REPUBLIQUE
DU BENIN

Programme d'électrification rurale par raccordement au réseau SBEE

MDGLAAT

MEE SBEE ABERME

Proposition technico-économique de localités à électrifier par systèmes d'énergies renouvelables

Mai 2010

Etude mandatée et pilotée par la SBEE, l'ABERME et la GTZ

gtz

afd
Agence Française de Développement

DGIS

Innovation Energie Développement

IED
2 chemin de la Chauderaie
69340 Francheville - France
Téléphone
33 (0) 4 72 59 13 20
Fax
33 (0) 4 72 59 13 39
Email : ied@ied-sa.fr

Rapport

« Proposition technico-économique de localités à électrifier par systèmes d'énergies renouvelables »

Référence du contrat :

GTZ : 81105978
IED : 2009/001/ER Bénin GTZ

Client :
Référent Client :

GTZ
François Carme
francois.carme@gtz.de

Consultant :

I.E.D. Innovation Enerie Développement
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 : ied@ied-sa.fr

Rédaction du document

	Version 1	Version 2	Version 3
Date	31 janvier 2009	15 mai 2010	8 juin 2010
Rédaction	TdV	TdV	TdV
Relecture	CL	GTZ – UGP – IED	GTZ
Validation		DRM	DRM

Ce rapport a été rédigé par IED dans le cadre du contrat de maîtrise d'œuvre du Programme d'électrification rurale par raccordement au réseau SBEE – FE n°61 à partir des informations collectées au cours des missions effectuées au Bénin et des échanges avec les personnes rencontrées. Il ne reflète pas nécessairement les opinions de la Commission Européenne, du Ministère de l'Energie du Bénin, de la SBEE, de l'ABERME ou des co-financeurs du Programme (Commission Européenne, AFD, DGIS, GTZ).

Table des matières

1 Préambule 8
2 Contexte général du secteur électrique 9
2.1 Cadre institutionnel et réglementaire 9
2.2 Demande électrique 9
2.3 Offre électrique 11
2.4 Transport et distribution 12
2.4.1 Réseau électrique national 12
2.4.2 Localités électrifiées et périmètre hors réseau 13
2.5 Projets décentralisés et d'ENR 17
2.5.1 Situation actuelle 17
2.5.2 Liste des principaux projets ENR 17
3 Potentiel en énergies renouvelables 21
3.1 Energie hydroélectrique 21
3.1.1 Hydrologie générale 21
3.1.2 Pluviométrie 21
3.1.3 Hydrologie et géologie 23
3.1.4 Sites potentiels 24
3.2 Energie de la biomasse 26
3.3 Energie solaire 28
3.4 Energie éolienne 31
3.5 Energie géothermique 31
4 Filières technologiques et orientations stratégiques 32
4.1 Bilan des expériences antérieures 32
4.1.1 Hydroélectricité 32
4.1.2 Biomasse 33
4.1.3 Solaire PV 35
4.1.4 Eolien 37
4.2 Priorités nationales ER-ENR 37
4.2.1 Priorités et programmes nationaux 37
4.2.2 Priorités de l'UGP – FE 39
4.3 Filières pertinentes 39
4.3.1 Filières technologiques ENR 39
4.3.2 Analyse SWOT des filières ENR 44
4.4 Identification de projets 49
4.4.1 Critères de sélection 49
4.4.2 Sélection de projets ENR 49
5 Proposition de projets pilotes viables 57
5.1 Projet de centrale hydroélectrique 57
5.1.1 Description du projet 57
5.1.2 Description des équipements 58
5.1.3 Schéma d'exploitation 59
5.1.4 Analyse économique et financière sommaire 60
5.1.5 Planning de réalisation 61
5.2 Projet de gazéification de déchets agricoles 62
5.2.1 Description du projet 62
5.2.2 Description des équipements 63
5.2.3 Schéma d'exploitation 64
5.2.4 Analyse économique et financière sommaire 64

5.2.5 Planning de réalisation 67
5.3 Projet de centrale solaire hybride 68
5.3.1 Description du projet 68
5.3.2 Description des équipements 69
5.3.3 Schéma d'exploitation 70
5.3.4 Analyse économique et financière sommaire 70
5.3.5 Planning de réalisation 74
6 Conclusions et recommandations 75
7 Annexes 77
7.1 TDR et déroulement de la mission 77
7.1.1 Termes de références 77
7.1.2 Déroulement de la mission du Consultant (I.E.D.) 78
7.2 Liste des contacts 79
7.3 Liste des références 81
7.3.1 Général 81
7.3.2 Hydro 81
7.3.3 Biomasse 81
7.3.4 Solaire 82
7.3.5 Autres 82
7.4 Liste des cartes 82
7.5 Données complémentaires sur les projets 83
7.5.1 Tableau récapitulatif des « 24 villages solaires » 83
7.5.2 Analyse détaillée de la liste des sites hydro potentiels 84
7.5.3 Données des localités visités 88
7.6 Présentations 89
7.6.1 Avancement de l'étude – 3/12/09 89
7.6.2 Restitution de l'étude – Mai 2010 89

Liste des abréviations

UE	Union Européenne
AFD	Agence Française de Développement
BMZ	Ministère Fédéral de la Coopération économique (Allemagne)
DGIS	Ministère des Affaires Etrangères (Pays-Bas)
GTZ	Coopération Technique Allemande
IED	Innovation Energie Développement
UGP	Unité de Gestion de Projet (6 membres SBEE+ABERME)
MEE	Ministère de l'Energie et de l'Eau
DGE	Direction Générale de l'Electricité
DGEau	Direction Générale de l'Eau
DMN	Direction de la Météorologie Nationale
ABERME	Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie
SBEE	Société Béninoise d'Energie Electrique
CEB	Communauté Electrique du Bénin
BID	Banque Islamique de Développement
BAD	Banque Africaine de Développement
PNUD	Programme des Nations Unies pour le Développement
FEM	Fond pour l'Environnement Mondial
UEMOA	Union Economique et Monétaire des Etats de l'Afrique de l'Ouest
ACDI	Agence Canadienne de Développement International
FE	Facilité Energie
ACP	Afrique – Caraïbe – Pacifique
PME	Petite et Moyenne Entreprise
ONG	Organisation Non Gouvernementale
SWOT	Strengths-Weaknesses-Opportunities-Threats
APS / APD	Avant Projet Sommaire / Détaillé
SIG	Système d'Information Géographique
PFSE	Projet Fourniture et Services Energétique
ENR	Energie Renouvelable
ER	Electrification Rurale
PV	Photovoltaïque
PCH	Petite Centrale Hydroélectrique
LED	Light Emiting Diode
CDM	Clean Development Mechanism
TRI	Taux de Rentabilité Interne
BT	Basse Tension
MT	Moyenne Tension
HT	Haute Tension
V	Volt
kV	Kilo Volt
kVA	Kilo Volt-Ampère
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt Heure
MVA	Méga Volt-Ampère
MW	Mégawatt

MWh	Mégawatt Heure
GWh	Gigawatt Heure
Wc – kWc	Watt crête (solaire)
Mm^3	Méga mètre cube
mN^3	Mètre cube normal
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur (MJ/mN^3)
FCFA	Franc de la Communauté Financière d'Afrique

Liste des figures et illustrations

Figure 1 : Carte générale administrative du Bénin
Figure 1b : Evolution de la capacité de production (MW) au Bénin
Figure 2 : Carte du réseau électrique existant et extensions prévues (légende dans le texte)
Figure 3 : Carte des localités et du réseau électrique national (légende dans le texte)
Figure 4 : Carte du périmètre à 10km et 20km du réseau MT (légende dans le texte)
Figure 5 : Carte des 396 localités hors périmètre @ 10km (légende dans le texte)
Figure 6 : Localisation des principaux projets ENR au Bénin
Figure 7 : Carte des Isohyètes en 2001 (réf. 10)
Figure 8 : Pluviométrie moyenne mensuelle (mm)
Figure 9 : Réseau de stations hydrométriques au Bénin
Figure 10 : Sites potentiels d'aménagements hydroélectriques (légende dans le texte)
Figure 11 : Irradiation au mois le plus défavorable : 3,5 – 5,0 kWh/m²/jour au Bénin
Figure 12 : Carte du productible annuel au Bénin (PVGIS copyright European Commission
Figure 13 : Productible et localités hors périmètre (125 loc. @ 20km)
Figure 14 : Carte de localisation des projets hydro finançables par la FE-ACP
Figure 15 : Carte de localisation du projet biomasse (zone de Kétou)
Figure 16 : Carte de localisation des projets solaires PV (zone de Bouka)
Figure 17 : Carte de localisation des projets solaires PV (zone de Kérou)
Figure 18 : Cartes de localisation des sites micro hydro (FE-ACP)
Figure 19 : Planning de réalisation du projet Micro Hydro (FE-ACP)
Figure 19b : Schéma indicatif d'une installation de gazéification
Figure 20 : Planning de réalisation du projet Biomasse (FE-ACP)
Figure 21 : Planning de réalisation du projet Solaire (FE – ACP)
Figure 22 : Synthèse des plannings des 3 projets proposés (FE – ACP)
Figure 23 : Carte de localisation des projets proposés (FE – ACP)

Liste des tables

Table 1 : Répartition des localités électrifiées et non électrifiées du Bénin
Table 2 : Liste des projets hydroélectriques réalisés au Bénin
Table 3 : Liste des projets de biomasse réalisés au Bénin
Table 4 : Liste des projets solaires photovoltaïques réalisés au Bénin
Table 5 : Répartition des sites hydroélectriques au Bénin présélectionnés par Tecsult
Table 6 : Caractéristiques principales des 6 sites hydro retenus par Tecsult
Table 7 : Tableau de synthèse du potentiel des résidus agricoles au Bénin (2004-2005)
Table 8 : Tableau de la production agricole annuelle au Bénin (moyenne 2004-2005)
Table 9 : Tableau du potentiel de puissance électrique des résidus agricoles au Bénin
Table 10 : Tableau du productible électrique potentiel des résidus agricoles au Bénin
Table 11 : Principaux programmes d'action en électrification rurale et énergie renouvelable
Table 12 : Critères des options technologiques prioritaires
Table 13 : Classification et répartition des sites hydroélectriques au Bénin
Table 14 : Avantages et inconvénients des filières technologies de la biomasse
Table 15 : Classification et répartition des systèmes solaires PV
Table 16 : Tableau d'analyse SWOT
Table 17 : Critères de présélection et de sélection
Table 18 : Données préliminaires des sites hydro aménageables, sélection TECSULT
Table 19 : Détails des 6 sites hydro étudiés par TECSULT
Table 20 : Analyse des résultats de l'étude TECSULT
Table 21 : Détails des 2 sites hydro retenus pour la FE-ACP
Table 22 : Hypothèses et dimensionnement des centrales µHydro
Table 23 : Coût estimatif d'investissement et d'exploitation de Centrale Micro Hydro
Table 24 : TRI pour le projet d'une centrale Micro Hydro (10% diesel)
Table 25 : Liste des localités potentiels pour le projet biomasse FE – ACP
Table 26 : Coûts estimatifs d'une centrale de gazéification de 50kW
Table 27 : Sensibilité du coût du kWh biomasse
Table 28 : TRI pour le projet d'une centrale Biomasse
Table 29 : Liste de localités potentielles pour le projet Solaire FE – ACP
Table 30 : Hypothèses et dimensionnement de centrales solaires PV
Table 31 : Coûts estimatifs d'une centrale solaire de 30kWc
Table 32 : Sensibilité du coût du kWh (solaire – mixte – thermique)
Table 33 : TRI pour le projet d'une centrale solaire de 30kWc (10% diesel)
Table 34 : Tableau de synthèse des projets ENR pour la FE-ACP

1 Préambule

La présente étude s'intègre dans le cadre du « **Programme d'électrification rurale par raccordement au réseau SBEE** », projet initié sous la Facilité Energie I (projet n°61), et financé par l'Union Européenne, l'AFD, la BMZ, la DGIS et la SBEE.

Parmi les activités à mettre en œuvre, avec l'appui de la GTZ, l'une des prestations, objet de la présente étude, concerne la ***proposition technico-économique de localités à électrifier par systèmes d'énergies renouvelables***. Un budget 400k€ est disponible pour engager une action concrète, voire définir et mettre en œuvre un projet pilote viable, avant la fin du programme susmentionné.

La présente étude s'est déroulée avec les parties prenantes au programme, avec un souci de renforcement des capacités au Bénin dans le domaine des énergies renouvelables.

L'étude a débuté par un cadrage du potentiel en énergies renouvelables (ENR) au Bénin avant la définition de projets viables. L'étude servira aussi d'orientation pour les investisseurs et opérateurs potentiels dans le domaines des énergies renouvelables (acteurs privés et publiques, ONG, mairies, …).

L'analyse spatiale des données disponibles au Bénin s'est faite à l'aide des logiciels Manifold (SIG) et de GeoSim ® développé par I.E.D.

2 Contexte général du secteur électrique

2.1 Cadre institutionnel et réglementaire

- Au Bénin, le secteur de l'énergie électrique est régulé par le **Ministère de l'Energie et de l'Eau (MEE)**, composé de 2 services techniques :
  - **Direction Générale de l'Energie (DGE)** : chargée de proposer la politique énergétique du pays, d'œuvrer pour sa réalisation, de planifier le développement du secteur, de proposer les réglementations et de suivre leur application ainsi que celui des programmes et projets (Décret du 28 mai 2004).
  - **Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise de l'Energie (ABERME)** : chargée de la mise en œuvre de la politique de l'Etat dans les domaines de l'électrification rurale et de la maîtrise de l'énergie.
- Depuis 2004, la **Société Béninoise d'Energie Electrique (SBEE)**, sous la tutelle du MEE, s'occupe de l'importation, du transport, et de la distribution de l'énergie électrique au Bénin. Elle intervient aussi dans la production pour suppléer aux insuffisances de la **Communauté Electrique du Bénin (CEB)** chargée de la production et du transport entre le Togo et le Bénin.
- La réforme du secteur se poursuit avec la création d'une société publique de patrimoine, chargée de réaliser des investissements et de les entretenir, et d'une société mixte de gestion, devant assurer la distribution de l'énergie électrique.
- Le sous-secteur de l'électricité est régi conjointement par un accord international entre Bénin et Togo et par le **Code Bénino-Togolais de l'Electricité,** depuis 1968. Ce code a été révisé (déc. 2003) pour tenir compte des nouvelles exigences de développement du sous-secteur, en particulier en matière d'ouverture aux producteurs indépendants et au statut d'acheteur unique (CEB).
- En complément, un Code de l'Electricité au Bénin défini le cadre juridique au sein duquel sont exercées les activités du sous-secteur de l'électricité (production, transport, distribution, installations intérieures), les modalités de participation des entreprises publiques et privées, la mise en place des règles de concurrence et les formalités auxquelles elles sont soumises.

Références : (1) à (7)

2.2 Demande électrique

- Comme dans la plupart de ses pays voisins, la demande en énergie électrique au Bénin ne fait que croître (consommation des ménages ~14,4%/an ('96-'05) pour une croissance moyenne de la population de 3,25%/an) pour répondre au développement économique du pays et cette demande en électricité croit malheureusement plus rapidement que l'offre, dominée par des importations.
- L'essentiel de la demande en énergie électrique est concentré dans les 3 départements du Sud : Littoral, Oueme et Atlantique.

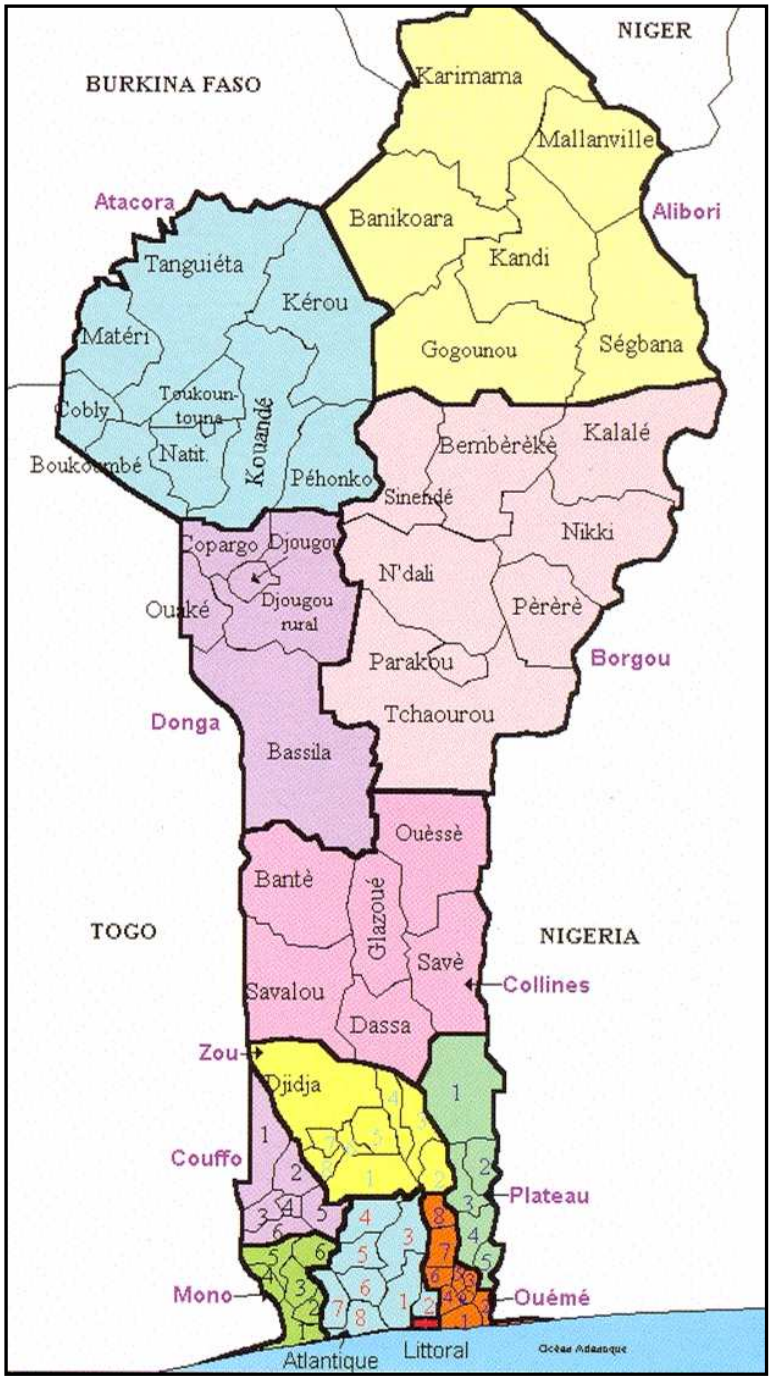


Figure 1 : Carte générale administrative du Bénin

- Sur la période 1996 – 2005 (ref. 4), il ressort que la croissance des consommations d'électricité des ménages (14,4% par an[1]) dépend notamment de l'accroissement du nombre d'abonnés domestiques BT (10,8% par an), tant urbains (10,9%) que ruraux (13,7%). Par ailleurs, la croissance des ménages était seulement de 4%/an (3,25%/an pour la croissance de la population).
- En 2005, le taux de desserte (population desservie/population totale) était de 40%, le taux de couverture (localités desservies/total localités) de 24,2%, le taux d'électrification national (abonnés BT/total ménages) de 23,2% (avec 51,8% en milieu urbain et seulement 1,5% en milieu rural).

[1] L'accroissement annuel moyen de la consommation globale d'électricité sur la période 1996-2005 est de l'ordre de 7%/an et par habitant et 5,9%/an et par ménage.

- La pointe actuelle est de 80MW mais pourrait atteindre plus de 300 MW si elle n'était pas limitée par les approvisionnements extérieurs de plus en plus réduits.
- Depuis 2006, les coupures intempestives et délestages fréquents affectent l'ensemble des secteurs et en particulier la production industrielle. On estime à plus de 20.000 le nombre de groupes électrogènes autonomes dans les entreprises, les services publics et les ménages, soit plus de 200MW installés.
- Cette situation de crise depuis 2006 et la forte dépendance aux produits pétroliers pousse le gouvernement du Bénin à chercher des solutions alternatives de production d'électricité au niveau national, que ce soit par un renforcement du parc centralisé de production ou par une **production décentralisée pour les zones enclavées**.

Références : (1) à (7)

2.3 Offre électrique

- Le parc de production électrique au Bénin est actuellement (2009) encore très limité[2] malgré une évolution notable en 2005 (voir figure ci-dessous) ; il se résume à :
  - Centrales thermiques au fuel : *(n.a.)* MW installés
  - Centrales TAG (gaz-jet) : 80 MW installés
  - Centrales hydroélectriques : 0,5 MW installé à Yéripao (+ 65MW au Togo)

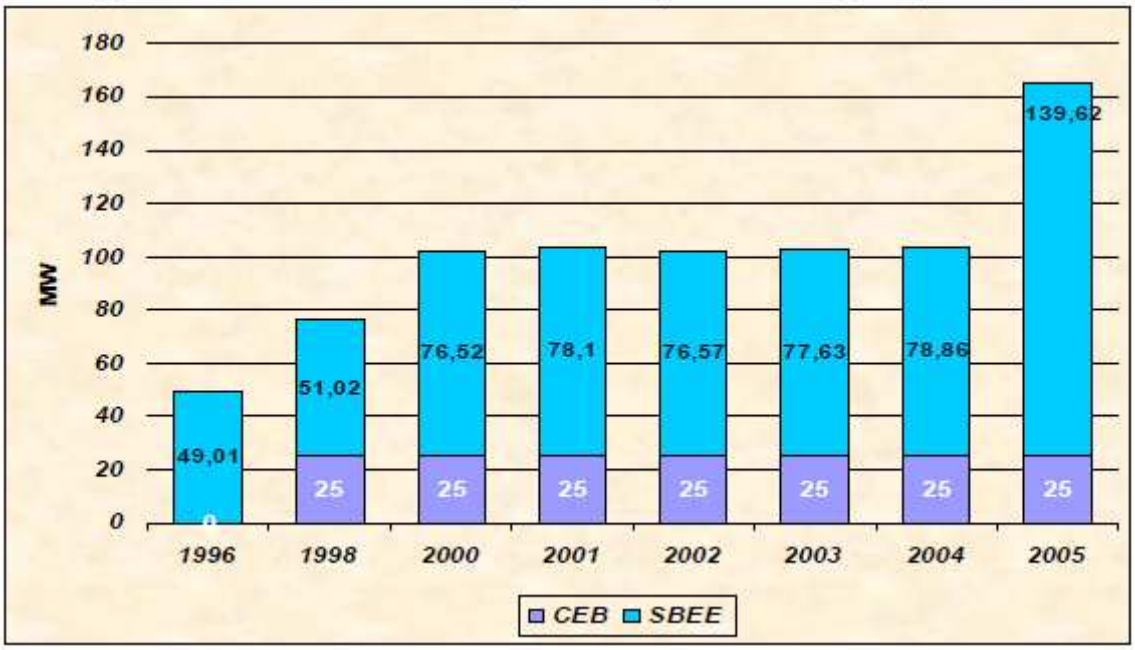


Figure 1b : Evolution de la capacité de production (MW) au Bénin (réf. 25)

- En 2005, l'offre total en électricité au Bénin se répartissait comme suit :
  - Production thermique (SBEE) : 81,3 GWh
  - Auto-producteurs (groupes thermiques) : 25,1 GWh
  - Importations (CEB) : 594,6 GWh
  - Production hydroélectrique (Yéripao) : 1,5 à 1,9 GWh (avant 2005)
    0,7 GWh (en 2005)
    0 depuis 2007 (en panne)
  - Offre total en 2005 : 702 GWh
- En 2007, plus de 80% de l'électricité consommée au Bénin provient d'importations des pays voisins. La contribution des différentes sources d'approvisionnement pour le

[2] SBEE : 140MW en 2005, contre 77MW en 2003. CEB : 25MW (TAG)

Bénin et le Togo était la suivante en 2005 :

- Production totale (CEB) : 272,6 GWh
- Importation du Ghana (VRA) : 634,9 GWh
- Importation de la Côte d'Ivoire (CIE) : 414,6 GWh
- Importation du Nigeria : 0 GWh[3]

- Pour répondre à la croissance de leurs propres besoins, ces pays réduisent de plus en plus les volumes vendus au Bénin. D'autant plus que la CEB s'est fortement endettée vis-à-vis de ses fournisseurs et créanciers.
- Par ailleurs, les réserves énergétiques fossiles du pays existent mais sont assez faibles (pétrole : 8,2 millions de barils et gaz : 1300 Mm^3) et ne seront probablement pas exploitées dans un futur proche. Un projet de gazoduc du Nigeria devrait améliorer l'approvisionnement du Bénin pour une autoproduction d'électricité.

Références : (4) - (7)

2.4 Transport et distribution

2.4.1 Réseau électrique national

- Le réseau national de distribution électrique de la SBEE couvre actuellement l'ensemble des 12 départements du territoire béninois. Seules une dizaine de centres thermiques isolées gérés par la SBEE doivent encore être raccordés au réseau interconnecté d'ici fin 2010. La production est intermittente (6h par jour) et très coûteuse (coût moyen de ~150 FCFA/kWh selon la Direction des Etudes à la SBEE).
- Des extensions des réseaux MT sont prévues à travers divers projets du gouvernement. La carte ci-dessous représente l'ensemble du réseau existant de la SBEE (lignes en vert) et les extensions prévues (lignes en violet) dans le cadre du présent programme FE–ACP.

Références : (9)

[3] En 2006, une capacité de 75 MW localisée au Nigéria sera destinée au Bénin

Figure 2 : Carte du réseau électrique existant et extensions prévues (légende dans le texte)

- Les centrales de production thermiques sont représentées par les carrés (violet-blanc) et interconnectées entre-elles par des réseaux de transport HT (63-161-330 kV, lignes en rouge).
- La seule production hydroélectrique au Bénin provenait de la micro centrale de Yéripao (500 kW) au nord-ouest du pays (triangle jaune et noir). Détails voir chapitres 2.5 et 3 sur les ENR.
- Les parties Nord et Sud du réseau SBEE sont interconnectées via une ligne de transport CEB (HT) au Togo.

2.4.2 Localités électrifiées et périmètre hors réseau

- Comme l'illustre la carte ci-dessous, le réseau MT (15 – 20 – 30kV) couvre une bonne partie des localités importantes (> 3000 habitants) du pays. La taille des localités est proportionnelle au diamètre des disques colorés.

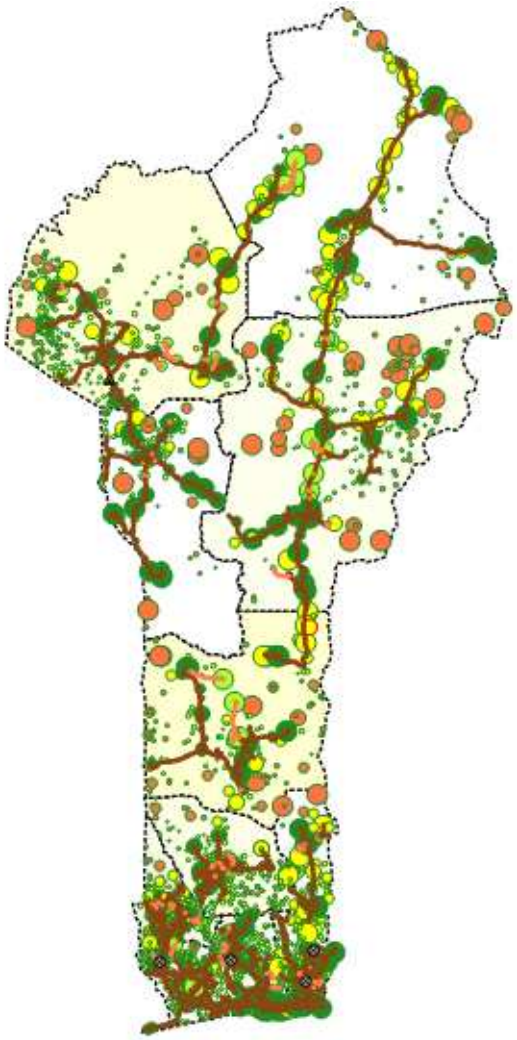


Figure 3 : Carte des localités et du réseau électrique national (légende dans le texte)

- En utilisant les fonctionnalités du système d'information géographique (SIG – Manifold), on peut aisément distinguer les localités qui se trouvent à l'intérieur et à l'extérieur d'un périmètre autour du réseau MT. La carte suivante représente 2 cas de figure pour ces zones tampon ou « buffer » : la première délimite la frontière à 10km (zone verte) et la deuxième à 20km (zone grise) du réseau MT.
- Le périmètre à 20km sera utilisé préférentiellement dans l'analyse des localités candidates à une électrification par système solaire photovoltaïque autonome, tandis que le périmètre à 10km sera utilisé pour les autres énergies renouvelables (hydro, biomasse …)

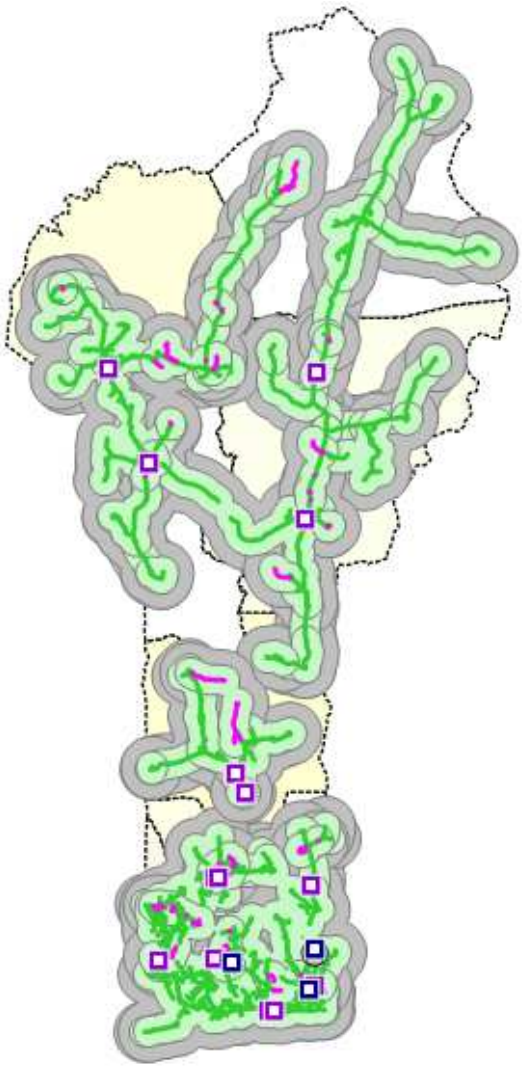


Figure 4 : Carte du périmètre à 10km et 20km du réseau MT (légende dans le texte)

- Les résultats de cette analyse SIG donne le tableau suivant pour les 2 cas de frontières :

Bénin 2009	**10km**	**20km**
Dans le périmètre	**3358**	**3629**
Localités électrifiées	1277	1277
Localités FE fermes	80	80
Localités FE réserve	22	22
Localités non électrifiées	1979	2250
< 1000	661	721
1000-3000	1129	1284
> 3000	189	245
Hors périmètre	**396**	**125**
< 500	16	3
500-1500	145	37
1501-3000	161	61
> 3000	74	24
Total	**3754**	**3754**

Table 1 : Répartition des localités électrifiées et non électrifiées du Bénin

- Force est de constater qu'à **l'intérieur du périmètre** à 10km du réseau, 1979 localités sur 3358, soit 59%, restent non électrifiées, dont 189 localités de taille importante incluant des chefs lieux administratifs. Le présent programme FE-ACP vise à étendre le réseau MT vers 80 de ces localités non desservies. La stratégie nationale tend à raccorder en priorité les localités rurales de plus de 1000 habitants et situées à proximité du réseau.
- Malgré la bonne répartition du réseau actuel au Bénin, un nombre important de localités se trouve encore **hors du périmètre** du réseau (~ 400 localités à plus de 10km du réseau) et ne sont donc pas ciblées par les projets futurs d'extension de lignes (voir disque orange sur la carte ci-dessous). 74 d'entre-elles sont des localités de plus de 3000 habitants. Il s'agit dès lors de trouver les **options technologiques les plus économiquement rentables** (coût du kWh ou coût du branchement) pour desservir ces zones enclavées.

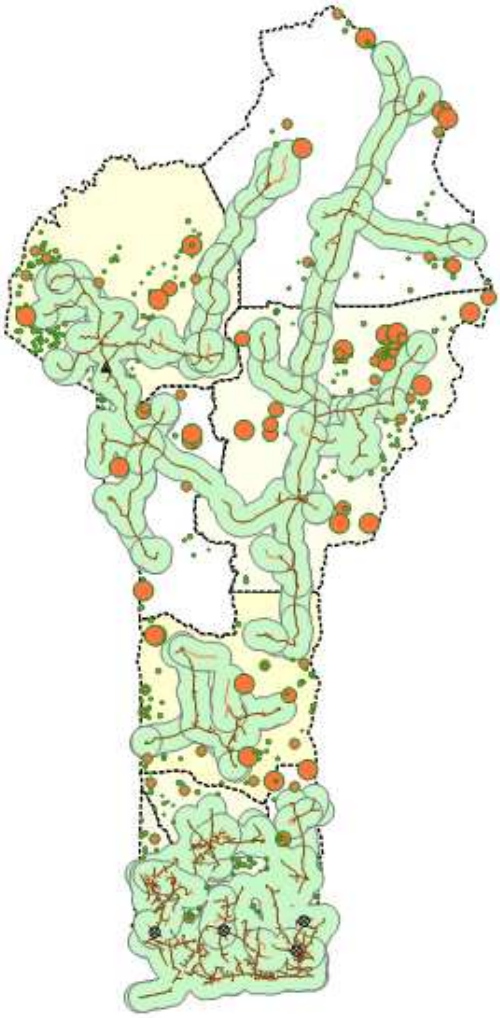


Figure 5 : Carte des 396 localités hors périmètre @ 10km (légende dans le texte)

- Le chapitre suivant analyse le potentiel en énergies renouvelables disponible au Bénin, en particulier dans les zones **hors périmètre** pour répondre aux besoins des localités rurales isolées mais aussi à l'**intérieur du périmètre** pour des applications de puissance importante raccordables au réseau MT.

2.5 Projets décentralisés et d'ENR

2.5.1 Situation actuelle

- Hormis une dizaine de centrales thermiques encore isolées alimentant des chefs-lieux administratifs (au Nord) et les nombreux groupes électrogènes privés remédiant à l'absence ou le manque de fourniture électrique, la grande majorité des zones rurales du pays se trouvent encore dans l'obscurité.
- Depuis les années 90, plusieurs projets mettant en œuvre des énergies renouvelables ont vu le jour au Bénin dans l'espoir de trouver des solutions aux besoins en électricité des zones enclavées du pays.
- Le développement du sous-secteur des énergies renouvelables est brièvement décrit dans le document « Politique et stratégie énergétique au Bénin » (réf. 3). La politique du gouvernement vise à développer l'utilisation des énergies renouvelables disponibles localement (hydroélectricité, biomasse, solaire, éolien) pour satisfaire les besoins énergétiques dans les zones éloignées et pour des applications cibles.
- Cependant, il n'existe à ce jour ni politique cohérente de promotion des énergies renouvelables (ENR), ni plan directeur ou stratégie de développement pour les ENR ; la structure opérationnelle ABERME devrait être spécifiquement chargée de leur promotion.
- Les axes prioritaires brièvement évoqués sont :
    - Valorisation du potentiel hydroélectrique identifié
        - Etudes approfondies et réalisations de projets pilotes
    - Promotion des autres sources ENR
        - Etudes détaillées sur le potentiel éolien
        - Evaluer les expériences antérieures en production de biogaz
        - Développer les unités pilotes de digesteurs pour le biogaz
        - Elaborer un plan directeur du développement des ENR.
        - Mise en place d'incitants fiscaux pour les PME (p.e. dédouanement des équipements spécifiques)
- Les acteurs et promoteurs principaux dans le domaine sont :
    - **DGE** : promotion de projets ENR, en particulier de grandes tailles (hydro, biomasse et photovoltaïque)
    - **ABERME** : promotion et mise en œuvre de projets d'électrification rurale et de maîtrise d'énergie, et par extension des projets d'ENR.
    - **Autres acteurs** : un certains nombre de PME, d'ONG et de municipalités sont à l'origine de projets de développement local intégrant des sources d'énergies renouvelables (voir annexe 7.2 et liste non exhaustive de projets ci-dessous).

Références : (2), (3), (6), (8)

2.5.2 Liste des principaux projets ENR

Les tableaux ci-dessous regroupent pour chaque filière les principaux projets d'énergies renouvelables réalisés ou en cours de réalisation au Bénin. Les sources de documentation sont rares et peu précises (*Références : 3, 4, 8, 10 à 21)*. Ces tableaux mériteraient d'être mis à jour et complétés par l'ABERME afin de mieux capitaliser l'expérience ENR du pays.

