

République du Cameroun

Paix – Travail – Patrie

MINISTRE DE L'EAU ET DE L'ENERGIE



Plan Directeur d'Electrification Rurale du Cameroun (PDER)

Rapport Final

Avril 2016



Financement Banque Mondiale



RAPPORT Final

Plan Directeur d'Electrification Rurale du Cameroun

Références du contrat : N° 000534/C/PR/MINMAP/SG/DGMAS/DMSPI/CE4/CEA6/2014

Références IED : 2014/014/ PDER Cameroun

Client : Ministère de l'Eau et de l'Energie (MINEE)

Financement : Banque Mondiale

Consultant

IED



2 chemin de la Chauderaie
69340 Francheville, France
Tél. : +33 (0)4 72 59 13 20
Fax : + 33 (0)4 72 59 13 39
Site Web : www.ied-sa.fr

en association avec : EED



Rédaction du document

	VERSION 1	Version 2
Date	Janvier 2016	Avril 2016
Rédaction	DRM/PSAV/HY/EM/FDC/PhG/CA/AR	DRM/PSAV/HY/EM/FDC/PhG/CA/AR
Relecture	PSAV	PSAV
Validation	DRM	DRM

Le consultant tient à remercier les équipes du Ministère de l'Eau et de l'Energie pour leur collaboration dans la rédaction de ce rapport ainsi que toutes les autres institutions camerounaises pour leur disponibilité : ENEO, l'AER, le FEICOM...

Ce rapport a été rédigé par IED dans le cadre du contrat relatif à l'élaboration du Plan Directeur d'Electrification Rurale du Cameroun, à partir des informations collectées au cours des missions effectuées au Cameroun et des échanges avec les personnes rencontrées. Il ne reflète pas nécessairement les opinions du Ministère de l'Eau et de l'Energie (MINEE) ou de la Banque Mondiale.

TABLE DES MATIERES

1	RESUME EXECUTIF	15
1.1	Contexte et objectifs	15
1.2	Analyse spatiale et scénario de la demande	15
1.3	Techniques à moindre coût et critères de planification	16
1.4	Extension du réseau MT	17
1.5	Place des Energies renouvelables	18
1.6	Etude d'impact environnemental	19
1.7	Analyse économique et financière	20
1.8	Plan de mise en œuvre	22
1.8.1	Quelle maîtrise d'ouvrage pour l'électrification rurale ?	22
1.8.2	Rôle du secteur privé	22
1.8.3	Mesures d'accompagnement pour le renforcement de l'impact du PDER	23
1.8.4	Mesures d'accompagnement pour le développement industriel	24
2	INTRODUCTION GENERALE	25
2.1	Contexte et enjeux	25
2.1.1	Le secteur électrique camerounais marqué par quatre événements majeurs.....	25
2.1.2	L'extension des réseaux interconnectés, une option essentielle pour le PDER	27
2.1.3	Un potentiel d'énergies renouvelables considérable	28
2.2	Objectifs de l'étude	29
3	REVUE DE LA SITUATION DE L'ELECTRIFICATION RURALE AU CAMEROUN.....	30
3.1	Collecte et traitement des données.....	30
3.1.1	Approche méthodologique.....	30
3.1.2	Encadrement de la collecte des données	30
3.1.2.1	Données obligatoires	30
3.1.2.2	Données nécessaires pour l'analyse socio-économique des localités	31
3.1.2.3	Données importantes	32
3.1.3	Données collectées relatives au contexte institutionnel, administratif et technique.....	32
3.1.4	Données relatives à la prévision de la demande	33
3.1.4.1	Nature des informations de l'échantillon	34
3.1.4.2	Représentativité régionale de l'échantillon	34
3.1.4.3	Agences retenues pour l'analyse de la demande.....	35
3.1.5	Reconstitution SIG des réseaux HTB et HTA et des postes associés.....	35
3.1.5.1	Données de base.....	35
3.1.5.2	Résultats obtenus	36
3.2	Situation de l'électrification rurale au Cameroun.....	36
3.2.1	Introduction méthodologique	36
3.2.2	Situation des localités au Cameroun	37
3.2.2.1	Commentaires sur le fichier « Liste des localités »	37
3.2.2.2	Analyse du fichier en son état.....	42
3.2.2.3	Nomenclature générale des localités.....	44
3.2.2.4	Analyse des localités non-électrifiées	45
3.2.2.5	Répartition des localités et des populations non électrifiées par Région	46
3.2.2.6	Distance des localités non électrifiées par rapport au réseau HTA existant	48

4	DESCRIPTION DES SYSTEMES DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE EXISTANT AU CAMEROUN	49
4.1	Situation de la production et du transport.....	49
4.1.1	Réseau et parc existant	49
4.1.1.1	Réseau interconnecté Sud (RIS)	49
4.1.1.2	Réseau Interconnecté Nord (RIN)	50
4.1.1.3	Réseau Est (RIE)	50
4.1.2	Nouvelles capacités décidées	50
4.1.2.1	Projets hydro-électriques.....	50
4.1.2.2	Projets thermiques	51
4.1.2.3	Projets Solaires	51
4.1.2.4	Aménagements du système électrique.....	51
4.2	Situation de la distribution rurale au Cameroun	54
4.2.1	Situation des postes sources en 2014	54
4.2.2	Description du système de distribution HTA/BT	56
4.2.2.1	Situation des réseaux HTA pour l'électrification rurale	56
4.2.2.2	Type de Distribution utilisée	57
4.2.2.3	Technologie de construction.....	61
5	ANALYSE SPATIALE DU CONTEXTE SOCIO-ECONOMIQUE ET PREVISION DE LA DEMANDE EN ENERGIE	62
5.1	Approche méthodologique de l'analyse spatiale du contexte socio-économique.....	62
5.1.1	Où électrifier en priorité et dans quel ordre ?.....	62
5.1.2	La prise en compte de la dynamique spatiale à l'échelle d'un territoire	63
5.1.3	Sélection des localités prioritaires pour un impact maximal.....	63
5.1.4	Structure et calcul de l'IPD	64
5.1.5	Hierarchisation des localités prioritaires : modélisation gravitaire.....	65
5.1.6	La population de couverture d'un pôle de développement local : un critère clé	66
5.1.7	L'identification des localités isolées	66
5.1.8	Loin des mythes et des pratiques usuelles... ..	67
5.2	Sélection et hiérarchisation des Pôles de Développement	69
5.2.1	Une sélection des pôles basée sur le critère de l'IPD... ..	69
5.2.2	...Et une hiérarchisation calée sur la population de couverture.....	69
5.3	Analyse de la demande.....	71
5.3.1	Méthodologie	71
5.3.1.1	Segmentation du marché de l'électrification rurale	71
5.3.1.2	Modélisation de la charge et analyse prévisionnelle de la demande	71
5.3.2	Demande des abonnés domestiques BT	74
5.3.2.1	Analyse des abonnés domestiques BT	74
5.3.2.2	Consommation des abonnés domestiques BT	75
5.3.2.3	Courbe de charge des abonnés Domestiques BT.....	76
5.3.2.4	Paramétrage du logiciel <i>GEOSIM Demand Analyst®</i> - Consommation domestique.....	77
5.3.3	Demande des abonnés non domestiques BT	79
5.3.3.1	Analyse des abonnés Non Domestiques BT	79
5.3.3.2	Courbe de charge des abonnés Non Domestiques BT	80
5.3.3.3	Paramétrage du logiciel <i>GEOSIM Demand Analyst®</i> - Consommation non-domestique.	82
5.3.4	Demande Moyenne Tension (HTA)	84
5.3.5	Reconstitution d'une courbe de charge villageoise.....	85

