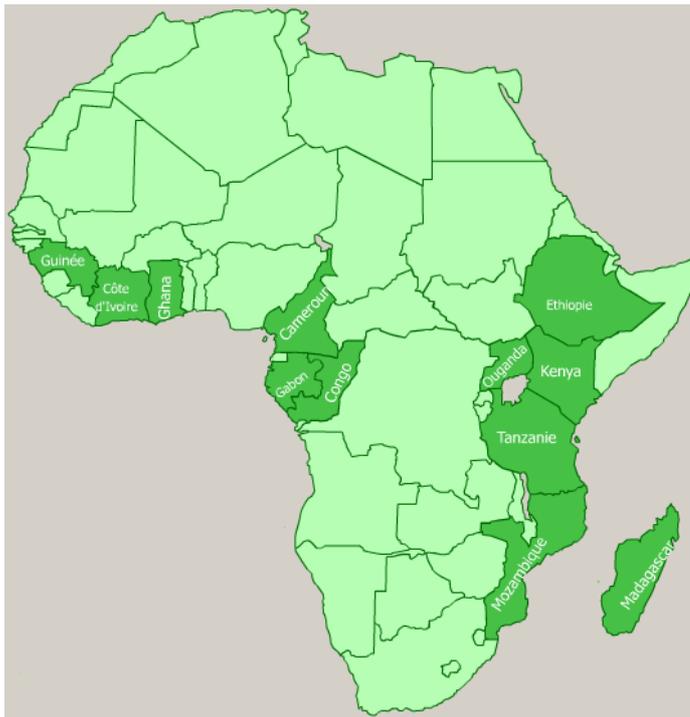




ETUDE SUR LE DEVELOPPEMENT DE L'HYDROELECTRICITE DE PETITE ET MOYENNE PUISSANCE EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE

RAPPORT FINAL D'ETUDE



DECEMBRE 2014

ETUDE SUR LE DEVELOPPEMENT DE L'HYDROELECTRICITE DE PETITE ET MOYENNE
PUISSANCE EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE

Rapport final d'étude

SOMMAIRE

1. INTRODUCTION	1
1.1. Contexte de l'étude.....	1
1.2. Objectifs.....	1
1.3. Déroulement de l'Etude	1
1.4. Rappel des Hypothèses de Définition	2
2. INVENTAIRE DES SITES EXISTANTS ET POTENTIELS.....	3
2.1. Introduction.....	3
2.2. Hydroélectricité en Afrique Subsaharienne	4
2.3. Inventaire des Centrales Existantes	4
2.4. Inventaire des Sites Potentiels.....	6
2.5. Résultats de l'Etude d'Inventaire	8
3. SCHEMAS DE DEVELOPPEMENT	10
3.1. Schémas techniques et institutionnels.....	10
3.2. Considérations sur le montage juridique et financier	16
3.3. Considérations sur les méthodes et procédures d'évaluation des impacts environnementaux et sociaux.....	17
4. IDENTIFICATION DE PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT.....	31
4.1. Introduction.....	31
4.2. Eléments Promoteurs et freins au développement	31
4.3. Nouveaux Sites Potentiels	34

4.4.	Sites de Réhabilitation Potentiels.....	36
5.	ETUDES DE CAS - GUINEE	38
5.1.	Objectif et Méthodologie	38
5.2.	Contexte Géographique et Historique du Pays.....	38
5.3.	Etats des Lieux.....	40
5.4.	Potentiel de Développement Hydroélectrique.....	47
5.5.	Identification des Modes de Développement	57
5.6.	Conclusions	57
6.	ETUDE DE CAS - CAMEROUN	59
6.1.	Objectif et Méthodologie	59
6.2.	Contexte Géographique et Historique du Pays.....	59
6.3.	Etats des Lieux.....	62
6.4.	Potentiel de Développement Hydroélectrique.....	70
6.5.	Identification des Modes de Développement	81
6.6.	Conclusions	82
7.	ETUDE DE CAS – REHABILITATION	83
7.1.	Introduction.....	83
7.2.	Analyse des Données de Recensement.....	83
7.3.	Conclusions et Projets de Réhabilitation Identifiés	96
8.	ETUDE DE CAS - LA PETITE HYDROELECTRICITE EN TANZANIE	98
8.1.	Etat des lieux	98
8.2.	Potentiel de développement de la mini hydroélectricité.....	101
8.3.	Exemples de petites et mini centrales hydroélectriques existantes	102
8.4.	Conclusions	103
9.	CONCLUSIONS	105
9.1.	Inventaire	105
9.2.	Etudes de Cas – Guinée, Cameroun	106

9.3.	Etudes de Cas – Tanzanie	107
9.4.	Projets de Réhabilitation	108
9.5.	Conclusion Générale	109

FIGURES

Figure 1: Centrales Existantes par Pays en Nombre	5
Figure 2: Centrales Existantes par Pays en Puissance Cumulée.....	5
Figure 3: Centrales Potentielles par Pays en Nombre	7
Figure 4: Centrales Potentielles par Pays en Puissance Cumulée.....	7
Figure 5 : Démarche générale de l'étude d'impact sur l'environnement en Guinée	19
Figure 6 : Analyse hydrologique des impacts aval, cas de Lolema	29
Figure 7 : Durées de Vie Typiques des Equipements Hydroélectriques	37
Figure 8 : Carte des « régions naturelles » de Guinée.....	39
Figure 9 : Organigramme des institutions en Guinée.....	41
Figure 10 : Carte du réseau électrique de la Guinée : Lignes existantes et projetées.....	45
Figure 11 : Carte de la Demande des Particuliers en Guinée (Annexe 5)	47
Figure 12 : Carte de la Demande Industrielle en Guinée.....	49
Figure 13 : Sites potentiels à proximité de la ligne Manéah – Kaleta	50
Figure 14 : Guinée - Sites Sélectionnés	56
Figure 15 : Carte des régions administratives du Cameroun	60
Figure 16 : Organigramme des institutions au Cameroun	62
Figure 17 : Schéma de la régularisation de la Sanaga	65
Figure 18 : Carte du Réseau Electrique du Cameroun	67
Figure 19 : Carte de la Demande des Particuliers au Cameroun (Annexe 16).....	71
Figure 20 : Cameroun - Sites Sélectionnés	80
Figure 21: Réseau électrique de Tanzanie	99
Figure 22: Tanzanie, localisation de la centrale de Nyumba ya Mungu ainsi que des villes qu'elle alimente.....	102

TABLEAUX

Tableau 1 : Segmentation du marché de l'hydroélectricité.....	2
Tableau 2 : Centrales hydroélectriques en Région Subsaharienne	4
Tableau 3 : Centrales Existantes par Pays	6
Tableau 4 : Centrales Potentielles par Pays	8
Tableau 5 : Inventaire – Guinée, Cameroun, Tanzanie.....	9
Tableau 6 : Exemples de Centrales Existantes par Schémas Types	15
Tableau 7 : Principaux Risques – Construction et Exploitation.....	16
Tableau 8 : Règlements environnementales applicables aux aménagements hydroélectriques dans quelques pays africains à l'étude	18
Tableau 9 : Centrales existantes en Guinée	42
Tableau 10 : Guinée-Etape 2 de Sélection-Schéma 1	50
Tableau 11 : Guinée-Etape 2 de Sélection-Schéma 2-Petite.....	51

Tableau 12 : Guinée-Etape 2 de Sélection-Schéma 2-Moyenne.....	52
Tableau 13 : Guinée-Etape 2 de Sélection-Schéma 3	53
Tableau 14 : Guinée- Etape 3 de Sélection-Schéma 1	53
Tableau 15 : Guinée-Sites Sélectionnés-Schéma 2-Petite	54
Tableau 16 : Guinée-Sites Sélectionnés-Schéma 2- Moyenne.....	54
Tableau 17 : Guinée-Etape 3 de Sélection – Schéma 3 - Villes.....	54
Tableau 18 : Guinée - Sites Sélectionnés.....	55
Tableau 19 : Barrages et centrales existantes au Cameroun.....	63
Tableau 20 : Demande des 30 plus grandes villes du Cameroun.....	72
Tableau 21 : Sélection des Sites de Puissance Moyenne Optimaux – Sites Connectés	75
Tableau 22 : Cameroun-Etape 3 de Sélection – Schéma 2 – Petite.....	76
Tableau 23 : Cameroun – Etape 3 de sélection – Schéma 2 -Moyenne	77
Tableau 24 : Cameroun – Etape 3 de sélection – Schéma 3	78
Tableau 25 : Cameroun - Sites Sélectionnés.....	79
Tableau 26: Age Moyen des Centrales Existantes – Côte d’Ivoire	83
Tableau 27: Centrales Existantes – Côte d’Ivoire	84
Tableau 28 : Age Moyen des Centrales Existantes – Ghana	85
Tableau 29 : Centrales Existantes – Ghana	85
Tableau 30: Age Moyen des Centrales Existantes – Guinée	86
Tableau 31 : Centrales Existantes – Guinée.....	86
Tableau 32: Age Moyen des Centrales Existantes – Cameroun.....	87
Tableau 33: Centrales Existantes – Cameroun	87
Tableau 34: Age Moyen des Centrales Existantes – Gabon	88
Tableau 35: Centrales Existantes – Gabon.....	88
Tableau 36 : Age Moyen des Centrales Existantes – Congo	89
Tableau 37: Centrales Existantes – Congo.....	89
Tableau 38 : Age Moyen des Centrales Existantes – Ethiopie.....	90
Tableau 39: Centrales Existantes – Ethiopie	90
Tableau 40: Age Moyen des Centrales Existantes – Tanzanie	91
Tableau 41: Centrales Existantes – Tanzanie.....	91
Tableau 42 : Perspectives de Projets de Réhabilitation – Kenya	92
Tableau 43: Centrales Existantes – Kenya	93
Tableau 44: Age Moyen des Centrales Existantes – Ouganda	94
Tableau 45 : Centrales Existantes – Ouganda.....	94
Tableau 46: Age Moyen des Centrales Existantes – Mozambique	95
Tableau 47: Centrales Existantes – Mozambique.....	95
Tableau 48: Age Moyen des Centrales Existantes – Madagascar	95
Tableau 49: Centrales Existantes – Madagascar.....	96

Tableau 50: Projets de Réhabilitation Identifiés97

TABLE DES ANNEXES

GUINEE

- ANNEXE 1 : Carte des sites hydroélectriques de Guinée
- ANNEXE 2 : Carte des sites hydroélectriques de Guinée de petite puissance : 1 à 10 MW
- ANNEXE 3 : Carte des sites hydroélectriques de Guinée de moyenne puissance : 10 à 50 MW
- ANNEXE 4 : Carte du réseau électrique de la Guinée : Lignes existantes et projetées
- ANNEXE 5 : Carte de la demande des particuliers en Guinée (MW)
- ANNEXE 6 : Carte de la demande industrielle en Guinée (Cadastre minier)
- ANNEXE 7: Carte des zones protégées en Guinée
- ANNEXE 8 : Sélection des sites de petites puissances selon le schéma 2
- ANNEXE 9 : Sélection des sites de moyennes puissances selon le schéma 2
- ANNEXE 10 : Sélection des sites de moyennes puissances selon le schéma 1

CAMEROUN

- ANNEXE 11 : Carte des sites hydroélectriques du Cameroun
- ANNEXE 12 : Bassin versant de la Sanaga
- ANNEXE 13 : Carte des sites hydroélectriques du Cameroun de petite puissance (1 à 10 MW)
- ANNEXE 14 : Carte des sites hydroélectriques du Cameroun de moyenne puissance (10 à 50 MW)
- ANNEXE 15 : Carte du réseau électrique du Cameroun : lignes existantes
- ANNEXE 16 : Carte de la demande des particuliers au Cameroun
- ANNEXE 17 : Carte de la demande industrielle au Cameroun
- ANNEXE 18 : Carte des zones protégées au Cameroun
- ANNEXE 19 : Sélection des sites de petites puissances selon le schéma 2
- ANNEXE 20 : Sélection des sites de moyennes puissances selon les schémas 2 et 3
- ANNEXE 21 : Sélection des sites de moyennes puissances selon le schéma 1

REHABILITATION

- ANNEXE 22 : Liste des centrales existantes et des projets de réhabilitation

AUTRES

- ANNEXE 23 : Calendrier de la mission en Guinée du 18 au 22 mars 2013
- ANNEXE 24 : Considérations générales sur le Montage Juridique et Financier
- ANNEXE 25 : Liste des participants africains du séminaire du 8 et 9 Décembre 2014 à Paris
- ANNEXE 26 : Analyse de la segmentation des centrales hydroélectriques
- ANNEXE 27 : Résultat détaillé de l'étude de cas en Guinée

LISTE DES ABBREVIATIONS

AFD	Agence Française de Développement
BAD	Banque Africaine de Développement
BID	Banque Islamique de Développement
BM	Banque Mondiale
RECP	Programme de Coopération Afrique –Union Européenne pour le Développement des Energies Renouvelables (en anglais: RECP - Renewable Energy Cooperation Programme)
PCH	Petites Centrales Hydroélectrique
UNIDEPE	Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Electrique
RIAED	Réseau International d'Accès aux Energies Durables
AIE	Agence Internationale de l'Énergie (en anglais: IEA - International Energy Agency)
CEDEAO	Communauté Economique Des Etats de l'Afrique de l'Ouest (en anglais: ECOWAS - Economic Community Of West African States)
CEREEC	Centre Régional de la CEDEAO pour les Energies renouvelables et l'Efficacité Energétique (en anglais: ECREEE - ECOWAS Regional Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency)
ESHA	European Small Hydropower Association
ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
OMVS	Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal
OMVG	Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Gambie
ABN	Agence du Bassin du fleuve Niger
SADC	Southern African Development Community
FAO	Food and Agriculture Organization (en français: Organisation des Nations Unies pour l'Alimentation et l'Agriculture)
BDEAC	Banque de Développement des Etats de l'Afrique Centrale
BEI	Banque Européenne d'Investissement
BOT	Build Operate Transfer
PPP	Partenariat Public Privé
EIE	Etude d'Impact Environnemental
FCFA	Francs CFA (Communauté financière africaine)
SFI	Société Financière Internationale
MCD	Mécanisme de Développement Propre (en anglais : CDM - Clean Development Mechanism)

Abréviations propres au Cameroun :

AER	Agence d'Électrification Rurale
AES	Applied Energy Services
ARSEL	Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité
CARPA	Conseil d'Appui à la Réalisation des contrats de Partenariat
CEMAC	Communauté Économique et Monétaire de l'Afrique Centrale
CFD	Caisse Française de Développement (ex-AFD)
CSP	Comparateur du Service Public
DSRP	Document de Stratégie de Réduction de la Pauvreté
EDC	Electricity Development Corporation
MINEE	Ministère de l'Eau et de l'Energie
PDSE 2030	Plan de développement à long terme du secteur de l'électricité horizon 2030
RIE	Réseau Interconnecté Est
RIN	Réseau Interconnecté Nord
RIS	Réseau Interconnecté Sud
SONEL	Société Nationale d'Electricité

LISTE DES REFERENCES

GUINEE

1981	Coyne et Bellier , Plan directeur - PNUD
1983	Coyne et Bellier - Sir Alexander Gibb and Partners – Euroconsult (1) , Plan général d'aménagement hydraulique de la Guinée Maritime, PNUD
1983	Coyne et Bellier - Sir Alexander Gibb and Partners – Euroconsult (2) , Plan général d'aménagement hydraulique de la Guinée Forestière, PNUD
1983	Coyne et Bellier - Sir Alexander Gibb and Partners – Euroconsult (3) , Plan général d'aménagement hydraulique de la Haute Guinée, PNUD
1981	Polytechna , Plan général d'aménagement hydraulique de la Moyenne Guinée - Volume V b : Aménagements hydrauliques « proche avenir », Volume V c : Aménagements hydrauliques « inventaire »
1987	Coyne et Bellier – EDF , Etude des ressources hydroélectriques de la Guinée Maritime et de la Moyenne Guinée
2006	DECON-SYSTEMS EUROPE , Etudes du plan directeur d'électrification et du projet d'électrification rural

CAMEROUN

1983	SONEL , Atlas du potentiel hydroélectrique du Cameroun
1995	BAD , Rapport d'achèvement du barrage de la Mape
1999	Président de la République du Cameroun Paul BIYA , DECRET n° 99-193 du 8 Septembre 1999 - Portant Organisation et fonctionnement de l'Agence d'Electrification rurale selon la Constitution, Cadre réglementaire
2001	Plan de Développement de l'Energie Rurale, Documents d'orientation stratégique
2006	EDF-SOGREAH , Assistance au Ministère de l'Energie et de l'Eau dans l'élaboration du Plan de Développement à long terme du Secteur de l'Electricité Horizon 2030 (PDSE 2030), Rapport final Volume 1 : Présentation et conclusions du PDSE Volume 2 : Etude économique – Demande Volume 3 : Etude de l'offre de production Volume 4 : Plan de développement production
2006	ALUCAM – SOGREAH , Centrale hydroélectrique de Nachtigal (280 MW)) et ligne 225 kV associée, Fiche ouvrage
2007	Coyne et Bellier , Aménagement Hydroélectrique de MEMVE 'ELE sur le NTEM, Projet de contrat de concession
2007	AER , Formation sur la pérennisation des systèmes d'électrification rurale décentralisée
2009	International Development Association , Forum minier, Le secteur de l'énergie au Cameroun
2010	ADEME , Outils et méthodologies de planification de l'électrification rurale
2010	FER Cameroun , Présentation Powerpoint : Fonds d'Energie Rurale (FER) au Cameroun - Modes Opératoires - Séminaire de lancement, Documents d'orientation stratégique

2011	Banque Africaine de Développement (BAD) - J.B.NGUEMA-OLLO , Projet d'aménagement hydroélectrique de Lom Pangar - Etude des impacts environnementaux et sociaux (EIES), Documents d'orientation stratégique
2011	Banque Mondiale – ARSEL , Dossier de pré-qualification pour la sélection d'un Opérateur de services d'énergie rurale pour l'octroi de la concession/autorisation d'électrification rurale - Projet d'Initiative Locale d'Energie Rurale (PILER), Dossier de pré-qualification
2012	CARPA , Business in Cameroon, Special issues on projects, Infrastructure, mining, energy, agriculture
2012	EDC , Étude sur l'identification d'un modèle de valorisation, de tarification de la puissance hydraulique et de la gestion intégrée des barrages-réservoirs du bassin de la Sanaga dans le contexte du projet hydroélectrique de Lom Pangar – Phase 1, Rapport sur la modélisation économique-financière et l'étude de tarification et de valorisation de l'eau

REHABILITATION

2011	Banque Mondiale , Rehabilitation of Hydropower - an introduction to economic and technical issues, Joseph Goldberg, Oeyvind Espeseth Lier, ESMAP / PPIAF, Water Paper, Water Paper,
2011	Andritz , Refurbishing medium-sized units in Central Africa, Andritz Hydro, Hydropower & Dams, Issue 6, sept, 2011
2012	Andritz , Présentation ANDRITZ - Réhabilitation de centrales hydroélectriques en Afrique - forum EURAFRIC, Eau et Energie, Conakry, .
2012	Tractebel Engineering France (1) , Rapport de lancement de l'Etude sur le Développement de l'hydroélectricité de moyenne et petite puissance en Afrique Subsaharienne, Septembre 2012
2012	Tractebel Engineering France (2) Annexe sur le « Changement Climatique », au rapport de lancement de l'Etude sur le Développement de l'hydroélectricité de moyenne et petite puissance en Afrique Subsaharienne Tractebel Engineering, Septembre 2012
2012	Tractebel Engineering France (3) , Rapport intermédiaire de l'Etude sur le Développement de l'hydroélectricité de moyenne et petite puissance en Afrique Subsaharienne, Tractebel Engineering, Décembre 2012

PETITE HYDRAULIQUE

2012	Water Power and Dam Construction , Small Hydro - Dossier p.18 à 33, magazine Water Power and Dam Construction, Volume 64, n°8
2012	Kaunda, Kimambo and Nielsen , Potential of Small-Scale Hydropower for Electricity Generation in Sub-Saharan Africa
2011	CEREEC - ESMAP - UNIDO - Republic of Liberia , Regional ECREEE Workshop on the ECOWAS Scale-up Programme for Small Hydro Power - First Draft Concept Note - Aide Mémoire, For Monrovia, Liberia, April 2012
	CEREEC/ESMAP/UNIDO - Animata Fall , Promotion des investissements et des affaires pour le développement de la petite hydroélectricité dans la région CEDEAO - Pilier 4 du programme régional pour la petite hydroélectricité
	CNR (Compagnie Nationale du Rhône) , Petites centrales Hydrauliques et hydroélectriques - Rochemaure - Missions d'intérêt général - Microcentrale Hydraulique - Fiche de conception

	Wim Jonker Klunne , Micro Hydropower in rural Africa
2005	ESHA (European Small Hydropower Association) , Petite hydroélectricité : Guide technique pour la réalisation de projets
	S. K. Singal , Planning and implementation of Small Hydropower (SHP) projects
	International Center for Small Hydropower (IC-SPH) , Shorthand guide for Small-Scale CDM Projects
2013	World small hydropower , development report Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel (ONUDI) et le Centre International sur la Petite Hydraulique (CIPH).

PRINCIPAUX JALONS DE L'ETUDE

Un bref historique rappelle ci-après les principaux jalons de l'étude :

05/09/2012	Réunion de lancement de l'étude dans les locaux de l'AFD à Paris
20/09/2012	Remise du rapport de lancement et de son annexe sur le Changement Climatique clôturant l'activité 1 : Phase de lancement
11/12/2012	Remise du rapport intermédiaire provisoire clôturant l'activité 2 : Recensement
17/12/2012	Réunion de présentation du rapport intermédiaire dans les locaux de l'AFD à Paris
20/12/2012	Remise du rapport intermédiaire final
10/01/2013	Remise d'une proposition préliminaire de programme pour le séminaire
17/01/2013	Réunion de travail en présence de M.Yazid Bensaid de l'agence de l'AFD Conakry, dans les locaux de l'AFD à Paris
18 au 22/03/13	Mission en Guinée de Tractebel Engineering : rencontre avec M. Bensaid, la Direction Nationale de l'Energie, la Direction de l'Environnement (Ministère de l'Energie et de l'Environnement), etc.
03 au 07/06/13	Mission de collecte des données de Tractebel Engineering au Cameroun.
24/06/13	Remise du rapport provisoire partiel partie 1
29/07/13	Remise du rapport provisoire partiel partie 2
30/07/13	Réunion d'échanges sur le rapport provisoire
29/04/14	Réception des commentaires relatifs aux rapports provisoires
07/05/14	Réunion de préparation du rapport final
08-09/12/14	Séminaire sur le développement de l'hydroélectricité de moyenne et petite puissance en Afrique subsaharienne organisé par l'AFD et TEF dans le cadre de l'étude

1. INTRODUCTION

1.1. Contexte de l'étude

La société Tractebel Engineering a été missionnée par l'Agence Française de Développement (AFD) pour la réalisation d'une étude sur le Développement de l'hydroélectricité de moyenne et petite puissance en Afrique Subsaharienne.

L'étude est réalisée dans le cadre de la composante « Développement de capacités pour la préparation de projets et la mobilisation de financements » dont est chargée l'AFD.

Cette composante est financée par le programme de Coopération Afrique – Union Européenne pour le Développement des Energies Renouvelables (RECP) lancé à Vienne en Septembre 2010.

Le programme RECP est mené en partenariat entre le continent africain et l'Union Européenne. Ce partenariat crée un lieu d'échange, de dialogue et d'opportunité entre les pays d'Afrique et l'UE, et vise à mobiliser des ressources financières, techniques et humaines en soutien au développement énergétique de l'Afrique.

Cette étude s'inscrit dans une série d'études couvrant les filières d'énergie renouvelables et l'accès en Afrique (Hydroélectricité, Eolien, Solaire, Electrification Rurale Décentralisée, Biomasse, etc.) lancées par l'AFD sur la période 2011-2013.

1.2. Objectifs

L'étude concerne les douze pays suivants : la Côte d'Ivoire, le Ghana, la Guinée, le Cameroun, le Gabon, la République du Congo, l'Ethiopie, la Tanzanie, le Kenya, l'Ouganda, le Mozambique et Madagascar.

Les objectifs de l'étude sont les suivants :

- Inventorier les équipements hydroélectriques existants ou en construction en Afrique Subsaharienne ;
- Identifier les projets à l'étude ou en développement (nouvelles installations, réhabilitations ou projets d'expansion de capacités existantes) ;
- Définir le cadre de montages juridiques et financiers et les montages envisageables;
- Présenter des études de cas pour deux pays (Guinée et Cameroun), pour des projets de réhabilitation et pour l'hydroélectricité de petite taille (<10 MW).

1.3. Déroulement de l'Etude

Le présent rapport final d'étude documente les résultats de l'étude et fait suite aux rapports suivants:

- Rapport de lancement et son annexe sur le Changement Climatique remis par Tractebel Engineering en septembre 2012 qui a clôturé la phase de lancement (**Activité 1**) ;
- Rapport intermédiaire remis par Tractebel Engineering en décembre 2012 qui a clôturé la phase de recensement (**Activité 2**).

Le rapport intermédiaire présente l'ensemble des documents collectés, l'inventaire des sites hydroélectriques (existant, en construction, candidats et potentiels) et la liste du cadre réglementaire et des institutions dans chacun des douze pays. Ces informations constituent les données de base pour la phase d'analyse de l'étude.

Le présent rapport final d'étude vient clôturer la phase d'analyse (**Activité 3**).

La phase finale (**Activité 4**) a clôturé l'ensemble des travaux menés avec l'organisation d'un séminaire qui a eu pour objet de :

- présenter les résultats du rapport d'étude (Activité 3),
- d'approfondir certains thèmes avec la participation d'intervenants extérieurs,
- collecter le retour d'expérience d'intervenants extérieurs et notamment des pays de l'étude et approfondir certains thèmes.

Des représentants de dix pays africains des douze étudiés ont participé à ce séminaire ainsi que des intervenants de l'industrie. La liste des participants africains est donnée en Annexe de ce rapport.

1.4. Rappel des Hypothèses de Définition

La segmentation du marché de l'hydroélectricité en petite, moyenne et grande hydroélectricité n'est pas universelle. Celle-ci diffère selon les pays. Cela tient au fait que le petit, le moyen et le grand restent des appréciations relatives et qu'en outre « la grande » et la « très grande hydro » occultent la moyenne et la petite hydro.

Pour l'objet de cette étude, la définition de la segmentation du marché en Afrique subsaharienne a été discutée lors de la réunion du 17/12/2012 aux bureaux de l'AFD à Paris au stade du rapport intermédiaire. L'Annexe 26 documente l'analyse effectuée.

La segmentation des centrales, retenue pour le présent rapport final d'étude, est présentée ci-dessous:

Type	Puissance
Très grande Hydro	> 200 MW
Grande Hydro	entre 50 et 200 MW
Moyenne hydro	entre 10 et 50 MW
Petite hydro	Entre 1 et 10 MW
Mini hydro	< 1 MW

Tableau 1 : Segmentation du marché de l'hydroélectricité

Les centrales de puissance respectivement comprise entre 10 et 100 kW appelée « microcentrales » et inférieure à 10 kW appelées « pico centrales » sont incluses dans la classe de la « mini hydro », de puissance < 1 MW.

La phase d'analyse, objet de ce rapport, se concentre donc sur le développement des centrales hydroélectriques de 1 à 10 MW (« petite puissance ») et de 10 à 50 MW (« moyenne puissance »).

2. INVENTAIRE DES SITES EXISTANTS ET POTENTIELS

2.1. Introduction

Un inventaire des centrales existantes et potentielles de mini (<1MW), petite (1 à 10 MW) et moyenne (10 à 50 MW) puissance a été établi pour les pays de l'étude, à savoir : la Côte d'Ivoire, le Ghana, la Guinée, le Cameroun, le Gabon, la République du Congo, l'Ethiopie, la Tanzanie, le Kenya, l'Ouganda, le Mozambique et le Madagascar.

Cet inventaire réalisé en 2012 a fait l'objet d'un rapport « Intermédiaire » (émis en déc. 2012), dans lequel les sources exploitées sont répertoriées. Les principales sources d'information utilisées pour ce recensement sont les suivantes:

- Fond documentaire propre du Consultant (archives de Tractebel Engineering et Tractebel Bruxelles)
- Documentation disponible auprès des Maîtres d'ouvrages Nationaux (Ministères ou services décentralisés de l'état en charge de l'énergie ou de l'électricité) : Ministères de l'énergie, de l'eau et de l'environnement ainsi que les autorités nationales d'électrification rurales (telles que Rural Electrification Authority – Kenya, Rural Electrification Agency – Tanzania, Rural Electrification Agency – Uganda, Agence Nationale d'Electrification Rurale (ANER) du Congo, Agence pour Electrification Rurale (AER) du Cameroun, Agence de Développement de l'Electrification Rurale (ADER) de Madagascar)
- Documentation disponible auprès des Maîtres d'ouvrages Délégués, en particulier les opérateurs nationaux du secteur de l'électricité, les concessionnaires et/ou les exploitants : Ethiopian Electric Power Corporation Official (EEPCO), Kenya Electricity Generating Company Limited (KenGen), Tanzania Electric Supply Company (TANESCO), Uganda Electricity Generation Company Limited (UEGCL), Electricidade de Moçambique (EDM), SOGEPE et SOPIE en Côte d'Ivoire, Volta River Authority au Ghana (VRA), Electricité de Guinée (EDG), Electricity Development Corporation (EDC) et ENEO (ex AES-SONEL) au Cameroun, Société d'énergie et d'eau du Gabon (SEEG), Jirama à Madagascar)
- Documentation disponible auprès des Maîtres d'ouvrages sous – régionaux tels que : Autorité du bassin du Niger (ABN), Autorité du bassin de la Volta (ABV), Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal (OMVS), Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Gambie (OMVG), Commission Internationale du Bassin du fleuve Congo-Oubangui-Sangha (CICO), Pool Energétique de l'Afrique Centrale (PEAC), Eastern African Power Pool (EAPP), Southern African Power Pool (SAPP), Nile Basin Capacity Building Network (NBCBN), NBI, Nile Basin Initiative (NBI) via Nile Equatorial Lakes Subsidiary Action Program (NELSAP), Southern African Development Community (SADC) et la Communauté économique des Etats de l'Afrique de l' Ouest (CEDEAO)
- Publications disponibles sur les sites internet de tous ces organismes
- Publications disponibles auprès d'Organismes des Nations Unis tel que l'United Nations Industrial Development Organisation (UNIDO) et l'International Centre on Small Hydro Power (IC-SHP)
- Publications de certaines ONG et certains organismes de coopération tels que GTZ, International Rivers.

La collecte de sources s'est effectuée principalement depuis les bureaux de TEF, en interne auprès des chefs de projet qui travaillent dans les pays à l'étude, ainsi que par les contacts et associés locaux de TEF dans les pays.

Une partie de la documentation a également été récupérée dans le cadre de missions sur site des collaborateurs TEF sur leur projet ou lors de missions de prospection commerciale (Ghana, Mozambique, Congo, Guinée, etc..).

Cet inventaire se veut générique et ne peut être considéré comme exhaustif du fait i) de l'objet final de l'étude qui est d'identifier une douzaine de sites potentiels pour des éventuelles études futures et ii) du travail constant des pays dans l'élaboration de plans stratégiques de développement.

2.2. Hydroélectricité en Afrique Subsaharienne

Le développement de l'hydroélectricité en Afrique subsaharienne s'est effectué comme suit :

- Les années 1920 à 1950 ont marqué le début du développement du secteur avec 8 centrales en 30 ans.
- Les années 1950 à 1980 ont vu une croissance importante du secteur avec 50 nouvelles centrales en 30 ans. La puissance installée totale de la région étudiée est passée d'environ 900 MW à 8 000 MW avec le développement de centrales de toutes les gammes de puissances.
- Les années 1990 à 2000 ont été relativement calmes avec un nombre réduit de nouvelles centrales majoritairement de grande puissance, ont été construites,
- Les dix dernières années ont vu le développement d'une vingtaine de projets dans la gamme des petites, moyennes et très grandes puissances.

Le tableau ci-après récapitule le nombre de centrales existantes à ce jour par gamme de puissance sur la région subsaharienne étudiée, ainsi que leur âge.

Gamme de Puissance	Gamme de Puissance (MW)	Nombre	Age moyen	Nombre > 30 ans	% Nombre > 30 ans
Mini	0-1	34	40	13	37
Petite	1-10	20	43	11	55
Moyenne	10-50	24	38	17	71
Grande	50-200	32	30	16	50
Très grande	200	15	23	8	53

Tableau 2 : Centrales hydroélectriques en Région Subsaharienne

Le parc africain subsaharien demeure relativement jeune en comparaison avec la plupart des pays européens comme la France, où la majorité des centrales hydroélectriques ont été construites après la seconde guerre mondiale et ont plus de 50 ans.

Sur l'ensemble du parc d'Afrique Subsaharienne, les centrales de moyenne puissance sont plus âgées en proportion : plus de 70% des centrales de moyenne puissance ont plus de 30 ans. Néanmoins, en termes d'âge moyen, les centrales de petite puissance sont les plus âgées.

2.3. Inventaire des Centrales Existantes

Le résultat de l'inventaire des centrales existantes de petite et moyenne puissance est présenté en termes de nombre de centrales et de puissance installée totale.

Dans le cadre de cette étude, le critère du nombre de centrales existantes par pays est à privilégier sur celui de la puissance cumulée. En effet dans la recherche de perspectives de développement, l'expérience est considérée comme primordiale.

Le tableau ci-après reprend l'ensemble des résultats par pays en classant les pays de manière décroissante en termes de nombre de centrales existantes. Cet inventaire inclut les centrales en construction.

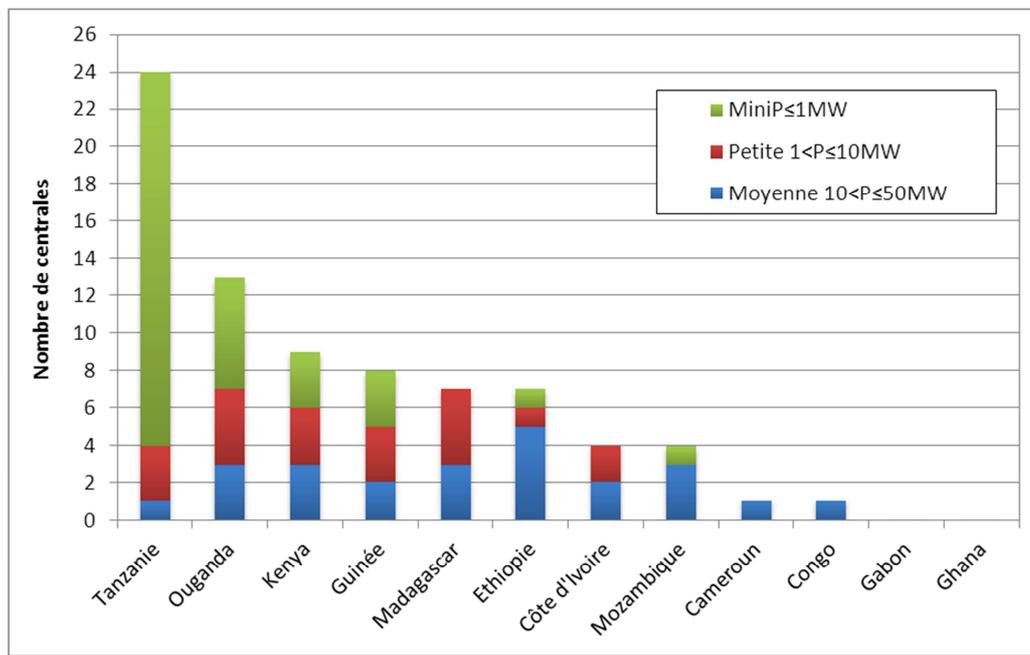


Figure 1: Centrales Existantes par Pays en Nombre

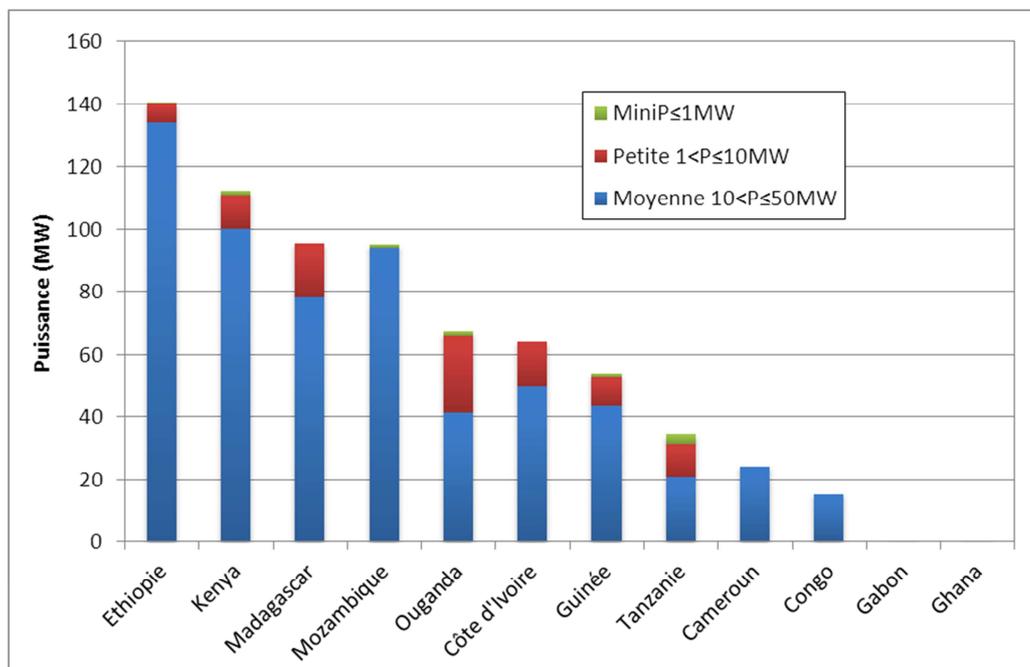


Figure 2: Centrales Existantes par Pays en Puissance Cumulée

Pays	Moyenne		Petite		Mini		Valeurs Cumulées	
	Nb	P (MW)	Nb	P (MW)	Nb	P (MW)	Nb	P (MW)
Tanzanie	1	21	3	10	20	3.0	24	34
Ouganda	3	42	4	24	6	1.6	13	68
Kenya	3	100	3	11	3	1.3	9	112
Guinée	2	43	3	10	3	1.0	8	54
Madagascar	3	78	4	17	0	0.0	7	96
Ethiopie	5	134	1	6	1	0.4	7	140
Côte d'Ivoire	2	50	2	14	0	0.0	4	64
Mozambique	3	94	0	0	1	1.0	4	95
Cameroun	1	24	0	0	0	0.0	1	24
Congo	1	15	0	0	0	0.0	1	15
Gabon	0	0	0	0	0	0.0	0	0
Ghana	0	0	0	0	0	0.0	0	0
Total	24	601	20	93	34	8.3	78	702

Tableau 3 : Centrales Existantes par Pays

Les valeurs présentées dans le tableau ont été arrondies au chiffre entier supérieur par soucis de clarté.

En conclusion de cet inventaire et d'après les informations collectées, les éléments suivants sont à souligner :

- Sur l'ensemble, les projets existants de moyenne puissance sont au même nombre que ceux de petite puissance avec 24 centrales de moyenne puissance pour 20 de petites puissances ;
- Des projets sur toute la gamme soit projets de mini, petite et moyenne hydro ont été développés sur cinq pays uniquement, principalement en Afrique de l'Est ;
- La Tanzanie a développé la grande majorité des projets de mini hydroélectricité qui ont pu être recensés avec 20 centrales sur un total de 34.

2.4. Inventaire des Sites Potentiels

Le résultat de l'inventaire des centrales potentiels de petite et moyenne puissance est présenté en termes de :

- nombre de centrales,
- puissance installée totale.

Le tableau ci-après reprend l'ensemble des résultats par pays en classant les pays de manière décroissante en termes de nombre de centrales existantes.

La terminologie « centrale potentielle » est ici employée pour désigner les centrales dont le projet est mentionné dans un Plan Directeur d'Electrification ou a fait l'objet d'études et est inclus dans le programme de développement du pays.