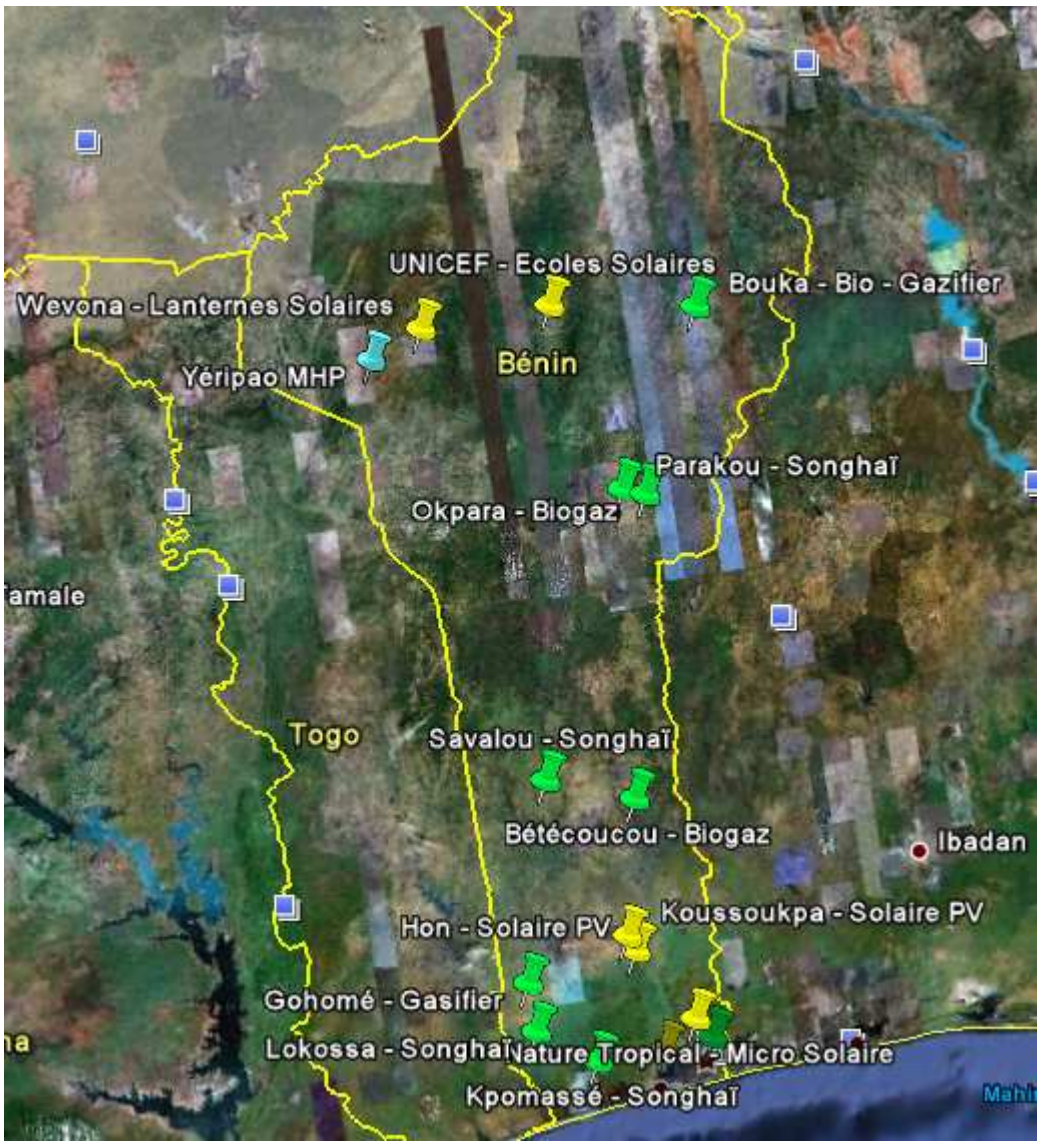


Figure 6 : Localisation des principaux projets ENR au Bénin

- Hydroélectricité

Date	Taille	Nom projet	Localisation	Applications – bénéficiaires
1996	650kVA 500 kW	Yéripao	Yéripao (NO)	Connecté au réseau MT ; Productible = 2,5GWh/an Mais en panne depuis 2007. (voir § 4.1.1)
2009	< 2 MW	10 centrales µhydro	National	Etude de faisabilité pour 10 micro centrales hydroélectriques (DGE/ABERME/PNUD)
2010 ?	*> 40 MW*	*5 centrales*	*National*	*Projet de la DGE de 5 PCH de plus de 40 MW chacune : total 283 MW*

Table 2 : Liste des projets hydroélectriques réalisés au Bénin

- Biomasse

Date	Taille	Nom projet	Localisation	Applications – bénéficiaires
	Therm.	BEN/85/002		Formation de techniciens et paysans à la production de biogaz (Chine)
'89-'94	Therm.	Songhai project (ONG)	Porto-Novo, Savalou, Lokossa, Parakou, Kpomasse	5 installations pilotes (digesteur de Chine) de biogaz (7-10-15-40m^3) pour production thermique à partir de déchets (volailles, porcs, jacinthes)
?	Therm.	Hunger project (ONG)	Wowata	installations pilotes de biogaz (30m^3) pour usage thermique - promotion
?	Therm.	GERBES – PFSE	?	Production et utilisation de bioénergies modernes (biodiesel, bioéthanol, briquettes)
2007	2 x 7kVA	DGE	Betecoucou, Okpara	2 installations pilotes de biogaz – 30m^3 (fermes d'élevage) pour usages thermique et électrique (7kVA) – toujours pas opérationnel !
2008	250kW	PRDE - (UEMOA)	Bouka	Etude d'un projet de gazéification à partir de résidus agricoles (coton) et connexion au réseau – étude pas encore validée !
2009	11kW	(ONG)	Savalou	Gazéifieur en démonstration – pas en service
2009	32kW	(ONG)	Gohomé	Gazéifieur, en complément au réseau – en service
?	3MW	Waio	Kandi	Centrale thermique biomasse à partir des résidus agricoles (tiges de coton) - MDP

Table 3 : Liste des projets de biomasse réalisés au Bénin

Dans le domaine des biocarburants, il faut noter un intérêt prononcé de la DGE-ABERME et plusieurs initiatives en cours au Bénin, en particulier sur la culture et la transformation du jatropha en huile (ainsi que de la jacinthe d'eau en biogaz). Le biocarburant issu du jatropha peut être utilisé pour alimenter un groupe électrogène ou une centrale thermique classique, à condition que l'huile produite soit suffisamment traitée afin de réduire son PH élevé et la corrosion sur les composants du moteur.

On notera par exemples les projets du GERES :

- le programme ALTERRE (2008-2013) mené dans le département du Zou par le GERES sur cofinancement UE (Facilité Energie) vise à produire localement un agrocarburant à partir d'Huile Végétale Pure (HVP) de Jatropha destiné à la transformation agro-alimentaire et aux plateformes multi-fonctionnelles. Production pilote de 30 ha et étude de faisabilité sont en cours.
- Projet d'électrification du village de Hokounfo (SAVE) avec un groupe électrogène de 100kW alimenté par biocarburant. Il faudrait 25 ha de plantation de Jatropha mais actuellement un seul hectare est en production.
- le programme « Cascade »[4] soutenu par l'UNEP vise à fournir des services

[4] Projet Cascade : Raphaël Nguyen, ERM (+229 96 02 99 48) raphael.nguyen@hotmail.com - http://www.cascade-africa.org ou Kèmi FAKAMBI (GERES) - k.fakambi@geres.eu

énergétiques (moulins, moteurs, groupes électrogènes, …) avec un carburant produit localement (huile brute de Jatropha) dans le même département du Zou. Le projet permettra d'éviter des émissions de carbone et s'inscrit dans le cadre des mécanismes de développement propre (MDP).

- Solaire photovoltaïque (PV)

Date	Taille	Nom projet	Localisation	Applications - bénéficiaires
1996-98		CCA	6 villages (lacustres, …)	Projet pilote de pré-électrification : pompage, éclairage publique, communautaire, ménages (ADEME/ABERME/Enerdas)
?	57,8kWc	CCPS	13 villages	pompage, lampadaires, centres de loisir, ménages
	150kWc	…		Télécom (> 50 projets OPT)
	100kWc	…		hydraulique villageoise
> 2001		UNICEF	Sinende (Borgou)	Dizaine d'écoles
> 2002	50kWc	CASES	24 localités	santé publique (« CASES »/MSP, …)
	10kWc	CARDER		Ménages
2002-10	220kWc	BID – Gov	24 villages	Dans 10 Dpts (CCPS/ABERME/MMEH – 8milliard FCFA)
2008-9	11,4kWc	ABED ONG[5]	2 villages : Hon et Koussoukpa	Centre formation et installation de 308 kits PV (37Wc – Inde) par 2 villageoises. ABERME/PNUD
2009	?	Wevona[6]	6 villages (Kouandé)	Lanternes solaires LED[7] avec station de recharge pour 50 lampes. 150 FCFA/rech
2009	?	Nature Tropicale ONG[8]	Commune de Dangbo	Programme de promotion de micro systèmes PV à moindre coût (+ CEPED)
2009-12		BM : Accès énergie moderne		Projet de Développement d'Accès à l'Energie Moderne avec plusieurs options technologiques retenues (ABERME)

Table 4 : Liste des projets solaires photovoltaïques réalisés au Bénin

- Eolien
  - Aucun réel projet d'éolienne n'a vu le jour faute de données suffisantes sur les vitesses de vent, exceptés quelques prototypes installés dans les années '80 et hors service aujourd'hui.
  - Un fabricant canadien (PGE) aurait fait une proposition commerciale pour un aéro-générateur de 25kW conçu pour les zones à faible vent (démarrage à 3,5m/s) pour la localité de So-Ava (village lacustre).

Références : (3), (4), (8), (10) à (23)

[5] Président ABED ONG : Mr ZINZINDOHOUE Stéphane – Cotonou - +229 90047001 / 93131934 - abedongben@yahoo.fr - Christèle ADEDJOUMON - christelade@free.fr +33 6 03 35 91 24
[6] Wévona : directeur Jean-Marie De Souza - jmdesouza@wanadoo.fr - 00 33 6 07 33 33 91
[7] Lanternes assemblées au Bénin : http://www.soltys.fr/lampe-solaire-elixo-c-1.html
[8] Nature Tropicale ONG : ntongmu@yahoo.com

3 Potentiel en énergies renouvelables

3.1 Energie hydroélectrique

3.1.1 Hydrologie générale

- Le potentiel de produire de l'électricité à partir de l'écoulement de rivières dépend de plusieurs facteurs tels que la pluviométrie, l'hydrologie, la géologie, le relief et le couvert végétal.
- L'hydrologie générale au Bénin se caractérise de la façon suivante :
  - Important réseau de cours d'eau au Bénin (voir figure 9 au § 3.1.3)
  - Faibles hauteurs de chute, faibles pentes ou rareté des rapides → coûts élevés des infrastructures (aménagements en génie civil)
  - Régime d'étiage prononcé (très faibles débits en saison sèche) → surcoût dû aux groupes électrogènes d'appoint.

3.1.2 Pluviométrie

- Au bureau de l'ASECNA, les données de pluviométrie existent[9] pour les 12 stations météorologiques principales du pays et sur plus de 10 années consécutives. Par ailleurs une base de données hydro et pluvio (BDHP) intègre les données du Service Hydrologie et de la Direction de la Météorologie Nationale (DMN) (réf. (20), (21)).
- L'analyse de ces données et de la carte des isohyètes ci-dessous permet de localiser les zones du pays recevant les plus fortes pluies et donc les zones ayant un potentiel hydrologique élevé (moyennant le relief, la nature des sols et du couvert végétal).
- La zone la plus pluvieuse se trouve dans l'axe Nattitingou - Kandi, dans la partie sud de l'Atakora et de l'Alibori et partie nord de Donga, avec une dominance dans la région montagneuse de l'Atakora.

[9] ASECNA : M. Avossé - 12500 FCFA/station sur 10 ans

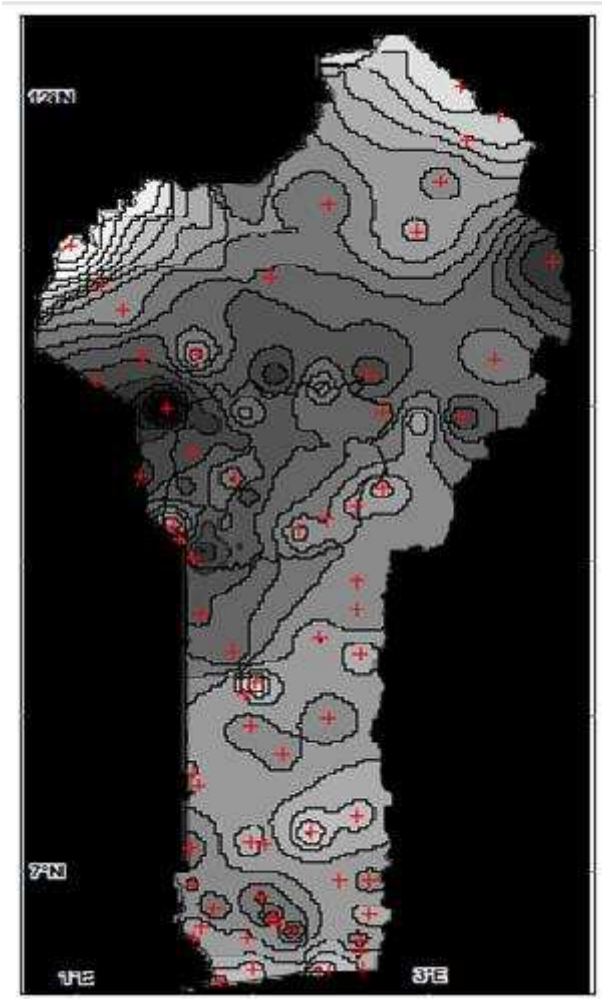


Figure 7 : Carte des Isohyètes en 2001 (réf. 10)

- Cependant, ces régions pluvieuses au Nord sont caractérisées par une seule saison des pluies comme l'indiquent les courbes ci-dessous, avec une période d'étiage de près de 5 mois entre novembre et mars.

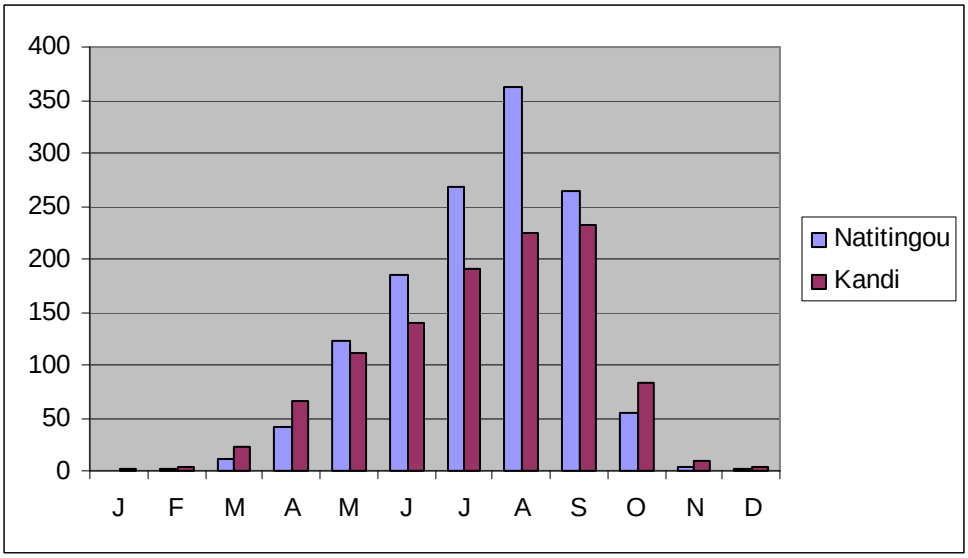


Figure 8 : Pluviométrie moyenne mensuelle (mm)

3.1.3 Hydrologie et géologie

- Le Service Hydrologie de la Direction Générale de l'Eau (SH/DIE/DG-Eau) dispose de données hydrologiques sur plus de 10 ans pour une quarantaine de stations hydrométriques localisées sur la carte ci-dessous.
- Après analyse des données disponibles, le Bénin peut se diviser en 3 parties caractérisées par des régimes hydriques assez différents :
  - Le Sud du pays avec une double saison des pluies ; la nature relativement imperméable des sols engendre souvent des écoulements non permanents.
  - Le centre est une zone de transition en terme de pluviométrie avec des régions, comme la partie Est des Collines où le sol est granitique, pouvant être asséchées plusieurs mois.
  - Le Nord a une seule saison des pluies bien marquée. La zone montagneuse de l'Atakora par sa nature imperméable du sous-sol souffre de périodes d'étiage prononcées alors que la région Nord-Est autour de Kandi dispose d'un sol sédimentaire plus perméable rendant les cours d'eau beaucoup plus pérennes.

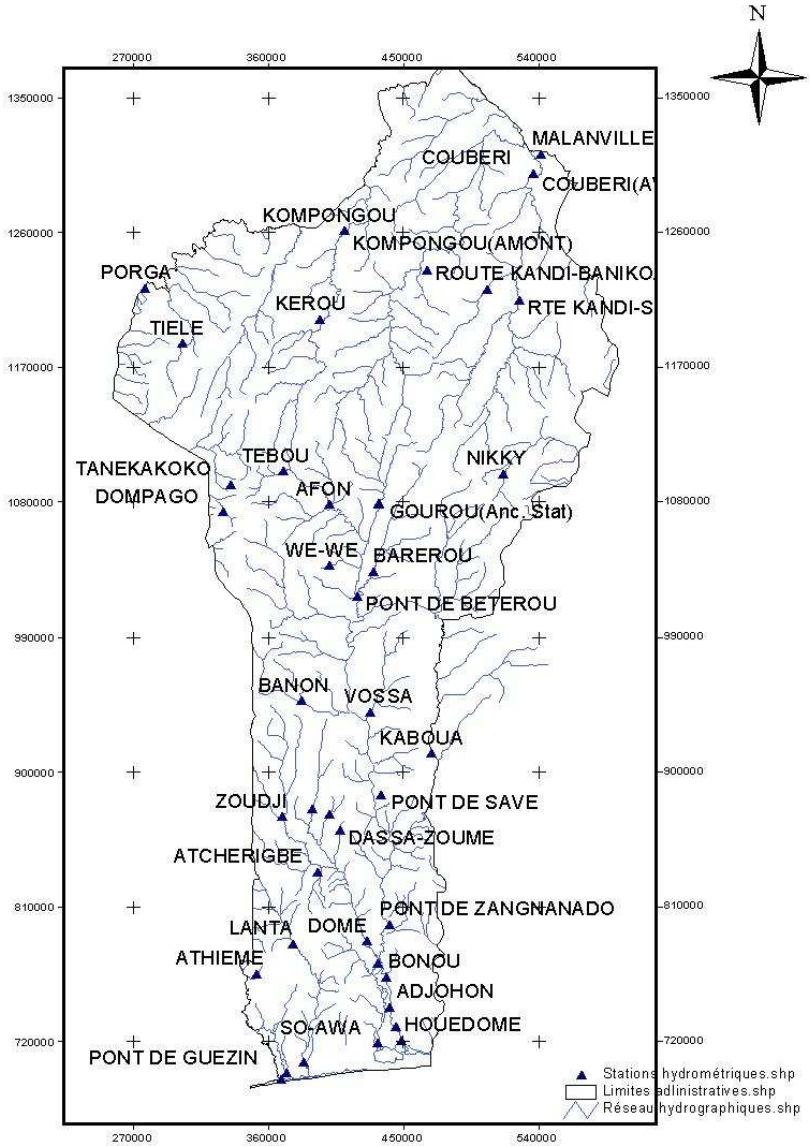


Figure 9 : Réseau de stations hydrométriques au Bénin

3.1.4 Sites potentiels

En dépit des limitations du potentiel hydrologique et pluviométrique ci-dessus, plusieurs listes de sites potentiels pour aménagement de centrales hydroélectriques ont été établies depuis plusieurs années. La description ci-dessous tente de faire une synthèse des listes identifiées et de clarifier le potentiel :

- **Liste de « 27 sites PCH »** de puissances supérieures à 2MW (voir carte (4) en annexe 7.4) :
  - 9 sites entre 2 et 9 MW (principalement au Nord dans Alibori et Atacora)
  - 15 sites entre 10 et 99 MW (principalement sur la rivière Ouémé)
  - 3 sites entre 100 et 200 MW (au Sud, dans Plateau et Kouffo)
- **Liste officielle des « 85 sites micro hydro »** de puissance inférieure à 4,4MW :
  Cette liste est à première vue bien documentée et fourni les informations sur chaque site : durée d'écoulement, débit moyen, hauteur de chute, localités à proximité, bassin versant, puissance, énergie. (Voir commentaire sur la fiabilité des données au § 4.3.1)
  La liste d'origine regroupe 82 sites (et non 85) qui totalisent une puissance totale de 48 MW (entre 7 et 4436 kW) et un productible total de 193 GWh/an. Parmi eux, 27 sont des petits sites de moins de 100kW et 12 sont des sites de plus de 1000kW.
- Trois autres listes de sites hydro potentiels ont aussi été proposées respectivement par le PNUD, ABERME ou le Gouvernement. Ces 3 listes réunies proposent 25 sites dont 15 proviennent de la liste des 85 :
  - **Liste ABERME** (AB) : 9 sites aménageables
  - **Liste PNUD** (PN) : 8 sites aménageables
  - **Liste Gouvernement** (GO): 10 sites prioritaires

  En consolidant les 4 listes de sites ci-dessus, aménageables en micro ou mini hydro, on obtient le tableau de synthèse des 93 sites donnés en annexe 7.5.2.
- **Etude TECSULT '09**
  - En 2009, une étude sur les « Micro-centrales hydroélectriques au Bénin » a été commanditée par la ACDI[10] et ABERME et réalisée par le cabinet Tecsult; elle a en premier lieu analysé les différentes listes ci-dessus pour en extraire les sites les plus prometteurs et pour étudier la faisabilité de projets d'aménagements hydroélectriques.
  - Une présélection de sites potentiels avant campagne de validation au terrain s'est faite sur base de 4 critères prioritaires établis par Tecsult :
    1. écoulement quasi permanent (durée > 11 mois/an)
    2. débit moyen suffisant (Q > 0,2 m^3/s)
    3. hauteur de chute suffisante (pente longitudinale > 3%)
    4. accessibilité au site (12 mois)
  - L'application de ces critères a permis de présélectionner une 20taine de sites potentiels qui ont été visités, dont 6 de plus de 1000kW. Ils proviennent tous des 3 listes PN – AB – GO et se répartissent de la façon suivante dans les départements :

[10] ACDI : Agence Canadienne de Développement International

Départem.	Total	# PN[11]	# AB	# GO	Modifiés	Retenus
Zou/Couffo	2	4 + 5				0
Collines	3		4 + 7	8		0
Borgou	2			6 + 7		0
Alibori	5 (+1)		2 + 9	1 + 2 + 4	4GO*	2AB+9AB+4GO*
Atacora	8 (+1)	1+2+3+7+8	6 + 8	3	6AB*	1PN+2PN+8PN
Total	**20 (+2)**	**7**	**6**	**7**	**2**	**6**

Table 5 : Répartition des sites hydroélectriques au Bénin présélectionnés par Tecsult

- Les visites et enquêtes de terrain de TECSULT ont ensuite conduits à la sélection de **6 sites hydro aménageables** et retenus pour les études de faisabilité détaillée.

N° du site	Nom du site	Nom de la rivière	Département - Commune	Puissance maximale présumée (kW)	Accès existant	Villages enquêtés	Contrainte environne-mentale
4GO modifié*	Cascades de Sosso	Sota	Alibori - Kandi	750	Difficile (2,5 km)	Angaradebou Fouet Zanloa Saah	Aucune
2AB**	Gbéssé	Sota	Alibori – Segbana	900	Facile (Pont)	Gbéssé Bensékou Sérébani	Point d'eau pour le bétail en rive droite
9AB	Koutakrou-krou	Iranée	Alibori - Kandi	100	Facile (Pont)	Bensékou	Forêt classée de la Sota
1PN	Chutes de la Kota	Kota	Atacora - Natitingou	60	Facile (Site touristique)		Site touristique
2PN	Ouabou	Tigou	Atacora - Toucountouna	260	Difficile (1 km)	Ouabou Tectibayaou Kouarfa (v.t.)	Site sacré
8PN	Kouporgou	Koumagou	Atacora - Boukoumbé	60	Facile (Pont)	Koudogou	Aucune

Table 6 : Caractéristiques principales des 6 sites hydro retenus par Tecsult

- Force est de constater que la plupart des sites de la « liste des 85 » ont été rejeté déjà à la présélection. En effet, seuls 16 sites offrent un écoulement supérieur ou égal à **11 mois** :
  - **6 sites ont été retenus au final** (aucun de plus de 1000kW)
  - 9 sites ont été rejetés faute de débit ou de chute suffisant
  - 1 seul site n'a pas encore été évalué sur site (# 81 de la liste des 85 mais erreur du point GPS).

- **Etude IED '09**

  La présente étude a tenté d'identifier d'autres sites aménageables parmi la liste consolidée des 93 sites. Les résultats de cette analyse seront donnés au chapitre 4.4 (voir tableau détaillé en annexe 7.5.2).

- La double carte ci-dessous représente les 93 sites hydroélectriques potentiels identifiés au Bénin, l'une avec le réseau MT en arrière plan et l'autre avec le réseau hydrologique. La taille des triangles est proportionnelle aux puissances annoncées pour chaque site. Les triangles en couleur rouge représentent les sites situés à moins de 10km du réseau (buffer) ; les autres couleurs[12] reprennent les catégories de puissances pour les sites hors périmètre électrifié.

[11] Les numéros du tableau correspondent au n° d'identification des sites suivi des 2 lettres PN, AB ou GO.

[12] Légende : bleu foncé < 100 kW ; orange 100 – 500 kW; jaune 500 – 1000 kW; vert > 1000kW

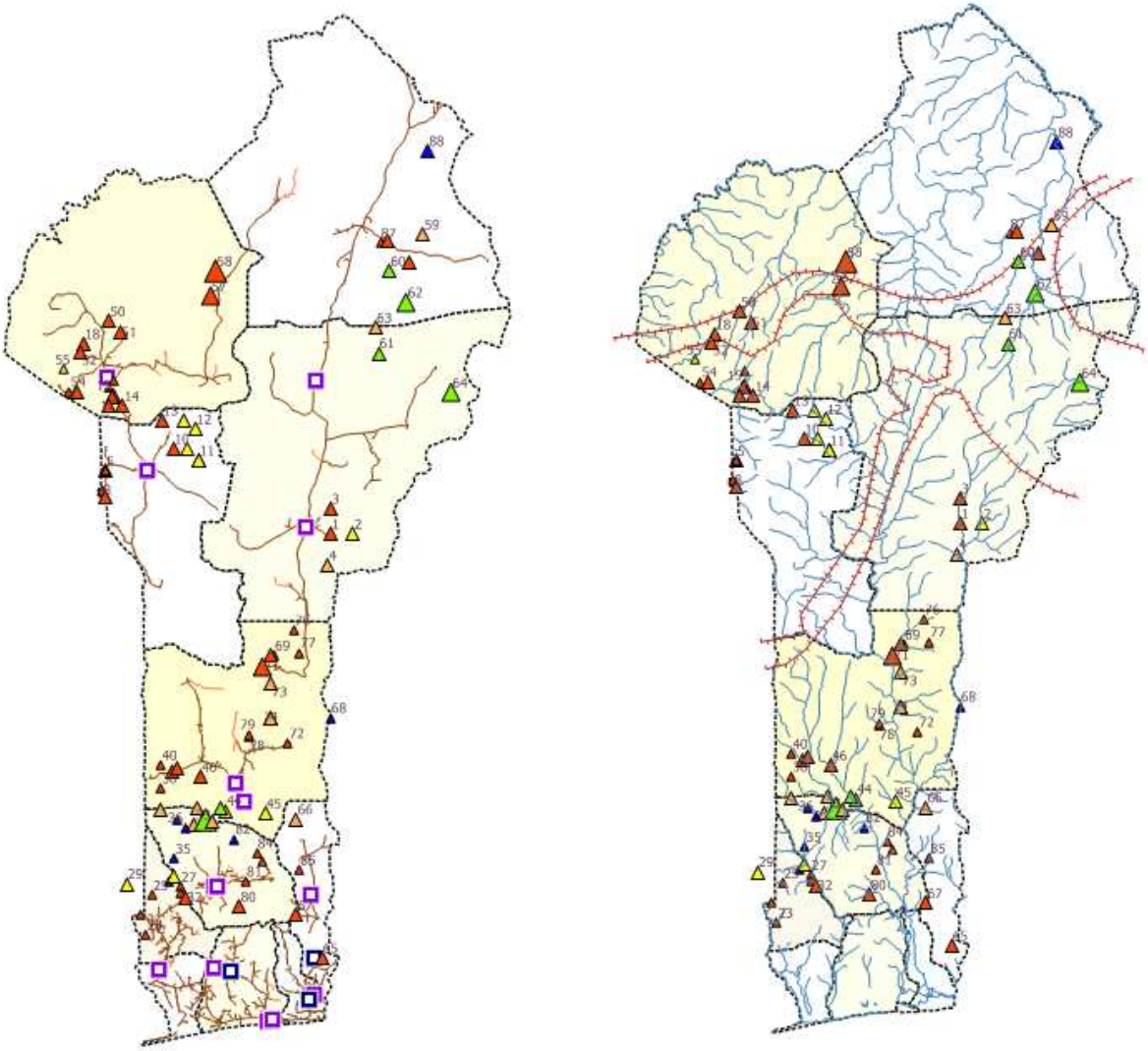


Figure 10 : Sites potentiels d'aménagements hydroélectriques (légende dans le texte)

3.2 Energie de la biomasse

Le Bénin dispose d'un potentiel considérable en déchets agricoles et ménagers pouvant être valorisé en énergie. Les études de faisabilité sur la biomasse (réf. 14) montrent qu'une gestion globale des déchets permettrait de réduire considérablement les importations en énergie fossile. En particulier, la valorisation des déchets du coton (tiges) produits dans le pays permettrait d'être aujourd'hui autosuffisant en électricité (225 à 360 MW). Et il existe bien d'autres déchets disponibles dans le pays :

- Agriculture : valorisation des déchets agricoles pour la production de gaz par pyrolyse:

Territoire national	Production moyenne	Fact.	Déchets humides	Déchets exploitables	Puissance électrique	Productible
	ton/an		*ton/an*	*ton/an*	*MW*	*MWh/an*
Maïs	**799 088**	5,0	3 995 440	1 698 062	419,6	2 573 263
Sorgho	**207 369**	2,5	518 423	220 330	66,3	406 804
Mil	**36 817**	2,5	92 043	39 118	11,8	72 225
Riz	**64 699**	1,2	77 639	32 996	11,1	68 160
Coton	**344 629**	4,0	1 378 516	585 869	257,1	1 576 593
	1 452 602		**6 062 060**	**2 576 375**	**766**	**4 697 045**

Table 7 : Tableau de synthèse du potentiel des résidus agricoles au Bénin (2004-2005)

En première approximation, les hypothèses considérées dans le tableau ci-dessus sont les suivantes :

- une centrale de 1MW fonctionnant 2/3 du temps produira en moyenne **6132 MWh/an.**
- la quantité de **déchet humide** dépend de la masse et du type de production. Par exemple, une tonne de maïs produite laisse 5 tonnes de déchets bruts (dit humides).
- La quantité de **déchets secs exploitables** dépend du taux de collecte et de la teneur en humidité ; ces taux sont pris ici respectivement à **50% et 15%**.
- La puissance (MW) et le productible électrique (MWh) à partir d'une tonne de déchets secs dépend aussi du type de production considérée.

Ratios indicatifs (*)	déchet/production	kW/ton	MWh/ton
Maïs	5,0	0,525	3,22
Sorgho, mil	2,5	0,320	1,96
Riz	1,2	0,172	1,05
Coton	4,0	0,746	4,57

(*) source ABERME

- Foresterie : valorisation des déchets ligneux
  - Chiffres non disponibles sur les volumes de produits ligneux (bois, coque de palmiste, …) et le volume de déchets.
- Elevage : collecte des déjections pour la production de biogaz par méthanisation (~1kWh pour 1 kg déchet – voir études biogaz : SNV (réf. 16) et Songhaï (réf. 15)) :
  - 1 500 000 bovins (92% dans Nord: Borgou, Alibori, Atacora, Donga)
  - 400 000 porcins
  - 2 000 000 petits ruminants
  - 10 000 000 volailles
- Domestique : valorisation des déchets ménagers biodégradables (urbains et ruraux) par méthanisation (biogaz)
  - 0,5 – 0,6 kg d'ordures par habitant urbain et par jour
- Autres : valorisation des plantes aquatiques (jacinthe d'eau), des déchets piscicoles…

Le potentiel en biocarburant tel que le jatropha n'est pas étudié dans le cadre de ce rapport.

Comme l'illustrent les 3 tableaux ci-dessous, l'analyse par département des ressources en déchets agricoles indique une forte prédominance du Borgou et de l'Alibori en terme de production de maïs, de sorgho et de coton. En combinant les diverses sources de déchets agricoles, ces 2 départements à eux seuls pourraient produire l'équivalent de 2000 GWh/an avec plus de 300 MW installés.

2004 - 2005

Production moyenne	*Atacora et Donga*	*Atlantique et Littoral*	*Borgou et Alibori*	*Mono et Couffo*	*Ouémé et Plateau*	*Zou et Collines*	*Territoire national*
Maïs	66 548	105 008	210 999	66 293	293 227	57 013	**799 088**
Sorgho	48 882	-	106 215	-	-	52 272	**207 369**
Mil	18 656	-	18 069	-	-	92	**36 817**
Riz	19 911	55	35 410	377	363	8 583	**64 699**
Coton	75 544	-	240 669	3 448	3 000	21 968	**344 629**
Tonne	**229 541**	**105 063**	**611 362**	**70 118**	**296 590**	**139 928**	**1 452 602**

Table 8 : Tableau de la production agricole annuelle au Bénin (moyenne 2004-2005)

Puissance électrique	*Atacora et Donga*	*Atlantique et Littoral*	*Borgou et Alibori*	*Mono et Couffo*	*Ouémé et Plateau*	*Zou et Collines*	*Territoire national*
Maïs	35	55	111	35	154	30	**420**
Sorgho	16	-	34	-	-	17	**66**
Mil	6	-	6	-	-	0	**12**
Riz	3	0	6	0	0	1	**11**
Coton	56	-	180	3	2	16	**257**
MW	**116**	**55**	**336**	**37**	**156**	**65**	**766**

Table 9 : Tableau du potentiel de puissance électrique des résidus agricoles au Bénin

Productible	*Atacora et Donga*	*Atlantique et Littoral*	*Borgou et Alibori*	*Mono et Couffo*	*Ouémé et Plateau*	*Zou et Collines*	*Territoire national*
Maïs	214 301	338 152	679 470	213 480	944 264	183 596	**2 573 263**
Sorgho	95 894	-	208 366	-	-	102 544	**406 804**
Mil	36 598	-	35 447	-	-	180	**72 225**
Riz	20 976	58	37 304	397	382	9 042	**68 160**
Coton	345 595	-	1 101 001	15 774	13 724	100 498	**1 576 593**
MWh/an	**713 364**	**338 210**	**2 061 588**	**229 651**	**958 371**	**395 861**	**4 697 045**

Table 10 : Tableau du productible électrique potentiel des résidus agricoles au Bénin

3.3 Energie solaire

- Les stations météorologiques au Bénin ne disposent malheureusement pas d'instrument de mesure fiable de l'irradiation énergétique (mesure par pyranomètre); les données disponibles se limitent aux mesures empiriques d'ensoleillement journalier en heures (mesure par héliographe). Les moyennes mensuelles de l'ensoleillement journalier mesurées aux stations de Natitingou et de Kandi sont données à titre d'exemple dans le tableau ci-dessous. Le maximum étant observé en février et le minimum en août.

Station	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Annuel
Natitingou	8,90	9,08	8,21	8,38	7,87	7,36	5,45	4,61	5,73	7,22	8,80	8,51	7,50
Kandi	9,32	9,64	8,98	9,07	8,97	9,05	7,59	6,54	7,68	8,95	9,58	9,32	8,71

- Les données énergétiques sont souvent extrapolées à partir de ces données horaires mais avec beaucoup d'imprécision. Les données officielles généralement utilisées dans les documents de stratégie font état d'une irradiation journalière en moyenne sur l'année de 3,9 kWh/m²/j au Sud à 6,1 kWh/m²/j au Nord.

- La carte suivante donne les valeurs d'ensoleillement (en kWh/m²/jour) au mois le plus défavorable et à l'angle optimum (voir carte (6) en annexe 7.4). Les données pour le Bénin varient de 3,5 à 5,0 kWh/m²/jour, sensiblement inférieures aux valeurs moyennes annuelles. Elles sont utilisées pour les générateurs solaires (avec stockage) devant garantir un service aux pires conditions d'ensoleillement.

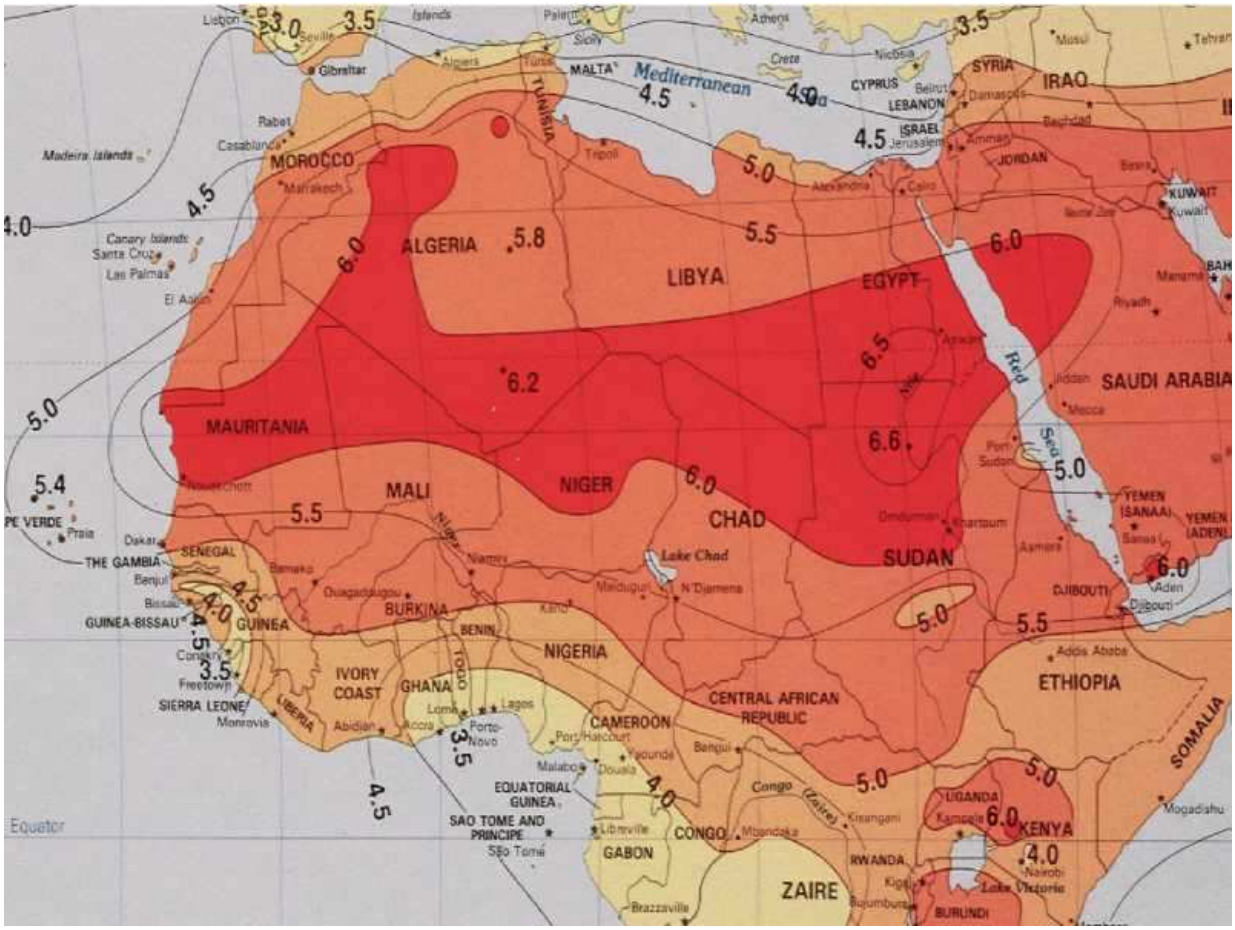


Figure 11 : Irradiation au mois le plus défavorable : 3,5 – 5,0 kWh/m²/jour au Bénin

- La carte ci-après constitue une autre source de données d'ensoleillement ; elle a été calculée à partir d'observations faites par les satellites météorologiques (voir carte (6) en annexe 7.4). Elle représente la quantité d'énergie reçue par 1 kWc de modules photovoltaïques inclinés et orientés de manière à maximiser la production annuelle d'électricité. Le productible annuel est utile pour le dimensionnement d'une centrale connectée au réseau électrique (application sans stockage).
- A noter que les données satellitaires ne tiennent pas compte de l'effet de l'harmattan qui survient en décembre-janvier et charge le ciel en poussière de sable en provenance du Sahara. L'effet sur l'ensoleillement au sol peut-être important mais est difficilement prévisible sans des mesures statistiques au sol. Ce phénomène se fait ressentir du Nord au Sud du pays.
- Il ressort de cette carte que le productible annuel au Bénin varie de 1800 à 2100 kWh/m²/an (soit 4,9 au Sud à 5,8 kWh/m²/jour au Nord) ; le meilleur emplacement au Bénin est semblable aux conditions du centre de l'Espagne ou de la Sicile. Par comparaison, le cœur du Tchad a 35-40% en plus par an !