5.3.6	Croissance de la demande	86
6	IDENTIFICATION DES SOLUTIONS TECHNIQUES DE MOINDRE COUT POUR L'ELECTRIFICATION RURALE	89
6.1	Introduction méthodologique	89
6.2	Expérience d'électrification rurale en Afrique.....	90
6.2.1	Modèle étatique intégré.....	90
6.2.2	Modèle Agence et Fonds public d'électrification	95
6.2.3	Modèles de financement privé.....	95
6.2.3.1	Grandes concessions.....	95
6.2.3.2	Petites concessions	96
6.2.3.3	Crédit-vente	98
6.2.3.4	Modèle de projet porté par une ONG.....	99
6.3	Technologies de distribution	99
6.3.1	Introduction.....	99
6.3.1.1	Les différents réseaux électriques	99
6.3.1.2	Technologie des réseaux de distribution et critères de choix.....	99
6.3.1.3	Principales caractéristiques des réseaux de distribution	100
6.3.2	Choix du type de réseau de distribution HTA (neutre distribué ou non)	102
6.3.2.1	Principales configurations de réseaux HTA	102
6.3.2.2	Détail des Réseaux HTA conventionnels	104
6.3.2.3	Éléments d'aide à la décision – Réseaux HTA triphasés avec ou sans neutre distribué.....	109
6.3.3	Réseaux HTA de dérivation – utilisation des lignes monophasées et biphasées	110
6.3.3.1	Antennes Biphasées (Réseaux types européen et américain)	111
6.3.3.2	Systèmes associés aux réseaux HTB.....	118
6.3.4	Synthèse des solutions	120
6.4	Compteurs à prépaiement	124
6.5	Technologies de valorisation des Energies Renouvelables.....	124
6.5.1	Aérogénérateurs.....	125
6.5.2	Valorisation de la biomasse	125
6.5.2.1	Stratégie.....	125
6.5.2.2	Aspects technologiques	126
6.5.3	Energie solaire	132
6.5.3.1	Injection sur le réseau	132
6.5.3.2	Hybride Solaire/Diesel	132
6.5.3.3	Solutions photovoltaïques pures	134
6.5.4	Energie hydro-électriques	134
6.5.5	Conclusion	135
6.6	Etat des lieux des ressources énergétiques locales	136
6.6.1	La Biomasse	136
6.6.1.1	Industrie sucrière	136
6.6.1.2	Transformation du bois.....	136
6.6.1.3	Production de riz	138
6.6.1.4	Production d'huile de palme.....	138
6.6.1.5	Potentiel de production d'électricité à partir de biomasse	138
6.6.1.6	Aspect économique	140
6.6.2	L'Energie éolienne	142
6.6.3	La petite hydro-électricité	145
6.6.4	Le Solaire	147

7	CRITERES DE PLANIFICATION POUR L'ELABORATION DU PDER CAMEROUN	150
7.1	Orientations données par les termes de référence	150
7.2	Prise en compte de l'état actuel du réseau	151
7.3	Critères de planification proposés pour le PDER Cameroun.....	151
7.3.1	Assurer un développement de l'accès au service électrique équilibré	151
7.3.2	Identifier des solutions techniques de moindre coût.....	151
7.3.3	Identifier les zones où l'électrification rurale obtiendrait des résultats rapides.....	152
8	ELABORATION DU PDER A L'HORIZON 2035	152
8.1	Introduction méthodologique	152
8.1.1	GEOSIM Network Option®: optimiser les options d'approvisionnement	152
8.1.2	Synthèse des coûts de référence et paramètres requis	155
8.2	Application de la démarche au PDER.....	156
8.2.1	Rattrapage des disparités géographique de l'électrification	156
8.2.2	Phasage de l'électrification et définition d'un ordre de priorité des localités	156
8.2.2.1	Définition du nombre de branchement par phase	156
8.2.2.2	Phasage de l'électrification	157
8.2.2.3	Critères de sélection des localités ciblées par l'extension du réseau	158
8.2.2.4	Densité de clients BT.....	159
8.2.3	Résultats des simulations d'extension du réseau.....	161
8.2.3.1	Taux d'accès.....	161
8.2.3.2	Nombre de branchements.....	164
8.2.3.3	Taux d'électrification	165
8.2.3.4	Taille des localités raccordées au réseau MT.....	169
8.2.3.5	Nombre de localité raccordées au réseau HTA.....	170
8.2.3.6	Taux de couverture	170
8.2.3.7	Impact du programme d'électrification rurale sur le système électrique.....	171
8.2.3.8	Estimation des quantitatifs matériel et investissement requis.....	176
8.2.3.9	Localités hors réseau à l'horizon 2035.....	180
8.2.3.10	Programme minimal	181
8.3	Evaluation de la faisabilité électrique des extensions de réseaux HTA.....	181
8.3.1	Objectifs et Méthodologie.....	181
8.3.1.1	Objectifs de l'étape d'évaluation de la faisabilité électrique	181
8.3.1.2	Rappels théoriques	181
8.3.1.3	Estimation des chutes de tension et choix des conducteurs	182
8.3.1.4	Evaluation des charges des postes sources	183
8.3.2	Paramétrage du modèle d'évaluation de la faisabilité électrique.....	183
8.3.2.1	Qualité de service	183
8.3.2.2	Caractéristiques des extensions de réseau	183
8.3.2.3	Evaluation de la demande des localités déjà raccordées.....	184
8.3.2.4	Evaluation de la demande des localités électrifiées dans le cadre du PDER.....	184
8.3.3	Calibrage du modèle de validation électrique.....	184
8.3.3.1	Validation de l'algorithme de calcul de chute de tension	184
8.3.3.2	Exemple de calcul	184
8.3.4	Zone d'étude des chutes de tension	185
8.3.4.1	Méthode des moments électrique	186
8.4	Etudes électriques détaillées dans les zones du RIN et du RIE	187
8.4.1	Zones étudiées en détail.....	188
8.4.2	Infrastructures structurantes	189
8.4.3	Réseau de distribution HTA	193

8.4.3.1	Extension du réseau HTA	193
8.4.3.2	Renforcement du réseau HTA existant	195
8.4.4	Renforcement des réseaux monophasés	198
8.5	Electrification par réseau isolé alimenté par des énergies renouvelables.....	198
8.5.1	Hydroélectricité	198
8.5.1.1	Evaluation du potentiel.....	198
8.5.1.2	Sélection des sites.....	199
8.5.1.3	Modélisation	199
8.5.1.4	Paramètres économiques	200
8.5.1.5	Résultats	200
8.5.2	Biomasse.....	201
8.5.2.1	Evaluation du potentiel et sélection des sites.....	201
8.5.2.2	Modélisation	203
8.5.2.3	Résultats	203
8.5.3	Solaire	204
8.5.3.1	Sélection des localités	204
8.5.3.2	Evaluation du potentiel.....	205
8.5.3.3	Modélisation	205
8.5.3.4	Résultats	206
8.6	Récapitulatif.....	206
9	EVALUATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL	208
9.1	Introduction	208
9.2	Les premiers termes du cadrage en faveur de l'environnement	208
9.2.1	Des conditionnalités de financement.....	208
9.2.2	Politiques et standards internationaux	209
9.2.3	Conventions internationales : obligations et engagements	210
9.3	A l'intégration dans les textes nationaux – cadre législatif	211
9.3.1	Législation en matière de protection de l'environnement.....	211
9.3.2	Réglementation des études d'impact sur l'environnement	211
9.3.3	Cadre législatif relatif à la gestion des ressources forestières	215
9.3.4	Cadre législatif et réglementaire national en matière d'urbanisme et construction	216
9.3.5	Cadre législatif et réglementaire national en matière foncière et de réinstallation	216
9.3.6	Législation relative à la protection du travail et de la santé publique	217
9.4	Cadre institutionnel.....	217
9.4.1	Les intervenants publics	218
9.4.2	Les agences publiques	218
1.4.3	L'entreprise privée ENEO.....	221
9.5	Enjeux, effets et impacts environnementaux généraux.....	222
9.5.1	Valeurs stratégiques du PDER sur les composantes du milieu bio-physique et humain.....	223
9.5.2	Enjeux majeurs et impacts environnementaux et sociaux.....	224
9.5.3	Qualification, effets des principaux impacts	225
9.6	Impacts environnementaux spécifiques par option technologique et mesures d'atténuation généralement associées.....	230
9.6.1	Production hydraulique.....	231
9.6.2	Production à partir de centrales solaires.....	232