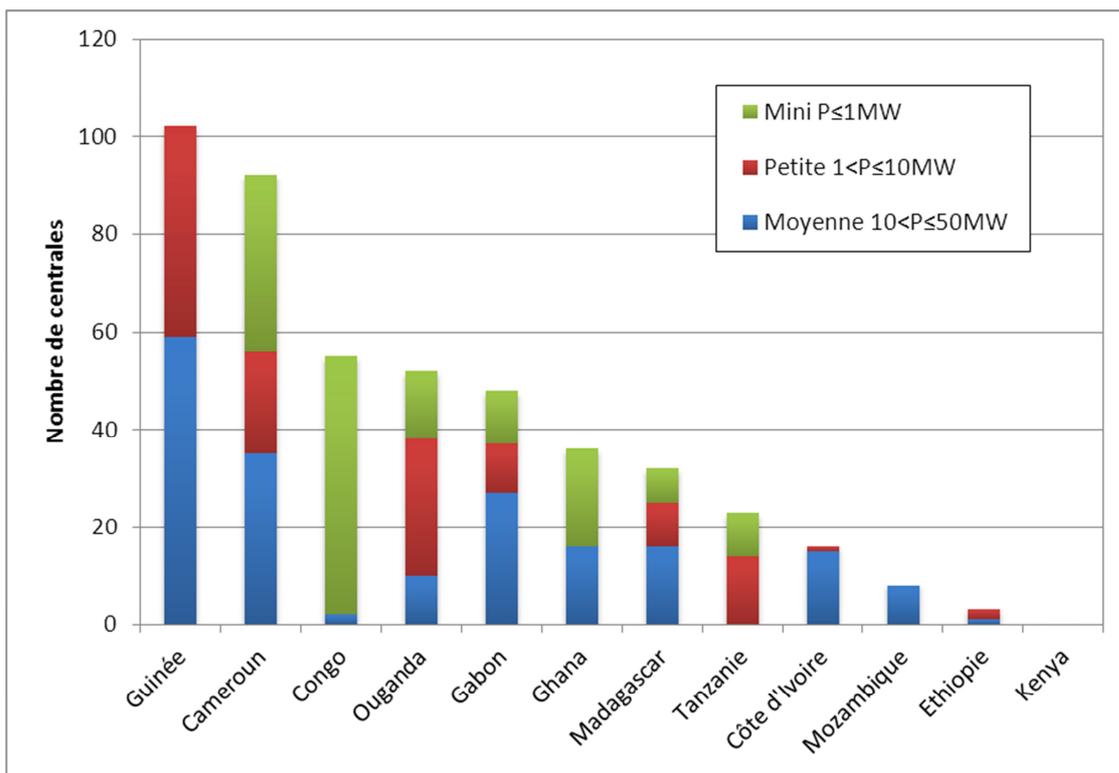


Figure 3: Centrales Potentielles par Pays en Nombre

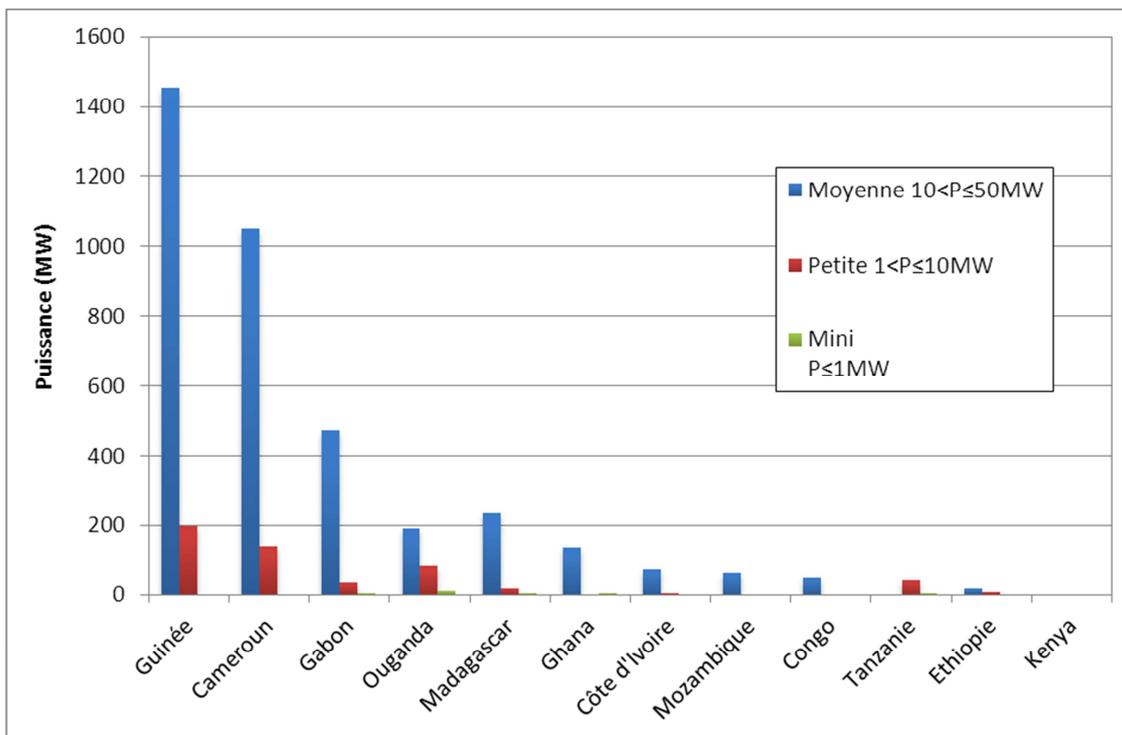


Figure 4: Centrales Potentielles par Pays en Puissance Cumulée

Pays	Moyenne		Petite		Mini		Valeurs Cumulées	
	Nbre	P (MW)	Nbre	P (MW)	Nbre	P (MW)	Nbre	P (MW)
Guinée	59	1 453	43	198	0	0.0	102	1 651
Cameroun	35	1 051	21	140	36	0.0	92	1 191
Congo	2	49	0	0	53	0.0	55	49
Ouganda	10	191	28	81	14	9.7	52	282
Gabon	27	474	10	36	11	3.7	48	513
Ghana	16	136	0	0	20	2.8	36	139
Madagascar	16	234	9	17	7	4.3	32	255
Tanzanie	0	0	14	42	9	4.3	23	47
Côte d'Ivoire	15	73	1	5	0	0.0	16	78
Mozambique	8	61	0	0	0	0.0	8	61
Ethiopie	1	16	2	6	0	0.0	3	22
Kenya	0	0	0	0	0	0.0	0	0
Totaux	189	3 738	128	525	150	24.8	467	4 288

Tableau 4 : Centrales Potentielles par Pays

* La puissance des projets potentiels de mini-hydro du Cameroun et du Congo n'a pas été relevée.
A noter que les valeurs présentées dans le tableau ont été arrondies au chiffre entier supérieur par soucis de clarté.

En conclusion de cet inventaire et d'après les informations collectées, les éléments suivants sont à souligner :

- Sur l'ensemble, les projets potentiels de moyenne puissance sont légèrement majoritaires sur ceux de petite puissance avec 189 projets de moyenne puissance pour 128 de petite puissance ;
- La Guinée et le Cameroun collectent à eux deux environ 50% des centrales potentielles en moyenne et petite puissance :
 - Moyenne puissance en Guinée – 39% du potentiel de puissance avec 59 projets (31% des projets),
 - Moyenne puissance au Cameroun – 28% du potentiel de puissance avec 35 projets (19% des projets) ;
 - Petite puissance en Guinée – 38% du potentiel de puissance avec 43 projets (34% des projets),
 - Petite puissance au Cameroun – 27% du potentiel de puissance avec 21 projets (16% des projets) ;
- Le Congo enregistre le plus grand nombre de projets potentiels en mini hydroélectricité avec 53 projets sur un total de 150.

2.5. Résultats de l'Etude d'Inventaire

Sur la base d'inventaire réalisé et de l'analyse présentée ci-dessus, les grandes conclusions sont les suivantes :

- Sur l'ensemble de la région, les projets de centrales de petite et moyenne puissance sont des projets d'avenir avec :
 - une expérience acquise sur de nombreux projets déjà réalisés (environ 80 centrales de mini, petite et moyenne puissances, totalisant une capacité de plus de 600 MW) ;
 - un potentiel de développement intéressant et très important en nombre, déjà assez bien étudié permettant l'identification d'un nombre importants de projets potentiels.

- La Guinée et le Cameroun semblent présenter un fort potentiel de développement hydroélectrique du fait de leur situation géographique et des conditions hydrologiques particulières de cette zone de l'Afrique sub-saharienne. Ces pays sont sélectionnés pour faire l'objet d'étude de cas dans le cadre de cette étude des perspectives de développement pour les raisons suivants :
 - Ces deux pays présentent le plus d'opportunité de projets de centrales de petite et moyenne puissance en nombre:
 - Ces deux pays ont de l'expérience sur de tels projets, à l'exception au Cameroun sur des centrales existantes de petite puissance.
- La mini hydroélectricité est un secteur qui semble prometteur avec un nombre de projets potentiels important.
 - Dans ce secteur, la République du Congo compte la majorité des projets potentiels, cependant à ce jour il n'a aucune expérience sur cette gamme de puissance.
 - L'Afrique de l'Est a développé des premières expériences : Tanzanie pour la mini-hydro (avec une vingtaine de mini-centrales), Ouganda et Kenya pour les centrales petites et moyennes (avec une dizaine de centrales petites et moyennes dans chaque pays).

➤ **Trois Pays d'Intérêt : la Guinée, le Cameroun, la Tanzanie**

La **Guinée** et le **Cameroun** semblent présenter un fort potentiel de développement de la petite et moyenne hydroélectricité, du fait des **conditions** hydrologiques particulières de cette région (plus d'une centaine de projets identifiés). Le recensement des projets a été approfondi pour ces deux pays, dans le cadre de l'étude.

La République du **Congo** présente également un fort potentiel pour la mini hydroélectricité, avec près de 50 projets recensés. Toutefois, l'analyse détaillée de ce potentiel n'entrait pas dans le cadre de l'étude et reste à faire.

La Tanzanie a été choisie pour faire l'objet d'une étude de cas en tant qu'exemple dans l'étude de perspectives de développement de projets de mini-hydroélectricité.

Le Tableau 5 ci-après reprend les principaux résultats de l'inventaire pour ces trois pays.

Gamme	Centrale	Guinée		Cameroun		Tanzanie	
		Nb	MW	Nb	MW	Nb	MW
Moyenne	Existante	2	44	1	24	1	21
	Potentielle	59	1453	35	1051	-	-
Petite	Existante	3	10	0	0	3	10
	Potentielle	43	198	21	140	14	42
Mini	Existante	3	1	-	-	20	3
	Potentielle	-	-	-	-	9	4

Tableau 5 : Inventaire – Guinée, Cameroun, Tanzanie

Des études plus détaillées ont été menées sur ces trois pays et sont documentées dans les chapitres 5, 6 et 8.

3. SCHEMAS DE DEVELOPPEMENT

Cette étude propose un partage de l'analyse du schéma de développement à être adopté en trois parties :

- Une première analyse qui prenne en compte la localisation géographique de l'aménagement et les acteurs principaux.
- Une deuxième approche, complémentaire à l'antérieur, propose des considérations sur le montage juridique et financier des centrales.

Finalement, un regard sur les méthodes et procédures d'évaluation des impacts environnementaux et sociaux est présent en fin de chapitre.

3.1. Schémas techniques et institutionnels

Les projets hydroélectriques de petite et moyenne puissance répondent généralement en Afrique subsaharienne aux quatre schémas techniques types décrit dans les paragraphes suivants.

3.1.1. Centrale Raccordée à un Réseau Existant

➤ Description de principe

Le schéma de « centrale raccordée à un réseau existant » correspond au développement d'un moyen de production nouveau mettant à profit les moyens de transport et d'exploitation existants. Il s'inscrit dans une stratégie régionale, nationale voire internationale selon le réseau de raccordement.

Le critère prédominant pour de tels projets est la proximité du site de la centrale à un poste électrique existant.

Ce schéma s'applique à des centrales de grande et moyenne puissance d'un point de vue technico-économique. Il peut être envisagé de raccorder des centrales de petite puissance en second temps au cas par cas. Dans le cadre de cette étude, il est proposé de limiter l'analyse de ce schéma aux centrales de moyenne puissance.

➤ Parties prenantes

Les parties prenantes à considérer pour un tel schéma sont en général:

- Réseau régional
 - Ministère en charge de l'énergie et toutes entités ayant des responsabilités dans le domaine du développement électrique ;
 - Division régionale du ministère ayant pour mission l'approvisionnement en électricité des populations de la région
 - Opérateur régional en charge de l'exploitation du réseau
- Réseau national
 - Ministère en charge de l'énergie et toutes entités ayant des responsabilités dans le domaine du développement électrique ;
 - Opérateur national en charge de l'exploitation du réseau
- Réseau international

- Ministère en charge de l'énergie du pays du projet et toutes entités ayant des responsabilités dans le domaine du développement électrique
- Ministère en charge de l'énergie des pays impliqués dans la gestion du réseau interconnecté ;
- Opérateurs nationaux et internationaux ;
- Organisme régional en charge du réseau interconnecté.
- Tout réseau : Collectivité locales et populations à proximité des sites de travaux

➤ **Schémas institutionnels**

Sur la base des exemples listés ci-dessous, les projets de centrales raccordées à un réseau existants sont :

- développés sous la forme de Maitrise d'Ouvrage Publique,
- financés par des bailleurs de fonds internationaux,

Ces centrales sont exploitées soit par des sociétés d'Etat soit par des sociétés privées qui ont des concessions de service public. Leur production est vendue aux consommateurs domestiques et industriels via le réseau, directement ou par le biais d'entreprise privée concessionnaire du service public de distribution.

Ceci correspond à des schémas très classiques de montage de projet en « Maitrise d'Ouvrages Publique ».

3.1.2. Centrale Isolée à proximité d'un Centre de Consommation Domestique

➤ **Description de principe**

Le schéma de « centrale isolée à proximité d'un centre de consommation domestique » correspond au développement d'un moyen de production et d'approvisionnement nouveau pour répondre à une demande localisée. Il s'inscrit dans une stratégie locale.

Ce schéma présente des contraintes technico-économiques spécifiques du fait des limites de flexibilité pour gérer les fluctuations de demande et les variations de production (arrêt pour maintenance, variations saisonnières des apports hydrologiques...) qui auront un impact sur la réponse à la demande.

Le critère prédominant pour de tels projets est la proximité du site de la centrale à un centre de consommation domestique.

Ce schéma peut avoir un potentiel régional à moyen terme avec des opportunités d'interconnexions de plusieurs réseaux locaux.

Ce schéma s'applique à des centrales de mini, petite et moyenne puissance, en se basant sur le fait que les demandes domestiques dans les zones rurales des pays étudiés sont de faible à moyenne importance.

➤ **Parties prenantes**

Les parties prenantes à considérer pour un tel schéma sont en général :

- Ministère en charge de l'énergie et toutes entités ayant des responsabilités dans le domaine du développement électrique ;
- Division régionale du ministère ayant pour mission l'approvisionnement en électricité des populations de la région ;
- Collectivités locales ;

- Populations à proximité des sites de travaux.

➤ **Schémas institutionnels**

Sur la base de l'exemple listé ci-dessous, les projets de centrales en réseau isolé sont :

- développés sous la forme de Maitrise d'Ouvrage Publique,
- financés par des bailleurs de fonds internationaux, dans le cadre des plans de développement rural.

Ces centrales sont exploitées soit par des sociétés d'Etat soit par des sociétés privées qui ont des concessions de service public. Leur production est vendue directement aux consommateurs locaux via la société gestionnaire du réseau local.

Ceci correspond à des schémas très classiques de montage de projet en « Maitrise d'Ouvrages Publique ».

3.1.3. Centrale Isolée à proximité d'un Site Industriel

➤ **Description de principe**

Le schéma de « centrale isolée à proximité d'un site industriel » correspond au développement d'un moyen d'approvisionnement nouveau sur la base d'une production mise en place pour un site industriel. Il s'inscrit dans une stratégie locale pour approvisionner en électricité en premier lieu une industrie, tout en en faisant bénéficier les populations aux environs du site.

Le critère prédominant pour de tels projets est la proximité du site industriel qui conditionne la rentabilité de la source d'alimentation en électricité.

Etant donné la gamme de puissance usuellement nécessaire aux industriels tels que des miniers, ce schéma s'applique à des centrales de moyenne puissance. Ils pourraient s'appliquer à des centrales de petite puissance voir à la mini hydroélectricité si les industriels se trouvent être dans le domaine de l'agriculture.

➤ **Parties prenantes**

Les parties prenantes à considérer pour un tel schéma sont en général:

- Ministère en charge de l'énergie et toutes entités ayant des responsabilités dans le domaine du développement électrique ;
- Division régionale du ministère ayant pour mission l'approvisionnement en électricité des populations de la région ;
- Exploitant industriel ayant financé la création du moyen de production ;
- Entité identifiée pour la reprise de l'opération de la centrale, le cas échéant ;
- Collectivités locales et potentiels bénéficiaires additionnels du moyen de production d'électricité pour de la demande domestique ;
- Populations à proximité des sites de travaux Populations à proximité des sites de travaux.

➤ **Schémas institutionnels**

En général, les projets de centrales isolées à proximité d'un site industriel sont :

- développés sous la forme de Partenariat Public Privé,
- financés par les compagnies privées liés à l'activité industrielle en question,

Ces centrales sont exploitées soit par une société de projet, avec un actionariat partagé entre Etat et compagnie privée. Leur production est vendue directement à la compagnie industrielle pour ses besoins propres avec souvent une part de la production dédiée aux consommateurs domestiques ruraux via la société gestionnaire du réseau local.

Ceci correspond à un schéma plutôt classique de montage de projet en « Partenariat Public Privé », qui peut cependant se décliner sous diverses formes en fonction de l'implication de chacun des partenaires.

3.1.4. Centrale Existante à Réhabiliter

➤ Description de principe

Le schéma de « centrale existante à réhabiliter » correspond à la réalisation de travaux de réhabilitation avec pour objectif :

- la remise en état des ouvrages et installations, soit à la suite de diagnostics/expertise identifiant des problèmes de sécurité, soit en vue de maintenir la capacité de production vis-à-vis de problèmes techniques sur les équipements ou des problématiques contextuelles (sédimentation du réservoir, variation de niveaux aval, ...)
- leur optimisation, pouvant consister en une amélioration des rendements des machines, des ajouts de groupes, des optimisations de gestion de réservoir, etc....

A l'exception des réhabilitations rendues nécessaire en cas de risques de danger identifiés, le critère prédominant pour de tels projets est la justification technico-économique des travaux à réaliser au regard de la construction d'une nouvelle centrale.

Ce schéma s'applique à des centrales de toutes les gammes de puissance.

➤ Parties prenantes

Les parties prenantes à considérer pour un tel schéma sont en général:

- Gouvernement du pays ou division régionale du gouvernement selon la gamme de puissance et le raccordement à un réseau;
- Opérateurs de la centrale et du réseau existants;
- Populations à proximité des sites de travaux.

➤ Schémas institutionnels

Dans le cas des réhabilitations différents schémas institutionnels sont possibles en fonction de l'objet et de l'objectif des travaux de réhabilitation (Voir les deux exemples ci-dessous).

Un schéma PPP pourra être attractif sous certaines conditions de limitation de risques (voir ci-après) si la compagnie privée bénéficie des travaux de réhabilitations.

3.1.5. Exemples de Centrales Existantes par Schémas Types

Le tableau ci-après donne des exemples de centrales existantes par schémas types.

Schéma	Centrales	Financement	Exploitation	Acheteur de l'électricité
Centrale Raccordée à un Réseau Existant	Baneah (Guinée - 5 MW - 1969)	Bailleurs internationaux	EDG (National/Public)	Consommateurs domestique et industriels sur le réseau national (National). Via EDG (public).
	Lom pangar (Cameroun - 30MW - 2015)	Etat Camerounais (25%), BM (28%), AFD (16%), BAD (14%), BDEAC (9%), BEI (8%)	EDC (National/Public)	Consommateurs domestique et industriels sur le réseau national (National). Via ENEO (ex AES-Sonel (privé, concessionnaire du service public de l'électricité)
Centrale Isolée à proximité d'un Centre de Consommation Domestique	Nyumba ya Mungu (*) (Tanzanie - 8 MW - 1969)	-	TANESCO (national/privé)	TANESCO
	Keno (Guinée – 2 MW – en cours d'étude)	Bailleurs de fonds	Etat	Consommateurs locaux via EDG (public)
Centrale Isolée à proximité d'un Site Industriel	Chicapa (Angola - 16 MW - 2007)	45% ENE (Etat) et 55% Alrosa (diamond company)	Hydrochicapa SARL (local/privé)	4 MW -> réseau local (ville) et 12 MW -> Catoca mine
	Mwenga (Tanzanie è 4MW – 2012)	Union européenne, Rural Energy Agency (REA) et Rift Valley Corporation	Mwenga Hydro Ltd (subsidiary of Mufindi Tea Company) (local/privé)	TanESCO, » Mufindi Tea and Coffee Company » et le réseau rural

Schéma	Centrales	Financement	Exploitation	Acheteur de l'électricité
Centrale Existante Réhabiliter	Djoué (Congo) Remise en service et optimisation – en cours	Fonds propres Etat SNE (public)	SNE (National/Privé)	Consommateurs domestique et industriels sur le réseau national (National/Public) Via SNE (public)
	Buyo (Cote d'ivoire) Réhabilitation en 2010 pour pallier à des risques publics	Bailleurs de fonds internationaux MO CI Energie (public)	Compagnie Ivoirienne d'Electricité par Concession de service public (National/Privé)	Consommateurs domestique et industriels sur le réseau national (National/Public) Via Compagnie Ivoirienne d'Electricité (privé concession de service public)
	Koni (RDC - 42 MW – 1955) Réhabilitation et ajout 14MW en cours	Ivanplats, compagnie minière (privé) pour MO SNEL (Public)	SNEL (public)	SNEL à Ivanplats (local)

Tableau 6 : Exemples de Centrales Existantes par Schémas Types

3.2. Considérations sur le montage juridique et financier

Le montage d'un projet se construit sur la base de la connaissance technique et économique du projet et d'une demande identifiée, qui alimentent une analyse des risques techniques, économiques, financiers, environnementaux, sociaux, stratégiques, politiques et autres. Les risques principaux sont listés dans le tableau ci-après avec des suggestions de mesures d'atténuation.

Principaux risques durant la construction et l'exploitation	Mesures d'atténuation et allocation du risque résiduel
Risques hydrologiques : débits inférieurs aux prévisions	Etudes préalables. Atténuation technique : ressource alternative ou raccordement au réseau Atténuation financière via un partage du risque en cas de concession
Risques topographiques	Etudes préalables. Atténuation technique : relevé topographique du site par LiDAR
Risques géologiques & topographiques : conditions défavorables	Etudes préalables.
Risque de conception	Capacité de la maîtrise d'ouvrage (publique ou privée ; locale ou nationale) et solide maîtrise d'œuvre pour la construction
Risques d'exécution : délais et quantités supplémentaires	
Défauts de performance	
Risques environnementaux	Etudes préalables
Risques sociaux	Cadre institutionnel et légal approprié.
Risques sur le contrat de vente de l'électricité (soit au réseau via une société nationale, soit en direct aux collectivités)	Mécanisme de garantie souveraine (i.e. par la puissance publique) du prix d'achat fixé ; comptes séquestres
Risque découlant des cas de Force Majeure	A prendre par la puissance publique
Risques politiques et économiques	
Risques de perte de performance des équipements	Mise en place d'une stratégie de maintenance prédictive avec contrat de service et choix des équipements de contrôle et suivi.

Tableau 7 : Principaux Risques – Construction et Exploitation

Dans un schéma de centrales destinées majoritairement à une consommation industrielle ou sur un réseau interconnecté, le montage de type PPP (Partenariat Public Privé) avec financement privé est une bonne option, en fonction des garanties que peut obtenir le client industriel sur le paiement de l'électricité vendue au réseau. Cependant ce type de montage ne sera possible que si le rôle et les responsabilités de chaque partie prenante sont bien définis et que les risques sont maîtrisés.

Les freins aux investissements ont été discutés au cours du séminaire du 8 et 9 Décembre 2014 organisé par l'AFD. Les axes d'amélioration suivants, d'ordre juridique et financiers, ont été soulignés à plusieurs reprises :

- les bénéfices d'une standardisation des procédures et des documents contractuels, afin de limiter les coûts de transaction pour des petits projets ;
- la nécessité d'un mécanisme de couverture du risque de l'*off-taker* à l'échelle d'un programme ad hoc dans chaque pays, simple à mobiliser pour un investisseur ;

- les opportunités que pourrait apporter un regroupement des projets pour attirer les investisseurs de la grande hydroélectricité.

Une analyse sur les formes de développement dans lesquelles des développeurs et investisseurs publics pourraient coopérer dans un PPP est présentée en annexe de ce rapport. Cette analyse se base sur le retour d'expérience de partenariats existants et donc principalement sur des projets de grande hydroélectricité. Elle est cependant intéressante pour apprécier le cadre de développement de ce type de partenariat et investir comment attirer ces développeurs pour investir dans des projets de petite et moyenne puissance.

3.3. Considérations sur les méthodes et procédures d'évaluation des impacts environnementaux et sociaux

Ce sous-chapitre présente des considérations sur les méthodes et les procédures d'évaluation des impacts environnementaux et sociaux dans les pays d'Afrique subsaharienne. Il est illustré d'exemples d'application dans ces pays d'Afrique.

3.3.1. Cadre législatif et réglementaire

3.3.1.1. LES ETUDES D'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

Dans la majorité des pays d'Afrique subsaharienne, la législation environnementale se traduit par un cadre réglementaire en ce qui concerne les études d'impact sur l'environnement. Cela se traduit formellement par une procédure à suivre concernant l'élaboration des termes de références, la conduite et la validation de l'étude d'impact.

Pour illustrer ce cadre réglementaire, le tableau ci-après présente les réglementations environnementales applicables dans six des pays à l'étude. Pour exemples, l'encadré 1 rappelle la législation environnementale en Côte d'Ivoire et la

Figure 5 montre la démarche générale de l'étude d'impact sur l'environnement en Guinée.

Pays	Nom de l'aménagement hydroélectrique	Loi et réglementation sur EIE	Financement	Agence Environnement	Etudes Environnement réalisées
Côte d'Ivoire	Soubré (en construction)	Loi n° 96-766 du 3 octobre 1996 portant Code de l'Environnement	Public (contrat EPC)	Agence nationale de l'Environnement (ANDE)	Etude préliminaire + EIE + plan de réinstallation
Ghana	Bui (en construction)	Environmental Impact Assessment Procedures (1999)	Public (contrat EPC)	Environmental Protection Agency (EPA)	Etude préliminaire + EIE + plan de réinstallation
Guinée	Kaleta (en construction)	Décret présidentiel 199/PRG/SGG/89 du 18 novembre 1989	Public (contrat EPC)	Bureau Guinéen des Etudes et Evaluations Environnementales (BGEEE).	EIE + Plan de réinstallation

Cameroun	Lom Pangar (en construction)	Décret N°2005/577 du 23 février 2005	Public avec financement Banque mondiale	MINEP	EIE + Plan de réinstallation
Pays	Nom de l'aménagement hydroélectrique	Loi et réglementation sur EIE	Financement	Agence Environnement	Etudes Environnement réalisées
Ethiopie	Grand renaissance (en construction)	Environmental protection proclamation n°295/2002	Public (contrat EPC)	Environmental Protection Authority (EPA)	EIE + Plan de réinstallation
Ouganda	Bigasha (projet)	Environmental Impact Assessment Regulations, Statutory Instrument 153-1, 1998	-	National Environment Management Authority (NEMA)	EIE

Tableau 8 : Règlements environnementales applicables aux aménagements hydroélectriques dans quelques pays africains à l'étude

Côte d'Ivoire - Résumé de la législation en matière d'environnement (Base : arrêté n°972 de 2007 déterminant les règles et procédures applicables aux études relatives à l'impact environnemental des projets de développement).

L'Agence Nationale de l'Environnement (ANDE) est l'autorité environnementale chargée de superviser, de valider et de contrôler toutes les activités relatives aux études d'impact environnemental des projets de développement. L'étude d'impact, obligatoire avant installation de tout projet ou structure, nécessite l'élaboration de Termes de Référence (TDR).

Ces termes de référence sont élaborés puis validés par l'ANDE, à la charge du promoteur du projet, dans les 15 jours ouvrés après la réception du dossier par l'ANDE. Les frais d'élaboration des Termes de Référence, fixés à 5 000 000 de FCFA, sont à la charge du promoteur et payables à l'agence comptable de l'ANDE.

Les études d'impact doivent être réalisées par les bureaux d'étude environnementale agréés par arrêté du ministre chargé de l'environnement. Le rapport d'EIE revêtu du sceau du bureau d'étude environnementale agréé doit être déposé à l'ANDE en trois ou 10 exemplaires selon les cas par les soins du promoteur ou de son représentant pour validation.

Les coûts des redevances de l'ANDE incluent la visite de reconnaissance du site, l'organisation d'une enquête publique et selon les cas l'évaluation technique du rapport de l'EIE en comité interministériel ainsi que le suivi environnemental. Après examen et validation du rapport d'impact environnemental, une attestation, puis un arrêté d'approbation de l'étude d'impact environnemental est délivré par l'autorité environnementale au promoteur du projet.

Encadré 1 : Législation environnementale, cas de la Côte d'Ivoire

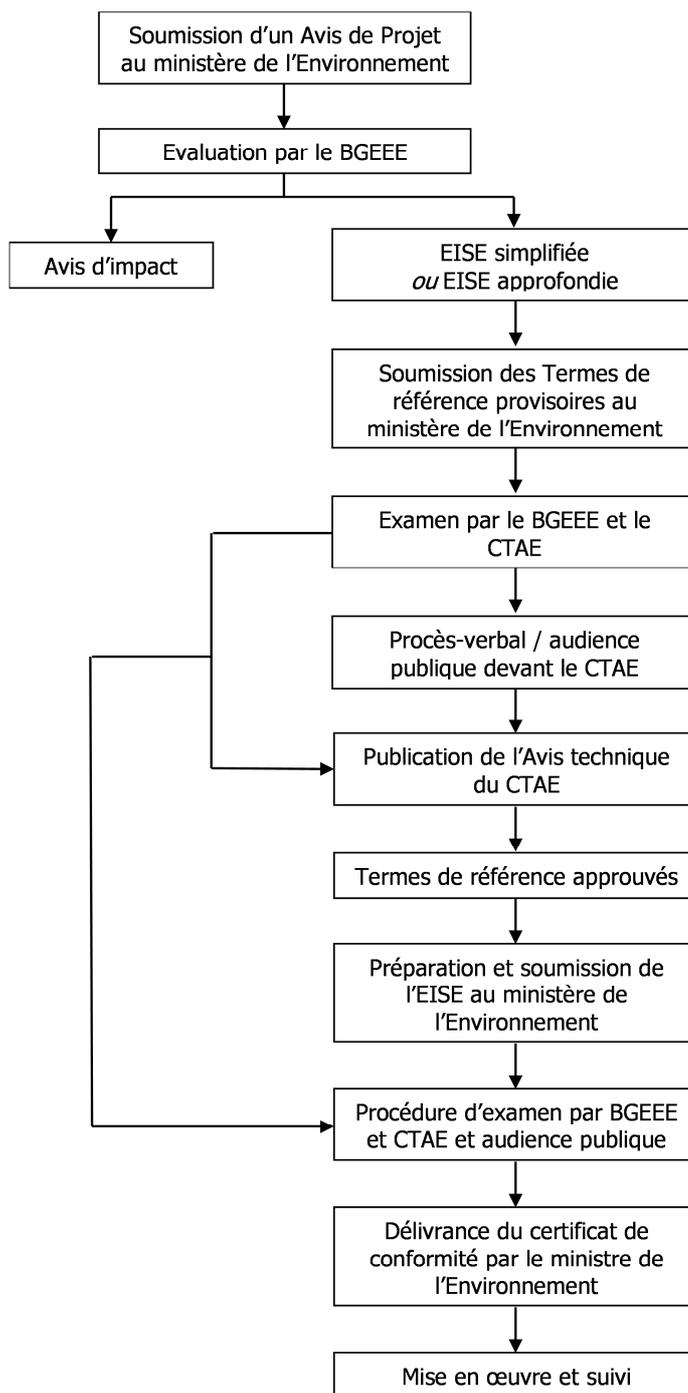


Figure 5 : Démarche générale de l'étude d'impact sur l'environnement en Guinée

BGEEE = Bureau Guinéen des Études et Évaluations Environnementales : chargé entre autres d'examiner l'EISE par rapport aux critères d'exclusion, d'organiser des consultations publiques, de préparer des Certificats de Conformité pour les projets à soumettre à l'approbation du ministre (arrêté ministériel n° 5311/2011)

CTAE = Comité Technique d'Analyse Environnementale : comité interministériel chargé d'aider le ministre de l'Environnement dans l'analyse et l'approbation des Termes de Référence et des rapports EISE (arrêté n° 03182/2010)

Le contenu-type d'une étude d'impact sur l'environnement est donné ci-dessous (World Bank Operational Policy OP4.01)

Contenu type d'une étude d'impact sur l'environnement (source : World Bank Operational policy OP 4.01)

- *Résumé exécutif*
- *Cadre législatif et réglementaire*
- *Description du projet*
- *Etat initial de l'environnement*
- *Analyse des impacts sur l'environnement*
- *Analyse des alternatives au projet*
- *Plan de gestion de l'environnement*

Encadré 2 : Contenu type d'une étude d'impact sur l'environnement

3.3.1.2. LA REINSTALLATION DES POPULATIONS

Le cadre législatif et réglementaire des pays d'Afrique subsaharienne est plus flou quand il s'agit de réinstallation des populations, lorsque celle-ci ne peut être évitée dans le cas de la construction d'un barrage avec un réservoir. Ici, les textes se réfèrent à la constitution ou à la réglementation foncière dont l'application est souvent délicate (mélange de droit coutumier et de droit moderne), voir l'encadré 3 avec l'exemple du Ghana.

Extrait de la constitution du Ghana

Clause 2 of Article 20 further provides that:

"Compulsory acquisition of property by the State shall only be made under a law which makes provision for:

- a) The prompt payment of fair and adequate compensation; and*
- b) A right of access to the High Court by any person who has an interest in or right over the property whether direct or on appeal from any other authority, for the determination of his interest or right and the amount of compensation to which he is entitled."*

Encadré 3 : Extrait de la Constitution du Ghana relative au déplacement de population

Dans la majorité des cas, étant donné l'absence de réglementation nationale adaptée dans les pays d'Afrique subsaharienne, les études relatives à la réinstallation des populations sont réalisées sur la base des standards internationaux du Groupe de la Banque mondiale (plan de réinstallation ou cadre de réinstallation selon la politique OP 4.12 de la Banque Mondiale et/ou les critères de performance de la Société Financière Internationale).

Il est utile de rappeler ici que le terme « réinstallation des populations » recouvre l'ensemble des dispositions prévues pour restaurer les moyens d'existence et les revenus des populations affectées et éligibles au plan de réinstallation, que ces personnes aient ou non à se déplacer sur un autre site.

3.3.1.3. APPLICATION DES CADRES REGLEMENTAIRES : INTERET ET DIFFICULTES

L'application du cadre réglementaire permet de cadrer les méthodes d'évaluation des impacts environnementaux et sociaux. On retrouve ainsi dans toutes les réglementations des pays d'Afrique subsaharienne listés dans le Tableau 8, une description du contenu de l'étude d'impact, qui est structurée en général autour des points suivants :

- Etat initial de l'environnement concernant les composantes physiques, biologiques et socio-économiques,
- Description du projet,
- Analyse des impacts du projet (y compris les impacts cumulatifs),
- Proposition de mesures pour éviter, réduire ou compenser les impacts du projet.

Les principales difficultés rencontrées dans l'application des cadres réglementaires relatifs aux études d'impact sont les suivantes :

- Termes de référence peu précis sur la description du projet et/ou débordant le cadre du projet (exemple type : demande d'évaluation environnementale stratégique sur un programme et/ou une politique de production d'énergie, dans le cadre d'une étude d'impact de projet hydroélectrique).
- Délais administratifs excessifs dans la mise au point des termes de référence et/ou dans la validation de ces derniers, puis dans la procédure de validation de l'étude d'impact elle-même.
- Manque de lisibilité des procédures devant conduire à l'agrément environnemental et/ou procédures peu explicites (exemple type : « scoping report » demandé dans le cas du Ghana avec des termes de référence en version provisoire entraînant des allers/retour entre l'administration et le maître d'ouvrage).
- Introduction de l'étude d'impact à un moment inapproprié du projet (trop tôt, trop tard).
- Manque et/ou absence de coordination entre l'équipe en charge de la conception du projet et l'équipe en charge de l'étude d'impact.

3.3.2. La prise en compte des enjeux environnementaux et sociaux au stade des études de faisabilité

Il est primordial que des études environnementales et sociales soient menées en amont du projet et prises en compte dans la définition du projet afin de réduire au maximum les impacts environnementaux et sociaux.

Des variantes de conception (emplacement, cote du barrage, puissance installée, superficie de la retenue) sont souvent proposées au stade de la faisabilité du projet. Ces variantes sont comparées en terme de performance technique, économique et impacts environnementaux et sociaux (exemple : nombre de personnes à déplacer rapporté à la superficie de la retenue).

L'encadré 4 montre, pour exemple, le cas du barrage de Soubré en Côte d'Ivoire, pour lequel la variante retenue était principalement liée aux impacts sociaux et environnementaux.

Optimisation de la conception tenant compte des enjeux environnementaux et sociaux : cas du barrage de Soubré

Le barrage de Soubré permettra de mettre en valeur la régularisation du fleuve Sassandra par le réservoir existant de Buyo (8 500 millions de m³) en équipant une chute d'eau naturelle. Au terme de l'analyse environnementale préliminaire conduite en 2000-2002 dans le cadre de l'étude de faisabilité, la variante la plus modeste de l'aménagement, diminuant de 11 % la puissance installée et de 54 % le nombre de personnes déplacées a été retenue par la Société d'Opération Ivoirienne d'Electricité.

Source : Tractebel Engineering, 2008

Encadré 4 : Enjeux environnementaux et sociaux : cas du barrage de Soubré

Ces études environnementales et sociales permettent également d'engager la société civile et de prévenir ainsi dans la mesure du possible des éventuels soulèvements sociaux qui pourraient venir remettre en cause la réalisation d'un projet.

3.3.3. Méthodes et procédures spécifiques

3.3.3.1. REINSTALLATION DE POPULATION

Le déplacement de population, du fait de la mise en eau de la retenue d'un aménagement hydroélectrique, fait en général l'objet d'une étude spécifique appelée « plan de réinstallation des populations »¹.

Dans les exemples cités dans le Tableau 8, le plan de réinstallation est distinct et complémentaire de l'étude d'impact sur l'environnement. Il est exigé en cas de participation d'un bailleur de fonds international, et se réfère le plus souvent dans son contenu aux standards internationaux du Groupe de la Banque mondiale, en l'absence de réglementation spécifique dans les pays d'Afrique

L'encadré 5 rappelle le contenu type d'un plan de réinstallation.

¹ Ce terme est utilisé dans la politique opérationnelle OP 4.12 de la Banque mondiale

Contenu type d'un plan de réinstallation (source : Operational policy OP 4.12 Annex A, involuntary resettlement instrument)

- *Description du projet*
- *Impacts du projet*
- *Objectifs du programme de réinstallation*
- *Etudes socio-économiques*
- *Cadre réglementaire et institutionnel de la réinstallation*
- *Personnes éligibles au plan de réinstallation*
- *Estimation des biens et des coûts de remplacement*
- *Mesures de réinstallation*
- *Sélection et préparation des sites de réinstallation*
- *Logements, infrastructures et services sociaux*
- *Protection et gestion de l'environnement*
- *Participation des communautés*
- *Intégration avec les populations hôtes*
- *Procédures d'arbitrage*
- *Responsabilités organisationnelles*
- *Calendrier d'exécution*
- *Coûts et budget*
- *Maîtrise d'œuvre, suivi et évaluation*

Encadré 5 : Contenu type d'un plan de réinstallation

Les principales activités effectuées dans l'élaboration des plans de réinstallation se fondent sur :

- La cartographie des zones sujettes au déplacement de population,
- Le recensement des personnes devant être réinstallées,
- L'inventaire des biens des personnes à réinstaller et l'estimation des coûts de remplacement.

Il s'agit ainsi d'enquêtes relativement lourdes qui se différencient par le degré de précision appliqué sur le terrain, selon le budget disponible, le contexte et les praticiens. Le recensement peut ainsi être nominatif ou agrégé au niveau des familles, les pertes de terres et de cultures peuvent s'évaluer sur une base déclarative ou être mesurées sur le terrain, les évaluations peuvent être partielles (sur échantillonnage) ou complètes.

