,80%	10,60%	513,9	327 254 800	131	147
7	HONTONOU	COUFFO	APLAHOUÉ	2 285	COUFFO	101	6,60%	10,10%	513,9	327 254 800	158	148
155	KOBEDJO	PLATEAU	SAKETE	2 279	OUEME & PLATEAU	101	6,60%	10,10%	513,9	327 254 800	159	149
181	OUESSENE BARIBA	ALIBORI	GOGOUNOU	4 464	ALIBORI	210	6,50%	11,20%	514,5	643 901 100	105	150
144	GOGBO	OUEME	ADJOHOUN	4 488	OUEME & PLATEAU	210	6,50%	10,60%	514,5	643 901 100	129	151
8	DOGBA HE	OUEME	BONOU	4 460	OUEME & PLATEAU	210	6,50%	9,60%	514,5	643 901 100	174	152
177	KOUTE	ALIBORI	SEGBANA	4 461	ALIBORI	210	6,50%	8,50%	514,5	643 901 100	194	153
134	HETIN	ATLANTIQUE	ALLADA	2 221	ATLANTIQUE	98	6,60%	15,80%	515,4	317 219 300	7	154
93	HOUNKPOGON	COLLINES	DASSA-ZOUME	2 151	COLLINES	98	6,40%	11,00%	515,4	317 219 300	113	155
103	HOUNGOMEY	ZOU	ZAKPOTA	4 542	ZOU	210	6,50%	11,10%	516	643 901 100	109	156
188	ITCHOCOBO	COLLINES	BANTE	4 544	DONGA	210	6,50%	10,20%	516	643 901 100	156	157
180	DOUGOU (ILOUGOU)	ALIBORI	GOGOUNOU	4 546	ALIBORI	210	6,50%	9,60%	516	643 901 100	175	158
139	YEKON DO	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	2 784	ATLANTIQUE	134	5,80%	13,70%	516,6	420 112 500	24	159
100	ZOUZONME	ZOU	BOHICON	2 099	ZOU	95	6,10%	14,20%	518,2	307 515 600	14	160
109	DEME	ZOU	ZOGBODOMEY	2 116	ZOU	95	6,20%	13,20%	518,2	307 515 600	34	161
135	SATRE	ATLANTIQUE	TORI-BOSSITO	2 116	ATLANTIQUE	95	6,20%	12,70%	518,2	307 515 600	48	162
131	GBEDJEWIN	ATLANTIQUE	KPOMASSE	2 083	ATLANTIQUE	95	6,10%	11,60%	518,2	307 515 600	85	163
108	GBAFFO	ZOU	ZOGBODOMEY	2 094	ZOU	95	6,10%	10,30%	518,2	307 515 600	148	164
126	DJONDJIZOUME	MONO	LOKOSSA	2 124	MONO	95	6,20%	9,80%	518,2	307 515 600	166	165
54	DIGUIDIROU PEULH	BORGOU	PERERE	2 058	BORGOU	95	6,00%	9,60%	518,2	307 515 600	170	166
106	GOUTCHON	ZOU	DJIDJA	2 824	ZOU	134	5,70%	12,30%	519,1	420 112 500	61	167
199	SEHOGAN	LITTORAL	COTONOU	2 811		134	5,70%	11,30%	519,1	420 112 500	102	168
105	DILLI KOCHO	ZOU	ABOMEY	2 029	ZOU	91	6,00%	16,10%	521,9	298 038 100	6	169
137	YEVI	ATLANTIQUE	ZE	1 973	ATLANTIQUE	91	5,80%	12,00%	521,9	298 038 100	71	170
107	YOKON	ZOU	ZOGBODOMEY	1 975	ZOU	91	5,80%	11,30%	521,9	298 038 100	101	171

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
136	AYIDOHOUE	ATLANTIQUE	TORI-BOSSITO	2 019	ATLANTIQUE	91	5,90%	10,60%	521,9	298 038 100	135	172
83	OKPA	COLLINES	SAVE	2 048	COLLINES	91	6,00%	8,70%	521,9	298 038 100	190	173
130	HONVE COME	MONO	COME	1 884	MONO	88	5,50%	9,80%	525,6	288 337 600	167	174
89	BANIGBE	COLLINES	DASSA-ZOUME	1 860	COLLINES	88	5,40%	9,60%	525,6	288 337 600	169	175
91	ASSIYO	COLLINES	DASSA-ZOUME	1 867	COLLINES	88	5,40%	9,10%	525,6	288 337 600	186	176
85	GOGORO	COLLINES	SAVE	1 868	COLLINES	88	5,40%	9,00%	525,6	288 337 600	187	177
22	GOUSSI-KPOTA	ATLANTIQUE	ALLADA	1 795	ATLANTIQUE	85	5,00%	13,60%	528,9	278 415 600	26	178
132	AGBANOU	ATLANTIQUE	ALLADA	1 846	ATLANTIQUE	85	5,20%	12,20%	528,9	278 415 600	63	179
183	GANDO-BAKA	ATACORA	KEROU	1 707		81	4,80%	20,10%	531	268 152 500	2	180
123	ZOHOUDJI	COUFFO	DOGBO	1 663	COUFFO	81	4,60%	14,10%	531	268 152 500	18	181
185	DIMANSOURI	ATACORA	BOUKOUMBE	1 701	ATACORA	81	4,70%	12,90%	531	268 152 500	42	182
146	HOUNGON DJINON	OUEME	AVRANKOU	1 713	OUEME & PLATEAU	81	4,80%	12,60%	531	268 152 500	54	183
84	ATESSE	COLLINES	SAVE	1 722	COLLINES	81	4,80%	12,50%	531	268 152 500	57	184
124	HOUNSA	COUFFO	DOGBO	1 742	COUFFO	81	4,90%	10,50%	531	268 152 500	137	185
35	GORO BANI	BORGOU	SINENDE	1 742		81	4,90%	9,00%	531	268 152 500	188	186
154	ASSA IDI OTCHE	PLATEAU	SAKETE	1 685	OUEME & PLATEAU	81	4,70%	8,30%	531	268 152 500	196	187
128	TCHANTCHANKPO	MONO	BOPA	1 633	MONO	78	4,40%	15,50%	535,9	258 449 600	9	188
193	KODE AKPO	OUEME	ADJOHOUN	1 569	OUEME & PLATEAU	78	4,10%	12,10%	535,9	258 449 600	66	189
67	GNANFOUNOUN	DONGA	COPARGO	1 630	ATACORA	78	4,40%	10,20%	535,9	258 449 600	152	190
192	ADJAHA	MONO	GRAND-POPO	1 577	MONO	78	4,20%	8,70%	535,9	258 449 600	192	191
79	RIFFO	COLLINES	GLAZOUE	1 594	COLLINES	78	4,20%	8,30%	535,9	258 449 600	195	192
151	ITA SOUMBA	PLATEAU	IFANGNI	1 592	OUEME & PLATEAU	78	4,20%	7,80%	535,9	258 449 600	199	193
64	ASSODE	DONGA	OUAKE	1 621	ATACORA	78	4,30%	7,70%	535,9	258 449 600	200	194
110	HLANHONOU	ZOU	ZOGBODOMEY	1 554	ZOU	78	4,10%	5,30%	535,9	258 449 600	203	195
15	FANVI	OUEME	ADJOHOUN	1 546	OUEME & PLATEAU	75	4,00%	10,80%	540,7	248 971 900	124	196
162	OBA TEDO	PLATEAU	KETOU	1 522		75	3,90%	5,10%	540,7	248 971 900	204	197
127	YONOUHOUE	MONO	BOPA	1 519	MONO	75	3,90%	5,10%	540,7	248 971 900	205	198
201	AHOUANLEKO	LITTORAL	COTONOU	2 664		130	5,20%	13,50%	541,8	410 636 200	30	199
68	TEBOU	DONGA	DJOUGOU	2 708	ATACORA	130	5,30%	10,00%	541,8	410 636 200	162	200

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
32	KPAKOU	ATACORA	KOUANDE	2 651	ATACORA	130	5,10%	9,10%	541,8	410 636 200	183	201
30	KOUBA	ATACORA	TOUCOUNTOUNA	2 748	ATACORA	130	5,20%	9,40%	544,3	410 636 200	179	202
140	AGOMAHAN	OUEME	BONOU	2 718	OUEME & PLATEAU	130	5,10%	9,40%	544,3	410 636 200	181	203
75	MALOMI	COLLINES	BANTE	2 747	COLLINES	130	5,20%	9,00%	544,3	410 636 200	189	204
104	KODJI DAHO	ZOU	ABOMEY	2 741	ZOU	130	5,20%	7,70%	544,3	410 636 200	201	205

## 9.6.3 Résultats par département

Tableau 51: Classement des projets PV/diesel - ALIBORI

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
170	GOMPAROU B	ALIBORI	BANIKOARA	2 908	ALIBORI	137	6,00%	16,70%	508,4	430 036 500	5	128
195	OUNET B	ALIBORI	BANIKOARA	5 692	ALIBORI	250	8,30%	14,00%	479,5	761 771 800	20	31
179	BADOU	ALIBORI	GOGOUNOU	4 650	ALIBORI	214	6,70%	13,60%	508	654 386 300	25	127
166	FOUNOUGO A	ALIBORI	BANIKOARA	11 420	ALIBORI	451	10,90%	13,00%	467,9	1 354 048 400	38	2
173	GAROU II	ALIBORI	MALANVILLE	9 542	ALIBORI	388	10,00%	12,40%	472,9	1 167 929 600	59	10
196	KASSAKOU	ALIBORI	KANDI	5 480	ALIBORI	244	8,00%	12,40%	480,3	741 811 800	60	36
175	GOUN-GOUN	ALIBORI	MALANVILLE	9 046	ALIBORI	372	9,80%	12,20%	474,6	1 119 085 200	62	13
174	GAROU TEDJI	ALIBORI	MALANVILLE	7 709	ALIBORI	329	9,10%	11,90%	478	992 513 900	77	22
168	KANDEROU	ALIBORI	BANIKOARA	6 820	ALIBORI	287	9,30%	11,80%	473,7	868 936 200	78	11
178	THYA	ALIBORI	KANDI	6 459	ALIBORI	277	9,00%	11,60%	474,9	839 499 600	88	15
167	IGRIGGOU	ALIBORI	BANIKOARA	8 187	ALIBORI	345	9,20%	11,50%	477,2	1 040 582 400	90	19
172	KARIGUI	ALIBORI	KARIMAMA	7 655	ALIBORI	329	9,00%	11,30%	478	992 513 900	97	24
181	OUESSENE BARIBA	ALIBORI	GOGOUNOU	4 464	ALIBORI	210	6,50%	11,20%	514,5	643 901 100	105	150
176	MOLLA CENTRE	ALIBORI	MALANVILLE	4 930	ALIBORI	224	7,50%	10,90%	482,2	683 043 000	118	50
18	GOUGNIROU-BARIBA	ALIBORI	BANIKOARA	3 446	ALIBORI	154	7,00%	10,50%	496,6	478 656 900	139	96
169	BOUHANROU	ALIBORI	BANIKOARA	3 335	ALIBORI	150	6,70%	10,30%	498	468 955 300	149	104
171	GBENIKI	ALIBORI	BANIKOARA	3 858	ALIBORI	170	7,60%	10,20%	490,7	527 722 800	154	79
180	DOUGOU (ILOUGOU)	ALIBORI	GOGOUNOU	4 546	ALIBORI	210	6,50%	9,60%	516	643 901 100	175	158
177	KOUTE	ALIBORI	SEGBANA	4 461	ALIBORI	210	6,50%	8,50%	514,5	643 901 100	194	153
19				114 608		4 951				15 053	MFCFA	