9.6.3	Production à partir de centrales à biomasses	233
9.6.4	Production à partir de centrales thermiques à combustion fossile (centrales diesel)	235
9.6.5	Transport et distribution d'énergies (lignes et postes)	235
9.7	Evaluation des mesures d'atténuation et de compensation, et coûts environnementaux	238
9.8	Conclusion	239
10	CALCULS ECONOMIQUES	240
10.1	Cas de l'électrification par le réseau interconnecté.....	240
10.1.1	Finalité du calcul	240
10.1.2	Hypothèses	240
10.1.3	Répartition des Investissements	243
10.1.4	Résultats	244
10.1.4.1	Calculs intermédiaires.....	244
10.1.4.2	Valeurs actualisées nettes (VAN) de la fonction de coût et taux de rentabilité interne	244
10.1.4.3	Conclusions du calcul économique	244
10.2	Cas des réseaux séparés	245
10.2.1	Généralités	245
10.2.2	Cas des projets biomasse	246
10.2.3	Cas des projets hydro-électriques	247
10.2.4	Cas des projets solaires	248
10.2.5	Examen global de la rentabilité économique	249
11	CALCULS FINANCIERS	250
11.1	Cas des réseaux interconnectés	250
11.1.1	Finalité des calculs	250
11.1.2	Hypothèses retenues.....	250
11.1.3	Résultats	254
11.1.4	Conclusion	256
11.2	Cas des réseaux séparés	256
11.2.1	Généralités	256
11.2.2	Cas des projets biomasse	258
11.2.3	Cas des projets hydroélectriques	259
11.2.4	Cas des projets solaires hybrides.....	260
11.2.5	Conclusions sur les projets en mini-réseau	260
12	PLAN DE MISE EN ŒUVRE DU PDER	262
12.1	Quelle maîtrise d'ouvrage pour l'électrification rurale ?	262
12.1.1	Situation historique et actuelle	262
12.1.2	Quelle maîtrise d'ouvrage pour la réalisation du PDER ?	264
12.2	Rôle du secteur privé.....	265
12.3	Mesures d'accompagnement pour le renforcement de l'impact du PDER	265
12.3.1	Synthèse de la revue documentaire sur l'impact de l'Electrification Rurale	266

12.3.2	Le cas illustratif du Maroc	266
12.3.3	Recommandations pour le PDER Cameroun	267
12.3.4	Déploiement du système de comptage à prépaiement	268
12.4	Mesures d'accompagnement pour le développement industriel	268
12.4.1	Contexte	268
12.4.2	Forces du contexte camerounais.....	269
12.4.3	Faiblesses.....	270
12.4.4	Opportunités à saisir	271
12.4.5	Menaces	274
12.4.6	Les principaux axes d'une stratégie de développement industriel	274
12.4.7	Facteurs clés de succès.....	275

Liste des Tableaux :

Tableau 1 : Synthèse de la documentation collectée	32
Tableau 2 : Description des 5 zones d'étude et tailles des échantillons	35
Tableau 3 : Population par région entre 1976 et 2015, source RGPH	38
Tableau 4 : Population des 23 villes du Cameroun de plus de 50 000 habitants, entre 1976 et 2005, source RGPH.....	39
Tableau 5 : Projections de population pour les villes de Douala et Yaoundé, RGPH	39
Tableau 6 : Décomposition des populations urbaines et rurales par région en 2010, INS.....	40
Tableau 7 : Projections de population par région jusqu'en 2015, RGPH 2005	40
Tableau 8 : Projection du taux d'urbanisation jusqu'en 2035, Vision 2035	41
Tableau 9 : Projections de l'évolution du taux de croissance de la population jusqu'en 2035	42
Tableau 10 : Taux de croissance de la population retenus dans le cadre de la mise à jour du PDER.....	42
Tableau 11 : Projection de la répartition de la population par région en 2035, hypothèse IED	42
Tableau 12 : Légende du code utilisé pour caractériser le statut d'électrification dans le cadre du projet "Mise à jour du périmètre d'AES-SONEL »	43
Tableau 13 : répartition des localités par rapport à leur distance à un réseau MT existant	48
Tableau 14 : Parc de production du RIS	49
Tableau 15 : nouvelles capacités hydro-électriques décidées	50
Tableau 16 : Création ou renforcement de postes pour le RIS	51
Tableau 17 : Création de lignes pour le RIS.....	52
Tableau 18 : création de postes pour le RIN	53
Tableau 19 : création de lignes pour le RIN.....	53
Tableau 20 : création de postes pour le RIE	54
Tableau 21 : création de lignes pour le RIE	54
Tableau 22 : Etat des lieux des postes sources	55
Tableau 23 : Tableau récapitulatif des km de réseau géo référencés en vue de l'étude	56
Tableau 24 : grille multicritères pour le calcul de l'IPD.....	65
Tableau 25 : exemple - traitement des données BT pour la zone 1 et pour janvier 2014.....	74
Tableau 26 : consommation mensuelle moyenne des abonnés domestiques de la zone 1 (2014)	75
Tableau 27 : consommation mensuelle moyenne des abonnés domestiques de la zone 2 (2014)	75