Dans le cas des barrages, les enquêtes pratiquées sur le terrain doivent considérer le juste moment et le juste degré de précision. Effectuées trop tôt avant la mise en eau du réservoir, des enquêtes très précises seront à reprendre ultérieurement pour cause d'évolution naturelle des populations, des activités et de l'occupation des terres.

Normalement, la date-butoir d'éligibilité correspond à la date du recensement, pour autant que l'information sur la délimitation de la zone auprès du public ait été effective.

L'encadré 6 illustre le cas de la réinstallation des populations sur le barrage de Bui au Ghana.

Mise en œuvre de la réinstallation des populations : cas du barrage de Bui au Ghana

Le projet hydroélectrique de Bui se situe sur la rivière Black Volta, sur la limite des régions du Nord et de Brong-Ahafo, environ 150 kilomètres en amont du lac Volta. La première phase de la réinstallation des populations a été réalisée à l'été 2008. Sur le site de réinstallation de Jama, cinquante maisons ont été construites pour accueillir 43 ménages, soit en tout 217 personnes provenant de quatre communautés situées aux alentours du site du barrage. Cette opération s'est déroulée en une journée, et a été précédée d'une phase d'information et de concertation avec les personnes qui devaient déménager.

Source : Tractebel Engineering, 2010

Encadré 6: Réinstallation des populations : cas de Bui au Ghana

Les difficultés rencontrées sur la question de réinstallation de populations se rapportant aux aménagements hydroélectriques se réfèrent aux aspects suivants :

- Le budget de la réinstallation est difficile à mobiliser, car il n'est généralement pas pris en compte dans le montage financier du projet,
- La maîtrise d'œuvre des opérations de réinstallation est systématiquement sous-estimée,
- Le retour d'expérience est peu documenté.

3.3.3.2. CHANGEMENT CLIMATIQUE : EVALUATION DES EMISSIONS EVITEES ET INDUITES

Les informations concernant l'utilisation de méthodes visant à évaluer les émissions de carbone évitées par un projet hydroélectrique, dans le cadre des études d'impact sur l'environnement, sont peu nombreuses. On distinguera les méthodes et cas suivants :

➤ Grande hydraulique avec réservoir

Il n'existe pas de méthode standard du fait des incertitudes scientifiques sur les émissions de gaz à effet de serre occasionnées par la création de réservoirs. Les études engagées, complexes et spécifiques au site étudié (cas type : Lom Pangar au Cameroun, cf Encadré 7), se basent sur des extrapolations à partir de mesures effectuées sur des réservoirs supposés analogues (Petit Saut en Guyane), et donnent des ordres de grandeur d'émissions de CO² sur une période de 100 ans. Ces émissions cumulées sont ensuite comparées aux émissions de même nature qui seraient produites par une production alternative thermique sur la même période. On en déduit alors par différence les émissions de CO² qui sont évitées par la production hydroélectrique.

Les méthodes actuelles pour évaluer les émissions de gaz à effet de serre des réservoirs s'orientent vers le calcul des émissions nettes. Plutôt qu'un calcul de flux d'émissions de carbone (cas de la plupart des démarches qui demandent de nombreuses mesures sur le terrain et qui mesurent les émissions « brutes »), il s'agit d'effectuer un bilan de carbone en tenant compte des entrées et sorties de carbone à l'échelle du bassin versant (amont et aval), avant et après la création du réservoir. La différence entre la situation initiale (avant création du réservoir) et la situation avec réservoir donne les émissions nettes attribuées à l'aménagement. De nombreuses incertitudes restent néanmoins attachées à cette démarche, comme le stockage du carbone dans le réservoir ou la modification des flux de carbone dans l'atmosphère en aval des réservoirs.

La définition des émissions nettes, donnée dans le guide UNESCO/IHA (*Measurement specification guidance for evaluating the GHG status of man-made freshwater reservoirs – Edition 1 - 04 June 2009*), indique que les émissions nettes de gaz à effet de serre sont obtenues par différence entre les émissions avant et après le réservoir, ceci en considérant l'ensemble du bassin versant.

Des recommandations pour mesurer les émissions de gaz à effet de serre depuis les réservoirs des aménagements hydrauliques sont également données dans le guide de l'IHA (*Greenhouse Gas measurement guidelines for freshwater reservoirs – guidelines – Edition 1 – July 2010*).

Emissions de gaz à effet de serre depuis les réservoirs hydroélectriques : cas de Lom Pangar

« Selon les études environnementales du projet, le projet Lom Pangar émettra pendant les sept à quinze premières années suivant la mise en eau du réservoir plus de CO² équivalent (CO² e) qu'une alternative thermique remplissant le même rôle. Toutefois, lors des décennies suivantes, la tendance s'inverse : l'alternative thermique continue d'émettre des GES alors que les émissions de la retenue diminuent. En terme quantitatif et sur une durée de 100 ans, le projet Lom Pangar et le développement hydroélectrique associé auront contribué à l'effet de serre en produisant environ 19,1 millions de tonnes de CO²e, alors que son alternative thermique aurait contribué à l'effet de serre en produisant environ 140 millions de tonnes de CO² e, soit sept fois plus. »

Étude d'impact environnemental cumulatif du projet hydroélectrique de Lom Pangar, AECOM, rapport final, 2011

Encadré 7 : Emissions de gaz à effet de serre évitées : cas de Lom Pangar

Les émissions de gaz à effet de serre évitées par la production hydroélectrique peuvent également être calculées sur la base des méthodologies employées pour le mécanisme de développement propre (MDP) de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC). Cependant, il s'agit là de méthodes qui sortent du cadre des études d'impact sur l'environnement.

➤ Grande hydraulique avec réservoir de faible superficie, ouvrages au fil de l'eau, petite hydroélectricité

Dans le cadre des méthodologies employées pour le mécanisme de développement propre (MDP) [en anglais : Clean Development Mechanism (CDM)], le critère utilisé est le rapport entre la puissance installée et la superficie du réservoir qui doit être supérieur à 4².

Dans ce cas, les émissions de gaz à effet de serre depuis le réservoir de l'aménagement hydroélectrique sont calculées avec un facteur d'émission de 90 g CO² eq/kWh, ou sont négligées (voir Encadré 8).

2

Sous réserve de certaines conditions de densité de puissance (puissance installée divisée par la superficie du réservoir au niveau maximum) définies dans la méthodologie ACM0002 : "Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources".

Critères d'éligibilité au MDP pour les projets hydroélectriques et facteur d'émissions

THRESHOLDS AND CRITERIA FOR THE ELEGIBILITY OF HYDROELECTRIC POWER PLANTS WITH RESERVOIRS AS CDM PROJECT ACTIVITIES (decision EB 23)

Noting the scientific uncertainties concerning green-house gas emissions from reservoirs and that these uncertainties will not be resolved in the short term, a simple and transparent criteria, based on thresholds in terms of power density (W/m^2), are to be used to determine the eligibility of hydroelectric power plants for CDM project activities. The thresholds are as follows:

- i. Hydroelectric power plants with power densities (installed power generation capacity divided by the flooded surface area) less than or equal to $4 W/m^2$ cannot use current methodologies;*
- ii. Hydroelectric power plants with power densities greater than $4 W/m^2$ but less than or equal to $10 W/m^2$ can use the currently approved methodologies, with an emission factor of $90 g CO_2 eq/kWh$ for project reservoir emissions;*
- iii. Hydroelectric power plants with power densities greater than $10 W/m^2$ can use current approved methodologies and the project emissions from the reservoir may be neglected.*

Approved consolidated baseline and monitoring methodology ACM0002 "Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources".

Encadré 8: Critères d'éligibilité au MDP pour les projets hydroélectriques

➤ Estimation des risques liés à la production de gaz à effet de serre dans les réservoirs

A côté des méthodes décrites ci-dessus, les moyens utilisés dans le cadre des études d'impact peuvent permettre de déterminer si les risques de production brute de gaz à effet de serre (GES) sont significatifs dans le cas étudié. Ceci passe par la revue des principaux paramètres qui gouvernent la production de GES, en termes de risques potentiels. En l'état actuel des connaissances, et pour le CO_2 , il est admis que les émissions de CO_2 mesurées à la surface des réservoirs représentent une production similaire au cycle naturel du carbone. Les mesures effectuées sur les réservoirs de création récente montrent un accroissement des émissions de CO_2 durant les premières années après la mise en eau. Ce flux représente le résultat de la décomposition d'une partie de la biomasse présente dans le réservoir (étant donné qu'une partie substantielle de la biomasse noyée ne se décomposera pas et restera préservée). Une autre source de CO_2 est le relargage du carbone contenu dans le sol. Dans tous les réservoirs observés, le pic de cette activité intervient dans les deux ou trois premières années après la mise en eau. A l'échelle de la durée de vie du réservoir, il est admis que les émissions nettes de CO_2 ne sont pas significatives.

En ce qui concerne le méthane, issu de la décomposition de la biomasse en milieu anaérobie, les connaissances actuelles montrent une grande variabilité entre les réservoirs et un certain nombre de facteurs qui interviennent dans le processus. Ces facteurs concernent l'importance de la végétation submergée, l'utilisation des sols dans le bassin versant amont, le temps de résidence et la qualité de l'eau (concentration en oxygène dissous et température), la superficie du réservoir, sa profondeur.

La revue de ces paramètres dans le cas du barrage de Fomi, en Guinée, permet de situer le niveau de risques vis-à-vis des émissions de méthane (cf Encadré 9).

Revue des risques de production brute de gaz à effet de serre ; cas du barrage de Fomi (Guinée)

- *La végétation submergée : le couvert végétal du réservoir de Fomi est peu développé et a déjà fait l'objet de déforestation et d'exploitation agricole. Les superficies de sols nus, de savane herbacée, arbustive et arborée représentent 80% de la superficie du réservoir (560 km²), ce qui situe Fomi en risque faible pour la production de méthane.*

- *L'utilisation des sols dans le bassin versant amont. La partie supérieure du bassin versant (secteur de Kissidougou), située en milieu forestier, est une zone de production de café et d'exploitation du bois. Le coton, seule production de haute Guinée à utiliser massivement les engrais et les pesticides, n'est pas présent sur le bassin. La population, majoritairement rurale, est répartie dans des villages et de petites villes, la plus importante étant Kissidougou (60 000 habitants). La future retenue sera alimentée par des apports peu minéralisés, pauvres en matières organiques, azote et phosphore, et quasiment exempts de micropolluants métalliques ou organiques. Ceci situe Fomi en risque faible pour la production de méthane, en ce qui concerne ce critère des apports de carbone depuis le bassin versant amont.*

- *Le temps de résidence et la qualité de l'eau. Le temps de résidence s'évalue dans le rapport du volume utile du réservoir et du débit moyen annuel. Il est de l'ordre de 4,5 mois pour Fomi, ce qui situe le réservoir en risque faible vis-à-vis de la production de méthane (3 milliards de m³ de volume utile, rapporté à un débit moyen annuel de 265 m³/s - station de Baro, enregistrements de 1947 à 1997).*

- *En ce qui concerne la qualité de l'eau, les activités agricoles, artisanales et domestiques présentes en amont de la retenue ne sont pas de nature à altérer significativement la qualité des eaux. Le futur réservoir de Fomi, qui aura une profondeur moyenne de 12 m, intermédiaire entre les réservoirs de Sélingué et de Manantali, devrait présenter le même fonctionnement, à savoir une stratification thermique pendant environ la moitié de l'année (janvier à juin), atteignant son maximum en mars avril, avec un hypolimnion désoxygéné voire anoxique sur la majeure partie de la colonne d'eau et un épilimnion oxygéné sur quelques mètres. Ces conditions sont plutôt favorables pour des émissions de méthane sur les premières années d'exploitation. Toutefois, les observations effectuées sur la retenue de Sélingué modèrent les implications d'une stratification : la période d'anoxie est peu prolongée, la teneur en oxygène dissous est suffisamment élevée - les données de 1988-1990 (INRSP, 2002) indiquent au niveau du barrage une concentration en oxygène dissous en fond de retenue toujours supérieure à 5 mg/l au niveau des vannes - et l'eau restituée se ré-oxygène rapidement au passage des turbines puis dans le bief aval.*

La revue des paramètres les plus significatifs pour la production brute de méthane depuis la retenue de Fomi laisse la possibilité d'une décomposition anaérobie de la biomasse sur les toutes premières années d'exploitation. Toutefois, les autres paramètres comme le temps de résidence de l'eau ou la quantité de biomasse submergée minorent ce risque.

Encadré 9 : Revue des risques de production de GES : cas de Fomi

➤ Autres méthodes

D'autres méthodes d'évaluation des émissions de gaz à effet de serre depuis les ouvrages hydroélectriques concernent :

- Le Bilan Carbone projets AFD
- GHG Measurement Guidelines for Freshwater Reservoirs in 2010 (UNESCO/IHA, 2010)

3.3.3.3. AGRICULTURE ET SOLS

Les méthodes et procédures d'évaluation des impacts environnementaux et sociaux des projets hydroélectriques sur l'agriculture et les sols font appel à des techniques classiques relevant de l'agronomie et de la socio-économie (aptitude des sols, occupation des sols, hydro agriculture, usages des terres...).

La phase d'identification de ces impacts nécessite de définir :

- La superficie des terres qui seront noyées par la création d'un réservoir,
- Les superficies agricoles perdues au cours des travaux de construction des aménagements,
- Les réductions de superficies de terres inondées, en aval des aménagements, dues à la baisse attendue du niveau des crues annuelles (les plus hautes terres du lit majeur, lieux d'agriculture de décrue, risquent de ne plus être inondées aussi souvent).

Les cartes d'occupation des sols et l'étude des modifications hydrologiques et hydrauliques en aval de l'aménagement hydroélectrique sont les principaux outils pour identifier et caractériser les impacts sur l'agriculture et les sols.

L'analyse précise de la nature des impacts nécessite ensuite une bonne connaissance des règles et droits coutumiers et modernes (propriété, usages) qui régissent la gestion de la terre.

3.3.3.4. GESTION DE LA RESSOURCE EN EAU

Les méthodes et procédures d'évaluation des impacts environnementaux et sociaux des projets hydroélectriques sur la gestion et l'utilisation des ressources en eau se focalisent plus spécifiquement sur :

- la question des débits réservés ou débits environnementaux à maintenir à l'aval des ouvrages,
- Les modifications hydrologiques en aval de l'aménagement, de manière générale.

En 2006, plus de 200 méthodes distinctes étaient recensées pour déterminer les débits environnementaux. Rebecca Tharme classe ces différentes méthodes en quatre groupes, dans l'ordre d'apparition chronologique³ :

- Méthodes hydrologiques : apparues dans les années cinquante, elles se fondent sur l'analyse de bureau des séries de données hydrologiques (base de données de débits journaliers ou mensuels par exemple).
- Méthodes hydrauliques : apparues dans les années soixante-dix elles choisissent comme grandeur d'intérêt des variables hydrauliques. Leurs variations sont supposées refléter celles des facteurs limitant pour les habitats des espèces cibles étudiées.
- Modélisation de l'habitat : apparues dans les années quatre-vingt, ces méthodes reposent sur l'association de modèles hydrauliques et biologiques qui caractérisent la capacité d'accueil d'un tronçon de cours d'eau, pour un débit et une espèce donnés, par une valeur de surface pondérée utile. Cette surface pondérée utile représente l'habitat disponible pour l'espèce considérée.
- Méthodes holistiques et panels d'experts : apparues dans les années quatre-vingt-dix, elles ont une approche plus globale et ne privilégient pas d'espèces cibles. Elles nécessitent une collaboration d'experts pluridisciplinaires.

3

REBILLARD Vincent. Détermination et mise en place de régimes réservés pour les cours d'eau. ENGREF, Synthèse technique, janvier 2006.

Le contexte particulier des pays d'Afrique subsaharienne (peu de données sur les milieux aquatiques de manière générale, et pas de réglementation spécifique sur le débit réservé) induit plutôt la mise en œuvre de méthodes hydrologiques et holistiques (cas de la plupart des études effectuées sur les ouvrages mentionnés).

Quelle que soit la méthode utilisée, chaque cas est particulier pour résoudre des conflits d'usage potentiels qui sont liés à la modification de l'hydrologie du fleuve, et pour déterminer une valeur de débit réservé. La détermination de ce débit réservé nécessite au préalable :

- Un clair exposé des motifs qui motivent la mise en application d'un débit réservé,
- Des simulations de productible pour évaluer les incidences du débit réservé sur la production hydroélectrique,
- Une conception technique adaptée au niveau de l'aménagement hydroélectrique pour laisser passer le débit réservé, que celui-ci soit turbiné ou non.

Les exemples de détermination des débits réservés pour les projets de Lolema en Guinée et de Soubré en Côte d'Ivoire sont présentés respectivement en Encadré 10 et Encadré 11.

Le cas de l'aménagement hydroélectrique de Lolema, en Guinée, illustre l'application de méthodes hydrologiques pour déterminer, en aval de l'aménagement, l'étendue de la zone où des impacts potentiels significatifs sont attendu, c'est-à-dire où l'on observe des écarts entre le régime naturel et le régime influencé du fleuve en différents points situés en aval de l'aménagement hydroélectrique. A partir d'une certaine distance, compte tenu des apports intermédiaires, ces écarts sont minimes, ce qui permet de situer la zone d'influence aval.

Source : Tractebel Engineering, 2010

Encadré 10 : Analyse hydrologique des impacts aval, cas de Lolema

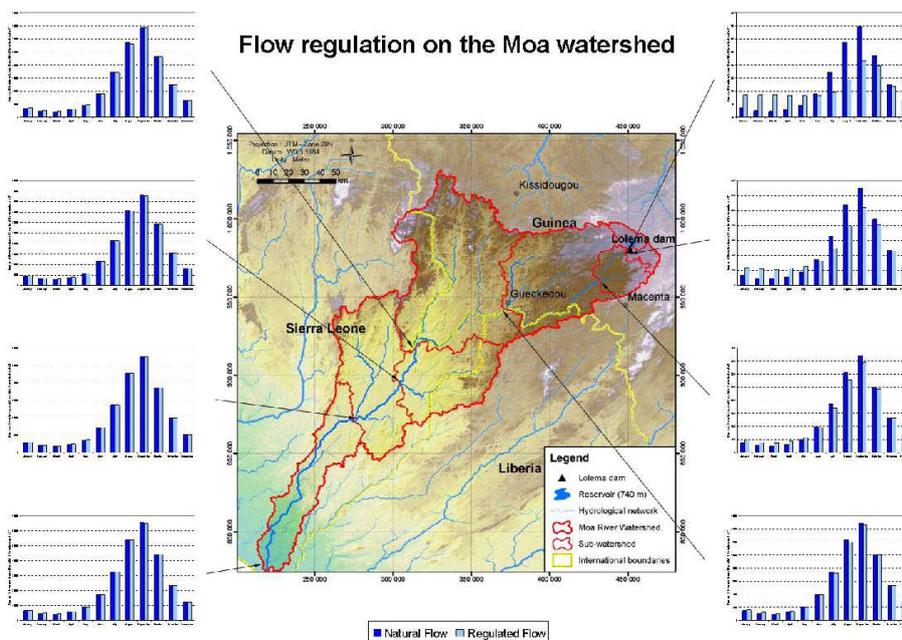


Figure 6 : Analyse hydrologique des impacts aval, cas de Lolema

Définition et conception du débit réservé sur l'aménagement hydroélectrique de Soubré, Côte d'Ivoire

Les études de conception et l'étude préliminaire d'impact sur l'environnement menées sur l'aménagement hydroélectrique de Soubré ont montré la nécessité de maintenir un débit réservé sur le tronçon court-circuité du fleuveassandra. Les facteurs qui ont permis la définition de ce débit réservé sont les suivants :

- *Valeur identitaire des chutes de la Nawa, sur le tronçon court-circuité*
- *Valeur paysagère et touristique de la chute, à proximité de la ville de Soubré*
- *Valeur culturelle de la chute, fréquentée régionalement*
- *Enjeux écologiques et de salubrité dans le tronçon court-circuité, faisant face à la ville de Soubré*
- *Choix d'une valeur de débit réservé proche du débit d'étiage moyen du fleuve (50 m³/s)*
- *Possibilité de turbiner le débit réservé, minimisant ainsi la perte de productible*

Source : Tractebel Engineering, 2008

Encadré 11 : Débit réservé à l'aval des aménagements ; cas de Soubré

3.3.3.5. ACCES A L'ENERGIE DES POPULATIONS RURALES

A la connaissance du Consultant, les services aux populations locales comme l'électricité rurale sont peu étudiés dans les études d'impact des projets hydroélectriques, du moins pour les aménagements d'une certaine importance, car ces services et les infrastructures associées ne font pas partie du projet initial. En l'absence de conception des infrastructures permettant par exemple l'électrification locale, il ne peut donc pas y avoir d'étude d'impact associée. Le même principe s'applique également dans l'accès des populations locales aux aménagements hydroagricoles.

Rappelons que les études d'impact, de par les réglementations en vigueur dans les pays d'Afrique subsaharienne ainsi que les standards internationaux, s'appliquent à des projets définis et étudiés au moins au stade de la faisabilité.

Pour autant, les plans de gestion de l'environnement qui sont établis à l'issue des études d'impact planifient souvent, à titre de mesure de développement local, l'accès à l'énergie des populations locales : c'est le cas pour l'aménagement hydroélectrique de Kaleta, en Guinée, ou celui de Lom Pangar au Cameroun. Dans ces deux cas, lors de l'étude d'impact du projet, un programme d'électrification rurale a été proposé dans le cadre du programme de gestion de l'environnement, comme mesure socio-environnementale.

A la suite de la construction d'un aménagement hydroélectrique, les questions d'accès à l'énergie des populations rurales demeurent peu documentées. Il s'agit souvent d'opérations qui se déroulent une fois le barrage construit, dans le cadre de l'application des plans de gestion de l'environnement et/ou d'autres initiatives. Peu de retours d'expérience sont disponibles sur l'impact réel de ces investissements sur le développement des communautés riveraines.

4. IDENTIFICATION DE PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT

4.1. Introduction

L'identification de perspectives de développement a été menée pour cette étude suivant la méthodologie suivante :

- Identification des éléments moteurs du développement à savoir la demande ;
- Sélection de sites potentiels ;
- Investigation des modes de développement envisageables qui sont particuliers à chaque projet.

Cette méthodologie a été appliquée aux cas du Cameroun et de la Guinée.

L'objectif de ces études de cas était d'identifier une première série de sites « prioritaires », qui pourraient faire l'objet d'un programme national de développement de la petite et moyenne hydroélectricité. Les critères de sélection choisis dans le cadre de cette étude sont spécifiquement centrés sur la pertinence des projets vis-à-vis de la demande en puissance et en distance. D'autres critères (et notamment des contraintes environnementales et sociales) devront être pris en compte au cours des étapes suivantes.

4.2. Eléments promoteurs et freins au développement de la petite et moyenne hydroélectricité

4.2.1. Eléments Promoteurs

Les éléments promoteurs au développement de projet de petite et moyenne puissance en Afrique subsaharienne, qui ont été identifiés sur la base des informations collectées, sont les suivants :

- Forte demande à l'ordre du jour

Le développement de projets hydroélectriques se fonde en premier lieu sur une demande. Cette demande est majoritairement domestique et industrielle. La satisfaction de la demande domestique est dans la plupart des cas gérée par une entité publique. Il est primordial que la demande soit recensée pour assurer un engagement solide des porteurs du projet.

- Disponibilité d'études et de plan directeurs

La disponibilité des données issues d'études d'inventaire et/ou de plans directeurs couvrant ces gammes de petite et moyenne puissance, par pays ou par sous-région, est un bon point de départ pour la promotion et le développement de nouveaux projets hydroélectriques.

La disponibilité d'études techniques avec des données fiables, notamment en ce qui concerne les volets topographiques, hydrologiques et géologiques, permettront également au maître d'ouvrage et développeurs de constituer des dossiers d'appel d'offres et d'offre plus robuste facilitant le développement du projet.

- Rentabilité

En l'absence sinon en complément des études de faisabilité, il est essentiel de considérer en amont la rentabilité du projet.

A noter que la Banque Mondiale a mené une étude sur la rentabilité de projets de réhabilitation qui est prise comme référence dans cette étude [2011, Banque Mondiale].

- Stratégie énergétique prometteuse pour les gammes de petite et moyenne puissance

Jusqu'à présent la stratégie énergétique des pays d'Afrique subsaharienne a favorisé le développement de projets hydroélectriques de grande puissance afin d'accroître de façon significative la production en énergie en limitant le nombre de projets et en maximisant la rentabilité de cet entrepreneuriat. La satisfaction de la demande locale s'inscrit dans le second horizon dont on voit le démarrage avec certaines initiatives de planification sur l'ensemble de la région sub-saharienne. Celle-ci n'est pas uniforme sur tous les pays alors que le développement d'une stratégie de desserte locale est un élément moteur pour les projets de petite et moyenne puissance.

4.2.2. Freins

Les freins au développement identifiés sur la base des informations collectées sont les suivants :

- Défaut de performance des parties prenantes

Les projets d'hydroélectricité de petite et moyenne puissance sont en générale portés par une entité étatique et/ou un opérateur publique ayant le monopole du réseau national. Du fait de leur monopole dans le secteur, ces parties prenantes se permettent de faire des contre-performances ce qui freinent les investissements privés.

- Risques liés aux acheteurs (« Off-taker risk »)

De nombreuses sociétés nationales dans la sous-région ne sont pas suffisamment solvables pour constituer un acheteur crédible. Il est souvent nécessaire d'obtenir par exemple une garantie souveraine du gouvernement. Ainsi l'Etat supporte le risque d'enlèvement lié au contrat d'achat et de vente de l'électricité.

- L'absence ou le manque de clarté d'une politique tarifaire

L'absence ou le manque de clarté d'une politique tarifaire ne permet pas d'attirer les investisseurs qui n'ont pas d'éléments suffisants pour évaluer la rentabilité du projet et une projection à long terme.

- Situation d'instabilité politique

Le continent africain est connu pour son inconstance du point de vue de la stabilité politique avec des changements fréquents de dirigeants et de stratégie politique. Cette instabilité a pour effets de mettre en suspens des projets voire les abandonner en cours de réalisation.

Il est à noter que l'expérience du pays dans le développement de projets d'hydroélectricité est très importante. Certains pays ont d'ores et déjà établis un cadre réglementaire structuré favorable au développement privé alors que d'autres ne sont encore qu'au stade d'initiation.

- Disponibilité d'études des sites potentiels

Avant de développer des projets, il est nécessaire de confirmer son potentiel et son intérêt technico-économique sur la base d'études spécifiques des sites identifiés. Cette validation qui devrait couvrir à minima une analyse préliminaire des apports hydrologiques, des conditions du site (conditions topographiques, géologiques et autres) et, du potentiel de production d'électricité et des coûts, requiert un investissement minimum qui n'est pas toujours accessible aux maîtres d'ouvrages publics.

- Impacts environnementaux et sociaux

A la différence des grands barrages, ce ne sont pas les impacts E&S qui sont les freins au développement de la petite et moyenne hydro. Néanmoins, il est important de souligner qu'il ne faut pas sous-estimer la problématique des « infrastructures associées ». Même si le projet hydroélectrique lui-même est de moyenne taille et les que les aspects E&S sont correctement diligentés, si ce projet dessert une mine mal gérée sur le plan E&S ou est connecté à un projet de ligne de transport mal géré sur le plan E&S, les bailleurs de fonds ne souhaiteront pas prendre les risques de réputation de cette mine.

4.2.3. Spécificités des Travaux de Réhabilitation

De façon générale, les éléments promoteurs et freins au développement de projet de nouvelles centrales s'appliquent aux projets de réhabilitation. D'autres critères spécifiques à ces projets sont décrits ci-après.

- Disponibilité de Diagnostics

Les centrales existantes pour lesquelles des dysfonctionnements ont été identifiés et/ou diagnostiqués constituent des pistes prioritaires pour des travaux de réhabilitation :

- Ces sites présentent un gain de temps non négligeable. En effet de tels diagnostics demandent en général une étude relativement complexe et consommatrice de temps.
- Les études apportent des éléments précis qui permettent une évaluation plus approfondie de la perspective de développement.

- Historique de réhabilitation

Certaines centrales ont déjà fait l'objet de réhabilitation plus ou moins lourde. La nature de ces travaux, leur ampleur et ancienneté doivent être pris en compte pour juger de la pertinence de nouveaux travaux de réhabilitation.

- Développement de la zone du projet

Le développement de la zone de la centrale existante peut justifier des modifications à étudier et à apporter aux installations:

- le développement économique de la zone (explosion démographique, implantation de nouveaux industriels) impliquera probablement une augmentation de la demande en énergie justifiant une optimisation de la production électrique;
- le développement du réseau électrique local ou interconnecté pourra offrir un contexte favorable à une augmentation de production;
- le développement du bassin versant de l'ouvrage (projets de barrage à l'amont ou à l'aval) pourra mener à la révision des critères de conception de la centrale existante ;
- le développement du marché de l'énergie pourra amener à des changements de mode de production (production de base, production de pointe,..) impliquant la révision des critères de conception de la centrale existante ;
- les modifications du contexte naturel (apports hydrologiques, pertes climatiques) pourront modifier les conditions de production (débit disponible à turbiner, distribution entre saison sèche et saison humide, importance et fréquence des crues).

- Contexte Politique et Réglementaire

Il est important que le contexte politique et réglementaire soit favorable aux projets de réhabilitation.

- Problématique de l'arrêt de la production pendant les travaux

De façon générale, les travaux de réhabilitation sur une centrale hydroélectrique ont une durée minimum de plusieurs mois. En fonction du type de travaux et de leur ampleur, il est souvent nécessaire d'arrêter la production pendant les travaux. Ceci peut avoir un impact fort si d'autres sources d'énergie alternatives ne sont pas disponibles.

Des éléments qui vont avoir une influence sur l'importance de ces impacts pourraient être :

- Le nombre de groupes de la centrale dans le cas où les travaux peuvent être réalisés progressivement et indépendamment sur chacun des groupes.
- L'interconnexion de la centrale avec un réseau assez large pour trouver une source d'énergie de substitution.
- La dimension de l'installation et son importance par rapport à la capacité installée totale du pays ou du réseau.

Ces contraintes techniques constituent des complications en termes de phasage de travaux, de délais et de contraintes politiques qui sont assimilés à des risques du point de vue d'un développeur.

- Besoin en termes de capacité du réseau

Dans le cas de travaux de réhabilitation qui ont pour objectif une augmentation de la capacité installée, la capacité d'évacuation de cette énergie supplémentaire devra être prise en compte. Si nécessaire, le projet devra inclure les moyens nécessaires à l'introduction de cette énergie sur le réseau (modification sur le poste électrique, niveau de protection...), et/ou la création de lignes électriques additionnelles.

- Revue de la performance du barrage de la centrale – capacité de la retenue et sécurité

Lors de l'évaluation des bénéfices de réhabiliter une centrale, une revue de la performance du barrage devra être menée notamment en terme de :

- capacité de la retenue par rapport à l'envasement constaté : il arrive que le taux d'envasement soit sous-estimé au cours de la conception et que par conséquent la capacité de la centrale soit vouée à être diminuée dans le temps. Des travaux pourraient être nécessaires pour augmenter la capacité de la retenue.
- sécurité de l'ouvrage : les normes de sécurité ont évolués au cours des dernières années et tout projet de réhabilitation devrait être considéré comme un nouveau projet sur l'aspect sécurité. Des travaux pourraient être nécessaires pour adapter le niveau de sécurité aux normes actuelles.

Selon l'envergure de ces travaux, certains projets de réhabilitation pourraient être écartés.

Cette revue de performance pourra en premier lieu être faite sur la base de l'analyse des critères de conception appliquée et des données de surveillance. Selon les résultats, des reconnaissances de terrain seront à considérer.

4.3. Nouveaux Sites Potentiels

4.3.1. Identification de Perspectives en Guinée et au Cameroun

La Guinée et le Cameroun ont été identifiés au cours de cette étude comme deux pays ayant un fort potentiel de développement pour des projets de moyenne et petite puissance (Se référer au Chapitre 2 de ce rapport).

Une étude plus détaillée a été menée pour ces deux pays avec pour objectif :

- D'étudier de façon plus approfondie le contexte de développement offert par ces pays en reprenant les paramètres traités dans le paragraphe précédent ;
- D'identifier de façon spécifique les sites d'intérêt et proposer une première sélection.

La méthodologie employée pour la sélection des sites à privilégier est décrite dans le paragraphe suivant. Les études détaillées sont documentées dans les chapitres 5 et 6 de ce rapport.

4.3.2. Méthode de Sélection de Nouveaux Sites Potentiels

La sélection des sites à privilégier a été faite selon les trois étapes décrites aux paragraphes suivants.

4.3.2.1. ETAPE 1 : ELIMINATION DES SITES SITUES DANS DES ZONES PROTEGEES

Les impacts environnementaux induits par un projet de développement représentent un facteur déterminant dans le développement de nouveaux projets hydroélectriques. Ils peuvent mener à un abandon du site identifié comme à un délai dans le montage du projet plus ou moins important selon l'étendue des études à mener et des mesures de mitigation à mettre en place. Les projets ayant les impacts environnementaux les plus faibles sont à privilégier.

L'ampleur de ces impacts ne peut être évaluée uniquement par une étude de bureau sur la base de la consultation de l'inventaire des zones protégées mais ce premier tri permet d'écartier les sites pour lesquels les impacts et/ou les coûts de compensation seraient les plus importants.

Les sites situés dans des zones protégées ont donc été écartés dans le cadre de cette étude. Les zones protégées correspondent aux zones classées ou en cours de classement.

Il est bon de noter ici que les sites écartés dans cette étude pourraient susciter un intérêt qui mènerait alors à la précision (qualifier et quantifier) des contraintes environnementales avec des études spécifiques.

4.3.2.2. ETAPE 2 : SELECTION DES SITES UTILES

La Guinée et le Cameroun, comme la majorité des pays d'Afrique subsaharienne, présente un niveau d'électrification qui permet la considération des trois schémas techniques identifiés pour les projets de nouvelles centrales, à savoir :

- Schéma 1 – Centrale raccordée à un réseau existant » (centrale de moyenne puissance)
- Schéma 2 – Centrale isolée à proximité d'un centre de consommation domestique:
 - de faible demande (<10 MW) pour les centrales de petite puissance (1-10 MW)
 - de demande moyenne (> 10 MW) pour les centrales de moyenne puissance (10-50 MW)
- Schéma 3 – Centrale isolée à proximité d'un site industriel (centrale de moyenne puissance)

La sélection des sites utiles est donc menée sur la base de critères de proximité par rapport à un poste électrique existant ou par rapport à un centre de consommation domestique ou industriel.

Le critère dominant pour la quantification de cette proximité correspond au dimensionnement des lignes de transmission requises :

- Pour desservir des centrales de petite puissance (1 à 10 MW), des lignes de transport de 30 kV sont à considérer. Techniquement, la longueur maximale de ces lignes est de l'ordre de 50 km.
- Pour desservir des centrales de moyenne puissance (10 à 50 MW), des lignes de transport de 60 kV ou 110kV sont à considérer. Techniquement, la longueur maximale de ces lignes est de l'ordre de 150 km.
- Il est toujours possible de prévoir des lignes de voltage supérieur sur des distances plus longues, cependant le coût de ces lignes prendra alors une part plus importante dans le coût de construction du projet. Il est jugé prématuré à ce stade de faire cette distinction.

Les sites ont donc été présélectionnés sur la base des critères suivants :

- Pour le schéma 1 : les sites sélectionnés se trouveront dans un rayon de 150 km d'un poste électrique existant;

- Pour le schéma 2 : les sites sélectionnés se trouveront dans un rayon soit de 50 soit de 150 km d'un centre de consommation domestique, selon la gamme de puissance de la centrale ;
- Pour le schéma 3 : les sites sélectionnés se trouveront dans un rayon de l'ordre de 50 km à 75 km d'un site industriel selon la gamme de puissance de la centrale. La longueur maximum des lignes n'est pas prise égale à la distance maximale techniquement possible pour tenir compte du contexte développement privé par des exploitants industriels qui seraient à priori plus exigeants en termes de rentabilité. Ce critère pourra être étendu dans le cadre d'études plus spécifiques.

4.3.2.3. PHASE 3 : SELECTION DES SITES OPTIMAUX

Deux critères ont été mis en place pour sélectionner les sites optimaux.

➤ **Critère de proximité : ratio Puissance / distance**

Le critère de proximité est ici affiné avec l'emploi du ratio de la puissance installée P (en MW) avec la distance d (en km) de la centrale au point de raccordement (sites raccordés) ou au centre de consommation (sites isolés). En effet, le coût des moyens de transport de l'énergie (lignes électriques) sont importants et se justifient généralement par la quantité de production (centrale). Plus le ratio est élevé, plus il est intéressant d'un point de vue technico-économique.

Une valeur limite minimale de ce ratio a été fixée pour la sélection, valeur en deçà de laquelle les projets étudiés sont considérés comme n'étant pas intéressants dans le cadre de cette étude :

- 15 pour les sites de puissance petite,
- 50 pour les sites de puissance moyenne rapportés à des centres de consommation domestiques (villes),
- 100 pour les sites de puissance moyenne rapportés à des centres de consommation industriels (mines).

➤ **Critère de satisfaction de la demande : ratio Demande / Puissance**

Le ratio de la prévision de demande D (MW) sur la puissance installée P (en MW) a également été utilisé afin de raffiner la sélection au vu du nombre importants de sites présélectionnés.

Une valeur limite maximale a été fixée à 1.

Ces deux critères et les valeurs qui ont été choisies pour cette sélection pourront bien entendu, être étendus au cas par cas, dans le cadre d'études plus spécifiques.

4.4. Sites de Réhabilitation Potentiels

4.4.1. Objectif et Données de Base

Une étude a été menée avec pour objectif d'identifier des projets de réhabilitation intéressants à développer sur les 12 pays de l'étude, à savoir : la Côte d'Ivoire, le Ghana, la Guinée, le Cameroun, le Gabon, la République du Congo, l'Ethiopie, la Tanzanie, le Kenya, l'Ouganda, le Mozambique et Madagascar.

L'analyse a été menée sur la base des éléments suivants :

- le recensement des centrales existantes dans les 12 pays de l'étude documenté dans le rapport intérimaire remis par Tractebel Engineering en décembre 2012;
- le rapport de la Banque Mondiale édité en 2011 parmi les « Water Papers » présentant une approche technico économique des problématique de réhabilitation en hydroélectricité (réf. [2011, Banque Mondiale]);

- des publications de ANDRITZ (réf. [2011, Andritz] [2012, Andritz]) basées sur les informations publiées par les Maîtres d'Ouvrages.

La méthodologie employée pour la sélection des sites à privilégier est décrite dans le paragraphe suivant. L'étude détaillée est documentée dans le Chapitre 7 de ce rapport.

4.4.2. Méthode de Sélection de Sites de Réhabilitation Potentiels

Les critères de l'étude sont décrits ci-après :

- Age des installations

Le critère prédominant dans l'identification de perspectives de réhabilitation de projets existants réside dans l'âge des équipements hydroélectriques.

La durée de vie des centrales dépend du niveau et de la qualité de la maintenance qui est et a été faite par l'exploitant. Sur la base d'une maintenance rigoureuse, la durée de vie type des équipements peut être estimée comme suit :

	Durée de vie économique	Durée de vie technique
Turbines Kaplan ou Francis	30-40 ans	30-60 ans
Turbines Pelton	40-50 ans	40-70 ans
Générateurs/Transformateurs	25-40 ans	30-60 ans
Auxiliaires mécaniques	25-40 ans	25-50 ans
Equipement électriques	20-25 ans	30-40 ans
Equipements hydromécaniques (vannes, pont roulant, etc...)	25-40 ans	25-50 ans

Figure 7 : Durées de Vie Typiques des Equipements Hydroélectriques

Sur cette base, il est raisonnable, tenant compte du manque de moyens chroniques disponibles pour la maintenance dans les pays d'Afrique Sub-saharienne, qu'au bout de 30 ans de vie des travaux de réhabilitation sont à considérer.

- Rentabilité des projets

Une fois le besoin de réhabilitation identifié il est important d'évaluer la rentabilité des travaux nécessaires. L'étude de cas présentée dans le rapport [2011, Banque Mondiale] donne des estimations de Taux de Rentabilité Interne de travaux de réhabilitation par centrale qui constitue une source d'informations utilisée comme critère. Des études plus détaillées devront confirmer cette rentabilité.