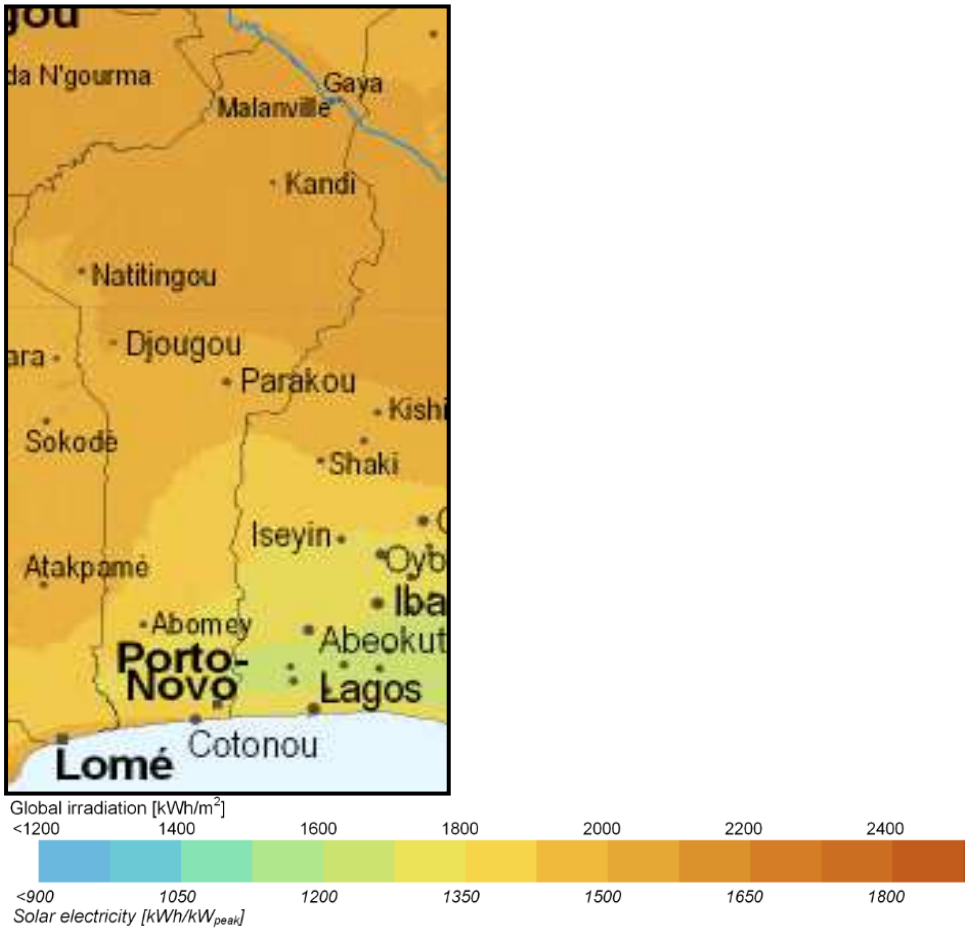


Figure 12 : Carte du productible annuel au Bénin (PVGIS copyright European Commission 2001-2008 and HelioClim-1 copyright Mines ParisTech / Armines 2001-2008)

- Si l'on considère sur la carte ci-dessous la liste des 125 localités (disque orange) situées hors du périmètre @ 20km, on constate que la majorité d'entre-elles se trouve dans la région Nord au meilleur potentiel solaire (située au dessus de la ligne noire supérieure).
- **Dès lors, les projets solaires proposés (chapitre 5) seront choisis préférentiellement dans cette zone du Nord.**

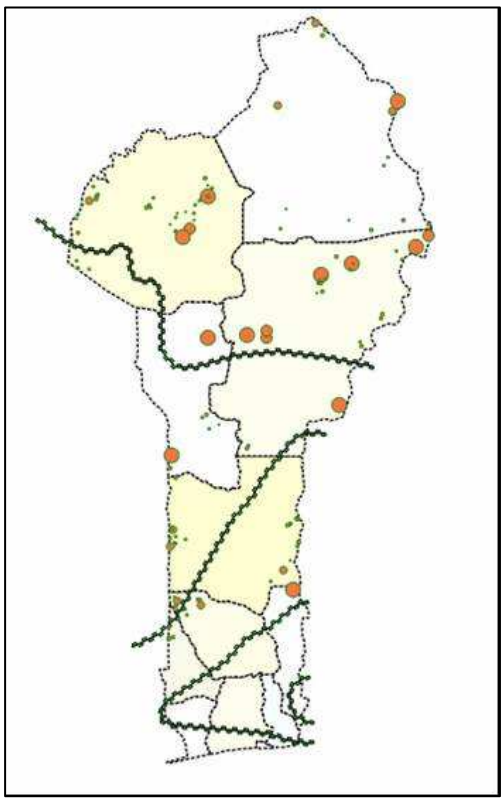


Figure 13 : Productible et localités hors périmètre (125 loc. @ 20km)

3.4 Energie éolienne

- Les seules mesures de vent disponibles proviennent des stations synoptiques de l'ASECNA (mesures à 10-12m) et indiquent que seule la bande côtière présente un potentiel appréciable et des vitesses de vent relativement constantes toute l'année.
    - 1 à 5 m/s dans le pays et variable dans le temps
    - 4 à 6 m/s sur la côte.
- A de telles vitesses de vent, l'exploitation de l'énergie éolienne n'est actuellement pas rentable à l'intérieur des côtes, à l'exception peut-être de certains sites non encore identifiés (micro climat) et qui pourraient accueillir des projets de petit éolien. Sur les côtes du Bénin, la demande électrique est forte et le développement du grand éolien dans un avenir plus ou moins proche serait le bien venu dans le contexte énergétique du pays. D'autant plus que la technologie pour les éoliennes évolue et est de plus en plus performantes à faible vitesse de vent. Dès lors, il est recommandé de lancer une campagne de mesures de vent (anémomètres) à plusieurs hauteurs (10-30-40m) et à plusieurs endroits (en priorité sur la côte) afin de dresser une carte des vents à l'échelle du pays, par corrélation avec des données satellitaires. Dans le cadre d'un projet Facilité Energie, l'ABERME a sollicité l'AFD pour financer une étude du potentiel éolien et des termes de références ont été transmis ; un arbitrage est attendu prochainement.

3.5 Energie géothermique

- Aucune donnée sur le potentiel géothermique au Bénin n'a été fournie au Consultant, ni ne semble disponible.

4 Filières technologiques et orientations stratégiques

4.1 Bilan des expériences antérieures

Cette section vise à tirer les leçons des expériences précédentes, mentionnées dans la liste de projets réalisés (§ 2.5). Les enseignements suivants proviennent des visites de terrain sur certains sites et des interviews avec les acteurs concernés localement et à Cotonou.

4.1.1 Hydroélectricité

- Au Bénin, la seule expérience en hydroélectricité se résume à la petite centrale de **Yéripao** connectée au réseau, caractérisée par une turbine unique (650kVA), une longue conduite forcée de 4,5km et une production saisonnière (6 à 7 mois/an) malgré un barrage de retenue. Après des nombreuses années de fonctionnement (souvent erratique), cette centrale est actuellement en panne depuis 2 ans ; sa réparation et sa remise en service sont prévues pour 2010.
- L'abondance des rivières sur l'ensemble du territoire a poussé diverses structures à évaluer le potentiel national en hydroélectricité. Depuis plus de 10 ans, plusieurs listes ont été dressées sur base d'analyses cartographiques et de visites de terrain, proposant une centaine de sites aménageables (voir détails au § 3.1.4).
- Encouragé par une réelle volonté politique, un **projet régional (FEM/BAD/PNUD)** a été initié en 2004 pour mener, entre autres, une étude de préfaisabilité pour 10 sites au Bénin, ainsi que des études de faisabilité approfondie pour chaque site et leur réalisation. Ce projet est actuellement encore en cours ; le cabinet canadien TECSULT doit finaliser les études de faisabilité pour une dizaine de sites avant la fin décembre 2009.
- La **présente étude (FE–ACP)** a permis de constater sur le terrain que de nombreux sites de la liste officielle ne possédaient pas de chute en tant que telle, ni de rapide pouvant permettre la génération de puissance, contrairement aux informations données dans les tableaux de base. De plus, un grand nombre des cours d'eau ciblés ne sont pas permanents. Ces constats avaient déjà été dressés par l'équipe d'experts canadiens qui a eu beaucoup de difficultés à trouver la dizaine de sites à étudier. Une analyse détaillée des listes officielles a été donnée au § 3.1.4 (voir aussi tableau de synthèse en annexe 7.5).
- Le problème majeur constaté lors des descentes sur le terrain est le manque de fiabilité des informations données dans les listes :
    - <u>Hauteur de chute</u> : très faible fiabilité ; surestimation ou données erronées. Le Service Hydrologique (DG-Eau) a contribué à déterminer sur base cartographique les zones à fort dénivelé ; cependant, la plupart des cartes topo sont au 1:200.000 et donc insuffisamment précises. Il faut noter ici que de nombreux sites envisagés et retenus antérieurement ne présentent en réalité aucune chute (!) mais l'option de construire des barrages ou retenues de 10 à 30 mètres de hauteur lors d'un étranglement ou encaissement du lit avait été considérée pour la production d'électricité ; ce qui explique les hauteurs de chute fictives annoncées dans les tableaux. Ce genre d'ouvrage n'est pas pertinent pour des raisons environnementales et économiques.
    - <u>Débit moyen</u> et <u>durée d'écoulement</u> : relativement fiable, les données ont été

établies par un bureau d'étude béninois sur base des mesures pluviométriques et des bassins versants (cartes topo). Ces informations sont difficilement vérifiables sur le terrain et nécessitent d'être réévaluées.
  - Localités à proximité : plusieurs localités annoncées sont trop éloignées des sites hydro ou sont déjà électrifiées.
- Ainsi par exemple, le consultant IED a visité et exploré la commune de **Save (Collines)** qui annonçait 12 sites potentiels (# 68 à 79) avec des puissances entre 15 kW et 2 MW et avec des hauteurs de chutes entre 15 et 40m. Mais en réalité les bassins versants de ces affluents de la Ouémé sont très petits et les pentes sont faibles. La visite n'a pas permis d'identifier un seul projet réalisable par manque de chute et de débit (moyen et étiage).
- En définitive, sur les **93 sites** de la liste consolidée,
  - seuls 6 sites ont été retenus comme aménageables (étude Tecsult),
  - 80 sites ont été écartés ou rejetés pour les raisons suivantes :
    - 71 : intermittence des cours d'eau (période d'étiage > 1 mois)
    - 34 : insuffisance de débit ou de chute
    - 6 : absence de demande à proximité (localités ou réseau)
    - 8 : inaccessibilité
    - 4 : sans explication (p.e. PN 3 – 5 – 7 de la liste en annexe 7) → à vérifier
  - 7 sites qui n'ont pas d'information suffisante pour être appréciés (#1-81 et #92 à 96 (AB)) → méritent d'être vérifiés.
- **Si les résultats des études Tecsult et IED ci-dessus peuvent paraître très pessimistes, il faut cependant relativiser les conclusions qui sont basées essentiellement sur les données disponibles et sur l'analyse plus détaillée de quelques sites avec visite de terrain (12 pour Tecsult et 23 pour IED). Le potentiel hydro au Bénin est certainement moins attrayant qu'on a pu l'espérer antérieurement, néanmoins il reste certainement des sites aménageables dans plusieurs départements. C'est pourquoi il est recommandé de réévaluer par des experts compétents le potentiel hydroélectrique à l'échelle nationale.**
  - Mise à jour des débits moyens, débits à l'étiage et durée d'écoulement sur base des données statistiques hydrologiques et météorologiques existantes. Une meilleure connaissance des régimes d'écoulement pourrait sans doute permettre de retenir certains sites qui ont été rejetés à cause de durées d'écoulement trop courtes.
  - Actualisation des hauteurs de chute avec vérification sur site ;
  - Vérification des localités non-électrifiées à proximité ;
  - Vérification de l'accessibilité ;
  - Recherche de nouveaux sites.

4.1.2 Biomasse

- Plusieurs projets de production de gaz combustible à partir de la biomasse disponible au Bénin ont été réalisés depuis 15 ans, essentiellement par le procédé de biométhanisation ou de décomposition anaérobique de déchets végétaux ou effluents d'élevage (biomasse « humide »). Le biogaz ainsi produit est destiné prioritairement à la production de chaleur pour la cuisson ou autres applications thermiques. Plus récemment, des unités pilotes de gazéification par un procédé de pyrolyse des déchets végétaux ont été expérimentés dans le pays afin de produire plus efficacement de l'électricité. Plus de détails sur les technologies sont donnés au § 4.3.

- Malgré un potentiel important, et un engouement évident au Bénin, le développement du biogaz pour la production de chaleur et d'électricité tarde à se développer et se heurte aux difficultés suivantes (réf. 15) :
    - Problèmes de vulgarisation (image des déchets)
    - Gestion des matières organiques en amont (collecte et stockage !)
    - Maîtrise technique et maintenance des équipements (production de gaz inflammable et corrosif!)
    - Coût élevé à l'échelle domestique
- Plusieurs projets pionniers (comme Songhaï et Hunger) ont œuvré pour l'expérimentation et la vulgarisation de la technologie de biogaz. La DGE a aussi contribué en publiant un document technique sur la production de biogaz.
- Parmi les nombreuses initiatives, le consultant a sélectionné 3 projets les plus avancés et les plus pertinents qu'il a visités lors de sa mission de terrain.
    1. Un premier projet soutenu par la DGE a été engagé il y a plus de 3 ans dans les fermes agricoles de **Okpara et Bétécoucou** (Borgou et Collines), mais les digesteurs semblent avoir été mal conçus et mal construits (chambre pas étanche, tuyaux en PVC et raccords collés, …). Après un seul essai de production de biogaz pour la cuisson (il y a plus d'un an), les équipements (Miert International) n'ont jamais été mis en service et les travaux ne semblent pas terminés. Les équipements pour la production électrique (générateur de 7kVA) n'ont pas été complètement livrés et n'ont jamais été mis en service. Les bénéficiaires sont restés sans nouvelles et sont profondément découragés.
    2. Un autre projet de plus grande envergure a ciblé la région agricole autour de **Bouka** (Borgou - Kalalé) qui se distingue par une forte production de déchets agricoles (coton). Une étude de faisabilité sur la gazéification de résidus agricoles a été réalisée en 2008 (ILTIS – réf. 14) et financée par UEMOA. L'étude s'est basée sur la culture du coton (tiges) qui était dominante au moment de l'étude. Elle a démontré un potentiel de production d'électricité de 400kW dans la zone à partir des tiges de coton et elle propose de développer une unité de 250kW avec revente de l'excédant d'électricité sur le réseau national (à Nikki - 39km). Mais la conjoncture économique du secteur cotonnier a poussé la plupart des agriculteur de la zone à se convertir à l'arachide (déchets peu énergétiques et utilisés pour le bétail) et au maïs (tiges valorisables). L'étude a perdu de sa pertinence étant donné que la problématique de la garantie d'approvisionnement n'a pas été complètement traitée. En effet, la collecte de plusieurs variétés de déchets agricoles, leur tri et surtout leur stockage (contre humidité, insectes, rongeurs, voleurs, incendie, …) pour assurer une production continue 365 jours par an restent les obstacles principaux au développement de la filière.
    3. Un projet à **Gohomé** (Mono) plus récent s'avère aussi être le plus intéressant car il est né d'une initiative local, autofinancé par un centre médico-social rural (Aktion Pro Humanitat) souffrant des coupures intempestives du réseau et d'une facture énergétique élevée. Une unité de gazéification de 32 kW a été installée en vue de supprimer le générateur électrogène actuel (60kW) et à terme d'être indépendant du réseau. Une sensibilisation des femmes paysannes de la zone pour la collecte et le rachat des déchets agricoles est en cours en vue de pérenniser l'approvisionnement. L'équipement choisi (fabriqué par Ankur en Inde) semble le plus performant sur le marché international et le plus souple à l'usage (large variété de déchets agricoles). Une autre unité de 11kW est en

démonstration près de Savalou. Les projets sont réalisés avec le support du bureau d'étude Novis via son représentant local Delta Construction chargé de la réalisation des travaux.

- **Pour répondre à l'intérêt national pour la production d'électricité à partir de la biomasse, il est indispensable de réaliser des projets pilotes de taille raisonnable (50 à 200kW) qui soient basés sur une technologie éprouvée, sécurisée et durable (digesteur ou gazéifieur) et que, pour les gazéifieurs, la zone d'implantation garantisse un approvisionnement continu en plusieurs variétés de déchets agricoles.**

4.1.3 Solaire PV

- De nombreux projets et réalisations ont vu le jour depuis 15 ans au Bénin; principalement dans le domaine des télécoms, du pompage d'eau, des infrastructures communautaires et des petits systèmes autonomes pour les ménages.
- Force est de constater que la plupart de ces projets solaires réalisés au Bénin jusqu'à ce jour (à l'exception des systèmes pour les télécoms - voir liste ci-dessus) s'avèrent être des échecs. Les causes de ces échecs sont multiples mais sont peu liées à la qualité des équipements photovoltaïques ; elles sont plutôt liées aux faiblesses des montages organisationnel et financier des projets. En effet, la pérennité des équipements et du service électrique dépend étroitement d'une part des capacités techniques d'installation, de formation, de maintenance et de suivi, et d'autre part du financement des activités de maintenance et de réparation dans le long terme.
- Certains projets récents ont tenté de tirer les leçons du passé en mettant en place des comités de gestion villageoise et des contrats de maintenance; néanmoins, l'ensemble des projets solaires (hors télécoms) conduit aux mêmes constats d'insuffisance à court ou moyen terme :
    - Insuffisance de formation et d'encadrement des installateurs et des bénéficiaires ;
    - Insuffisance de capacité de gestion et d'entretien des équipements ;
    - Insuffisance de fond pour les réparations et le renouvellement des équipements (approvisionnement et sécurisation d'un fond d'épargne pour le renouvellement, mécanisme efficace de collecte des redevances, gestion des décaissements) ;
    - Insuffisance de suivi et supervision pour corriger les projets durant leur mise en œuvre.
- A titre d'illustration, 2 projets récents ont été visités par le consultant et sont représentatif de la problématique des petits systèmes PV autonomes.
    - Le <u>projet BID des « 24 villages »</u> répartis dans 10 départements (voir tableau en annexe 7.5) a démarré en 1996 et n'est toujours pas achevé. La plupart des installations communautaires et de pompage sont hors usage, malgré une bonne conception et une bonne installation initiale des systèmes PV. L'ensemble des lampadaires pour l'éclairage public est hors service, faute de batterie et de lampe. Beaucoup de modules solaires sont détériorés, ou ont été cassés ou volés. Les mécanismes de suivi (techniques, organisationnels, financiers) semblent avoir à nouveau fait défaut, comme dans la plupart des projets pour infrastructures communautaires. Une évaluation globale est indispensable pour tirer les leçons et dégager les responsabilités de cet échec. Car le plus frappant est l'insuffisance, voire l'absence, de suivi d'un projet d'une telle ampleur pendant sa mise en œuvre.

- Le projet ABED a mis en œuvre en 2009 plus de 300 kits solaires individuels dans 2 villages Hon et Koussoukpa (Plateau). A première vue, le montage du projet semble avoir intégré divers aspects importants (voir encadré ci-dessous) pour pérenniser le service aux villageois. Cependant quelques lacunes fondamentales compromettent très fort les chances de réussite, même dans le court terme ! Le scénario prévisible est que la très mauvaise qualité des installations aura un impact sur les performances des systèmes et sur la satisfaction des usagers ; ces derniers seront rapidement amenés à court-circuiter la régulation et les protections afin de puiser le plus d'énergie possible au détriment des équipements, altérant en premier lieu la batterie. L'absence d'un fond suffisant pour le renouvellement des batteries (et des lampes) en fin de vie (surtout si ce renouvellement est prématuré) laisse prévoir que le projet sera un cimetière photovoltaïque dans moins de 2 ans.

Montage du projet ABED :

- Conception : prise en compte dépenses substituables, adhésion et implication villageoise, matériel PV fiable (40Wc + 2 x 9W), contrat d'abonnement (1500FCFA/mois), carte des paiements, atelier de maintenance avec stock, … → *Bonne base du projet*
- Formation : de 2 villageoises pour 6 mois en Inde mais non lettrées, parlant ni le français, ni l'anglais → *Très faible capitalisation !*
- Installations : par 4 maintenanciers locaux formés par les 2 techniciennes → *Qualité médiocre des installations et faibles performances :*
  - orientation des modules (mauvaise instruction de montage)
  - solidité des fixations des supports de modules (fil de fer)
  - qualité des câbles extérieurs
  - qualité du câblage intérieur
- Sensibilisation : mauvaise information sur le niveau de service ! → *déception des usagers et piratage des systèmes.*
- Gestion et Maintenance : manuel d'instructions très compliqué et non traduit ; toutefois il y a un coordinateur dévoué et compétent.

Recommandation urgente : Mobiliser la compétence nationale existante pour corriger les installations, compléter les formations et assurer un suivi régulier (p.e. ABERME). A défaut, recourir à une assistance technique ponctuelle pour redresser le projet et éviter la catastrophe qui nuira inutilement aux bénéficiaires et à la promotion de l'énergie solaire.

- A côté des projets ci-dessus caractérisés par des petits systèmes photovoltaïques autonomes, il existe aussi en gestation des projets de plus grande envergure qui visent à connecter des **centrales solaires** au réseau existant :
  1. Projet de 5 centrales de 2MWc dans 5 communes de Alibori
     - Promoteur national : M. Sebio (Kryptus)
  2. Projet d'une centrale de 20MWc à Toukoutouna (30km du poste HT de Beressengou)
     - Promoteur : M. Thierry Carletti et Christian Lagnide (ML Technology)

  Ces propositions de projets de centrales ont déjà reçu le soutien des communes locales (terrain) et ont été soumis à l'approbation de l'ABERME mais sont suspendus faute de

dossier technico-économique valable.
Avec la montée des prix pétroliers et la baisse des prix des équipements solaires, ce type de projets devient technico-économiquement pertinent dans la mesure où l'ensoleillement annuel est important (ce qui est le cas dans le Nord du pays) et où la régulation national favorise la production à partir d'énergies renouvelables et l'injection dans le réseau national par une tarification appropriée garantissant à l'investisseur un retour acceptable dans le temps.

- **Ce bilan certes très négatif des expériences solaires passées au Bénin ne doit pas fermer la porte à cette technologie qui reste très prometteuse pour un grand nombre de ménages isolés et d'applications, tant en milieu rural qu'en interconnexion au réseau. Les facteurs déterminants pour pérenniser les équipements solaires ont été décrits ci-dessus et devront être intégrés dans les projets futurs. Il faut néanmoins garder à l'esprit que la mise en œuvre de petits systèmes photovoltaïques (< 500Wc chacun) n'est jamais chose aisée et que les mécanismes de gestion et de recouvrement sont toujours complexes et onéreux. Dès lors, une alternative aux systèmes individuels, pas encore expérimentée au Bénin, sera proposée au chapitre 5.**

4.1.4 Eolien

- Comme mentionné précédemment, il n'y a eu aucun réel projet d'éoliennes au Bénin, hormis quelques rares petites unités expérimentales installées ici et là et qui ne sont plus en service depuis longtemps.
- Les promoteurs internationaux d'éoliennes, généralement à la recherche d'opportunités dans le monde, ne semblent pas se bousculer, même sur les côtes béninoises !
- **Cependant, avec l'arrivée de nouvelles aérogénératrices conçues pour des faibles vitesses de vent, et le développement (prévu) d'une carte du potentiel éolien dans le pays, un certain nombre de projets de grand éolien interconnecté au réseau national pourraient voir le jour durant la prochaine décennie sur la côte.**

4.2 Priorités nationales ER-ENR

4.2.1 Priorités et programmes nationaux

- Contexte

Le Bénin compte 3754 localités, parmi lesquelles 1280 (voir base de données actualisé disponible à IED – Réf. 9) sont actuellement électrifiées; ce qui a permis d'atteindre un taux de couverture de 34,1% et un taux de desserte global au niveau national supérieur à 40%.
Cependant, le taux de desserte en milieu rural reste inférieur à 5% car cette électrification du pays s'est surtout développée au bénéfice des centres urbains. C'est ce qui justifie l'engagement actuel des pouvoirs publics aussi bien centraux que décentralisés à œuvrer pour accélérer l'implantation de systèmes électriques modernes dans les localités rurales en vue d'y créer les conditions nécessaires pour améliorer la situation sociale des populations, et pour le développement économique et la lutte contre la pauvreté absolue.
Références : (1), (2), (3), (6)

- Priorités en matière d'électrification rurale

Le programme national vise en particulier à accélérer l'électrification des localités rurales du

pays et favoriser l'accès des populations rurales à l'électricité, en accordant la priorité aux localités importantes du pays de part leur poids démographique, économique ou leur statut administratif :

- les chefs lieux des communes rurales ;
- les localités de plus de 1000 habitants (au recensement de 1992).

Les localités à proximité des réseaux électriques MT et BT existants ou en projet seront préférentiellement raccordées aux réseaux.
Les autres localités importantes et plus isolées seront alimentées par groupes diesels ou par microcentrales hydroélectriques.

- Priorités en matière d'énergies renouvelables

Les solutions novatrices sont encouragées dans les 5 à 10 prochaines années pour électrifier les localités importantes mentionnées ci-dessus. Des projets pilotes d'électrification de localités rurales à partir de microcentrales hydroélectriques, de systèmes solaires photovoltaïques ou de la biomasse-énergie sont attendus. La construction de réseaux à faibles coûts est aussi une priorité.
Pour les localités plus petites (populations inférieures à 1000 habitants), qui pourront être électrifiées à la demande des populations, des systèmes décentralisés individuels (solaire, hydro) sont envisagés.

- Principaux programmes d'actions en électrification rurale et énergie renouvelable par l'ABERME, la SBEE et le MEE.

Programmes d'actions	Réseau	Micro hydro	Biomasse	Solaire PV	Eolien
Programme Prioritaire d'Electrification des Localités Rurales (PPELR)	raccorde-ment	Non	Non	Non	Non
Projet d'électrification de 154 localités	raccorde-ment	Non	Non	Non	Non
Projet d'électrification de 57 localités (2009-11)	raccorde-ment	Non	Non	Non	Non
Projet d'électrification de 50 chefs lieux de commune (Inde)	raccorde-ment	Non	Non	Non	Non
Projet de Développement d'Accès à l'Energie Moderne (BM 2009-12)	?	?	?	?	Non
Projet régional de renforcement des capacités en centrale micro/mini-hydroélectricité	-	Oui	Non	Non	Non
Projet d'électrification de 24 localités	Non	Non	Non	Oui	Non
Projet de promotion des ENR (fermes agricoles)	Non	Non	Oui	Non	Non
Composante GERBES du Projet PFSE (biocarburants)	Non	Non	Oui	Non	Non

Table 11 : Principaux programmes d'action en électrification rurale et énergie renouvelable

4.2.2 Priorités de l'UGP – FE

L'Unité de Gestion du Projet Facilité Energie (UGP – FE) étant composée de représentants de l'ABERME et de la SBEE, les priorités avancées sont similaires à celles du gouvernement. Il a été précisé au consultant l'orientation que devait prendre la présente étude sur les ENR.
La priorité doit être donnée aux projets desservant les zones enclavées (hors réseau national) et aux options technologiques les plus économiquement rentables (hors réseau). Toutefois l'identification de projets viables de centrales de production valorisant les ENR et raccordées au réseau sera aussi appréciée dans le contexte de forte dépendance aux importations pétrolières.
Les priorités données à l'électrification des localités rurales peuvent se résumer ainsi :

Taille Localité	Distance au réseau MT	Option technologique prioritaire
> 1000 hab	< 20km	Raccordement par extension réseau
> 1000 hab	> 20km	Centrale thermique isolée (diesel)
< 1000 hab et Chef-lieu adm.	> 20km	Centrale thermique isolée (diesel)
< 1000 hab	> 20km	Solutions ENR : microcentrales hydro, systèmes solaires autonomes, biomasse, plateformes multifonctionnelles, …

Table 12 : Critères des options technologiques prioritaires

Les seuils de 1000 habitants et 20km sont annoncés par la politique nationale (réf. 2, 6).

4.3 Filières pertinentes

4.3.1 Filières technologiques ENR

Cette section vise à introduire succinctement les différentes filières technologiques en énergies renouvelables et à souligner les options les plus pertinentes pour le Bénin.

a) Hydroélectricité

Pour exploiter le potentiel hydraulique d'une rivière, la technologie à mettre en œuvre et l'aménagement du site dépendent de plusieurs facteurs, tels que la hauteur brute exploitable, le régime des débits, la distance entre la prise d'eau et la turbine, etc. Le choix de la turbine (Pelton, Francis, Kaplan, …) dépendra en premier lieu de la hauteur nette mais aussi du débit d'équipement.
Il y a plusieurs approches pour classifier les types de centrales hydroélectriques (par puissance, par hauteur de chute, par type de turbines, par type d'ouvrage de retenue, …) et les critères de classification sont loin d'être standardisés dans le monde.
Nous retiendrons la classification du tableau ci-dessous qui dépend de la plage de puissance produite par le site (hauteur x débit). La plupart des sites proposés dans les listes GO, ABERME, PNUD, TECSULT est inférieur à 1MW et les sites peuvent être classés comme des projets de micro ou mini centrale hydro ; 1/3 de ces sites ont moins de 100kW (micro).
La présente étude s'est limitée aux sites de moins de 5 MW.

				Sites vs. Périmètre		
Classification	**Puissance**	**Isolé**	**Grid**	**< 10km**	**10 - 20km**	**> 20km**
Micro Centrale Hydro	**< 100 kW**	***	*	**21**	**7**	**3**
Mini Centrale Hydro	**100 - 500 kW**	**	**	**14**	**12**	**4**
Mini Centrale Hydro	**500 - 1000 kW**	*	***	**7**	**10**	**3**
Petite Centrale Hydro	**1000 - 5000 kW**	*	***	**6**	**2**	**6**
Petite Centrale Hydro	**5 - 50 MW**	-	***	**n.a.**	**n.a.**	**n.a.**
Grande Centrale Hydro	**> 50 MW**	-	***	**n.a.**	**n.a.**	**n.a.**
				48	**31**	**16**

Table 13 : Classification et répartition des sites hydroélectriques au Bénin

Le tableau ci-dessus avait pour ambition de montrer la répartition des sites identifiés dans ces listes en fonction de leur distance au réseau MT (existant et en projet). Etant donné la remise en question de la fiabilité de ces listes (voir § 4.1.1), les chiffres ne sont plus d'actualité.
Néanmoins, le tableau montre que les centrales micro et mini sont particulièrement appropriées à la production décentralisée pour alimenter un ou plusieurs villages à proximité. Par contre, les centrales de plus de 500kW auront plus de difficultés à trouver une demande suffisante dans un rayon restreint. Leur raccordement au réseau et la revente de l'intégralité de la production sera souvent nécessaire pour atteindre une rentabilité économique.
Le tableau indique aussi que la pertinence de raccorder les micro ou mini centrales au réseau MT dépendra de la localisation de la demande[13] et de la distance du site au réseau.

Par ailleurs, l'analyse des données hydrologiques et géologiques du Bénin, confortée par les visites de terrain, tend à montrer que la plupart des sites présentent des faibles chutes (pente longitudinale < 3%), des fortes variations saisonnières des débits et des crues très importantes (plus de 5m). La mise en œuvre de centrales hydroélectriques conduirait dans de nombreux cas à des surcoûts importants dus aux aménagements spécifiques (génie civil) et aux turbines adaptées aux basses chutes. Dès lors le choix de sélectionner les meilleurs sites pour des projets pilotes est particulièrement important.
Le coût d'investissement d'une centrale micro ou mini (sans le réseau de distribution) est très variable et nécessite une étude de faisabilité détaillée. Selon les aménagements nécessaires, ce coût peut varier entre 1000€ et 5000€ par kW installé.

b) Biomasse

Les principales voies à la conversion de la biomasse en énergie (thermique et électrique) sont les suivantes :

1. Combustion directe : utilisation de biomasse sèche comme combustible dans une chaudière et production de chaleur et de vapeur pour la génération de l'électricité par une turbine à vapeur ou un moteur à vapeur. L'incinération des déchets fonctionne selon le même principe. En général, les **turbines à vapeur** se justifient économiquement à partir de 20 MW (~1000 €/kW[14]) et les plus petits modèles ne démarrent pas en dessous de quelques centaines de kW. En dessous de 20 MW, les coûts d'investissements et d'exploitation sont trop hauts et la rentabilité est mauvaise. Les **moteurs à vapeurs** quant à eux fonctionnent le plus souvent dans une plage allant

[13] Règle empirique courante : max. 5 km par 100kW installé

[14] Etude ICRA dans les pays d l'ASEAN

de 100 à 600 kW. Pour les petites unités qui nous intéressent (10-100kW), les coûts d'investissement dépassent les 5000€/kW.

2. Production de biogaz à partir de biomasse « humide » dans un "digesteur" par décomposition anaérobique (méthanisation, fermentation). Le biogaz produit (50-70% de méthane) peut être brûlé dans un moteur diesel modifié ou moteur à gaz (avec production d'électricité par un alternateur) ou utilisé directement comme source de chaleur (cuisson, …).
3. Gazéification biomasse « sèche » (déchets agricoles) par le procédé de pyrolyse-combustion-réduction. Le procédé est plus complexe et inclus généralement les équipements suivants :
   - stockage et alimentation
   - gazéifieur ou réacteur (réaction chimique de pyrolyse-combustion-réduction)
   - système de traitement des gaz (refroidissement, lavage, filtration)
   - dispositif de contrôle et sécurité (mesure, alarmes, protections, …)
   - brûleur ou moteur-alternateur (groupe électrogène)

   Le gaz produit est relativement "pauvre" (PCI 4,5-5,8 MJ/mN^3) avec H_2 et CO mais peut être bien adapté aux moteurs à combustion interne classiques à condition de répondre aux exigences strictes sur le carburant propre. En général, le rendement de conversion est de 80%, càd que 80% de l'énergie contenue dans les résidus se retrouve dans le gaz. (réf. 18)

   Pour les trois voies technologiques présentées ci-dessus, il est possible d'opter pour la « cogénération », qui est particulièrement répandue au sein des installations utilisant la combustion directe. Le principe est simple : il s'agit d'utiliser une partie de la chaleur dégagée par la combustion de la biomasse ou de son dérivé (biogaz ou « gaz pauvre ») pour satisfaire des besoins locaux en chaleur, tel que le séchage en agro-industrie. L'énergie restante est ensuite utilisée pour générer de la vapeur et ainsi actionner une turbine vapeur qui produira à son tour de l'électricité. Cela a pour effet d'augmenter le rendement global de l'installation. La cogénération est employée dans de nombreux secteurs, l'exemple le plus typique et le plus répandu étant la cogénération couplée à la combustion des résidus de l'industrie sucrière (bagasse), qui permet de satisfaire les besoins en chaleur et électricité de l'usine et qui permet même un excédent d'énergie injectable sur le réseau.

	Avantages	Inconvénients
Combustion directe en vapeur	- simplicité du procédé, main d'œuvre qualifiée pour construire et opérer souvent disponible localement	- rareté et coût élevé des petites turbines à vapeur (~5.000 €/kW) - rendement modeste
Biogaz par méthanisation	- simplicité du procédé - gaz riche (CH_4) - faible investissement (450-1000 €/kW[15]) - coût élevé par ménage	- difficulté de vulgarisation - gestion de l'approvisionnem. (collecte, tri et stockage) - maîtrise technique (digesteurs) - problèmes sécurité & maintenance
Gazéification par pyrolyse	- technologie éprouvée dans plusieurs pays - accepte différentes sources de résidus (de même calibre) - bon rendement (80% de l'énergie contenue dans la source biomasse est convertie en gaz) - investissement raisonnable (~2.500 €/kW[16], 700€/kW au Cambodge) - moteur classique compatible	- gaz à faible PCI (H_2 et CO) - continuité d'approvisionnem.[17] - qualité et calibrage des résidus agricoles - qualité du stockage - complexité équipements - sécurité (H_2, CO) - résidus difficiles à traiter (goudrons et eaux usées)

Table 14 : Avantages et inconvénients des filières technologies de la biomasse

Au Bénin, la maîtrise technologique des filières de la biomasse est encore à ses débuts.