Tableau 28 : consommation mensuelle moyenne des abonnés domestiques de la zone 3 (2014)	75
Tableau 29 : Consommation mensuelle moyenne des abonnés domestiques de la zone 4 (2014)	75
Tableau 30 : Consommation mensuelle moyenne des abonnés domestiques de la zone 5 (2014)	76
Tableau 31 : consommation domestique.....	77
Tableau 32 : analyse de la demande des abonnés non domestiques BT pour la Zone 1 en 2014.....	79
Tableau 33 : analyse de la demande des abonnés non domestiques BT pour la zone 2 en 2014.....	79
Tableau 34 : Analyse de la demande des abonnés Non Domestiques BT pour la Zone 3 en 2014	79
Tableau 35 : Analyse de la demande des abonnés Non Domestiques BT pour la Zone 4 en 2014	80
Tableau 36 : Analyse de la demande des abonnés Non Domestiques BT pour la Zone 5 en 2014	80
Tableau 37 : analyse de la demande HTA	85
Tableau 38 : Prévision de croissance de la demande électrique d'après le PDSEN 2030.....	86
Tableau 39 : Historique des ventes d'électricité dans les centres isolés d'ENEO	87
Tableau 40 –Modélisation de la croissance de la demande pour une localité rurale électrifiée en 2015	88
Tableau 41 : Tension assignée d'isolement du matériel en fonction des niveaux de tension de service	101
Tableau 42 : Domaine de tension au Cameroun	102
Tableau 43 : Configuration des réseaux de distribution MT.....	103
Tableau 44 : Coût de mise en œuvre des réseaux triphasés avec neutre distribué comparé aux réseaux triphasés sans neutre distribué	106
Tableau 45 : Comparatifs des coûts de ligne entre le Système européen et le Système américain	106
Tableau 46 : Inconvénients de l'exploitation des réseaux triphasés avec neutre distribué comparée aux réseaux triphasés sans neutre distribués.....	107
Tableau 47 : Tableau récapitulatif des expériences de réseaux triphasé avec distribution du neutre dans deux pays d'Afrique : Tunisie et Côte d'Ivoire	108
Tableau 48 : Coût de mise en œuvre des dérivations biphasées comparé aux réseaux triphasés.....	112
Tableau 49 : Avantages / Inconvénients des antennes biphasées.....	112
Tableau 50 : Valeurs des prises de terre recommandées pour la mise en oeuvre des réseaux SWER....	115
Tableau 51 : Coût de mise en œuvre du SWER comparé aux réseaux conventionnels biphasés.....	116
Tableau 52 : Gains économiques liés à la technologie SWER	116
Tableau 53 : Avantages / Inconvénients des Réseaux SWER	117
Tableau 54 : Projets de référence SCDGI	120
Tableau 55 : Coût d'investissement t de production des aérogénérateurs.....	125
Tableau 56 : Comparatif des technologies de moteur thermique pour la gazéification	130
Tableau 57 : Production actuelle de riz et objectifs pour 2018	138
Tableau 58 : Potentiel théorique de divers résidus pour la production électrique	139
Tableau 59 : Répartition régionale du potentiel des sites des petites centrales hydro-électriques - Source : SONEL	145
Tableau 60 : Représentation du potentiel hydro-électrique des petites centrales par grands bassins ..	146
Tableau 61 : Ventilation des sites hydro-électriques potentiels recensés par gamme de puissance.....	146
Tableau 62 : Densité 2014 de client BT par zone régionale	159
Tableau 63 : Nombre de client BT par région 2006-2014	160
Tableau 64 : Evolution 2000-2014 de la densité de client BT	160
Tableau 65 : Densité de client BT en Afrique	161
Tableau 66 : Taux d'accès 2015-2035.....	161
Tableau 67 : Nombre de branchements par phase.....	164
Tableau 68 : nombre de branchements dévolus à l'intensification BT	164

Tableau 69 : évolution du taux d'électrification dans les localités raccordées en 2015.....	166
Tableau 70 : nombre total de clients BT	167
Tableau 71 : Taux d'électrification final : Urbain + Rural, prenant en compte le PDER.....	168
Tableau 72 : Taille moyenne des localités électrifiées par phase	169
Tableau 73 : Taux de couverture 2015-2035	171
Tableau 74 : Energie consommée 2020-2035	172
Tableau 75 : Comparaison PDER/PDSEN.....	173
Tableau 76 : Pointe 2020-2035	174
Tableau 77 : Charge au poste source	175
Tableau 78 : quantitatifs matériels et investissements requis	177
Tableau 79 : Investissement par client, décomposition temporelle et géographique	179
Tableau 80 : Répartition des localités de moins de 150 habitants	180
Tableau 81: Paramétrage du modèle d'évaluation de faisabilité électrique - Conducteurs.....	183
Tableau 82: Paramétrage du modèle d'évaluation de faisabilité électrique - Demande des localités déjà raccordées	184
Tableau 83 : répartition géographique des sections.....	188
Tableau 84 : évolution des zones de postes de Makary et Colomines	190
Tableau 85 : Longueur de ligne à construire pour alimenter les postes de répartition	192
Tableau 86 : évolution du réseau HTA 2015 - 2035	194
Tableau 87 : Répartition par section des lignes à construire pour les zones étudiées	194
Tableau 88 : caractérisation des lignes 148 mm ² bi-ternes	195
Tableau 89 : Caractéristiques des renforcements.....	195
Tableau 90 : Renforcement des réseaux monophasés en triphasés.....	198
Tableau 91 : Résultats simulation hydro	201
Tableau 92 : Potentiels biomasses pour la génération d'électricité sur des réseaux isolés	202
Tableau 93 : Résultats simulations biomasse.....	203
Tableau 94 : Chefs-lieux de communes concernés par l'électrification solaire	204
Tableau 95 : Résultats des simulations solaire.....	206
Tableau 96 : Résultat de la planification horizon 2035	207
Tableau 97 : Types d'EIES requise par type de projet	215
Tableau 98 : Matrice des impacts environnementaux potentiels lors de la construction de centrales hydro	231
Tableau 99 : Centrales hydro : matrice des mesures par enjeu.....	232
Tableau 100 : Matrice des impacts environnementaux potentiels liés aux centrales solaires.....	232
Tableau 101 : Centrales solaires : matrice des mesures par enjeu.....	233
Tableau 102 : Matrice des impacts environnementaux potentiels liés aux centrales biomasses	234
Tableau 103 : Centrales biomasse : matrice des mesures par enjeu.....	234
Tableau 104 : Matrice des impacts environnementaux potentiels liés aux centrales thermiques	235
Tableau 105 : Centrales thermiques : matrice des mesures par enjeu.....	235
Tableau 106 : Matrice des impacts environnementaux potentiels liés au transport et à la distribution	236
Tableau 107 : Lignes et postes : matrice des mesures par enjeu.....	237
Tableau 108 : Décomposition des coûts environnementaux.....	238
Tableau 109 : Majoration environnementale	239
Tableau 110 : Coût de l'énergie par niveau de tension et réseau.....	241
Tableau 111 : Renforcement amont RIS	242

Tableau 112 : Prix de référence des investissements	242
Tableau 113 : VAN et TRI du programme sur réseau interconnecté	244
Tableau 114 : Caractéristiques et LCODE des projets biomasse	246
Tableau 115 : Caractéristiques et LCODE des projets hydro-électriques.....	247
Tableau 116 : Caractéristiques et LCODE des projets solaires PV hybrides	248
Tableau 117 : Echantillonnage des prix de vente en zone rurale	251
Tableau 118 : Volonté de payer d'après PDSE 2035	252
Tableau 119 : Prix d'achat d'énergie selon le réseau et le type d'investissement	253
Tableau 120 : Variantes de financement	254
Tableau 121 : Prix de vente de l'électricité produite en tant que production indépendante	258
Tableau 122 : Montage financier des projets hydro-électriques	259
Tableau 123 : Montage financier des projets solaires PV hybrides	260
Tableau 124 : Matériels et investissements requis pour le PDER	271
Tableau 125 : Grille d'analyse pour établir les principaux axes d'une stratégie de développement industriel	275

Liste des Cartes :

Carte 1 : Communes du périmètre de la concession d'ENE	27
Carte 2 : Représentation géographique des 5 zones d'étude	34
Carte 3 : répartition spatiale des Pôles	70
Carte 4 : potentiel biomasse du Cameroun.....	140
Carte 5 : potentiel éolien au Cameroun CENER	143
Carte 6: potentiel éolien au Cameroun 3TIER	144
Carte 7 : potentiel en petite hydro-électricité	147
Carte 8 : Ensoleillement du Cameroun sur un plan d'inclinaison optimale en kWh/m ² /jour (données Heliosat-2 et PVGIS)	149
Carte 9 : Irradiation horizontale du Cameroun en Wh/m ² /jour (données HelioClim1).....	149
Carte 10 : Taux d'accès 2020.....	156
Carte 11 : Taux d'accès 2020-2035.....	163
Carte 12 : Impact du PDER en termes de puissance appelée.....	186
Carte 13 : Chute de tension par départ (2020)	187
Carte 14 : chute de tension par départ (2025).....	187
Carte 15 : Zone d'étude des chutes de tension.....	188
Carte 16 : Postes étudiés	190
Carte 17 : Lignes à construire pour alimenter les nouveaux postes	192
Carte 18 : Evolution du réseau MT 2015-2035.....	193
Carte 19 ; Localisation des lignes bi-ternes 148 mm ²	195
Carte 20 : Renforcement et extensions sur la zone du futur poste de Yagoua - horizon 2035	196
Carte 21 : Axes principaux	197
Carte 22 : sites hydro toutes puissances	199
Carte 23 : Sites hydro pour le développement des mini-réseaux	199
Carte 24 : Potentiel solaire	205
Carte 25 : Accès à l'électricité en Afrique Centrale et de l'Ouest	274