- Autres

Les éléments promoteurs spécifiques aux travaux de réhabilitation tels que décrit au Chapitre 4.2.3 sont pris en compte de façon qualitative.

5. ETUDES DE CAS - GUINEE

5.1. Objectif et Méthodologie

L'étude détaillée de la Guinée a pour objectif :

- D'étudier de façon plus approfondie le contexte de développement offert par ce pays en reprenant les paramètres traités dans le chapitre précédent ;
- D'identifier de façon spécifique les sites d'intérêt et proposer une première sélection.

Trois actions ont permis de compléter la collecte de données initiale, réalisée en phase de recensement, ainsi que de conduire l'analyse détaillée spécifique à la Guinée :

- La première action est un travail fondé sur les études antérieures réalisées dans le pays, incluant la géolocalisation des sites hydroélectriques existants et potentiels et du réseau électrique, des centres de consommation, des sites et forêts classées, etc... Cette première étape constitue un support de réflexion pour la phase suivante d'analyse.
- La seconde contribution a été obtenue par la tenue d'une réunion en interne, appelée « Brainstorming Guinée », avec la participation d'une dizaine de collaborateurs de Tractebel Engineering issus de domaines différents tels que Direction, Direction commerciale, Pôle environnement, Pôle hydro, etc...) et qui ont une grande d'expérience en Guinée (certains plusieurs dizaines d'années) chacun dans leur domaine. L'objectif était de mettre en commun l'ensemble des informations, contacts et documentations relatifs aux questions de développement de la petite et moyenne hydroélectricité dans le pays tels que : structuration du pays, cadre légal, retour d'expérience sur les affaires (ingénierie et environnement) et sur les différentes entités de l'Etat.
- La troisième action est l'aménagement du programme d'une mission en Guinée de deux de nos collaborateurs pour consacrer, en collaboration avec le représentant de l'AFD à Conakry, M. Bensaid, du temps à la rencontre de différents acteurs importants du milieu de l'hydroélectricité du pays. Le calendrier de cette mission, conduite par Jean-Louis Cervetti, Directeur d'unité en hydroélectricité et Expert en Projets Hydroélectriques, et Caroline Honnert, Ingénieur principal, du 18 au 22 mars 2013, est rappelé en Annexe 23.

5.2. Contexte Géographique et Historique du Pays

Un rappel du contexte géographique et historique du pays est présenté ci-après afin de déterminer le cadre spécifique dans lequel les centrales hydroélectriques ont été développées par le passé.

Cette analyse permet de mieux appréhender les spécificités politiques et culturelles dont il faut tenir compte dans le cadre de développement de nouveaux projets : par exemple, l'importance des régions naturelles du pays dans le développement de projets de petite hydraulique.

5.2.1. Contexte Géographique

Le pays est délimité par la Guinée-Bissau, le Sénégal, le Mali, la Côte d'Ivoire, le Libéria et la Sierra Léone.

Le pays est découpé en 8 régions administratives associées aux villes principales : Conakry, Boke, Faranah, Kankan, Kindia, Labé, Mamou, N'Zérékoré.

Plus simplement le pays est souvent découpé en quatre zones, parfois appelées « régions naturelles », qui ne correspondent pas aux régions administratives :

- la zone côtière : la Basse-Guinée ou **Guinée maritime**, incluant Conakry la capitale administrative et économique du pays et une zone d'exploitation des mines de bauxite au nord.
- la zone montagneuse : la **Moyenne-Guinée**, qui comprend le massif du Fouta Djallon, surnommé « le château d'eau de l'Afrique de l'Ouest »,
- la zone de savane au Nord : la Haute-Guinée, qui correspond à peu près à la partie guinéenne du bassin versant du Niger,
- la zone de forêts au Sud-est : la Guinée forestière, où se situe le gisement de Simandou considéré comme l'un des plus importants gisements de minerai de fer du monde.

Ces zones sont illustrées sur la carte en Figure 8.



Figure 8 : Carte des « régions naturelles » de Guinée

La Guinée fait partie des organisations régionales suivantes :

- **Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS)** : organisation plurinationale (Guinée, Sénégal, Mali et Mauritanie) qui a pour but de mettre en œuvre un programme de gestion intégrée et concertée des ressources en eau et des écosystèmes pour un développement durable du bassin du fleuve Sénégal.
- **Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Gambie (OMVG)** : organisation plurinationale (Gambie, Sénégal, Guinée et Guinée-Bissau) qui a pour but la gestion coordonnée des ressources hydrauliques des bassins des fleuves Gambie, Kayanga-Géba et Koliba-Corubal.
- **Autorité du Bassin du Niger (ABN)** : organisme public chargé de promouvoir la mise en valeur des ressources du bassin du fleuve Niger, regroupant 9 pays membres de l'Afrique de l'Ouest et du Centre : le Nigéria, le Cameroun, le Bénin, le Niger, le Burkina Faso, l'Algérie, le Mali, la Guinée et la Côte d'Ivoire.

- **West African power Pool (WAPP)** : en français le système d'Échanges d'Énergie Electrique Ouest Africain (EEEOA), est une institution spécialisée de la Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) créé pour assurer l'intégration des opérations et l'exploitation des réseaux électriques nationaux dans un marché régional. Elle comprend la participation de 15 pays.
- **L'Union du fleuve Mano** est le regroupement de quatre pays d'Afrique de l'Ouest (Libéria, Sierra Léone, Côte d'Ivoire et Guinée) à des fins de coopération et d'intégration régionale

5.2.2. Contexte Historique

Les principales dates rappelant l'histoire récente de la Guinée sont rappelées ci-après, depuis sa colonisation par la France dans le but d'éclairer les expériences passées de montage de projet hydroélectrique.

1891 : La Guinée est proclamée colonie française, indépendamment du Sénégal, auquel elle était précédemment rattachée.

1904 : La Guinée devient une partie intégrante de l'Afrique-Occidentale Française (AOF), administrée par un gouvernorat général. Les industriels français y développent plantations de café, de banane et d'huile de palme ainsi que l'activité minière (bauxite) au moyen du travail forcé.

octobre 1958 : La Guinée accède à l'indépendance. Début de la présidence de Sékou Touré. Il prône le panafricanisme, « la décolonisation intégrale de toutes les structures du pays » et la mise en place d'une « société socialiste ». Le régime s'appuie sur l'Union soviétique sans rejeter l'aide des États-Unis.

1965 - 1982 : Rupture des relations avec la France. Les rapports de la Guinée avec ses voisins : Côte d'Ivoire, Niger, Sénégal et Haute-Volta, demeurent tendus jusqu'en 1978. L'isolement diplomatique du pays, conjugué à une économie mal planifiée, mènent la Guinée à la faillite et contraignent son Président Sékou Touré à assouplir le régime. D'autres partenaires politiques sont recherchés ainsi que des investisseurs pour exploiter les richesses minérales importantes de la Guinée.

1984-2008 : Au décès de Sekou Touré, la présidence de Lansana Conté met fin au « système socialiste » et se rapproche de la France et des pays voisins. A la fin des années 80, la Guinée s'ouvre au capitalisme occidental en déréglementant les investissements.

décembre 2008 : Au décès de Lansana Conté, une junte se présentant sous le nom de Conseil National pour la Démocratie et le Développement (CNDD) prend le pouvoir par un coup d'État, et Moussa Dadis Camara s'autoproclame Président de la République.

novembre 2010 : Le Président Alpha Condé, du parti du RPG (Rassemblement du Peuple de Guinée), ancien opposant à Sékou Touré, est élu pour un mandat de 5 années.

5.3. Etats des Lieux

5.3.1. Structure Organisationnelle

L'ébauche d'organigramme identifie ci-après les principales institutions du secteur électrique en Guinée.

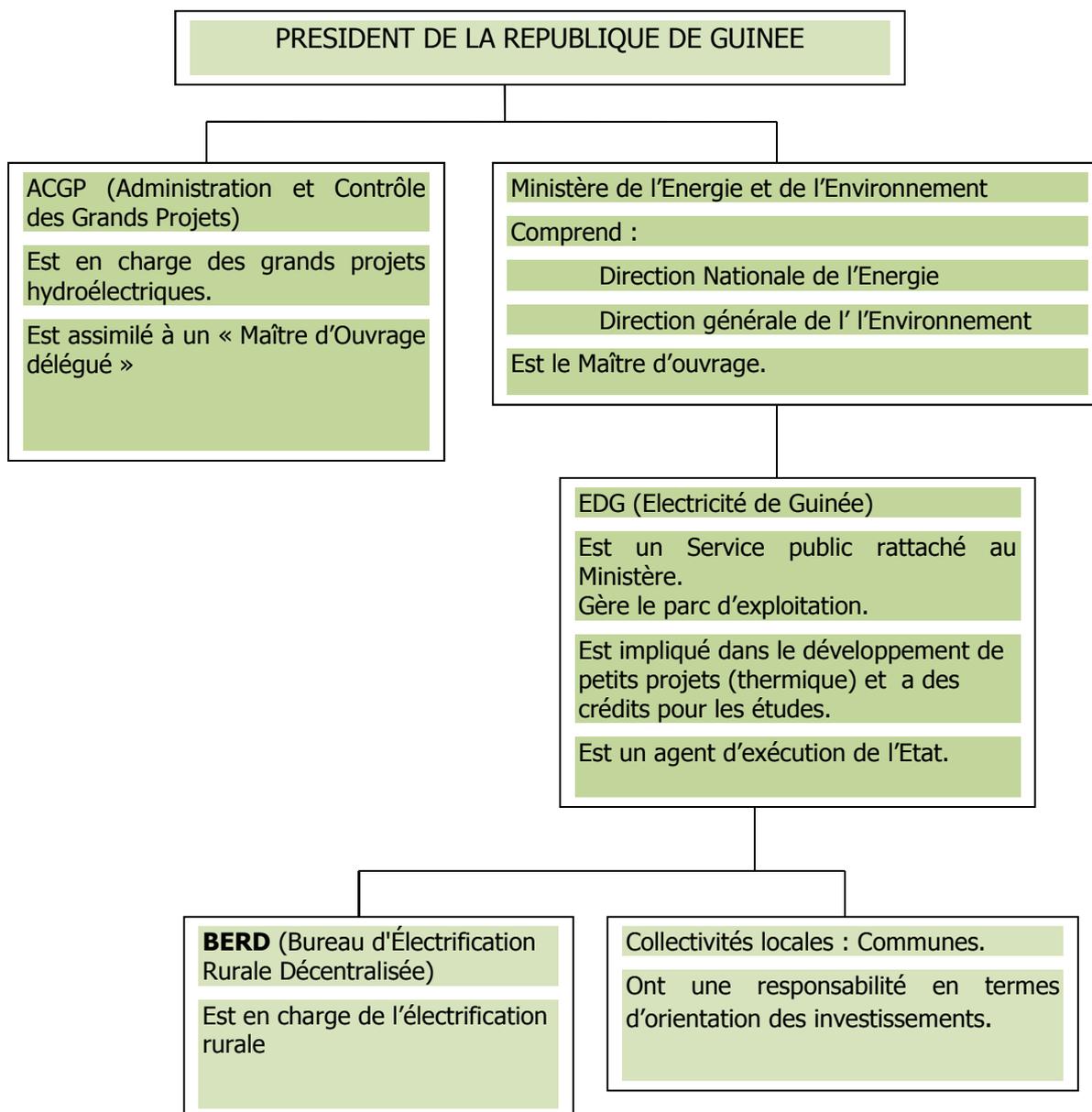


Figure 9 : Organigramme des institutions en Guinée

Il existe une grande différence de taille entre la structure du Ministère de l'Énergie et de l'Environnement ou de celle de l'Administration et Contrôle des Grands Projets comparées avec les structures d'Electricité de Guinée (des milliers de personnes et des implantations dans tout le pays). De fait, les moyens à disposition du Ministère et de l'ACGP sont très inférieurs à ceux d'EDG ce qui explique que malgré les rôles définis, certains projets sont portés par EDG.

EDG a actuellement le monopole du secteur de la distribution d'énergie en Guinée. Il est à souligner que cette entité a développé une image de non-solvabilité et a affiché des contre-performances.

5.3.2. Développement hydroélectrique actuel

5.3.2.1. CENTRALES EXISTANTES

Les centrales hydroélectriques existantes en Guinée et leurs principales caractéristiques sont listées ci-après. Les centrales sont classées de la plus récente à la plus ancienne.

Nom	Rivière	Date mise en service	Capacité (MW)	Production annuelle moyenne (GWh/an)	Maître d'ouvrage	Type de financement
Kaleta	Konkouré	En cours	240	965	MEE Ministère de l'Energie et de l'Environnement	Chinese Exim Bank (75%) et public (25%)
Garafiri	Konkouré	1999	75	264.0	EDG	Bailleurs internationaux
Samankou		1996	0.24	1.1	EDG	
Tinkisso	Tinkisso	1974	1.5	7.0	EDG	Chinois
Kale/Donkea	Samou	1970	16.4	75.0	EDG	Bailleurs internationaux
Banéah	Samou	1969	5	8.0	EDG	Bailleurs internationaux
Kinkon	Kokoulo	1966	3.2	12.0	EDG	Chinois
Seredou	Labagui	1964	0.64	4.0	EDG	
Loffa (Macenta)	Ouin-ouin	1958	0.12		EDG	
Grandes Chutes	Samou	1954	27	130.0	EDG	France

Tableau 9 : Centrales existantes en Guinée

La centrale de Grandes Chutes a été construite sous la colonisation française.

Les centrales de Kinkon (1966) et Tinkisso (1974) ont été construites sous financement chinois durant la période de coopération forte avec l'Union Soviétique et la Chine sous la présidence de Sékou Touré.

Les aménagements hydroélectriques de Banéah et de Kale/Donkea, sur la rivière Samou, réalisés par les yougoslaves, ont aussi été construits pendant cette période.

Après l'année 1978, il y a une longue période en Guinée sans construction de nouvelles centrales hydroélectriques. La dynamique a été freinée au profit du développement de grands aménagements qui n'ont pas été réalisés faute d'arriver à lever des fonds. L'exception est le barrage de Garafiri en 1992 initié par une relation directe entre les deux Présidents français et guinéen de l'époque : Jacques Chirac et Lansana Conté. La centrale de Garafiri a d'ailleurs été inaugurée en présence de Jacques Chirac en 1999.

5.3.2.2. PROJETS EN COURS

Le projet de Kaleta est en cours de construction. Ce projet consiste en la construction du barrage hydroélectrique de 240 MW sur le fleuve Konkomé en Guinée. Ce projet a pour objet la desserte en électricité dans les quatre pays membres de l'organisation sous régionale OMVG, à savoir la Guinée, le Sénégal, la Gambie et la Guinée-Bissau.

La typologie du projet est comme suit :

- Maître d'Ouvrage : PAK (Projet d'Aménagement de Kaleta, Ministère de l'Energie) ;
- Type de contrat : EPC (Engineering Procurement Contract ou « clé en main ») avec l'entrepreneur CWE ;
- Coût du projet : 413 millions d'Euros pour un délai d'exécution de 50 mois.
- Financement : Exim Bank of China (75%) et Guinée (25%).

5.3.2.3. DEVELOPPEMENT EN COURS

La « Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE) - Plan d'Action et Programme d'Investissement Prioritaire (PAPIP) – document signé en décembre 2012 » présente le cadre de la politique de développement énergétique mise en œuvre par la Guinée.

Pour l'hydroélectricité, le grand principe retenu est de privilégier le développement des sites hydroélectriques de mini et petite puissances au regard des grands aménagements sous régionaux (OMVG, OMVS) afin de répondre aux besoins locaux identifiés.

Dans ce contexte, des études complètes (de faisabilité jusqu'à Dossiers d'appel d'offres incluant des Etudes d'Impact Environnemental et Social) pour quatre sites hydroélectriques de petite et moyenne puissances réparties dans les quatre zones naturelles ont été lancées par le Ministère d'Etat chargé de l'Energie et de l'Environnement (MECEE) :

- Kogbédou (44 MW),
- N'Zébéla (27 MW),
- Daboya (2,8 MW),
- Touba (5 MW).

Les études de faisabilité de ces quatre projets sont en cours de réalisation et menées sous un même projet d'étude. L'étude est réalisée par TEF pour le Ministère de l'Energie et de l'Hydrologie et est prévue d'être achevée d'ici la fin 2014.

Des études pour quatre autres projets hydroélectriques de petite puissance sont en cours de planification par le Ministère sur le même principe de répartition dans les quatre zones naturelles:

- Bagata (1,2 MW),
- Lokoua (6 MW),
- Foko (2,5 MW),
- Fougou-Banko (4 MW).

Le Ministère avait engagé TEF en Mars 2014 pour revoir les Termes De Référence préparés pour ces projets. L'avancement de la planification des projets n'a pas été communiqué par le Ministère depuis cette date. Il est anticipé que ces études seront menées sous un même projet à l'image de l'étude en cours mentionnée plus haut.

Le projet hydroélectrique de Souapiti (410 MW) est en cours de développement sur la base de financement chinois. Les études de faisabilité sont lancées ainsi que les études environnementales en parallèle et indépendamment.

Le projet hydroélectrique de Koukoutamba (281 MW) est également en cours de développement par l'OMVS: les études de faisabilité technique, Avant-Projet Détaillé et Documents d'Appel d'Offre, se sont achevées en 2013.

Le projet hydroélectrique de Fomi (110 MW) a déjà été bien étudié dans le passé : des études de faisabilité technique et des études environnementales complètes ont été conduites pour le compte de l'Agence du Bassin du Niger (ABN).

5.3.2.4. AUTRES PROJETS EN COURS

Les autres projets en cours menés par le gouvernement de Guinée en relation avec le secteur de l'électricité sont les suivants :

- L'adjonction des 120 MW à la centrale thermique existante de Tombo ;
- La réhabilitation du réseau électrique de Conakry ;
- L'éclairage public : lampadaires « solaires ».

Ces derniers projets sont financés par la Banque Mondiale (BM), la Banque Africaine de Développement (BAD) et la Banque Islamique de Développement (BID).

5.3.2.5. COMPLEMENTARITE HYDRO/THERMIQUE

Historiquement le pays a développé plusieurs centrales thermiques. Ce type de production reste d'actualité comme le soulignent les conventions de financement récentes de projets de nouvelles centrales thermiques dans le cadre du Projet d'Electrification Rurale dans des villages isolés non connectés.

Ces projets de développement pourraient tout aussi bien mettre en œuvre une production d'électricité mixte. En effet la combinaison d'une centrale thermique et d'une centrale hydroélectrique dans une même zone pourrait mener à une optimisation du cout de production d'énergie avec :

- la réduction des coûts d'exploitation d'une centrale thermique qui sont très importants dans ces zones très isolées telles que la Guinée Forestière (frais élevés d'approvisionnement),
- une production constante sur l'année avec une production thermique de base lors des déficits hydrologiques saisonniers.

Il est bien évident que des considérations politiques devront être prises en compte dans ce type de situation et seront sans doute des critères de choix importants pour justifier ou non du développement d'une centrale hydroélectrique en parallèle d'une centrale thermique.

5.3.3. Electrification du pays

De manière générale, la Guinée est desservie en électricité par deux types de réseaux :

- Le réseau dit « connecté » qui interconnecte les centrales électriques principales existantes (centrale thermique de Tombo - Grandes Chutes - Kale/Donkea - Banéah - Garafiri - Kinkon) et les villes de Conakry et Labé.

Les lignes interconnectées 225 kV entre les villes de Maneah et Kaleta et de lignes de desserte locale 30 kV autour de Kaleta (reliant Bady, Tondo et Fria à la centrale) sont en cours de construction par CWE dans le cadre de Kaleta.

- Les réseaux isolés, dont 2 branches de 30 kV qui relient plusieurs villes :
 - La première branche Ouest relie la ville de Boke au port de Kamsar sur la cote.
 - La seconde branche, Est, relie les centrales thermiques de Faranah et Dinguiray à la centrale hydroélectrique de Tinkisso.

- Il existe également des réseaux isolés localement autour des villes.

La plupart de ces réseaux sont gérés et entretenues par EDG.

La Figure 10 reprend la carte du réseau électrique de la Guinée jointe en Annexe 4.

Il est à souligner que de nombreux projets d'interconnexion avec les pays voisins sont à l'étude (WAPP, OMVS, OMVG, union du Fleuve Mano, CLSG : projet d'interconnexion énergétique Côte d'Ivoire-Libéria-Sierra Leone-Guinée).

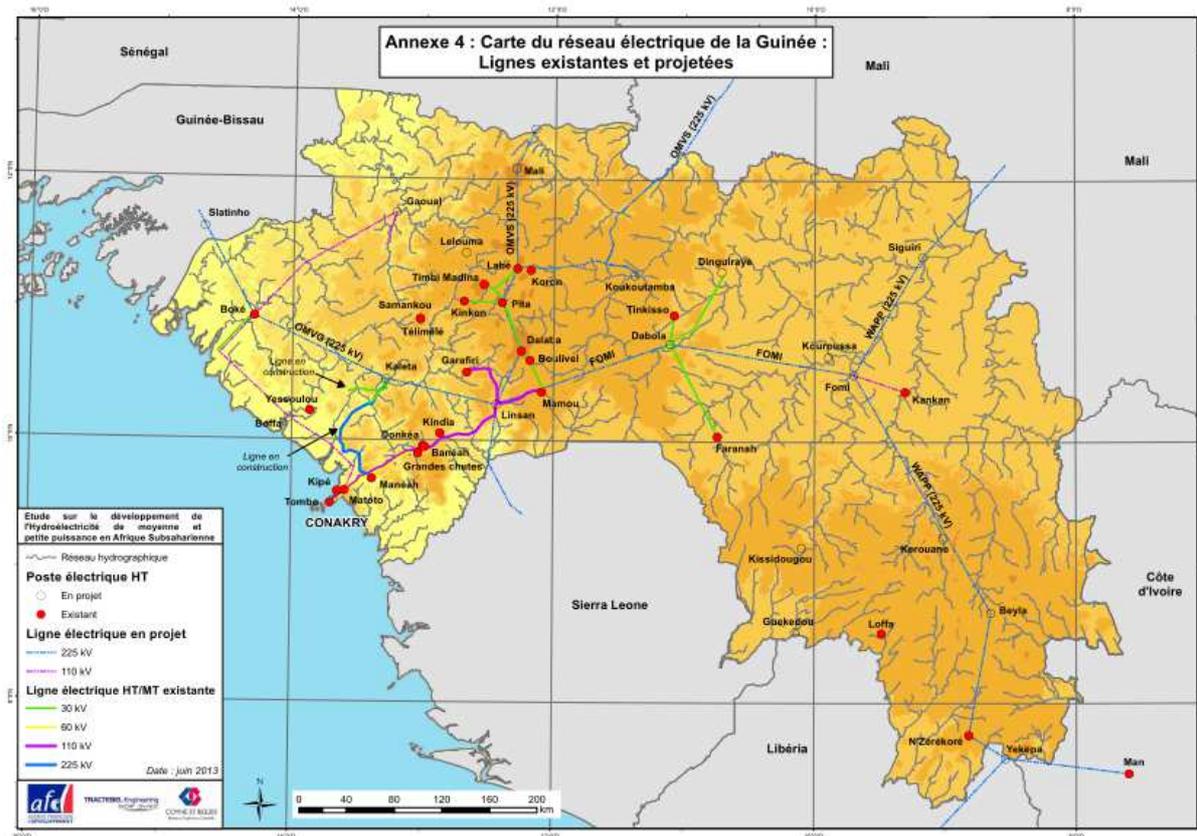


Figure 10 : Carte du réseau électrique de la Guinée : Lignes existantes et projetées

5.3.4. Montages Financiers Privilégiés

Historiquement la Guinée a fait appel aux financements des bailleurs de fonds aussi bien pour les études relatives aux projets hydroélectriques jusqu'à ce jour que pour leur construction jusqu'en 1999.

Depuis Garafiri, le seul projet hydroélectrique en construction est le projet de Kaleta qui est réalisé par l'entreprise chinoise CWE dans le cadre d'un contrat de type EPC (Engineering Procurement Contract ou « clé en main ») avec un financement à hauteur de 75% du montant du contrat par l'Exim Bank of China.

L'entreprise Mécamidi a tenté dans les années 2006-2007 de développer la petite centrale hydroélectrique de Touba (environ 1,5 MW). Suite à leurs études, le projet de contrat d'achat d'électricité (Power Purchase Agreement -PPA) n'a pas été concrétisé par manque de solvabilité de l'entreprise Electricité de Guinée (EDG).

La compagnie SEMAFO a initié en 2010 le développement du projet hydroélectrique de Poudaldé (50 à 90 MW pour un coût de 150 millions \$) sous forme de PPP. Le financement global est de 20% en capital assuré par le secteur privé SEMAFO (sociétés minières qui évoluent dans la région de Boké et autres opérateurs) et de 80% de la part de prêts de partenaires au développement. Ces partenaires incluent la Banque Mondiale et l'IFC, l'Union européenne, la BAD et le secteur bancaire privé. A ce jour, les études n'ont toujours pas été lancées pour des raisons qui restent inconnues.

La tentative du minier Rio Tinto pour développer un projet hydroélectrique en PPP ayant pour but de produire de l'énergie pour les besoins de la mine de Simandou n'a pas non plus abouti. Les raisons semblent être liées à des difficultés rencontrées pour le développement du projet minier. Le projet a été arrêté au stade des études de faisabilité. Ce projet ne peut donc pas être pris comme référence pour évaluer les performances du cadre légal spécifique au PPP et/ou aux concessions hydroélectriques pour le développement d'autres projets hydroélectriques.

Il est de notoriété publique que SNC Lavalin a rencontré des difficultés majeures pour développer le projet hydroélectrique de Fomi en BOT avec GMG (Geneva Management Group) et des fonds sud-africains. Les difficultés sur ce projet pourraient être qualifiées d'une part d'ordre politique du fait du nombre de parties prenantes sur ce projet et en particulier l'Autorité du bassin du Niger et d'autre part, lié aux usages multiples de ce barrage destiné à l'origine à remplir plusieurs fonctions (soutien d'étiage, gestion de crues et irrigation, la production d'énergie étant un usage annexe).

5.3.5. Cadre réglementaire

5.3.5.1. LOI BOT/CONCESSION

Il n'existe pas actuellement de cadre réglementaire pour le développement de projets en BOT en Guinée. Cependant une révision du cadre réglementaire est prévue et pourrait adresser ce sujet (« Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie (LPDSE) - Plan d'Action et Programme d'Investissement Prioritaire (PAPIP) – document signé en décembre 2012 »).

5.3.5.2. LOI D'OUVERTURE DE MARCHÉ POUR L'ÉNERGIE

Il n'existe pas pour le moment en Guinée de cadre réglementaire pour réaliser une privatisation du secteur de la distribution d'énergie sans une agence de régulation.

Pour corriger cela, une révision du cadre institutionnel et réglementaire est prévue (aspect développé dans le document « Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie (LPDSE) - Plan d'Action et Programme d'Investissement Prioritaire (PAPIP) – document signé en décembre 2012 »).

La Guinée a lancé dans le passé une opération de privatisation d'EDG qui n'a pas abouti suite au retrait des parties privées intéressées. Une révision du cadre institutionnel et réglementaire est prévue selon la « Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie (LPDSE) - Plan d'Action et Programme d'Investissement Prioritaire (PAPIP) – document signé en décembre 2012 ». Le monopole d'EDG pourrait alors être de nouveau remis en question. La Guinée envisage à ce titre de faire appel à un partenaire stratégique (sous la forme probablement d'un contrat de gestion). Le but est que l'opérateur du réseau électrique de Guinée devienne un acteur solvable.

5.3.5.3. ENVIRONNEMENT

D'après les textes réglementaires de Guinée, pour tout projet de centrale hydroélectrique d'une puissance supérieure à 500 kW, une étude environnementale complète est requise.

Néanmoins, le cadre réglementaire de la Guinée relatif à la réalisation des études d'impacts environnementales et sociales est obsolète. Actuellement les règles imposées par la Banque Mondiale sont les plus souvent suivies.

5.4. Potentiel de Développement Hydroélectrique

5.4.1. Identification des besoins énergétiques

Les besoins énergétiques du pays peuvent être classés en deux grandes catégories :

- la demande domestique,
- la demande industrielle.

5.4.1.1. DEMANDE DOMESTIQUE

Les prévisions à 2025 en termes de demande en électricité domestique (en MW) ont été tirées du Plan Directeur d'Electrification (PDE) et Projet d'Electrification rurale (PER) de 2006 réalisé par DECON et SYSTEMS-EUROPE. Ces prévisions sont reportées sur la carte de Guinée présentée en Annexe 5 de ce rapport. Un aperçu est donné en Figure 11 ci-dessous.

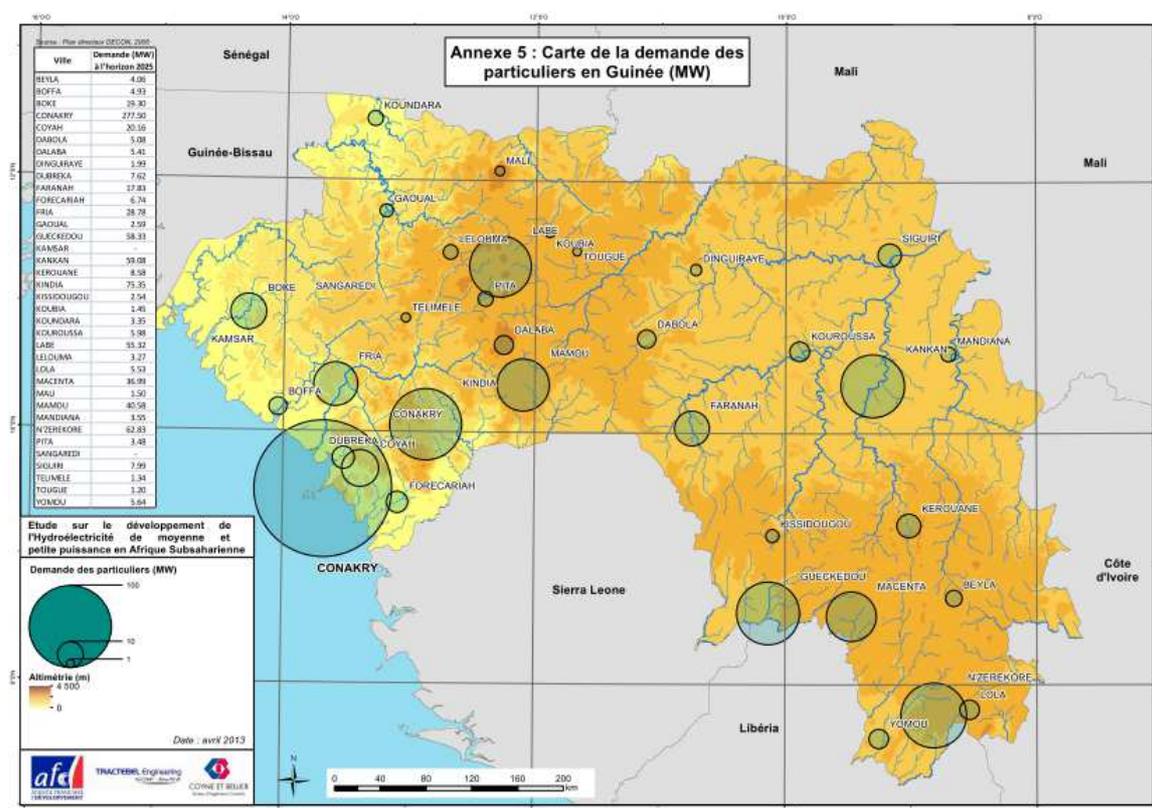


Figure 11 : Carte de la Demande des Particuliers en Guinée (Annexe 5)

Conakry représente le plus grand centre de consommation du pays avec une demande projetée à 280 MW pour 2025. La production des centrales thermiques (77 MW) et les autres centres de production hydrauliques (123 MW) s'est avérée insuffisante pour alimenter Conakry. D'où l'adjonction d'une puissance de 100 MW à la centrale de Tombo et la construction du barrage de Kaleta (240 MW).

Plusieurs centres de consommation secondaires importants sont identifiés avec une demande estimée en 2025 entre 28 et 63 MW :

- Ville (demande projetée pour 2025)
- Kindia (75.35 MW),
- Fria (28.78 MW),
- Mamou (40.58 MW),
- Labé (55.32 MW),
- Kankan (59.08 MW),
- Gueckedou (58.33 MW),
- Macenta (36.99 MW),
- N'Zerekore (62.83 MW).

A noter que certains de ces centres sont très isolés et loin du réseau existant.

Des centres de consommation d'ordre tertiaire et quaternaire sont également identifiés:

- Tertiaire :
 - Boké (19.30 MW),
 - Faranah (17.83 MW),
 - Coyah (20.16 MW).
- Quaternaire (petite puissance) :
 - Kerouane (8.58 MW) et Siguiri (7.99 MW),
 - Boffa (4.93 MW), Dabola (5.08 MW), Yomou (5.64 MW) et Dalaba (5.41 MW).

Il est à noter que ces prévisions datent d'une étude de 2006. Les chiffres annoncés sont donc à prendre comme minimaux sur la base de la croissance démographique et économique actuelle.

5.4.1.2. DEMANDE INDUSTRIELLE

La demande industrielle est essentiellement liée à l'industrie minière (Bauxite, Diamant, Fer, Or). Cette industrie est une grande consommatrice d'électricité de moyenne puissance (plusieurs dizaines de MW).

L'étude de la demande minière est basée sur le cadastre minier de la Guinée du Ministère des Mines et de la Géologie. Ce cadastre est daté de décembre 2011 et est prévu d'évoluer avec le cadre des concessions minières qui est en révision. Le cadastre est repris en Annexe 6 de ce rapport. Un aperçu est donné en Figure 12 ci-dessous.

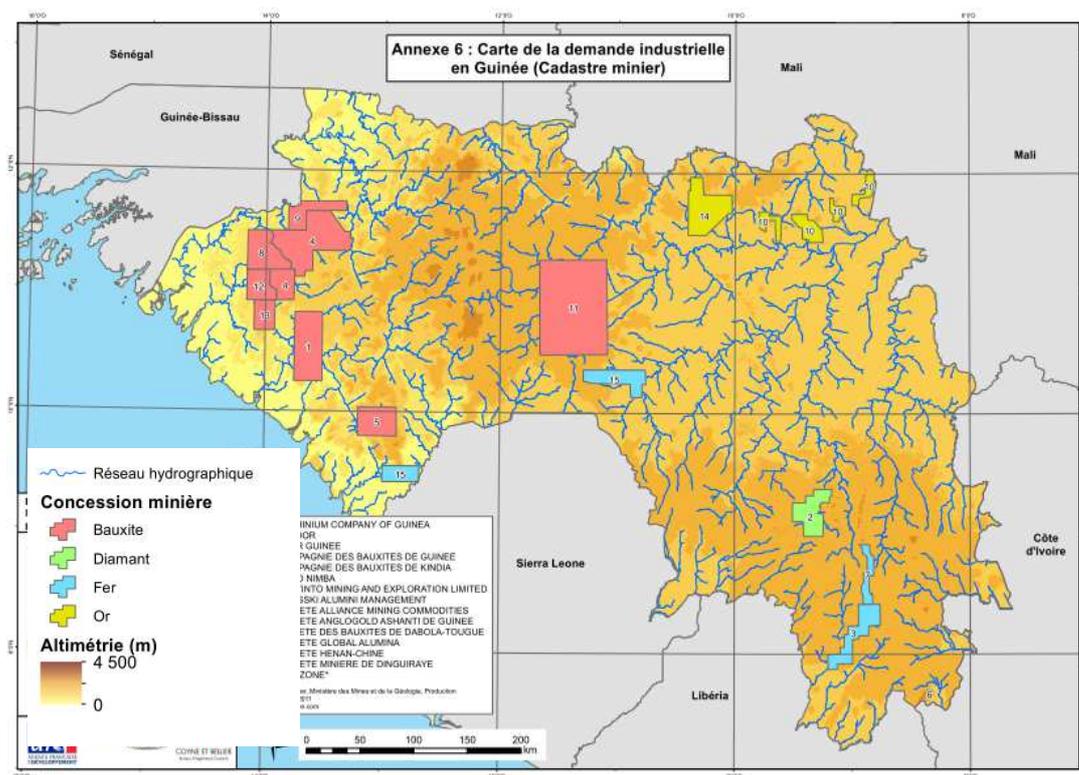


Figure 12 : Carte de la Demande Industrielle en Guinée

Les mines de bauxite se situent dans la partie Ouest et centrale du pays. Les mines de fer et de diamant, sont quant à elles, localisées en Guinée forestière (Sud Est du pays). Les mines d'or sont localisées au Nord Est du pays (proches de la frontière malienne).

Les besoins énergétiques de ces mines sont variables en fonction des types de minerai et de traitement effectué sur place. L'ordre de grandeur est estimé entre 10 et 50 MW. Cette demande est en général continue tout au long de l'année.

5.4.2. Sélection des Sites Potentiels

5.4.2.1. OBJECTIFS ET METHODOLOGIE

Se référer au sous-Chapitre 4.3 de ce rapport.

5.4.2.2. ETAPE 1 : ELIMINATION DES SITES SELON CRITERE ENVIRONNEMENTAL

Sites du Schéma 1 – Sites Raccordés à un réseau existant

Aucun site de ce schéma n'est écarté sur ce critère.

Sites du Schéma 2 – Sites Isolés associé à un centre de consommation

Parmi les sites de petite puissance, le site de Barkere (1.7 MW sur la Batabou) et de Kounsili (site n°313, 2 MW sur la rivière Koulai) sont écartés.

Parmi les sites de puissance moyenne, les sites de Koukoukomé, Fissaya, Boo, Gaoual, Téré, et Diaragbela sont écartés.

Sites du Schéma 3 – Sites Isolés associé à un site industriel

Les sites de Koukoukomé, Fissaya, Boo, Gaoual, Téré, et Diaragbela sont écartés.

5.4.2.3. ETAPE 2 : SELECTION DES SITES UTILES

5.4.2.3.1. Sites du Schéma 1 – Sites Raccordés à un réseau existant

Les sites à proximité de la ligne Manéah - Kaleta de moyenne puissance présélectionnés sont listés dans le tableau ci-dessous et cartographiés en Figure 13.

N°	Nom du barrage	Nom de la rivière	Puissance (MW)	Connexion possible au poste
387	Kokou	Konkouré	30	futur poste de Kaleta
367	Houhou	Konkouré	21	futur poste de Kaleta
384	Boma	Kokoulo	29	futur poste de Kaleta
374	Oumba	Kokoulo	24	futur poste de Kaleta
368	Kélibou	Kokoulo	21	futur poste de Kaleta
365	Bovel	Kokoulo	19	futur poste de Kaleta
353	Bonkon	Kokoulo	14	futur poste de Kaleta
397	Kaba	Kakrime	40	futur poste de Kaleta
377	Kakrime III	Kakrime	27	futur poste de Kaleta
370	Telival	Kakrime	22	futur poste de Kaleta
357	Kakrime II	Kakrime	15	futur poste de Kaleta
396	Dioun	Fatala	40	futur poste de Kaleta
371	Kokoya	Tominé	23	futur poste de Kaleta
372	Sangarédi	Cogon	23	futur poste de Kaleta
352	Bélidima A	Tinguilinta	13	poste existant de Maneah
362	Fansija	Kambo	18	poste existant de Maneah

Tableau 10 : Guinée-Etape 2 de Sélection-Schéma 1

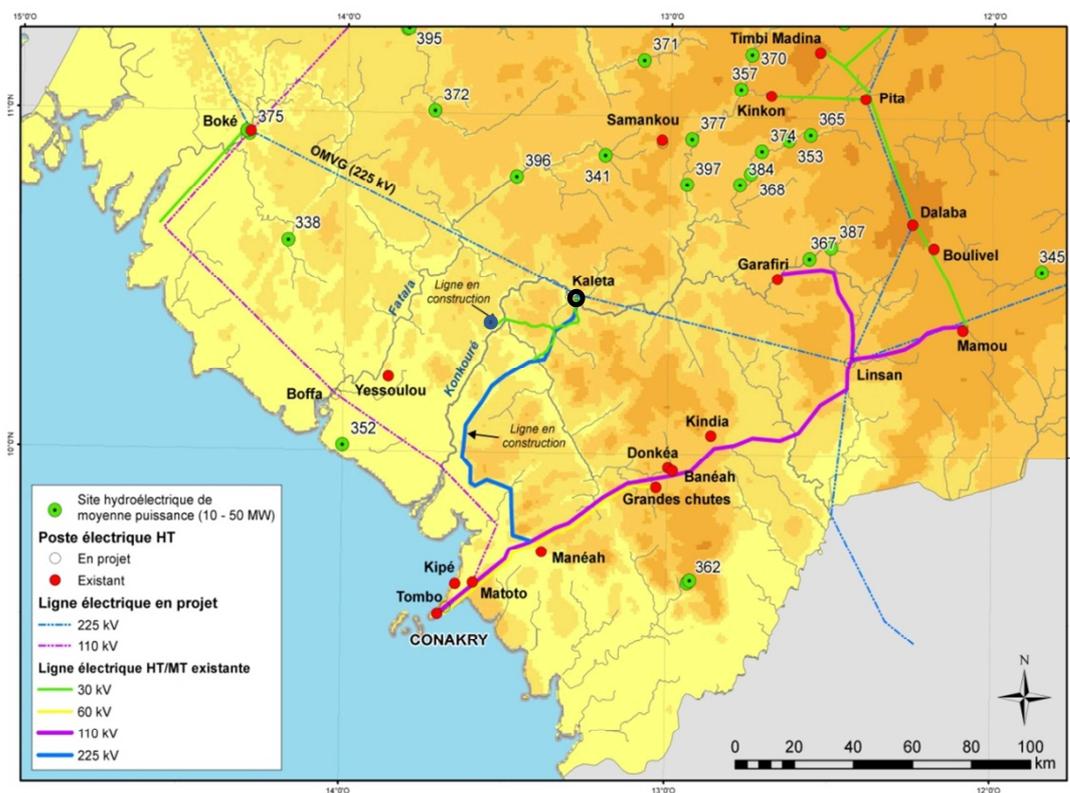


Figure 13 : Sites potentiels à proximité de la ligne Manéah – Kaleta

5.4.2.3.2. Sites du Schéma 2 – Sites Isolés associé à un centre de consommation - Petite

Les sites de petite puissance sont affichés sur la carte présentée en Annexe 8 de ce rapport avec des cercles de 50 km de rayon autour des villes pour lesquelles la demande est inférieure à 10 MW.