Tableau 52: Classement des projets PV/diesel - ATACORA

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
183	GANDO-BAKA	ATACORA	KEROU	1 707		81	4,80%	20,10%	531	268 152 500	2	180
27	NODI	ATACORA	MATERI	3 121	ATACORA	144	6,20%	17,50%	501,5	450 001 800	4	110
198	N'DAHONTA	ATACORA	TANGUIETA	2 954	ATACORA	140	6,00%	14,70%	500,3	440 303 600	11	109
184	SOKONGOUROU	ATACORA	KEROU	4 110		177	8,00%	14,40%	489,4	547 684 500	13	71
31	HONGON	ATACORA	KOUANDE	2 562	ATACORA	111	7,30%	13,60%	506,1	356 359 900	28	121
34	SEKOGOUROU	ATACORA	KOUANDE	5 354	ATACORA	240	7,90%	13,00%	480,9	731 885 600	36	39
185	DIMANSOURI	ATACORA	BOUKOUMBE	1 701	ATACORA	81	4,70%	12,90%	531	268 152 500	42	182
182	CORONCORE	ATACORA	TANGUIETA	2 470	ATACORA	108	7,10%	12,90%	508,7	346 656 800	43	137
29	OROUKOUARE	ATACORA	COBLY	2 922	ATACORA	137	6,00%	12,50%	508,4	430 036 500	58	129
197	COTIAKOU	ATACORA	TANGUIETA	3 394	ATACORA	154	6,90%	12,00%	496,6	478 656 900	69	95
28	BOUEROU	ATACORA	PEHUNCO	7 723		329	9,10%	11,70%	478	992 513 900	82	23
33	MAKROU-GOUROU	ATACORA	KOUANDE	3 716	ATACORA	164	7,40%	11,10%	493,5	508 319 100	110	86
5	DOKONDE	ATACORA	NATITINGOU	5 136	ATACORA	230	7,70%	11,10%	483,1	703 005 600	111	56
30	KOUBA	ATACORA	TOUCOUNTOUNA	2 748	ATACORA	130	5,20%	9,40%	544,3	410 636 200	179	202
32	KPAKOU	ATACORA	KOUANDE	2 651	ATACORA	130	5,10%	9,10%	541,8	410 636 200	183	201
15				52 269		2 356				7 343	MFCFA	

Tableau 53: Classement des projets PV/diesel – ATLANTIQUE

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
204	SOKOMEY	ATLANTIQUE	SO-AVA	3 946	ATLANTIQUE	170	7,80%	19,50%	490,7	527 722 800	3	77
134	HETIN	ATLANTIQUE	ALLADA	2 221	ATLANTIQUE	98	6,60%	15,80%	515,4	317 219 300	7	154
139	YEKON DO	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	2 784	ATLANTIQUE	134	5,80%	13,70%	516,6	420 112 500	24	159
22	GOUSSI-KPOTA	ATLANTIQUE	ALLADA	1 795	ATLANTIQUE	85	5,00%	13,60%	528,9	278 415 600	26	178
133	WADON	ATLANTIQUE	ALLADA	2 479	ATLANTIQUE	108	7,20%	13,30%	508,7	346 656 800	32	136
9	SEDJE I	ATLANTIQUE	ZE	11 354	ATLANTIQUE	451	10,80%	12,80%	467,9	1 354 048 400	45	3
135	SATRE	ATLANTIQUE	TORI-BOSSITO	2 116	ATLANTIQUE	95	6,20%	12,70%	518,2	307 515 600	48	162
132	AGBANOU	ATLANTIQUE	ALLADA	1 846	ATLANTIQUE	85	5,20%	12,20%	528,9	278 415 600	63	179
13	KPANROUN CENTRE	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	3 051	ATLANTIQUE	144	6,00%	12,00%	501,5	450 001 800	68	112
137	YEVI	ATLANTIQUE	ZE	1 973	ATLANTIQUE	91	5,80%	12,00%	521,9	298 038 100	71	170
131	GBEDJEWIN	ATLANTIQUE	KPOMASSE	2 083	ATLANTIQUE	95	6,10%	11,60%	518,2	307 515 600	85	163
138	DOMEGBO	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	6 331	ATLANTIQUE	270	8,90%	11,10%	476,1	820 093 200	112	16
136	AYIDOHOUE	ATLANTIQUE	TORI-BOSSITO	2 019	ATLANTIQUE	91	5,90%	10,60%	521,9	298 038 100	135	172
13				43 998		1 917				6 004	MFCFA	

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
36	SIKKI II	BORGOU	SINENDE	2 647		111	7,60%	21,90%	506,1	356 359 900	1	120
46	KOUREI	BORGOU	KALALE	11 264	BORGOU	448	10,80%	13,90%	467,9	1 343 575 000	21	1
62	KPARI	BORGOU	TCHAOUROU	10 052	BORGOU	408	10,20%	13,80%	471	1 226 477 600	22	7
41	BOA	BORGOU	KALALE	10 840	BORGOU	431	10,60%	13,70%	469,1	1 294 730 400	23	4
37	DIADIA	BORGOU	SINENDE	3 788		167	7,40%	13,60%	492,3	518 020 500	27	80
43	GUERRAN-KALI (GBEKOU)	BORGOU	BEMBEREKE	10 549	BORGOU	421	10,50%	13,40%	470,1	1 265 841 200	31	5
40	KIDAROUKPEROU	BORGOU	KALALE	3 658	BORGOU	164	7,30%	12,70%	493,5	508 319 100	46	85
51	TCHICANDOU	BORGOU	NIKKI	2 355	BORGOU	105	6,90%	12,70%	511,6	337 178 300	50	141
38	BOUKA-GANDO	BORGOU	KALALE	7 012	BORGOU	293	9,40%	12,60%	472,8	888 119 800	56	8
61	WARI-MARO	BORGOU	TCHAOUROU	9 093	DONGA	375	9,80%	11,90%	474,2	1 128 788 800	73	12
50	TONTAROU	BORGOU	NIKKI	4 019	BORGOU	174	7,90%	11,90%	489,6	537 425 900	75	74
42	BEROUBOUAY OUEST	BORGOU	BEMBEREKE	5 193		234	7,70%	11,70%	482,3	712 705 100	80	52
11	YARRA BARIBA	BORGOU	SINENDE	7 818		332	9,00%	11,70%	479,9	1 001 992 800	83	35
39	MAREGUITA	BORGOU	KALALE	7 584	BORGOU	325	9,00%	11,70%	479,1	982 033 900	84	28
52	BORO	BORGOU	PERERE	6 989	BORGOU	293	9,30%	11,60%	472,8	888 119 800	86	9
186	BORI	BORGOU	N'DALI	7 175		312	8,70%	11,50%	483,6	943 671 700	91	60
45	GBESSAKPEROU	BORGOU	KALALE	7 594	BORGOU	325	9,00%	11,50%	479,1	982 033 900	92	29
48	GBARI	BORGOU	NIKKI	3 618	BORGOU	160	7,30%	11,40%	494,8	498 842 000	93	87
60	ALAFIAROU	BORGOU	TCHAOUROU	7 400	DONGA	319	8,90%	11,40%	481,5	962 852 600	95	44
47	TEBO	BORGOU	NIKKI	2 345	BORGOU	101	6,80%	11,20%	513,9	327 254 800	103	144
63	KPASSA	BORGOU	TCHAOUROU	7 717	BORGOU	329	9,10%	10,80%	478	992 513 900	123	25
53	DIGUIDIROU	BORGOU	PERERE	4 020	BORGOU	174	7,90%	10,70%	489,6	537 425 900	126	75
57	KORI	BORGOU	N'DALI	4 198	BORGOU	180	8,10%	10,70%	488,3	557 160 900	128	69
44	GOUA	BORGOU	BEMBEREKE	2 347	BORGOU	101	6,80%	10,60%	513,9	327 254 800	131	147
55	SANDILO	BORGOU	PERERE	4 235	BORGOU	180	8,20%	10,60%	488,3	557 160 900	132	70
59	AGBASSA	BORGOU	TCHAOUROU	5 147	DONGA	230	7,70%	10,50%	483,1	703 005 600	142	57
56	BOUGNAKOU	BORGOU	PERERE	5 047	BORGOU	227	7,60%	10,40%	483,4	692 745 400	144	58
187	KIKA II	BORGOU	TCHAOUROU	3 136	BORGOU	144	6,20%	10,00%	501,5	450 001 800	160	114
54	DIGUIDIROU PEULH	BORGOU	PERERE	2 058	BORGOU	95	6,00%	9,60%	518,2	307 515 600	170	166
49	SOUBO	BORGOU	NIKKI	2 897	BORGOU	137	6,00%	9,60%	508,4	430 036 500	171	130
58	TEME	BORGOU	N'DALI	4 565	BORGOU	214	6,70%	9,10%	506,4	654 386 300	184	126
35	GORO BANI	BORGOU	SINENDE	1 742		81	4,90%	9,00%	531	268 152 500	188	186
32				178 102		7 590				23 182	MFCFA	