Liste des Figures :

Figure 1 : Caractéristique de l'état de l'électrification au Cameroun	45
Figure 2 : Caractéristiques des localités non-électrifiées en 2015.....	46
Figure 3 : Répartition des populations des localités non électrifiées par région.....	47
Figure 4 : répartition des localités et des populations non électrifiées en fonction de leur taille et par région	47
Figure 5 : Emprise sur le territoire du Cameroun des buffers de 10, 20 et 50 km autour des réseaux HTA existants	48
Figure 6 : principe de distribution de type radial.....	58
Figure 7 : principe alimentation du SWER "direct"	59
Figure 8 : réseau SWER - Principe mise à terre au niveau du poste source HT/MT.....	60
Figure 9 : forme de courbe de charge utilisée pour les abonnés domestiques BT	76
Figure 10 : Courbes de charge typiques pour la petite, la moyenne et la grosse activité, (de gauche à droite)	81
Figure 11 : Courbes de charge reconstituées pour un village de 1000 abonnés domestiques	86
Figure 12 : Budget total d'investissement du PERG entre 1996 et 2009	93
Figure 13 : Provenance des fonds pour la réalisation du PERG	93
Figure 14 : Bilan des réalisations du PERG à la fin 2008.....	94
Figure 15 : Représentation du réseau HTA biphasé, artère secondaire d'un réseau triphasé de type Européen	111
Figure 16: Réseau SWER avec transformateur d'isolement.....	114
Figure 17 : Réseau SWER sans transformateur d'isolement	115
Figure 18 : Technologie SCDGI	119
Figure 19 : Production électrique par turbine à vapeur.....	128
Figure 20 : Illustration du procédé de gazéification de la biomasse.....	129
Figure 21 : Schéma de principe d'une installation de biogaz pour la production électrique	131
Figure 22 : Coût de revient - Centrale solaire (70%) / Production thermique	132
Figure 23 : Coût de revient – Hybridation solaire (30%) / Production thermique	133
Figure 24 : coûts de l'énergie hydro-électriques.....	135
Figure 25 : Production et exportations officielles de bois au Cameroun (1907-2009)	137
Figure 26 : Coût de production du kWh en cogénération agro industrielle (Source : EREP-ECREEE).....	141
Figure 27 : Prix de revient du kWh - Gazogène/groupe électrogène.....	142
Figure 28 : Taux d'accès 2015-2035	162
Figure 29 : Nombre de branchement par phase	165
Figure 30 : Evolution des taux d'électrification, hors nouvelles localités rurales électrifiées	166
Figure 31 : Evolution des taux d'électrification urbain, rural, total, réalisation du PDER.....	168
Figure 32 : Taille moyenne des localités électrifiées par phase	169
Figure 33 : Nombre de localités électrifiées par phase.....	170
Figure 34 : Taux de couverture 2015-2035	171
Figure 35 : Energie consommée 2020-2035.....	172
Figure 36 : Pointe 2020-2035 – scénario de référence	174
Figure 37 : Ventilation géographique des investissements	179
Figure 38 : Investissement par client, décomposition géographique et temporelle	180

Figure 39: Modélisation d'un réseau test pour validation de l'algorithme de calcul (DISTELEC / GEOSIM)	185
Figure 40 : Processus d'obtention de la conformité environnementale	213
Figure 41 : Principaux enjeux et impact de la mise en œuvre du PDER	224
Figure 42 : Avantages de la biomasse	233
Figure 43 : Schéma de principe du bilan énergétique	240
Figure 44 : Investissement nécessaire pour l'extension du réseau MT (hors majoration environnementale et études et maîtrise d'œuvre)	243
Figure 45 : Influence des taux d'intérêt et de la durée du prêt	255
Figure 46 : Influence de la part des fonds propres	255
Figure 47 : Influence de la période de grâce	256
Figure 48 : Prix de production Biomasse	258
Figure 49 : Prix de production par grappe hydro	259
Figure 50 : pourcentage de localités électrifiées par les institutions camerounaises	263

Liste des annexes :

Annexes papiers

- 1 Carte générale du Cameroun Réseaux HTA et postes existants et planifiés - format A1
- 2 Cartes détaillées A0
 - 2a Carte des Réseaux HTA et postes existants et planifiés - Zone Nord
 - 2b Carte des Réseaux HTA et postes existants et planifiés - Zone Sud
- 3 Liste des localités
 - 3a localités électrifiées en 2015
 - 3b localités en projet dont le financement est validé en 2015
 - 3c localités de moins de 150 habitants
 - 3d localités planifiées raccordées au réseau MT interconnecté dans le cadre du PDER
 - 3e localités raccordée à des mini-réseaux dans le cadre du PDER
- 4 Mini-Réseaux Alimentés par des énergies renouvelables
 - 4a liste des potentiels hydro
 - 4b Résultats économiques détaillés des grappes hydro
 - 4c Résultats économiques détaillés des grappes Biomasse
 - 4d Résultat économique détaillés des localités alimenté par des hybrides PV-Diesel
- 5 Hypothèses de coûts unitaires de références
- 6 justification de la prévision du prix du diesel
- 7 Résultats économiques et financiers détaillés
- 8 Termes de Références

Annexes électroniques

- 1 Texte du rapport en pdf
- 2 Annexes papiers en pdf
- 3 SIG Complet
- 4 Modèle GEOSIM
- 5 Modèle économique et financier

Liste des acronymes

ABERME	Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise de l'Energie	JICA	Japan International Cooperation Agency
ACSR	Aluminium conductor steel-reinforced	JRC	Joint Research Centre
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie	KVA	kiloVoltAmpère
AER	Agence d'Electrification Rurale	LCODE	levelised cost of distributed energy
AFD	Agence Française de Développement	LFO	Light Fuel Oil
AGR	Activité Génératrice de Revenu	MAE	Ministère des Affaires Etrangères
AIE	Agence Internationale de l'Energie	MALT	Mise à la Terre
AMADER	Agence Malienne pour le Développement de l'Energie Domestique et de l'Electrification Rurale	MFCFA	Millions de Francs CFA
ANARE	Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Electricité (Cote d'Ivoire)	MFG	Météosat First Generation
APD	Aide Publique au Développement	MINEE	Ministère camerounais de l'Eau et de l'Energie
APD	Avant-Projet Détaillé	MINEP	Ministère de l'Environnement et de la Protection de la Nature
APS	Avant-Projet Sommaire	MINEPDED	Le Ministère de l'Environnement, de la Protection de la Nature et du Développement Durable
ARSEL	Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité (Cameroun)	MINMIDT	Mines, Industrie et Développement Technologique
ASER	Agence Sénégalaise de l'Electrification rurale	ML	Mètre Linéaire
BAD	Banque Africaine de Développement	MMPE	Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Energie
BEI	Banque Européenne d'Investissement	MSG	Météosat Second Generation
BFNR	Besoin de Financement Non Rémunéré	MT	Moyenne Tension
BID	Banque Islamique de Développement	MVA	MégaVolt-Ampère
BM	Banque Mondiale	MW	Méga Watt
BOOT	Build Operate Own and Transfer	NASA	National Aeronautics and Space Administration
BT	Basse Tension	NUON	Entreprise néerlandaise de production, transport et distribution d'énergie
BTP	Bâtiment et Travaux Publiques	OD	Oerational Directives
BUCREP	Bureau Central de Recensement et d'Etude de la population au Cameroun	ODD	Objectifs de Développement Durable
CC/CA	Courant Continu / Courant Alternatif	ONE	Office National de l'Electricité
CEEAC	Communauté Economique des Etats d'Afrique Centrale	ONG	Organisation non Gouvernementale
CEMAC	Communauté Économique et Monétaire des Etats de l'Afrique Centrale	OP	Operational Policies
CENER	National Renewable Energy Centre	PANERP	Plan d'Action National Energie pour la Réduction de la Pauvreté
CIE	Compagnie Ivoirienne d'Electricité	PCASER	Projet de Candidature Spontanée d'Electrification Rurale
CI-Energies	Société des Energies de Cote d'Ivoire	PCH	Petites centrales hydroélectriques
CLC	Chef Lieux de Commune	PDER	Plan Directeur d'Electrification Rurale
CMLT	Coût Marginal de long terme	PDSen	Projet de Développement du Secteur de l'Energie
COMIFA C	Commission des Forêts d'Afrique Centrale	PEN	Plan Energétique National
COOPEL	Coopérative d'Electrification Rurale	PERG	Programme d'Electrification Rurale Global
DANIDA	Agence danoise pour le développement international	PGES	Plan de Gestion Environnemental et Social
DGCL	Direction Générale des Collectivités Locales		
DGIS	Directorate-General for International Cooperation		