Une cinquantaine de sites sont présélectionnés et listés ci-dessous avec pour référence les villes en demande. A noter que pour certaines villes, aucun site potentiel de petite puissance n'est situé à proximité.

Villes (demande inférieure à 10 MW)	Sites potentiels (à moins de 50 km de la ville)
Beyla	Site n°21, Lokoua/site n°22, Site n°33, Site n°34, Site n°35, Site n°36, Bofodougou, site n°63
Boffa	Koutouya
Dabola	Site n°69, Site n°70, Fougouia Banko, Site n°72/Banié
Dalaba	Kokoulo-Pont B
Dinguiraye	Kounsili, Site n°71
Dubreka	Site n°109/Yolaré
Forecariah	Site n°109/Yolaré, Site n°111/Malikouré, Kofiou, Kitouni + Daboya
Gaoual	-
Kamsar	Koutouya
Kerouane	Kamarato, Site n°66/Finariah, Site n°63, Bofodougou
Kissidougou	Site n°6, Firaoua, Nougouro, site n°55/ Gingueldou
Koubia	Kinsi, Dombélé, Dionfo, Gaya, Hidiyitou, Bagata
Koundara	Kogou Foulbé
Kouroussa	-
Lelouma	Sita, Kokoulo – Pont B, Foullasso, Touba
Lola	Site n°30, site n°29, Site n°28
Mali	Momognama, Hidiyitou
Mandiana	-
Pita	Kokoulo-Pont B, Dombélé, Dionfo, Gaya
Sangaredi	-
Siguir	-
Telimele	Bakéré + Manguoy, Bakéré, Batabou
Tougue	Kinsi, Gaya, Dombélé, Dionfo, Bagata
Yomou	Site n°32

Tableau 11 : Guinée-Etape 2 de Sélection-Schéma 2-Petite

5.4.2.3.3. Sites du Schéma 2 – Sites Isolés associé à un centre de consommation - Moyenne

Les sites de puissance moyenne sont affichés sur la carte présentée en Annexe 9 de ce rapport avec des cercles de 150 km de rayon autour des villes pour lesquelles la demande est inférieure à 10 MW.

La totalité des sites potentiels sont présélectionnés et listés ci-dessous avec pour référence les villes en demande.

Villes (demande supérieure à 10 MW)	Sites potentiels (à moins de 150 km de la ville)
Boke	Bélidima, Borou, Guilde, Sangarédi, Dioun, Kokoya, Kakrima III, Kaba, Bélidima A
Coyah	Fansija, Bélidima A, Dioun, Sangarédi, Kaba, Kakrima III, Kélibou, Boma, Houhou, Kokou
Faranah	Faranah, Mansiramoribaya, Mafou, Siria, Sansanbaya Diaragbela, Mongo III, Mongo I, Fonguia Banco, Neterere, Kegneko, Teguereya
Fria	Bélidima A, Dioun, Fansija, Houhou, Kokou, Kaba, Kakrima III, Kélibou, Boma, Oumba, Bonkon, Kakrima II, Telival, Heriko, Kokoya, Sangarédi, Guilde, Borou, Belidima
Gueckedou	Site n°9, Dombadou, Fassaba, Sandia, Pobengo, Singuéga (Plan Directeur 2006), Singuéga (COB), Koressedou, Siria, Sansanbaya, Yapangai, Pampara, Boo, N'Zébéla, Boo, Site n°26
Kankan	Makonon, Kogbedougou, Frankonédou, Sansanbaya, Téré, Samana, Siria, Mafou, Mansiramoribaya, Diaragbela, Kourougnan
Kindia	Fansija, Belidima A, Kakrima III, Kaba, Houhou, Kokou, Kélibou, Boma, Oumba, Bonkon, Kakrima II, Telival, Kokoya, Dioun, Sangarédi, Herikou, Natlibali
Labé	Dioun, Kokoya, Kakrima III, Kaba, Houhou, Kokou, Kélibou, Boma, Oumba, Bonkon, Kakrima II, Telival, Heriko, Natibali, Gaoual, Sidipo, Mababou B, Tourmala, Ouességuélé/Kororo, Kouli, Dérivé/Tiouri, Matakaou, Badala, Fissaya, Koukoukomé, Sangouya, Teguereya, Kegneko, Fonguia Banco, Mongo I, Kaba
Macenta	Site n°9, Dombadou, Fassaba, Sandia, Pobengo, Singuega (Plan Directeur 2006), Singuéga (COB), Koressedou, Siria, Sansanbaya, Yapangai, Pampara, Boo, N'Zébéla, Site n°26, Site n°31, Famoila, Madina, Samana, Frankonédou, Kogbedougou
Mamou	Kegneko, Kaba, Mongo III, Mongo I, Fonguia Banco, Teguereya, Sangouya, Koroya, Houhou, Kokou, Kaba, Kakrima III, Kélibou, Boma, Oumba, Bonkon, Kakrima II, Telival, Heriko, Natibali, Deribéré/Tiouri, Matakaou, Badala,
N'Zerekore	Site n°26, Site n°31, N'Zébéla, Boo, Pampara, Yapangai, Famoila, Madina, Koressedou, Singuega (Plan directeur 2006), Singuéga (COB)

Tableau 12 : Guinée-Etape 2 de Sélection-Schéma 2-Moyenne

5.4.2.3.4. Sites du Schéma 3 – Sites isolés associé à un site industriel

Les sites de moyenne puissance sont affichés sur la carte présentée en Annexe 10 de ce rapport avec les zones de concession minières.

Une quarantaine de sites sont présélectionnés et listés ci-dessous avec pour référence les villes en demande:

Zones de concessions minières	Sites potentiels (à moins de 50 km environ de la zone d'exploitation de la mine)
Zone Nord-Ouest	Bélidima, Borou, Guilde, Sangarédi, Dioun, Kokoya, Bélidima A, Sidipo, Mababou B
Zone Forecariah	Fansija
Zone Centre	Koukoukomé, Badala, Matakaou, Deribéré/Tiouri, Sangouya, Teguereya, Kegneko, Mongo I, Mongo III, Kaba
Zone Faranah	Mongo I, Mongo III, Kaba, Franah, Mansiramoribaya, Mafou
Zone de Siguiri	Kourougnan

Zones de concessions minières	Sites potentiels (à moins de 50 km environ de la zone d'exploitation de la mine)
Zone Aredor	Frankonédou, Kogbedou, Koressedou, Singuega, Madina, Famoila
Zone Simandou	Koressedou, Madina, Famoila, Singuega, Yapangai, Pampara, Boo, N'Zébéla, Site n°26, Site n°31

Tableau 13 : Guinée-Etape 2 de Sélection-Schéma 3

5.4.2.4. PHASE 3 : SELECTION DES SITES OPTIMAUX

5.4.2.4.1. Sites du Schéma 1 – Sites Raccordés à un réseau existant

Le tableau ci-après liste les sites présélectionnés et le ratio puissance/distance calculé (P/dx100).

Les sites sélectionnés (P/dx100 > 50) sont les suivants :

- Kaba (40 MW) situé à 50 km du poste de Kaleta,
- Dioun (40 MW) situé à 44 km du poste de Kaleta.

Il est à noter que le raccordement de ces centrales serait à développer en coordination avec les réseaux des centrales existantes de puissance supérieures (50 à 100 MW) se situant aussi dans les environs du poste de Kaleta.

N°	Nom du barrage	Nom de la rivière	Puissance (MW)	Connection possible au poste	Distance d à la ville la plus proche (km)	Rapport P/d x 100
387	Kokou	Konkouré	30	futur poste de Kaleta	85	35.3
367	Houhou	Konkouré	21	futur poste de Kaleta	78	26.9
384	Boma	Kokoulo	29	futur poste de Kaleta	63	46.0
374	Oumba	Kokoulo	24	futur poste de Kaleta	75	32.0
368	Kélibou	Kokoulo	21	futur poste de Kaleta	60	35.0
365	Bovel	Kokoulo	19	futur poste de Kaleta	92	20.7
353	Bonkon	Kokoulo	14	futur poste de Kaleta	85	16.5
397	Kaba	Kakrima	40	futur poste de Kaleta	50	80.0
377	Kakrima III	Kakrima	27	futur poste de Kaleta	61	44.3
370	Telival	Kakrima	22	futur poste de Kaleta	90	24.4
357	Kakrima II	Kakrima	15	futur poste de Kaleta	85	17.6
396	Dioun	Fatala	40	futur poste de Kaleta	44	90.9
371	Kokoya	Tominé	23	futur poste de Kaleta	78	29.5
372	Sangarédi	Cogon	23	futur poste de Kaleta	82	28.0
352	Bélidima A	Tinguilinta	13	poste existant de Maneah	79	16.5
362	Fansija	Kambo	18	poste existant de Maneah	50	36.0

Tableau 14 : Guinée- Etape 3 de Sélection-Schéma 1

5.4.2.4.2. Sites du Schéma 2 – sites isolés associé à un centre de consommation - Petite Puissance

Les ratio puissance/distance (P/dx100) et demande/puissance (D/P) ont été calculés et appliqués pour la sélection des sites optimaux.

Les sites de petite puissance sélectionnés (P/dx100 > 15 et D/P<1) sont listés dans le tableau ci-après avec les villes associées dont la demande est inférieure à 10 MW.

Nom du projet	Rivière	Puissance installée (MW)	Centre de consommation	Demande à 2025 (MW)	Distance directe (km)
N022 (« Lokoua »)	Loffa	9	BEYLA	4.06	49
Koutouya – N°38	Kilélouma	9	BOFFA KAMSAR	4.93 -	50 45
N°70	Koundeta	10	DABOLA	5.08	21
Kamarato – N°64	Kamarato	10	KEROUANE	8.58	26
Firaoua – N°7	Doffe	9	KISSIDOUGOU	2.54	19
Noungouro	Makona	8	KISSIDOUGOU	2.54	17
Kinsi	Gambie	6	KOUBIA	1.45	16
Dombélé	Dombélé	8	KOUBIA	1.45	39
Sita	Komba	10	LELOUMA	3.27	27
Manguoy-Barkéré	Fatala	10	TELIMELE	1.34	18

Tableau 15 : Guinée-Sites Sélectionnés-Schéma 2-Petite

5.4.2.4.3. Sites du Schéma 2 – sites isolés associé à un centre de consommation - Puissance Moyenne

Les sites de puissance moyenne sélectionnés ($P/dx100 > 15$ et $D/P < 1$) sont listés dans le tableau ci-après avec les villes associées dont la demande est supérieure à 10 MW.

Nom du projet	Rivière	Puissance installée (MW)	Centre de consommation	Demande à 2025 (MW)	Distance directe (km)
Guilde – N°395	Cogon	39	BOKE	19.3	62
Faranah – N°382	Niger	28	FARANAH	17.83	10
Mansiramoribaya – N°390	Niger	32	FARANAH		47
Gozoguezia – N°27	Diani	48	N'ZEREKORE	62.6	57

Tableau 16 : Guinée-Sites Sélectionnés-Schéma 2- Moyenne

Les éléments détaillés de l'analyse sont présentés en Annexe 27.

5.4.2.4.4. Sites du Schéma 3 – Sites Isolés associé à un site industriel

Le tableau suivant liste les villes dont la demande est faible (inférieure à 10 MW) comprises dans les zones de concessions minières identifiées ci-avant.

Zones de concessions minières	Villes (demande inférieure à 10 MW)
Zone Nord-Ouest	Kamsar (6MW), Sangaredi (2 MW), Boffa (5 MW), Gaoual (3MW)
Zone Forecariah	Dubreka (7.6 MW), Forecariah (7 MW)
Zone Centre	Koubia (1.5 MW), Tougue (1.20 MW), Dabola (5 MW)
Zone Faranah	-
Zone de Siguiri	Siguiri (8 MW)
Zone Aredor	Kerouane (8.6 MW)
Zone Simandou	Beyla (4 MW), Lola (5.5 MW), Yomou (5.6 MW)

Tableau 17 : Guinée-Etape 3 de Sélection – Schéma 3 - Villes

D'après l'analyse ci-avant, les sites potentiels sont présentés en Annexe 27. Leur comparaison pourra se faire plus en détail par les investisseurs privés sur la base de l'identification de la demande industriel et du point de livraison attendu.

5.4.2.5. SITES POTENTIELS SELECTIONNES

Les sites d'intérêt sélectionnés au cours de cette étude sont repris dans le tableau ci-après. Il est à noter que les projets en cours d'étude listés ci-avant sont bien entendu des projets à favoriser sur les projets sélectionnés étant donné le degré d'avancement de leur développement.

Les sites d'intérêt sélectionnés comprennent

- 10 sites de petite puissance destinés à répondre à une demande domestique en réseau isolé ;
- 6 sites de puissance moyenne destinés à répondre à une demande domestique et/ou industrielle en réseau isolé et/ou connecté.

ID	Nom du barrage	Nom de la rivière	P (MW)	Desserte	Demande et Schéma*	
Sites de Petite Puissance – Site Isolés (i)						
1	N022 (« Lokoua »)	Loffa	9	BEYLA	D	i
2	Koutouya – N°38	Kilélouma	9	BOFFA et KAMSAR	D	i
3	N°70	Koundeta	10	DABOLA	D	i
4	Kamarato – N°64	Kamarato	10	KEROUANE	D	i
5	Firaoua – N°7	Doffe	9	KISSIDOUGOU	D	i
6	Noungouro	Makona	8	KISSIDOUGOU	D	i
7	Kinsi	Gambie	6	KOUBIA	D	i
8	Dombélé	Dombélé	8	KOUBIA	D	i
9	Sita	Komba	10	LELOUMA	D	i
10	Manguoy-Barkéré	Fatala	10	TELIMELE	D	i
Sites de Moyenne Puissance – Site Isolés (i) et/ou Connectés (c)						
1	Kaba - N°397	Kakrima	40	Poste de Kaleta	D&I	c&i
2	Dioun - N°396	Fatala	40	Poste de Kaleta	D&I	c&i
3	Guilde – N°395	Cogon	39	BOKE	D&I	i
4	Faranah – N°382	Niger	28	FARANAH	D&I	i
5	Mansiramoribaya – N°390	Niger	32	FARANAH	D&I	i
6	Gozoguezia – N°27	Diani	48	N'ZEREKORE	D	i

* Demande – Domestique (D), Industrielle (I) et Schéma – Connecté (c), Isolé (i)

Tableau 18 : Guinée - Sites Sélectionnés

Parmi les sites de puissance moyenne sélectionnés, les sites de Kaba et Dioun sont à privilégier étant donné la diversité d'application offerte : ces sites peuvent répondre à une demande domestique comme industrielle et être aussi raccordés à un réseau existant.

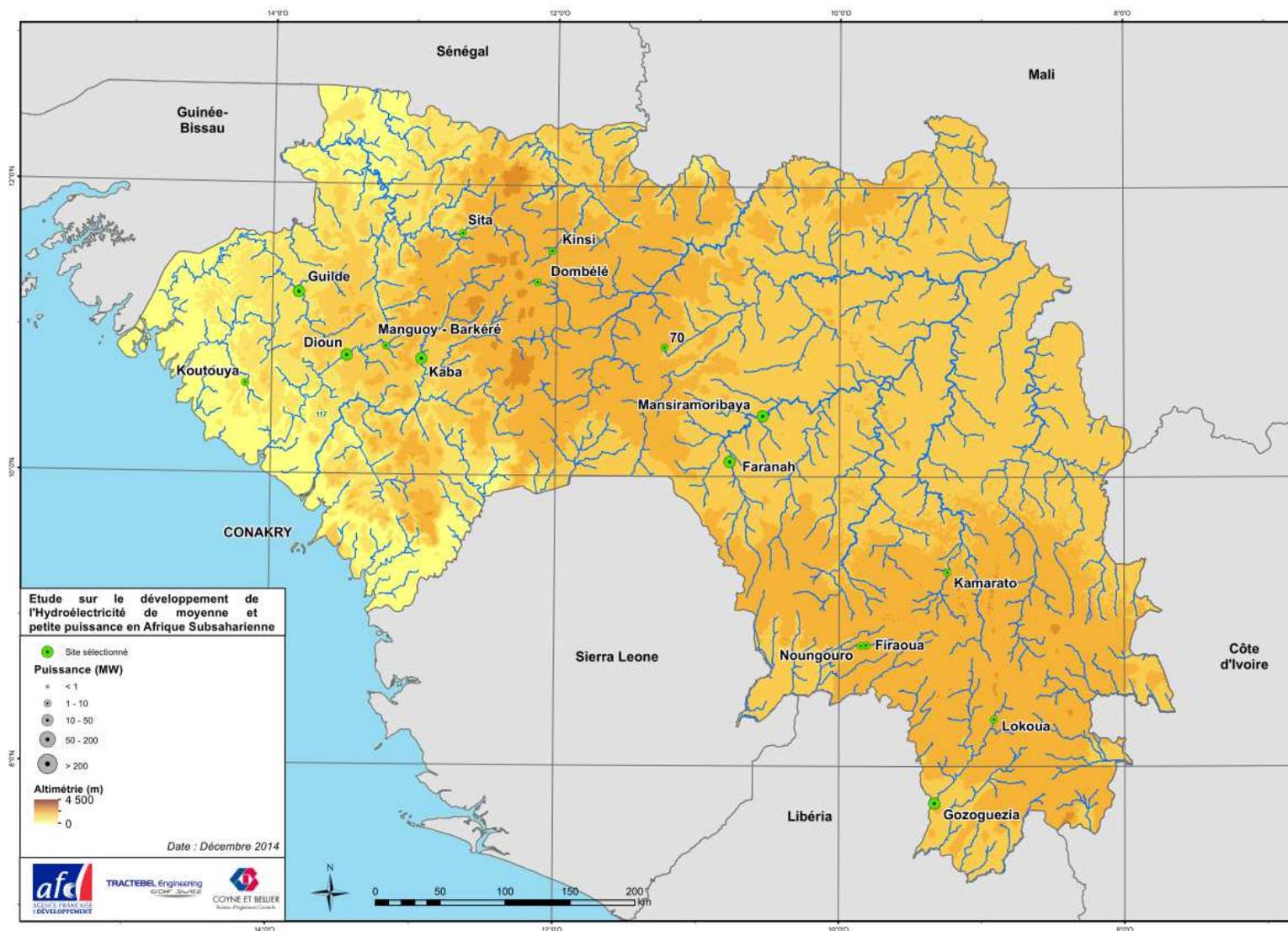


Figure 14 : Guinée - Sites Sélectionnés

5.5. Identification des Modes de Développement

5.5.1. Interlocuteurs Publics Privilégiés

Les interlocuteurs publics privilégiés dans le secteur de l'hydroélectricité en Guinée sont :

- La Direction Nationale de l'Énergie du Ministère de l'Énergie et de l'Environnement est un interlocuteur privilégié pour tout développement de projet hydroélectrique. Cette direction est en charge de la stratégie générale d'électrification du pays et des études pour de nouveaux projets et est en général le Maître d'Ouvrage pour le développement public de projets de petite et moyenne puissances.
- La maîtrise d'ouvrage est en général déléguée et répartie au cas par cas entre l'Administration et Contrôle des Grands Projets (ACGP) et EDG qui est en charge de l'exploitation des ouvrages et du réseau.

5.5.2. Offres de Développement Privé

Les potentiels investisseurs privés identifiés en Guinée sont les suivants :

- des investisseurs privés tels que Velcan, Mecamidi ;
- des entreprises soutenues par des états investisseurs tels que SNC Lavalin (Canada), Odebrecht (Brésil) ;
- des miniers tels que Rio Tinto, Vale, Simao, CGB ;
- des fonds d'investissement privés tels que les fonds nordiques, fonds coréens, fonds chinois, fonds arabes.

Les industriels locaux, et en particuliers les miniers, auraient tendance à développer principalement des projets de moyenne puissance (>10 MW) liés à leur demande propre en électricité. Cette demande est en générale relativement forte et continue sur l'année.

5.6. Conclusions

La Guinée présente un contexte favorable au développement de projets hydroélectriques avec :

- un gouvernement engagé dans la politique de desserte électrique locale ;
- un cadre réglementaire déficient mais dont la révision est à l'ordre du jour pour favoriser les développements privés ;
- une demande croissante dont une demande industrielle importante qui aura pour effet d'encourager la révision du cadre réglementaire ;
- des interlocuteurs existants auxquels un peu d'assistance spécifique serait bénéfique
- des investisseurs privés intéressés, mais qu'il faudrait éventuellement accompagner avec des financements publics et des garanties contre le « off-taker risk » ;
- un potentiel hydroélectrique très intéressant avec une grande diversité de schémas possibles.

Sur la base de la série de projets potentiels identifié et listés ci-avant, l'étape suivante dans la poursuite de ces perspectives de développement consisterait à prendre contact avec les entités susceptibles d'être porteuses des projets (interlocuteurs publics ou potentiels investisseurs privés) sélectionnés pour :

- faire un état des lieux de l'avancement des études de ces projets ;
- apprécier le degré d'engagement des entités porteuses sur chacun projet ;
- approfondir les analyses à des fins de priorisation ;
- créer une relation privilégiée avec ces entités et initier un dialogue sur la typologie des développements envisagés.

Pour pallier aux freins identifiés en termes de performance des parties prenantes locales et de difficultés d'investissement, l'AFD pourrait focaliser son assistance :

- (i) à la création d'une ou des entité(s) dédiée(s) au développement de projets selon le type de schéma incluant l'assistance à la mise en œuvre de la structure et la formation du personnel pendant une certaine période ou jusqu'au lancement d'un premier projet ;
- (ii) au financement d'études complémentaires suivies par ces entités qui aurait pour objectif une véritable actualisation de la faisabilité technico- économiques des sites identifiés à un stade d'étude conceptuelle ayant pour seul objectif de valider cette sélection.

6. ETUDE DE CAS - CAMEROUN

6.1. Objectif et Méthodologie

L'étude détaillée du Cameroun a pour objectif :

- D'étudier de façon plus approfondie le contexte de développement offert par ce pays en reprenant les paramètres traités dans chapitre précédent ;
- D'identifier de façon spécifique les sites d'intérêt et proposer une première sélection.

Trois actions ont permis de compléter la collecte de données initiale réalisée en phase de recensement, et de conduire l'analyse détaillée spécifique au Cameroun.

- La première est un travail basé sur les études antérieures réalisées dans le pays, incluant la géolocalisation des sites hydroélectriques existants et potentiels et du réseau électrique, des centres de consommation et des sites et forêts classés. Cette première étape constitue un support de réflexion pour la phase suivante d'analyse.
- La seconde contribution a été obtenue par la tenue d'une réunion en interne, appelée « Brainstorming Cameroun », avec la participation de quelques collaborateurs de Tractebel Engineering issus de domaines différents tels que Direction, Direction commerciale, Pôle hydro... L'objectif était de mettre en commun l'ensemble des informations, contacts et documentations relatifs aux questions de développement de la petite et moyenne hydroélectricité dans le pays tels que : structuration du pays, cadre légal, retour d'expérience sur les affaires (ingénierie et environnement) et sur les différentes entités de l'Etat.
- La troisième action a été la conduite d'une mission au Cameroun du 3 au 7 juin 2013 de deux de nos collaborateurs pour la collecte de plusieurs documents. Cette mission a été conduite par Marc DAYRAUT, Ingénieur en chef et Vincent MOUY, Ingénieur spécialiste.

6.2. Contexte Géographique et Historique du Pays

Un rappel du contexte géographique et historique du pays est présenté ci-après afin de déterminer le cadre spécifique dans lequel les centrales hydroélectriques ont été développées dans le passé

Cette analyse a permis de mieux appréhender les spécificités politiques et culturelles dont il faudra tenir compte dans le cadre de développement de nouveaux projets.

6.2.1. Contexte Géographique

Le pays est situé entre le Nigéria à l'ouest, le Tchad au nord, la République Centrafricaine à l'est, le Gabon, la Guinée Equatoriale et la République Démocratique du Congo au sud et le golfe de Guinée au sud-ouest.

Le pays est découpé en 10 régions administratives (elles-mêmes divisées en 58 départements) :

- **Adamaoua** (chef-lieu : N'Gaoundéré) : cette zone montagneuse marque la frontière entre le Cameroun forestier du sud et les savanes du nord. La terre est pauvre et faiblement peuplée. L'activité économique principale est l'élevage de bétail.
- **Centre** (chef-lieu : Yaoundé) : elle contient la capitale politique du pays.

Le pays se situe entre la bordure méridionale du Sahara et la limite septentrionale de la forêt équatoriale du bassin du Congo au sud. L'ouest du pays est dominé par les Hauts-Plateaux et comprend le massif le plus haut de toute l'Afrique de l'Ouest : le mont Cameroun. Ce mont culmine à 4 095 mètres et est le neuvième sommet du continent africain. L'est du pays est recouvert dans sa très grande majorité d'une forêt équatoriale encore bien conservée.

Le Cameroun fait partie des organisations régionales suivantes :

- **Autorité du bassin du Niger (ABN)** : organisme public chargé de promouvoir la mise en valeur des ressources du bassin du fleuve Niger, regroupant 9 pays membres de l'Afrique de l'Ouest et du Centre : le Nigéria, le Cameroun, le Bénin, le Niger, le Burkina Faso, l'Algérie, le Mali, la Guinée et la Côte d'Ivoire.
- **Communauté Économique et Monétaire de l'Afrique Centrale (CEMAC)** : elle regroupe 6 pays, à savoir le Cameroun, le Congo-Brazzaville, le Gabon, la Guinée Équatoriale, la République de Centrafrique et le Tchad. Elle se donne comme mission de promouvoir un développement harmonieux des Etats membres dans le cadre de l'institution d'un véritable marché commun.
- **Communauté Économique des Etats de d'Afrique Centrale (CEEAC)** : elle comprend 10 états membres : l'Angola, le Burundi, le Cameroun, la République Centrafricaine, la République du Congo, le Gabon, la Guinée équatoriale, Sao Tome & Principe, le Tchad. Elle a pour objectif la coopération harmonieuse et le développement dynamique, équilibré et autoentretenu de l'activité économique et sociale (domaine de l'énergie compris) en vue de réaliser l'autonomie collective, d'augmenter le niveau de vie des populations.
- **Le Pool Énergétique de l'Afrique Centrale (PEAC)** : il est chargé de la mise en œuvre de la politique énergétique, du suivi des études et de la construction des infrastructures communautaires, et de l'organisation des échanges et des services connexes de l'espace CEEAC. Il compte les mêmes membres que la CEEAC.

6.2.2. Contexte Historique

Les principales dates de l'histoire récente du Cameroun sont rappelées ci-après.

Avant la période coloniale du XIXe siècle : Les habitants du Cameroun ne forment pas un groupe homogène mais présentent différentes formes d'organisation sociale allant de royaumes structurés à des ethnies nomades.

1884 : Le Cameroun devient une colonie allemande.

Après la première guerre mondiale : La colonie allemande est partagée en deux territoires confiés à la France (pour les quatre cinquièmes) et le restant au Royaume-Uni par des mandats de la Société des Nations (SDN) en 1922.

1er janvier 1960 : Indépendance du Cameroun français.

1961 : La colonie britannique se divise en deux après un référendum d'autodétermination. Le Nord, principalement musulman, choisit d'intégrer le Nigeria. Quant au Sud, principalement chrétien, il choisit de rejoindre la République du Cameroun pour former la République fédérale du Cameroun. Le premier président s'appelle Ahmadou Ahidjo.

1966 : Instauration d'un système de parti unique.

1972 : La république fédérale est remplacée par un État unitaire.

1982 : Le premier ministre, Paul Biya, assume la présidence après la démission d'Ahmadou Ahidjo.

1984 : Coup d'Etat manqué. L'ancien président, Ahmadou Ahidjo, est accusé de complot et condamné, ce qui le contraint à l'exil.

Milieu des années 1980 : Réalisation du barrage de la Mape.

1989 : Troubles sociaux dus à la dégradation de la situation économique du pays. Pas de réalisation de projet hydroélectrique.

2008 : L'Assemblée Nationale adopte le projet de loi sur la révision constitutionnelle. Cela a permis Paul Biya de participer aux élections de 2011, qu'il a remportés.

6.3. Etats des Lieux

6.3.1. Structure Organisationnelle

L'ébauche d'organigramme ci-après identifie les principales institutions du secteur électrique au Cameroun.

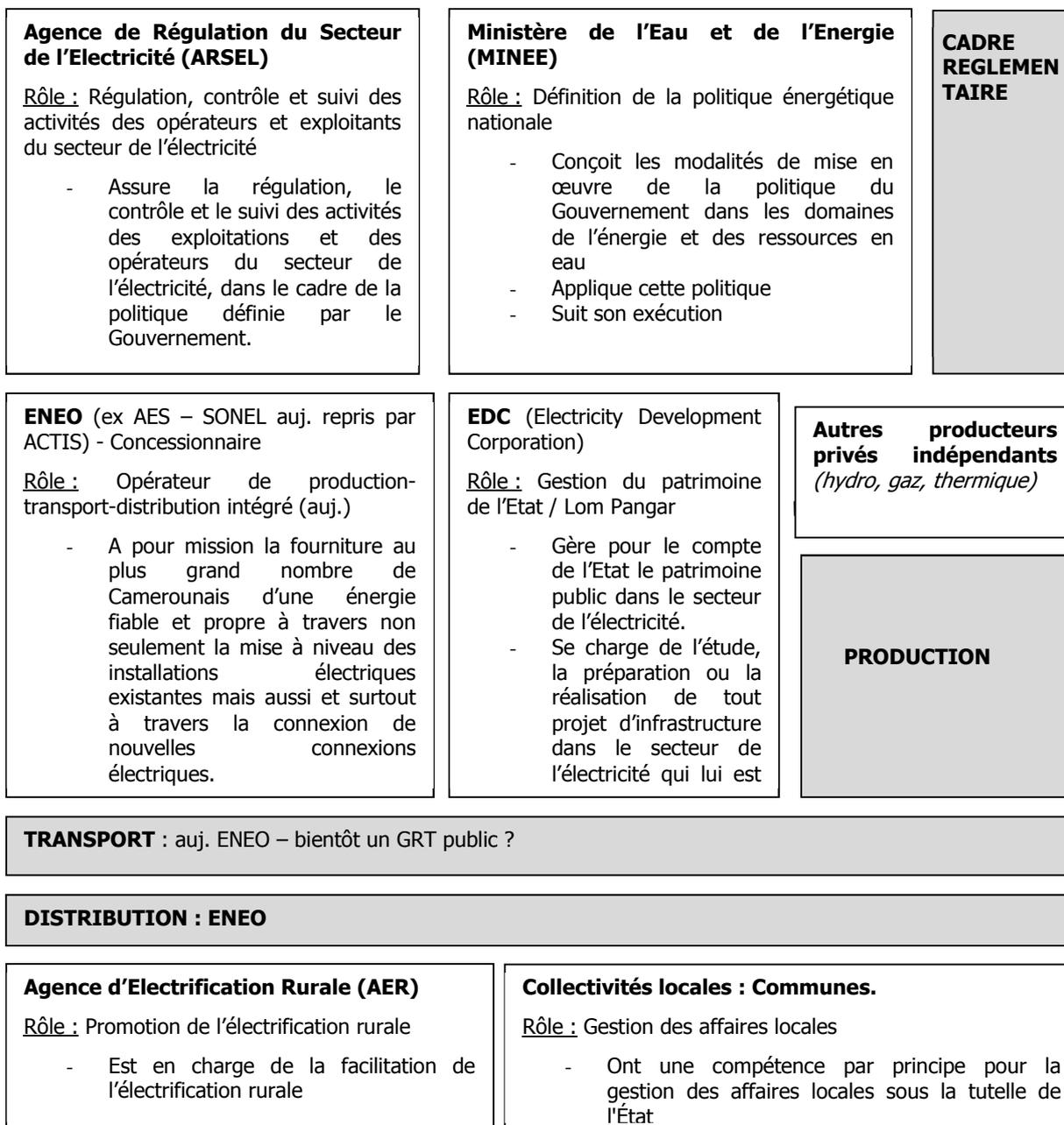


Figure 16 : Organigramme des institutions au Cameroun

6.3.2. Développement Hydroélectrique

6.3.2.1. CENTRALES EXISTANTES

Les barrages et centrales hydroélectriques existants au Cameroun et leurs principales caractéristiques sont listés ci-après.

N°	Nom	Rivière	Date Construction	Capacité (MW)
1	Bamendjin	Noun	1972-1973	-
2	Edea	Sanaga	1954 puis 1958 puis 1970	263
3	Lagdo	Benoue	1977-1982	72
4	Mape	Mape	1985-1988	-
5	Mbakaou	Djerem	1968-1969	128
6	Mopfou	Mefou	1969	1890
7	Song Loulou	Sanaga	1976-1980 puis 1984-1987	384

Tableau 19 : Barrages et centrales existantes au Cameroun

Les principales dates de l'histoire des centrales hydroélectriques existantes et en construction au Cameroun sont rappelées ci-après.

Années 1950 : Construction du premier barrage et de la première centrale hydroélectrique du pays aux alentours d'Edéa. La construction est entamée avant l'indépendance du Cameroun et s'est faite progressivement : Edéa I, puis Edéa II (et Edéa III après l'indépendance). Outre l'électrification des villes, cette usine a surtout servi à l'extraction de bauxite et la production d'aluminium par la société Alucam.

Fin des années 1960 et années 1970 : Réalisation des barrages de Mbakaou, Mopfou, Bamendjin, Lagdo, Song Loulou.

Milieu des années 80 : Construction du barrage de la Mape

Depuis 2011 : Le président Biya place son nouveau septennat sous le signe des « Grandes Réalisations », ce qui fait que de nombreux projets, notamment hydroélectriques, se développent dans le pays :

- le 15 juin 2012 a lieu le lancement officiel des travaux du barrage de Memvé'ele,
- le 11 juillet 2012, le ministre camerounais de l'Eau et de l'Energie a annoncé le démarrage des travaux du barrage hydroélectrique de Mekin.
- le 3 août 2012 se déroule la cérémonie de la première pierre du barrage hydroélectrique de Lom Pangar.

6.3.2.1.1. Sites liés au bassin versant de la Sanaga

La Sanaga est le fleuve le plus important du Cameroun avec son vaste bassin versant représentant plus de 25 % de la superficie totale du pays. Le fleuve compte de nombreux rapides (tronçons à forte pente). Ce fleuve présente un potentiel hydro-électrique de premier plan dans le pays. Prenant sa source dans la partie orientale du pays vers 2000 mètres d'altitude, il draine en direction Sud-Ouest les eaux d'un vaste bassin versant (135 000 km²) à hauteur d'Edéa et se jette dans l'Atlantique au sud du port de Douala. La longueur totale du bassin versant dépasse 600 km. Le bassin versant de la Sanaga est représenté en Annexe 12.

L'intérêt d'équiper le fleuve est apparu très tôt et, dès 1954, avant l'indépendance du Cameroun, deux groupes turbo-alternateurs de 11 MW chacun étaient installés à **Edéa**, avant l'embouchure de la Sanaga, à 55 km environ au Sud -Est de Douala. Le site utilisé pour l'implantation du barrage et de l'usine hydroélectrique est des plus favorables. Il porte d'ailleurs le nom évocateur de « chutes spectaculaires ». Cette usine fut ensuite agrandie en plusieurs étapes successives (Edéa I, Edéa II et Edéa III) et le site est arrivé au stade final d'équipement avec 14 groupes installés développant une puissance totale de 263 MW.

Cette usine fonctionne au fil de l'eau et, en période d'étiage, les débits naturels de la Sanaga sont relativement faibles, de l'ordre de 200 m³/s. Il a donc été nécessaire, parallèlement à l'augmentation de la puissance installée à Edéa, de construire deux réservoirs amont de régularisation du régime des eaux, l'un à **M'Bakaou** sur le Djerem, l'autre à **Bamendjin** sur le Noun, permettant d'élever le débit régularisé à la valeur moyenne de 700 m³/s.

Compte tenu de la demande sans cesse croissante du secteur public et du développement des industries grosses consommatrices d'énergie, les installations d'Edéa allaient devenir insuffisantes à partir de la saison sèche 1980-1981. Pour faire face à cette échéance, SONEL (Société Nationale d'Electricité du Cameroun) choisissait d'équiper le site de **Song Loulou** et ouvrait le chantier en 1976, avec pour objectif, la production des premiers kilowattheures en Janvier 1981.

Le barrage de Song Loulou est situé dans la région Babimbi, à proximité de Massok. Il a été implanté dans la Sanaga. Avec une capacité de 384 MW, la centrale hydroélectrique de Songloulou est la plus importante du pays à ce jour. La première tranche de travaux entreprise concerne la réalisation :

- des ouvrages de retenue : barrage, prises d'eau, évacuateur de crues
- de l'usine équipée de 4 groupes de 48 MW chacun
- du réseau de transport haute tension permettant la distribution de l'énergie produite aux principaux centres de consommation : Yaoundé, Douala, Edéa...

La mise en service des 4 groupes s'échelonna régulièrement de Janvier à Novembre 1981.

Une deuxième tranche de travaux a permis ultérieurement (en 1984-1987) de doubler le nombre de groupes installés dans l'usine de Song Loulou.

De 1985 à 1988 a été construit le barrage de la **Mape** sur la Mbam qui crée une retenue d'eau de 3200 millions de m³ pour la régularisation du cours d'eau de la Sanaga autour de 850 m³/s en saison sèche. Il permet de régulariser les apports aux ouvrages d'Edéa et Song Loulou, en plus des barrages de M'bakaou et Bamendjin, construits respectivement en 68 et 72.

Le schéma de la régularisation du fleuve Sanaga est représenté ci-après avec les différents ouvrages réalisés. L'enjeu est aujourd'hui la mise en service du barrage de régulation de Lom Pangar (6 milliards de m³), qui permettra une optimisation des sites existants et de nouveaux développements en aval, notamment à Nachtigal, pour lequel des études sont largement avancées.