Tableau 54: Classement des projets PV/diesel – BORGOU

Tableau 55: Tableau 53: Classement des projets PV/diesel – COLLINES

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
80	WLA	COLLINES	OUESSE	3 338	COLLINES	150	6,70%	15,80%	498	468 955 300	8	101
88	AFE-ZOUNGO	COLLINES	SAVALOU	7 509		322	8,90%	13,50%	479,7	972 330 700	29	34
78	KPAKPAZA	COLLINES	GLAZOUE	2 419	COLLINES	105	7,10%	12,90%	511,6	337 178 300	41	140
4	MONSO	COLLINES	GLAZOUE	10 520	COLLINES	421	10,50%	12,90%	470,1	1 265 841 200	44	6
84	ATESSE	COLLINES	SAVE	1 722	COLLINES	81	4,80%	12,50%	531	268 152 500	57	184
76	GALATA	COLLINES	BANTE	2 593	COLLINES	111	7,40%	11,70%	506,1	356 359 900	81	123
82	YAOUI	COLLINES	OUESSE	4 411	COLLINES	187	8,40%	11,60%	486	576 342 500	87	64
93	HOUNKPOGON	COLLINES	DASSA-ZOUME	2 151	COLLINES	98	6,40%	11,00%	515,4	317 219 300	113	155
3	SOWE I	COLLINES	GLAZOUE	5 730	COLLINES	250	8,30%	11,00%	479,5	761 771 800	114	32
189	LAHOTAN	COLLINES	SAVALOU	3 949	COLLINES	170	7,80%	10,20%	490,7	527 722 800	153	78
188	ITCHOCOBO	COLLINES	BANTE	4 544	DONGA	210	6,50%	10,20%	516	643 901 100	156	157
74	OKOTO	COLLINES	BANTE	3 173	DONGA	147	6,30%	10,00%	499,4	459 254 700	161	106
92	GBOWELE	COLLINES	DASSA-ZOUME	5 532	COLLINES	244	8,10%	9,90%	480,3	741 811 800	163	38
73	BANON	COLLINES	BANTE	2 465	DONGA	108	7,10%	9,80%	508,7	346 656 800	165	139
81	IDADJO	COLLINES	OUESSE	5 156	DONGA	234	7,70%	9,70%	482,3	712 705 100	168	55
89	BANIGBE	COLLINES	DASSA-ZOUME	1 860	COLLINES	88	5,40%	9,60%	525,6	288 337 600	169	175
87	DANI	COLLINES	SAVE	5 425	COLLINES	240	8,00%	9,60%	480,9	731 885 600	172	43
90	FITA	COLLINES	DASSA-ZOUME	3 467	COLLINES	157	7,00%	9,50%	495,1	488 358 000	177	91
203	AOUANKANME	COLLINES	SAVALOU	2 904	COLLINES	137	6,00%	9,40%	508,4	430 036 500	180	131
86	OKOUNFO	COLLINES	SAVE	3 406	COLLINES	154	6,90%	9,30%	496,6	478 656 900	182	97
12	DIHO II	COLLINES	SAVE	4 798	COLLINES	220	7,30%	9,10%	489,4	673 564 400	185	73
91	ASSIYO	COLLINES	DASSA-ZOUME	1 867	COLLINES	88	5,40%	9,10%	525,6	288 337 600	186	176
85	GOGORO	COLLINES	SAVE	1 868	COLLINES	88	5,40%	9,00%	525,6	288 337 600	187	177
75	MALOMI	COLLINES	BANTE	2 747	COLLINES	130	5,20%	9,00%	544,3	410 636 200	189	204
83	OKPA	COLLINES	SAVE	2 048	COLLINES	91	6,00%	8,70%	521,9	298 038 100	190	173
79	RIFFO	COLLINES	GLAZOUE	1 594	COLLINES	78	4,20%	8,30%	535,9	258 449 600	195	192
77	OKOUTA-OSSE	COLLINES	BANTE	3 164	DONGA	147	6,30%	8,20%	499,4	459 254 700	198	108
27				100 360		4 456				13 850	MFCFA	

Tableau 56: Tableau 53: Classement des projets PV/diesel – COUFFO

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
116	ZOUNZONKANME	COUFFO	KLOUEKANME	2 525	COUFFO	108	7,30%	14,90%	508,7	346 656 800	10	133
123	ZOHOUDJI	COUFFO	DOGBO	1 663	COUFFO	81	4,60%	14,10%	531	268 152 500	18	181
191	SEBIOHOUE	COUFFO	DJAKOTOME	3 381	COUFFO	154	6,80%	13,20%	496,6	478 656 900	33	92
205	ZOUZOUVOU	COUFFO	DJAKOTOME	2 600	COUFFO	111	7,40%	13,10%	506,1	356 359 900	35	122
117	ADOUKANDJI	COUFFO	LALO	6 463	COUFFO	277	9,00%	13,00%	474,9	839 499 600	37	14
115	AKOUEGBADJA	COUFFO	KLOUEKANME	3 372	COUFFO	154	6,80%	12,90%	496,6	478 656 900	40	93
120	ZONMONDJI	COUFFO	LALO	2 454	COUFFO	108	7,10%	12,70%	508,7	346 656 800	47	138
113	HEDJANAWA	COUFFO	APLAHOUE	3 100	COUFFO	144	6,20%	12,60%	501,5	450 001 800	53	111
111	LAGBAVE	COUFFO	APLAHOUE	5 268	COUFFO	237	7,80%	11,90%	481,6	722 406 700	76	48
121	DOUMAHOU	COUFFO	DJAKOTOME	4 148	COUFFO	177	8,10%	11,50%	489,4	547 684 500	89	72
114	HOUNGBAME	COUFFO	APLAHOUE	4 673	COUFFO	217	7,00%	11,30%	497,3	663 863 300	99	98
118	ADJAGLIMEY	COUFFO	LALO	4 914	COUFFO	224	7,50%	11,20%	482,2	683 043 000	104	49
119	SOHOUNOUHOUE	COUFFO	LALO	3 263	COUFFO	150	6,60%	11,00%	498	468 955 300	115	103
124	HOUNSA	COUFFO	DOGBO	1 742	COUFFO	81	4,90%	10,50%	531	268 152 500	137	185
122	KPODAHA 2	COUFFO	DOGBO	4 611	COUFFO	214	6,80%	10,40%	506,4	654 386 300	143	125
112	WAKPE	COUFFO	APLAHOUE	5 503	COUFFO	244	8,10%	10,30%	480,3	741 811 800	150	37
24	HOUNKEMEY	COUFFO	DJAKOTOME	3 148	COUFFO	144	6,30%	10,20%	501,5	450 001 800	155	113
7	HONTONOU	COUFFO	APLAHOUE	2 285	COUFFO	101	6,60%	10,10%	513,9	327 254 800	158	148
18				65 113		2 926				9 092	MFCFA	

Tableau 57: Tableau 53: Classement des projets PV/diesel – DONGA

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
69	BIGUINA	DONGA	BASSILA	7 858	DONGA	335	9,10%	11,10%	476,3	1 011 695 400	106	17
65	MADJATOM	DONGA	OUAKE	3 551	ATACORA	160	7,10%	10,90%	494,8	498 842 000	117	89
66	PASSABIA	DONGA	COPARGO	4 915	ATACORA	224	7,50%	10,90%	482,2	683 043 000	119	51
70	DOGUE	DONGA	BASSILA	5 237	DONGA	234	7,80%	10,80%	482,3	712 705 100	121	53
71	KIKELE	DONGA	BASSILA	5 818	DONGA	254	8,40%	10,40%	478,6	771 473 800	145	27
20	AORO-NAGO	DONGA	BASSILA	4 420	DONGA	187	8,40%	10,40%	486	576 342 500	146	66
67	GNANFOUNOUN	DONGA	COPARGO	1 630	ATACORA	78	4,40%	10,20%	535,9	258 449 600	152	190
68	TEBOU	DONGA	DJOUYOU	2 708	ATACORA	130	5,30%	10,00%	541,8	410 636 200	162	200
72	BAYAKOU	DONGA	BASSILA	4 667		217	7,00%	9,50%	497,3	663 863 300	176	100
64	ASSODE	DONGA	OUAKE	1 621	ATACORA	78	4,30%	7,70%	535,9	258 449 600	200	194
10				42 425		1 897				5 846	MFCFA	

Tableau 58:Tableau 53: Classement des projets PV/diesel – LITTORAL

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
201	AHOUANLEKO	LITTORAL	COTONOU	2 664		130	5,20%	13,50%	541,8	410 636 200	30	199
199	SEHOGAN	LITTORAL	COTONOU	2 811		134	5,70%	11,30%	519,1	420 112 500	102	168
2				5 475		264				831	MFCFA	

Tableau 59: Tableau 53: Classement des projets PV/diesel – MONO

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
128	TCHANTCHANKPO	MONO	BOPA	1 633	MONO	78	4,40%	15,50%	535,9	258 449 600	9	188
129	MAIBOUI	MONO	HOUYOGBE	3 416	MONO	154	6,90%	12,60%	496,6	478 656 900	55	94
125	DANSIHOUE	MONO	LOKOSSA	2 410	MONO	105	7,10%	12,10%	511,6	337 178 300	67	142
202	KPOJJI	MONO	ATHIEME	3 019	MONO	140	5,90%	12,00%	503,3	440 303 600	72	117
16	TOZOUME	MONO	LOKOSSA	7 354	MONO	319	8,80%	10,60%	481,5	962 852 600	136	47
1	DJIDJOZOUN	MONO	BOPA	5 657	MONO	250	8,20%	10,20%	479,5	761 771 800	151	33
126	DJONDJIZOUME	MONO	LOKOSSA	2 124	MONO	95	6,20%	9,80%	518,2	307 515 600	166	165
130	HONVE COME	MONO	COME	1 884	MONO	88	5,50%	9,80%	525,6	288 337 600	167	174
10	AGUIDAHOUE	MONO	ATHIEME	3 199	MONO	147	6,40%	8,70%	499,4	459 254 700	191	107
192	ADJAHA	MONO	GRAND-POPO	1 577	MONO	78	4,20%	8,70%	535,9	258 449 600	192	191
17	VODOME	MONO	GRAND-POPO	2 876	MONO	137	5,90%	8,30%	508,4	430 036 500	197	132
127	YONOUHOUE	MONO	BOPA	1 519	MONO	75	3,90%	5,10%	540,7	248 971 900	205	198
12				36 668		1 666				5 232	MFCFA	

Tableau 60: Classement des projets PV/diesel – OUEME

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
200	KPOTA	OUEME	PORTO-NOVO	4 214	OUEME & PLATEAU	180	8,10%	14,20%	488,3	557 160 900	15	67
194	HOUINSA	OUEME	ADJOHOUN	2 253	OUEME & PLATEAU	101	6,50%	14,20%	513,9	327 254 800	17	143
141	ALLANKPON	OUEME	BONOU	2 502	OUEME & PLATEAU	108	7,20%	14,00%	508,7	346 656 800	19	135
146	HOUNGON DJINON	OUEME	AVRANKOU	1 713	OUEME & PLATEAU	81	4,80%	12,60%	531	268 152 500	54	183
148	KPOGON	OUEME	AKPRO-MISSERETE	4 579	OUEME & PLATEAU	214	6,70%	12,10%	506,4	654 386 300	65	124
193	KODE AKPO	OUEME	ADJOHOUN	1 569	OUEME & PLATEAU	78	4,10%	12,10%	535,9	258 449 600	66	189
145	AGONDOZOUN	OUEME	AKPRO-MISSERETE	5 420	OUEME & PLATEAU	240	8,00%	12,00%	480,9	731 885 600	70	41
26	AKPRO HANZOUNME	OUEME	AKPRO-MISSERETE	7 397	OUEME & PLATEAU	319	8,90%	10,80%	481,5	962 852 600	120	46
15	FANVI	OUEME	ADJOHOUN	1 546	OUEME & PLATEAU	75	4,00%	10,80%	540,7	248 971 900	124	196
143	GBEKANDJI II	OUEME	ADJOHOUN	2 280	OUEME & PLATEAU	101	6,60%	10,70%	513,9	327 254 800	125	146
144	GOGBO	OUEME	ADJOHOUN	4 488	OUEME & PLATEAU	210	6,50%	10,60%	514,5	643 901 100	129	151
14	KPANOUKPADE	OUEME	AKPRO-MISSERETE	6 106	OUEME & PLATEAU	263	8,70%	10,40%	476,7	800 135 300	147	18
8	DOGBA HE	OUEME	BONOU	4 460	OUEME & PLATEAU	210	6,50%	9,60%	514,5	643 901 100	174	152
140	AGOMAHAN	OUEME	BONOU	2 718	OUEME & PLATEAU	130	5,10%	9,40%	544,3	410 636 200	181	203
147	TOKPO	OUEME	AVRANKOU	3 025	OUEME & PLATEAU	140	6,00%	7,40%	503,3	440 303 600	202	119
15				54 270		2 450				7 622	MFCFA	