DSRP	Document de Stratégie pour la Réduction de la Pauvreté	PILER	Projets d'Initiative Locale d'Energie Rurale
DUP	Déclaration d'Utilité Publique	PMR	Power Monitoring Recloser
EDC	Electricity Development Corporation	PNDP	Programme National de Développement Participatif
EDF	Electricité De France	PNER	Programme National d'Électrification Rurale
EDM	Energie du Mali	POP	Polluants Organiques Persistants
EES	évaluation environnementale stratégique	PPER	Programme de pré-électrification rurale
EIA	US Energy Information Administration		Projet de Renforcement et Extension des Réseaux Electriques de Transport et de Distribution
EIE	Etude d'Impact Environnementale	PRERETD	
EIES	études d'impact environnemental et social	PV	Photovoltaïque
ENR	Energies Renouvelables	PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
EP	Eclairage Publique	RGPH	Recensement Général de la Population et de l'Habitat
ER	Electrification Rurale	RIE	Réseau Interconnecté Est
ERD	Electrification Rurale Décentralisée	RIN	Réseau Interconnecté Nord
ERIL	Electrification Rurale d'Initiative Locale	RIS	Réseau Interconnecté Sud
ERSEN	Projet d'Electrification Rurale du Sénégal	SCDGI	Schéma à Câble De Garde Isolé
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program	SE4ALL	Sustainable Energy For All
EUR	Euro	SIE	Système d'Information énergétique
FDE	Fonds de Développement de l'Electrification	SIG	Système d'Information Géographique
FEICOM	Fonds Spécial d'Equipement et d'Intervention Intercommunale	SONABEL	Société nationale d'électricité du Burkina Faso
FER	Fonds d'Energie Rurale	SONATREL	Société Nationale Pour Le Transport De L'Electricité
FNEDD	Fond National de l'Environnement et du Développement Durable	SONEL	Société Nationale de l'Electricité
FONDEM	Fondation Énergies pour le Monde	SSD	Société de Services Décentralisés
FRES	Foundation Rural Electricity Services	STEG	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
GES	Gaz à Effet de Serre	SWER	Single Wire Earth Return
GIE	Groupement d'intérêt économique	SWOT	Strengths Weaknesses Opportunities Threats
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit	SWS	Shield Wire Scheme
GW	Gigawatt	TDR	Terme de Référence
HFO	Heavy Fuel Oil	TCAM	Taux de croissance annuel moyen
HTA	Haute Tension (A <63kV)	TER	Tableau Economique Régional
HTB	Haute Tension (B >=63kV)	TFO	Transformateur
IACM	Interrupteur Aérien à Commande Manuelle	TIC	Technologies de l'Information et de la Communication
IDA	Association Internationale de Développement	TRI	Taux de Rentabilité Interne
IDH	Indicateur de Développement Humain	TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
III	Industrialisation par les "Industries Industrialisantes"	TWh	Térawattheure
INS	Institut National de la Statistique	UE	Union Européenne
IPD	Indicateur du Potentiel de Développement	USD	US dollar
IPE	Industrialisation par Promotion des Exportations	WACC	Weighted Average Cost of Capital
IRENA	International Renewable Energy Agency	Wc	Watt crête
ISI	industrialisation par Substitution des Importations		

1 Résumé Exécutif

1.1 Contexte et objectifs

Le dernier Plan Directeur d'Electrification Rurale (PDER) du Cameroun date de 2001, sa mise à jour est l'objet du présent rapport et s'inscrit dans le cadre de l'exécution du Projet de Développement du Secteur de l'Energie du Cameroun. Cette mise à jour bénéficie de quatre événements majeurs :

- L'adoption du Document de Stratégie pour la Croissance et l'Emploi (DSCE) fin 2009
- La création du Fonds d'Energie Rurale (FER) promulguée le 10 décembre 2009
- La promulgation le 14 décembre 2011 de la loi N°2011/022 régissant le secteur de l'électricité, particulièrement motrice pour le développement des énergies renouvelables
- L'élaboration de la stratégie sectorielle Energie du MINEE, en faveur de l'électrification rurale (2012)

Aujourd'hui un peu plus de 3 700 localités sur les 14 207 que compte le Cameroun sont électrifiées, soit par le réseau MT alimenté par ENEO, soit par des centrales thermiques isolées. Ainsi 74% de la population Camerounaise vit dans des localités électrifiées. Ce taux d'accès relativement bon masque en réalité de fortes disparités entre (i) les zones urbaines et les zones rurales, (ii) les régions méridionales (88% de taux d'accès) et septentrionales (47% de taux d'accès) du territoire camerounais.

L'objectif de la présente étude d'actualisation du PDER est d'évaluer les conditions permettant l'électrification de la quasi-totalité des localités du Cameroun par raccordement au réseau MT interconnecté via la réalisation de 50 000 branchements par an sur 20 ans. Par ailleurs, le Cameroun dispose d'un très fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables (ENR), tant hydroélectrique, biomasse que solaire. La mobilisation de ce potentiel permettra d'augmenter l'accès à l'électricité dans les zones reculées trop loin du réseau MT existant pour être raccordée à court ou moyen terme. Ainsi un objectif de 20 000 branchement d'ici à 2020 est fixé pour un segment « mini-réseaux alimentés par ENR », qui seront progressivement intégrés au réseau interconnecté national au fur et à mesure de son extension.