- La **combustion directe**, bien que plus simple à mettre en œuvre, n'a pas été expérimentée sur des projets d'électrification rurale, même de petites échelles, probablement à cause du coût d'investissement élevé et du faible nombre d'expériences en milieu rural africain.
- La **méthanisation** a fait l'objet de plusieurs projets pilotes mais aucun n'a réellement abouti et permis une réelle production d'électricité. La maîtrise de la technique et les problèmes de sécurité liés à cette « technologie très artisanale » sont les obstacles majeurs. A ce stade, il semble prématuré et risqué de lancer un projet plus vaste de biogaz avec le financement de la FE-ACP.
- La troisième filière de la **gazéification** est la plus prometteuse au Bénin, malgré une complexité nettement supérieure des équipements et des aspects sécuritaires sérieux mais qui semblent bien maîtrisés par l'un des fabricants les plus en vue sur le marché international (Ankur – India). Un nombre croissant d'unités de différentes tailles (10-300kW) est installé sur le continent africain (Burkina, Madagascar, Cameroun, …), souvent sur financement propre. La première installation en service au Bénin (32kW - Gohomé) est trop récente pour avoir un retour d'expérience mais de nombreuses installations similaires sont opérationnelles dans le monde.

c) Solaire photovoltaïque

L'utilisation de l'énergie solaire pour la production d'électricité peut se faire par plusieurs

[15] Etude ICRA dans les pays ASEAN
[16] Coût annoncé par les promoteurs au Bénin (technologie indienne ANKUR)
[17] Au Bénin, le coton par exemple est moissonné à une époque spécifique. Dès lors, les résidus doivent donc être préparés et stockés aussi longtemps que nécessaire en briquets et ensachées.

filières, photovoltaïque et thermique. Pour la filière photovoltaïque, que nous retenons dans le cadre de cette étude[18], il existe aussi une multitude de systèmes qui répondent à diverses applications et à des plages de puissance très variées, allant de quelques dizaines de Watt crête (Wc) à quelques centaines voire milliers de kWc. De plus, les systèmes PV peuvent être catégorisés selon qu'ils sont dotés d'un stockage (batterie qui augmente considérablement le coût d'investissement de 30% ou plus) ou qu'ils seront connectés directement au réseau de distribution.

En milieu rural africain, le coût d'investissement d'un systèmes PV avec stockage approximativement estimé entre 10 à 12.000 € par kWc installé, contre environ 6 à 7.000 €/kWc pour un système sans stockage connecté au réseau. Dans les meilleurs cas, la durée d'ensoleillement est limitée à 1500 – 2000 heures par an.

Le tableau ci-dessous permet de dégrossir l'analyse et le choix des différents systèmes PV adaptés aux localités du Bénin. Les centrales solaires de taille supérieure à 100kW sont habituellement destinées à l'interconnexion au réseau pour éviter les coûts considérables du stockage par batterie. Les systèmes autonomes et les mini-centrales solaires sont mieux appropriés aux localités isolées.

				Localités > 20km		< 20km
Systèmes PV	**Puissance**	**Isolé**	**Connecté**	**< 1000hab**	**> 1000hab**	
Recharge de batteries	**500 - 2000 Wc**	***	-	**21**	-	-
Kits solaires individuels	**20 - 100 Wc**	***	-		-	-
Infrastructures de base	**200 - 1000 Wc**	***	-		-	-
Mini réseau solaire	**5 - 50 kWc**	***	-	-	**104**	-
Centrale solaire	**> 100 kWc**	-	***	-	-	**(…)**

Table 15 : Classification et répartition des systèmes solaires PV

Les expériences antérieures au Bénin se sont focalisées sur 2 de ces sous-filières, à savoir les petits systèmes individuels (kits) et les systèmes pour infrastructures de base (santé, éducation, pompage …). Les retours d'expérience sont très négatifs et les causes ont été analysées au § 4.1. Ces projets de pré-électrification ciblaient des petites localités (< 1000hab) éloignées du réseau (> 20km). La base de données des 3754 localités du pays recense seulement **21 localités** dans cette catégorie de petites localités de taille inférieure à 1000 habitants et qui soient non électrifiées (voir § 2.4 et 2.5). Etant donnés les difficultés de montage, de gestion et d'accompagnement de ces projets de pré-électrification, y compris pour les stations solaires de recharge de batteries[19], il sera proposé plus loin de s'intéresser en priorité aux autres **104 localités** isolées (> 1000 hab). Lorsque la densité d'habitat le permet, la solution de centraliser la production solaire et de distribuer l'énergie électrique via un mini réseau présente de nombreux avantages, tels que :

- approche collective et plus participative
- gestion centrale par un professionnel dédié et formé à la maintenance et au recouvrement
- meilleure supervision : conseil et contrôle des abonnés
- meilleur taux d'utilisation de l'énergie solaire (répartition parmi les clients)
- possibilité d'activités productives et génératrices de revenus.

[18] Cf. Termes de référence.

[19] Les systèmes PV individuels et de recharge de batteries offrent un service de pré-électrification aux ménages. La sensibilisation aux limitations, la gestion et la maintenance des batteries, le recouvrement des contributions restent très délicats à mettre en œuvre pour assurer une pérennité.

Le coût de cette approche est sensiblement réduit par l'ajout d'un groupe électrogène d'appoint qui évite le surdimensionnement des panneaux PV et de la batterie et améliore la disponibilité du service en cas de demande exceptionnelle. Ces **systèmes hybrides** et **mini réseaux solaires** sont les plus en vogue actuellement dans les projets d'électrification solaire pour répondre aux besoins domestiques et productifs.
La dernière catégorie de systèmes PV dans le tableau concerne les **centrales solaires** de plus grande puissance (> 100kWc) pour lesquels les coûts de stockage deviennent trop importants et le raccordement au réseau devient attractif car toute l'énergie produite pourra être revendue. En effet, ce type de centrale ne dépend plus de la « demande des localités voisines » mais nécessite la proximité du réseau BT/MT et un ensoleillement donnant un productible élevé sur l'année (voir § 3.3). La rentabilité économique de tels projets doit être bien analysée et dépendra principalement de ce productible annuel (en kWh/m²/an) et du tarif de rachat de l'électricité par le concessionnaire de réseau. Les 2 projets brièvement décrits au § 4.1 n'ont pas démontré la viabilité de leur projet. A moins d'obtenir un tarif subventionné, l'ensoleillement du pays n'est pas suffisant pour produire un kWh solaire compétitif. A moyen terme, cette filière reste néanmoins pertinente dans le contexte de montée des prix pétroliers, et donc du kWh.

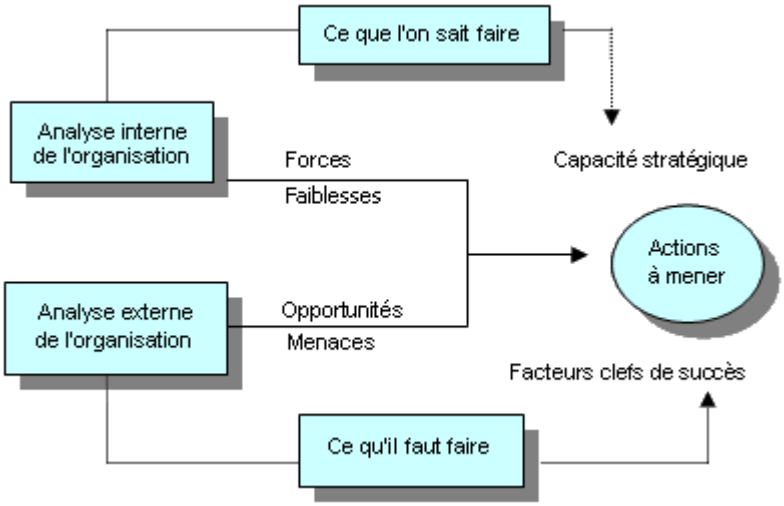
d) Eolien

Il est prématuré de proposer les filières technologiques adaptées et pertinentes pour le Bénin, faute de mesures fiables et de vue générale sur le potentiel du pays. Néanmoins on peut mentionner qu'un nombre important de fabricants a développé des aérogénérateurs de grande puissance (0,5 - 4 MW) éprouvés dans de nombreux pays et conditions climatiques. Le coût d'investissement est généralement situé entre 2000 et 5000 €/kW installé et les durées de fonctionnement oscillent entre 1500 et 3000 heures/an selon les lieux considérés.
Dans le domaine des petites et moyennes puissances (5 - 100 kW), l'offre technologique est plus restreinte (ex. Vergnet, PGE, Southwest Windpower, …) mais tend à se développer depuis quelques années avec une préoccupation de développer des éoliennes pour des zones à « faible vent » (réf. 22). Les applications peuvent être l'électrification décentralisée de villages isolés ou l'interconnexion au réseau. Les coûts d'investissement sont sensiblement supérieurs au grand éolien et se rapprochent souvent des coûts du solaire photovoltaïque.

4.3.2 Analyse SWOT des filières ENR

L'analyse SWOT (Strengths - Weaknesses - Opportunities - Threats) ou FFOM en français (Forces - Faiblesses - Opportunités - Menaces) de chaque filière technologique représente un moyen éprouvé et efficace d'analyser le potentiel de développement de chaque filière. L'analyse doit permettre de définir de manière plus efficace les actions à mener pour promouvoir les ENR au Bénin, sur la base des avantages et inconvénients identifiés pour l'ensemble des filières[20].

[20] Toutefois l'énergie éolienne a été écartée de l'analyse SWOT, ainsi que des projets proposés au chapitre 5, suite aux constats préalables de la présente étude.



La méthode adoptée a consisté à lister par thème l'ensemble des points positifs et négatifs que chaque filière pouvait rencontrer dans son développement au Bénin (table 16a).
Ensuite les variables ont été classées selon qu'elles soient internes à l'environnement (forces et faiblesses de la filière : en vert) ou externes à l'environnement (opportunités et menaces pour la filière : en rouge) comme le montre la figure ci-dessus et la table 16b.

Filières	Hydro		Biomasse		Solaire	
Thèmes	**Atouts**	**Problèmes**	**Atouts**	**Problèmes**	**Atouts**	**Problèmes**
Fabrication	potentiel local de fabrication ou réparation	absence de fabricants locaux	potentiel local de fabrication ou réparation	absence de fabricants locaux		fabrication complexe besoin d'importation
Technologie	technologie mature et fiable technologie adaptée (réparable localem)			filière émergente, technologie du simple au compliqué, pas encore tout à fait mature difficulté d'appropriation, de sensibilis. problèmes de sécurité (gaz)	technologie mature et fiable (hte techn)	technologie sophistiquée besoin de stockage nocturne impact environnem. des batteries
Fourniture		pas de fournisseurs locaux		peu de fournisseurs locaux		peu de fournisseurs locaux peu de concurrence
Travaux - construction		mise en œuvre complexe et longue contrôle qualité indispensable	construction peu complexe	contrôle qualité indispensable	mise en œuvre rapide et facile	contrôle qualité indispensable
Gestion - exploitation		profil adapté des PPI, opérateurs techniques et des gestionnaires faibles profits		main d'œuvre importante pour utilisation technicité … de simple à complexe maintenance importante et fréquente gestion des approvisionnements	simplicité d'utilisation peu de maintenance	organisation complexe de la gestion et exploitation difficulté du recouvrement
Formation - sensibilisation		besoin de sensibilisation sur les impacts		besoin de vulgariser l'usage des déchets	émergence de centres locaux de formation solaire	
Equilibre offre-demande	service de qualité, 24h/24 réserve pour force motrice et activités génératrice de revenus raccordement aisé au réseau	site hydro souvent éloigné de la demande besoin de backup (diesel, …) pour la continuité	proximité entre offre et demande service de qualité, 24h/24 réserve pour force motrice et activités génératrice de revenus raccordement aisé au réseau	besoin de backup (diesel, …) pour la continuité	solutions adaptables à la demande (SHS 20Wc --> centrale 20MWc)	limitation de la pré-électrification peu de souplesse pour force motrice besoin de backup (diesel, …) pour la continuité
Coût investissement	coût d'investissement /kW : modéré		coût d'investissement /kW : modéré			coût d'investissement /kW : élevé
Coût exploitation	coût d'exploitation /kW : faible à modéré		coût d'exploitation /kW : modéré		coût d'exploitation /kW : faible	
Coût kWh	coût du kWh : faible		coût du kWh : faible			coût du kWh : élevé
Financement	possibilité financement via programmes MDP intérêt de certains bailleurs (FEM, …)	pas d'investisseurs locaux dépendance aux bailleurs		pas d'investisseurs locaux dépendance aux bailleurs		forte dépendance au bailleurs et aux subventions épargne à LT pour les renouvellements
Cadre institutionnel et réglementaire	encouragement politique spécifique PCH; incitants fiscaux : exonération taxes douanières	besoin de licences, permis, autorisations pas de tarif de rachat	encouragement politique spécifique PCH; incitants fiscaux : exonération taxes douanières	pas d'objectif politique spécifique pas de tarif de rachat	encouragement politique spécifique PCH; incitants fiscaux : exonération taxes douanières	pessismisme politique (trop d'échecs) pas de tarif de rachat
Potentiel	abondance de rivières couverture nationale	problèmes d'étiage, de crues, et de chute; peu d'opportunités d'aménagement; potentiel mal établi	abondance de la biomasse (déchets) couverture nationale	potentiel mal établi; risque de changement des sources de déchets (contexte agricole instable)	potentiel plus élevé dans le Nord	double saison des pluies dans le Sud période d'Harmattan dans le Nord disponibilité peu prévisible et diurne
Montage projet		capacité locale de monter des bons projets (étude/concept/ingénieurie)	conception et ingénieurie relativement simple à monter	faible capacité locale de monter des bons projets (étude/concept/ingénieurie)	émergence de quelques bureaux compétents	capacité locale de monter des bons projets (étude/concept/ingénieurie)

Table 16a : Tableau des atouts et problèmes de chaque filière (par thème)

	Interne		Externe	
	S **Forces**	**W** **Faiblesses**	**O** **Opportunités**	**T** **Menaces**
Hydro	potentiel local de fabrication ou réparation	absence de fabricants locaux	possibilité financement via programmes MDP intérêt de certains bailleurs (FEM, …)	pas d'investisseurs locaux dépendance aux bailleurs
	technologie mature et fiable technologie adaptée (réparable localem)		encouragement politique spécifique PCH; incitants fiscaux : exonération taxes douanières	besoin de licences, permis, autorisations pas de tarif de rachat
		pas de fournisseurs locaux	abondance de rivières couverture nationale	problèmes d'étiage, de crues, et de chute; peu d'opportunités d'aménagement; potentiel mal établi
		mise en œuvre complexe et longue contrôle qualité indispensable		capacité locale de monter des bons projets (étude/concept/ingénieurie)
		profil adapté des PPI, opérateurs techniques et des gestionnaires faibles profits		
		besoin de sensibilisation sur les impacts		
	service de qualité, 24h/24 réserve pour force motrice et Activités Génératrices de Revenus raccordement aisé au réseau	site hydro souvent éloigné de la demande besoin de backup (diesel, …) pour la continuité		
	coût d'investissement /kW : modéré			
	coût d'exploitation /kW : faible à modéré			
	coût du kWh faible			
Biomasse	potentiel local de fabrication ou réparation	absence de fabricants locaux		pas d'investisseurs locaux dépendance aux bailleurs
		filière émergente, technologie du simple au compliqué, pas encore mature difficulté d'appropriation, de sensibilis. problèmes de sécurité (gaz)	encouragement politique spécifique PCH; incitants fiscaux : exonération taxes douanières	pas d'objectif politique spécifique pas de tarif de rachat
		peu de fournisseurs locaux	abondance de la biomasse (déchets) couverture nationale	potentiel mal établi; risque de changement des sources de déchets (contexte agricole instable)
	construction peu complexe	contrôle qualité indispensable	conception et ingénieurie relativement simple à monter	capacité locale de monter des bons projets (étude/concept/ingénieurie)
		main d'œuvre importante pour utilisation technicité … de simple à complexe maintenance importante et fréquente gestion des approvisionnements		
		besoin de vulgariser l'usage des déchets		
	proximité entre offre et demande service de qualité, 24h/24 réserve pour force motrice et Activités Génératrices de Revenus raccordement aisé au réseau	besoin de backup (diesel, …) pour la continuité		
	coût d'investissement /kW : modéré			
	coût d'exploitation /kW : modéré			
	coût du kWh faible			
Solaire		fabrication complexe besoin d'importation		forte dépendance au bailleurs et aux subventions épargne à LT pour les renouvellements
	technologie mature et fiable (hte techn)	technologie sophistiquée besoin de stockage nocturne impact environnem. des batteries	encouragement politique spécifique PCH; incitants fiscaux : exonération taxes douanières	pessismisme politique (trop d'échecs) pas de tarif de rachat
		peu de fournisseurs locaux peu de concurrence	potentiel plus élevé dans le Nord	double saison des pluies dans le Sud période d'Harmattan dans le Nord disponibilité peu prévisible et diurne
	mise en œuvre rapide et facile	contrôle qualité indispensable	émergence de quelques bureaux compétents	capacité locale de monter des bons projets (étude/concept/ingénieurie)
	simplicité d'utilisation peu de maintenance	organisation complexe de la gestion et exploitation difficulté du recouvrement		
	émergence de centres locaux de formation solaire			
	solutions adaptables à la demande (SHS 20Wc --> centrale 20MWc)	limitation de la pré-électrification peu de souplesse pour force motrice besoin de backup (diesel, …) pour la continuité		
		coût d'investissement /kW : élevé		
	coût d'exploitation /kW : faible			
		coût du kWh élevé		
Hydro	**+++**	**---**	**+++**	**---**
Biomasse	**++**	**---**	**++**	**--**
Solaire	**++**	**--**	**+**	**--**

Table 16b : Tableau d'analyse SWOT

Il ressort de cette analyse SWOT que les 3 filières dominantes au Bénin présentent des points positifs et négatifs similaires à bien des égards. Les actions à mener pour promouvoir les ENR au Bénin peuvent être regroupées en actions communes aux 3 ENR et en actions spécifiques à chaque filière.

Actions communes :

Renforcer les **capacités des institutions** clefs (MEE, ABERME, …) et appui aux bureaux d'études émergents : - bon montage de projets (ingénierie…) - études de faisabilité en amont - cahier des charges - contrôle qualité des travaux - formation des exploitants et gestionnaires - suivi et évaluation	
Définir ou redéfinir le **potentiel** de chaque ressource ENR (hydro, biomasse, solaire, éolien) par des investigations poussées et des mesures de terrain.	
Elaborer une **stratégie de développement** des ENR à l'horizon 20 ans avec un plan d'actions spécifiques pour chaque filière	
Elaborer un cadre réglementaire pour promouvoir les producteurs indépendants **PPI**	
Elaborer les **standards et normes** adéquats pour les composants ENR à importer afin de s'assurer de la qualité	
Renforcer la mise en œuvre des **incitants fiscaux** pour les composants spécifiques ENR et électrification rurale[21] : - hors taxes - hors douane	
Encourager les **partenariats étrangers** avec PME (filiales, transferts de technologie et de savoir-faire, garanties aux investisseurs étrangers)	
Sensibilisation du secteur bancaire pour l'appui aux opérateurs-coinvestisseurs	
Développer un **centre national de promotion des ENR** (brochures, documentation, appui, conseil, …)	

Actions spécifiques :

Simplifier les procédures administratives (autorisation/licence, impacts)	Hydro
Encourager la fabrication locale	Hydro, biomasse
Projets pilotes pour promouvoir certaines pistes	Biomasse, PV

[21] Article 17 de la loi n° 2007-33 du 02 janvier 2008 portant loi des finances fixant le régime fiscal et douanier applicable aux marchés et contrats d'électrification rurale exécutés sous la responsabilité de l'ABERME dans le domaine de l'électrification rurale

4.4 Identification de projets

4.4.1 Critères de sélection

Pour rappel (voir § 4.2), les critères retenus dans la programmation nationale pour le choix des localités rurales à électrifier étaient :

- taille de la localité
- importance économique dans la région
- distance par rapport aux routes
- infrastructures communautaires et administratives
- priorités accordées par les pouvoirs publiques

Pour la présélection de projets en énergie renouvelable, une première série de critères sont proposés ci-dessous et doivent être vérifiables à partir des données de base disponible avant la visite de site; ces critères diffèrent peu des critères nationaux pour l'électrification rurale et des critères mentionnés dans les termes de référence de l'étude.

Critères I (présélection)
Abondance, disponibilité et continuité de la ressource ENR (Offre) (*)
Distance au réseau MT/BT
Adéquation avec la demande
Proximité de la demande
Chef lieu administratif
Taille de la localité
Infrastructures de base
Accessibilité (distance au réseau routier)

Table 17a : Critères de présélection

(*) Le premier critère ci-dessus dépend fortement de la source d'énergie renouvelable retenue, les autres critères sont relativement indépendants de la source :

Critères	Hydro	Biomasse	Solaire PV	Eolien
Ressource ENR	Régularité débits	Quantité – qualité	Irradiation moy.	Distrib vent
	H > 10m DH/L (> 3%)	Continuité	Productible annuel	Productible annuel

In fine, la sélection d'un projet ENR pour étudier sa faisabilité technique et financière ne peut se faire qu'après une visite des lieux où les critères suivants seront vérifiés :

Critères II (sélection)
Densité de l'habitat
Adhésion et engagement local (commune, villageois, contribution, sécurité, …)
Questions foncières
Compétences technique et managérial
Impacts économiques et sociaux

Table 17b : Critères de sélection

4.4.2 Sélection de projets ENR

Un budget de 400k€ est disponible pour définir (APD) ou réaliser des projets ENR viables. L'objectif premier est de promouvoir les énergies renouvelables en réalisant un projet à caractère pilote ; il est donc primordial que ce projet soit pérenne et réplicable. Sur la base de ce budget, des critères proposés ci-dessus, de l'analyse des bases de données nationales et

autres supports disponibles (cartes, …) et des visites de terrain, le consultant présente ci-après une sélection de projets ENR qui en première analyse répondent aux critères et semblent économiquement rentables.
Ne pouvant pas cibler l'entièreté du pays, le consultant a privilégié la visite des **départements de Borgou et Alibori** car ils réunissaient en première analyse la plupart des critères en terme de disponibilité des ressources hydro, biomasse et solaire, de taille de localités non électrifiées, de couverture du réseau MT, d'accès et d'impacts. Certes le potentiel hydro se situe plutôt dans la région montagneuse de l'Atakora mais les meilleurs sites avaient déjà été visités et évalués lors de l'étude de Tecsult. Sur le chemin du retour, le consultant a aussi inspecté quelques sites hydro dans les départements de l'**Atakora** (Kérou) et des **Collines** (Ouéssé et Savé).
Les visites de terrain ont permis de constater de grands écarts entre les attentes induites par les bases de données et la réalité de terrain. Beaucoup de sites présélectionnés ont dû être écartés après les visites et d'autres nouveaux sont venus s'ajouter. Ceci démontre l'importance capitale de compléter le plus tôt possible toute étude d'identification de site par une descente de validation sur le terrain.
Le consultant a tenu à proposer un projet pour chacune des 3 filières ENR les plus prometteuses dans le contexte Béninois, à savoir l'hydro, la biomasse et le solaire. Ces projets d'électrification de localités par énergies renouvelables seront détaillés dans le chapitre suivant (5).

a) Un projet de centrale hydroélectrique

L'analyse des listes de référence du potentiel hydro (cf. § 3.1.4), confortée par la visite d'une trentaine de sites hydro dans 4 départements, a montré que peu de sites semblaient réalisables faute de hauteur de chute ou de débit suffisamment régulier ou de demande à proximité ou d'accès. Aucun des 12 sites hydro potentiels de plus de 1 MW n'a pu être validé selon les critères retenus.

1. <u>Données préliminaires de l'étude TECSULT :</u>

L'étude TECSULT a visité une quinzaine de sites potentiels et **6 sites** ont été retenus pour les études de faisabilité détaillées (les rapports n'étaient pas encore disponibles au moment de la présente étude).
Les données préliminaires des études sont données dans la table 18 et les cartes en figure 14 ci-dessous.

N°		#	Localité / site	Rivières	Qmoy	Hbrut	Pmax	Commentaires TECSULT	Commentaires IED
86	AB	2	Gbassé (Alibori)	Chute Sota	27,2	42	**900**	aménageable	dans buffer
88	GO	4*	Cascade de Sosso (Alibori)	Sota	?	?	**750**	accès difficile	hors buffer
89	AB	9	Koutakroukrou (Alibori)	Irane	5,28	<25	**100**	forêt classée	Faible chute, dans buffer
51	PN	2	Wabou (Atacora)	Tigou	1,1	35	**260**	accès difficile, non pérenne	Chute! Kouarfa=électrifié; dans buffer
55	PN	8	Kouporgou (Atacora)	Koumagou	1,72	40	**60**	aménageable, non pérenne	Rapides, pente; hors buffer
19	PN	1	Kota (Atacora)	Chutes	0,24	80-100	**60**	tourisme, non pérenne	Site touristique, chute 20m, Pouya électrifié; ds buffer

Table 18 : Données préliminaires des sites hydro aménageables, sélection TECSULT

On notera que parmi ces 6 sites (3 dans l'Atakora et 3 dans l'Alibori), 4 se trouvent déjà dans

le périmètre électrifié (buffer à 10km) et seront donc sujet à une interconnexion au réseau MT. Un cinquième site (n°88 de 750kW) devra être raccordé au réseau pour pouvoir distribuer son énergie, faute de demande suffisante au voisinage. Le dernier site de 60kW (n°55) dans l'Atacora délivrera dans un premier temps son énergie aux localités non électrifiées avoisinantes.
Le projet initial (ABERME/PNUD/ADI) prévoit le financement d'un ou deux sites pilotes sur budget béninois, le FEM et probablement la BAD et le PNUD. ADI a financé l'étude mais ne financera pas les investissements et les aménagements. La priorité sera donnée aux sites les plus pertinents et les plus puissants (900kW et 750kW), sous réserve des résultats de la faisabilité détaillée. Une fois reçu par ADI et ABERME, le rapport final de Tecsult sera transmis aux bailleurs intéressés comme le PNUD et la BAD.
Dès lors, une proposition de projet ENR dans le cadre de la Facilité Energie (FE – ACP) pourrait être le financement d'un des sites hydro potentiels restants, sous réserve que les études de faisabilité soient aussi positives. Le budget prévu de 400k€ pourrait couvrir les coûts de réalisation d'un ou deux sites de 60kW, ou celui de 100kW ou partiellement celui de 260kW[22]. Le choix final du site à financer dépendra des résultats des faisabilités attendues fin décembre 2009. Parmi eux, seul 1 site (N°55 – Atacora) aura vraisemblablement une composante « électrification de localités ».

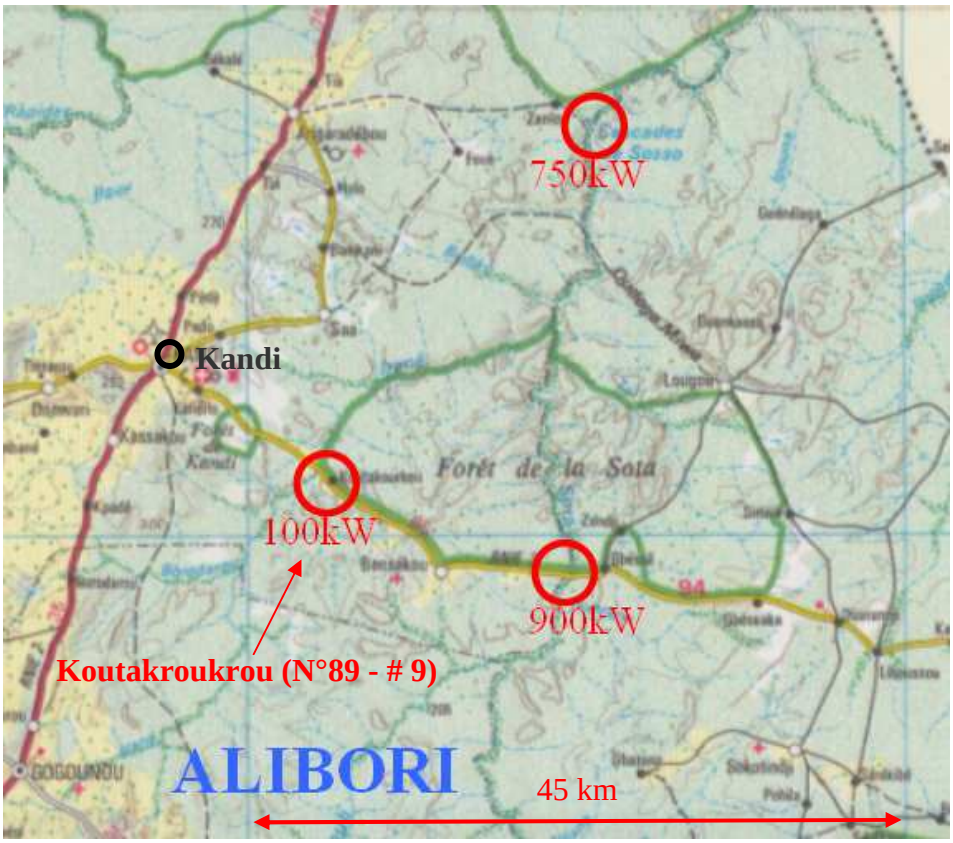


Figure 14a : Carte de localisation des projets hydro finançables par la FE-ACP

[22] En prenant comme hypothèse pour les investissements en micro hydro de 2500€/kW installé

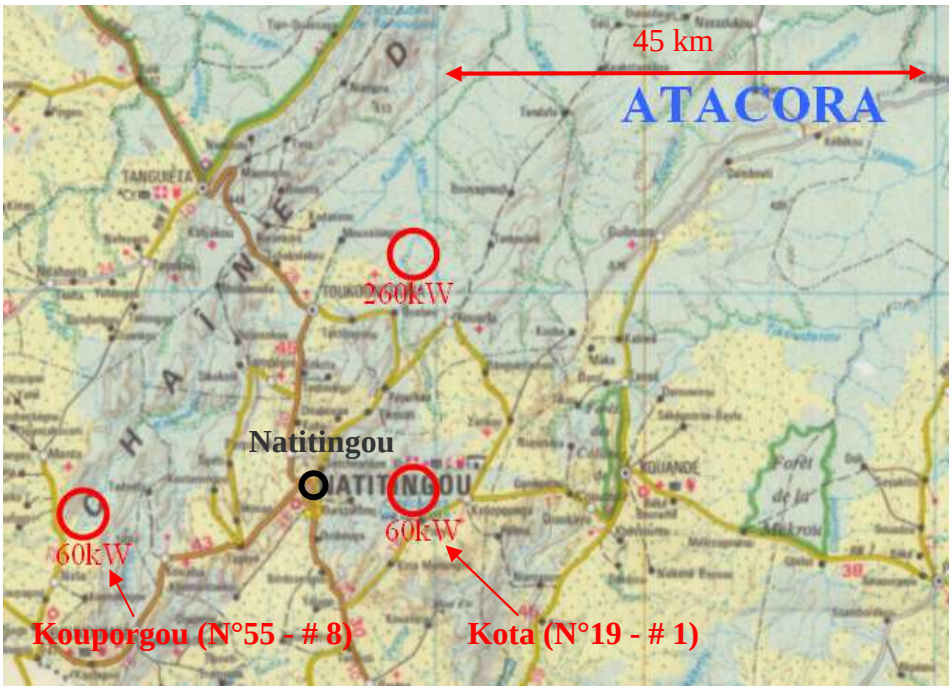


Figure 14b : Carte de localisation des projets hydro finançables par la FE-ACP

2. <u>Analyse des rapports détaillés (disponibles au 1er février 2010) :</u>

Les éléments d'étude détaillée de TECSULT fournissent des résultats (Table 19) sensiblement différents de ceux annoncés dans le premier rapport environnemental et présentés dans le tableau ci-dessus (Table 18).

N°	#	Q équip	H barra	H brute	P inst	kW inst	Prod	Canal	Conduite Basse P	Conduite forcée	Ligne BT	Localité	Pop	Coût
		m3/s	m	m	kW	kW	GWh/an	m	m	m	km		hab	M€
88	4GO*	9	10	7	**500**	2x275	0,82	380	0	21	4,4	Zonloa	?	838,9 €
86	2AB	8	10	7	**450**	2x250	0,73	56	90	5	6,6	Gbéssé, Zondji	937	906,0 €
89	9AB	1,3	9	6	**60**	2x30	0,1	45	86	0	2	Koutakroukrou	934	100,7 €
19	1PN	0,2	6	27	**45**	50	0,12	0	47	113	2,5	Pouya	?	211,4 €
51	2PN	0,5	7	32	**125**	125	0,35	0	200	175	2,7	Ouabou	1182	503,4 €
55	8PN	1	9	8	**60**	2x30	0,18	160	80	10	2	Kouporgou	695	120,8 €

Table 19 : Détails des 6 sites hydro étudiés par TECSULT

Le tableau 20 ci-dessous donne les résultats de l'analyse sommaire des premiers éléments de l'étude TECSULT pour les 6 sites de l'Alibori et de l'Atacora :

N°	#	P inst	Calculs		P calc	Mén.	P cons		E con			
		kW	h/an	Tx util	kW	#	kW	Tx 1	MWh	Tx 2	€	€/kW
88	4GO*	**500**	1640	19%	500		0	0%	0	0%	563 038	1 126
86	2AB	**450**	1622	19%	440	156	23	5%	56	8%	608 081	1 351
89	9AB	**60**	1667	19%	60	156	23	38%	56	56%	67 565	1 126
19	1PN	**45**	2667	30%	40		0	0%	0	0%	141 886	3 153
51	2PN	**125**	2800	32%	130	197	30	24%	71	20%	337 823	2 703
55	8PN	**60**	3000	34%	60	116	17	28%	42	23%	81 077	1 351

Consommation moyenne: **150** W/mén

Tx util : Productible / P installée

P installée = 8 x Q équ x H brute Tx 1 : P consommée / P installée

Productible = P inst x 8760 x Tx Util Tx 2 : E consommée / Productible

Table 20 : Calculs et analyse des résultats de l'étude TECSULT

On notera en particulier :

- Tant les débits que les hauteurs considérées ont été revues à la baisse par TECSULT lors de son étude approfondie, conduisant à des puissances d'équipement inférieures aux premières attentes.
- Un rendement global anormalement élevé (plus de 80%) semble avoir été considéré, y compris les pertes dans les conduites.
- Etonnement, les taux d'utilisation des centrales sont particulièrement bas (en moyenne 25%) pour des rivières qui avaient été retenues comme quasi-pérennes.
- Les localités ciblées sont très peu nombreuses et petites : 100 à 200 ménages sont ciblés pour chaque site (avec une consommation moyenne de 150 W/ménage), soit 15 à 30kW de pointe contre des puissances installées de 60 à 500kW (5% à 40% d'utilisation de la capacité). De même, l'énergie consommée représentera de 8% à 58% de l'énergie produite annuellement. Seuls les petits sites de 45 à 60kW (N° 19-55-89) ont un meilleurs taux d'utilisation.
- Les coûts d'investissement pour la centrale (hors réseau et branchements) varient entre 1700€ et 4700€/kW installé. 2 des 4 petits sites sont particulièrement coûteux à l'investissement : N° 19 et 51.

Il ressort de cette analyse que <u>2 sites de 60 kW</u> chacun peuvent être proposés en priorité dans le cadre de la Facilité Energie FE-ACP : n°89 (Irané) et n°55 (Koumagou). Ils seront décrits au chapitre 5.

3. <u>Autres propositions :</u>

Une <u>autre proposition</u> pourrait être le site n°85 de la liste des sites données en annexe (voir § 7.5.2), situé à proximité de Kétou, où le projet de biomasse est aussi proposé au chapitre 5. Le site a été rejeté d'après les données fournies car jugé trop éloigné de la demande. L'analyse de la carte topographique indique en effet une probable chute de 15-20m localisé entre 2 courbes de niveau distantes de 5km mais à une distance de 15km de Kétou. Toutefois le bassin versant de l'Odokoto étant important à cet endroit (160km²) et pouvant être augmenté à plus de 300km² par une dérivation d'un affluent de la rivière sur une courte distance, une visite du site pourrait valoir la peine.

Une <u>dernière proposition</u> de projet ENR aurait pu consister à étudier la faisabilité et à préparer un avant projet détaillé (APD) pour un des sites de plus grande envergure (1 - 5 MW) mais aucun site n'a pu être identifié par le consultant étant donné l'incertitude sur les données disponibles (cf. § 4.1.1) et le manque de temps pour visiter d'autres sites.

b) un projet de gazéification de déchets agricoles

Au § 4.3, la présente étude a retenu la **filière de la gazéification** comme la plus prometteuse et la plus intéressante pour un projet pilote financé par la FE-ACP.

Le Consultant a d'abord approfondi l'étude de faisabilité sur le potentiel biomasse pour un projet de gazéification (100 – 400kW) dans la **région de Bouka** (voir § 4.1.2). Son analyse et la visite de terrain ont permis de mettre en exergue les problèmes d'approvisionnement des résidus agricoles dans une région précédemment dominée par le coton et qui est en pleine restructuration du secteur agricole (conversion conjoncturelle). La gestion complexe des divers sources de résidus caractérisés par une récolte par an, leur tri, leur préparation (séchage, calibrage, …), leur stockage rendront le projet très risqué.

Le problème récurent de la garantie d'approvisionnement tout au long de l'année pour alimenter le gazogène pourrait être résolu dans des zones agricole où les résidus principaux sont garantis toute l'année, tels que ceux provenant soit du bois, soit du palmiste.

La coque de palmiste présente un triple avantage : (i) haute teneur énergétique (PCI), (ii) récolté sur une longue période (au moins 2 saisons par an) et (iii) culture arboricole fixe indépendante de la conjoncture. On la retrouve principalement dans les départements du sud : Collines, Zou, Ouémé, Plateau.
C'est pourquoi le projet de biomasse proposé dans le cadre de la FE-ACP est un projet de gazéification se trouvant dans la commune de **Kétou** (département du Plateau) où le palmiste est une des activités dominantes avec le maïs et le manioc. Les localités non électrifiées et ciblées se trouvent à plus de 10km du réseau MT existant (Kétou).
Malheureusement la zone du projet a été identifiée tardivement et n'a pas pu être visitée par le consultant lors de sa mission ; **la proposition de projet nécessite une visite de validation et une étude de faisabilité complémentaire avant la mise en œuvre du projet**.