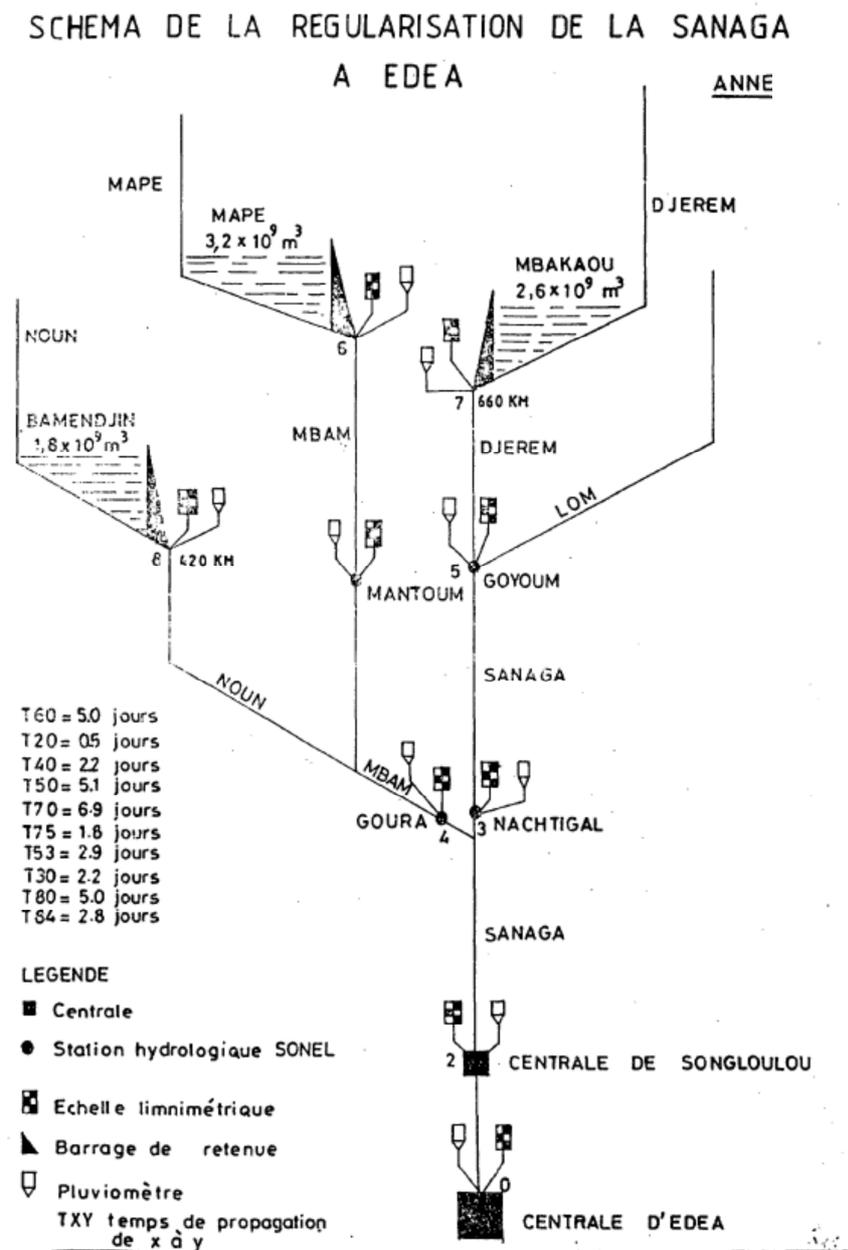


Figure 17 : Schéma de la régularisation de la Sanaga

6.3.2.1.2. Autres sites

Deux autres sites importants de barrage ont été construits.

- En 1969, l'entreprise française Razel réalise le barrage de **Mopfou** près de Yaoundé. Il est destiné à constituer une réserve d'eau de 5 millions de m³ ayant pour usage l'alimentation en eau de la ville de Yaoundé.
- De 1977 à 1982, l'entreprise chinoise China International Water & Electric Corporation (CWE) dirige la construction du barrage de **Lagdo** dans la région Nord. Sa construction avait pour but de fournir de l'électricité à la partie nord du pays (puissance installée : 72 MW) et d'irriguer 15 000 hectares de culture en aval.

6.3.2.2. PROJETS EN COURS

Les projets en cours menés par le gouvernement du Cameroun en relation avec le secteur de l'hydro-électricité sont les suivants :

- Le barrage de **Memve'ele** - travaux officiellement lancé le 15 juin 2012
 - Ce projet consiste en la construction d'un barrage au fil de l'eau le long du fleuve Ntem avec une puissance installée de 201 MW en période de pointe.
 - Ce projet a pour typologie :
 - Type de contrat : Type BOOT entre le Ministère de l'Eau et de l'Energie du Cameroun et l'entrepreneur Sinohydro ;
 - Cout du projet : 420 MM FCFA ;
 - Financement : Eximbank de Chine (58%), Etat du Cameroun (16%), BAD (26%).

- Le barrage de **Lom Pangar** – construction lancée le 3 août 2012
 - Ce projet consiste en un barrage de 6 milliards de mètres cubes d'eau pour la régularisation du débit de la Sanaga et l'augmentation de la capacité de production des centrales existantes d'Edéa et de Song Loulou. Une centrale hydroélectrique de 30 MW au pied du barrage est également prévue d'être construite et de relier la centrale thermique de Bertoua par une ligne de 105 km en 90 kV. Il est à noter que ce projet est classé comme un projet de moyenne puissance au regard des 30 MW, cependant il est un grand projet au regard de la capacité de la retenue du barrage.
 - Ce projet a pour typologie :
 - Maitre d'Ouvrage : Electricity Development Corporation (EDC) ;
 - Type de contrat : EPCM (Engineering, Procurement, Construction Management) avec l'entreprise China International Water and Electric Corp (CWE), le bureau d'études ISL et le bureau d'études Coyne et Bellier (CoB) ;
 - Cout du projet : 237.6 M€ ;
 - Financement : Etat Camerounais (25%), BM (28%), AFD (16%), BAD (14%), BDEAC (9%) et BEI (8%).
 - Dans le cadre de ce projet, l'AFD apporte un financement sous la forme d'un prêt souverain concessionnel de 60 millions d'euros à la République du Cameroun. Conformément au cadre de viabilité de la dette de la République du Cameroun, ce prêt contient 35 % d'élément don au sens du FMI. Sa durée est de 25 ans, dont 8 ans de différé.

- Le barrage de **Mekin** – construction lancée le 11 juillet 2012
 - Ce projet consiste en un barrage adossé sur le fleuve Dja et une usine en pied de 15 MW. Le projet a pour objet la sécurisation de la partie australe du Réseau Interconnecté Sud (RIS) dans le cadre d'un fonctionnement de la centrale en réseau interconnecté d'une part et en réseau séparé d'autre part permettant d'alimenter prioritairement l'ensemble des 8 communes du département du Dja et de Lobo.
 - Ce projet a pour typologie :
 - Maitre d'Ouvrage : Mekin Hydroelectric Development Corporation, société à capital public dont l'Etat est actionnaire à 100% ;
 - Type de contrat : EPC avec l'entreprise China National Electric Engineering Co ;
 - Cout du projet : 25 MM FCFA;
 - Financement : Eximbank de Chine (85%) et état du Cameroun (15%).

6.3.3. Electrification du Pays

Au Cameroun, il existe trois réseaux d'électrification qui sont, du plus important au moins important :

- le réseau interconnecté Sud (RIS) : régions Centre, Littoral, Ouest, Sud-Ouest, Nord-Ouest et Sud
- le réseau interconnecté Nord (RIN) : régions Extrême Nord, Nord et Adamaoua
- le réseau interconnecté Est (RIE) : région Est

La majeure partie de la puissance du pays est installée sur le réseau Sud.

La Figure 18 reprend la carte du réseau électrique de la Guinée jointe en Annexe 15.

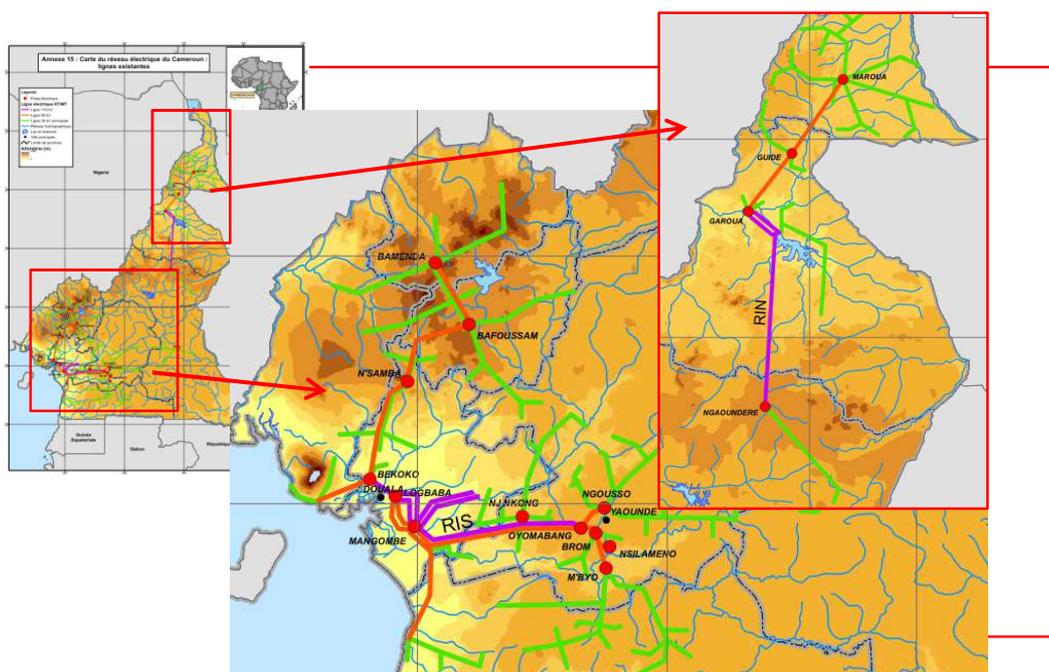


Figure 18 : Carte du Réseau Electrique du Cameroun

A moyen terme, il est prévu de connecter ces réseaux et de réaliser les interconnexions suivantes:

- Cameroun- Tchad au Nord (dans le cadre du PEAC),
- Cameroun – Gabon au Sud (dans le cadre du PEAC), puis future ligne Gabon – République Démocratique du Congo (projet d'Inga),
- Cameroun – Guinée équatoriale au Sud,
- Cameroun – Nigéria (connexion au West African Power Pool).

Dans le cadre du projet de Lom Pangar, 8 MW de puissance garantie seront injectés sur le réseau Nord doublant la puissance du réseau.

La centrale thermique de Kribi d'une puissance de 220 MW est projetée d'être mise en service en juin 2013 et sera reliée au réseau Sud.

Le futur barrage de Memvé'ele actuellement en construction va également augmenter la puissance garantie.

Avec ces trois projets (Kribi, Lom Pangar, Memvé'ele) la réponse à la demande domestique est prévu de doubler d'ici cinq ans. Le problème demeure la réponse à la demande industrielle qui est importante et pour laquelle des développements d'aménagements ne sont pas prévus.

6.3.4. Montages Financiers Privilégiés

Historiquement, le Cameroun a fait appel aux financements des bailleurs de fonds aussi bien pour les études relatives aux projets hydroélectriques que pour leur construction.

Par exemple, pour le projet de Mape entre 1985 et 1988, le financement fut comme suit:

- CFD (aujourd'hui devenu AFD, avant 1998) : 29 %
- BEI : 22 %
- BAD : 15 %
- SONEL (Etat camerounais) : 34 %

La répartition du financement des projets en cours, à savoir Lom Pangar, Memvé'ele et Mekin, est donnée ci-avant.

La banque chinoise China Exim Bank intervient de plus en plus dans le financement des projets hydroélectriques en Afrique et dans le monde. Cette banque est d'ailleurs devenue le premier créancier du Cameroun.

En matière d'endettement, le stock de la dette publique du Cameroun a franchi la barre des 2000 milliards de CFA en 2012 pour la première fois. Sur cette année l'encours de la dette publique et à garantie publique est passé de 532 à 2337 milliards. Cette augmentation brusque est à mettre à l'actif de l'engagement politique en faveur de l'augmentation de l'offre énergétique.

L'AFD est avec le Cameroun en charge du contrat de Désendettement et de Développement (C2D). Ce mécanisme consiste à recycler les échéances de remboursement de la dette du Cameroun à l'égard de la France refinancées par des dons. Le succès du premier C2D d'un montant de 537 M€ a permis la signature du second d'un montant de 326 M€ pour la période 2011-2016.

6.3.5. Cadre Réglementaire

6.3.5.1. CONTRATS DE PARTENARIAT PUBLIC PRIVE (PPP)

Le recours aux Partenariats Public Privé (PPP), notamment du type Build Operate Transfert (BOT), est une option fondamentale prise par le gouvernement comme mode de réalisation des grands projets d'infrastructures et d'équipements de service public.

Le gouvernement a récemment mis en place un cadre légal et réglementaire sur les contrats de partenariats. Il vient ainsi de rejoindre la mouvance des pays en développement tels que le Sénégal. Les pouvoirs publics camerounais ont adopté en 2006 une législation fortement inspirée de l'Ordonnance française du 17 Juin 2004 avec toutefois ses spécificités liées au contexte camerounais.

Le champ d'application de cette législation est large. Il englobe tous les projets d'une très grande envergure technique et financière (art. 2 al. 1 de la Loi de 2006). Il est mentionné qu'un contrat de partenariat peut être confié pour toutes ou une partie des phases suivantes d'un projet d'investissement :

- la conception des ouvrages ou équipements nécessaires au service public,
- le financement,
- la construction,
- la transformation des ouvrages ou des équipements,
- l'entretien ou la maintenance,
- l'exploitation ou la gestion. (art. 2 al. 3).

L'objectif est essentiellement la mise à disposition d'un nouvel outil pour la commande publique au Cameroun en matière de projets d'une très grande envergure technique et financière.

L'arsenal législatif et réglementaire camerounais relatif aux contrats de partenariat intègre un ensemble de règles cohérentes sur divers volets (administratif, juridique, financier, fiscal, comptable, foncier et domanial). Il inclut un dispositif relativement détaillé sur les conditions et modalités de recours aux contrats de partenariat et de passation de ces contrats, mais il est plus succinct sur les modalités d'exécution.

Dans cette optique, le gouvernement a :

- mis en place un cadre légal et réglementaire spécifique
- créé un organisme expert, le Conseil d'Appui à la Réalisation des contrats de Partenariat (CARPA), dont la mission est d'apporter assistance à tous les acteurs impliqués dans les Partenariats Public Privé : il contribue par son expertise à la création, au renouvellement des infrastructures et équipements publics, ainsi qu'à l'amélioration de la qualité du service public dans le cadre des projets de grande envergure technique et financière à réaliser à travers un contrat de partenariat.
- créé un outil d'analyse économique et financière comparative des grands projets: le Comparateur du Service Public (CSP).

Dans le cadre de l'exercice budgétaire 2013, le gouvernement a présenté aux investisseurs les projets hydroélectriques suivants à exécuter en Partenariat Public Privé :

- aménagement hydroélectrique sur la Bini à Warak,
- aménagement hydroélectrique de Njock sur le Nyong,
- aménagement hydroélectrique de Menchum.

6.3.5.2. LOI D'OUVERTURE DE MARCHÉ POUR L'ÉNERGIE

Le cadre réglementaire associé à la libéralisation du secteur électrique camerounais comprend :

- La Loi n° 98/022 du 24 Décembre 1998 régissant le secteur électricité ;
- Le Décret 2000/464/PM du 30 juin 2000 régissant les activités du secteur de l'électricité ; Loi régissant le secteur de l'électricité au Cameroun, Novembre 2011, n°896/PLJ/AN.

Divers textes d'applications. L'introduction de la loi de novembre 2011 ouvre a priori des opportunités pour un grand nombre d'investisseurs avec la fin du monopole d'AES-SONEL pour la distribution d'électricité. L'opérateur AES-SONEL (aujourd'hui ENEO) reste cependant très majoritaire.

6.3.5.3. ENVIRONNEMENT

Le Ministère de l'Environnement et des Forêts (MINEF) est responsable de la coopération internationale en matière d'environnement dont il élabore la politique nationale. Il veille à sa bonne application par les administrations techniques compétentes, conjointement avec la Commission Nationale Consultative pour l'Environnement et le Développement Durable.

Les principaux textes législatifs liés à la gestion de l'environnement et s'appliquant aux projets hydroélectriques sont les suivants :

- La loi 96/12 du 5 août 1996, qui fixe le cadre juridique de la gestion de l'environnement et introduit notamment la démarche d'évaluation environnementale. Dans ce cadre, le décret N°2005/577 du 23 février 2005 définit les modalités de réalisation des études d'impact sur l'environnement.
- La loi 98/005 du 14 avril 1998, qui fixe le cadre juridique du régime de l'eau et les dispositions relatives à la sauvegarde des principes de gestion de l'environnement et de protection de la santé publique.

- La loi 94/01 du 20 janvier 1994, dont l'objectif est de protéger et de réglementer l'utilisation des forêts, de la faune et des ressources halieutiques.

La Loi-cadre 96/12 du 5 août 1996 institue les études d'impact pour «tout projet d'aménagement, d'ouvrage, d'équipement ou d'installation qui risque, en raison de sa dimension, de sa nature ou des incidences des activités qui y sont exercées sur le milieu naturel, de porter atteinte à l'environnement». Cette loi-cadre est complétée par une série de lois sectorielles et de décrets dans les domaines de l'environnement et de l'énergie. Elle spécifie le format de base d'une étude d'impact. Elle développe le principe de l'approche participative. La liste des catégories d'opérations dont la réalisation est soumise à une étude d'impact est reprise dans l'Arrêté 0070 d'avril 2005. Il spécifie le contenu du rapport d'une Etude d'Impact Environnemental (EIE) sommaire et d'une EIE détaillée.

Les modalités d'approbation des études d'impact font l'objet de l'arrêté 2005/ 577 de février 2005 qui mentionne les conditions de recevabilité des EIE et les frais d'examen du dossier. Le Ministre de l'Environnement statue sur la recevabilité de l'étude.

Les lois suivantes ne sont pas encore d'application, les décrets et arrêtés d'applications étant en préparation:

- La Loi 1985-09 du 4 juillet 1985 relative à l'expropriation pour cause d'utilité publique et aux modalités d'indemnisation,
- La Loi n° 98/022 du 24/12/98 régissant le secteur de l'électricité.

6.4. Potentiel de Développement Hydroélectrique

6.4.1. Identification des Besoins Energétiques

Les besoins énergétiques du pays peuvent être classés en deux grandes catégories :

- la demande domestique,
- la demande industrielle.

6.4.1.1. DEMANDE DOMESTIQUE

Les prévisions à 2030 en termes de demande en électricité domestique ont été tirées du Plan de Développement à long terme du Secteur de l'Electricité Horizon 2030 (PDSE 2030), volume 2 : « Etude économique – Demande », daté de juillet 2006. Ces prévisions sont reportées sur la carte du Cameroun présentée en Annexe 16 de ce rapport et dont un aperçu est donné dans la figure ci-dessous.

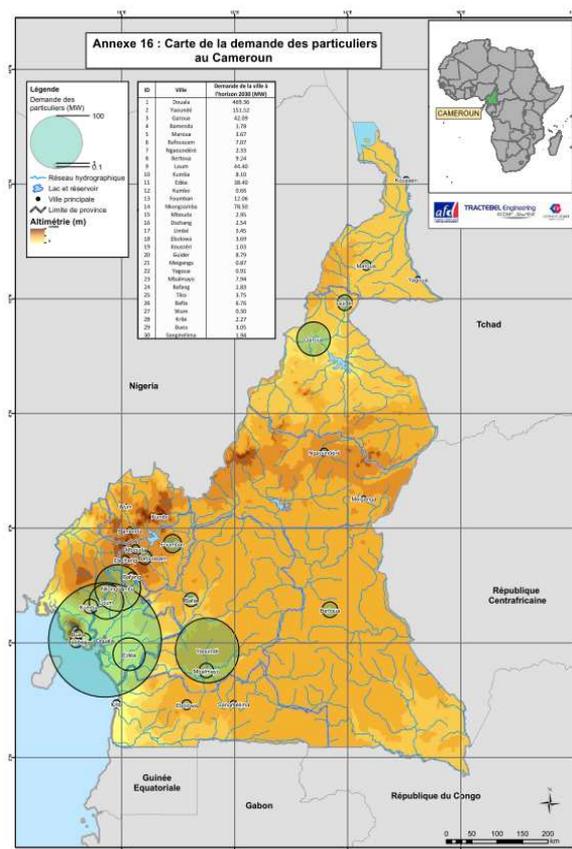


Figure 19 : Carte de la Demande des Particuliers au Cameroun (Annexe 16)

Dans cette étude, plusieurs scénarios sont envisagés :

- Scénario minimal : scénario de croissance économique « minimal » avec des consommations unitaires supposées augmenter de 0.5% par an entre 2005 et 2010 puis de 1% par an au-delà.
- Scénario médian : scénario de croissance économique « médian »;
- Scénario des « grandes ambitions » : scénario de croissance économique « médian » avec des consommations unitaires supposées augmenter de 1% par an entre 2005 et 2010 puis de 1.5% par an au-delà.

Il est à noter que ces prévisions et scénarios datent d'une étude de 2006. Les chiffres annoncés sont donc à prendre comme minimaux sur la base de la croissance démographique et économique actuelle.

Dans le cadre de la présente étude, l'hypothèse du scénario médian est considérée, étant donné qu'il reprend les projections du Document de Stratégie de Réduction de la Pauvreté (DSRP). Ce document a été élaboré et adopté par les autorités camerounaises en avril 2003. Les prévisions de la demande du Cameroun sont exprimées en GWh dans le PDSE 2030 et par régions.

Afin d'exprimer cette demande en MW (plus adaptée pour l'étude), une hypothèse d'un facteur de charge de 0.62 caractérisant la demande des particuliers dans le pays a été prise.

La demande est attribuée aux 30 plus grandes villes du Cameroun au prorata de la population de la ville par rapport à la population de la région dans laquelle elle se trouve. Le tableau ci-après présente la demande selon le scénario médian à l'horizon 2030 pour ces villes.

Ville	Région	Demande de la ville à l'horizon 2030 (MW)
Douala	LITTORAL	469.36
Yaoundé	CENTRE	151.52
Garoua	NORD	42.09
Bamenda	NORD-OUEST	1.78
Maroua	EXTREME NORD	3.67
Bafoussam	OUEST	7.07
Ngaoundéré	ADAMAOUA	2.33
Bertoua	EST	9.24
Loum	LITTORAL	44.40
Kumba	SUD-OUEST	8.10
Edéa	LITTORAL	38.40
Kumbo	NORD-OUEST	0.66
Foumban	OUEST	12.06
Nkongsamba	LITTORAL	78.50
Mbouda	OUEST	2.95
Dschang	OUEST	2.54
Limbé	SUD-OUEST	5.45
Ebolowa	SUD	3.69
Kousséri	EXTREME NORD	1.03
Guider	NORD	8.79
Meiganga	ADAMAOUA	0.87
Yagoua	EXTREME NORD	0.91
Mbalmayo	CENTRE	7.94
Bafang	OUEST	1.83
Tiko	SUD-OUEST	3.75
Bafia	CENTRE	6.76
Wum	NORD-OUEST	0.30
Kribi	SUD	2.27
Buea	SUD-OUEST	3.05
Sangmélima	SUD	1.94

Tableau 20 : Demande des 30 plus grandes villes du Cameroun

Douala, la capitale économique, est le plus grand centre de consommation et tend à croître. Yaoundé, la capitale politique est le deuxième plus important centre de consommation.

Plusieurs centres de consommation secondaires importants sont identifiés avec une demande estimée en 2030 entre 38 et 78 MW :

- Ville (demande projetée pour 2030),
- Garoua (42.09 MW),
- Loum (44.40 MW),
- Edéa (38.40 MW),
- Nkongsamba (78.50 MW).

6.4.1.2. DEMANDE INDUSTRIELLE

La demande industrielle est essentiellement liée à l'industrie minière (bauxite, cobalt/nickel, cuivre, diamant, étain, fer, or, rubis, saphir, uranium). Cette industrie est une grande consommatrice d'électricité de moyenne puissance (plusieurs dizaines de MW). Une carte de ces différentes mines a été élaborée bien que la localisation des mines est sujette à des modifications à court terme. (Voir Annexe 17).

La répartition des différentes mines peut être résumée comme suit :

- les mines de bauxite (minerai d'aluminium) dans la partie ouest du pays et dans l'Adamaoua,
- les mines de cobalt/nickel et de diamant dans le sud-est,
- les mines de cuivre localisées au Nord
- les mines d'étain et de saphir dans l'Adamaoua
- les mines de fer au sud du Cameroun,
- les mines d'or à travers l'ensemble du pays ;
- les mines d'uranium au sud et au nord.

Les besoins énergétiques de ces mines sont variables en fonction des types de minerais et des traitements effectués sur place. L'ordre de grandeur est estimé entre 10 et 50 MW. Cette demande est en général continue tout au long de l'année.

6.4.2. Sélection des Sites Potentiels

6.4.2.1. OBJECTIFS ET METHODOLOGIE

Se référer au sous-Chapitre 4.3 de ce rapport.

6.4.2.2. ETAPE 1 : ELIMINATION DES SITES SELON CRITERE ENVIRONNEMENTAL

- Sites de Petite Puissance

Parmi les sites de petite puissance (21 sites), le site de Bajo est écarté étant situé dans le parc national de Korup.

- Sites de Moyenne Puissance

Parmi les sites de moyenne puissance (35 sites), le site de Bakari Bata est écarté étant situé dans le parc national de la vallée du Mberé.

Il est à noter que les sites de Bangué et des rapides de Mezam sont très proches d'une zone protégée (respectivement le parc national de Boumba Bek et la réserve de faune du Dja), mais ne sont pas écartés sous réserve de confirmation des contraintes environnementales réelles.

6.4.2.3. PHASE 2 : SELECTION DE SITES UTILES

6.4.2.3.1. Sites du Schéma 1 – Sites Raccordés à un réseau existant

Les sites de puissance moyenne sont affichés sur la carte présentée en Annexe 21 de ce rapport avec des cercles de 150 km de rayon autour des postes électriques existants.

Ce critère élimine neuf sites sur les 35 sites de moyenne puissance sélectionnés initialement.

6.4.2.3.2. Sites du Schéma 2 – Sites Isolés associé à un centre de consommation - Petite

Les sites de petite puissance sont affichés sur la carte présentée en Annexe 19 de ce rapport avec des cercles de 50 km de rayon autour des villes pour lesquelles la demande est inférieure à 10 MW.

Les six sites présélectionnés (sur 21) sont listés ci-dessous avec pour référence les villes en demande:

- Edjong,
- Mak Mo,
- Bekem,
- Ndokban,
- Bambele,
- les chutes de Buba.

6.4.2.3.3. Sites du Schéma 2 – Sites Isolés associé à un centre de consommation - Moyenne

Les sites de moyenne puissance sont affichés sur la carte présentée en Annexe 20 de ce rapport avec des cercles de 150 km de rayon autour des villes pour lesquelles la demande est inférieure à 50 MW.

6.4.2.3.4. Sites du Schéma 3 – Sites Isolés associé à un site industriel

Les sites des mines grands consommateurs d'énergie sont également examinés dans un rayon de 50 km des sites producteurs. Ce critère élimine six sites sur les 35 sites de moyenne puissance sélectionnés initialement.

6.4.2.4. PHASE 3 : SELECTION DES SITES OPTIMAUX

6.4.2.4.1. Sites du Schéma 1 – Sites Raccordés à un réseau existant

Les ratio puissance/distance (P/dx100) et demande/puissance (D/P) ont été calculés et appliqués pour la sélection des sites optimaux.

Le tableau ci-après liste les sites présélectionnés et le ratio puissance/distance calculé (P/dx100) par rapport aux postes électriques existants.

Nom du barrage	Nom de la rivière	Puissance installée P (MW)	Poste le plus proche à desservir	Distance d (km)	P/d*100
Mbinjal	Faro	40	Ngaoundéré	63.5	63.0
Fo	Faro	36	Ngaoundéré	53.4	67.4
<u>Von</u>	<u>Faro</u>	<u>41</u>	<u>Ngaoundéré</u>	<u>49.1</u>	<u>83.5</u>
<u>Mandourou</u>	<u>Faro</u>	<u>29</u>	<u>Ngaoundéré</u>	<u>48.6</u>	<u>59.7</u>
Chute de Wara	Vina Nord et affluents	20	Ngaoundéré	42.2	47.4
Vogzom	Vina Nord et affluents	22	Ngaoundéré	146.3	15.0
Batari	Katsina	20	Bamenda	89.1	22.4
<u>Kumbi</u>	<u>Katsina</u>	<u>48</u>	<u>Bamenda</u>	<u>80.6</u>	<u>59.6</u>
Kekekumo	Metchum	39	Bamenda	81.8	47.7
Benade	Metchum	13	Bamenda	67.5	19.3
<u>Atoufi</u>	<u>Metchum</u>	<u>29</u>	<u>Bamenda</u>	<u>41.5</u>	<u>69.9</u>
Nsanakang	Manyu	42	Bamenda	130.4	32.2
Pont d'Akwen	Munaya-Sud	19	Bamenda	121.7	15.6
Mantoum	Mbam	32	Bafoussam	96.4	33.2
Kim a Mankom	Affluent du Mbam	21	Bafoussam	132.8	15.8
Kim a Mendoundou	Affluent du Mbam	22	Bafoussam	112.8	19.5
<u>Bangangte amont</u>	<u>Noun</u>	<u>31</u>	<u>Bafoussam</u>	<u>31.8</u>	<u>97.4</u>
<u>Bangangte aval</u>	<u>Noun</u>	<u>43</u>	<u>Bafoussam</u>	<u>44.0</u>	<u>97.8</u>
<u>Ekoum</u>	<u>Nkam</u>	<u>33</u>	<u>N'samba</u>	<u>15.4</u>	<u>214.1</u>
<u>Makouk</u>	<u>Nkam</u>	<u>25</u>	<u>N'samba</u>	<u>21.1</u>	<u>118.2</u>
<u>Tombassala</u>	<u>Nkam</u>	<u>47</u>	<u>N'samba</u>	<u>39.1</u>	<u>120.3</u>
Ndem	Makombe	20	N'samba	67.7	29.5
<u>Kelemepeck</u>	<u>Nyong</u>	<u>29</u>	<u>Mangombe</u>	<u>49.1</u>	<u>59.0</u>
<u>Song Mbong</u>	<u>Nyong</u>	<u>41</u>	<u>Nj Nkong</u>	<u>58.8</u>	<u>69.7</u>
<u>Mpoume</u>	<u>Nyong</u>	<u>50</u>	<u>Oyomabang</u>	<u>50.0</u>	<u>100.0</u>

Tableau 21 : Sélection des Sites de Puissance Moyenne Optimaux – Sites Connectés

Les sept sites sélectionnés pour répondre à une demande domestique ($P/dx100 > 50$) sont les suivants :

- Von,
- Mandourou,
- Kumbi,

- Atoufi,
- Bangangte amont,
- Bangangte aval,
- Ekom,
- Makouk,
- Tombassala,
- Mpoume,
- Kelempeck,
- Song Mbong.

6.4.2.4.2. Sites du Schéma 2 – Sites Isolés associé à un centre de consommation - Petite

Le tableau ci-après liste les sites présélectionnés et les ratios puissance/distance (P/dx100) et demande/puissance (D/P) calculés par rapport aux villes en demande.

Nom du barrage	Nom de la rivière	Puissance installée P (MW)	Ville la plus proche à desservir	Demande à 2025 (MW)	Distance à la ville la plus proche à desservir d (km)	P/d*100	D/P
<u>Edjong</u>	<u>Katsina</u>	<u>9</u>	<u>Wum</u>	<u>0,3</u>	<u>48,8</u>	<u>18,5</u>	<u>0,03</u>
<u>Mak Mo</u>	<u>Manyu</u>	<u>7</u>	<u>Dschang</u>	<u>2,54</u>	<u>40,4</u>	<u>17,3</u>	<u>0,4</u>
<u>Bekem</u>	<u>Nkam</u>	<u>8</u>	<u>Bafang</u>	<u>1,83</u>	<u>22,1</u>	<u>36,2</u>	<u>0,2</u>
<u>Ndokban</u>	<u>Makombe</u>	<u>7</u>	<u>Bafang</u>	<u>1,83</u>	<u>43,2</u>	<u>16,2</u>	<u>0,3</u>
Bambele	Mungo	3	Kumba	8,1	22,5	13,3	2,7
<u>Chutes de Buba</u>	<u>Mungo</u>	<u>9</u>	<u>Kumba</u>	<u>8,1</u>	<u>13,1</u>	<u>68,9</u>	<u>0,9</u>

Tableau 22 : Cameroun-Etape 3 de Sélection – Schéma 2 – Petite

Les sites sélectionnés ($P/dx100 > 15$ et $D/P < 1$) sont les suivants :

- Chutes de Buba,
- Bekem,
- Edjong,
- Mak Mo,
- Ndokban.

6.4.2.4.3. Sites du Schéma 2 – Sites Isolés associé à un centre de consommation - Moyenne

Le tableau ci-après liste les sites présélectionnés et les ratios puissance/distance (P/dx100) et demande/puissance (D/P) calculés par rapport aux villes en demande.

Nom du barrage	Nom de la rivière	P (MW)	Ville la plus proche à desservir	Demande D à 2030 (MW)	Distance à la ville d (km)	P/d*100	D/P
Batari	Katsina	20	Foumban	12,06	136.7	14.6	0,6
Kumbi	Katsina	48	Foumban	12,06	119.8	40.1	0,3
Benade	Metchum	13	Foumban	12,06	143.1	9.1	0,9
Atoufi	Metchum	29	Foumban	12,06	116.6	24.9	0,4
Nsanakang	Manyu	42	Nkongsamba	78,5	148.4	28.3	1,9
Pont d'Akwen	Munaya-Sud	19	Nkongsamba	78,5	130.8	14.5	4,1
Kim a Mankom	Affluent du Mbam	21	Foumban	12,06	75.3	27.9	0,6
Kim a Mendoundou	Affluent du Mbam	22	Foumban	78,5	55.3	39.8	3,6
Mantoum	Mbam	32	Foumban	78,5	37.3	85.8	2,5
Bangangte amont	Noun	31	Foumban	12,06	62.0	50.0	0,4
Bangangte aval	Noun	43	Foumban	78,5	65.2	66.0	1,8
Ekoum	Nkam	33	Nkongsamba	78,5	16.3	203.0	2,4
Makouk	Nkam	25	Nkongsamba	12,06	19.0	131.3	0,5
Tombassala	Nkam	47	Nkongsamba	78,5	35.6	132.1	1,7
Ndem	Makombe	20	Nkongsamba	78,5	64.3	31.1	3,9
Song Mbong	Nyong	41	Edéa	38,4	55.7	73.6	0,9
Kelempeck	Nyong	29	Edéa	38,4	35.3	82.0	1,3
Mpoume	Nyong	50	Yaoundé	151,52	71.8	69.7	3,0

Tableau 23 : Cameroun – Etape 3 de sélection – Schéma 2 -Moyenne

Les trois sites sélectionnés pour répondre à une demande domestique (**P/dx100 > 50 et D/P<1**) sont les suivants :

- Bangangte amont,
- Makouk,
- Song Mbong.

6.4.2.4.4. Sites du Schéma 3 – Sites Isolés associé à un site industriel

Le tableau ci-après liste les sites présélectionnés et le ratio puissance/distance calculé (P/dx100) par rapport aux sites des mines.

Nom du barrage	Nom de la rivière	Puissance installée P (MW)	Identifiant de la mine la plus proche à desservir	Distance à la mine la plus proche à desservir d _m (km)	P/d _m *100
<u>Mandourou</u>	<u>Faro</u>	<u>29</u>	<u>48</u>	<u>22.3</u>	<u>129.8</u>
<u>Von</u>	<u>Faro</u>	<u>41</u>	<u>48</u>	<u>30.7</u>	<u>133.6</u>
Fo	Faro	36	48	48.9	73.6
<u>Mba aval</u>	<u>Lom et ses affluents</u>	<u>44</u>	<u>28</u>	<u>17.7</u>	<u>248.6</u>
<u>Ch, De la Mari</u>	<u>Lom et ses affluents</u>	<u>28</u>	<u>28</u>	<u>13.9</u>	<u>201.5</u>
Bangue	Boumba	15	35	39.1	38.4
Moloundou amont	Boumba	12	37	42.8	28.0
Moloundou aval	Boumba	16	37	41.5	38.6
Rapides de Mezam	Dja	39	21	39.8	98.0
Zoulabot	Dja	22	31	44.7	49.2
Song Mbong	Nyong	41	3	42.1	97.4
Kelempeck	Nyong	29	3	58.7	49.4
<u>Mpoume</u>	<u>Nyong</u>	<u>50</u>	<u>9</u>	<u>30.4</u>	<u>164.5</u>
<u>Ekoum</u>	<u>Nkam</u>	<u>33</u>	<u>63</u>	<u>14.6</u>	<u>226.5</u>
<u>Makouk</u>	<u>Nkam</u>	<u>25</u>	<u>63</u>	<u>25.0</u>	<u>100.1</u>
Tombassala	Nkam	47	63	49.6	94.8
Ndem	Makombe	20	63	73.3	27.3
Kim a Mankom	Affluent du Mbam	21	75	67.9	30.9
Kim a Mendoundou	Affluent du Mbam	22	75	70.1	31.4
Mantoum	Mbam	32	75	72.5	44.2
Bangangte amont	Noun	31	63	57.1	54.3
Bangangte aval	Noun	43	63	65.8	65.4
Kumbi	Katsina	48	61	128.9	37.2
Batari	Katsina	20	61	137.1	14.6
Atoufi	Metchum	29	61	86.2	33.7
Benade	Metchum	13	61	108.3	12.0
Nsanakang	Manyu	42	62	72.7	57.8
Pont d'Akwen	Munaya-Sud	19	62	54.8	34.7

Tableau 24 : Cameroun – Etape 3 de sélection – Schéma 3

Les sept sites sélectionnés pour répondre à une demande industrielle/minière ($P/dx100 > 100$) sont les suivants :

- Mandourou,
- Von,
- Ch, De la Mari,
- Bangué,
- Mpoume,
- Ekom,
- Makouk.

A noter que les deux sites suivants satisfont les deux critères de proximité par rapport à une ville et une mine :

- Ekom,
- Makouk.

6.4.2.5. SITES POTENTIELS SELECTIONNES

Les sites d'intérêt sélectionnés au cours de cette étude sont repris dans le tableau ci-après :

- 5 sites de petite puissance destinés à répondre à une demande domestique en réseau isolé ;
- 10 sites de moyenne puissance destinés à répondre à une demande domestique et/ou industrielle en réseau isolé et/ou connecté.

	Nom du barrage	Nom de la rivière	Puissance installée P (MW)	Ville-Poste-Mine à desservir	Demande*	Schéma*
Sites de Petite Puissance – Site Isolés						
1	Edjong	Katsina	9	Wum	D	i
2	Bekem	Nkam	8	Bafang	D	i
3	Chutes de Buba	Mungo	9	Kumba	D	i
4	Mak Mo	Manyu	7	Dschang	D	i
5	Ndokban	Makombe	7	Bafang	D	i
Sites de Moyenne Puissance – Site Isolés et/ou Connectés						
1	Makouk	Nkam	25	Nkongsamba	D	i&c
2	Bangangte amont	Noun	31	Foumban	D	i&c
3	Makouk	Nkam	25	Nkongsamba	D	i&c
4	Song Mbong	Nyong	41	Edéa	D	i&c
5	Von	Faro	41	48	I	i&c
6	Ekoum	Nkam	33	Nkongsamba	D&I	c
7	Mandourou	Faro	29	48	I	i&c
8	Mba aval	Lom et ses affluents	44	28	I	i
9	Ch, De la Mari	Lom et ses affluents	28	28	I	i
10	Mpoume	Nyong	50	9	I	i&c

* Demande – Domestique (D), Industrielle (I) et Schéma – Connecté (c), Isolé (i)

Tableau 25 : Cameroun - Sites Sélectionnés

Parmi les sites de puissance moyenne sélectionnés, il est à noter les sites de moyenne puissance offrant une diversité d'application en réponse à une demande domestique et/ou industrielle. Ces sites doivent être raccordés à un réseau existant.