Tableau 61: Classement des projets PV/diesel – PLATEAU

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
157	HOUEDAME	PLATEAU	ADJA-OUERE	4 359	OUEME & PLATEAU	187	8,30%	12,90%	486	576 342 500	39	62
142	IGBA	PLATEAU	SAKETE	4 418	OUEME & PLATEAU	187	8,40%	12,10%	486	576 342 500	64	63
156	ITA BOLARINWA	PLATEAU	ADJA-OUERE	7 164	OUEME & PLATEAU	312	8,70%	11,80%	483,6	943 671 700	79	59
160	ABADAGO	PLATEAU	ADJA-OUERE	5 941		257	8,50%	11,30%	477,9	780 729 900	96	21
163	MOWODANI	PLATEAU	KETOU	8 300		348	9,30%	11,30%	477,3	1 051 059 000	100	20
164	OMOU	PLATEAU	KETOU	4 448		187	8,50%	11,10%	486	576 342 500	107	65
19	OKEITA	PLATEAU	POBE	7 351	OUEME & PLATEAU	319	8,80%	11,00%	481,5	962 852 600	116	45
159	OLOGO	PLATEAU	ADJA-OUERE	3 594	OUEME & PLATEAU	160	7,20%	10,80%	494,8	498 842 000	122	90
2	MOWOBANI	PLATEAU	ADJA-OUERE	7 573		325	9,00%	10,70%	479,1	982 033 900	127	30
98	OKE OLA	PLATEAU	ADJA-OUERE	5 154		234	7,70%	10,60%	482,3	712 705 100	133	54
153	AKPECHI	PLATEAU	SAKETE	3 982	OUEME & PLATEAU	174	7,80%	10,60%	489,6	537 425 900	134	76
149	AKADJA	PLATEAU	IFANGNI	5 796	OUEME & PLATEAU	254	8,30%	10,50%	478,6	771 473 800	138	26
158	KOKOROKONHOUN	PLATEAU	ADJA-OUERE	3 030	OUEME & PLATEAU	140	6,00%	10,50%	503,3	440 303 600	141	118
150	DOKE	PLATEAU	IFANGNI	5 377	OUEME & PLATEAU	240	7,90%	10,10%	480,9	731 885 600	157	42
155	KOBEDJO	PLATEAU	SAKETE	2 279	OUEME & PLATEAU	101	6,60%	10,10%	513,9	327 254 800	159	149
152	HOUMBO DJEDJE	PLATEAU	IFANGNI	3 138	OUEME & PLATEAU	144	6,20%	9,90%	501,5	450 001 800	164	115
165	GBANAGO	PLATEAU	POBE	3 283		150	6,60%	9,40%	498	468 955 300	178	105
161	DOGO	PLATEAU	KETOU	3 060		144	6,10%	8,60%	501,5	450 001 800	193	116
154	ASSA IDI OTCHE	PLATEAU	SAKETE	1 685	OUEME & PLATEAU	81	4,70%	8,30%	531	268 152 500	196	187
151	ITA SOUMBA	PLATEAU	IFANGNI	1 592	OUEME & PLATEAU	78	4,20%	7,80%	535,9	258 449 600	199	193
162	OBA TEDO	PLATEAU	KETOU	1 522		75	3,90%	5,10%	540,7	248 971 900	204	197
21				93 046		4 097				12 614	MFCFA	

Tableau 62: Classement des projets PV/diesel – ZOU

Cluster	Nom de la localité principale	Département	Commune	Population	Proposition de regroupement	Solar Capacity kWc	IRR CLUSTER	IRR + (CLUSTER + Pop.de couverture + santé)	LCOE Total (10%)	Invest. Total FCFA	Classement selon IRR +	Classement selon LCOE
105	DILLI KOCHO	ZOU	ABOMEY	2 029	ZOU	91	6,00%	16,10%	521,9	298 038 100	6	169
95	AHICON	ZOU	OUIHNI	2 506		108	7,20%	14,60%	508,7	346 656 800	12	134
100	ZOUZONME	ZOU	BOHICON	2 099	ZOU	95	6,10%	14,20%	518,2	307 515 600	14	160
101	ATTOGOUIN	ZOU	BOHICON	3 303	ZOU	150	6,60%	14,20%	498	468 955 300	16	102
109	DEME	ZOU	ZOGBODOMEY	2 116	ZOU	95	6,20%	13,20%	518,2	307 515 600	34	161
94	TOZOUNGO	ZOU	OUIHNI	3 833		167	7,50%	12,70%	492,3	518 020 500	49	81
25	TOVIGOME	ZOU	BOHICON	5 448	ZOU	240	8,00%	12,70%	480,9	731 885 600	51	40
190	KPAKPAME	ZOU	ZAKPOTA	3 815	ZOU	167	7,50%	12,70%	492,3	518 020 500	52	82
106	GOUTCHON	ZOU	DJIDJA	2 824	ZOU	134	5,70%	12,30%	519,1	420 112 500	61	167
102	ZOUNZONSA	ZOU	BOHICON	4 194	ZOU	180	8,10%	11,90%	488,3	557 160 900	74	68
96	AHIZE	ZOU	OUIHNI	7 102		309	8,70%	11,40%	483,8	933 190 800	94	61
23	DON AKADJAMEY	ZOU	ZOGBODOMEY	3 648	ZOU	160	7,30%	11,30%	494,8	498 842 000	98	88
107	YOKON	ZOU	ZOGBODOMEY	1 975	ZOU	91	5,80%	11,30%	521,9	298 038 100	101	171
97	AKASSA	ZOU	OUIHNI	2 285		101	6,60%	11,10%	513,9	327 254 800	108	145
103	HOUNGOMEY	ZOU	ZAKPOTA	4 542	ZOU	210	6,50%	11,10%	516	643 901 100	109	156
99	FONKPAME	ZOU	DJIDJA	3 825	ZOU	167	7,50%	10,60%	492,3	518 020 500	130	83
21	HODJA	ZOU	AGBANGNIZOUN	3 812	ZOU	167	7,50%	10,50%	492,3	518 020 500	140	84
108	GBAFFO	ZOU	ZOGBODOMEY	2 094	ZOU	95	6,10%	10,30%	518,2	307 515 600	148	164
6	GBETO	ZOU	BOHICON	4 745	ZOU	217	7,10%	9,60%	497,3	663 863 300	173	99
104	KODJI DAHO	ZOU	ABOMEY	2 741	ZOU	130	5,20%	7,70%	544,3	410 636 200	201	205
110	HLANHONOU	ZOU	ZOGBODOMEY	1 554	ZOU	78	4,10%	5,30%	535,9	258 449 600	203	195
21				70 490		3 152				9 852	MFCFA	

## Annexe 1 : Listes des Pôles de développement

Code	Département	Commune	Arrondissement	Nom	Pop.	IPD
6876802	ALIBORI	BANIKOARA	FOUNOUGO	GOUGNIROU-BARIBA	3362	0,503
6876797	ALIBORI	BANIKOARA	FOUNOUGO	FOUNOUGO A	11141	0,653
6876803	ALIBORI	BANIKOARA	FOUNOUGO	IGRIGGOU	7987	0,517
6876804	ALIBORI	BANIKOARA	FOUNOUGO	KANDEROU	6654	0,637
6876807	ALIBORI	BANIKOARA	GOMPAROU	BOUHANROU	3254	0,503
6876809	ALIBORI	BANIKOARA	GOMPAROU	GOMPAROU B	2837	0,887
6876840	ALIBORI	BANIKOARA	SOROKO	GBENIKI	3764	0,517
6876851	ALIBORI	KARIMAMA	BIRNI-LAFIA	KARIGUI	7468	0,517
6876869	ALIBORI	MALANVILLE	GAROU	GAROU II	9309	0,603
6876870	ALIBORI	MALANVILLE	GAROU	GAROU TEDJI	7521	0,657
6876876	ALIBORI	MALANVILLE	GUENE	GOUN-GOUN	8825	0,757
6876895	ALIBORI	MALANVILLE	TOMBOUTOU	MOLLA CENTRE	4810	0,647
6876901	ALIBORI	SEGBANA	LIBANTE	KOUTE	4352	0,607
6876931	ALIBORI	KANDI	ANGARADEBOU	THYA	6301	0,54
6876974	ALIBORI	GOGOUNOU	BAGOU	BADOU	4537	0,517
6876992	ALIBORI	GOGOUNOU	OUARA	DOUGOU (ILOUGOU)	4435	0,517
6876998	ALIBORI	GOGOUNOU	SORI	OUESSENE BARIBA	4355	0,537
6881656	ALIBORI	BANIKOARA	OUNET	OUNET B	5553	0,65
6881673	ALIBORI	KANDI	KASSAKOU	KASSAKOU	5346	0,783
6873636	ATACORA	NATITINGOU	KOTAPOUNGA	DOKONDE	5011	0,55
6873475	ATACORA	MATERI	NODI	HOLLI	730	0,51
6873479	ATACORA	MATERI	NODI	NODI	3045	0,677
6873531	ATACORA	PEHUNCO	PEHUNCO	BOUEROU	7535	0,67
6873578	ATACORA	BOUKOUMBE	KOSSOUCOINGOU	KOUSSOUNOUGOU	619	0,53
6873581	ATACORA	BOUKOUMBE	KOSSOUCOINGOU	TAKOQUANTA	445	0,537
6873597	ATACORA	BOUKOUMBE	NATTA	KOUDOGOU	1148	0,57
6873605	ATACORA	BOUKOUMBE	NATTA	KOUWOTCHIRGOU	1396	0,583
6873618	ATACORA	COBLY	KOUNTORI	OROUKOUARE	2851	0,543
6873669	ATACORA	NATITINGOU	NATITINGOU III	KOUSSANTIGOU	666	0,53
6873672	ATACORA	NATITINGOU	NATITINGOU III	YETAPO	975	0,613
6873693	ATACORA	TOUCOUNTOUNA	KOUARFA	KOUBA	2681	0,503
6873715	ATACORA	KOUANDE	BIRNI	HONGON	2500	0,633
6873737	ATACORA	KOUANDE	GUILMARO	KPAKOU	2586	0,537
6873746	ATACORA	KOUANDE	KOUANDE	MAKROU-GOUROU	3625	0,607
6873748	ATACORA	KOUANDE	KOUANDE	SEKOGOUROU	5223	0,633
6877011	ATACORA	TANGUIETA	COTIACOU	CORONCORE	2410	0,53
6877023	ATACORA	TANGUIETA	TAIAKOU	KOUAYOTI	439	0,65
6877046	ATACORA	KEROU	BRIGNAMARO	GANDO-BAKA	1665	0,507
6877056	ATACORA	KEROU	FIROU	SOKONGOUROU	4010	0,767
6877073	ATACORA	BOUKOUMBE	DIPOLI	DIMANSOURI	1660	0,563
6881684	ATACORA	TANGUIETA	COTIACOU	COTIAKOU	3311	0,667
6881686	ATACORA	TANGUIETA	N'DAHONTA	N'DAHONTA	2882	0,72
6876049	ATLANTIQUE	ZE	SEDJE-DENOU	SEDJE I	11077	0,65
6881630	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	KPANROUN	KPANROUN CENTRE	2977	0,733
6875783	ATLANTIQUE	ALLADA	AGBANOU	GOUSSI-KPOTA	1751	0,6
6875750	ATLANTIQUE	KPOMASSE	KPOMASSE	GBEDJEWIN	2032	0,62
6875765	ATLANTIQUE	KPOMASSE	TOKPA-DOME	AMOUKONOU	811	0,787
6875778	ATLANTIQUE	ALLADA	AGBANOU	AGBANOU	1801	0,533
6875786	ATLANTIQUE	ALLADA	AGBANOU	WADON	2419	0,567
6875792	ATLANTIQUE	ALLADA	AHOUANNOZOUN	HETIN	2167	0,803
6875867	ATLANTIQUE	TORI-BOSSITO	AZOHOUE-CADA	SATRE	2064	0,63
6875870	ATLANTIQUE	TORI-BOSSITO	TORI-BOSSITO	AYIDOHOUE	1970	0,503
6875873	ATLANTIQUE	TORI-BOSSITO	TORI-BOSSITO	HEKINDJI I	912	0,55
6876007	ATLANTIQUE	ALLADA	SEKOU	SEHE	1162	0,583