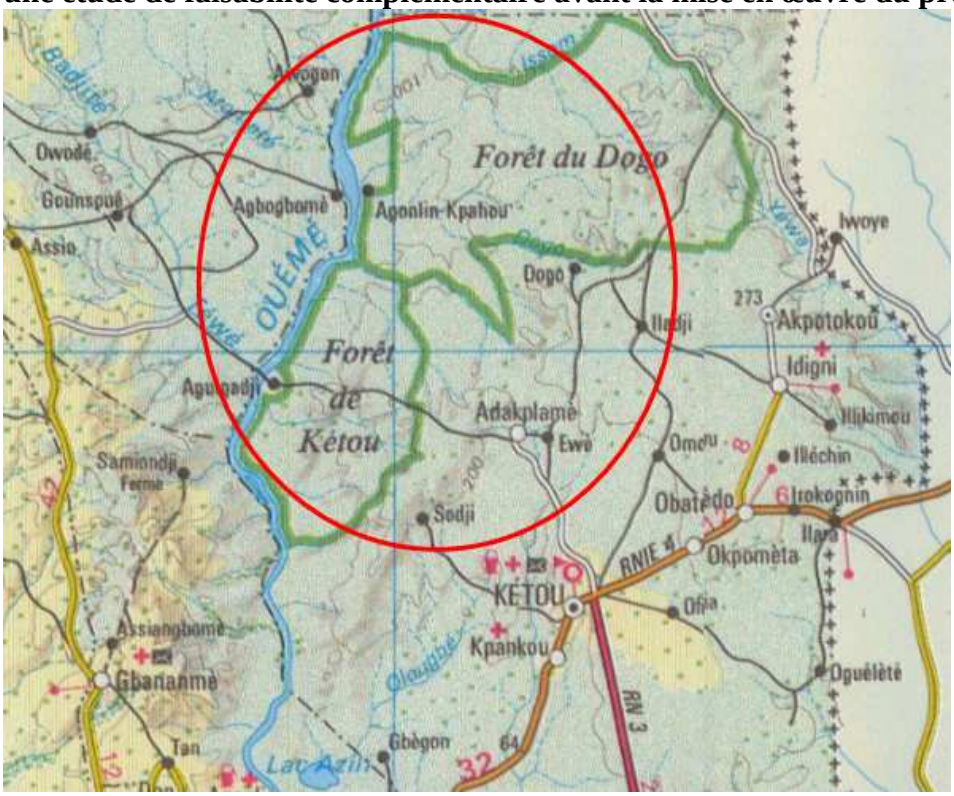


Figure 15 : Carte de localisation du projet biomasse (zone de Kétou)

c) un projet de centrales solaires hybrides

L'analyse des bases de données et des cartes a conduit à identifier un nombre appréciable de localités non électrifiées, importantes et isolées dans les 2 départements les plus ensoleillé au nord. La visite de terrain dans les Communes de Kalalé, Nikki et Bembéréké (Nord Borgou) a confirmé cette analyse et 5 chefs-lieux d'arrondissement non électrifiés[23] ont été interviewés et retenus pour leurs activités administratives, leur cohésion sociale et leur dynamisme économique. Leur taille et la structure de l'habitat permettent d'envisager des petites **centrales solaires** (20 à 200kWc) pour chaque localité.
Une dizaine d'autres localités non électrifiées sont situées dans la zone. La demande y est généralement moins importante mais elles sont néanmoins de sérieuses candidates à une pré-électrification.

[23] 5 chefs-lieux : Bouka, Bouanri, Gnonkourokali, Dounkassa, Peonga.

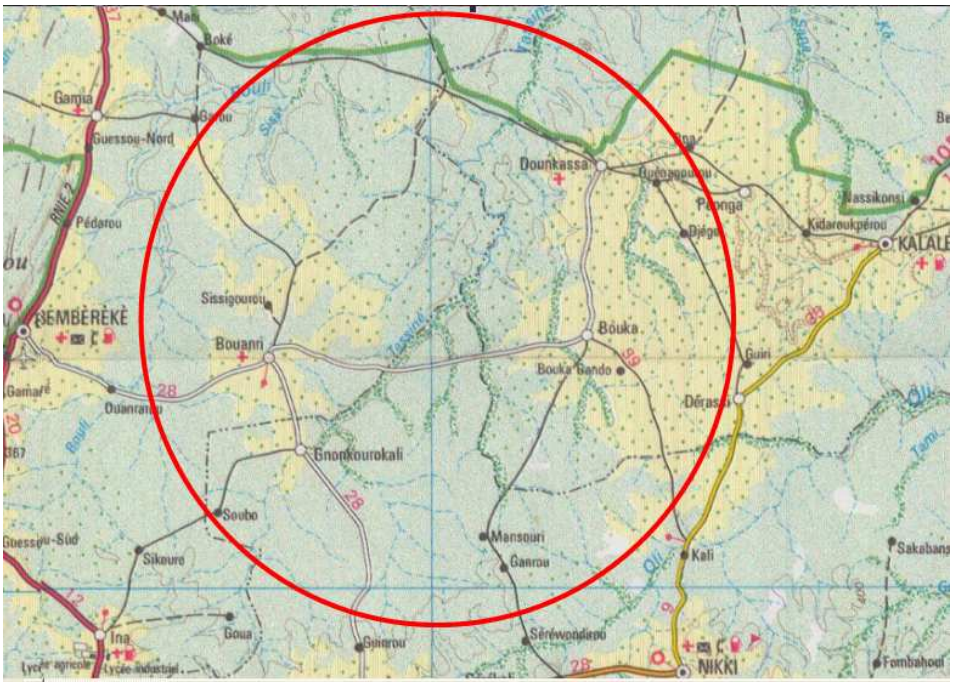


Figure 16 : Carte de localisation des projets solaires PV (zone de Bouka)

Une autre zone intéressante pour un projet similaire d'une vingtaine de localités à électrifier (solaire et/ou biomasse) a été identifiée le long de 2 pistes à l'Ouest de Kérou (Atacora), l'une entre les chefs-lieux d'arrondissement Guilmaro et Firou, et l'autre entre Kouarfa et Firou. Cette zone n'ayant pas été visitée ne sera pas proposée dans les projets au chapitre 5.

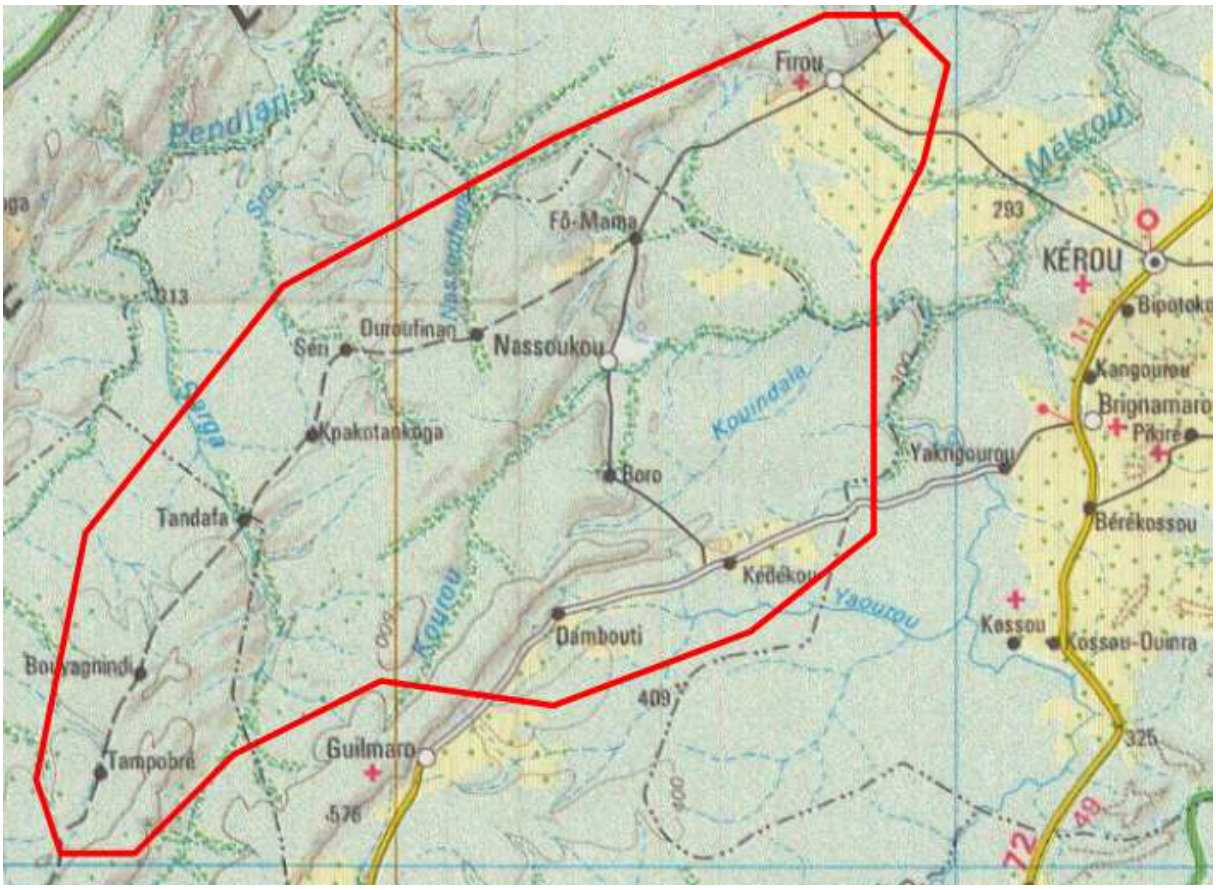


Figure 17 : Carte de localisation des projets solaires PV (zone de Kérou)

5 Proposition de projets pilotes viables

5.1 Projet de centrale hydroélectrique

5.1.1 Description du projet

L'analyse des listes et des résultats de l'étude de faisabilité menée par le bureau TECSULT a permis de sélectionner 2 sites particulièrement appropriés au financement de micro centrales hydroélectriques par le programme de la Facilité Energie FE-ACP.
Les 2 sites retenus sont le site n°89 (Alibori – Kandi) certainement le plus économiquement rentable et le plus pertinent (offre<>demande), suivi du site n°55 (Atakora – Boukoumbé). Ces 2 sites sont des très basses chutes et ont un aménagement relativement aisé. L'impact environnemental a été évalué dans l'étude TECSULT et est mineur. Ces 2 sites sont localisés sur les cartes de la figure 18.

N°	#	Rivière	Q équip	H barra	H brute	P inst	kW inst	Canal	Canal BP	Conduite forcée	Ligne BT	Localité
			m3/s	m	m	kW	kW	m	m	m	km	
89	9AB	Irané	1,3	9	6	**60**	2x30	45	86	0	2	Koutakroukrou
55	8PN	Koumagou	1	9	8	**60**	2x30	160	80	10	2	Kouporgou

N°	#	Q équip	H brute	P inst	Prod	Utilis.	Utilis.	Pop	Mén.	Cons Pmax	Cons Emax	Invest	Ratio
		m3/s	m	kW	MWh/an	h/an	%	hab	#	kW	MWh	€	€/kW
89	9AB	1,3	6	**60**	100	1667	19%	934	156	23	56	100 671	1 678
55	8PN	1,0	8	**60**	120	3000	34%	695	116	17	42	120 805	2 013
				120	**220**				**272**	**40**	**98**	**221 476**	

Table 21 : Détails des 2 sites hydro retenus pour la FE-ACP

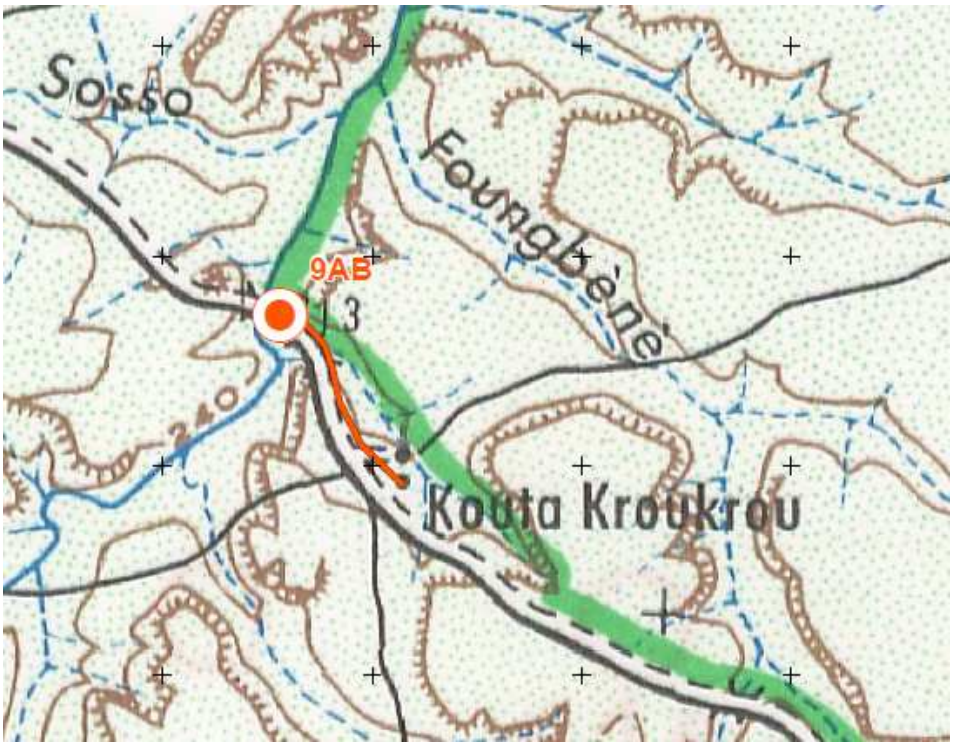


Figure 18a : Carte de localisation du site micro hydro Koutakroukrou

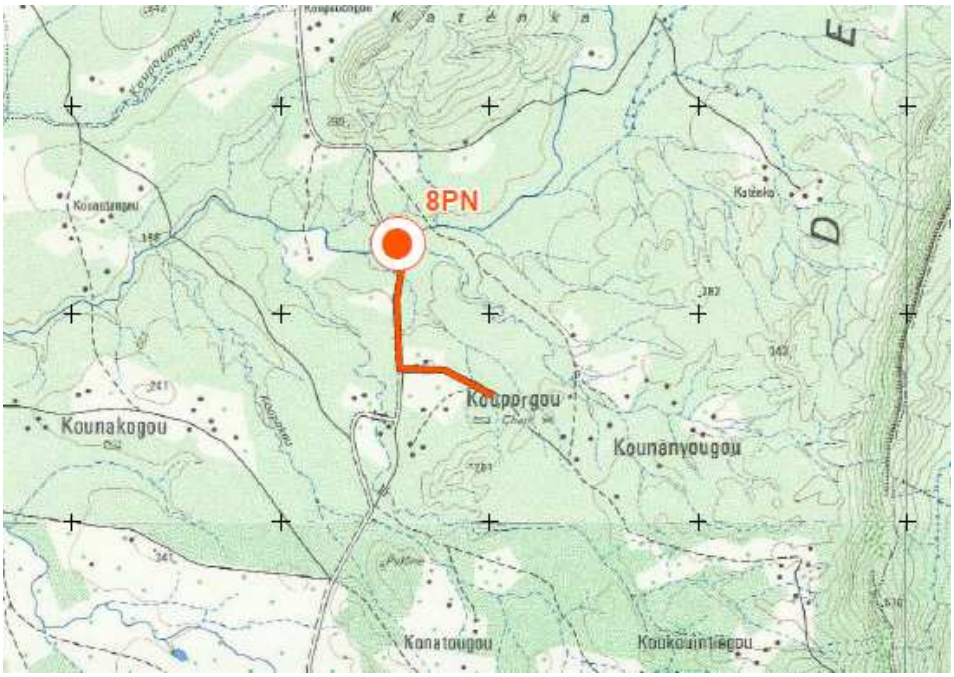


Figure 18b : Carte de localisation du site micro hydro Kouporgou

5.1.2 Description des équipements

Le projet propose 2 sites hydro pouvant alimenter chacun une localité à proximité. Ainsi chaque localité sera dotée d'une unité de production et d'un réseau isolé de distribution. Les aménagements du site le long de la rivière (retenue, prise d'eau, canal d'amenée, conduite forcée et centrale de production électrique) seront réalisés au fil de l'eau, sans barrage de stockage. La liaison électrique avec le village et le réseau de distribution vers les abonnés de la localité sont prévus respectivement en moyenne et en basse tension.

a) La centrale de production

Elle devra être capable de fonctionner 24h/24 et au moins 6,5 jours par semaine.

- Bâtiment : l'emplacement de la centrale sera décidé en fonction de l'étude détaillée et des contraintes d'accès et de crue. Les équipements électromécaniques seront installés sur une chape de béton dans un local couvert et fermé. La taille du local dépendra de la puissance installée et des exigences du fabricant.
- Les équipements électromécaniques incluront 2 turbines de type Kaplan (basse chute) d'une trentaine de kW chacune, les dispositifs de régulation et de protection, ainsi qu'un tableau de départ vers les consommateurs.
- En option un groupe électrogène pourra être ajouté pour améliorer la continuité du service et période d'étiage. Toutefois, l'aménagement de la retenue d'eau devra permettre dans la mesure du possible de stocker l'eau quelques heures par jour afin de concentrer les heures de fonctionnement durant les pointes en période d'étiage, et de réduire la consommation du groupe électrogène à moins de 10% de la consommation moyenne (ratio énergie du genset – voir table 22). La puissance du groupe électrogène dépendra de la capacité de production des turbines ; elle sera entre 30 et 60kVA pour chaque groupe.

b) Réseau de distribution

- Si la distance entre la centrale et le(s) villages dépasse 2 km, la liaison électrique sera

en moyenne tension (15 ou 30kV) afin de réduire les pertes. Le réseau de distribution est prévu en basse tension (BT) et partira du tableau de distribution situé dans un local au centre du village vers les abonnés. Plusieurs départs (mono ou triphasé) pourront être prévus selon la configuration de l'habitat et la localisation des points de demandes spécifiques (moulins, agro industrie, …).

Un relevé cartographique du site hydro, de chaque localité et des abonnés candidats (GPS) est indispensable afin de tracer le réseau de façon optimale.

- Les branchements (compteurs à prépaiement) et installations intérieures de base (min. 2 points d'éclairage et une prise) devront faire partie du projet et respecteront les normes techniques et de sécurité en vigueur au Bénin. Les installations intérieures seront néanmoins à la charge des ménages.

	Demande					
Localités	Population	Ménage	Puis. Unit.	Cons. Unit.	Puis. Max	Cons.Tot.
	#	#	W/mén	Wh/jr/mén	kW	kWh/jr
Koutakroukrou	934	**156**	150	1000	18,7	**156**
Kouporgou	695	**116**	150	1000	13,9	**116**
	1629	**272**			**32,6**	**272**

Hypothèses :

Puis. moy.	25	W/hab	150	W/mén
Cons. moy.	60	kWh/an/hab	30	kWh/mois/mén
Compos. mén.	6	hab/mén	1000	Wh/jr/mén
Coef. simul.	80%			

Calculs :

	Offre					
Localités	Puiss. hydro produite	Energie hydro produite	Ratio énergie therm/tot	Energie genset requise	Puiss. genset requise	Consom. diesel
Catégorie	kW	kWh/jr	%	kWh/jr	kVA	litres/an
Site n°89	**60**	274	10%	17,3	**30-60**	2 090
Site n°55	**60**	493	10%	12,9	**30-60**	1 560
	120	**767**		**30,2**	**60-120**	**3650**

Hypothèses :

4,0	h/j (durée fonct. genset)	80%	cos phi
0,33	l/kWh diesel	90%	rendement du genset
10%	ratio énergie thermique/énergie total		

Table 22 : Hypothèses et dimensionnement des centrales micro-hydro

5.1.3 Schéma d'exploitation

- La gestion et l'exploitation d'une micro centrale hyrdoélectrique comportent certaines particularités qui nécessitent de trouver le bon candidat-opérateur. Le schéma proposé est celui d'un **fermier** (opérateur privé ou association locale) qui aura les tâches de gérer quotidiennement le bon fonctionnement de la centrale, des aménagements hydrauliques et de gérer les abonnés. Il devra en particulier veiller à la régulation des débits et à l'entretien des retenues, canaux, vannes, conduites, ainsi qu'à l'entretien des équipements électromécaniques. Les mensualités recouvrées par l'opérateur devront permettre de rémunérer son équipe, de maintenir et réparer les installations, d'acheter les pièces de rechanges, et dans la mesure du possible d'alimenter un fond pour les réparations inhabituelles et les renouvellements des composants en fin de vie.
- Il est fortement conseillé d'inclure dans la passation de marché pour la fourniture et l'installation des équipements, un **contrat d'exploitation** avec la mise en place et le

contrôle d'une équipe locale compétente.

- La gestion et l'exploitation du réseau de distribution et de la clientèle requièrent d'autres compétences que pour la centrale mais elles devront être assurées par le même opérateur ou par un comité villageois des usagers.
- **L'étude complémentaire devra explorer et identifier les ressources humaines fiables, à proximité, et capables d'assurer quotidiennement la gestion des infrastructures et du service électrique. Des formations spécifiques et régulières ainsi qu'un suivi de leurs activités (performances) seront indispensables.**

5.1.4 Analyse économique et financière sommaire

- Dans les sections précédentes, il a été fait référence à l'étude de faisabilité détaillée de TECSULT dont les derniers éléments n'étaient pas encore disponibles au moment de la rédaction de ce rapport. Une analyse économico-financière sommaire a été faite ci-dessous en complément à l'étude susmentionnée.
- Le tableau 23 ci-dessous fourni le coût estimé pour l'investissement (fourniture, transport et installation) et l'exploitation (consommables, salaires et autres) de deux centrales microhydro de **60kW** chacune prévus pour deux villages totalisant **272 ménages**. La simulation est faite pour un service électrique de **24 heures** par jour. Dans ce cas de figure, le **coût de revient du kWh produit** (non actualisé) est de **280 FCFA** (43 €cents) contre **226 FCFA** (34 €cents) dans le cas d'une centrale 100% hydro (sans backup diesel). Le taux d'utilisation de la centrale (énergie hydro consommée sur énergie hydro produite) est estimé à 32% en première année.

Investissement		Qté	Unité	PU (EUR)	PU (FCFA)	Total (FCFA)	ans	sur 20 ans
Centrale	bâtiment	2			5 000 000	10 000 000	20	10 000 000
	centrale hydro	120	kW	1 846	1 210 738	145 288 591	20	145 288 591
	genset diesel (backup)	80	kVA	500	328 000	26 240 000	10,3	51 080 533
	équipements divers	2		2 000	1 312 000	2 624 000	20	2 624 000
Réseaux	ligne BT	272	mén.	100	65 600	17 843 200	20	17 843 200
	branchements	272	mén.	60	39 360	10 705 920	20	10 705 920
	installation intérieure	272	mén.	-	-	-	20	-
Divers	divers et imprévus (10%)	10%				21 270 171	20	21 270 171
	Total					**233 971 882**		**258 812 415**

Exploitation (par an)		Qté	Unité	PU (EUR)	PU (FCFA)	Total / an		sur 20 ans
Consom.	diesel (backup)	3 650	litres/an	1	656	2 394 400		47 888 000
Salaires	opérateur	2		5 000	3 280 000	6 560 000		131 200 000
	technicien - maintenancier	2		2 000	1 312 000	2 624 000		52 480 000
Divers	pièces et réparations	1%	an		-	2 127 017		42 540 342
	divers et imprévus (10%)	10%				1 131 102		22 622 034
	Total					**14 836 519**		**296 730 376**

Synthèse :

2 Villages :	**272**	ménages
2 Centrales Hydro :	**120**	kW
2 Genset :	**80**	kVA
Consom. tot. :	**99 280**	kWh/an
Investiss :	**356 664 €**	

Ratio :

Tx utilis. µCH :	**32%**	des kWh
Ratio genset :	**10%**	
Coût kWh :	0,43	€/kWh
Coût kWh :	**280**	FCFA/kWh
Coût kW :	**2 972**	€/kW
Coût inves/mén :	1 311	€/mén

Table 23 : Coût estimatif d'investissement et d'exploitation de Centrale Micro Hydro

- Il y a peu de chances qu'un ménage rural moyen puisse payer un tarif de vente qui soit supérieur à 200FCFA/kWh. Mais dès lors que l'investissement sera (quasi) intégralement pris en charge par le projet dans le cadre de la Facilité Energie (FE – ACP), le tarif sera facilement adaptable à la capacité à payer. Néanmoins une contribution villageoise (coût du branchement et/ou installation intérieure) et une contribution de l'opérateur doivent être intégrées afin de mieux impliquer les bénéficiaires et de fiabiliser l'opérateur.

- Le chiffre d'affaire annuel devrait couvrir au minimum l'ensemble des coûts récurrents et si possible alimenter un fond pour le renouvellement des composants.
- Le tableau suivant (Table 24) montre qu'un taux de rentabilité interne (TRI) acceptable (>15%) peut être obtenu avec une subvention de 80% à l'investissement et avec un tarif de vente de **230F** le kWh (facture moyenne de 6900F/mois). A 90% de subvention, le tarif peut être baissé à **190** FCFA pour maintenir un TRI acceptable.
- Le budget disponible de 400k€ permet de réaliser les 2 sites hydro de chacun 60kW et de desservir 2 localités.

Centrale Micro Hydro (Backup Diesel)

ménages		272							
puissance hydro installée		**120**	kW						
ratio genset diesel		10%							
consommation totale annuel		99	MWh/an						
montant d'investissement clef en mains		234	MFCFA	1,9	M FCFA / kW	=	**2972**	€/kW	
hypothèse de subvention "énergie renouvelable"	80%	187	MFCFA						
montant de fonds propres et prêt		47	MFCFA						
hypothèse de prix de cession du kWh		230	FCFA	@	30	kWh/mois/mén	Facture moyenne :	6900	FCFA/mois

Echéancier des flux économiques en millions de FCFA	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
investissement (part soumise à rentabilité directe)																
équipements installés nets de subvention	47															
valeur résiduelle fin de période																-23
coûts d'opération /maintenance		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
vente d'électricité		23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
flux nets recettes - dépenses	-47	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	31
TRI	**16,1%**															

Table 24 : TRI pour le projet d'une centrale Micro Hydro (10% diesel)

5.1.5 Planning de réalisation

La figure ci-dessous fournit le planning indicatif pour mettre en œuvre un projet microhydro dans 2 localités. Les dossiers d'appel d'offre international (DAOI) peuvent être directement préparé sur base de l'étude de faisabilité disponible (TECSULT).

Projet Micro Hydro	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**
Etude complémentaire																								
Prépar DAO																								
Passation des marchés																								
Livraison équipements																								
Autorisations & licences																								
Réalisation des travaux																								
Réception & mise en œuvre																								
Formation																								
Suivi - évaluation																								

18 mois

Figure 19 : Planning de réalisation du projet Micro Hydro (FE-ACP)

5.2 Projet de gazéification de déchets agricoles

5.2.1 Description du projet

- Le projet consiste à réaliser plusieurs centrales de production locale d'électricité à partir des déchets agricoles de la zone pour alimenter une demi douzaine de villages avoisinants. Le raccordement au réseau est peu envisageable étant donné son éloignement (plus de 10km) et la distance entre les localités.
- Le choix de la zone a été justifié précédemment par la culture abondante de palmiers à huile, produisant la coque de palmiste (noyau du fruit dont la pulpe donne l'huile). Cette source de biomasse est particulièrement énergétique et se récolte de façon relativement régulière au cours du temps, permettant de réduire sensiblement les risques de pénurie de matières premières.

  Une étude précise sur la production annuelle et mensuelle des palmiers à huile pour chaque village, de la qualité des coques et des possibilités de stockage est indispensable avant de pouvoir mettre en œuvre un tel projet. L'étude chiffrera aussi les autres productions agricoles (maïs, …) dont les déchets peuvent aussi être valorisables.
- Le site potentiel pourrait être implanté au cœur de la zone de plantation, autour de la localité principale **Adakplamé**. Cette dernière est située à 12km de Kétou, chef-lieu électrifié de la commune (département Plateau) où passe le réseau MT le plus proche (voir carte figure 15).
- Une série de localités avoisinantes ont été identifiées sur la carte topo 1/200.000 et dans la base de données, mais elles sont relativement dispersées autour de Adakplamé, ce qui encourage à produire localement pour réduire les coûts et les pertes des lignes de transport entre les localités. Ces localités non-électrifiées sont :

Localité	Population	Distance d'Adakplamé	Puissance
Adakplamé	7727	0 km	155 kW
Ewé	4186	2 km	84 kW
Sodji	2139	8 km	43 kW
Dogo	3107	15 km	62 kW
Aguigadji	1195	15 km	24 kW
Iladji	3273	20 km	66 kW
Agonlin-Pahou	1198	25 km	24 kW

Table 25 : Liste des localités potentielles pour le projet biomasse FE – ACP

- Pour le dimensionnement de la centrale de production, on prendra en première approximation une demande de 25 kW par 1000 habitant (soit 150W par ménage). Sur base des données de population disponibles, nous estimons les puissances nécessaires pour chaque localité dans le tableau ci-dessus, en prenant un coefficient de simultanéité de 80%.

  La demande précise en électricité de ces localités ne peut être établie que par une enquête socio-économique détaillée au niveau de chaque localité, tenant compte des besoins des ménages, des infrastructures communautaires mais aussi des activités productives comme la transformation des produits agricoles. L'étude complémentaire proposera les projections de la demande sur au moins 15 ans.
- Les équipements de gazéification les plus performants sur le marché consomment

moins de 1,3 kg de matière première par kWh produit. La masse de déchets nécessaire (après séchage et conditionnement) dépendra du taux d'utilisation de la centrale :

- Continu : ~280 kg / jour / 10kW
- 12h/24 : ~140 kg / jour / 10kW
- 6h/24 : ~70 kg / jour / 10kW

L'étude complémentaire sus-mentionnée devra vérifier l'équilibre - à tout instant de l'année - entre l'offre de déchets et la demande en électricité.

5.2.2 Description des équipements

Le projet propose pour chaque localité une unité de production et un réseau isolé de distribution. Les équipements de production électrique (centrale) sont installés dans un local adéquat. Le réseau de distribution de l'électricité est prévu en basse tension (BT) entre la centrale et les abonnés de la localité.

a) La centrale de production

Elle devra être conçue pour fonctionner 24h/24 et au moins 6,5 jours par semaine.

- Bâtiment : l'emplacement de la centrale sera décidé d'un commun accord avec les villageois pour tenir compte de l'impact sonore des groupes électrogènes et des risques associés au gaz combustible. Les équipements seront installés sur une chape de béton dans un hangar couvert et semi-ouvert pour assurer une bonne ventilation mais muré (max. 2m) afin de contrôler l'accès. La taille du local dépendra de la puissance installée et des exigences du fabricant.
- Pour rappel (voir § 4.3), le procédé standard de gazéification inclut les étapes suivantes :
  - Collecte des déchets agricoles et acheminement (prix d'achat aux paysans)
  - Conditionnement de la matière première (tri, séchage, calibrage, …)
  - Approvisionnement manuel (ou mécanisé) du réacteur
  - Gazéification par pyrolyse dans un réacteur
  - Traitement des gaz (refroidissement, filtration, dessiccation, décontamination,…)
  - Traitement des déchets (cendres, goudrons, …)
  - Compression du gaz
  - Groupe électrogène (100% gaz ou mixte)
- Les équipements nécessaires pour la gazéification de déchets agricoles sont liés au procédé de gazéification et peuvent généralement se résumer ainsi :
  - Décortiqueuse, découpeuse, débiteuse selon la biomasse utilisée
  - Système d'alimentation automatique (facultatif)
  - Unité complète de gazéification comme illustré par le schéma ci-dessous : réacteur multi-sources, avec sa régulation, son traitement des gaz et ses dispositifs de sécurité
  - Systèmes de refroidissement pour le réacteur et le groupe électrogène (pompe, réservoir d'eau, tour de refroidissement, échangeur, …)
  - Compression et stockage du gaz (facultatif)
  - Réservoir diesel pour les systèmes mixtes (facultatif)
  - Groupe électrogène mono ou triphasé (selon la taille)
  - Tableau de distribution BT avec protections sur chaque départ
- A noter que la <u>cogénération</u> peut être facilement envisagée avec ce type d'équipement pour utiliser la chaleur libérée à des fins utiles, en particulier pour le séchage.

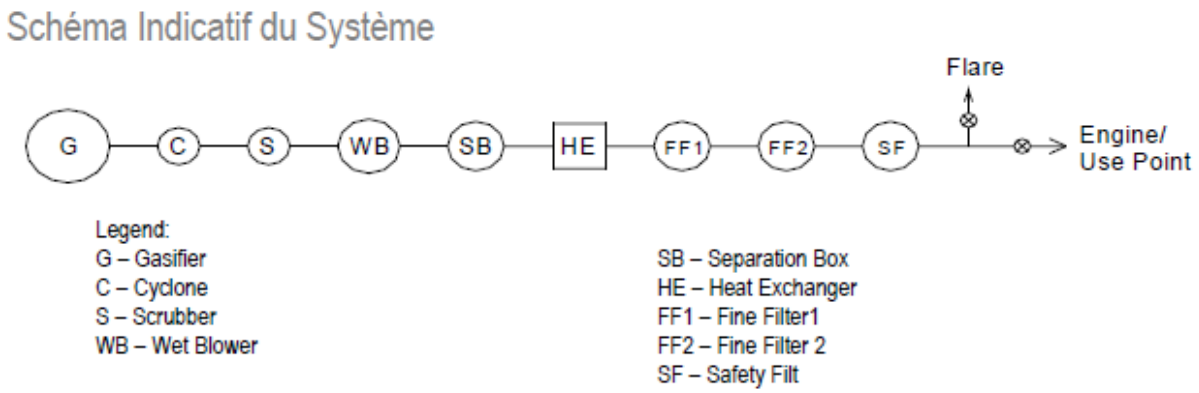


Figure 19b : Schéma indicatif d'une installation de gazéification

b) Réseau de distribution

- Le réseau de distribution est prévu en basse tension (BT) et partira du tableau de distribution de la centrale vers les abonnés de la localité. Plusieurs départs (mono ou triphasé) pourront être prévus selon la configuration de l'habitat et la localisation des points de demandes spécifiques (moulins, agro industrie, …).
  Un relevé cartographique de chaque localité (GPS) est indispensable afin de tracer le réseau de façon optimale.
- Les branchements (compteurs à prépaiement) et installations intérieures de base (min. 2 points d'éclairage et une prise) devront faire partie du projet et respecteront les normes techniques et de sécurité en vigueur au Bénin. Les installations intérieures seront néanmoins à la charge des ménages.

5.2.3 Schéma d'exploitation

- La gestion et l'exploitation d'une micro centrale de gazéification comportent certaines particularités qui nécessitent de trouver le bon candidat-opérateur. Le schéma proposé est celui d'un **fermier** (opérateur privé ou association locale) qui aura les tâches de gérer quotidiennement l'approvisionnement en déchets, de faire fonctionner et d'entretenir la centrale et de gérer les abonnés. Les mensualités recouvrées par l'opérateur devront permettre de rémunérer son équipe, d'acheter le combustible (déchets), de maintenir et réparer les installations et dans la mesure du possible d'alimenter un fond pour les réparations inhabituelles et les renouvellements des composants en fin de vie.
- Il est fortement conseillé d'inclure dans la passation de marché pour la fourniture et l'installation des équipements, un **contrat d'exploitation** avec la mise en place et le contrôle d'une équipe locale compétente.
- La gestion et l'exploitation du réseau de distribution et de la clientèle requièrent d'autres compétences que pour la centrale mais elles devront être assurées par le même opérateur.
- **L'étude complémentaire devra explorer et identifier les ressources humaines fiables, à proximité, et capables d'assurer quotidiennement la gestion des infrastructures et du service électrique. Des formations spécifiques et régulières ainsi qu'un suivi de leurs activités (performances) seront indispensables.**

5.2.4 Analyse économique et financière sommaire

- Les paragraphes précédents ont montré le besoin d'études complémentaires afin de mieux définir et circonscrire le projet biomasse. Une analyse économico-financière

sommaire a été faite ci-dessous pour différentes tailles de centrale de gazéification afin de pouvoir être adaptée plus facilement une fois les données disponibles sur la démographie et la demande des localités.

- L'approche décentralisée du projet biomasse (une centrale par localité) permettra de sélectionner les meilleurs sous-projets et de rester au final dans le budget disponible de la FE – ACP.
- Le tableau 26 fourni le coût estimé pour l'investissement (fourniture, transport et installation) et l'exploitation (consommables, salaires et autres) d'une centrale de gazéification de **50kW** (100% gaz) prévus pour un village standard de **330 ménages**. La simulation est faite pour un service électrique de **12 heures** par jour et pour un prix d'achat du combustible déchet de 6560 FCFA par tonne (ou **10€/t**). Dans ce cas de figure, le **coût de revient du kWh produit** (non actualisé) est de 129 FCFA (**20 €cents**).
- Un groupe électrogène qui fonctionne uniquement avec le gaz produit (syngas) coûte 4 à 5 fois plus cher qu'un groupe conventionnel légèrement adapté pour fonctionner avec gaz et diesel. Cependant le surcoût du diesel va rapidement compenser les économies sur l'investissement. Une étude comparative des coûts de production avec les différentes options (réf. 19-k) a montré que le coût de production (coût de revient du kWh) avec un générateur diesel conventionnel est deux fois supérieur à l'option 100% syngas, tandis qu'avec un système mixte fuel/syngas, il serait autour de 40% plus cher. Le système mixte présente toutefois l'avantage de sécuriser la production indépendamment des aléas d'approvisionnement en déchets et de pannes.

Investissement		Qté	Unité	PU (EUR)	PU (FCFA)	Total (FCFA)	ans	sur 20 ans
Centrale	bâtiment	1			5 000 000	5 000 000	20	5 000 000
	gazéifieur et accessoires	50	kW	1 400	918 400	45 920 000	8	114 800 000
	genset syngas	60	kVA	900	590 400	35 424 000	8	88 560 000
	genset diesel (backup)	-	kVA	200	131 200	-	8	-
	équipements électriques	1		2 000	1 312 000	1 312 000	20	1 312 000
Réseaux	ligne BT	330	mén.	100	65 600	21 648 000	20	21 648 000
	branchements	330	mén.	60	39 360	12 988 800	20	12 988 800
	installation intérieure	330	mén.	-	-	-	20	-
Divers	divers et imprévus (10%)					12 229 280	20	12 229 280
	Total	**50**	**kW**	**4 101**	**€/kW**	**134 522 080**		**256 538 080**

Exploitation (par an)		Qté	Unité	PU (EUR)	PU (FCFA)	Total / an		sur 20 ans
Consom.	déchets	253	ton	10	6 560	1 657 843		33 156 864
	diesel (backup)	-	litre	1	656	-		-
Salaires	opérateur	1		5 000	3 280 000	3 280 000		65 600 000
	techniciens - maintenanciers	3		2 000	1 312 000	3 936 000		78 720 000
Divers	pièces et réparations	2%	an		-	2 445 856		48 917 120
	divers et imprévus (10%)					966 186		19 323 712
	Total	**194 400**	**kWh/an**	**129**	**FCFA/kWh**	**12 285 885**		**245 717 696**

Village :	**330**	**ménages**	
Centrale :	**50**	**kW**	**150 W/ménage**
Service :	**12**	**heures**	
Product. :	**194 400**	**kWh/an**	
Investiss :	**205 064**	**€**	**4101 €/kW**
Coût kWh :	**129**	**FCFA/kWh**	**621 €/mén**
	0,20	**€/kWh**	

Table 26 : Coûts estimatifs d'une centrale de gazéification de 50kW

- Les tableaux suivants (table 27) montrent l'évolution du coût du kWh produit selon que l'on considère le scénario 12h ou 24h de service, d'autres tailles de centrale (entre 10 et 100kW) ou d'autres coûts d'achat des déchets (entre 1300F et 33000F la tonne). Dans la mesure où ce déchet n'est actuellement pas valorisé, sa valeur est très difficile à estimer. Mais on voit que ce paramètre influence modérément le coût final du kWh.
- Il va de soi que le scénario le plus intéressant se produit lorsque la taille de la centrale

est significative, que les abonnés demande un service continu (24h/24), et surtout que toute la production est consommée, facturée et payée ! Le facteur d'utilisation dépendra des courbes de charge de la demande et le tarif final sera établi sur base de la consommation d'énergie finale (facteur d'utilisation et pertes réseau inclus).