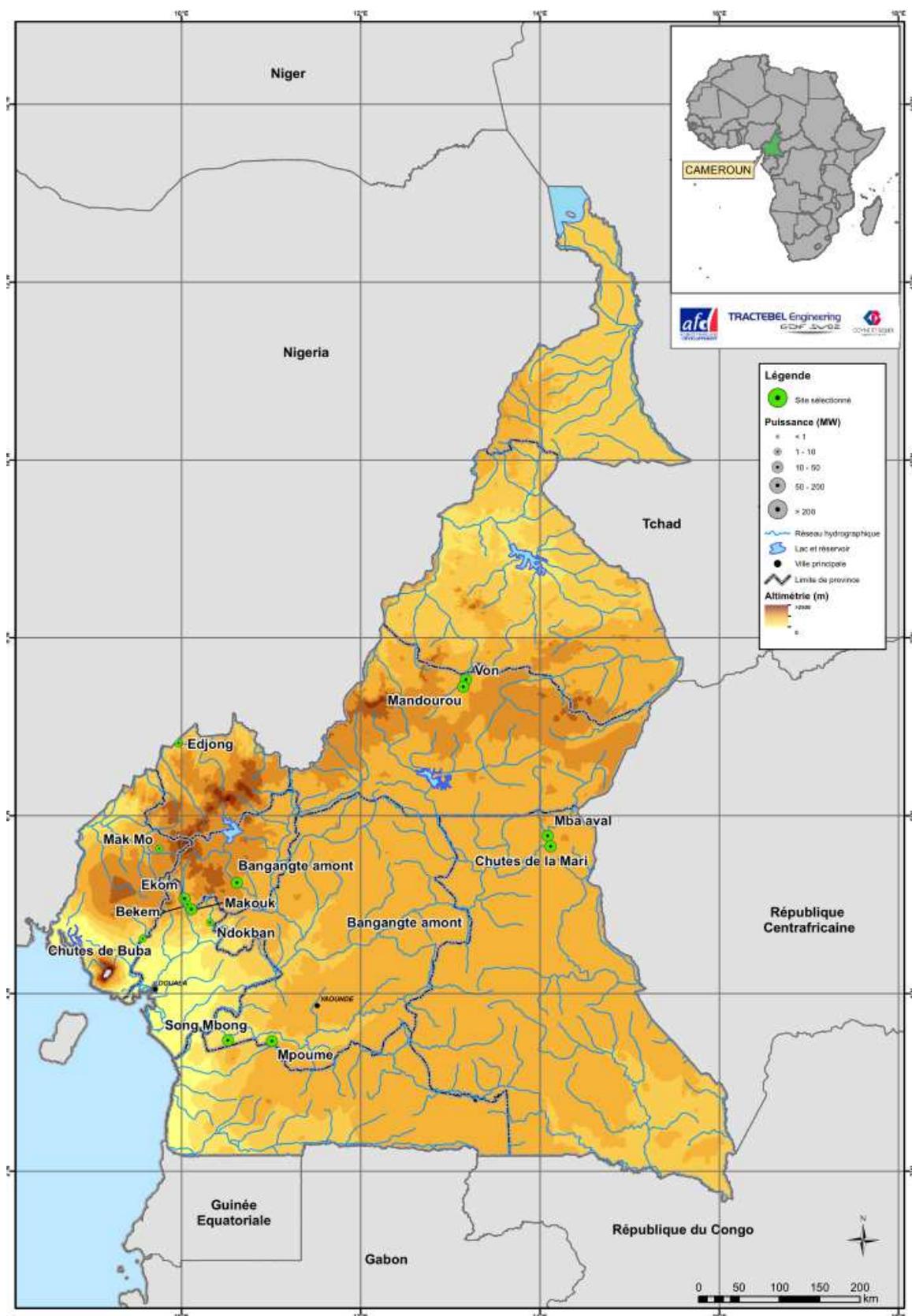


Figure 20 : Cameroun - Sites Sélectionnés

6.5. Identification des Modes de Développement

6.5.1. Interlocuteurs privilégiés

Les interlocuteurs publics privilégiés pour tout développement de projets hydroélectriques au Cameroun sont :

- La Direction de la Mobilisation des Ressources en Eau et plus spécifiquement la Sous-Direction des Barrages et des Aménagements Agro-Sylvo-Pastoraux du Ministère de l'Eau et de l'Energie (MINEE). Cette direction est en charge de la promotion des investissements pour le développement des infrastructures en eau.
- La Direction de l'Electricité et plus spécifiquement la Sous-Direction de la Production de l'Electricité du Ministère de l'Eau et de l'Energie (MINEE). Cette direction est en charge de l'élaboration et de la mise en œuvre des politiques et stratégies dans le domaine de l'électricité ainsi que de la planification et du développement des activités du domaine de l'électricité.

Pour le développement public de projets de petite et moyenne puissances, le Maître d'Ouvrage a été jusqu'à présent le Ministère de l'Eau et de l'Energie, soit directement (cas de Memve'ele), ou via Electricity Development Corporation (EDC) (cas de Lom Pangar).

6.5.2. Offre de Financement Privé

Les financements privés proviennent essentiellement de l'exploitation des diverses mines du Cameroun qui nécessitent beaucoup d'électricité.

A ce jour, le gouvernement camerounais veut exploiter ses ressources minières pour atteindre le statut de pays émergent en 2035.

De 1960 à 1990, le gouvernement camerounais a mené des études pour retracer le potentiel minier camerounais. Les résultats de ces études, de même que les 167 permis de recherche déjà octroyés à ce jour, démontrent les richesses du sous-sol camerounais.

Les données minières jusqu'ici disponibles ne concernent que 50% du territoire national (selon le ministère en charge des mines). Il y a donc potentiellement davantage de ressources minières à découvrir au Cameroun. 52 types de ressources minérales ou cibles minières auraient été identifiés au Cameroun.

Les potentiels investisseurs privés identifiés au Cameroun sont les suivants :

- Des entreprises privées, tels que Velcan et Mecamidi ;
- Des entreprises soutenues par des états investisseurs, tels que SNC Lavalin (Canada) et Odebrecht (Brésil).
- Des miniers tels que:
 - Alucam (appartient pour moitié à l'Etat camerounais et pour moitié à Rio Tinto Alcan) pour l'aluminium
 - Geovic (Américains) pour le cobalt/nickel,
 - C and K Mining Inc (Coréens) pour le diamant et l'or,
 - Cam Iron (Camerouno-Australien) pour le fer,
 - Cameroon Alumina Limited (Indo-américano-émiratis) pour la bauxite,
 - Sicamines (Anglais) pour l'étain,
 - NU Energy (Anglais) pour l'uranium et le cobalt/nickel,

- Kocam Mining (Coréens) pour le saphir et l'or,
 - Sinosteel (Chinois) pour le fer,
 - African Aura (Sud-Africains), Fametal Mining Resources Cameroon (Chinois) et Caminco (Sud-Africains) pour l'or.
- Des fonds d'investissement privés tels que les fonds nordiques, coréens, chinois et arabes.

Les miniers auraient tendance à développer principalement des projets de moyenne puissance (>10 MW) liés à leur demande propre en électricité. Cette demande est en générale relativement forte et continue sur l'année.

Un élément important à considérer dans des projets de type BOT ou PPP au Cameroun réside dans le désir pour l'investisseur de s'affranchir de toute dépendance avec le concessionnaire ENEO (ex AES-SONEL), dont l'actionnariat est à 56% pour ACTISS et 44% pour l'Etat du Cameroun). Ceci aussi bien du point de vue de la distribution de l'énergie (dysfonctionnement/entretien) que de l'achat de son énergie (solvabilité).

En conséquence les projets développés par des privés incluraient les ouvrages dédiés à l'évacuation d'énergie. Ces ouvrages seraient de préférence non connectés au réseau interconnecté et resteraient dans le périmètre de la concession pendant la période de concession. Ceci n'exclut pas cependant qu'une partie de la production soit allouée aux populations locales dans le cadre de négociations des termes contractuels de la concession avec l'autorité concédante.

6.6. Conclusions

Le Cameroun présente un contexte favorable au développement de projets hydroélectriques avec :

- un cadre réglementaire structuré et moderne,
- une expérience importante de montages financiers avec des bailleurs de fonds,
- une demande croissante aussi bien domestique qu'industrielle,
- un potentiel hydroélectrique très intéressant avec une grande diversité de schémas possibles.

Sur la base de la série de projets potentiels identifié et listés ci-avant, l'étape suivante dans la poursuite de ces perspectives de développement consisterait à prendre contact avec les entités susceptibles d'être porteuses des projets (interlocuteurs publics ou potentiels investisseurs privés) sélectionnés pour :

- faire un état des lieux de l'avancement des études de ces projets
- apprécier le degré d'engagement des entités porteuses sur chaque projet
- approfondir les analyses à des fins de priorisation
- créer une relation privilégiée avec ces entités et initier un dialogue sur la typologie des développements envisagés.

7. ETUDE DE CAS – REHABILITATION

7.1. Introduction

Les travaux de réhabilitation ont pour but de maintenir en fonctionnement des installations dont la durée de vie est fortement compromise du fait des problèmes rencontrés. La nature de ces problèmes peut être diverse et porter aussi bien sur les parties de génie civil (gonflement des bétons, dégradation des ouvrages de prise d'eau, envasement de la retenue) que sur les équipements électromécaniques ou électriques (détérioration des performances, dégradation des turbines due à la cavitation, problème de vibration du générateur, fuite dans les systèmes auxiliaires divers).

Les projets de réhabilitation de centrales hydroélectriques présentent en général de nombreux avantages par rapport à des projets de nouvelles centrales :

- Ces travaux nécessitent des investissements plus réduits et les périodes de construction sont plus courtes avec moins d'aléas sur les dépassements en coûts et en délais. De ce fait, les taux d'investissement sont souvent intéressants.
- Les contraintes environnementales et sociales sont moindres que pour des projets de nouvelles centrales, du moins déjà adressées. Dans le cas des projets où la production est augmentée par une rehausse du barrage et une augmentation du niveau d'exploitation du réservoir, les impacts restent inférieurs à ceux induits par des projets de nouvelles centrales.

Cependant l'organisation, le phasage et les moyens à mettre en œuvre pour ce type de travaux de réhabilitation restent complexes avec la prise en compte des contraintes liées à l'installation existante et son exploitation.

Un inventaire des centrales existantes est présenté par pays dans les paragraphes suivants et une liste de projets présentant des perspectives de développement à valoriser est donnée en fin de chapitre.

7.2. Analyse des Données de Recensement

7.2.1. Côte d'Ivoire

Il existe sept centrales hydroélectriques en Côte d'Ivoire actuellement en production. Cinq centrales hydroélectriques existantes sont actuellement en mauvaises conditions et par conséquent seraient candidates pour une réhabilitation.

Gamme de Puissance	Gamme de Puissance (MW)	nombre	Age moyen	Nombre > 30 ans	% Nombre > 30 ans selon la gamme
Mini	0-1	0	-	0	0
Petite	1-10	2	31.5	1	50
Moyenne	10-50	2	51.5	2	100
Grande	50-200	2	37.0	2	100
Très grande	200	1	34.0	1	100

Tableau 26: Age Moyen des Centrales Existantes – Côte d'Ivoire

N°	Centrale	P (MW)	Age	Mode d'exploitation	TRI
1	Kossou	174	42	Compagnie Ivoirienne d'Electricité	19.5
2	Taabo	210	35	Idem	16.6
3	Ayame-1	20	55	Idem	17.1
4	Ayame-2	30	50	Idem	15.0
5	San Pedro	4	34	Idem	-
6	Buyo	165	34	Idem	14.5
7	Faye	10	31	Idem	-

Tableau 27: Centrales Existantes – Côte d'Ivoire

Les sept centrales existantes en Côte d'Ivoire ont plus de trente ans. L'étude de cas présentée dans le rapport [2011, Banque Mondiale], estimait des Taux de Rentabilité Interne de travaux de réhabilitation entre 15 et 20 % pour les centrales de Ayame 1 et 2, de Buyo, de Taabo, de Kossou que ce soit pour des travaux d'extension de durée de vie ou des travaux d'augmentation de capacité.

Des travaux de réhabilitation des centrales hydroélectriques, en particulier sur la centrale de Buyo, ont été effectués au cours des 5 dernières années sur des financements de bailleurs internationaux tel que l'AFD et la Banque mondiale. Ces travaux avaient pour objet de sécuriser les infrastructures et de réhabiliter et moderniser les équipements et les systèmes d'exploitation. Ces travaux correspondent à des travaux de maintenance lourde permettant de prolonger la durée de vie des installations.

L'usine de Buyo compte 3 groupes, mis en service en 1980 – 1981 et équipés de turbines de type Kaplan. Il y a eu un phénomène de gonflement du béton, d'où les travaux de réhabilitation pour la remise en état des 3 groupes qui aurait eu lieu d'octobre 2012 à juin 2013.

Le contexte du pays est favorable au développement de projets de réhabilitation avec :

- une demande en électricité à satisfaire et à l'ordre du jour :
 - Plusieurs black-out importants ont eu lieu ces dernières années ;
 - La demande en électricité du pays n'est pas satisfaite par les parcs hydroélectriques et thermique existants.
- une demande en électricité croissante, croissance estimée à 10% par an environ ;
- des projets de réhabilitation identifiés dont la rentabilité est intéressante (estimée entre 15 et 20%) ;
- Un contexte politique et réglementaire reconnaissant l'intérêt de tels projets comme en témoigne le projet d'urgence de Réhabilitation du secteur de l'Electricité (PURE).

7.2.2. Ghana

Les trois centrales hydroélectriques existantes au Ghana datent de 1965, 1981 et 2013. Elles sont listées dans le tableau ci-après.

Gamme de Puissance	Gamme de Puissance (MW)	nombre	Age moyen	Nombre > 30 ans	% Nombre > 30 ans selon la gamme
Mini	0-1	0	-	0	0
Petite	1-10	0	-	0	0
Moyenne	10-50	0	-	0	0
Grande	50-200	1	32	1	100
Très grande	200	2	25	1	50

Tableau 28 : Age Moyen des Centrales Existantes – Ghana

N°	Centrale	P (MW)	Age	Mode d'exploitation	Statut de Réhabilitation	TRI
1	Akosombo	1 012	49	Volta River Authority	Prêt de la BM	29.8
2	Kpong	160	33	Idem	Projet en cours financé par l'AFD	12.6
3	Bui	400	1	Bui Power Authority		

Tableau 29 : Centrales Existantes – Ghana

Le projet de réhabilitation de la centrale de Kpong en cours financé par l'AFD a pour objectif de sécuriser les 160 MW de production de la centrale pour les trente prochaines années. Les travaux consisteront en la réhabilitation des quatre turbines Kaplan de 40 MW chacune et des quatre alternateurs et, en la fourniture et l'installation des excitateurs, régulateurs, contrôles commande et autres services électriques et mécaniques.

Sur le barrage d'Akosombo, la Banque Mondiale a fourni en 2006 un prêt pour des travaux de réhabilitation permettant d'augmenter la puissance installée de la centrale de 912 à 1012 MW.

Le barrage de Bui a été mis en opération en 2013.

Dans ces conditions, les centrales existantes au Ghana ne paraissent pas être des pistes prioritaires pour de nouvelles étapes de réhabilitation à court terme. De plus ces centrales sont de gammes de puissance supérieures à celles étudiées (petite et moyenne puissances).

7.2.3. Guinée

Le parc hydroélectrique de Guinée est composé de dix centrales hydroélectriques. Selon le plan directeur d'Électrification de Guinée les centrales de Grandes Chutes, Donkéa, Banéah, Kinkon et Tinkisso sont à réhabiliter.

Gamme de Puissance	Gamme de Puissance (MW)	nombre	Age moyen	Nombre > 30 ans	% Nombre > 30 ans selon la gamme
Mini	0-1	3	40	2	67
Petite	1-10	3	43	3	100
Moyenne	10-50	2	51	2	100
Grande	50-200	1	14	0	0
Très grande	200	0	0	0	0

Tableau 30: Age Moyen des Centrales Existantes – Guinée

N°	Centrale	P (MW)	Age	Mode d'exploitation	TRI
1	Banéah	5	45	Etat de Guinée	-
2	Kale		51	Etat de Guinée	-
3	Garafiri	75	15	Enelgui	-
4	Donkea	16.4	44	-	11.4
5	Grandes Chutes	27	60	-	15.5
6	Kinkon	3.2	48	-	-
7	Tinkisso	1.5	40	-	-
8	Samankou	0.24	18	-	-
9	Loffa (Macenta)	0.12	56	-	-
10	Seredou	0.64	50	-	-

Tableau 31 : Centrales Existantes – Guinée

La plupart des centrales de plus de 40 ans ont déjà fait l'objet d'une réhabilitation réalisée après 20 années de service environ.

Electricité de Guinée (EDG), Maître d'Ouvrage délégué de l'électricité en Guinée, prévoit de réhabiliter l'ensemble du parc des centrales du pays, et le réseau électrique de manière générale, en particulier les outils de production incluant :

- La réhabilitation de centrales thermiques ;
- La réhabilitation des aménagements hydroélectriques du système SAMOU (à savoir Banéah, Kale/Donkéa, Grandes chutes), de Kinkon, de Tinkisso et de Garafiri pour une extension de la durée de vie des centrales.

Le site de Grandes Chutes a déjà été réhabilité par Energo-Project et Alstom en 2007-2012. Sa production moyenne de 8.5 MW (un seul des groupes en service) a été augmentée à 27 MW. La prochaine réhabilitation de Grandes Chutes est prévue à court terme.

Des inspections techniques ont été menées en 2012 sur les barrages de Baneah et Garafiri, permettant d'identifier les travaux de réparations à réaliser sur ces ouvrages. Une de causes principales de dysfonctionnement de ces centrales semble être la sédimentation des retenues. L'inspection spécifique des équipements hydro électromécaniques qui n'a pas été l'objet de ces inspections devrait être programmée à court terme.

La centrale de Garafiri (mise en service en 1999) fait actuellement l'objet d'une campagne de réhabilitation financée par la Banque Mondiale ayant pour objectif d'augmenter le taux de disponibilité des groupes. Il est à noter que cette centrale apparait comme déjà exploitée à son potentiel hydrologique maximum, puisqu'aucun déversement n'est enregistré.

La mini-centrale de Loffa (1958) a été abandonnée mais pourrait faire l'objet de travaux afin de la rééquiper en optimisant le potentiel du site au maximum.

Par ailleurs, une possibilité de surélever le barrage de Kale qui alimente l'aménagement hydroélectrique de Donkea a été identifiée, ce qui permettrait d'augmenter la production de la centrale de Donkea.

Ainsi ces deux dernières centrales pourraient être celles les plus susceptibles de faire l'objet à court terme d'un programme d'étude de potentiel de suréquipement.

7.2.4. Cameroun

Le parc hydroélectrique du Cameroun est composé de 7 centrales hydroélectriques.

Gamme de Puissance	Gamme de Puissance (MW)	nombre	Age moyen	Nombre > 30 ans	% Nombre > 30 ans selon la gamme
Mini	0-1	0	-	0	0
Petite	1-10	0	-	0	0
Moyenne	10-50	0	-	0	0
Grande	50-200	3	37	2	67
Très grande	200	4	48	3	75

Tableau 32: Age Moyen des Centrales Existantes – Cameroun

N°	Centrale	P (MW)	Age	Mode d'exploitation	TRI
1	Bamendjin	108	40	ENEO	
2	Edea	333	91	ENEO	17.3
3	Lagdo	72	31	ENEO	8.2
4	Mape	-	26	ENEO	
5	Mbakaou	128	43	ENEO	
6	Mopfou	1890	44	ENEO	
7	Song Loulou	350	34	ENEO	12.1

Tableau 33: Centrales Existantes – Cameroun

Toutes les centrales hydroélectriques sauf celles de Mape ont actuellement plus de 30 ans.

L'étude de cas présentée dans le rapport [2011, Banque Mondiale], estimait des taux de rentabilité Interne de travaux de réhabilitation de l'ordre de 17%, 8% et 12% respectivement pour les centrales de Edea, Lagdo et Song Loulou, que ce soit pour des travaux d'extension de durée de vie ou des travaux d'augmentation de capacité.

Les réhabilitations des centrales d'Edea et de Song Loulou ont eu lieu récemment.

La centrale d'EDEA 1 a été réhabilitée par Andritz Hydro en 2008-2011. Les travaux ont compris le remplacement des 3 turbines à hélice. Ils ont permis l'amélioration des performances de 40 % sur les unités 1 & 2 et de 28% sur l'unité 3.

La centrale de Song Loulou (8 turbines Francis) a été réhabilitée par Andritz Hydro en 2009-2010. Les travaux ont compris la réparation des conduites forcées.

Une réhabilitation du barrage de Lagdo, sur le fleuve de la Bénoué est prévue à court terme. Une rehausse du barrage est inscrite dans la 2nde phase du projet "Niger Basin Water Resources Development and Sustainable Ecosystems Management Project" de la Banque Mondiale avec un souhait d'augmenter la puissance de la centrale. La 1^{ère} phase de ce projet avait été approuvée par la Banque Mondiale en 2007.

7.2.5. Gabon

Les deux centrales hydroélectriques existantes au Gabon datent de 1972, 1980 et 2014.

Gamme de Puissance	Gamme de Puissance (MW)	nombre	Age moyen	Nombre > 30 ans	% Nombre > 30 ans selon la gamme
Mini	0-1	0	-	0	0
Petite	1-10	0	-	0	0
Moyenne	10-50	1	39	1	100
Grande	50-200	3	25	2	66
Très grande	200	0	0	0	0

Tableau 34: Age Moyen des Centrales Existantes – Gabon

N°	Centrale	P (MW)	Age	TRI
1	Kinguélé	57.6	42	10.9
2	Tchimbélé	68.4	34	10.2
3	Grand Poubara	160	0	-

Tableau 35: Centrales Existantes – Gabon

L'étude de cas présentée dans le rapport [2011, Banque Mondiale], estimait des taux de rentabilité Interne de travaux de réhabilitation de l'ordre de 10% pour les centrales de Kinguele et de Tchimbele et de 12% pour les barrages de Poubara 1 et 2, que ce soit pour des travaux d'extension de durée de vie ou des travaux d'augmentation de capacité.

Le barrage de Grand Poubara (Phase 1) a été mis en opération en 2014. Sa puissance installée est de 160 MW, dans le but de fournir en électricité les mines de Manganèse exploitées par la société Comilog. L'aménagement est conçu pour permettre la surélévation du barrage et le suréquipement de la centrale de 120 MW. Ces 120 MW supplémentaires pourraient être utilisés soit pour alimenter Libreville, ce qui nécessite la construction d'une ligne de 400 km environ, soit pour alimenter localement les industriels et les particuliers selon la demande régionale (ville de Franceville et alentours).

Les barrages existants de Poubara 1 et 2, qui sont court-circuités par l'aménagement de Grand Poubara n'auront plus lieu d'être lorsque que la seconde phase du projet sera construite. Une réhabilitation lourde de ces installations ne paraît donc pas être une priorité.

Les deux autres centrales de Kinguele et de Tchimbele, situés à proximité de la capitale, qui ont plus de 30 ans et pour lesquelles, aucun projet de réhabilitation n'a été identifié, pourraient constituer une piste d'investissement en réhabilitation à investiguer.

7.2.6. Congo

Les trois centrales hydroélectriques existantes en république du Congo : Djoué, Moukoulou et Imboulou datent respectivement de 1956, 1974 et 2011.

Gamme de Puissance	Gamme de Puissance (MW)	nombre	Age moyen	Nombre > 30 ans	% Nombre > 30 ans selon la gamme
Mini	0-1	0	-	0	0
Petite	1-10	0	-	0	0
Moyenne	10-50	1	37	1	100
Grande	50-200	2	48	2	100
Très grande	200	0	0	0	0

Tableau 36 : Age Moyen des Centrales Existantes – Congo

N°	Centrale	P (MW)	Age	Mode d'exploitation	TRI
1	Moukoulou	74	40		8.9
2	Djoué	15	58	République du Congo	18.8
3	Imboulou	120	9		

Tableau 37: Centrales Existantes – Congo

L'étude de cas présentée dans le rapport [2011, Banque Mondiale], estimait des taux de rentabilité Interne de travaux de réhabilitation de l'ordre de 9% pour la centrale de Moukoulou pour des travaux d'extension de durée de vie et de l'ordre de 19% pour la centrale de Djoué que ce soit pour des travaux d'extension de durée de vie ou des travaux d'augmentation de capacité.

La réhabilitation de Djoué est en cours de réalisation et est complétée par une extension de l'usine qui permettra de passer la capacité de 15 MW à 62.5 MW.

Le barrage de Moukoulou (74 MW) alimente en électricité les régions Sud et Sud-Ouest du pays (Bouenza, Niari, Lékoumou et Kouilou) incluant la ville de Pointe Noire. Construit par une entreprise chinoise en 1974, il a été endommagé pendant la guerre civile en 1999. Depuis cet accident, sa puissance a été réduite à 25 MW. Le coût de la réhabilitation de ce barrage était estimé de l'ordre de 10 millions de \$. En 2005, les sociétés chinoise Zhenwei et Weitc ont procédé aux travaux de réhabilitation (révision des 4 groupes des transformateurs, réhabilitation du système commande, etc.). Le barrage de Moukoulou fonctionne de nouveau avec une puissance de 75 MW depuis 2007.

Dans ces conditions, les centrales existantes au Congo ne paraissent pas être des pistes prioritaires pour de nouvelles étapes de réhabilitation à court terme.

7.2.7. Ethiopie

14 centrales hydroélectriques sont en exploitation en Ethiopie, dont la majorité de moyenne et grande puissance.

Gamme de Puissance	Gamme de Puissance (MW)	nombre	Age moyen	Nombre > 30 ans	% Nombre > 30 ans selon la gamme
Mini	0-1	1	23	0	0
Petite	1-10	1	81	1	100
Moyenne	10-50	4	48	4	100
Grande	50-200	4	19	1	25
Très grande	200	4	5	0	0

Tableau 38 : Age Moyen des Centrales Existantes – Ethiopie

N°	Centrale	P (MW)	Age	Mode d'exploitation	TRI
1	Aba Samuel	6	82		
2	Awash II	32	48	EEPCO	13.4
3	Awash III	32	43	EEPCO	11.3
4	Finchaa	650	41	Light and Power Cy	14.2
5	Koka	43	54	EEPCO	15.7
6	Melka Wakena	750	25	EEPCO	
7	Tis Abbay 1	11	50	EEPCO	
8	Tis Abbay 2	73	13	EEPCO	
9	Yadot	0.35	24	EEPCO	
10	Gigel Gibe I	184	10	EEPCO	
11	Gigel Gibe II	420	4	EEPCO	
12	Beles	460	4	EEPCO	
13	Tekeze	300	5	EEPCO	
14	Finsha Amerti Neshe	100	2	EEPCO	

Tableau 39: Centrales Existantes – Ethiopie

L'Ethiopie dispose actuellement de six centrales hydroélectriques de plus de 30 ans.

L'étude de cas présentée dans le rapport [2011, Banque Mondiale], estimait des taux de rentabilité Interne de travaux de réhabilitation de l'ordre de 11 à 16% pour les 4 centrales de Koka, Awash II, Awash III et Finchaa que ce soit pour des travaux d'extension de durée de vie ou des travaux d'augmentation de capacité.

Un programme de réhabilitation a été implémenté : les travaux de réhabilitation des centrales de Finchaa, Melka Wakena, Awash, Koka étaient terminés en 1999.

Par ailleurs, la stratégie actuelle du pays semble plutôt se concentrer sur le développement de projets de très grande puissance (plusieurs milliers de MW en cours d'installation), ce qui rend les travaux d'amélioration de rendement ou de suréquipement des centrales existantes dérisoires.

Dans ces conditions, ces centrales existantes en Ethiopie ne paraissent pas être des pistes prioritaires pour de nouvelles étapes de réhabilitation à court terme.

7.2.8. Tanzanie

28 centrales hydroélectriques sont en exploitation en Tanzanie.

Gamme de Puissance	Gamme de Puissance (MW)	nombre	Age moyen	Nombre > 30 ans	% Nombre > 30 ans selon la gamme
Mini	0-1	20	inconnu	inconnu	inconnu
Petite	1-10	3	44	1	33
Moyenne	10-50	1	49	1	100
Grande	50-200	3	25	1	33
Très grande	200	1	39	1	100

Tableau 40: Age Moyen des Centrales Existantes – Tanzanie

N°	Centrale	P (MW)	Age	Mode d'exploitation	TRI
1	Mtera	80	35	Tanesco	11.3
2	Kidatu	204	39	Tanesco	13.4
3	Hale	21			11.7
4	Nyumba Ya Mungu	8	48		
5	Lower Kihansi	180	15		
6	New Pangani Falls	68			
7	Tosamaganga	1.22		Tanesco	
8	Kikuletwa	1.16		Tanesco	
9	Mbalizi	0.34		Tanesco	
10	Uwemba	0.84		Tanesco	
11	Kitai	0.05		Privé	
12	Lupilo	0.40		Privé	
13	Maguu	0.05		Privé	
14	Nyagao	0.02		Privé	
15	Isoko	0.02		Privé	
16	Uwemba	0.10		Privé	
17	Bulongwa	0.18		Privé	
18	Kaengesa	0.04		Privé	
19	Rungwe	0.02		Privé	
20	Nyangao	0.04		Privé	
21	Peramiho	0.03		Privé	
22	Isoko	0.01		Privé	
23	Ndanda	0.01		Privé	
24	Ngaresero	0.02		Privé	
25	Sakare	0.01		Privé	
26	Mbarari	0.70		Privé	
27	Ndolage	0.06		Privé	
28	Ikonda	0.04		Privé	

Tableau 41: Centrales Existantes – Tanzanie

Il est à noter l'absence de certaines données :

- Les dates de mise en service (et donc l'âge) de 2 petites centrales (Tosamaganga et Kikuletwa) et de 20 mini-centrales en Tanzanie sont inconnues. Ces dernières ne figurent donc pas sur les graphiques.
- Les dates de mise en service (et donc l'âge) de 2 petites centrales (Tosamaganga et Kikuletwa) et de 20 mini-centrales en Tanzanie sont inconnues. Ces dernières ne figurent donc pas sur les graphiques.

Les centrales de grandes puissances sont assez récentes (moins de 30 ans).

L'étude de cas présentée dans le rapport [2011, Banque Mondiale], estimait des taux de rentabilité Interne de travaux de réhabilitation de l'ordre de 11-14 % pour les 2 centrales : Hale et Kidatu que ce soit pour des travaux d'extension de durée de vie ou des travaux d'augmentation de capacité. Un taux de rentabilité interne de travaux de réhabilitation d'extension de durée de vie est fourni pour la centrale de Mtera à 8%.

Deux premières phases de travaux ont été réalisées en 1993-94 puis en 1999-2003 dans la centrale de Kidatu (204 MW). Une troisième phase est prévue pour couvrir l'ensemble des problèmes identifiés.

La centrale de Hale (21 MW) a fait aussi l'objet de réhabilitation régulière (en 1987 puis en 2009).

Ces travaux ont pour but de pallier à des problèmes techniques et prolonger leur durée de vie. Aucun projet d'augmentation de capacité n'a été identifié.

Les petites centrales étant gérées par des compagnies privées, il est plus compliqué de collecter des informations sur les conditions d'exploitation et les programmes de réhabilitation. Ces programmes de réhabilitation et les pistes potentielles d'amélioration de la production sont du ressort des propriétaires.

7.2.9. Kenya

14 centrales hydroélectriques sont en exploitation au Kenya.

Gamme de Puissance	Gamme de Puissance (MW)	nombre	Age moyen	Nombre > 30 ans	% Nombre > 30 ans selon la gamme
Mini	0-1	4	64	4	100
Petite	1-10	2	75	2	100
Moyenne	10-50	3	45	3	100
Grande	50-200	4	23	1	25
Très grande	200	1	35	1	100

Tableau 42 : Perspectives de Projets de Réhabilitation – Kenya

N°	Centrale	P (MW)	Age	TRI
1	Gitaru	225	36	12.2
2	Kamburu	95	40	9.7
3	Kiambere	168	27	
4	Kindaruma	40	46	10.7
5	Masinga	40	34	
6	Turkwel	106	23	
7	Tana	20	59	23.9
8	Wanjil	7	62	
9	Ndula	2	89	
10	Mesco	0.35	81	
11	Sagana	1	59	
12	Sosiani	0.40	62	
13	Sondu Miriu	60	6	
14	Gogo	2	56	

Tableau 43: Centrales Existantes – Kenya

Les centrales de grandes puissances sont assez récentes (moins de 30 ans). Les plus anciennes sont les centrales de petite et moyenne puissances.

L'étude de cas présentée dans le rapport [2011, Banque Mondiale], estimait des taux de rentabilité Interne de travaux de réhabilitation de l'ordre de 12, 10, 11 et 24 % respectivement pour les 4 centrales : Gitaru, Kamburu, Kindaruma et Tana, que ce soit pour des travaux d'extension de durée de vie ou des travaux d'augmentation de capacité.

Les 2 turbines Kaplan verticales (de 20 MW chacune) de la centrale Kindaruma ont été mises en service en 1968.

Les travaux de réhabilitation sont en cours incluant l'installation d'un 3^{ème} groupe (24 MW) et l'augmentation de puissance des 2 groupes existants de 20 à 24 MW chacun, qui conduira à une puissance installée totale de 72 MW (au lieu de 40 MW).

L'usine de Kiambere a été mise en service en 1987 et a fait l'objet de travaux de réhabilitation sur les 2 turbines Francis en 2008-2010 par Voith Siemens.

Des travaux de réhabilitation ont eu lieu en 2005-2007 sur l'ouvrage de Kamburu.

La centrale de Gitaru (2 groupes de 72 MW installés à sa construction en 1978) a déjà connu l'installation de puissance supplémentaire : 81.5 MW en 1999.

Le Maître d'ouvrage fait état d'une étude de faisabilité sur la centrale de Gogo (puissance actuelle : 1 MW), réalisée en 2001/2002 par le bureau d'études Nippon Kei qui identifierait que le site a un potentiel d'équipement de 60 MW.

La plupart des centrales existantes de moyenne, grande et très grande puissances, sur la base des informations collectées, ont déjà fait l'objet de réhabilitation avec augmentation de puissance dans le passé. Dans ces conditions, les centrales existantes au Kenya ne paraissent pas être des pistes prioritaires pour de nouvelles étapes de réhabilitation à court terme, à l'exception de l'éventuel potentiel de suréquipement de la centrale de Gogo.

7.2.10. Ouganda

14 centrales hydroélectriques sont en exploitation en Ouganda.

Gamme de Puissance	Gamme de Puissance (MW)	nombre	Age moyen	Nombre > 30 ans	% Nombre > 30 ans selon la gamme
Mini	0-1	4	2	0	0
Petite	1-10	4	28	2	50
Moyenne	10-50	3	3	0	0
Grande	50-200	1	59	1	100
Très grande	200	2	11	0	0

Tableau 44: Age Moyen des Centrales Existantes – Ouganda

N°	Centrale	P (MW)	Age	Mode d'exploitation	TRI
1	Nalubale (Owen Falls Dam)	180	60	Eskom Uganda Limited	15.5
2	Kiira (Owen Falls Extension)	200	14	Eskom Uganda Limited	
3	Bujagali	320	9	Bujagali Energy Limited	
4	Maziba	1.00			
5	Kuluva	0.12		Kuluva Hospital	
6	Kagando	0.06		Kagando Hospital	
7	Kisiizi	0.30	6	Kisiizi Hospital Power Ltd	
8	Mobuku I	5.40	64	Kilembe Mines Limited	
9	Mobuku III	10.50			
10	Bwindi	0.06	2	GIZ	
11	Ishasha	6.50	3	Eco Power Uganda Limited	
12	Mpanga	18.00	3	Africa Energy Management Systems Mpanga	
13	Bugoye	13.00	5	Tronder Power Limited	
14	Nyagak I	3.50	2	West Nile Rural Electrification Company (WENRECO)	

Tableau 45 : Centrales Existantes – Ouganda

Il est à noter l'absence de certaines données :

- Les dates de mise en service (et donc l'âge) des centrales de Kuluva et de Kagando sont inconnues. Ces dernières ne figurent donc pas sur les graphiques.
- Les dates de mise en service (et donc l'âge) des centrales de Kuluva et de Kagando sont inconnues. Ces dernières ne figurent donc pas sur les graphiques.

L'étude de cas présentée dans le rapport [2011, Banque Mondiale], estimait des taux de rentabilité Interne de travaux de réhabilitation de l'ordre de 15% pour la centrale hydroélectrique de Nalubale, que ce soit pour des travaux d'extension de durée de vie ou des travaux d'augmentation de capacité.

Seulement 3 centrales ont plus de 30 ans : Mobuku I, Nalubale, Maziba. Elles ont déjà fait l'objet de réhabilitation dans le passé.

Dans ces conditions, ces centrales existantes en Ouganda ne paraissent pas être des pistes prioritaires pour de nouvelles étapes de réhabilitation à court terme.

7.2.11. Mozambique

5 centrales hydroélectriques sont en exploitation au Mozambique.

Gamme de Puissance	Gamme de Puissance (MW)	nombre	Age moyen	Nombre > 30 ans	% Nombre > 30 ans selon la gamme
Mini	0-1	0	-	0	0
Petite	1-10	1	25	0	0
Moyenne	10-50	3	38	2	67
Grande	50-200	0	-	0	0
Très grande	200	1	39	1	100

Tableau 46: Age Moyen des Centrales Existantes – Mozambique

N°	Centrale	P (MW)	Age	Mode d'exploitation	Statut de Réhabilitation	TRI
1	Cahora Bassa	2075	40	EDM		35.4
2	Chicamba Real	38	55	EDM		18.6
3	Mavuzi	42	61	Estado: ARA-Sul		24.3
4	Cuamba	1	26	EDM		

Tableau 47: Centrales Existantes – Mozambique

L'étude de cas présentée dans le rapport [2011, Banque Mondiale] estimait des taux de rentabilité Interne de travaux de réhabilitation de l'ordre de 35%, 19% et 24%, respectivement pour les centrales de Cahora Bassa, Chicamba Real et Mavuzi, que ce soit pour des travaux d'extension de durée de vie ou des travaux d'augmentation de capacité.

Un projet de réhabilitation des centrales de Mavuzi et Chicamba (puissance totale de 80 MW) est sur le point d'être réalisé. Des offres ont été remises avec un financement de l'AFD et d'autres bailleurs de fond, notamment l'Agence suédoise de coopération internationale au développement (SIDA). Les travaux seront réalisés dans le cadre d'un contrat de type EPC.

Le barrage existant de Massingir, dont l'usage actuel n'est pas de fournir de l'électricité, pourrait être équipé dans le futur. Un projet d'usine hydroélectrique avait été étudié à l'époque de sa conception mais n'a jamais été développé.

7.2.12. Madagascar

Neuf centrales hydroélectriques sont en exploitation à Madagascar.

Gamme de Puissance	Gamme de Puissance (MW)	nombre	Age moyen	Nombre > 30 ans	% Nombre > 30 ans selon la gamme
Mini	0-1	1	75	1	100
Petite	1-10	5	17	1	20
Moyenne	10-50	3	21	1	33
Grande	50-200	1	1	0	0
Très grande	200	0	-	0	0

Tableau 48: Age Moyen des Centrales Existantes – Madagascar

N°	Centrale	P (MW)	Age	Mode d'exploitation	TRI
1	Andekaleka	58		Jirama	16.5
2	Mandraka	23.3	58	Jirama	24.8
3	Mantasoa		76	Jirama	
4	Tsiazompaniry	2.5	58	Jirama	
5	Lily	3.6	5		
6	Tsiazompaniry	5.2	6		
7	Lokoho	6.0	3		
8	Sahanivotry	15.0	6		
9	Ambodiroka	40.0	2		

Tableau 49: Centrales Existantes – Madagascar

Il est à noter l'absence de certaines données :

- La date de mise en service (et donc l'âge) de la centrale d'Antelomita est inconnue. Cette dernière ne figure donc pas sur les graphiques.

L'étude de cas présentée dans le rapport [2011, Banque Mondiale], estime des taux de rentabilité Interne de travaux de réhabilitation de l'ordre de 16% et de 25% pour les centrales de Andekaleka et Mandraka I, que ce soit pour des travaux d'extension de durée de vie ou des travaux d'augmentation de capacité.

En 2008, la centrale d'Andekaleka (2*30 MW) a été complétée par l'installation d'un troisième groupe faisant passer la puissance installée à 93 MW. Les travaux ont été réalisés par l'entreprise chinoise Sinohydro sur financement chinois.

La centrale est conçue pour l'installation du 4^{ème} groupe qui augmenterait la capacité de l'aménagement à 124 MW. Cependant, ce suréquipement de la centrale doit être accompagné de la construction d'un barrage avec réservoir, ce qui induit des contraintes importantes telles que des contraintes environnementales, des délais plus long, des risques d'interfaces avec les installations en fonctionnement. La recherche de financement pour ces travaux est actuellement en cours.

Les autres centrales candidates à une réhabilitation de par leur âge sont celles de Mandraka, Mantasoa et Tsiazompaniry.