Code	Département	Commune	Arrondissement	Nom	Pop.	IPD
6876059	ATLANTIQUE	ZE	TANGBO-DJEVIE	ANAVIE	911	0,533
6876065	ATLANTIQUE	ZE	TANGBO-DJEVIE	YEVI	1925	0,533
6876101	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	AKASSATO	GBETAGBO	14886	0,6
6876109	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	GLO-DJIGBE	DOMEGBO	6177	0,53
6876114	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	GLO-DJIGBE	YEKON DO	2716	0,733
6881611	ATLANTIQUE	KPOMASSE	AGANMALOME	AGANMALOME	947	0,617
6918963	ATLANTIQUE	SO-AVA	HOUEDO-AGUEKON	SOKOMEY	3850	0,583
6873775	BORGOU	SINENDE	SEREKE	YARRA BARIBA	7627	0,54
6873779	BORGOU	SINENDE	SIKKI	GORO BANI	1700	0,503
6873783	BORGOU	SINENDE	SIKKI	SIKKI II	2582	0,707
6873788	BORGOU	SINENDE	SINENDE	DIADIA	3696	0,607
6873804	BORGOU	KALALE	BOUKA	BOUKA-GANDO	6841	0,517
6873812	BORGOU	KALALE	DERASSI	MAREGUITA	7399	0,517
6873827	BORGOU	KALALE	KALALE	KIDAROUKPEROU	3569	0,62
6873833	BORGOU	KALALE	PEONGA	BOA	10576	0,553
6873848	BORGOU	BEMBEREKE	BEROUBOUAY	BEROUBOUAY OUEST	5066	0,55
6873854	BORGOU	BEMBEREKE	BOUANRI	MARO (BOUARI I)	1375	0,573
6873857	BORGOU	BEMBEREKE	BOUANRI	GUERRAN-KALI (GBEKOU)	10292	0,637
6873872	BORGOU	BEMBEREKE	INA	GOUA	2290	0,55
6873880	BORGOU	KALALE	DUNKASSA	GBESSAKPEROU	7409	0,657
6873881	BORGOU	KALALE	BOUKA	KOUREI	10989	0,72
6873889	BORGOU	NIKKI	BIRO	TEBO	2288	0,667
6873890	BORGOU	NIKKI	GNONKOURAKALI	GBARI	3530	0,62
6873895	BORGOU	NIKKI	GNONKOURAKALI	SOUBO	2826	0,62
6873911	BORGOU	NIKKI	NIKKI	TONTAROU	3921	0,57
6873920	BORGOU	NIKKI	OUENOU	TCHICANDOU	2298	0,707
6873939	BORGOU	PERERE	GNINSY	BORO	6819	0,587
6873940	BORGOU	PERERE	GNINSY	DIGUIDIROU	3922	0,607
6873941	BORGOU	PERERE	GNINSY	DIGUIDIROU PEULH	2008	0,587
6873945	BORGOU	PERERE	GNINSY	SANDILO	4132	0,607
6873947	BORGOU	PERERE	GUINAGOUROU	BOUGNAKOU	4924	0,607
6873974	BORGOU	N'DALI	BORI	KORI	4096	0,597
6873977	BORGOU	N'DALI	BORI	TEME	4454	0,677
6874038	BORGOU	TCHAOUROU	ALAFIAROU	AGBASSA	5021	0,567
6874039	BORGOU	TCHAOUROU	ALAFIAROU	ALAFIAROU	7220	0,727
6874046	BORGOU	TCHAOUROU	BETEROU	WARI-MARO	8871	0,657
6874054	BORGOU	TCHAOUROU	KIKA	KPARI	9807	0,657
6874055	BORGOU	TCHAOUROU	KIKA	KPASSA	7529	0,503
6881497	BORGOU	N'DALI	BORI	BORI	7000	0,95
6881498	BORGOU	TCHAOUROU	KIKA	KIKA II	3060	0,687
6874308	COLLINES	GLAZOUE	KPAKPAZA	SOWE I	5590	0,547
6874314	COLLINES	GLAZOUE	MAGOUMI	MONSO	10263	0,53
6874412	COLLINES	SAVE	SAKIN	DIHO II	4681	0,567
6874258	COLLINES	BANTE	AKPASSI	BANON	2405	0,597
6874261	COLLINES	BANTE	AKPASSI	OKOTO	3096	0,5
6874265	COLLINES	BANTE	ATOKOLIGBE	MALOMI	2680	0,697
6874273	COLLINES	BANTE	GOUKA	GALATA	2530	0,58
6874286	COLLINES	BANTE	PIRA	OKOUTA-OSSE	3087	0,553
6874307	COLLINES	GLAZOUE	KPAKPAZA	KPAKPAZA	2360	0,617
6874329	COLLINES	GLAZOUE	THIO	RIFFO	1555	0,53
6874345	COLLINES	OUESSE	DJEGBE	WLA	3257	0,54
6874347	COLLINES	OUESSE	GBANLIN	IDADJO	5030	0,627
6874356	COLLINES	OUESSE	KILIBO	YAOUUI	4303	0,72
6874383	COLLINES	SAVE	BESSE	OKPA	1998	0,523
6874391	COLLINES	SAVE	KABOUA	ATESSE	1680	0,607
6874393	COLLINES	SAVE	KABOUA	GOGORO	1822	0,507
6874397	COLLINES	SAVE	KABOUA	OKOUNFO	3323	0,54

Code	Département	Commune	Arrondissement	Nom	Pop.	IPD
6874401	COLLINES	SAVE	OFFE	DANI	5293	0,5
6874421	COLLINES	SAVALOU	DOUME	AFE-ZOUNGO	7326	0,627
6874498	COLLINES	DASSA-ZOUME	AKOFODJOLE	BANIGBE	1815	0,507
6874528	COLLINES	DASSA-ZOUME	KPINGNI	FITA	3382	0,55
6874538	COLLINES	DASSA-ZOUME	PAOUNGNAN	ASSIYO	1821	0,543
6874541	COLLINES	DASSA-ZOUME	PAOUNGNAN	GBOWELE	5397	0,503
6874543	COLLINES	DASSA-ZOUME	PAOUNGNAN	HOUNKPOGON	2099	0,72
6874562	COLLINES	DASSA-ZOUME	TRE	SEME-TRE	186	0,533
6881511	COLLINES	BANTE	KOKO	ITCHOCOBO	4433	0,53
6881531	COLLINES	SAVALOU	LAHOTAN	LAHOTAN	3853	0,5
6	COLLINES	SAVALOU	LAHOTAN	AOUANKANME	2833	0,5
6875005	COUFFO	APLAHOUE	ATOME	HONTONOU	2229	0,517
6875104	COUFFO	DJAKOTOME	SOKOUHOUE	HOUNKEMEY	3071	0,6
6875023	COUFFO	APLAHOUE	DEKPO	LAGBAVE	5140	0,75
6875030	COUFFO	APLAHOUE	GODOHOU	WAKPE	5369	0,567
6875035	COUFFO	APLAHOUE	KISSAMEY	HEDJANAWA	3024	0,547
6875121	COUFFO	DOGBO	TOTA	MADANKANME	706	0,53
6875174	COUFFO	APLAHOUE	KISSAMEY	HOUNGBAME	4559	0,687
6875204	COUFFO	KLOUEKANME	DJOTTO	DJOTTO	1231	0,533
6875231	COUFFO	KLOUEKANME	TCHIKPE	AKOUEGBADJA	3290	0,663
6875234	COUFFO	KLOUEKANME	TCHIKPE	ZOUNZONKANME	2463	0,563
6875243	COUFFO	LALO	ADOUKANDJI	ADOUKANDJI	6305	0,693
6875266	COUFFO	LALO	HLASSAME	ADJAGLIMEY	4794	0,577
6875271	COUFFO	LALO	HLASSAME	SOHOUNOUHOUE	3183	0,51
6875278	COUFFO	LALO	LALO	ZONMONDJI	2394	0,51
6875303	COUFFO	DJAKOTOME	ADJINTIMEY	DOUMAHOU	4047	0,633
6875316	COUFFO	DOGBO	AYOMI	KPODAHA 2	4499	0,717
6875319	COUFFO	DOGBO	AYOMI	ZOKPEDJI	1137	0,617
6875324	COUFFO	DOGBO	DEVE	ZOHOUDJI	1622	0,667
6875327	COUFFO	DOGBO	LOKOGOHOUE	HOUNSA	1700	0,533
6881577	COUFFO	DJAKOTOME	ADJINTIMEY	SEBIOHOUE	3299	0,9
6875047	COUFFO	DJAKOTOME	SOKOUHOUE	AVONNOUHOUE	944	0,5
9	COUFFO	DJAKOTOME	SOKOUHOUE	ZOUZOUVOU	2537	0,667
6874231	DONGA	BASSILA	BASSILA	AORO-NAGO	4312	0,59
6874079	DONGA	OUAKE	BADJOUDE	ITCHODE	703	0,587
6874087	DONGA	OUAKE	KONDE	ASSODE	1581	0,5
6874117	DONGA	OUAKE	TCHALINGA	MADJATOM	3464	0,6
6874128	DONGA	COPARGO	COPARGO	PASSABIA	4795	0,557
6874132	DONGA	COPARGO	PABEGOU	GNANFOUNOUN	1590	0,523
6874204	DONGA	DJOUGOU	KOLOKONDE	TEBOU	2642	0,54
6874235	DONGA	BASSILA	BASSILA	BIGUINA	7666	0,89
6874237	DONGA	BASSILA	BASSILA	DOGUE	5109	0,657
6874240	DONGA	BASSILA	BASSILA	KIKELE	5676	0,683
6874246	DONGA	BASSILA	PENESSOULOU	BAYAKOU	4553	0,607
6885731	LITTORAL	COTONOU	7EME ARROND.	SEHOGAN	2742	0,5
7360266	LITTORAL	COTONOU	12EME ARROND.	AHOUANLEKO	2599	0,667
6875453	MONO	BOPA	AGBODJI	DJIDJOZOUN	5519	0,5
6875361	MONO	ATHIEME	ADOHOUN	AGUIDAHOUE	3121	0,53
6875387	MONO	LOKOSSA	KOUDO	TOZOUME	7175	0,637
6875608	MONO	GRAND-POPO	SAZOUÉ	VODOME	2806	0,557
6875401	MONO	LOKOSSA	OUEDEME	ADJOHOUE	1060	0,583
6875403	MONO	LOKOSSA	OUEDEME	DANSIHOUE	2351	0,617
6875404	MONO	LOKOSSA	OUEDEME	DJONDJIZOUME	2072	0,597
6875434	MONO	ATHIEME	ATHIEME	KOUDOHOUNHOUE	604	0,517
6875495	MONO	BOPA	LOBOGO	YONOUHOUE	1482	0,647
6875504	MONO	BOPA	YEGODOE	TCHANTCHANKPO	1593	0,537
6875510	MONO	HOUEYOGBE	DOUTOU	MAIBOUI	3333	0,613