Scénario :	service 24h				
Village :	70	170	330	670	ménages
Centrale :	10	25	50	100	kW
Service :	24	24	24	24	heures
Product. :	77 760	194 400	388 800	777 600	kWh/an
Investiss :	48 204	108 704	205 064	401 304	€ (656 FCFA)
Coût kWh :	154	91	69	58	FCFA/kWh

Scénario :	service 12h				
Village :	70	170	330	670	ménages
Centrale :	10	25	50	100	kW
Service :	12	12	12	12	heures
Product. :	38 880	97 200	194 400	388 800	kWh/an
Investiss :	48 204	108 704	205 064	401 304	€ (656 FCFA)
Coût kWh :	299	173	129	108	FCFA/kWh

Déchets :	1 300	3 300	6 600	33 000	FCFA/kg
Village :	330	330	330	330	ménages
Centrale :	50	50	50	50	kW
Service :	12	12	12	12	heures
Product. :	194 400	194 400	194 400	194 400	kWh/an
Investiss :	205 064	205 064	205 064	205 064	€ (656 FCFA)
Coût kWh :	122	125	129	163	FCFA/kWh

Table 27 : Sensibilité du coût du kWh biomasse

- Il y a peu de chances qu'un ménage rural moyen puisse payer un tarif de vente qui soit supérieur à 200FCFA/kWh. Mais dès lors que l'investissement sera (quasi) intégralement pris en charge par le projet dans le cadre de la Facilité Energie (FE – ACP), le tarif sera facilement adaptable à la capacité à payer. Néanmoins une contribution villageoise (coût du branchement et/ou installation intérieure) et une contribution de l'opérateur doivent être intégrées afin de mieux impliquer les bénéficiaires et de fiabiliser l'opérateur.
- Le chiffre d'affaire annuel devrait couvrir au minimum l'ensemble des coûts récurrents et si possible alimenter un fond pour le renouvellement des composants.
- Le tableau suivant (Table 28) montre qu'un taux de rentabilité interne (TRI) acceptable (>15%) peut même être obtenu avec une subvention de 50% à l'investissement et avec un tarif de vente de **155F** le kWh (facture moyenne de 4650F/mois). A 90% de subvention, le tarif peut être baissé à 125 FCFA pour maintenir un TRI acceptable.
- Le budget disponible de 400k€ pourrait permettre de réaliser 4 localités de 25kW en moyenne ou 2 localités de 50kW. Mais une étude complémentaire est indispensable pour sélectionner les sites, s'assurer de la faisabilité du projet et pour approfondir l'analyse économique et financière.

Centrale Biomasse (Gazéification)

ménages		70						
puissance installée		10	kW					
ratio genset diesel		0%						
consommation totale annuel		78	MWh/an					
montant d'investissement clef en mains		32	MFCFA	3,162	M FCFA / kW	4820	€/kW	
hypothèse de subvention "énergie renouvelable"	50%	16	MFCFA					
montant de fonds propres et prêt		16	MFCFA					
hypothèse de prix de cession du kWh		155	FCFA	@ 30	kWh/mois/mén	Facture moyenne :	4650	FCFA/mois

Echéancier des flux économiques en millions de FCFA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
investissement (part soumise à rentabilité directe)																
équipements installés nets de subvention	16															
valeur résiduelle fin de période																-8
coûts d'opération /maintenance		9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
vente d'électricité		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
flux nets recettes - dépenses	-16	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	11
TRI	**16,9%**															

Table 28 : TRI pour le projet d'une centrale Biomasse

5.2.5 Planning de réalisation

La figure ci-dessous fournit le planning indicatif pour mettre en œuvre un projet biomasse dans quelques localités (max. 6). Il intègre l'étude complémentaire nécessaire[24] avant de lancer le dossier d'appel d'offre international (DAOI).

Projet Biomasse	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**
Etude complémentaire																								
Prépar DAO																								
Passation des marchés																								
Livraison équipements																								
Réalisation des travaux																								
Réception & mise en œuvre																								
Formation																								
Suivi - évaluation																								

16 mois

Figure 20 : Planning de réalisation du projet Biomasse (FE-ACP)

[24] Etude complémentaire : 2 mois pour recrutement du bureau et 3 mois pour la réalisation de l'étude

5.3 Projet de centrale solaire hybride

5.3.1 Description du projet

- Le projet solaire proposé dans le cadre de la FE – ACP consiste à réaliser plusieurs petites centrales de production locale d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque, pour alimenter des localités isolées. Ces localités candidates se situent autour de Bouka, chef lieu d'arrondissement dans la commune de Kalalé, dans un rayon de 40km.
- 5 chefs-lieux d'arrondissement ne sont pas électrifiés et leur raccordement au réseau est peu envisageable étant donné leur éloignement (plus de 10km) de même que leur interconnexion. Une dizaine d'autres plus petites localités sont situées dans la même zone (voir carte Fig. 16). Ces localités sont relativement dispersées autour de Bouka, ce qui encourage à produire localement pour réduire les coûts et les pertes des lignes de transport entre les localités
- Par leur taille (500 – 5000 hab.) et la densité de l'habitat, la solution de petite **centrale autonome solaire** ou hybride (20 à 200kWc) est bien appropriée pour alimenter un mini réseau BT dans chaque localité. Les quelques ménages installés en périphérie de la localité pourront bénéficier de **kits solaires** individuels lorsque l'extension du mini réseau n'est plus justifiable économiquement.
- En première approximation, les informations de la base de données (démographie) et des autres données collectées sur le terrain lors de la mission (voir table en Annexe 7.5.3) permettent d'estimer la demande potentielle de chaque localité. Les résultats sont donnés pour certaines localités, dont les 5 chefs-lieux, dans la table 29 ci-dessous :

Localité	Population	Ménage	Distance MT	Puissance max.
Bouka	16000	2670	15-20km	400 kW
Dunkassa	6500	1080	~30km	160 kW
Péonga	3800	630	15-20km	100 kW
Bouanri	5000	830	28km	125 kW
Gnonkourakari	2900	480	~30km	75 kW
Woroumagassarou	850	140	~28km	20 kW
Dougoulaye	750	130	40km	18 kW
Yerimarou	?	?	10-15km	?

Table 29 : Liste de localités potentielles pour le projet Solaire FE – ACP

- Pour le dimensionnement de la centrale de production, on prendra en première approximation une demande de 25 kW par 1000 hab (soit 150W par ménage).
- **La demande précise en électricité de ces localités ne peut être établie que par une enquête socio-économique détaillée au niveau de chaque localité, tenant compte des besoins des ménages, des infrastructures communautaires mais aussi des activités productives comme la transformation des produits agricoles. Un relevé cartographique de l'ensemble des axes et des points de consommation pour chaque localité (GPS) est indispensable afin de tracer le réseau de façon optimale L'étude complémentaire proposera aussi les projections de la demande sur au moins 10 ans.**

5.3.2 Description des équipements

Le projet propose pour chaque localité une unité de production et un réseau isolé de distribution. Les équipements de production électrique (centrale) sont installés dans un local adéquat. Le réseau de distribution de l'électricité est prévu en basse tension (BT) entre la centrale et les abonnés de la localité.

a) La centrale de production

Elle devra être capable de fonctionner 24h/24 et au moins 6,5 jours par semaine.

- Terrain et bâtiment : un terrain suffisant et dégagé devra être mis à la disposition du projet pour le champs de panneaux solaires photovoltaïques (~12-15 m²/kW) sans qu'il n'y ait de risque ultérieur de problèmes fonciers. L'emplacement du local technique sera décidé d'un commun accord avec les villageois pour tenir compte de l'impact sonore du groupe électrogène d'appoint. Les équipements (régulation, onduleur, batterie, groupe électrogène, …) seront installés dans un hangar économique, couvert et semi-ouvert pour assurer une bonne ventilation. Le bâtiment sera muré (max. 2m de hauteur) sur son périmètre afin d'en contrôler l'accès. La taille du local dépendra des équipements à installer.
- Les équipements d'une centrale solaire hybride se résument aux composants suivants :
  - Modules photovoltaïques et supports (au sol sur terrain non ombragé)
  - Câblage DC et protections entre le champ de module et le local technique
  - Parc de batteries pour le stockage
  - Unités de régulation, de conversion DC/AC et de contrôle
  - Tableau de distribution BT avec protections sur chaque départ
  - Groupe électrogène mono ou triphasé (selon la taille[25])
  - Réservoir diesel pour les systèmes mixtes (facultatif)

b) Réseau de distribution

- Le réseau de distribution est prévu en basse tension (BT) et partira du tableau de distribution de la centrale vers les abonnés de la localité. Plusieurs départs (mono ou triphasé) pourront être prévus selon la configuration de l'habitat et la localisation des points de demandes spécifiques (moulins, agro industrie, …).
- Les branchements (compteurs à prépaiement) et installations intérieures de base (min. 2 points d'éclairage et une prise) devront faire partie du projet et respecteront les normes techniques et de sécurité en vigueur au Bénin.

c) Kits solaires individuels

- Pour les ménages dispersés et éloignés du centre du village (à plus d'1 km), il est souvent plus économique de proposer un kit solaire de 20Wc ou 50Wc[26] à titre de pré-électrification. Ils doivent cependant bien être informé sur la différence de qualité du service qui sera fournie par leur système pour un tarif forfaitaire plus élevé.

[25] En règle générale, il est recommandé de distribuer l'électricité en triphasé pour les localités de plus de 1000 habitants.

[26] Un kit de 20Wc permet l'utilisation de 2 lampes économiques, d'une radio et d'une recharge de téléphone. Pour l'utilisation d'une petite TV couleur en plus des équipements précédents, il faut des kits d'au moins 50Wc.

5.3.3 Schéma d'exploitation

- La gestion et l'exploitation d'une centrale solaire sont relativement aisées mais nécessitent néanmoins de trouver un opérateur fiable et compétent. Le schéma proposé est celui d'un **fermier** (opérateur privé ou association locale) qui aura les tâches de surveiller quotidiennement le bon fonctionnement de la centrale, de faire fonctionner le groupe électrogène lorsque la demande le justifie, d'entretenir les équipements[27] de la centrale.
- L'opérateur aura aussi à sa charge la gestion et l'exploitation du réseau de distribution, l'entretien des éventuels kits solaires dans le périmètre d'action ainsi que la clientèle (réseau et kits). Les mensualités recouvrées par l'opérateur devront permettre de rémunérer son équipe, d'acheter le combustible (diesel), d'entretenir ou de réparer les équipements. Idéalement les recettes devraient aussi permettre d'alimenter un fond pour les réparations inhabituelles et les renouvellements des composants en fin de vie.
- Il est fortement conseillé d'inclure dans la passation de marché pour la fourniture et l'installation des équipements, un **contrat d'exploitation** de minimum 2 ans avec la mise en place et le contrôle d'une équipe locale compétente. Un opérateur pourra gérer plusieurs centrales et localités à proximité pour améliorer la rentabilité de son activité (densification de sa clientèle).
- **L'étude complémentaire devra explorer et identifier les ressources humaines fiables, à proximité, et capables d'assurer quotidiennement la gestion des infrastructures et du service électrique. Des formations spécifiques et régulières ainsi qu'un suivi de leurs activités (performances) seront indispensables.**

5.3.4 Analyse économique et financière sommaire

- L'analyse économico financière sommaire est proposée ci-dessous pour différentes tailles de centrale solaire afin de pouvoir adapter plus facilement une fois les données disponibles sur la démographie et la demande de chaque localité (voir étude complémentaire).
- L'approche décentralisée du projet solaire (une centrale par localité) permettra de sélectionner les meilleurs sous-projets et de rester au final dans le budget disponible de la FE – ACP.
- Le premier tableau 30 ci-dessous fourni les hypothèses (sur la demande et sur l'offre) pour le dimensionnement de 4 centrales de tailles différentes pouvant répondre à la demande de nos villages candidats. La simulation a été faite pour un système hybride (solaire avec backup diesel) où la production d'énergie d'origine thermique n'excède pas 20% du total produit.

[27] L'entretien des équipements se limite essentiellement au nettoyage des modules tous les 3 mois, à l'entretien de la batterie tous les 3-6 mois, à l'entretien du groupe électrogène et à l'approvisionnement en combustible.

	Demande					
Localités	Population	Ménage	Puis. Unit.	Cons. Unit.	Puis. Max	Cons.Tot.
Catégorie	#	#	W/mén	Wh/jr/mén	kW	kWh/jr
Village A	900	**150**	150	1000	18	**150**
Village B	3000	**500**	150	1000	60	**500**
Village C	6000	**1000**	150	1000	120	**1000**
Village D	12000	**2000**	150	1000	240	**2000**

Hypothèses :

Puis. moy.	25	W/hab
Cons. moy.	60	kWh/an/hab
Compos. mén.	6	hab/mén
Coef. simul.	80%	

Calculs :

150	W/mén
30	kWh/mois/mén
1000	Wh/jr/mén

	Offre					
Localités	Energie solaire requise	Puiss. solaire requise	Ratio énergie genset	Energie genset requise	Puiss. genset requise	Consom. diesel
Catégorie	kWh/jr	kWc	%	kWh/jr	kVA	litres/an
Village A	180	**30**	20%	33,3	**11**	4 020
Village B	620	**110**	20%	111,1	**35**	13 380
Village C	1230	**220**	20%	222,2	**70**	26 770
Village D	2460	**450**	20%	444,4	**140**	53 530

Hypothèses :

5,5	kWh/m²/jr (rayon. solaire)
4,0	h/j (durée fonct. genset)
0,33	l/kWh diesel
85%	effet température
85%	rendement batterie
90%	rendement onduleur
90%	rendement du genset
80%	cos phi

Table 30 : Hypothèses et dimensionnement de centrales solaires PV

- Le tableau suivant (table 31) fourni le résultat des estimations de coûts pour l'investissement (fourniture, transport et installation) et l'exploitation (consommables, salaires et autres) d'une centrale solaire hybride de 30kWc (avec backup diesel) répondant à la demande d'un village d'environ 150 ménages. Dans ce cas précis de simulation, le **coût de revient du kWh produit** (non actualisé) est de **451 FCFA** (0,69 €).
- Le **coût d'investissement** d'un système hybride pour cette taille de village (900 hab.) est proche du budget disponible (400k€) du projet et l'on peut donc conclure que l'électrification solaire de localités isolées de plus de 1000 habitants, en particulier les chefs-lieux intéressants, ne pourront être financées qu'avec des budgets plus conséquents.
- A noter qu'un groupe électrogène coûte 5 à 10 fois moins cher qu'un générateur solaire. Cependant le surcoût de l'exploitation du générateur diesel va rapidement compenser les économies sur l'investissement. Le coût de revient (non actualisé !) de l'option 100% diesel (sans solaire) serait de 431 FCFA/kWh pour répondre à la demande de la même localité (150 ménages). (Voir aussi table 32).

Investissement		Qté	Unité	PU (EUR)	PU (FCFA)	Total (FCFA)	ans	sur 20 ans
Centrale	bâtiment	1			5 000 000	5 000 000	20	5 000 000
	générateur PV	30	kWc	6 000	3 936 000	118 080 000	20	118 080 000
	batterie	30	kWc	2 500	1 640 000	49 200 000	8	123 000 000
	genset diesel (backup)	11	kVA	1 000	656 000	7 216 000	10,3	14 047 147
	équipements divers	1		2 000	1 312 000	1 312 000	20	1 312 000
Réseaux	ligne BT	150	mén.	100	65 600	9 840 000	20	9 840 000
	branchements	150	mén.	60	39 360	5 904 000	20	5 904 000
	installation intérieure	150	mén.	-	-	-	20	-
Divers	divers et imprévus (10%)	10%				19 655 200	20	19 655 200
	Total	**30**	**kWc**	**10 986**	**€/kWc**	**216 207 200**		**296 838 347**

Exploitation (par an)		Qté	Unité	PU (EUR)	PU (FCFA)	Total / an		sur 20 ans
Consom.	diesel (backup)	4 020	litres/an	1	656	2 637 120		52 742 400
Salaires	opérateur	1		5 000	3 280 000	3 280 000		65 600 000
	technicien - maintenancier	1		2 000	1 312 000	1 312 000		26 240 000
Divers	pièces et réparations	1%	an		-	1 965 520		39 310 400
	divers et imprévus (10%)	10%				655 752		13 115 040
	Total	**54 750**	**kWh/an**	**451**	**FCFA/kWh**	**9 850 392**		**197 007 840**

Village :	**150**	ménages
Ratio genset :	**20%**	
Centrale PV :	**30**	kWc
Genset :	**11**	kVA
Consom. tot. :	**54 750**	kWh/an
Investiss :	**329 584 €**	

Ratio :

Coût kWh :	0,69	€/kWh
Coût kWh :	**451**	FCFA/kWh
Coût kWc :	10 986	€/kWc
Coût inves/mén :	2 197	€/mén

Table 31 : Coûts estimatifs d'une centrale solaire de 30kWc

- Le projet propose d'inclure un groupe électrogène dans l'investissement qui aura comme but d'apporter une plus grande souplesse dans le fonctionnement de la centrale et d'améliorer la fiabilité du service en cas de forte demande ou de faible ensoleillement exceptionnel. Cet apport permet aussi de réduire l'investissement au niveau du générateur solaire (moins de modules PV et batterie réduite) mais la présente analyse sommaire ne simule pas ce niveau de détail ; le coût d'investissement solaire est maintenu constant quel que soit le taux d'apport en énergie thermique.
- Le tableau (table 32) montre d'une part l'effet de taille de la centrale sur le coût de revient du kWh, et d'autre part l'effet de la part en énergie thermique ; une centrale 100% thermique coûterait 5 à 10 fois moins cher qu'une centrale 100% solaire mais pour un coût de revient de son kWh (non actualisé) seulement 15% inférieur. Le calcul plus précis (avec actualisation, etc.) devra permettre de définir le seuil à atteindre ou à ne pas franchir en terme d'utilisation du groupe électrogène afin d'optimiser la rentabilité de l'affaire.

Village :	150	500	1 000	2 000	ménages
Ratio genset :	20%	20%	20%	20%	
Centrale PV :	30	110	220	450	kWc
Genset :	11	35	70	140	kVA
Product. :	54 750	182 500	365 000	730 000	kWh/an
Investiss :	329 584 €	1 165 584 €	2 320 584 €	4 724 084 €	
Coût kWh :	0,69	0,62	0,60	0,60	€/kWh
Coût kWh :	451	407	396	393	FCFA/kWh
Coût kWc :	10 986	10 596	10 548	10 498	€/kWc
Coût inves/mén :	2 197	2 331	2 321	2 362	€/mén

Village :	500	500	500	500	ménages
Ratio genset :	0%	20%	50%	100%	
Centrale PV :	140	110	70	0	kWc
Genset :	0	35	87	174	kVA
Product. :	182 500	182 500	182 500	182 500	kWh/an
Investiss :	1 407 584 €	1 165 584 €	848 784 €	289 984 €	
Coût kWh :	0,65	0,62	0,60	0,55	€/kWh
Coût kWh :	426	407	393	360	FCFA/kWh
Coût kWc :	10 054	10 596	12 125	-	€/kWc
Coût inves/mén :	2 815	2 331	1 698	580	€/mén

Table 32 : Sensibilité du coût du kWh (solaire – mixte – thermique)

- **Cette brève analyse ne donne qu'un avant goût du potentiel de développement des centrales solaires au Bénin. Il faut bien sûr considérer une autre série d'avantages que présente la solution solaire comparée à la centrale thermique isolée dans les régions retirées du pays.** Les conditions climatiques et les accès routiers difficiles pour l'approvisionnement en carburant, les coûts récurrents de la maintenance et des réparations, la mobilisation continue d'un personnel qualifié, les nuisances sonores et environnementales, etc. sont autant de contraintes et de surcoût pour les centrales thermique.
- L'alternative d'une centrale solaire avec un groupe électrogène d'appui ou de secours permet de s'affranchir d'une grande partie des problèmes associés aux centrales thermiques ; économie significative de carburant combinée à une plus grande souplesse de fonctionnement.

- Le dernier tableau ci-dessous (table 33) calcule le taux de rentabilité interne (TRI) pour une centrale solaire de 30kWc couplée à un groupe électrogène de 11kVA ne fournissant pas plus de 20% de la production énergétique. La subvention a été portée à 90%, considérant que les 10% restant constitue la contribution villageois et de l'opérateur[28]. En prenant un tarif moyen de **245 FCFA/kWh**, ce qui représente une facture moyenne par ménage de 7350 FCFA/mois, le TRI est de **15,5%** avec une subvention quasi totale sur l'investissement. En réduisant la consommation de fuel à 0 (100% solaire), le tarif moyen ne peut raisonnablement (TRI >15%) pas descendre en dessous de 220 FCFA.

[28] Une contribution villageoise (coût du branchement et/ou installation intérieure) et une contribution de l'opérateur doivent être intégrées afin de mieux impliquer les bénéficiaires et de fiabiliser l'opérateur

- **En conclusion, le budget disponible de 400k€ pourrait permettre de financer l'investissement d'une centrale de 30-40 kWc alimentant une petite localité comme Woroumagassarou ou Dougoulaye. Toutefois, il est primordial d'évaluer correctement la capacité financière des ménages et leur volonté de payer un tarif moyen autour des 200 FCFA/kWh afin de s'assurer de la pérennité du projet. Pour alimenter un chef-lieu comme Gnonkourakari, il faudrait une centrale de 130 kWc, soit 1.500k€ d'investissement !**

Centrale Solaire Hybride (Photovoltaïque - Diesel)

ménages		150							
puissance crête installée		30	kWc						
ratio genset diesel		20%							
consommation totale annuel		55	MWh/an						
montant d'investissement clef en mains		216	MFCFA		7,2	M FCFA / kWc			
hypothèse de subvention "énergie renouvelable"	90%	195	MFCFA		**11,0**	**€/Wc**			
montant de fonds propres et prêt		22	MFCFA						
hypothèse de prix de cession du kWh		245	FCFA	@	30	kWh/mois/mén	Facture moyenne :	7350	FCFA/mois

Echéancier des flux économiques en millions de FCFA	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
investissement (part soumise à rentabilité directe)																
équipements installés nets de subvention	22															
valeur résiduelle fin de période																-11
coûts d'opération /maintenance		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
vente d'électricité		13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
flux nets recettes - dépenses	-22	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	14

TRI	**15,5%**

Table 33 : TRI pour le projet d'une centrale solaire de 30kWc (10% diesel)

5.3.5 Planning de réalisation

La mise en œuvre du projet solaire prédéfini ci-dessus requiert un complément d'étude pour mieux cerner la demande et dimensionner plus exactement la centrale avant le lancement du dossier d'appel d'offre international (DAOI). La figure ci-dessous fournit le planning indicatif pour mettre en œuvre le projet solaire dans quelques localités (max. 6).

Projet Solaire PV	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**
Etude complémentaire																								
Prépar DAO																								
Passation des marchés																								
Livraison équipements																								
Réalisation des travaux																								
Réception & mise en œuvre																								
Formation																								
Suivi - évaluation																								

15 mois

Figure 21 : Planning de réalisation du projet Solaire (FE – ACP)

6 Conclusions et recommandations

La présente étude a montré dans sa première partie le large potentiel existant à travers tout le Bénin en énergie hydroélectrique, en biomasse et en énergie solaire. Chacune des filières présente ses avantages et ses inconvénients et mérite d'être développée à l'échelle nationale, malgré certaines expériences passées peu concluantes. Il ne s'agit en aucun cas de recommander plus une source ou une technologie qu'une autre ; la complémentarité des sources d'énergie renouvelable est une réalité et un atout, même si la rentabilité économique de chaque filière peut s'avérer très différente.

La promotion de filières ENR, y compris l'éolien, nécessite avant tout un meilleur diagnostic du potentiel (vérifications et mesures sur le terrain) par une expertise reconnue et l'élaboration d'une véritable stratégie à l'échelle du Bénin.

Dans la deuxième partie de l'étude, un projet ENR a été proposé pour chacune des filières pertinentes avec le souci d'une mise en œuvre rapide de systèmes de production électriques fiables, pérennes et réplicables. Le tableau de synthèse ci-dessous souligne les fortes différences en terme de rentabilité économique entre les 3 projets ENR proposés.

Les centrales biomasse sont de loin plus attrayantes, avec une rentabilité interne (TRI) acceptable, même sans subvention à l'investissement. Pour maintenir un TRI relativement similaire pour les autres filières, il a fallu augmenter les tarifs **et** les subventions sur l'investissement pour les centrales hydro et encore plus pour les centrales solaires.
Il ressort aussi du même tableau que pour un investissement semblable, l'on ciblera 1,5 fois moins de ménages avec l'hydro et 3 fois moins avec la centrale solaire.

	Puiss.	Mén.	Diesel	Investiss. (€)	Coût de revient F/kWh	Subv.	Tarif (F/kWh)	TRI
Biomasse	2x50kW	660	0%	410.000€	129	50%[29]	155	16,9%
Hydro	2x60kW	272	10%	357.000€	280	80%	230	16,1%
Solaire	1x30kWc	150	20%	330.000€	451	90%	245	15,5%

Table 34 : Tableau de synthèse des projets ENR pour la FE-ACP

Le choix de l'investissement possible dans le cadre du **budget de 400k€** de la Facilité Energie (FE-ACP) ne dépend pas uniquement de la rentabilité économique mais aussi de l'état d'avancement des études préalables et de la durée de mise en œuvre des réalisations (qui doivent se faire avant la fin 2011).

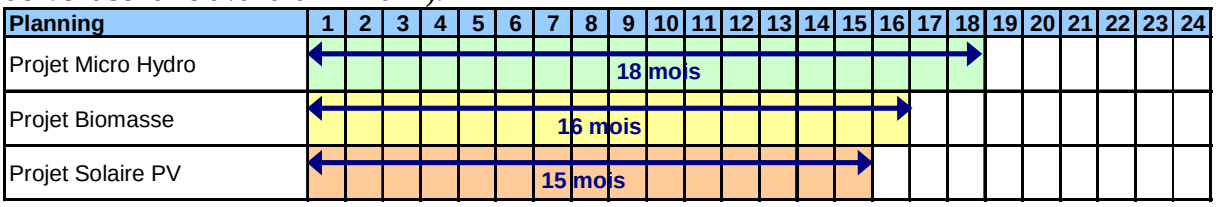


Figure 22 : Synthèse des plannings des 3 projets proposés (FE – ACP)

[29] Dans l'hypothèse où le coût d'achat des déchets (coque de palmiste) est de l'ordre de **7000 FCFA la tonne**.

Si le **projet Biomasse** semble le plus attractif en terme de rentabilité et de planning, il est cependant le moins avancé en terme d'étude. Une sérieuse étude de préfaisabilité avec une visite sur le terrain est nécessaire avant de valider ce choix.
Le **projet Micro Hydro** reste une solution séduisante, bien qu'assez chère (basse chute), qui répond à beaucoup d'attente au niveau politique et qui va dans la continuité de l'étude de faisabilité détaillée qui vient de se terminer ; il faut seulement veiller à respecter le calendrier d'exécution pour terminer les travaux avant la fin 2011.
Enfin, le **projet Solaire** offre la technologie certes la plus chère mais qui offre une solution alternative lorsque les autres ressources (biomasse et hydroélectricité) ne sont pas disponibles pour produire de l'électricité de façon continue et fiable. C'est certainement la solution qui répond au besoin du plus grand nombre de localités isolées. Sa mise en œuvre nécessite aussi au préalable une étude plus détaillée sur la demande.

L'arbitrage final est laissé au GTC dans le cadre du « Programme d'électrification rurale par raccordement au réseau SBEE » en fonction de ses priorités et de son appréciation des résultats de la présente étude.

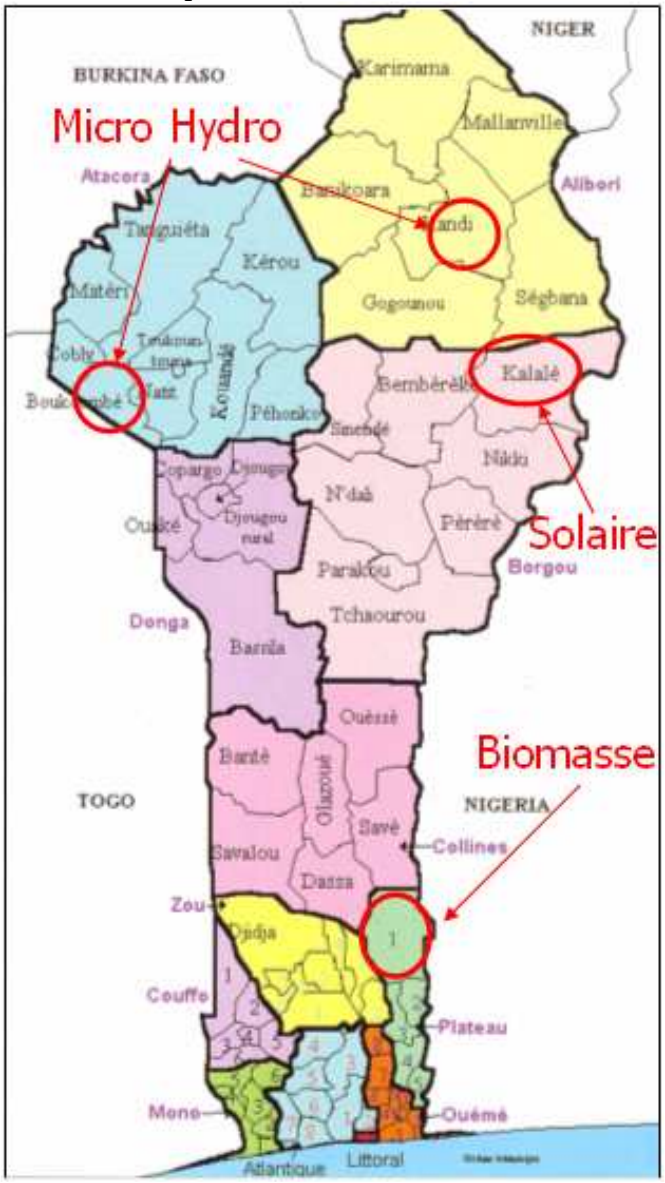


Figure 23 : Carte de localisation des projets proposés (FE – ACP)

7 Annexes

7.1 TDR et déroulement de la mission

7.1.1 Termes de références

Proposition technico-économique de localités à électrifier par systèmes ENR

Sur la base d'un budget disponible (de l'ordre de 400 k€), le prestataire fera des propositions techniques et financières d'électrification de localités par systèmes d'énergies renouvelables.
Dans le cas de l'hydroélectricité, la biomasse, le petit éolien ou les recharges de batterie pour élargir la zone d'impact d'une zone électrifiée, les localités choisies pourront faire partie aussi bien du périmètre réseau interconnecté que hors réseau.
Sera également considéré le solaire photovoltaïque mais pour des localités qui ne risquent pas d'être en concurrence avec le réseau interconnecté à l'horizon de 7 ans.
Le choix des localités bénéficiaires sera justifié selon les critères suivants :

- Disponibilité de la ressource
- Impacts socio-économiques
- Adéquation avec la demande
- Rentabilité financière
- Facilité d'exploitation
- Interaction avec le réseau national : concurrence, facilité de raccordement, soutien de tension, etc.
- Le prestataire pourra compléter cette liste de critère.

Le prestataire détaillera les éléments suivants :

- équipements : éléments, types, estimation des puissances installées et des productibles
- Contraintes organisationnelles et environnementales. Propositions de solutions.
- Proposition des différentes options pour l'exploitation et la maintenance des installations. Analyse des avantages et inconvénients des pratiques existantes.
- Estimation des frais d'investissement pour les équipements et les travaux
- Estimation des frais d'exploitation et de maintenance
- Proposition d'un planning de réalisation
- Analyse financière sommaire

7.1.2 Déroulement de la mission du Consultant (I.E.D.)

Date	Lieu	Objet
15-23/11	Siège IED	Collecte documents de base par email et lecture préparatoire
Lu 23/11	CTN	Arrivée à Cotonou (CTN)
Ma 24/11	CTN	Réunion de cadrage avec équipe IED locale Réunion de cadrage avec équipe GTZ Réunion de cadrage avec équipe UGP
Me 25/11	CTN	Analyse Base de Données et SIG Collecte données complémentaires (carto, hydro, pluvio, …) Réunion avec Agossou (DGE) : revue projets ENR
Je 26/11	CTN	Réunion hebdomadaire UGP (présentation de la mission)
Ve 27/11	CTN	Férié (travail de localisation spatiale des projets et potentiels)
Sa 28/11	Littoral	Férié (visite de localités lacustres)
Di 29/11	CTN	Férié (travail de localisation spatiale des projets et potentiels)
Lu 30/11	CTN	Réunion de travail avec Dagan (ABERME) Réunion avec Agossou (DGE) Lecture rapports complémentaires (Tecsult, …)
Ma 1/12	CTN	Réunion de travail avec Dagan (ABERME) Analyse du potentiel et localisation spatiale
Me 2/12	CTN	Réunion de travail avec Dagan (ABERME) Analyse du potentiel et localisation spatiale Achat des cartes topo
Je 3/12	CTN	Analyse du potentiel et localisation spatiale Réunion hebdomadaire UGP (présentation avancement)
Ve 4/12	CTN	Réunion avec M. Badarou (DC – MEE) Départ terrain : Cotonou → Parakou
Sa 5/12	Borgou	Visites de terrain : Bétécoucou, Bouanri, Gnonkourakari, Woroumagassarou, Bouka, Kourel → Parakou
Di 6/12	Alibori	Visites de terrain : Dougoulaye + rivières Bouli & Tassiné → Kandi
Lu 7/12	Atacora	Visites de terrain : Kérou + 3 sites sur rivières Mékrou et Yaourou → Parakou
Ma 8/12	Borgou	Visites de terrain : Okpara, Yérimarou + rivières Nano, Sui → Vossa
Me 9/12	Collines Mono	Visites de terrain : rivières Beffa et Ouémé (Bassin versant) Visites de terrain : Gohomé → Cotonou
Je 10/12	CTN	Réunion M. Gomihoue (ABERME) Réunion M. Kidjo (Delta Construction) Réunion M. Assogba (DGE) Réunion GTZ – IED Départ de Cotonou → Yaoundé
16-31/01	YND	Préparation du rapport provisoire

7.2 Liste des contacts

- Tableau des « acteurs ENR »

N° ordre	Nom de la structure	Type de structure	Nom du responsable	Adresses :	Téléphone	Année de création	Domaines de compétence	Types d'actions ou travaux réalisés ces dernières années
1	CVSFEB / AZOWENOUGBOYA	Association ?	ADJADOGBEDJI Sébastienne	072 BP 179		1983	Les énergies domestiques (foyers économiques)	1) Innovation dans mon domaine 2) Vulgarisation des foyers économiques 3) Diffusion et commercialisation 4) Formation des jeunes et des femmes des villages
8	CVSFEB / AZOWENOUGBOYA	Association ?	CECIDEC - Rudas	01BP1800 Porto-Novo		(1993) création	Energies Renouvelables	Développement de techniques simples d'exploitation
15	Association pour le développement des Initiatives locales	Association ?	CHACHA M. Rigobert	1870 Porto-Novo		#######	Intermédiation sociale dans le secteur eau et assainissement	1) Innovation dans mon domaine
16	Groupe de recherche et d'action pour le bien-être au Bénin	Association ?	OUSSOU LIO Appolinaire	13 AVRANKOU		1996 création du	Energie Renouvelable et Protection des écosystèmes menacées	Techniques simples d'exploitation à moindre coût des
2	DDMEH/Z-C, chef service Energie	Institution	CHABI Marc	BP 26 Bohicon			Mines, Energie et Eau (suivi de la situation énergétique	Suivi de la situation énergétique dans le zou et les collines,
5	OFEDI (Organisation des Femmes pour la gestion de	ONG	DOSSOU Bernadette Gléhouenou	04 BP 1530 Cotonou		1994	biomasse-énergie, gestion environnement,	Plantations de bois de feu pour produire l'énergie
10	Centre SONGHAÏ	ONG	NZAMUTO Godfray	597 Porto - Novo		1985	Agriculture intégrée durable (production végétale, production	
11	ACD/ONG	ONG	Barnabé K. ANAGO	01 BP 2552 RP COTONOU		06 mai 2000 et engfregis	Développement, solidarité et promotion des acteurs	
12	NATURE TROPICALE ONG	ONG	Joséa BODJRENOU - DOSSOU	06 BP 1015 PK 3 COTONOU	95409414	1995	Energies Renouvelalbles (Energie Solaire)	Promotion des énergies solaires, fabrication de régulateur PV
13	The Hounger Project - Bénin	ONG	DJOHOSSOU Pascal	07 BP 1152 COTONOU		mars 1997	Energies renouvelalbles, communautaires	Infrastructures Socio Communautaires dans nos
14	ONG / AVDAH	ONG	HOUNTONDJI Antoine	06 BP 2600		juillet 1997	Développement Hygiène - assainissement en eau potable	structures d'intermédiation sociales en milieu rural et milieu urbain
17	PER-ESA ONG	ONG	DOVONOU Patrice ASSOGBA K. Gauthier	10 BP 1181 COTONOU		2006	valorisation des énergies nouvelles Protection de l'environnement	
19	WEVONA	ONG	Jean-Marie De Souza - 00 33 6 07 33 33 91 - jmdesouza@wanadoo.fr desouzajm@orange.fr	Lot 32 PH N'Gbeho Godomey - Cotonou - (+229) 98 34 01 41			lanternes solaires (Elixo 10 LED + 3xAA = 49€)	
20	GERES	ONG	Olivier Munos	Abomey a.munos@geres.eu	95875156-97155928			Plateformes multifonctionnelles, huile brute de Jatropha
3	ENERDAS	PME	DAHITO Faustin	02BP8155 Cotonou		1986	Energie solaire, thermique, hydraulique	Electrification rurale
4	ETS ESSOR Ingenierie	PME	ZOHOU Rémy	BP 1761 Calavi		2004	Eau, Energie, Environnement, Génie Civil, Mines	Etudes et contrôle pour la réalisation d'adduction d'eau
6	Société Africaine des Travaux de Montage,	PME	Lucien DAZOGBO	01 BP 7153		2005	Travaux et fournitures électrification - Eau-	Construction de réseaux électriques
7	MIERT	PME	Monsieur EBO Félix	07 BP 1244 Cotonou miert_benin@yahoo.fr	21325010-95953859	2001	Etudes techniques contrôles pilotage maîtrise d'œuvre	Références en plate forme multifonctionnelle
9	CETRA (Conseils Etudes Travaux)	PME	Germain B. AKINDES	01 BP 2029 COTONOU		1992	Bureau d'Etudes - Ingénieurs Conseils (Infrastructures d'énergie	Contrôles d'exécution d'infrastructures de transport et de
18	SOLARISS-Ing	PME	Siaka MALIKY-DJAMIYOU	05 BP 24522 Cotonou			Systèmes énergétiques solaires : équipement – confort thermique dans l'habitat - transfert	