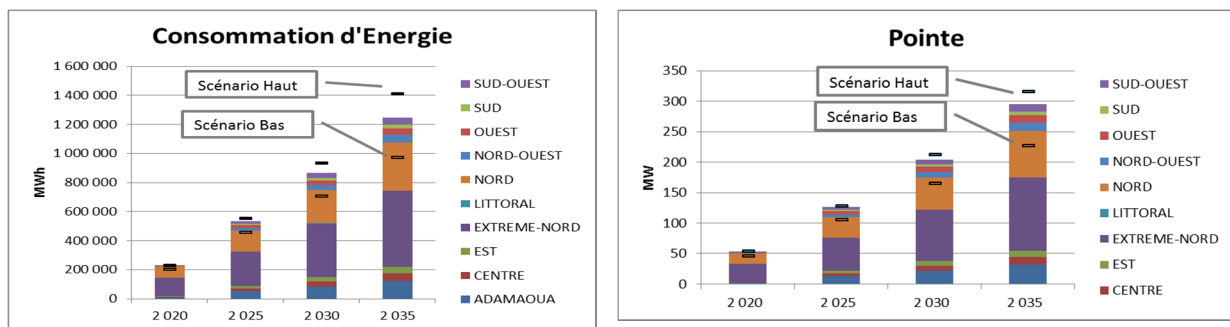
1.2 Analyse spatiale et scénario de la demande

Au-delà de l'objectif annoncé de réalisation de 250 000 branchements par période quinquennale dans le périmètre de la concession ENEO et 20 000 branchements hors périmètre, l'objet fondamental est bien d'augmenter l'accès à des sources d'énergie moderne dans les zones rurales. Ainsi il est primordial de tenir compte des effets induits de l'électrification d'une localité via (i) l'amélioration de la qualité des services communautaire dont bénéficie la population ; et (ii) le développement des usages productifs de l'électricité. C'est pourquoi l'enjeu de la définition de l'ordre d'électrification des localités est extrêmement important pour s'assurer de la maximisation de l'impact du PDER.

La méthodologie proposée dans la présente étude tient compte de la présence d'infrastructures communautaires (santé, éducation, vie économique) pour définir l'ordre de priorité des localités à électrifier, ainsi que la population vivant dans les localités voisines impactée indirectement par l'électrification d'un pôle de développement. Les localités dont la population de couverture est maximale seront électrifiées en priorité.

L'analyse de la demande se décompose en deux tâches : la segmentation de la demande et la modélisation et l'analyse de la charge prévisionnelle. La demande est segmentée de façon régionale et selon le type d'utilisateur. Le Cameroun a été découpé en cinq zones d'études agro-écologiques qui permettent des modélisations différenciées en fonction de la grande variabilité des contextes humains et naturels du pays. Plusieurs types d'utilisateurs sont distingués : niveau de consommation faible, moyen et fort, pour les consommateurs domestiques et professionnels (en BT ou en MT). Les données de consommation et de participation à la pointe de chaque type de consommateur ont été reconstituées sur la base d'un échantillon national du fichier de facturation d'ENEO.

L'évolution du nombre de consommateurs est ensuite calculée en fonction de la croissance de la démographie et de la progression du taux de connexion interne à chaque localité. Cette méthode ascendante¹ a permis de réaliser la prévision de la demande pour toutes les localités concernées par l'étude et de consolider la contribution du PDER à la consommation nationale d'électricité. Trois scénarios de la demande ont été étudiés. La prévision de la demande prévoit, suivant les scénarios, une charge additionnelle due aux raccordements de localités au réseau MT de 50 à 300 MW entre 2020 et 2035.



1.3 Techniques à moindre coût et critères de planification

Les différentes techniques de raccordement des localités ont été évaluées afin de retenir les options d'électrification permettant une qualité de service raisonnable à moindre coût, que ce soit par extension du réseau MT (monophasé ou triphasé), ou par mini-réseau MT (hydro, biomasse), voire BT (solaire PV). Le déploiement de ces techniques dans plusieurs pays d'Afrique est analysé afin de statuer sur leur faisabilité au Cameroun. Trois modèles de développement de l'électrification rurale sont analysés : le modèle étatique intégré, le modèle agence et fond public d'électrification et le modèle de financement privé.

Les critères de planification retenus tiennent compte des contraintes en termes de nombre de branchements à réaliser par phase de 5 ans et de rééquilibrage inter-régional des taux d'accès à l'électricité. De plus une priorité particulière est donnée aux chefs-lieux de communes. Ainsi les critères de sélections des localités assurent que :

- Le taux d'accès passe de 48% à au moins 70% dans toutes les régions du pays avant 2020
- Tous les chefs-lieux de communes sont électrifiés par le réseau interconnecté ou par mini-réseau d'ici 2020

¹ Bottom-up

- Le taux d'accès passe au moins à 90% dans toutes les régions du pays d'ici à 2025, puis 95% d'ici à 2030 et 98% d'ici 2035.

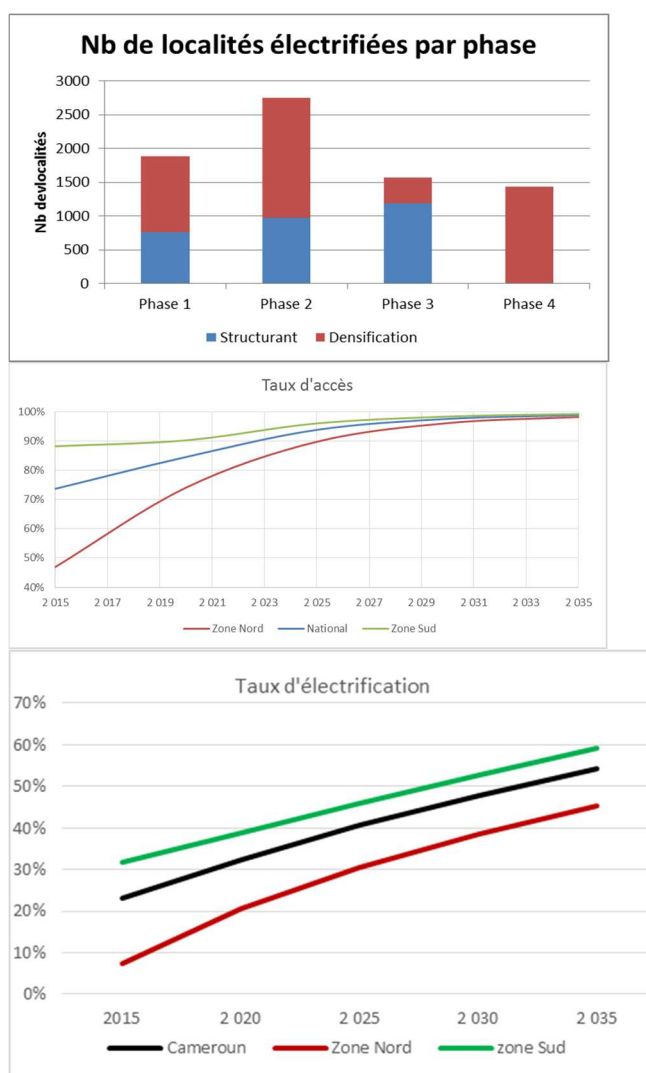
Pendant les deux premières périodes quinquennales (2016-2020 et 2021-2025) les mini-réseaux sont développés dans les zones reculées, à plus de 20km des réseaux existant et en projet, afin de valoriser les ressources hydro et biomasse les plus pertinentes.

En attendant la construction de nouvelles sous-stations, l'extension du réseau MT est contrainte pour s'assurer de la qualité de service en limitant les chutes de tension : seules les zones respectant un critère de distance maximale aux sous-stations sont éligibles à l'extension du réseau MT. La programmation des nouvelles sous-stations est issue des plans fournis par le PDSEN et ENEO. Cependant, l'objectif d'une électrification de la quasi-totalité des localités du pays à l'horizon 2035 nécessitera la programmation de nouvelles sous-stations qui ont été identifiées par le Consultant et devront être réintégrées dans le plan de développement du réseau de transport du Cameroun. Les localités de moins de 150 habitants à l'horizon 2035 (qui représentent moins de 1% de la population) ne sont pas prises en compte dans l'exercice de planification du réseau, leurs habitants pourront être alimentés par des systèmes individuels.