Code	Département	Commune	Arrondissement	Nom	Pop.	IPD
6875522	MONO	HOUYOGBE	DAHE	TOHOIN	692	0,533
6875583	MONO	GRAND-POPO	AVLOH	AVLOH PLAGE	627	0,583
6875639	MONO	COME	COME	HONVE COME	1838	0,58
6881603	MONO	GRAND-POPO	ADJAHA	ADJAHA	1539	0,733
7360267	MONO	ATHIEME	ADOHOUN	KPODJI	2945	0,717
6876169	OUEME	BONOU	ATCHONSA	DOGBA HE	4351	0,587
6876243	OUEME	AKPRO-MISSERETE	ZOUNGBOME	KPANOUKPADE	5957	0,52
6876230	OUEME	ADJOHOUN	DEME	FANVI	1508	0,553
6876562	OUEME	AKPRO-MISSERETE	AKPRO-MISSERETE	AKPRO HANZOUNME	7217	0,503
6876166	OUEME	BONOU	ATCHONSA	AGOMAHAN	2652	0,557
6876182	OUEME	BONOU	HOUNVIGUE	ALLANKPON	2441	0,637
6876222	OUEME	ADJOHOUN	AZOWLISSE	GBEKANDJI II	2224	0,557
6876235	OUEME	ADJOHOUN	GANGBAN	GOGBO	4379	0,59
6876278	OUEME	AKPRO-MISSERETE	GOME-SOTA	AGONDOZOUN	5288	0,67
6876493	OUEME	AVRANKOU	GBOZOUNME	HOUNGON DJINON	1671	0,513
6876499	OUEME	AVRANKOU	KOUTY	LOKO-DAVE	894	0,533
6876500	OUEME	AVRANKOU	KOUTY	TOKPO	2951	0,667
6876568	OUEME	AKPRO-MISSERETE	AKPRO-MISSERETE	KPOGON	4467	0,68
6881636	OUEME	ADJOHOUN	KODE	KODE AKPO	1531	0,573
6881637	OUEME	ADJOHOUN	AKPADANOU	HOUINSA	2198	0,707
6918968	OUEME	PORTO-NOVO	MALANHOUI	KPOTA	4111	0,617
6876688	PLATEAU	ADJA-OUERE	MASSE	MOWOBANI	7388	0,517
6876708	PLATEAU	POBE	AHOYEYE	OKEITA	7172	0,657
6874630	PLATEAU	ADJA-OUERE	MASSE	OKE OLA	5028	0,537
6876188	PLATEAU	SAKETE	ITA-DJEBOU	IGBA	4310	0,637
6876577	PLATEAU	IFANGNI	BANIGBE	AKADJA	5655	0,62
6876582	PLATEAU	IFANGNI	BANIGBE	DOKE	5246	0,603
6876597	PLATEAU	IFANGNI	IFANGNI	ITA SOUMBA	1553	0,597
6876603	PLATEAU	IFANGNI	LAGBE	HOUNBO DJEDJE	3061	0,58
6876622	PLATEAU	SAKETE	AGUIDI	AKPECHI	3885	0,55
6876623	PLATEAU	SAKETE	AGUIDI	ASSA IDI OTCHE	1644	0,533
6876628	PLATEAU	SAKETE	AGUIDI	KOBEDJO	2223	0,537
6876679	PLATEAU	ADJA-OUERE	IKPINLE	ITA BOLARINWA	6989	0,59
6876680	PLATEAU	ADJA-OUERE	KPOULOU	HOUEDAME	4253	0,637
6876693	PLATEAU	ADJA-OUERE	OKO-AKARE	KOKOROKONHOUN	2956	0,607
6876696	PLATEAU	ADJA-OUERE	OKO-AKARE	OLOGO	3506	0,637
6876706	PLATEAU	POBE	AHOYEYE	IGBIDI	719	0,553
6876746	PLATEAU	ADJA-OUERE	MASSE	ABADAGO	5796	0,6
6876750	PLATEAU	KETOU	ADAKPLAME	DOGO	2985	0,53
6876758	PLATEAU	KETOU	IDIGNY	OBA TEDO	1485	0,613
6876773	PLATEAU	KETOU	KPANKOU	MOWODANI	8098	0,503
6876783	PLATEAU	KETOU	OKPOMETA	OMOU	4340	0,65
6876784	PLATEAU	POBE	ISSABA	GBANAGO	3203	0,503
6881643	PLATEAU	SAKETE	AGUIDI	ILAKO IDI ORO	1160	0,53
6874793	ZOU	BOHICON	AVOGBANA	GBETO	4629	0,5
6874915	ZOU	AGBANGNIZOUN	TANVE	HODJA	3719	0,547
6874932	ZOU	ZOGBODOMEY	AKIZA	DON AKADJAMEY	3559	0,65
6874825	ZOU	BOHICON	PASSAGON	TOVIGOME	5315	0,917
6874611	ZOU	OUIHNI	DASSO	TOZOUNGO	3740	0,62
6874613	ZOU	OUIHNI	OUIHNI	AHICON	2445	0,673
6874622	ZOU	OUIHNI	SAGON	AHIZE	6929	0,717
6874625	ZOU	OUIHNI	TOHOUE	AKASSA	2229	0,517
6874667	ZOU	DJIDJA	AGONDJI	FONKPAME	3732	0,55
6874714	ZOU	DJIDJA	OUNGBEGAME	ADAME	549	0,583
6874715	ZOU	DJIDJA	OUNGBEGAME	AHITO	1066	0,563
6874795	ZOU	BOHICON	AVOGBANA	ZOUZONME	2048	0,5
6874818	ZOU	BOHICON	OUASSAHO	ATTOGOUIN	3222	0,733

Code	Département	Commune	Arrondissement	Nom	Pop.	IPD
6874821	ZOU	BOHICON	OUASSAHO	ZOUNZONSA	4092	0,5
6874831	ZOU	BOHICON	SODOHOME	TODO	1414	0,637
6874837	ZOU	ZAKPOTA	HOUNGOMEY	HOUNGOMEY	4431	0,753
6874847	ZOU	ABOMEY	DETOHOU	KODJI DAHO	2674	0,517
6874863	ZOU	ABOMEY	ZOUNZONME	DILLI KOCHO	1980	0,833
6874873	ZOU	DJIDJA	AGONDJI	GOUTCHON	2755	0,85
6874941	ZOU	ZOGBODOMEY	AVLAME	YOKON	1927	0,533
6874951	ZOU	ZOGBODOMEY	CANA II	ZOUNGO BOGON	1435	0,7
6874956	ZOU	ZOGBODOMEY	DOME	GBAFFO	2043	0,5
6874958	ZOU	ZOGBODOMEY	KOUSSOUKPA	DEME	2064	0,647
6874967	ZOU	ZOGBODOMEY	MASSI	LONME	1455	0,653
6874983	ZOU	ZOGBODOMEY	ZOUKOU	HLANHONOU	1516	0,517
6881553	ZOU	ZAKPOTA	KPAKPAME	KPAKPAME	3722	0,65

## Annexe 2 : Hiérarchisation selon la population de couverture

Code	Departement	Commune	Arrondissement	Nom	Pop.	Pop. Couv.
6918963	ATLANTIQUE	SO-AVA	HOUEDO-AGUEKON	SOKOMEY	3850	17481
6874054	BORGOU	TCHAOUROU	KIKA	KPARI	9807	15499
6873881	BORGOU	KALALE	BOUKA	KOUREI	10989	15209
6874421	COLLINES	SAVALOU	DOUME	AFE-ZOUNGO	7326	14690
6873833	BORGOU	KALALE	PEONGA	BOA	10576	14637
6873479	ATACORA	MATERI	NODI	NODI	3045	14564
6873783	BORGOU	SINENDE	SIKKI	SIKKI II	2582	14114
6873857	BORGOU	BEMBEREKE	BOUANRI	GUERRAN-KALI (GBEKOU)	10292	13941
6876974	ALIBORI	GOGOUNOU	BAGOU	BADOU	4537	13815
6881656	ALIBORI	BANIKOARA	OUNET	OUNET B	5553	13775
6876809	ALIBORI	BANIKOARA	GOMPAROU	GOMPAROU B	2837	13193
6874345	COLLINES	OUESSE	DJEGBE	WLA	3257	12448
6874314	COLLINES	GLAZOUE	MAGOUMI	MONSO	10263	12108
6873748	ATACORA	KOUANDE	KOUANDE	SEKOGOUROU	5223	12045
6876797	ALIBORI	BANIKOARA	FOUNOUGO	FOUNOUGO A	11141	12030
6876049	ATLANTIQUE	ZE	SEDJE-DENOU	SEDJE I	11077	11708
6876101	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	AKASSATO	GBETAGBO	14886	11491
6875243	COUFFO	LALO	ADOUKANDJI	ADOUKANDJI	6305	11450
6877046	ATACORA	KEROU	BRIGNAMARO	GANDO-BAKA	1665	11405
6881686	ATACORA	TANGUIETA	N'DAHONTA	N'DAHONTA	2882	11330
6876568	OUEME	AKPRO-MISSERETE	AKPRO-MISSERETE	KPOGON	4467	11220
6874825	ZOU	BOHICON	PASSAGON	TOVIGOME	5315	11194
6876869	ALIBORI	MALANVILLE	GAROU	GAROU II	9309	11154
6873854	BORGOU	BEMBEREKE	BOUANRI	MARO (BOUARI I)	1375	10991
6877056	ATACORA	KEROU	FIROU	SOKONGOUROU	4010	10907
6876876	ALIBORI	MALANVILLE	GUENE	GOUN-GOUN	8825	10830
6881673	ALIBORI	KANDI	KASSAKOU	KASSAKOU	5346	10714
6874818	ZOU	BOHICON	OUASSAHO	ATTOGOUIN	3222	10711
6918968	OUEME	PORTO-NOVO	MALANHOUI	KPOTA	4111	10630
6876679	PLATEAU	ADJA-OUERE	IKPINLE	ITA BOLARINWA	6989	10532
6876870	ALIBORI	MALANVILLE	GAROU	GAROU TEDJI	7521	10274
6873804	BORGOU	KALALE	BOUKA	BOUKA-GANDO	6841	10268
7360266	LITTORAL	COTONOU	12EME ARRONDISSEMENT	AHOUANLEKO	2599	10211
6873775	BORGOU	SINENDE	SEREKE	YARRA BARIBA	7627	10187
6874046	BORGOU	TCHAOUROU	BETEROU	WARI-MARO	8871	10074
6876114	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	GLO-DJIGBE	YEKON DO	2716	9989
6873788	BORGOU	SINENDE	SINENDE	DIADIA	3696	9953
6876998	ALIBORI	GOGOUNOU	SORI	OUESSENE BARIBA	4355	9950
6873812	BORGOU	KALALE	DERASSI	MAREGUITA	7399	9898
6873531	ATACORA	PEHUNCO	PEHUNCO	BOUEROU	7535	9891
6881497	BORGOU	N'DALI	BORI	BORI	7000	9886
6875023	COUFFO	APLAHOUE	DEKPO	LAGBAVE	5140	9880
6876278	OUEME	AKPRO-MISSERETE	GOME-SOTA	AGONDOZOUN	5288	9848