- Tableau des Contacts de la mission (**en gras** les personnes rencontrées)

Nom du responsable	Nom de la structure	Fonction	Téléphone	Email	Domaines de compétence
François Carme	GTZ (PDDC)	Conseiller Energie	97590045	francois.carme@gtz.de	
Yvon Dossa	GTZ		96723082	yvon.dossa@gtz.de	
Jean-Paul Ahoyo (*)	SBEE	Dir. Etude et Plani	90941586 95360006	jeanpaulahoyo@yahoo.fr	
Gildas Bankole (*)	SBEE		95957236	bygildas@yahoo.fr	
Linda SOHO-YEHOUENOU (*)	SBEE			linso100106@yahoo.fr	
Rodrigue YEHOUNME (*)	SBEE			rodrygue@yahoo.fr	
Zacharie Eoulam	ABERME	Directeur Général	21313868		
Justin Gomihoue	ABERME	Directeur El. Rur.	90027265 98406807		ENR
Bertin Dagan (*)	ABERME		90036148 95570879 93707663		ENR
Orou Fico Florent (*)	ABERME	Socioéconomiste			PV …
Raoufou Badarou	MEE	Directeur Cabinet	97726675	badaraouf@yahoo.fr	biomasse
Zannou Evariste Agossou	DGE	Direct. Electricité	97141434	agosevar@yahoo.fr	ER
Clément Bill Akouedenoudje	DGE		95712045 97817060	bill.akoue@yahoo.fr	biomasse
Herbert Kouletio	DGE		97697885		
Daniel Assogba	DGE		97601964	d_assogba@yahoo.fr	hydro
Antoine Gohoungosso	DG Eau, Service hydrolog.	Données hydro	97871099	_	hydrologie
Aurélien	DG Eau, Service hydrolog.	Carto et SIG		aureltoss@yahoo.fr	SIG
?	IGN				
Avossé	ASECNA, service météo	données météorol.	97577448		
Abel Kidjo	Delta Construction Bénin	Directeur – représ. Iltis-Novis	95956494	abelkidjo@yahoo.fr	biomasse
Olivier Bayer	Aktion Pro Humanitat	représentant résident – Gohomé	95401481	ongaph@yahoo.fr	Angkur gazéïfieur
Dieudonné Bouba	Aktion Pro Humanitat	Assist. – Gohomé	97766665		
Marc Yetondji	Centre de maintenance (Hon)	Coordinateur local – ABED	97818576		PV

7.3 Liste des références

7.3.1 Général

(1) Schéma Directeur de l'électrification rurale
(2) Politique d'électrification rurale du Bénin, DGE, juin 2006
(3) Politique et Stratégie Energétique du Bénin, DGE, déc 2008
(4) Tableau de Bord de l'Energie au Bénin (TBE), DGE, 2006
(5) Le Code de l'Electricité en République du Bénin, DGE, …
(6) Programme d'Actions pour l'Electrification des Localités Rurales, ABERME, juin 2006
(7) Dossier – Energie électrique au Bénin, Iltis, février 2008
(8) Energies renouvelables au Bénin, B. Dagan, 2008
(9) Base de données du Bénin, I.E.D. (sous Manifold)
(10) Rapport de campagne : Pluviométrie 2001, Catch/Bénin, 2002
(11) Régionalisation des caractéristiques des régimes pluviométriques ponctuels béninois, Service Hydrologie, Bénin, 1992

7.3.2 Hydro

(12) Etude de faisabilité de micro-centrales hydroélectriques au Bénin, Tecsult, juin 2009

(13) Liste 85 sites potentiels de micro et petite hydro, DGE

7.3.3 Biomasse

(14) Etude de faisabilité d'une unité pilote de gazéification de résidus agricoles (Bouca), ILTIS-UEMOA, oct. 2008
(15) Production de biogaz à Songhaï, Centre Songhaï, Oct 2005
(16) Etude de faisabilité de production de biogaz, SNV Bénin, déc 2008
(17) « Le biogaz au Bénin, c'est possible ! », Le Municipal, oct. 2009
(18) Composante Gestion Rationnelle de la Biomasse - Energie et des Energies de Substitution (GERBES),
(19) Autres références générales sur le WEB :
   a. http://www.ruralcostarica.com/biodigester.html
   b. Manuel d'installation d'un biodigesteur (Vietnam) http://nrjrealiste.fr/biogaz/Biogaz_tropical.pdf
   c. http://www.xylowatt.com/
   d. Biomass gasification for rural electrification http://www.adb.org/Documents/events/2008/ACEF/Session18-Pathmasiri.pdf
   e. Biomass Power Generation in India http://gasifiers.bioenergylists.org/gasdoc/abe/IndiaBioSummary050721Web.pdf
   f. Rural Electrification with rice husk gasifier in Myanmar (EIE) http://www.dgs.de/fileadmin/files/REEPRO/International_projects/Biomass_Rural_Electrification_with_rice_husk_gasifier_in_Myanmar.pdf
   g. Biomass Gasification for Rural Electrification and Power Supply. Cambodia, SME Renewable Energy Ltd, June 2007 http://www.recambodia.org/Downloadable/ruralngo/2007June25Presentation/SME_Tony_Knowles_Gasification.pdf
   h. Using Biomass Gasification, Tata Power – India (presentation)

http://cleantech.com/documents/forums/2009/xxiv_delhi/presentations/speakers/Avinash_Patkar16OCT.pdf

i. Micro Biomass Gasification for rural electrification in Malaysia http://www.renew.com.my/downloads/SPEAKERS%20PDF%20FILE/Top%20Rank%20-%20yong%20tzen%20wae.ppsx
j. General web site on Biomass Gasifier, USA http://www.biomassgasifier.com
k. Biomass Gasification : A Solution for Madagascar Power and thermal needs, Bionerr, July 2009
l. Brochures et spécifications techniques du matériel de gazéification Ankur, Novis, www.novis.de et www.iltis.de

7.3.4 Solaire

(20) « Projet de création d'un centre de formation de techniciennes solaires en milieu rural au Bénin », ABED ONG, Christèle Adedjoumon, Oct. 2009
(21) « Electrification du village de Hon par 2 femmes semi lettrées », ABED ONG.

7.3.5 Autres

(22) « Petit éolien », revue Systèmes Solaires, n°184, mars-avril 2008
(23) Observatoire des énergies renouvelables, Baromètre EurObserv'ER, http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html
(24) L'énergie électrique au Bénin, CIPB, juillet 2007
(25) Indicateurs de performance 2005 des systèmes électriques – WAPP, mai 2007

7.4 Liste des cartes

(1) Carte générale du Bénin, IGN 1:600.000
(2) Cartes topographiques du Bénin, IGN 1:200.000 et 1:50.000 (beaucoup épuisées)
(3) Cartes unifilaires du réseau national par Département, DGE
(4) Carte des Sites pour centrales hydroélectriques de puissance égale ou supérieure à 2 MW, DGE
(5) Carte du réseau hydrographique et des stations hydrométriques du Bénin, DG-Eau
(6) Cartes d'irradiation solaire :
- Irradiation solaire : http://www.solar4power.com/map9-global-solar-power.html
- Productible solaire : http://www.soda-is.org/img/Map_AF-Glob_opta-150DPI-final-v2.png - http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/ - www.helioclim.org

7.5 Données complémentaires sur les projets

7.5.1 Tableau récapitulatif des « 24 villages solaires »

N°	Département	Commune	Arrondissement	Village	Observations
01	ALIBORI	GOGOUNOU	BAGOU	KASSIROU	2005
		BANIKOUARA	KOKEY	KOKEY	2005
		KARIMAMA	KOMPA	KOMPA	2005
02	ATACORA	KEROU	PIKIRE	PIKERE	
		COBLY	DATORI	DATORI	
03	BORGOU	NIKKI	BIRO	BIRO	2005
			TASSO	TASSO	2005
			TCHIKANDOU	TCHIKANDOU	Téléphonie rurale
		KALALE	BOUKA	KOUREL	2005
		TCHAOROU	TANDOU	TANDOU	2005
04	DONGA	DJOUGOU	PARTAGO	PARTAGO	
05	COLLINES	SAVE	ALAFIA	ALAFIA	
			GOBE	DANI	
			OKE-OWO	OKE-OWO	Téléphonie rurale
		BANTE	KOKO	KOKO	
			GOUKA	GBEDJE	
		SAVALOU	DOUME	DOUME	
06	ZOU	DJIDJA	AGOUNA	AGOUNA	
			AGOUNA	KOUTAGBA	

(source ABERME – le nombre de système et la puissance installée globale n'ont pas pu être obtenus)

7.5.2 Analyse détaillée de la liste des sites hydro potentiels

Données de base des 85 sites de la « liste officielle » et des sites complémentaires étudiés par TECSULT (N°86 à 96 en rouge – AB – PN - GO)

ID	N°		#	Localité du site	Rivières	Qmoy a	Durée	Hm	P kW	E MWh	Localités à alimenter	BV km²
4757	1			Nanon (kika)	Okpara	12,13	5000	15	910	4550	Kikal, Kika II, Gouniako	2067
4758	2			Kokobé et kpari	Sui	6,36	4320	30	954	4123	Kokobé, Kokobéga, Kpari, Kpéro	904
4759	3			Gbégourou	Nano	10,22	3600	25	1277	4597	Gbégourou, Bénéssi	1831
4760	4			Waria	Wari	1,58	4320	20	156	673	Waria, Ségoufou	293
4761	5			Oubérou	Nanoué	3,11	4000	15	234	634	Oubérou	305
4762	6			Anoum	Gbandara	0,39	4320	23	45	195	Anoum, Gondessar, Atakouzar	53
4763	7			Wékédé	Bohoun	0,34	3600	35	60	215	Wékédé, Kooumdé	45
4764	8			Sémérè 1 et 2	Kpéli	0,36	4320	26	47	202	Sémérè 1 et 2, N'diakada	50
4765	9			Niangbakabya	Kara	1,99	4320	25	248	1072	Niangbakabya (485) Awotobi (1020) Kounakou	243
4766	10			Tchélenga	Binao	3,68	4320	29	534	2308	Tchélèga, Kawado (954) Kpakpabraha (1051)	328
4767	11			Donga et Foyo	Donga	4,72	4320	24	567	2448	Donga, Foyo	575
4768	12			Affonor	Affon ou Ouémé	6,32	3600	20	632	2274	Affonor, Kpéré	761
4769	13			Tébou	Ouémé	4,03	4320	23	464	2003	Tébar, Yowapéroua, Kolokondé	501
4770	14			Sinaïssiré et Papatia	Sinaïssiré	661	4320	25	826	3568	Sinaïsiré, Papatia	630
4771	15	PN	7	Perma	Perma	2,59	7920	21	272	2156	Perma, Kouandata	227
4772	16	AB	6	Koka et Tanoukounta	Tanou	7,51	7920	30	1126	8917	Koka , Tanoukounta	709
4773	17			Tchoumi-Tchoumi	Ouémé	4,82	4320	30	722	3120	Tchoumi-Tchoumi , Takounta ,	416
4774	18	AB	5	Wansohou	Niensi	0,36	3600	60	109	392	Wansokou	47
4775	19	PN	1	Kota	Chutes et	0,27	7920	100	137	1088	Kota, Pouya	36
4776	23	PN	5	Sahoussahoué	Todjimé	0,33	7920	35	58	462	Sahoussahoué (704) Zouzounon (1029) Houké	56
4777	24			Zondégahoué	Lomo	0,13	7920	10	7	52	Zoudégahoué	29
4778	25			Lonkli	Lanhiougan	0,33	3600	8	13	48	Lonkli , Hoki	68
4779	26			kogbétohoué	Agougan	0,12	3600	15	9	31	Kogbétohoué	24
4780	27			Mahougbéhoué	Tafan	0,26	3600	20	26	92	Mahougbéhoué	54
4781	28			Sawamè	Sawa	0,89	3600	14	62	223	Sawamè Dékadji (1030) Sawèmè Houéyiho (6-	125,2
4782	29			Houénouhoué	Kouffo	6,75	3600	23	776	2794	Houénouhoué	1213
4783	30			Adjaho	Agbla	0,38	3600	15	28	101	Adjaho	56
4784	31			Hédjamé	Kouffo	4,85	3600	22	533	1919	Hédjamé	877
4785	32			Lanta	Kouffo	11,46	3600	27	1547	5570	Lanta , Agbangnizoun	1741
4786	33			Makpossé	Kouffo (at. Zou)	3,03	3600	27	409	1472	Makpossé	599
4787	34			Tonglo	Zou	29,58	3600	30	4436	15971	Tonglo , Gbadagba (977) Stto (2508)	3740
4788	35			Drahou	Dra (lokouté)	0,38	3600	14	27	96	Drahou , Agbohoudjogou , Ahitiénmé ,	85
4789	36			Amato	Ama	0,49	3600	14	34	123	Amato (700)	87
4790	37			Assélédji	Kouffo (assélé) (at. Zou)	1,56	3600	12	93	336	Assélédji	356
4791	38			Yayadji	Yaya	1,38	3600	23	158	569	Gohougbéhoué (1049) Yayadji ,	168
4792	39			anfin	Kouffo (at.Zou)	1,22	3600	23	141	506	Anfin , Agouna ,	192
4793	40			Adjoya	Tchambo (af. De bogui)	0,92	3600	15	69	250	Adjoya	129
4794	41			Boguidji	Bogui	5,16	3600	25	645	2322	Boguidi ,	744
4795	42			Zoudji	Zou	8,72	3600	18	785	2826	Zoudji	1721
4796	43			Agbodjimé	Agbla	2,42	3600	23	279	1003	Agbadjimé	373
4797	44			Adjakonou	Lhoto	2,3	3600	22	253	912	Adjakonou , Gbédavo (660)	252
4798	45			Téwékpa	Téwé	4,46	3600	25	558	2009		452
4799	46			Dassaglédji	Azokan	2,39	3600	10	120	431	Dassaglédji	323,5
4800	47	GO	10	Koudakpo	Agbado	15,04	3600	26	1955	7038	Koudakpo	2061
4801	48			Affonor (Tébou)	Affon	5,07	4220	23	583	2462	Affonor , Tébou ,	653,2
4802	49			Bortoko	Donga	5,34	4220	36	962	4058	Botoko	588

ID	N°		#	Localité du site	Rivières	Qmoy a	Durée	Hm	P kW	E MWh	Localités à alimenter	BV km²
4803	50			Moussitingou	Kouné (1er bras Pendjari	3,01	4220	16	241	1015	Moussitingou ,	343
4804	51	PN	2	Wabou	Tigou (2ème bras Pendja	1,47	7920	35	257	2037	Wabou (1027), Kouarfa (1157) + Tectibayaou	167
4805	52	PN	3	Koubérépou	koumagou	1,82	7920	45	410	3250	Koubérépou (800), Koutangou (933)	277
4806	53			Donga	Donga	4,88	4320	24	585	2528	Donga, Gaouga	594
4807	54			Koutagou	Kounti	1,02	3600	15	77	276	Koutagou (783)	100
4808	55	PN	8	Kouporgou	Koumagou	3,24	7920	45	729	5776	Kouporgou (691) Koubentiégou (1539) / Koudo	342
4809	56	AB	8	Konialotiékou	Nkamongo	6,4	4320	22	704	3043	Konialotiékou	672
4810	57			Yakrigourou	Mékrou	26,13	3600	25	3266	11759	Yakrigourou , Kérou	263
4811	58	GO	3	Kérou	Mékrou	33,56	3600	25	4195	15102	Kérou , Brignamarou , Kangourou , , Bérékoss	3455
4812	59			Lougou	Taï	0,79	3600	45	381	637	Lougou , Djounkassa	210
4813	60			Karikabara	Bouli	8,62	4320	33	1422	6144	Karikabara ,	2428
4814	61			Dunkassa-bagouroulé	Tassiné (af. Sota)	4,35	4320	47	1023	4417	Dunkassa-Bagouroulé, ,	1072
4815	62	GO	2	Douboulaye ou Monrou	Tassiné (af. Sota)	11,98	4320	43	2576	11130	Douboulaye, Monrou	296
4816	63			Sazakounga	Sui	3,06	4320	24	367	1586	Sazakounga	426
4817	64	GO	7	Gbérankou	Oli	12,36	3600	45	2782	10015		1716
4818	65			Gbozoumon	Aguidi	2,07	7920	35	362	2870		272
4819	66			Bessé	Bessé (aval-confl Tossi-Y	3,69	3600	27	498	1794		381
4820	67			Igbodja	Bessé	1,76	3600	22	193	696	Igbodja	202
4821	68			Kaboua	Koleékou	0,45	7920	37	84	663	Kaboua	44
4822	69			Dougba 1	Kilibo	1,2	4320	0	72	311	Dougba 1, Botti (1505), N'gbéhouédo (1593), K	271
4823	70			Dougba 2	Aval confl	1,53	4320	25	191	824	Dougba 2, Gbalin ,	364
4824	71	GO	8	Vossa	Beffa	16,03	4320	25	2003	865	Vossa?	1870
4825	72			Boubou-Centre	Atchi-bouri	0,31	3600	20	16	56		96
4826	73			klédji	Liga	1,58	3600	36	285	1026		308
4827	74			Ouessé	Confli-Liga-okélé	153	3600	32	245	883		312
4828	75			Djégbé	Nonomé	2,29	4320	29	332	1434		544
4829	76			Toumi	Toumi	0,77	4320	15	58	251		188
4830	77			Ikémon	Yaï	0,15	4320	20	15	67	Ikémon	39
4831	78			Hoko 1	Vouté	0,31	4320	15	23	100	Hoko 1 (1001)	70
4832	79			Hoko 2	Lifo	0,94	3600	15	70	253	Hoko 2	177
4833	80	PN	4	Avavi	Hlan	4,68	7920	13	304	2409	Avlamé (1430) Kotokpa (1141)	542
4834	81			Houanvé-Goudo	Conf Houédo Houanvé	0,65	7920	19	61	486	Houanvé-Goudo	94
4835	82			Dah-Gbétognon	Kiti	0,4	3600	23	46	165	Saloudji, Agbadjégon, Kitihoun	70
4836	83			Sohoué	Todaho	0,24	7920	20	24	190	Sohoué	40
4837	84			Akpahogo	Zounsé	0,39	4320	26	51	221	Akpahogo	59
4838	85			kétou	Odokoto	0,89	4320	15	67	288	Kétou	140
	86	AB	2	Gbassé	Chute Sota		7920				Gbassé, Bensékou, Sérébani	
	87	GO	4	Zouka Tondi	Sota							
	88	GO	4°	Cascade de Sosso	Sota		7920				Angaradebou, Fouet, Zanlca, Saah	
	89	AB	9	Koutakroukrou	Irane		7920				Koutakroukrou (1000)	
	90	GO	1	Sékalé	Alibori							
	91	GO	9	Dékoussou	Oueme							
	92	AB	1	?								
	93	AB	3	?								
	94	AB	4	?								
	95	AB	7	?								
	96	PN	6	?								

Données résultant de l'étude TECSULT et de l'étude IED – FE pour les 96 sites hydro (liste officielle + sites complémentaires étudiés)

					Etude TECSULT					Etude IED - FE			
N°		#	Localité du site	Rivières	visité	Qmo	Hbrut	Pmax	Commentaires TECSULT	Commentaires IED	Etud	Class	
1			Nanon (kika)	Okpara						pas de chute	xx	NOK	
2			Kokobé et kpari	Sui						pas de chute, accès difficile	xx	NOK	
3			Gbégourou	Nano						pas de chute, à sec 4 mois, barrage exitant	xx	NOK	
4			Waria	Wari						intermittent, à vérifier!	x	NOK	
5			Oubérou	Nanoué						intermittent		NOK	
6			Anoum	Gbandara						intermittent		NOK	
7			Wékédé	Bohoun						intermittent		NOK	
8			Séméré 1 et 2	Kpéli						intermittent		NOK	
9			Niangbakabya	Kara						intermittent		NOK	
10			Tchélenga	Binao						intermittent		NOK	
11			Donga et Foyo	Donga						intermittent		NOK	
12			Affonor	Affon ou Ouémé						intermittent		NOK	
13			Tébou	Ouémé						intermittent		NOK	
14			Sinaïssiré et Papatia	Sinaïssiré						intermittent		NOK	
15	PN	7	Perma	Perma	x	1,21	20		?	à vérifier		NOK	?
16	AB	6	Koka et Tanoukounta	Tanou	x	3,07	30		faible chute et faible débit	= 5GO		NOK	
17			Tchoumi-Tchoumi	Ouémé						intermittent		NOK	
18	AB	5	Wansohou	Niensi	x	0,56	40-60		intermittent ?	faible débit, intermittent		NOK	
19	PN	1	Kota	Chutes et	xx	0,24	80-100	60	tourisme; localité?	Site touristique, chute 20m, Pouya électrifié;		OK	*
23	PN	5	Sahoussahoué	Todjimé	x	0,36	25-35		?	à vérifier		NOK	?
24			Zondégahoué	Lomo						faible débit et chute		NOK	
25			Lonkli	Lanhiougan						intermittent		NOK	
26			kogbétohoué	Agougan						faible débit, intermittent		NOK	
27			Mahougbéhoué	Tafan						faible débit, intermittent		NOK	
28			Sawamé	Sawa						intermittent		NOK	
29			Houénouhoué	Kouffo						intermittent		NOK	
30			Adjaho	Agbla						intermittent		NOK	
31			Hédjamé	Kouffo						intermittent		NOK	
32			Lanta	Kouffo						intermittent		NOK	
33			Makpossé	Kouffo (at. Zou)						intermittent		NOK	
34			Tonglo	Zou						pas de chute, fortes crues	x	NOK	
35			Drahou	Dra (lokouté)						intermittent		NOK	
36			Amato	Ama						intermittent		NOK	
37			Assélédji	Kouffo (assélé) (at. Zou)						intermittent		NOK	
38			Yayadji	Yaya						intermittent		NOK	
39			anfin	Kouffo (at.Zou)						intermittent		NOK	
40			Adjoya	Tchambo (af. De bogui)						intermittent		NOK	
41			Boguidji	Bogui						intermittent		NOK	
42			Zoudji	Zou						intermittent		NOK	
43			Agbodjimé	Agbla						intermittent		NOK	
44			Adjakonou	Lhoto						intermittent		NOK	
45			Téwékpa	Téwé						intermittent		NOK	
46			Dassaglédji	Azokan						pas de chute		NOK	
47	GO	10	Koudakpo	Agbado					faible chute et faible débit			NOK	
48			Affonor (Tébou)	Affon						intermittent		NOK	
49			Bortoko	Donga						intermittent		NOK	

N°		#	Localité du site	Rivières	visité	Qmo	Hbrut	Pmax	Commentaires TECSULT	Commentaires IED	Etud	Class	
50			Moussitingou	Kouné (1er bras Pendjari)						intermittent		NOK	
51	PN	2	Wabou	Tigou (2ème bras Pendja	xx	1,1	35	260	accès difficile	Chute! Kouarfa=électrifié; ds buffer		OK	**
52	PN	3	Koubérépou	koumagou	x	1,43	40-45		?	à vérifier		NOK	?
53			Donga	Donga						intermittent		NOK	
54			Koutagou	Kounti						intermittent		NOK	
55	PN	8	Kouporgou	Koumagou	xx	1,72	40	60	aménageable	Rapides, pente; hors buffer		OK	***
56	AB	8	Konialotiékou	Nkamongo	x	0,42	22		faible débit	intermittent		NOK	
57			Yakrigourou	Mékrou						pas de chute	xx	NOK	
58	GO	3	Kérou	Mékrou					pas de chute	pas de chute	xx	NOK	
59			Lougou	Taï						intermittent		NOK	
60			Karikabara	Bouli						pas de chute, intermittent	xx	NOK	
61			Dunkassa-bagouroulé	Tassiné (af. Sota)						pas de chute, intermittent	xx	NOK	
62	GO	2	Douboulaye ou Monrou	Tassiné (af. Sota)					inaccessible	pas de chute, intermittent	xx	NOK	
63			Sazakounga	Sui						intermittent; erreur localisation GPS		NOK	
64	GO	7	Gbérankou	Oli					pas de chute	pas de village; pas d'accès	x	NOK	
65			Gbozoumon	Aguidi						pas de chute		NOK	
66			Bessè	Bessé (aval-confl Tossi-Y					intermittent	erreur GPS, pas de rivière et pas de village		NOK	
67			Igbodja	Bessé						intermittent		NOK	
68			Kaboua	Koleékou						pas de chute, faible débit	x	NOK	
69			Dougba 1	Kilibo						pas de chute, faible débit, intermittent	x	NOK	
70			Dougba 2	Aval confl						pas de chute, faible débit, intermittent	x	NOK	
71	GO	8	Vossa	Beffa					faible chute et faible débit	accessible, pas de chute, faible débit, forte c	xx	NOK	
72			Boubou-Centre	Atchi-bouri						pas de chute, faible débit, intermittent	x	NOK	
73			klédji	Liga						pas de village, pas d'accès	x	NOK	
74			Ouessè	Confli-Liga-okélé						pas de chute, faible débit, intermittent	x	NOK	
75			Djégbé	Nonomé						pas de village, pas d'accès	x	NOK	
76			Toumi	Toumi						pas de village, pas d'accès, petite chute	x	NOK	
77			Ikémon	Yaï						pas de chute, faible débit, intermittent	x	NOK	
78			Hoko 1	Vouté						petit BV, faible débit, petite chute	x	NOK	
79			Hoko 2	Lifo						petit BV, faible débit, petite chute	x	NOK	
80	PN	4	Avavi	Hlan	x	2,56	10-13		faible chute	petite chute, zone artésienne!		NOK	
81			Houanvè-Goudo	Conf Houédo Houanvè						? Erreur GPS? zone artésienne!		?	
82			Dah-Gbétognon	Kiti						faible débit, intermittent		NOK	
83			Sohoué	Todaho						? Rivière pas trouvée? Faible débit et chute		NOK	
84			Akpahogo	Zounsè						intermittent		NOK	
85			kétou	Odokoto						localité trop éloignée (10km)		NOK	
86	AB	2	Gbassé	Chute Sota	xx	27,2	42	900	aménageable	= 6GO; dans buffer		OK	****
87	GO	4	Zouka Tondi	Sota	x	39,4	26		inaccessible	inaccessible		NOK	
88	GO	4*	Cascade de Sosso	Sota	xx			750	accès difficile	coordonnées?; hors buffer		OK	***
89	AB	9	Koutakroukrou	Irane	xx	5,28	<25	100	forêt classée	Faible chute, ds buffer		OK	***
90	GO	1	Sékalé	Alibori					pas de chute			NOK	
91	GO	9	Dékoussou	Oueme					inaccessible			NOK	
92	AB	1	?									n.a.	
93	AB	3	?									n.a.	
94	AB	4	?									n.a.	
95	AB	7	?									n.a.	
96	PN	6	?									n.a.	

7.5.3 Données des localités visités

	Bouanri	Gnonkourakari	Woroumagassarou	Bouka	Dougoulaye	Dunkassa	Péonga
Chef-lieu	**arrond.**	**arrond.**	non	**arrond.**	non	**arrond.**	**arrond.**
Commune	Bembéréké	Nikki	Nikki	Kalalé	Gogounou	Kalalé	Kalalé
Date visite	05/12/2009	05/12/2009	05/12/2009	05/12/2009	06/12/2009		
relevé GPS	#57 - 66	#67 - 74 (…)	#75 - 77	#90 - 93	#103 - 108		
Distance MT	28km	~30km	~28km	15-20km	40km	~30km	15-20km
Popul (BdD)	4900-5000	2800-2900	850	16474	750	6200-6500	3747
Popul (interv.)	?		800-1000	~12000			
Ménage	>200	… + (30-50)		~2000			
Type habitat							
Quartiers	3	3 + (1)	1	6	1		
Etendue (diam)	~1,8x1,5km	1,3x0,8 km (+1km)	0,9 km	1,4x0,5 km	0,4x0,3 km		
Maternité		1					
EP	1	1	1	3	1		
ES/Coll	1 Co	0		1			
CS	1	1	0	1	0		
AEP	10 points	2 pts	1 forage (trouble)	forage diesel + château + BF	2 forages		
Comité villageois	oui (2 ans)		oui	gestion privée eau + ADV			
Activité princip	maïs > sorgho, soja	maïs > igname, élevage	maïs > igname	arachide>maïs, soja, …	maïs, coton, sorgho, mil, soja		
Marché		1					
Genset	40-50	< 10	4	>200	6		
VDO club		0		3			
Moulin	bcp (maïs)	oui	8		4		
Artisan					menuisier, tailleurs		
Admin	1 bur						
Téléph	MTN	non	parfois MTN	parfois MTN	Move		
Rivière	non pérenne	Tassiné (non pérenne)	6 mois à sec		Tassiné @10km (faible débit, crue 7m)		
Terrain PV	oui						
Motos			en pagaille		bcp		
Autres équip.	relais MTN avec GE 24/24h			projet tsf manioc (broyeur-moulin)			
Contact	Yarou Gounou (CA)	Lafia Moukaya			Kora Boko (EPP)		
	97448289	96790516			95559638		
Général	très propre, très structuré, bien organisé, dynamique			projet biomasse			
Priorité?			eau de qualité	plus d'eau	route + pont		
Tarif électric?			1500f =100%		2000F ok		

7.6 Présentations

7.6.1 Avancement de l'étude – 3/12/09

Cf. présentation Powerpoint « ENR_Bénin_031209 »

7.6.2 Restitution de l'étude – Mai 2010

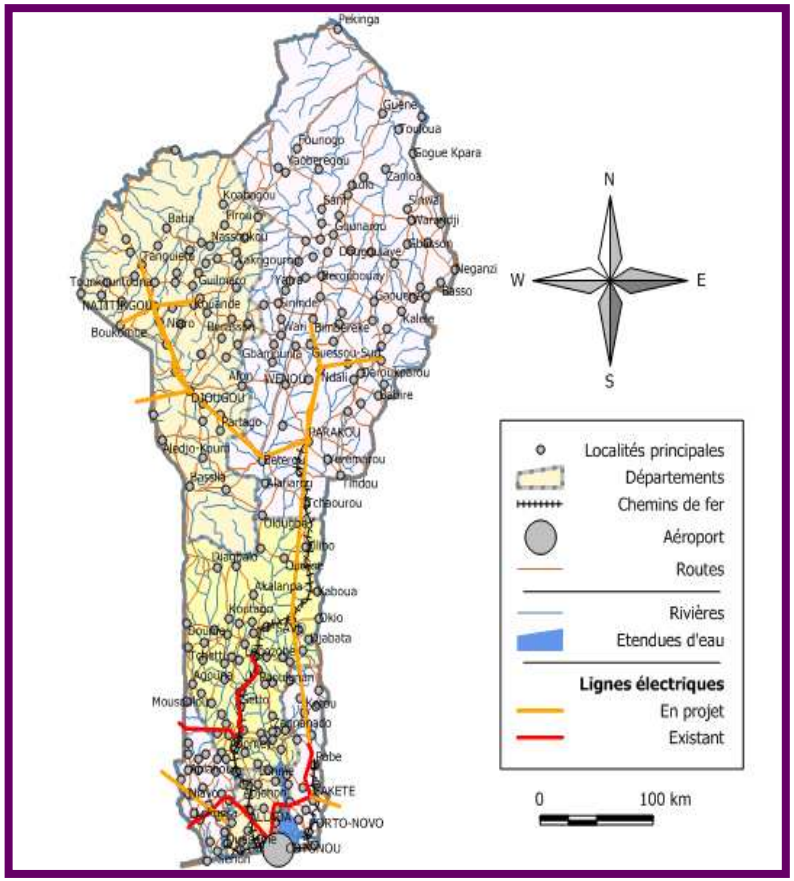
Cf. présentation Powerpoint « ENR_Bénin_mai 2010 »

Approche innovante de l'électrification : cas du Bénin

Forum internationale de la BOAD

Lomé - TOGO
15 juin 2010

François CARME – GTZ
Francois.carme@gtz.de



Introduction

✓ Promouvoir les conditions de vie par un accès à l'énergie moderne en monde rural. Mais :

- Où électrifier en priorité ?
- Comment électrifier : réseau conventionnel ? Mini-réseau ? énergies renouvelables ?
- Energies renouvelables : Lesquels ? Comment ? Où ?
- Comment faire face à une demande énorme et croissante au regard des moyens limités de financement ?
- Comment optimiser l'impact socio-économique ?
  - Santé (Accès à l'eau potable, dispensaire)
  - Education
  - Economie locale (démographie, marchés)

Plan de la présentation

1. Le programme Facilité Energie au Bénin : une approche appropriée et réplicable
2. Planification de l'électrification rurale : un processus complexe mais indispensable
3. Energies renouvelables : OUI, mais lesquels, où, combien et comment ?
4. Synthèse & recommandations

1. Le programme *Facilité Energie* au Bénin : une approche appropriée et réplicable

Enjeux de l'ER : Cas du Bénin

- Un taux d'électrification rurale ~ 2 %
- Population Béninoise = 70% rurale
- Enjeux stratégiques :

  ⇒Pression démographique vers les centres urbains déjà <u>saturés</u>

  ⇒Renforcement de capacités des institutions nationales en matière d'énergie

Objectifs du programme

- Accroître l'accès en énergie
  - A travers l'extension du réseau national et les énergies renouvelables
- Renforcement des capacités & innovations
  - Bénéficiaires finaux: utilisation rationnelle, efficacité énergétique, promotion d'activités économiques, etc.
  - Autorités nationales et locales : promotion du dialogue
  - ONGs, consultants locaux et ingénieurs

Moyens

- Budget d'investissement : 21,8 M€
  - Infrastructures électriques (≈ 15 M€, 75 %)
  - Energies renouvelables (≈ 0,4 M€)
  - Mesures d'accompagnement (≈ 5 M€)

- Durée : < 4 ans (très court !)
  - 2009 – 2012

Rôles : un exemple de synergie entre partenaires

- Multibailleurs : Union Européenne (CE), France (AFD), Royaume des Pays-Bas (DGIS), Allemagne (BMZ), Bénin (contrepartie nationale)
- GTZ / PDDC (Programme de Décentralisation et Développement Communal)
  - Gestion administrative et financière
  - Assistance technique
  - Renforcement de capacités
- Unité de gestion de projet constituée des représentants des institutions béninoises

Résultats attendus ou atteints (1/5) :

✓ Augmentation significative de **l'accès à l'énergie**

– Introduction **de méthodes innovantes de planification :**
  - Initialement : 59 villages / 9'000 ménages à raccorder. Planification => 105 villages / 17'000 ménages à raccorder avec le même budget.

– **Optimisation des impacts socio-économiques**
  - Méthodes de calcul mathématique des bénéficiaires indirects

– **Mobilisation sociale** :
  - Taux de raccordement d'un projet pilote des DGIS/GTZ = 75% (au lieu des 35% habituels)

✓ Analyse pratique et réaliste des opportunités de développement des **énergies renouvelables**

Résultats attendus ou atteints (2/5) :

✓ Introduction des outils techniques les plus performants pour réduire les coûts significativement : dimensionnement électrique et mécanique du réseau (optimisation), calcul et suivi du matériel (développé par GTZ-Bénin), etc.

✓ Introduction des techniques de moindre-coût : en avril 2010, le Ministre de l'Energie a approuvé de nouveaux standards qui permettent une réduction des coûts d'environ 17% tout en garantissant la même qualité de service.

Résultats attendus ou atteints (3/5) :

✓Planning très court => introduction d'approche innovante d'ingénierie pour la mise en œuvre du projet: contrats-cadres pour l'achat de matériels et les travaux…

✓Promotion d'activités économiques : développement d'outils pratiques pour les PMEs (développé par la GTZ-Bénin)

Résultats attendus ou atteints (4/5) :

✓ **Visibilité** : aménagement du territoire, plans d'investissement, coûts d'exploitation

✓ **Rentabilité financière** des infrastructures électriques. Ex: par l'optimisation du taux de couverture réseau, système de gestion prépayé, etc.