7.3. Conclusions et Projets de Réhabilitation Identifiés

Il existe en Afrique subsaharienne un grand parc de centrales hydroélectriques construites dans les années 50 et 60. Souvent la maintenance de ces centrales est précaire en raison d'un manque d'investissement.

Le maintien en opération des centrales, en particulier dans des pays peu équipés comme ceux d'Afrique subsaharienne, est stratégique. La réhabilitation de centrale représente une vraie alternative d'investissement. Les projets de réhabilitation peuvent être prédictibles en termes de budget et de délais, ce qui les rend attractifs du point de vue financement.

Les taux de rentabilité interne de ces projets de réhabilitation estimés dans la publication de la Banque Mondiale [2011, banque, Mondiale] sont assez élevés (entre 10 et 30%) et supérieurs aux taux usuels pour de nouveaux projets (8 – 12 %), ce qui montre qu'il est parfois économiquement plus stratégique de réhabiliter un ouvrage existant, plutôt que de construire un nouvel aménagement.

Les pistes identifiées pour des projets de réhabilitation potentiels compte tenu du contexte de chaque pays et de l'historique de chacune des installations existantes sont présentées dans le tableau ci-après.

Pays	Projets identifiés	Type de réhabilitation	Commentaires
Travaux avec potentiels amélioration de la capacité de production			
Cameroun	Lagdo	Rehausse du barrage et augmentation de puissance	Inscrit dans un programme de la BM
Cote d'Ivoire	Taabo	Augmentation de puissance possible	Pas de travaux de réhabilitation possible avant 2017
GABON	Grand Poubara	Possibilité d'installer 120 MW supplémentaire en phase 2	En cours de développement par les chinois
GUINEE	Kale/Donkea	Rehausse de l'ouvrage de Kalé et ajustement des machines de la centrale	Etudes à réaliser
GUINEE	Loffa	Rééquipement après abandon	Etudes à réaliser
KENYA	Gogo	Potentiel du site estimé à 60 MW (au lieu de 1MW installé)	Etude disponible
MOZAMBIQ UE	Massingir	Possibilité d'équiper ce barrage AEP avec une centrale	Etude disponible
MADAGASC AR	Andekaleka	Possibilité d'installer un 4ème groupe (augmentation de puissance de 31 MW)	Recherche de financement en cours
Réhabilitation pour le prolongement de la durée de vie			
GUINEE	Banéah Kale/Donkéa Kinkon Tinkisso Garafiri		Diagnostic à réaliser
GABON	Kinguele Tchimbele		Diagnostic à réaliser
MADAGASCAR	Mandraka, Mantaoa Tsiacompaniry.		Diagnostic à réaliser

Tableau 50: Projets de Réhabilitation Identifiés

Cette sélection a été réalisée sur la base de recherche bibliographique et a vocation à établir des pistes de réflexion.

Les projets qui semblent alors intéressants pour de potentiels investissements de l'AFD seraient :

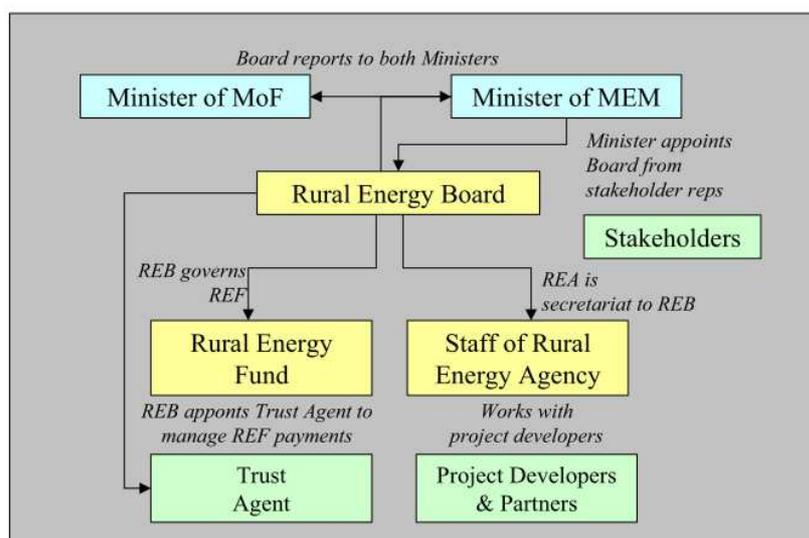
- Les réhabilitations avec potentiels amélioration de la capacité de production à Gogo au Kenya et Massingir au Mozambique (les opportunités de Guinée pourront être étudiées à court terme).
- Les réhabilitations pour le prolongement de la durée de vie sur les deux centrales du Gabon et les trois centrales de Madagascar pour lesquels il faut avant tout réaliser un diagnostic en confirmant la rentabilité de l'opération.

8. ETUDE DE CAS - LA PETITE HYDROELECTRICITE EN TANZANIE

8.1. Etat des lieux

8.1.1. Structure organisationnelle

Le Ministère de l'Énergie et des Minéraux (MEM) de la République de la Tanzanie a mis en œuvre sous sa tutelle une série d'entités opérationnelles depuis 2007, dont : Rural Energy Board (REB), Rural Energy Agency (REA) et Rural Energy Fund (REF). La structure organisationnelle de ces entités est illustrée ci-dessous.



L'agence REA a pour mission de promouvoir les efforts en vue de favoriser l'accès à l'énergie des habitants des zones rurales en valorisant les initiatives tant publiques que privées. C'est une entité autonome dont les activités sont supervisées par le Ministère de l'Énergie et des Minéraux. Elle agence est gérée par le REB, constitué de membres de différents ministères engagés dans le processus d'électrification rurale et d'autres institutions telles que des représentants des consommateurs et communautés donatrices. En complément, le REF a pour mission de gérer les fonds financiers dédiés à l'électrification rurale.

Ces institutions sont financées par des allocations du budget de l'État, des taxes sur la vente de l'électricité et des fonds d'institutions financières telles que la Banque Mondiale et SIDA.

Les agences REA et REF, en coopération avec l'entreprise d'état TANESCO en charge de la production, transmission et distribution d'électricité en Tanzanie ont jusqu'à présent mis en œuvre divers projets, y compris les installations sur le réseau mais aussi hors-réseau pour l'électrification rurale. Les agences financent TANESCO pour relier des zones auparavant non connectées et pour la recherche et le développement de schémas et modèles de distribution de faible coût.

L'agence REA fournit également des formations et des capacités d'expertise de construction pour les promoteurs de projets d'électrification rurale (tels que TANESCO) ainsi qu'une expertise technique et une assistance dans la mise en place de collaborations entre les promoteurs de projets.

8.1.2. Développement hydroélectrique actuel

La Tanzanie souffre d'un fort déficit énergétique. En effet, seul 10 % de la population est connecté au réseau électrique et 80 % de la population vit en zone rurale peu desservie en électricité.

La petite hydroélectricité représente une puissance installée de 10.4 MW. La mini-hydroélectricité représente 2.9 MW.

La mini hydroélectricité a initialement été installée par des missionnaires. Par la suite, TANESCO et des partenaires tels que l'Organisation des Nations Unis pour le Développement Industriel (ONUDI) et OIKOS East Africa (ONG locale) ont participé à promouvoir ce type d'énergie.

8.1.3. Electrification du pays

Le réseau national est assez peu développé avec des zones encore fortement isolées comme illustré sur la figure ci-après.

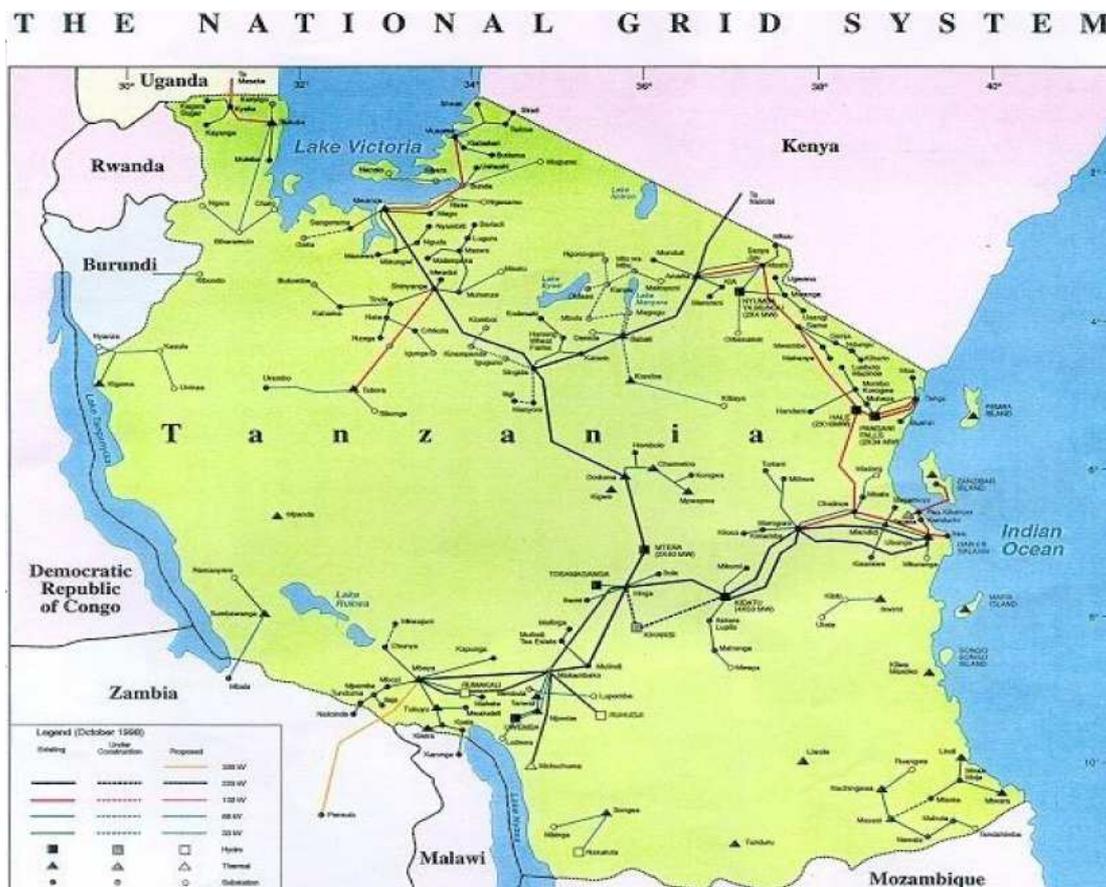


Figure 21: Réseau électrique de Tanzanie

TANESCO présente une situation financière fragile et des performances peu satisfaisantes : seulement 18% de la population (2% en zone rurale) a accès à l'électricité ; la capacité installée par habitant est de 30 W - soit la puissance d'une ampoule ; et les délestages ont lieu environ 47 jours/an en moyenne, avec un coût économique annuel estimé à 5% du PIB. Outre une certaine inefficacité économique liée à la sous-tarification, le secteur est particulièrement exposé aux chocs externes (sécheresse, augmentation des prix du fuel) : ainsi, durant la sécheresse de l'été 2011, l'opérateur national TANESCO a perdu la quasi-totalité de ses moyens de production hydroélectriques et ne pouvait ainsi répondre qu'à environ 30% de la demande de pointe.

8.1.4. Cadre réglementaire et juridique

Du point de vue cadre réglementaire et juridique, Le gouvernement tanzanien a mis en œuvre un certain nombre de mesures visant à élever le niveau de vie des tanzaniens en encourageant des modes de production d'énergies renouvelables et privilégiant les zones rurales.

Parmi ces mesures, on peut citer :

- Une Politique de l'énergie mettant particulièrement en avant l'électrification rurale. Elle a été définie en 1992 et revue en 2003 par le Ministère de l'eau ;
- L'établissement de l'Energy and Water Utilities Regulatory Authority (EWURA) en 2006, dont le but est de réguler le secteur de l'énergie,
- La promulgation de l'Electricity Act en 2008 dans lequel le développement de la petite hydroélectricité est particulièrement évoqué,
- La stratégie sur la réforme du secteur de l'énergie (Power Sector Reform Strategy) pour aider le gouvernement à restructurer l'industrie de distribution de l'électricité afin que celle-ci supporte l'arrivée du secteur privé ;
- Le développement d'une série de lois et de lignes directrices techniques visant à promouvoir le développement de petits projets d'énergie propre, d'une puissance comprise entre 100 kW et 10 MW. Ce travail est le fruit de la collaboration du Ministère de l'Énergie et des Minéraux (MEM) avec l'Energy and Water Utilities Regulatory Authority (EWURA).

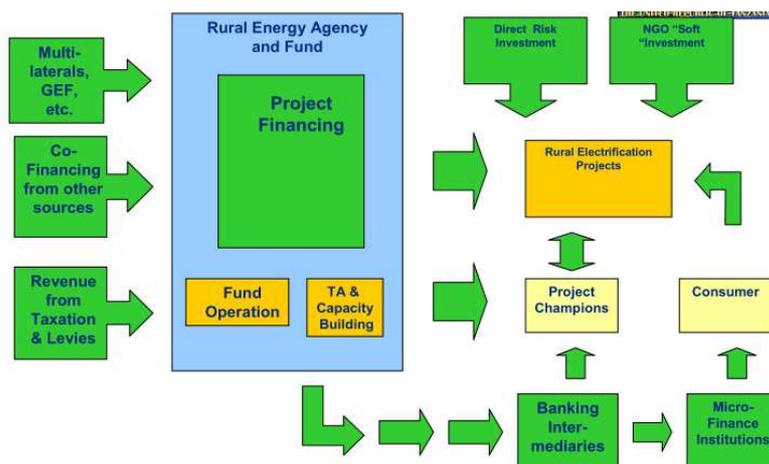
Il semble donc que le cadre réglementaire de la Tanzanie soit très propice au développement de la petite hydroélectricité, ce qui explique le développement important de ce secteur dans ce pays.

8.1.5. Montage financier privilégié

Un programme « Tanzania Energy Development and Access Project » (TEPAD) a été lancé par Rural énergie Agence (REA) pour aider à développer et à raccorder et les projets d'énergie renouvelable en Tanzanie. Ce programme est soutenu par la Banque Mondiale et le Global Environmental Facility.

La part de la composante en réseau isolé a un budget alloué de 22.5 M USD pour améliorer l'accès à l'électricité rurale et promouvoir des projets d'énergies renouvelables et le développement du marché solaire à petite échelle en Tanzanie.

Le programme a également une assistance technique financée par des fonds alloués pour le développement des compétences du secteur privé (banques et promoteurs) en Tanzanie pour la promotion de projets d'énergie renouvelable. La ligne de crédit du TEDAP fournit des sources de financement à long terme (15 ans) à des institutions financières qui prêtent à des projets d'énergies renouvelables ou d'électrification rurale éligible. Le programme est administré par la Banque d'Investissement de la Tanzanie (TIB) au nom du ministère des finances et sous la direction de REA et BOT.



Par ailleurs, nombre de projets de mini hydroélectricité ont été développés en Tanzanie sur des fonds privés ou des financements par des donations de communautés religieuses.

L'agence REA a également développé des contrats d'achat et d'énergie type (« SPPA ») pour simplifier le montage des projets.

8.2. Potentiel de développement de la mini hydroélectricité

Sur le plan technique, il est à noter que le potentiel hydroélectrique total de la Tanzanie est estimé à 5 GW. De plus, une étude menée par Hamududu et Killingveit (« Assessing Climate Change Impacts on Global Hydropower », 2012, Journal of Energies) montre que le changement climatique aurait tendance à augmenter le potentiel hydroélectrique du pays.

La mini hydroélectricité constitue un moyen efficace d'alimenter des petites structures (villages, écoles et autres bâtiments publiques). En effet, ce type d'installation a une durée de vie d'environ 50 ans sans demander un coût d'entretien trop élevé. Jusqu'à maintenant, l'inconvénient majeur de cette forme de production d'énergie était qu'il était difficile de régler la charge du générateur en fonction des besoins. Pour la plupart des projets, un régulateur hydraulique était installé, ce qui augmentait considérablement le coût des installations et avait pour conséquence de faire de la mini hydroélectricité un moyen économiquement peu intéressant par rapport aux autres sources d'énergie renouvelables. A présent, avec le développement de régulateurs électroniques bon marché, le coût des installations mini hydroélectriques est fortement réduit. La mini hydroélectricité redevient donc un secteur prometteur. C'est d'ailleurs ce secteur que recommandent en particulier les financiers et les bénéficiaires pour distribuer de l'électricité dans les zones rurales déconnectées du réseau.

Il est également à noter que le Département d'Ingénierie Mécanique et Industrielle (Department of Mechanical and Industrial Engineering), en collaboration avec Water Ressources Engineering à l'Université de Dar es Salaam, a développé une version peu coûteuse de turbine utilisée en micro hydroélectricité. Les essais effectués sur le projet Makumira Pico hydro Installation (750 kW, village de Makumira, au Nord de la Tanzanie) ont été positifs, même si les performances de cette turbine peuvent encore être optimisées. Cependant, ce projet a attiré l'attention d'investisseurs tels que TANESCO ou l'ONUDI. Les discussions au cours du séminaire de l'AFD du 8 et 9 Décembre 2014 ont également mis en avant l'existence et l'évolution des technologies de l'hydroélectricité adaptées à la mini hydroélectricité comme à celle de petite et moyenne puissances.

8.3. Exemples de petites et mini centrales hydroélectriques existantes

8.3.1. Développée par maîtrise d'ouvrage publique

La centrale de Nyumba ya Mungu est un exemple de petite centrale hydroélectrique existante en Tanzanie. Il s'agit d'une centrale de 8 MW munie d'un réservoir de 600 millions de m³ construit entre 1966 et 1969 dans le cadre de la planification économique menée sous la présidence de Julius Nyerere (1964-1985).

Elle permet d'alimenter en électricité les villes de Tanga (243 000 habitants) et de Moshi (184 000 habitants), dont la localisation est indiquée sur la figure ci-après. Cet aménagement sert également à avoir une réserve d'eau pour l'irrigation des cultures.

TANESCO est le propriétaire de Nyumba ya Mungu et exploite cette centrale depuis sa construction.

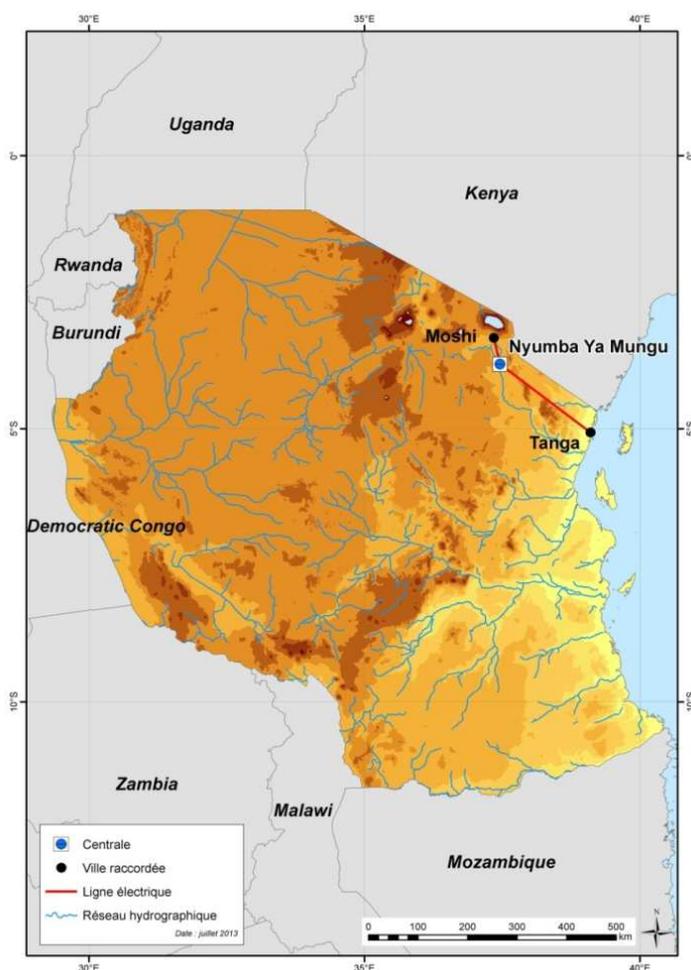


Figure 22: Tanzanie, localisation de la centrale de Nyumba ya Mungu ainsi que des villes qu'elle alimente

8.3.2. Développée par TEDAP

La centrale hydroélectrique de Mwenga 4MW et le projet d'électrification rurale associé est une initiative d'infrastructure énergétique située dans les hautes terres tanzaniennes. Ce projet a été développé sur la base d'un partenariat entre l'Union européenne, la Mufindi Tea and Coffee Company (MTC) et Tea Research Institute of Tanzania (TRIT).

Ce projet d'un budget de 10 MUSD a été terminé en 2012. Il est considéré comme une réussite de montage en partenariat public-privé, dans la mesure où la centrale fournit à ces clients (Tanesco, Mufindi Tea and Coffee Company et le réseau rural) 25 GWh/an. Le réseau local est connecté à 17 villages et devrait finalement alimenter plus de 5600 foyers ruraux dans 40 villages. Par ailleurs, c'est le premier projet à mettre en pratique le schéma de vente d'énergie selon les SPPA.

Avant la mise en œuvre du TEDAP, une série de mini centrales a été développée en Tanzanie déjà à l'époque portée par des financements divers (industriels, donateurs ou missionnaires) ; ceci dans le cadre de développement de l'industrie du thé mais surtout de constructions de structures (écoles, hôpitaux...) par certaines communautés religieuses. Par exemple, Ndolela (0,1 MW) a été développé dans l'une des fermes de la Mufindi Tea and Coffee Company dans le sud-ouest de la Tanzanie pour soutenir l'agriculture rurale (plus de 100 ha irrigués). Ce projet a été financé par la Mufindi Tea and Coffee Company (filiale de la Rift Valley Corporation).

8.3.3. Exemples de petites et mini centrales hydroélectriques potentielles

Dans le cadre du TEDAP, certains projets sont déjà recensés tels que :

- Développement de « Igamba Hydro Power Project » - 8 MW
 - Recherche de fonds en cours par TANESCO,
 - Etudes en cours,
 - Lancement envisagé en 2015,
 - Objectif : être connecté au réseau national.
- Développement du projet hydroélectrique rural (500 KW) de Mbinga Mtambazi SHP (Ruvuma)
 - Développé par un entrepreneur local Andoya Hepo
 - En étude depuis 2003,
 - Bouclage financier en cours avec le soutien de banque commerciale,
 - Prévu en réseau isolé pour alimenter 900 foyers dans trois villages non connectés au réseau et dont un objectif est de subvenir à 60% de la demande sur le « mini réseau » alimenté par un diesel géré par TANESCO (environ 400K USD d'économie/an sur le carburant).

8.4. Conclusions

La Tanzanie est considérée comme un bon exemple concernant le développement de la petite et mini hydroélectricité avec les trois axes promoteurs suivants :

- Possibilité d'intervention d'entrepreneurs locaux - une discussion est en cours sur la mise en place d'un tarif de rachat pour la petite hydro ;
- Large soutien général pour l'électrification rurale avec de nombreuses initiatives de développement sectoriel à un niveau national ;

- Important soutien de la communauté des donateurs en faveur de projets d'électrification rurale, qui facilite la mise à disposition de fonds et la maîtrise des risques financiers.

Ces trois axes de promotions ont essentiellement été développés par la mise en œuvre de l'agence REA, sur laquelle il est possible de s'inspirer dans les autres pays dans la mesure les autres parties prenantes et le cadre réglementaire est à niveau.

Les défis à relever restent néanmoins importants. En particulier :

- La situation financière de Tanesco, premier acheteur,
- Les procédures d'obtention des nombreux permis et autorisations très longues,
- L'éloignement des sites nécessitant des investissements en temps et en coût souvent supérieurs à ceux prévus initialement,
- L'absence d'inventaire précis et de données hydrologiques sur des périodes antérieures assez longues et absence d'information sur le bassin versant,
- Les Lacunes en termes de compétences locales concernant les études, les technologies spécifiques à la pico-, micro-, mini- et petite hydroélectricité.

9. CONCLUSIONS

9.1. Inventaire

Sur les douze pays africains étudiés, il existe déjà environ 80 centrales de mini, petite et moyenne puissances, totalisant une capacité de plus de 600 MW : **ces gammes de puissance offrent donc une réelle capacité, et il y a une expérience acquise à analyser et des échanges à favoriser.**

L'Afrique de l'Est a développé des premières expériences : Tanzanie pour la mini-hydro (avec une vingtaine de mini-centrales), Ouganda et Kenya pour les centrales petites et moyennes (avec une dizaine de centrales petites et moyennes dans chaque pays).

La **Guinée** et le **Cameroun** semblent présenter un fort potentiel de développement de la petite et moyenne hydroélectricité, du fait des conditions hydrologiques particulières de cette région (plus d'une centaine de projets identifiés). Le recensement des projets a été approfondi pour ces deux pays, dans le cadre de l'étude.

La République du **Congo** présente également un fort potentiel pour la mini hydroélectricité, avec près de 50 projets recensés. Toutefois, l'analyse détaillée de ce potentiel n'entrait pas dans le cadre de l'étude et reste à faire.

Chacun de ces pays a sa propre organisation institutionnelle et cadre réglementaire qui de façon générale sont en cours d'évolution pour répondre à une demande en électricité croissante. Cette croissance résulte de la croissance démographique, l'extension des réseaux électriques et de la croissance économique actuelle dans la région (5 à 7% par an au cours des 10 dernières années).

Néanmoins chacun de ces pays doit faire face à un accroissement continu de la demande locale. La petite et moyenne hydroélectricité offrent des opportunités intéressantes de développement en Afrique et sont désormais intégrées dans les planifications nationales. Trois schémas technico-institutionnels « types », ont été identifiés selon la forme de la demande domestique ou industrielle selon la possibilité technicoéconomique d'un raccordement ou non à un réseau :

- Centrale raccordée à un réseau existant, qui peut être développé en maîtrise d'ouvrage public ou bien sous la forme de PPP (partenariat Public Privé). Le risque principal identifié est les risques vis-à-vis de l'acheteur et de l'opérateur du réseau de transport, si différent de l'acheteur.
- Centrale isolée à proximité d'un centre de consommation domestique, qui est généralement développé sous la forme d'une maîtrise d'ouvrage publique du fait du risque d'"off-take" trop important.
- Centrale isolée à proximité d'un site industriel, qui peut bénéficier de l'intérêt de l'industriel desservi ou de la crédibilité financière de l'industriel en tant qu'acheteur pour être développé en PPP.

9.2. Etudes de Cas – Guinée, Cameroun

D'après les études de cas menées sur la Guinée et le Cameroun pour le développement de nouveaux projets de petite et moyenne puissance, ces deux pays présentent un potentiel hydroélectrique très important et font état de deux contextes différents. Alors que la Guinée doit renforcer son attractivité vis-à-vis d'investisseurs privés, le Cameroun a mis en œuvre des mesures efficaces avec la revue de son cadre réglementaire et l'ouverture du marché à des projets régionaux comme locaux.

Concrètement cette étude a permis la sélection d'une série de projets de nouvelles centrales de petite et moyenne puissance en Guinée et au Cameroun. Cette sélection est reprise dans les tableaux ci-après.

Le séminaire du 8 et 9 Décembre 2014 organisé par l'AFD a aussi permis de souligner que les critères de sélection choisis dans le cadre de cette étude sont spécifiquement centrés sur la pertinence des projets vis-à-vis de la demande en puissance et en distance. D'autres critères connus des représentants locaux (notamment des contraintes environnementales et sociales) devront être pris en compte au cours des étapes suivantes.

Guinée - Sélection de projets de nouvelles centrales de petite et moyenne puissance

ID	Nom du barrage	Nom de la rivière	P (MW)	Desserte	Demande (domestique / industrielle)*	Raccordement (c) ou site isolé (i)*
Sites de petite puissance – sites isolés et demande domestique uniquement						
1	N022 (« Lokoua »)	Loffa	9	BEYLA	D	i
2	Koutouya – N°38	Kilélouma	9	BOFFA et KAMSAR	D	i
3	N°70	Koundeta	10	DABOLA	D	i
4	Kamarato – N°64	Kamarato	10	KEROUANE	D	i
5	Firaoua – N°7	Doffe	9	KISSIDOUGOU	D	i
6	Noungouro	Makona	8	KISSIDOUGOU	D	i
7	Kinsi	Gambie	6	KOUBIA	D	i
8	Dombélé	Dombélé	8	KOUBIA	D	i
9	Sita	Komba	10	LELOUMA	D	i
10	Manguoy-Barkéré	Fatala	10	TELIMELE	D	i
Sites de moyenne puissance – importance de la demande industrielle et possibilités de connexions						
1	Kaba - N°397	Kakrima	40	Poste de Kaleta	D&I	c&i
2	Dioun - N°396	Fatala	40	Poste de Kaleta	D&I	c&i
3	Guilde – N°395	Cogon	39	BOKE	D&I	i
4	Faranah – N°382	Niger	28	FARANAH	D&I	i
5	Mansiramoribaya – N°390	Niger	32	FARANAH	D&I	i
6	Gozoguezia – N°27	Diani	48	N'ZEREKORE	D	i

* Demande – Domestique (D), Industrielle (I) et Schéma – Connecté (c), Isolé (i)

Cameroun - Sélection de projets de nouvelles centrales de petite et moyenne puissance

	Nom du barrage	Nom de la rivière	P (MW)	Ville-Poste-Mine à desservir	Demande (domestique / industrielle)*	Raccordement (c) ou site isolé (i)*
Sites de petite puissance – Site isolés						
1	Edjong	Katsina	9	Wum	D	i
2	Bekem	Nkam	8	Bafang	D	i
3	Chutes de Buba	Mungo	9	Kumba	D	i
4	Mak Mo	Manyu	7	Dschang	D	i
5	Ndokban	Makombe	7	Bafang	D	i
Sites de moyenne puissance – Site isolés et/ou connectés						
1	Makouk	Nkam	25	Nkongsamba	D	i&c
2	Bangangte amont	Noun	31	Foumban	D	i&c
3	Song Mbong	Nyong	41	Edéa	D	i&c
4	Von	Faro	41	48	I	i&c
5	Ekoum	Nkam	33	Nkongsamba	D&I	c
6	Mandourou	Faro	29	48	I	i&c
7	Mba aval	Lom et ses	44	28	I	i
8	Ch, De la Mari	Lom et ses	28	28	I	i
9	Mpoume	Nyong	50	9	I	i&c

* Demande – Domestique (D), Industrielle (I) et Schéma – Connecté (c), Isolé (i)

Dans les cas de la Guinée et du Cameroun, et peut-être dans d'autres, pour pallier aux freins identifiés en termes de performance des parties prenantes locales et de difficultés d'investissement, l'AFD pourrait focaliser son assistance, pour contribuer au développement de centrales hydroélectrique de petite et moyenne puissance :

- (i) à la création d'une ou des entité(s) dédiée(s) au développement de projets selon le type de schéma incluant l'assistance à la mise en œuvre de la structure et la formation du personnel pendant une certaine période ou jusqu'au lancement d'un premier projet ;
- (ii) au financement d'études complémentaires suivies par ces entités qui aurait pour objectif une véritable actualisation de la faisabilité technico- économiques des sites identifiés à un stade d'étude conceptuelle ayant pour seul objectif de valider leur sélection.

9.3. Etudes de Cas – Tanzanie

En ce qui concerne le développement de la petite et mini hydroélectricité, cette étude a permis d'étudier un schéma de développement de projets de petite/mini hydroélectricité qui semble mettre la Tanzanie sur la bonne voie de l'électrification rurale.

La Tanzanie est considérée comme un bon exemple de développement réussi de la petite et mini hydroélectricité pour trois raisons :

- Possibilité d'intervention d'entrepreneurs locaux - une discussion est en cours sur la mise en place d'un tarif de rachat pour la petite hydro ;
- Large soutien général pour l'électrification rurale avec de nombreuses initiatives de développement sectoriel à un niveau national ;
- Important soutien de la communauté des donateurs en faveur de projets d'électrification rurale, qui facilite la mise à disposition de fonds et la maîtrise des risques financiers.

D'importants défis résiduels restent néanmoins à relever tels que la situation financière de Tanesco, les longues procédures d'obtention des permis et autorisations requis, l'éloignement des sites et, l'absence d'inventaire précis et de données hydrologiques sur des périodes longues.

L'étape suivante pourrait consister à analyser le contexte des pays à fort potentiels de petite/mini hydroélectricité tels que la république du Congo pour savoir si le contexte du pays pourrait être compatible avec la mise en œuvre de ce type d'agence.

9.4. Projets de Réhabilitation

En parallèle, en Afrique sub-saharienne, les projets de réhabilitation de centrales existantes présentent des bénéfices importants par rapport au développement de nouvelles centrales tant en terme de réduction et maîtrise des risques (temps et coûts) que de rentabilité. Il existe de tels projets dans la majorité des pays étudiés pour lesquels les perspectives de développement sont intéressantes. Les considérations à mener pour participer à leur développement sont plus ou moins communes.

Certaines études montrent que la rentabilité d'une réhabilitation permettant de prolonger la durée de vie d'une installation atteint facilement 15-17 %. La difficulté principale tient au besoin de limiter la baisse ou l'interruption de la production de centrales qui assurent une part non négligeable de l'alimentation électrique d'un pays. En ce sens, la construction de nouvelles capacités permettra la réhabilitation du parc existant.

Le séminaire du 8 et 9 Décembre 2014 organisé par l'AFD a permis de souligner la prise de conscience des constructeurs vis-à-vis de cette problématique de délai de travaux et souligner les développements technologiques étudiés en ce sens

Cette étude a permis la sélection d'une série de projets de réhabilitations notamment au Kenya, au Mozambique, au Gabon, à Madagascar. Cette sélection est reprise dans le tableau ci-après.

Sélection de projets de réhabilitation

Pays	Projets identifiés	Type de réhabilitation	Commentaires
Travaux avec potentiels amélioration de la capacité de production			
CAMEROUN	Lagdo	Rehausse du barrage et augmentation de puissance	Inscrit dans un programme de la Banque Mondiale
COTE D'IVOIRE	Taabo	Augmentation de puissance	Pas de travaux de réhabilitation possibles avant 2017
GABON	Grand Poubara	Possibilité d'installer 120 MW supplémentaires en phase 2	En cours de développement par des entreprises chinoises
GUINEE	Kale/Donkea	Rehausse de l'ouvrage de Kalé et ajustement des machines de la centrale	Etudes à réaliser
GUINEE	Loffa	Rééquipement	Etudes à réaliser
KENYA	Gogo	Potentiel du site estimé à 60 MW (actuellement 1 MW installé)	Etude disponible
MOZAMBIQUE	Massingir	Possibilité d'équiper ce barrage AEP avec une centrale, la fonction première étant l'irrigation	Etude disponible
MADAGASCAR	Andekaleka	Possibilité d'installer un 4 ^{ème} groupe (augmentation de puissance de 31 MW)	Recherche de financement en cours

Pays	Projets identifiés	Type de réhabilitation	Commentaires
Réhabilitation pour le prolongement de la durée de vie			
GUINEE	Banéah Kale/Donkéa Kinkon Tinkisso Garafiri		Pas de travaux avant élections 2013 ? Diagnostic à réaliser
GABON	Kinguele Tchimbel		Diagnostic à réaliser
MADAGASCAR	Mandraka, Mantaso Tsiacompaniry.		Diagnostic à réaliser

Sur la base des pistes identifiées ci-dessus, l'étape suivante proposée consisterait à contacter les entités susceptibles d'être porteuses des projets (interlocuteurs publics ou investisseurs privés) pour faire un état des lieux de l'avancement des études en cours puis mettre en place le financement des études complémentaires pour actualiser les diagnostics et les faisabilités technico-économiques des sites identifiés.

Pour pallier les freins identifiés concernant la performance des parties prenantes, une assistance pourrait être envisagée en renforçant la ou les entité(s) en charge de l'exploitation à travers un appui à la mise en œuvre de la structure et à la formation du personnel et en impliquant/consultant les entreprises spécialisées afin de mettre à profit les technologies les plus récentes et promouvoir une maintenance prédictive.

9.5. Conclusion Générale

En Afrique, les projets qui ont été récemment développés et qui ont mobilisé la majeure partie des financements publics comme privés, portent très majoritairement sur la très grande ou grande hydroélectricité, dans des projets souvent d'envergure régionale.

Toutefois, pour répondre à la demande locale, les pays d'Afrique subsaharienne considérés dans l'étude disposent d'un **potentiel de production hydroélectrique important**, pour des projets de mini, petite et moyenne puissance.

Ces projets représentent une réelle opportunité pour des entrepreneurs privés ou de gros industriels qui seraient directement intéressés. Sous réserve de couvrir le risque de l'*off-taker* (le rachat de l'électricité produite), les partenariats public-privé sont une modalité possible de développement. Compte-tenu des risques, un **financement mixte** public et privé, sous la forme d'un BOT subventionné, est une piste prometteuse, sous réserve d'un contexte institutionnel et légal adapté et stable.

Les freins aux investissements ont été discutés au cours du séminaire du 8 et 9 Décembre 2014 organisé par l'AFD. Les axes d'amélioration suivants ont été soulignés à plusieurs reprises :

- les bénéfices d'une standardisation des procédures et des documents contractuels, afin de limiter les coûts de transaction pour des petits projets ;
- la nécessité d'un mécanisme de couverture du risque de l'*off-taker* à l'échelle d'un programme ad hoc dans chaque pays, simple à mobiliser pour un investisseur ;
- les opportunités que pourrait apporter un regroupement des projets pour attirer les investisseurs de la grande hydroélectricité.

Les études de cas menées sur la Guinée et le Cameroun montrent un potentiel de développement hydroélectrique de petite et moyenne puissance important, dans deux **contextes très différents**. Alors que la Guinée doit encore renforcer son attractivité vis-à-vis d'investisseurs privés, le Cameroun a de son côté initié des mesures pour ce faire, en ayant revu et modifié son cadre réglementaire et en ayant ouvert le marché tant à des projets régionaux que locaux.

L'hydroélectricité de mini, petite et moyenne puissance constitue à la fois un axe de développement et un marché prometteurs : il revient à l'ensemble des acteurs de se mobiliser pour que les études deviennent réalité !

ANNEXES

TABLE DES ANNEXES

Illustrations

GUINEE

- ANNEXE 1 : Carte des sites hydroélectriques de Guinée
- ANNEXE 2 : Carte des sites hydroélectriques de Guinée de petite puissance : 1 à 10 MW
- ANNEXE 3 : Carte des sites hydroélectriques de Guinée de moyenne puissance : 10 à 50 MW
- ANNEXE 4 : Carte du réseau électrique de la Guinée : Lignes existantes et projetées
- ANNEXE 5 : Carte de la demande des particuliers en Guinée (MW)
- ANNEXE 6 : Carte de la demande industrielle en Guinée (Cadastre minier)
- ANNEXE 7 : Carte des zones protégées en Guinée
- ANNEXE 8 : Sélection des sites de petites puissances selon le schéma 2
- ANNEXE 9 : Sélection des sites de moyennes puissances selon le schéma 2
- ANNEXE 10 : Sélection des sites de moyennes puissances selon le schéma 1

CAMEROUN

- ANNEXE 11 : Carte des sites hydroélectriques du Cameroun
- ANNEXE 12 : Bassin versant de la Sanaga
- ANNEXE 13 : Carte des sites hydroélectriques du Cameroun de petite puissance (1 à 10 MW)
- ANNEXE 14 : Carte des sites hydroélectriques du Cameroun de moyenne puissance (10 à 50 MW)
- ANNEXE 15 : Carte du réseau électrique du Cameroun : lignes existantes
- ANNEXE 16 : Carte de la demande des particuliers au Cameroun
- ANNEXE 17 : Carte de la demande industrielle au Cameroun
- ANNEXE 18 : Carte des zones protégées au Cameroun
- ANNEXE 19 : Sélection des sites de petites puissances selon le schéma 2
- ANNEXE 20 : Sélection des sites de moyennes puissances selon les schémas 2 et 3
- ANNEXE 21 : Sélection des sites de moyennes puissances selon le schéma 1

REHABILITATION

- ANNEXE 22 : Liste des centrales existantes et des projets de réhabilitation

AUTRES

- ANNEXE 23 : Calendrier de la mission en Guinée du 18 au 22 mars 2013
- ANNEXE 24 : Considérations générales sur le Montage Juridique et Financier
- ANNEXE 25 : Liste des participants africains du séminaire du 8 et 9 Décembre 2014 à Paris
- ANNEXE 26 : Analyse de la segmentation des centrales hydroélectriques
- ANNEXE 27 : Résultat détaillé de l'étude de cas en Guinée