Code	Departement	Commune	Arrondissement	Nom	Pop.	Pop. Couv.
6874837	ZOU	ZAKPOTA	HOUNGOMEY	HOUNGOMEY	4431	9733
6876803	ALIBORI	BANIKOARA	FOUNOUGO	IGRIGGOU	7987	9647
6873848	BORGOU	BEMBEREKE	BEROUBOUJAY	BEROUBOUJAY OUEST	5066	9632
6874622	ZOU	OUIHI	SAGON	AHIZE	6929	9520
6881577	COUFFO	DJAKOTOME	ADJINTIMEY	SEBIOHOUE	3299	9504
6873880	BORGOU	KALALE	DUNKASSA	GBESSAKPEROU	7409	9467
6875174	COUFFO	APLAHOUE	KISSAMEY	HOUNGBAME	4559	9424
6874039	BORGOU	TCHAOUROU	ALAFIAROU	ALAFIAROU	7220	9273
6875231	COUFFO	KLOUEKANME	TCHIKPE	AKOUEGBADJA	3290	9139
6875035	COUFFO	APLAHOUE	KISSAMEY	HEDJANAWA	3024	8961
6876851	ALIBORI	KARIMAMA	BIRNI-LAFIA	KARIGUI	7468	8914
6873827	BORGOU	KALALE	KALALE	KIDAROUKPEROU	3569	8836
6876773	PLATEAU	KETOU	KPANKOU	MOWODANI	8098	8823
6874863	ZOU	ABOMEY	ZOUNZONME	DILLI KOCHO	1980	8821
6876680	PLATEAU	ADJA-OUERE	KPOULOU	HOUEDAME	4253	8773
6875765	ATLANTIQUE	KPOMASSE	TOKPA-DOME	AMOUKONOU	811	8746
6874611	ZOU	OUIHI	DASSO	TOZOUNGO	3740	8691
6881553	ZOU	ZAKPOTA	KPAKPAME	KPAKPAME	3722	8691
6875266	COUFFO	LALO	HCLASSAME	ADJAGLIMEY	4794	8683
6876500	OUEME	AVRANKOU	KOUTY	TOKPO	2951	8629
6875510	MONO	HOUEYOGBE	DOUTOU	MAIBOUI	3333	8599
6875792	ATLANTIQUE	ALLADA	AHOUANNONZOUN	HETIN	2167	8574
6873618	ATACORA	COBLY	KOUNTORI	OROUKOUARE	2851	8532
6877023	ATACORA	TANGUIETA	TAIAKOU	KOUAYOTI	439	8514
6874235	DONGA	BASSILA	BASSILA	BIGUINA	7666	8508
6876804	ALIBORI	BANIKOARA	FOUNOUGO	KANDEROU	6654	8505
6874873	ZOU	DJIDJA	AGONDI	GOUTCHON	2755	8491
6881630	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	KPANROUN	KPANROUN CENTRE	2977	8452
6876708	PLATEAU	POBE	AHOYEYE	OKEITA	7172	8361
6873636	ATACORA	NATITINGOU	KOTAPOUNGA	DOKONDE	5011	8352
6875504	MONO	BOPA	YEGODOE	TCHANTCHANKPO	1593	8326
6876931	ALIBORI	KANDI	ANGARADEBOU	THYA	6301	8325
7360267	MONO	ATHIEME	ADOHOUN	KPODJI	2945	8289
6876235	OUEME	ADJOHOUN	GANGBAN	GOGBO	4379	8261
6875316	COUFFO	DOGBO	AYOMI	KPODAHA 2	4499	8232
6881511	COLLINES	BANTE	KOKO	ITCHOCOBO	4433	8157
6876895	ALIBORI	MALANVILLE	TOMBOUTOU	MOLLA CENTRE	4810	8102
6876746	PLATEAU	ADJA-OUERE	MASSE	ABADAGO	5796	8100
6874128	DONGA	COPARGO	COPARGO	PASSABIA	4795	8087
6873939	BORGOU	PERERE	GNINSY	BORO	6819	8052
6876562	OUEME	AKPRO-MISSERETE	AKPRO-MISSERETE	AKPRO HANZOUNME	7217	7969
6881684	ATACORA	TANGUIETA	COTIACOU	COTIAKOU	3311	7965
6875234	COUFFO	KLOUEKANME	TCHIKPE	ZOUNZONKANME	2463	7927
6874237	DONGA	BASSILA	BASSILA	DOGUE	5109	7806
6874308	COLLINES	GLAZOUE	KPAKPAZA	SOWE I	5590	7785

Code	Departement	Commune	Arrondissement	Nom	Pop.	Pop. Couv.
6874613	ZOU	OUIHI	OUIHI	AHICON	2445	7762
6881637	OUEME	ADJOHOUN	AKPADANOU	HOUINSA	2198	7607
6874630	PLATEAU	ADJA-OUERE	MASSE	OKE OLA	5028	7584
6875324	COUFFO	DOGBO	DEVE	ZOHOUDJI	1622	7529
6874795	ZOU	BOHICON	AVOGBANA	ZOUZONME	2048	7474
6875204	COUFFO	KLOUEKANME	DJOTTO	DJOTTO	1231	7429
6885731	LITTORAL	COTONOU	7EME ARRONDISSEMENT	SEHOGAN	2742	7420
6876188	PLATEAU	SAKETE	ITA-DJEBOU	IGBA	4310	7405
6875387	MONO	LOKOSSA	KOUDO	TOZOUME	7175	7349
6876109	ATLANTIQUE	ABOMEY-CALAVI	GLO-DJIGBE	DOMEGBO	6177	7341
6874821	ZOU	BOHICON	OUASSAHO	ZOUNZONSA	4092	7322
6873911	BORGOU	NIKKI	NIKKI	TONTAROU	3921	7303
6876169	OUEME	BONOU	ATCHONSA	DOGBA HE	4351	7245
6876182	OUEME	BONOU	HOUNVIGUE	ALLANKPON	2441	7243
6873947	BORGOU	PERERE	GUINAGOUROU	BOUGNAKOU	4924	7215
6874038	BORGOU	TCHAOUROU	ALAFIAROU	AGBASSA	5021	7212
6876992	ALIBORI	GOGOUNOU	OUARA	DOUGOU (ILOUGOU)	4435	7172
6876688	PLATEAU	ADJA-OUERE	MASSE	MOWOBANI	7388	7158
6875783	ATLANTIQUE	ALLADA	AGBANOU	GOUSSI-KPOTA	1751	7136
6876499	OUEME	AVRANKOU	KOUTY	LOKO-DAVE	894	7069
6873890	BORGOU	NIKKI	GNONKOURAKALI	GBARI	3530	6980
6873715	ATACORA	KOUANDE	BIRNI	HONGON	2500	6936
6875271	COUFFO	LALO	HLASSAME	SOHOUNOHOUE	3183	6922
6873605	ATACORA	BOUKOUMBE	NATTA	KOUWOTCHIRGOU	1396	6873
6873475	ATACORA	MATERI	NODI	HOLLI	730	6802
6876577	PLATEAU	IFANGNI	BANIGBE	AKADJA	5655	6796
6875303	COUFFO	DJAKOTOME	ADJINTIMEY	DOUMAHOU	4047	6733
6875495	MONO	BOPA	LOBOGO	YONOUHOUE	1482	6726
6873597	ATACORA	BOUKOUMBE	NATTA	KOUDOGOU	1148	6721
6874932	ZOU	ZOGBODOMEY	AKIZA	DON AKADJAMEY	3559	6717
6875786	ATLANTIQUE	ALLADA	AGBANOU	WADON	2419	6633
6874958	ZOU	ZOGBODOMEY	KOUSSOUKPA	DEME	2064	6628
6874055	BORGOU	TCHAOUROU	KIKA	KPASSA	7529	6618
6874356	COLLINES	OUESSE	KILIBO	YAOUI	4303	6610
6877073	ATACORA	BOUKOUMBE	DIPOLI	DIMANSOURI	1660	6572
6876693	PLATEAU	ADJA-OUERE	OKO-AKARE	KOKOROKONHOUN	2956	6561
6874079	DONGA	OUAKE	BADJOUDE	ITCHODE	703	6529
6874117	DONGA	OUAKE	TCHALINGA	MADJATOM	3464	6519
6875030	COUFFO	APLAHOUE	GODOHOU	WAKPE	5369	6512
6873746	ATACORA	KOUANDE	KOUANDE	MAKROU-GOUROU	3625	6476
6874240	DONGA	BASSILA	BASSILA	KIKELE	5676	6465
6876582	PLATEAU	IFANGNI	BANIGBE	DOKE	5246	6451
9	COUFFO	DJAKOTOME	SOKOUHOUE	ZOUZOUVOU	2537	6432
6874967	ZOU	ZOGBODOMEY	MASSI	LONME	1455	6407
6874246	DONGA	BASSILA	PENESSOULOU	BAYAKOU	4553	6387