✓ Mise en place d'une plate-forme commune de **concertation multisectorielle** : base de données et système d'information géographique

Résultats attendus ou atteints (5/5) :

Concertation multisectorielle :

Outil de visualisation des plans d'électrification rurale

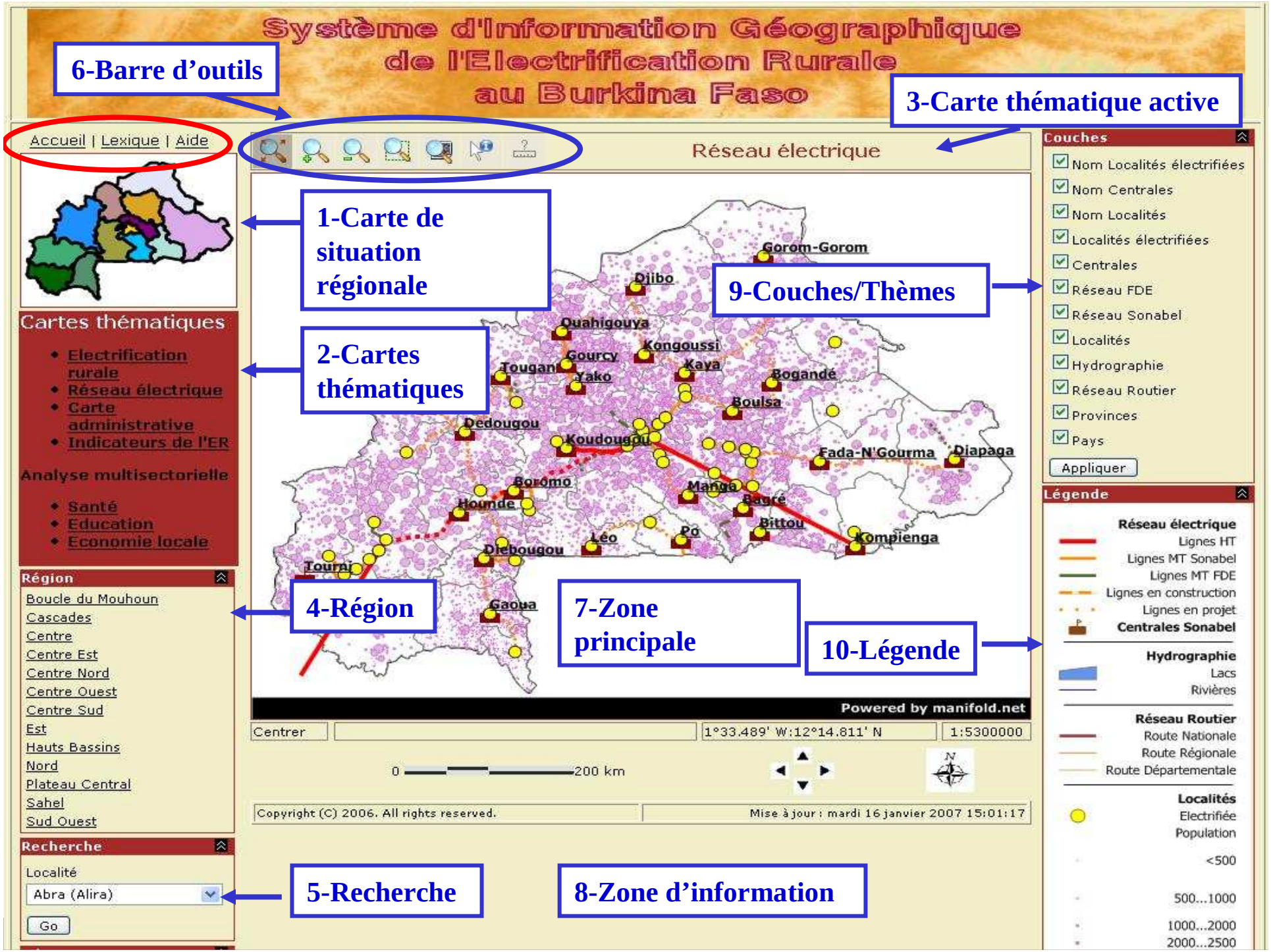
Via Internet

Accès transparent à l'information afin de donner une dimension concrète à la **coordination multisectorielle des investissements** par une connaissance mutuelle de l'état et des projections dans les différents secteurs

Vitrine accessible à tous les acteurs souhaitant des renseignements (acteurs locaux, bailleurs internationaux, Ministères, ONG, opérateurs privés, etc.).

Exemple in Burkina Faso :

www.improves-re.com/SIG


Système d'Information Géographique
de l'Electrification Rurale
au Burkina Faso
6-Barre d'outils
3-Carte thématique active
Accueil | Lexique | Aide
Réseau électrique
1-Carte de situation régionale
9-Couches/Thèmes
2-Cartes thématiques
Cartes thématiques
Electrification rurale
Réseau électrique
Carte administrative
Indicateurs de l'ER
Analyse multisectorielle
Santé
Education
Economie locale
Couches
Nom Localités électrifiées
Nom Centrales
Nom Localités
Localités électrifiées
Centrales
Réseau FDE
Réseau Sonabel
Localités
Hydrographie
Réseau Routier
Provinces
Pays
Appliquer
Gorom-Gorom
Djibo
Ouahigouya
Kongoussi
Gourcy
Tougan
Yako
Kaya
Bogandé
Boulsa
Dedougou
Koudougou
Fada-N'Gourma
Diapaga
Boromo
Manga
Bagré
Houndé
Bittou
Léo
Po
Kompienga
Diebougou
Tourni
Gaoua
Région
Boucle du Mouhoun
Cascades
Centre
Centre Est
Centre Nord
Centre Ouest
Centre Sud
Est
Hauts Bassins
Nord
Plateau Central
Sahel
Sud Ouest
4-Région
7-Zone principale
10-Légende
Légende
Réseau électrique
Lignes HT
Lignes MT Sonabel
Lignes MT FDE
Lignes en construction
Lignes en projet
Centrales Sonabel
Hydrographie
Lacs
Rivières
Réseau Routier
Route Nationale
Route Régionale
Route Départementale
Localités
Electrifiée
Population
<500
500...1000
1000...2000
2000...2500
Powered by manifold.net
Centrer
1°33.489' W:12°14.811' N
1:5300000
0
200 km
Copyright (C) 2006. All rights reserved.
Mise à jour : mardi 16 janvier 2007 15:01:17
Recherche
Localité
Abra (Alira)
Go
5-Recherche
8-Zone d'information

2. La planification de l'électrification rurale : un processus complexe mais indispensable

Contexte: secteur électrique au Bénin

- Bonne couverture nationale du réseau
- Offre << Demande
  - Parc production essentiellement thermique
  - Forte croissance de la demande
  - Délestages, coupures, pannes fréquents
  - Faible taux d'électrification (52% urbain – 2% rural)
- Forte dépendance aux produits pétroliers
- Financements limités
- Cadre institutionnel et réglementaire plutôt favorable
  - au développement des ENR
  - aux solutions décentralisées

Planification de l'électrification rurale

Objectifs :

- ✓ Prendre en compte les contraintes budgétaires, les contraintes techniques de mise en œuvre et d'exploitation, les enjeux d'aménagement du territoire, le besoin de transparence et de concertation et les impacts socio-économiques.
- ✓ Pérennisation : appropriation de la méthode par les institutions nationales.

Planification de l'électrification : *constats*

- 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 (et prêts) des investissements

- Dans des contextes de pays en développement souvent caractérisés par des ressources publiques rares, la question de l'optimisation de la subvention se pose avec encore plus d'acuité

- Concrètement, la problématique se pose en ces termes:
  « Peut-on faire MIEUX avec le même niveau de subvention publique ? »

Une approche innovante

- La rentabilité n'est pas l'unique maître mot sur lequel s'appuieront les décisions
- Les notions d'impact, de réduction de la pauvreté, de développement et d'équilibre régional sont au cœur de l'approche introduite au Bénin
- L'approche est innovante puisque la sélection des localités n'est pas basée sur les seuls critères démographique et administratif
- L'approche mise en œuvre peut se résumer ainsi: **tenant compte des fonds disponibles, où intervenir pour une utilisation optimale de ceux-ci en terme d'impact socioéconomique et de population bénéficiaire?**

➔ Au Bénin, introduction de l'outil d'aide à la décision GeoSim

Structure de l'outil GEOSIM

1

GEOSIM Spatial Analyst®

Analyse spatiale et aménagement du territoire

- Identification et sélection des Pôles de développement
- Analyse des zones d'influence et hiérarchisation des Pôles
- Identification des localités isolées

2

GEOSIM Demand Analyst®

Prévision de la demande (à l'horizon de la planification)

- Estimation de la consommation d'énergie
- Estimation de la puissance de pointe
- Estimation du nombre de clients MT et BT

Quantification et justification des demandes de subvention et crédit auprès des décideurs nationaux et des bailleurs

3

GEOSIM Supply Options®

Comparaison des solutions d'approvisionnement

- Analyse des options d'approvisionnement des Pôles (réseau, diesel, hydro…)
- Sélection de l'option la plus adaptée (dimensionnement + chiffrage)

4

GEOSIM Pre-Elec®

Stratégies de pré-électrification (localités isolées)

- Dimensionnement des équipements (PV, Plateforme Multifonctionnelle)
- Chiffrage des investissements

Une approche orientée « développement »

Programme d'électrification rurale - Bénin *UGP Bénin*

Classement des Pôles de Développement

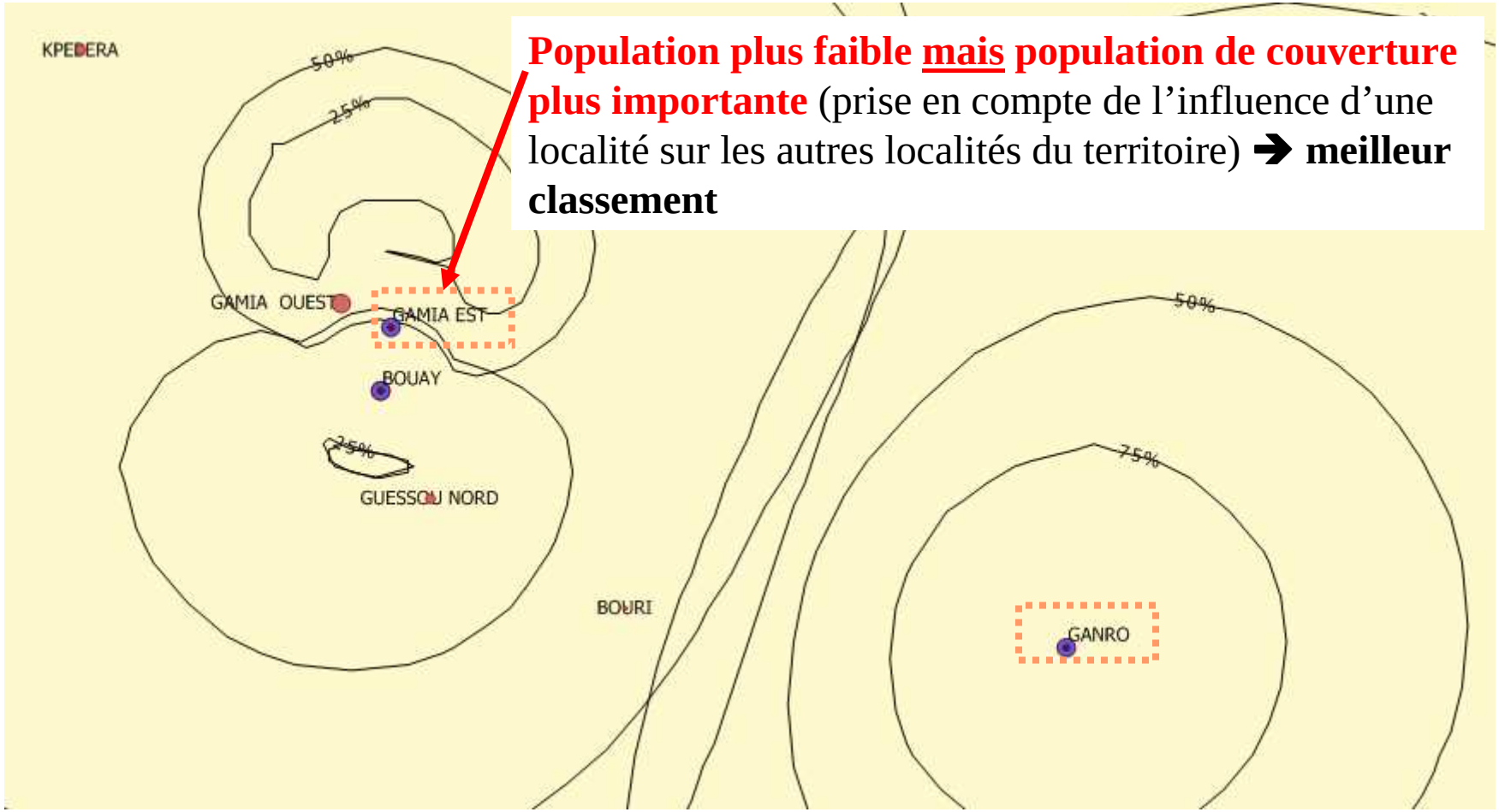
GeoSim

Nom du Pôle		Score IPD du pôle	Population du pôle (Recensement: 2007)	Population totale de couverture du pôle
Zone : **Bembereke**	Nombre de pôles : 11		**40 669**	**113 057**
BOUAY		0.60	5 432	**13 620**
GAMIA EST		0.57	2 802	**13 349**
GANDO		0.60	5 565	**12 719**
SISSIGOUROU		0.43	3 031	**12 528**
GUESSOU-SUD		0.55	5 552	**12 268**
BEMBEMREKE-EST		0.62	3 050	**11 626**
GANDO-BOROU		0.43	2 659	**9 556**
KABANOU		0.43	2 628	**8 552**
BEMBEREKE-PEULH		0.43	4 324	**8 169**
GANRO		0.48	3 769	**7 379**
KOKABO		0.43	1 857	**3 291**
Zone : **Kalale**	Nombre de pôles : 11		**53 046**	**112 634**
BOUKA		0.60	6 540	**18 428**
DUNKASSA		0.70	6 252	**12 981**

Analyse spatiale: logique d'aménagement du territoire

Une approche orientée « développement »

Zoom sur Ganro et Gamia EST, commune de Bembéréké



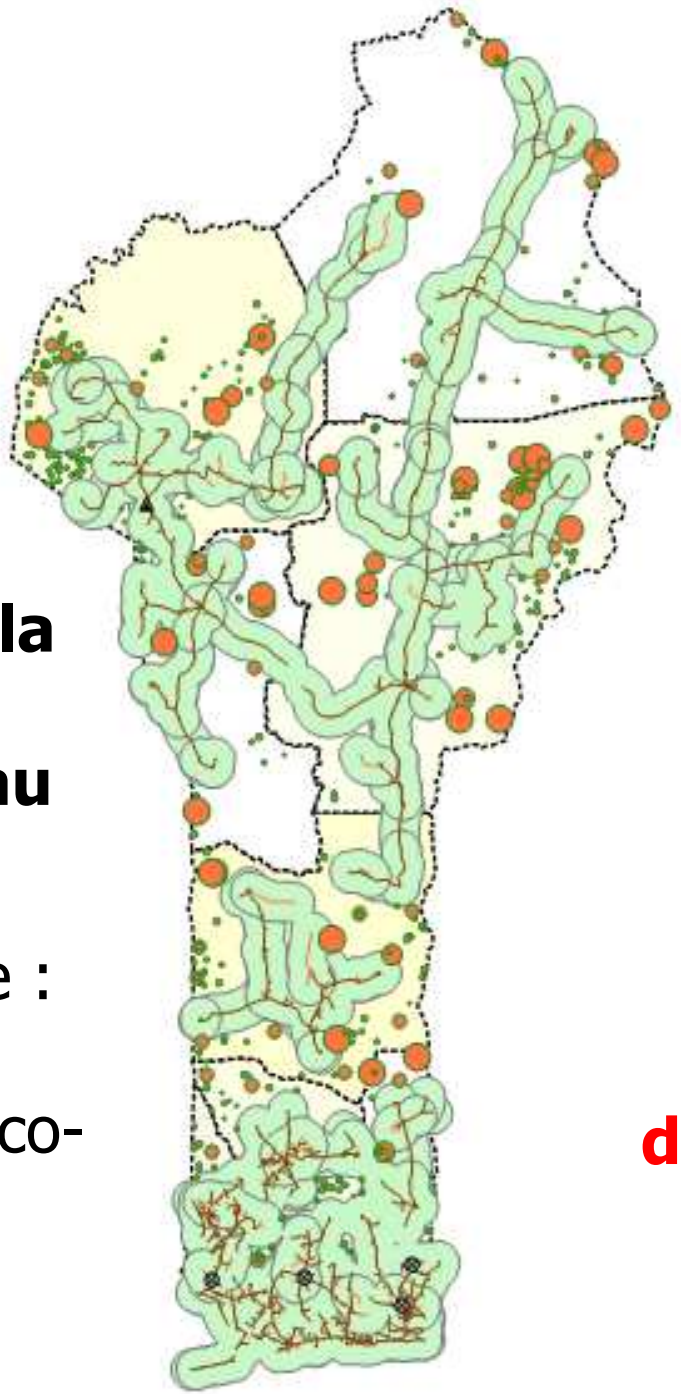
Population plus faible <u>mais</u> population de couverture plus importante (prise en compte de l'influence d'une localité sur les autres localités du territoire) ➔ **meilleur classement**

Analyse spatiale: logique d'aménagement du territoire

gtz Partenaire mondial pour un avenir commun.

Localisation de la demande : périmètre réseau

Analyse spatiale : recherche de l'optimum technico-économique



3754 localités au Bénin en 2009

1979 localités non électrifiées dans le périmètre à 10km !!

=> Potentiel / densification réseau

Conclusion : des choix justifiés et transparents

Au final, le planificateur doit disposer des éléments suivants:

- Planification annuelle des localités à électrifier prioritairement, basée sur :
  - Qualité des services socioéconomiques offerts par les localités
  - Population bénéficiaire directe et indirecte
  - Rentabilité des investissements
  - Aménagement équilibré du territoire
- Plans d'investissement détaillés pour justifier les demandes de financement
- Supports de communication (transparence) : cartographie, tableaux, rapports
- Valorisation des potentiels en énergies renouvelables

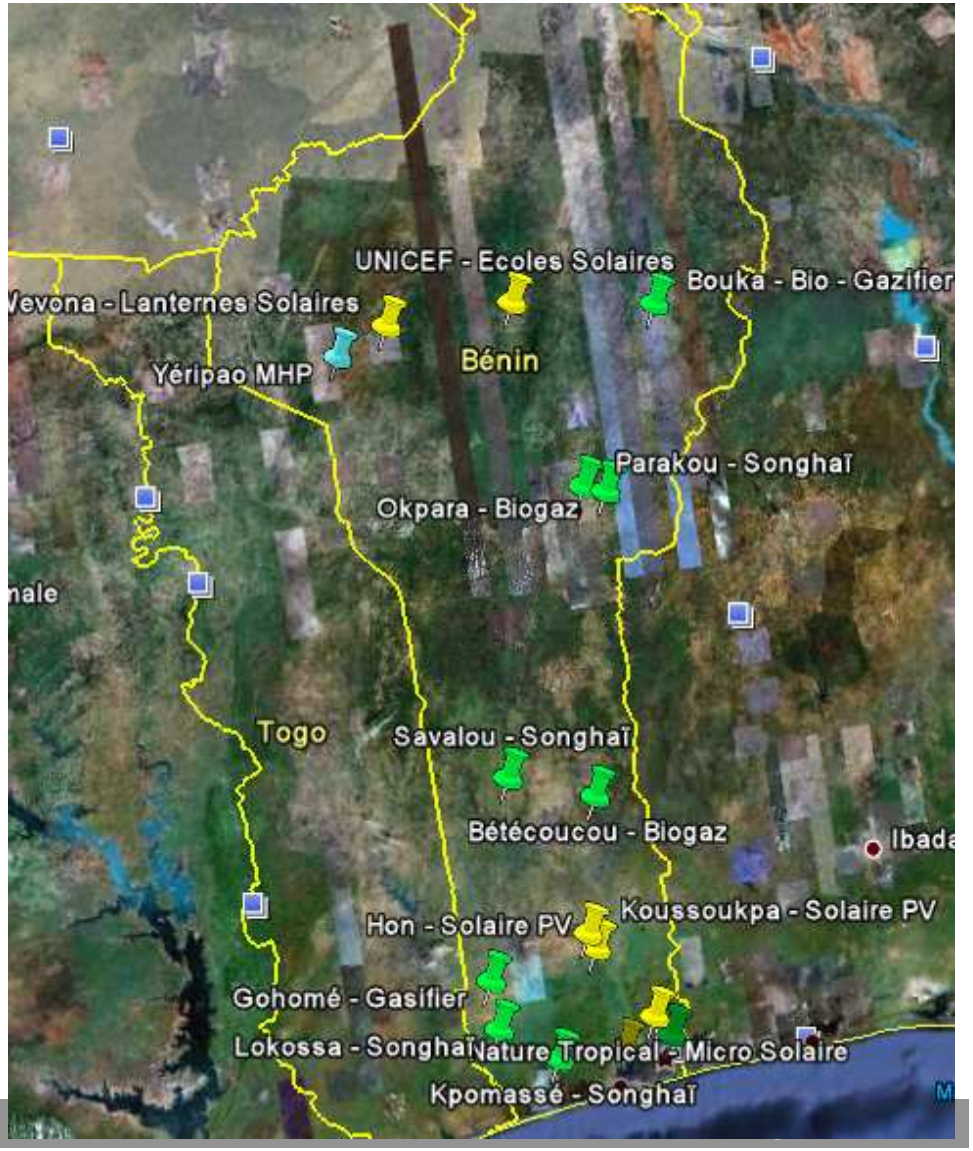
3. Energies renouvelables : OUI, mais lesquels, où, combien et comment ?

Cas du Bénin

Principaux projets ENR au Bénin

- Projets ENR existants
  - Hydro (> 1996):
    - 1 centrale hydro (0,5MW)
    - plusieurs études (µcentrales)
  - Biomasse (> 1985):
    - qlq installations pilotes de biogaz et de gazéïfication
    - initiatives biocarburant
  - Solaire (> 1996):
    - Petits systèmes PV
    - 1 dizaine de projets
    - Qq dizaines de villages

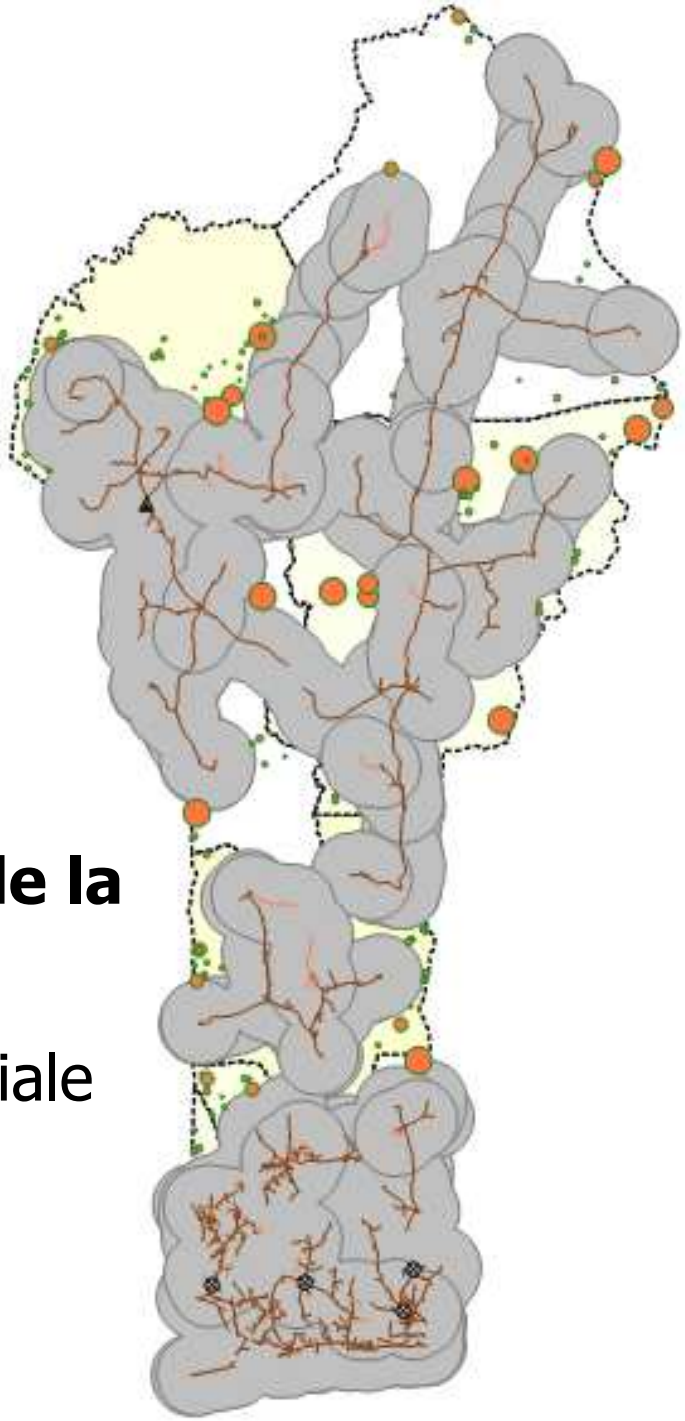
=> Expériences décevantes



gtz Partenaire mondial pour un avenir commun.

Localisation de la demande

Analyse spatiale



TOTAL localités 3754

Localités	< 20 km
périmètre	**3629**
électrifiés	1277
non électrifiés	2250
<3000 hab	2005
>3000 hab	245

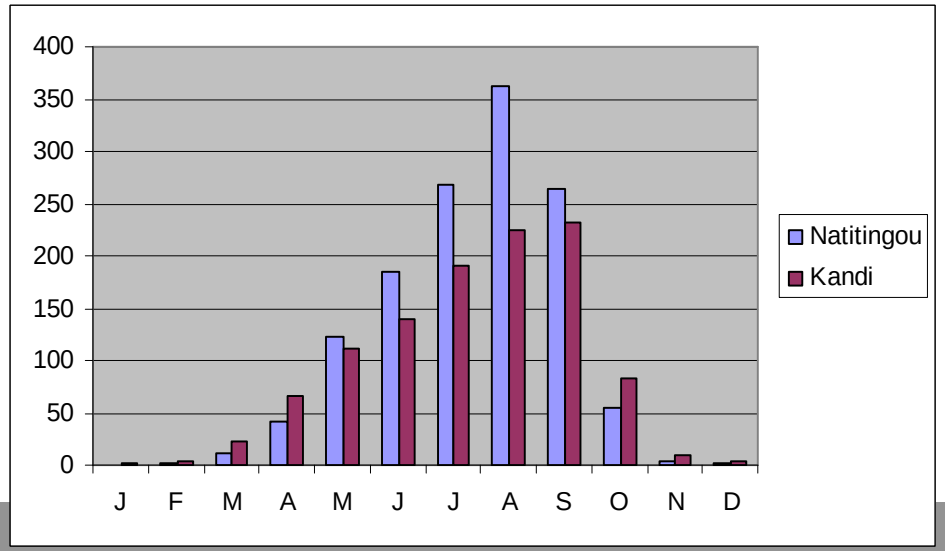
=> potentiel / densification réseau

Localités	> 20 km
hors périmètre	**125**
<1500 hab	40
1500-3000 hab	61
>3000 hab	24

=> potentiel / ENR isolé

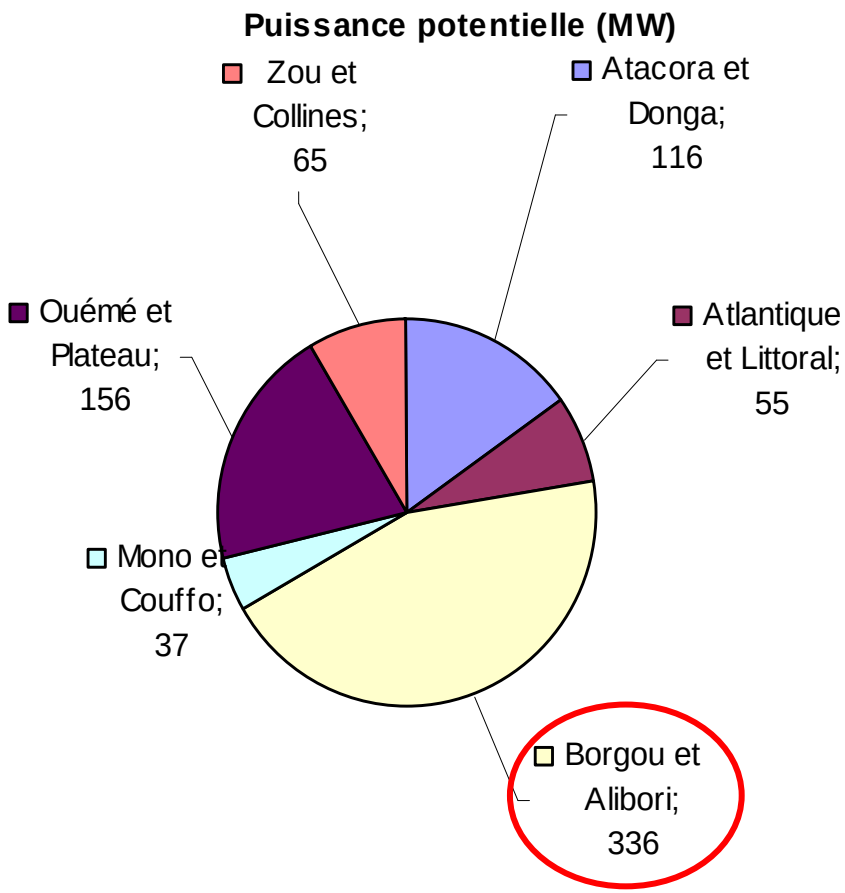
Potentiel petite hydro : limité !

- Important réseau de cours d'eau
- Diverses listes des sites potentiels (~100) : surestimés !
- Contraintes générales :
  - Faibles hauteurs de chute, faibles pentes
  - Éloignement de la demande
  - Écoulement intermittent, étiage prononcé



Pluviométrie moyenne mensuelle (mm)

Potentiel Biomasse : élevé



Rappel : pointe actuelle au Bénin : 80 MW (300 MW si non bridée)

Potentiel total **déchets agricoles** : 766 MW

-> Coton : 257 MW

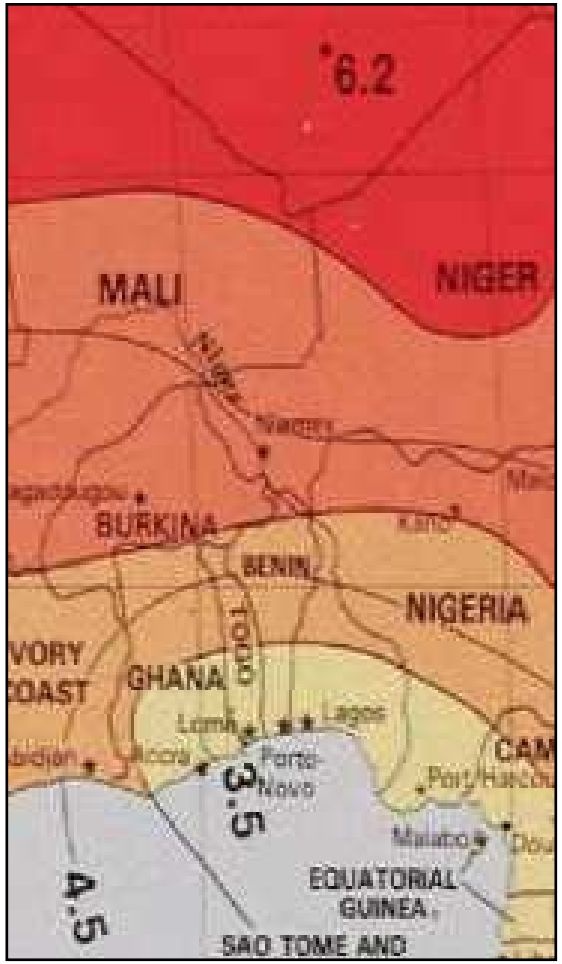
-> Borgou-Alibori : 336 MW

Potentiel à partir des déjections animales.
Ex: 1,5 M bovins dont 92% au Nord

⇒ Filière gazéification = prometteuse (cf Burkina, Cameroun, Madagascar…)

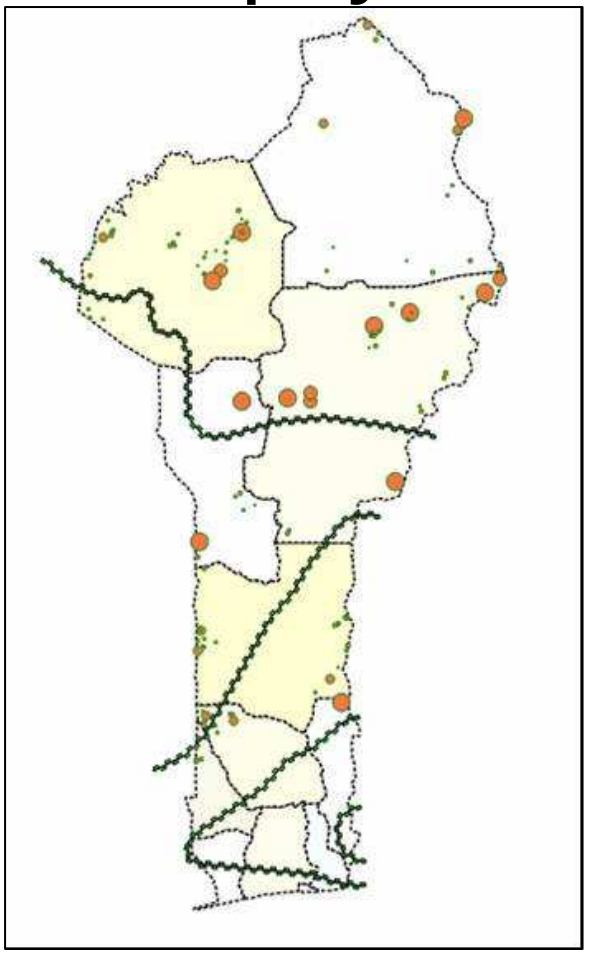
⇒ mais difficultés technologiques et continuité d'approvisionnement (saison)

Potentiel Solaire : au Nord du pays



Mois le plus défavorable :
3,5 – 5,0 kWh/m²/jour

Productible Annuel :
1700 – 2100 kWh/m²



Productible et
125 localités
hors périmètre

Potentiel autres ENR

- Eolien : uniquement mesures de l'ASECNA
  - Faible potentiel à l'intérieur : 1 – 5 m/s @ 10m
  - Potentiel moyen sur la côte : 4 – 6 m/s @ 10m

  ⇨ *Grand éolien interconnecté au réseau sur le littoral ?*

  ⇨ *Besoin d'une étude complémentaire du potentiel*

- Géothermie : aucune donnée disponible

gtz Partenaire mondial pour un avenir commun.

Analyse des filières au Bénin

	Hydro		Biomasse		Photovoltaïque	
	Atouts	faiblesses	Atouts	faiblesses	Atouts	faiblesses
Technologie	Mature et fiable			filière émergente, technologie du simple à compliquée, sécurité (gaz)	Mature et fiable	
Travaux - construction		complexe et long	peu complexe		Mise en œuvre facile	
Potentiel		faible : problème d'étiage, crues et chute	Abondance des déchets, couverture nationale	Potentiel mal établi, risque de changement des sources de déchets	élevé au Nord (mais harmattan)	faible au Sud (2 périodes de pluie)
Equilibre offre-demande	disponibilité 24h/24	Site hydro éloigné de la demande	Proximité offre / demande, 24h/24	Besoin de backup diesel pour la continuité	solution adaptable à la demande (SHS à Centrale)	Besoin de backup diesel pour la continuité, peu de souplesse pour force motrice
Gestion - exploitation	simplicité			Maintenance importante et fréquente, gestion des approvision.	simplicité	Organisation complexe, difficultés de recouvrement
Coût d'investissement	modéré (≈2500 €/kW)	+ élevé pour les basses chutes	modéré (pyrolyse ≈3000 €/kW ; biogaz ≈800 €/kW)			élevé (≈12000 €/kW avec batterie et ≈8000 €/kW sans batterie)
Coût d'exploitation	faible à modéré		modéré		faible	
Coût du kWh	faible (ex: 280 FCFA/kWh avec backup		faible (ex: 130 FCFA/kWh sans backup)			élevé (ex: 450 FCFA/kWh avec backup)

4. Synthèse & recommandations

Conclusion

Développement des ENR

- Potentiel intéressant, bonne couverture
- Complémentarité des filières
- Difficultés de mise en œuvre et rentabilité économique très différente
- Besoin d'études complémentaires et détaillées
- Photovoltaïque: solution la plus chère mais bonne alternative lorsque les autres sources ne sont pas disponibles : concerne un grand nombre de localités isolées.

Actions pour la promotion des filières ENR

Renforcer les capacités des institutions et bureaux d'études émergents : montage de projets , études de faisabilité en amont, cahier des charges, contrôle qualité des travaux, formation des exploitants et gestionnaires, suivi et évaluation.	Renforcer la mise en œuvre des **incitants fiscaux** pour les composants spécifiques ENR et électrification rurale : hors taxes, hors douane
Définir ou redéfinir le **potentiel** de chaque ressource ENR par des investigations poussées et des mesures de terrain.	Encourager les **partenariats étrangers** avec PME (filiales, transferts de technologie et de savoir-faire, garanties aux investisseurs étrangers)
Elaborer une **stratégie de développement des ENR** à l'horizon 20 ans avec un plan d'actions spécifiques pour chaque filière	**Sensibilisation du secteur bancaire** pour l'appui aux opérateurs et co-investisseurs
Elaborer un **cadre réglementaire** pour promouvoir les producteurs indépendants PPI	Simplifier les **procédures administratives** (autorisation/licence, impacts) en hydro
Elaborer les **standards et normes** adéquats pour les composants ENR à importer afin de s'assurer de la **qualité**	Encourager la **fabrication locale**
	Projets pilotes pour promouvoir certaines pistes

Conclusion

Les fondamentaux de l'électrification

1. **Approche concertée et partage de l'information**
2. **Vision à long terme** : aménagement équilibré du territoire
3. **Maîtriser le processus complexe de la planification :**
   - critères objectifs et transparent
   - choix des localités à fort impact socio-économiques,
4. **optimum technico-économique** : tracés, techniques adaptées à la demande rurale

Conclusion

(Diapositive cachée)

Ainsi face à l'urgence et l'immensité des besoins de développement socio-économique, la mise à dispositions de l'énergie, notamment de l'énergie électrique, constitue une condition fondamentale, nécessaire, mais non suffisante.

Toutefois, cette mise à disposition ne doit pas se faire au détriment des zones rurales. Dans tous les cas, elle doit résulter d'un processus de planification transparent, techniquement justifié, économiquement le plus rentable possible et qui vise à l'optimum socio-économique.

Cette dynamique peut être initiée à partir de projets ENR pilotes, au départ de tailles petites et moyennes, situés proches des centres de consommation. Puis, une fois l'ensemble des composantes du projet maîtrisé, les acteurs africains, publics et privés, pourront mettre en œuvre des projets d'envergure qui répondent aux défis énergétiques régionaux.

Conclusion

Merci pour votre attention

Présentation faite à partir des résultats des études de planification et ENR réalisées par le Maître d'œuvre du Programme Facilité Energie au Bénin, le bureau d'études international IED (Innovation Energie Développement)

François CARME – GTZ

Email GTZ : francois.carme@gtz.de
Email permanent : francois.carme@mines-douai.org