Code	Departement	Commune	Arrondissement	Nom	Pop.	Pop. Couv.
6875453	MONO	BOPA	AGBODJI	DJIDJOZOUN	5519	6365
6874951	ZOU	ZOGBODOMEY	CANA II	ZOUNGO BOGON	1435	6355
6876493	OUEME	AVRANKOU	GBOZOUNME	HOUNGON DJINON	1671	6320
6874793	ZOU	BOHICON	AVOGBANA	GBETO	4629	6319
6874204	DONGA	DJOUGOU	KOLOKONDE	TEBOU	2642	6302
6877011	ATACORA	TANGUIETA	COTIACOU	CORONCORE	2410	6294
6876696	PLATEAU	ADJA-OUERE	OKO-AKARE	OLOGO	3506	6250
6875867	ATLANTIQUE	TORI-BOSSITO	AZOHOUE-CADA	SATRE	2064	6234
6874391	COLLINES	SAVE	KABOUA	ATESSE	1680	6226
6881636	OUEME	ADJOHOUN	KODE	KODE AKPO	1531	6216
6875278	COUFFO	LALO	LALO	ZONMONDJI	2394	6214
6873920	BORGOU	NIKKI	OUENOU	TCHICANDOU	2298	6137
6874307	COLLINES	GLAZOUE	KPAKPAZA	KPAKPAZA	2360	6135
6874715	ZOU	DJIDJA	OUNGBEGAME	AHITO	1066	6130
6873977	BORGOU	N'DALI	BORI	TEME	4454	6126
6876243	OUEME	AKPRO-MISSERETE	ZOUNGBOME	KPANOUKPADE	5957	5991
6874347	COLLINES	OUESSE	GBANLIN	IDADJO	5030	5981
6875104	COUFFO	DJAKOTOME	SOKOHOUE	HOUNKEMEY	3071	5979
6875778	ATLANTIQUE	ALLADA	AGBANOU	AGBANOU	1801	5970
6876007	ATLANTIQUE	ALLADA	SEKOU	SEHE	1162	5969
6876059	ATLANTIQUE	ZE	TANGBO-DJEVIE	ANAVIE	911	5947
6876802	ALIBORI	BANIKOARA	FOUNOUGO	GOUGNIROU-BARIBA	3362	5913
6874261	COLLINES	BANTE	AKPASSI	OKOTO	3096	5873
6881498	BORGOU	TCHAOUROU	KIKA	KIKA II	3060	5852
6874667	ZOU	DJIDJA	AGONDJI	FONKPAME	3732	5841
6876783	PLATEAU	KETOU	OKPOMETA	OMOU	4340	5832
6876807	ALIBORI	BANIKOARA	GOMPAROU	BOUHANROU	3254	5828
6876706	PLATEAU	POBE	AHOYEYE	IGBIDI	719	5825
6874831	ZOU	BOHICON	SODOHOME	TODO	1414	5810
6876065	ATLANTIQUE	ZE	TANGBO-DJEVIE	YEVI	1925	5810
6876166	OUEME	BONOU	ATCHONSA	AGOMAHAN	2652	5775
6874714	ZOU	DJIDJA	OUNGBEGAME	ADAME	549	5774
6873693	ATACORA	TOUCOUNTOUNA	KOUARFA	KOUBA	2681	5750
6874541	COLLINES	DASSA-ZOUME	PAOUNGNAN	GBOWELE	5397	5706
6874915	ZOU	AGBANGNIZOUN	TANVE	HODJA	3719	5705
6873940	BORGOU	PERERE	GNINSY	DIGUIDIROU	3922	5679
6876603	PLATEAU	IFANGNI	LAGBE	HOUMBO DJEDJE	3061	5631
6876622	PLATEAU	SAKETE	AGUIDI	AKPECHI	3885	5560
6873737	ATACORA	KOUANDE	GUILMARO	KPAKOU	2586	5551
6875319	COUFFO	DOGBO	AYOMI	ZOKPEDJI	1137	5530
6873974	BORGOU	N'DALI	BORI	KORI	4096	5496
6875750	ATLANTIQUE	KPOMASSE	KPOMASSE	GBEDJEWIN	2032	5422
6875403	MONO	LOKOSSA	OUEDEME	DANSIHOUE	2351	5416
6873895	BORGOU	NIKKI	GNONKOURAKALI	SOUBO	2826	5387
6873945	BORGOU	PERERE	GNINSY	SANDILO	4132	5310

Code	Departement	Commune	Arrondissement	Nom	Pop.	Pop. Couv.
6874265	COLLINES	BANTE	ATOKOLIGBE	MALOMI	2680	5268
6876901	ALIBORI	SEGBANA	LIBANTE	KOUTE	4352	5261
6876230	OUEME	ADJOHOUN	DEME	FANVI	1508	5250
6874412	COLLINES	SAVE	SAKIN	DIHO II	4681	5236
6876840	ALIBORI	BANIKOARA	SOROKO	GBENIKI	3764	5210
6874941	ZOU	ZOGBODOMEY	AVLAME	YOKON	1927	5206
6874401	COLLINES	SAVE	OFFE	DANI	5293	5166
6874273	COLLINES	BANTE	GOUKA	GALATA	2530	5144
6874562	COLLINES	DASSA-ZOUME	TRE	SEME-TRE	186	5110
6875121	COUFFO	DOGBO	TOTA	MADANKANME	706	5094
6	COLLINES	SAVALOU	LAHOTAN	AOUANKANME	2833	5076
6881531	COLLINES	SAVALOU	LAHOTAN	LAHOTAN	3853	4983
6874625	ZOU	OUIHI	TOHOUE	AKASSA	2229	4867
6874543	COLLINES	DASSA-ZOUME	PAOUINGNAN	HOUNKPOGON	2099	4866
6876784	PLATEAU	POBE	ISSABA	GBANAGO	3203	4853
6874983	ZOU	ZOGBODOMEY	ZOUKOU	HLANHONOU	1516	4831
6873889	BORGOU	NIKKI	BIRO	TEBO	2288	4813
6875327	COUFFO	DOGBO	LOKOGOHOUE	HOUNSA	1700	4800
6874231	DONGA	BASSILA	BASSILA	AORO-NAGO	4312	4790
6874132	DONGA	COPARGO	PABEGOU	GNANFOUNOUN	1590	4775
6881611	ATLANTIQUE	KPOMASSE	AGANMALOME	AGANMALOME	947	4754
6875047	COUFFO	DJAKOTOME	SOKOUHOUE	AVONNOUHOUE	944	4633
6874528	COLLINES	DASSA-ZOUME	KPINGNI	FITA	3382	4601
6876222	OUEME	ADJOHOUN	AZOWLISSE	GBEKANDJI II	2224	4566
6875870	ATLANTIQUE	TORI-BOSSITO	TORI-BOSSITO	AYIDOHOUE	1970	4565
6874397	COLLINES	SAVE	KABOUA	OKOUNFO	3323	4544
6876750	PLATEAU	KETOU	ADAKPLAME	DOGO	2985	4325
6874956	ZOU	ZOGBODOMEY	DOME	GBAFFO	2043	4310
6873872	BORGOU	BEMBEREKE	INA	GOUA	2290	4291
6875361	MONO	ATHIEME	ADOHOUN	AGUIDAHOUE	3121	4221
6873672	ATACORA	NATITINGOU	NATITINGOU III	YETAPO	975	4178
6875639	MONO	COME	COME	HONVE COME	1838	4124
6874498	COLLINES	DASSA-ZOUME	AKOFODJOLE	BANIGBE	1815	4095
6875005	COUFFO	APLAHOUE	ATOME	HONTONOU	2229	4005
6876628	PLATEAU	SAKETE	AGUIDI	KOBEDJO	2223	3993
6873581	ATACORA	BOUKOUMBE	KOSSOUCOINGOU	TAKOQUANTA	445	3987
6875873	ATLANTIQUE	TORI-BOSSITO	TORI-BOSSITO	HEKINDJI I	912	3960
6873941	BORGOU	PERERE	GNINSY	DIGUIDIROU PEULH	2008	3863
6881603	MONO	GRAND-POPO	ADJAHA	ADJAHA	1539	3860
6875608	MONO	GRAND-POPO	SAZOUÉ	VODOME	2806	3852
6874847	ZOU	ABOMEY	DETOHOU	KODJI DAHO	2674	3846
6875404	MONO	LOKOSSA	OUEDEME	DJONDJIZOUME	2072	3799
6875401	MONO	LOKOSSA	OUEDEME	ADJOHOUE	1060	3736
6873779	BORGOU	SINENDE	SIKKI	GORO BANI	1700	3713
6875522	MONO	HOUÉYOGBE	DAHE	TOHOIN	692	3675

Code	Departement	Commune	Arrondissement	Nom	Pop.	Pop. Couv.
6874286	COLLINES	BANTE	PIRA	OKOUTA-OSSE	3087	3639
6874538	COLLINES	DASSA-ZOUME	PAOUINGNAN	ASSIYO	1821	3631
6874393	COLLINES	SAVE	KABOUA	GOGORO	1822	3594
6874329	COLLINES	GLAZOUE	THIO	RIFFO	1555	3559
6874258	COLLINES	BANTE	AKPASSI	BANON	2405	3522
6881643	PLATEAU	SAKETE	AGUIDI	ILAKO IDI ORO	1160	3485
6876758	PLATEAU	KETOU	IDIGNY	OBA TEDO	1485	3440
6876623	PLATEAU	SAKETE	AGUIDI	ASSA IDI OTCHE	1644	3318
6873669	ATACORA	NATITINGOU	NATITINGOU III	KOUSSANTIGOU	666	3272
6876597	PLATEAU	IFANGNI	IFANGNI	ITA SOUMBA	1553	3160
6873578	ATACORA	BOUKOUMBE	KOSSOUCOINGOU	KOUSSOUNOUGOU	619	3119
6874087	DONGA	OUAKE	KONDE	ASSODE	1581	3032
6874383	COLLINES	SAVE	BESSE	OKPA	1998	3024
6875434	MONO	ATHIEME	ATHIEME	KOUDOHOUNHOUE	604	2824
6875583	MONO	GRAND-POPO	AVLOH	AVLOH PLAGÉ	627	2800

## Annexe 3 : Résultats détaillés de la prévision de la demande

## Annexe 4 : Rapports détaillés des projets hybrides PV/diesel (isolés)

## Annexe 5 : Rapports détaillés des projets hydro (interconnectés)

## Annexe 6 : Rapports détaillés des projets biomasse (isolés)

## Annexe 7 : Lexique des termes usités

**Energie électrique distribuée** : petite quantité d'énergie, située à proximité du consommateur final (kits PV domestiques et communautaires, lampes PV et lampadaires PV)

**IDH (Indice de Développement Humain)** : indice statistique, créé par l'ONU en 1990, évaluant le niveau de développement humain des pays du monde. Il s'agit d'un indice de référence permettant de classer les pays au regard de leur développement qualitatif. Indice composite, sans unité, compris entre 0 (exécrable) et 1 (excellent), calculé par la moyenne de trois indices quantifiant respectivement : la santé /longévité ; le savoir ou niveau d'éducation ; le niveau de vie.

**IPD** : construit sous le prisme de l'IDH, cet indicateur mesure la capacité d'une localité à enrayer la pauvreté sur le territoire constitué par elle-même et par les localités dites de sa "périphérie" ou hinterland. Conformément aux composantes de l'IDH, cette capacité à lutter contre la pauvreté est déterminée selon les trois critères de l'accès à l'éducation, de l'accès aux soins de santé et de la productivité économique locale.

**Hinterland** : aire d'attraction d'un Pôle de développement (zone sur laquelle le Pôle exerce une influence).

**Pôle de développement** : Un Pôle de développement est un espace où l'habitat et les activités se concentrent pour atteindre une certaine densité. Un Pôle de développement est un lieu offrant des opportunités d'emplois secondaires ou tertiaires, par opposition aux emplois primaires (agricoles) qui tendent à se diffuser dans la profondeur des territoires.

**Population de couverture** : population totale potentiellement bénéficiaire d'un programme d'électrification d'un Pôle. Il s'agit de la population intrinsèque du Pôle et de la population située dans sa zone d'influence (hinterland). Notion GEOSIM©.

**Pico-centrale** : centrale de production de puissance inférieure à 20 kW

**Pré-électrification** : solution d'électrification dite « provisoire » (type photovoltaïque, plate-forme multifonctionnelle) en attendant un système d'approvisionnement offrant une plus grande disponibilité (groupe diesel, raccordement à un mini réseau ou au réseau national).

**Systèmes d'Information Géographique (SIG)**: système de logiciels, de périphériques, et de hardware permettant d'acquérir, de stocker, de traiter et d'éditer des données à caractère géographique.

**Taux de couverture** : proportion de localités électrifiées par rapport au nombre total de localités du territoire étudié

**Taux de desserte**: proportion de la population vivant dans une localité électrifiée par rapport à la population totale du territoire étudié

**Taux d'électrification ou taux d'accès** : proportion de la population effectivement raccordée (branchement licite ou parallèle, ou kit solaire avec la possibilité de pouvoir brancher un téléphone, une TV etc.) par rapport à la population totale du territoire étudié