1.4 Extension du réseau MT

Les extensions du réseau MT sont réalisées de façon à aller chercher en priorité les localités les plus importantes en termes de population impactée. De ce fait, de longues extensions peuvent être réalisées, ces **extensions structurantes** permettent de raccorder au passage des localités qui se trouvent sous les lignes en **densification**. Entre 1500 et 3000 localités par phase de 5 ans sont raccordées par extension du réseau MT. La dernière phase concerne l'électrification de toutes les localités de plus de 150 habitants.

Le raccordement de ces localités engendre la réalisation de 180 000 à 230 000 branchement par phase, laissant une marge pour 20 000 à 70 000 branchement par phase pour de **l'intensification BT dans des localités déjà électrifiées pour augmenter les taux de pénétration.**



Sur la période 2016 – 2035, le PDER résulte en une progression importante de plusieurs indicateurs clefs :

- L'accès universel prôné par le PNUD et SE4ALL est atteint en 2030 car 98% de la population Camerounaise vivra dans une localité électrifiée à l'horizon 2030.
- le taux d'accès national passe de 77% à 99% à l'horizon 2035,
- le taux d'électrification fait plus que doubler, passant de 25% à 54% à l'horizon 2035
- le réseau MT passe de 16 000 à 41 000 km de lignes,
- La charge des zones rurales se voit augmenté de 230 à 1200 GWh entre 2020 et 2035, ce qui représente 53 MW additionnels en 2020 et environ 300 MW en 2035,
- A l'issue de la planification, en 2035, 100% des localités de plus de 150 habitants sont électrifiées par le réseau MT interconnecté
- A l'horizon 2035, les ouvrages de productions à base d'ENR sont raccordés au réseau interconnecté et viennent renforcer le mix-énergétique camerounais.

L'impact relatif du plan d'électrification rurale est très important au nord où l'accès à l'électricité est quasiment doublé. Il est plus modéré au sud, déjà fortement électrifié, où l'accès ne progresse que de dix points en 20 ans passant de 88% à 99%.

Le poids du PDER sur le système électrique est plus marqué dans le nord du pays (RIN), c'est pourquoi il faudra envisager le renforcement des infrastructures de transports dans cette zone afin d'assurer que la qualité de service (chutes de tension) soit respectée sur les extensions programmées du réseau MT. Le consultant a identifié la nécessité de rajouter 8 postes de répartition. Ces postes seraient alimentés par des lignes en technique 90kV qui pourraient être exploitées en 30kV dans un premier temps, avant que la charge ne devienne suffisamment importante. Il sera également nécessaire de rajouter un autotransformateur sur une des lignes MT qui parcourt une distance très importante mais dont la charge est modérée.

Un certain nombre de renforcement des lignes MT existantes a également été identifiés, que ce soit pour transiter plus de puissance et les transformer en artères principales ou passer des lignes monophasées en triphasé en raison de l'augmentation de la charge ou de la distance à parcourir. Tous ces renforcements ont été chiffrés et géo-localisés.

1.5 Place des Energies renouvelables

Conformément aux termes de référence, l'étude ne traite pas de la production distribuée par énergie renouvelable, c'est-à-dire du développement d'ouvrages à base d'énergie renouvelable qui seraient raccordés dès leur réalisation aux réseaux interconnectés (RIS, RIN ou RIE) car leur impact en terme d'accès et d'électrification rurale est faible. L'étude traite la production à partir d'énergie renouvelable qui pourrait alimenter des mini-réseaux locaux (MT/BT) qui ont un impact direct sur l'augmentation de l'accès. A moyen terme, l'extension du réseau MT conduira à ce que toutes ces unités deviennent raccordées au réseau national.

Le Cameroun dispose d'un très important potentiel en énergie renouvelable, notamment hydro. Ce potentiel peut être mis à profit pour électrifier les zones reculées où le réseau n'arriverait que tardivement, en raison de l'éloignement des grands centres urbains, ou de la faible densité de la charge, notamment dans l'Adamaoua et dans l'Est.

Une douzaine de mini-réseaux hydro de 150 à 2400 kW (pour un total d'environ 20 MW) ont ainsi pu être identifiés, pouvant alimenter environ 30 000 clients BT en 2020. Un approvisionnement par groupe Diesel est prévu pour les périodes de faible hydraulité.

Pour la filière biomasse, le modèle étudié se base sur un gazogène, un moteur bi-fioul gaz-gazole et un générateur de secours diesel. Les ressources en biomasse du Sud et de l'Est du pays ont également pu être valorisées via la programmation de 7 mini-réseaux de 30 à 1 100 kW (pour un total de 2400kW), pouvant alimenter environ 6000 clients BT en année 2020.

Le potentiel du solaire au Cameroun est important, principalement en injection sur les réseaux interconnectés (RIS, RIN, RIE) ou en hybridation des mini-réseaux d'ENEO alimentés par groupe diesel. Dans les deux cas, ces ouvrages sont sans impact significatif sur l'accès et ne rentrent donc pas dans le périmètre de la présente étude. Dans le cadre de l'étude du PDER, l'option solaire est envisagée pour assurer l'électrification des chefs-lieux de communes les plus isolés en l'absence d'autre potentiel ENR. Le modèle retenu se base sur un champ PV couplé à des batteries et un générateur diesel (hybride). Huit projets ont été identifiés, de 8 à 150 kWc pour un total de 1200 clients BT en 2020. Ces solutions sont transitoires et en attendant l'arrivée du réseau MT. Les derniers chefs-lieux de communes électrifiées suivant des solutions solaires sont raccordés à la MT avant 2030.

Tous les mini-réseaux planifiés sont raccordés au réseau national à l'horizon de la planification, les centrales construites pourront alors injecter directement sur le réseau MT.

1.6 Etude d'impact environnemental

La mise en œuvre du PDER, en tant que « Plan » au sens stratégique et organisationnel du terme, devra être soumise à une évaluation environnementale stratégique (EES), comme le stipule la réglementation en vigueur au Cameroun depuis 2013.

Au Cameroun, le principe de prise en compte de l'environnement par l'Action Publique a été réaffirmé dans la Constitution promulguée dans sa version révisée par la Loi n°96-06 du 18 janvier 1996, au niveau international les principales directives et politiques qui intéressent l'EIE des ouvrages du Plan Directeur d'Electrification Rurale sont les suivantes :

- Le volume III du Manuel d'évaluation environnementale – Edition française 1999 – Lignes directrices pour l'évaluation environnementale des projets énergétiques et industriels
- OP & BP 4.01 « Evaluation environnementale »,
- OP & BP 4.04 « Habitats naturels »
- Note de Politique Opérationnelle 11.03 « Patrimoine culturel
- OP & BP 4.12 « Réinstallation involontaire de personnes»,
- OP 4.36 « Forêts »

Au Cameroun, les dispositions législatives et réglementaires encadrant la mise en œuvre des ouvrages préconisés par le PDER sont :

- Loi n°94/001 du 20 janvier 1994 portant régime des forêts, de la faune et de la pêche,
- la loi-cadre relative à la gestion de l'environnement n°96/12 du 05 août 1996 (et notamment son article 17)

- le décret n°2005/0577/PM du 23 février 2005 qui précise les modalités de réalisation des études d'impact,
- le décret n°2013/0171/PM qui fait foi pour les modalités de réalisation des études d'impact environnemental et social (EIES)
- L'arrêté 0001/MINEP du 03 février 2007 qui encadre l'élaboration des TdR des EIES et d'un programme de consultation publique
- L'arrêté n°0070/MINEP du 22 avril 2005 fixe les différentes catégories d'opérations soumises à la réalisation d'une étude d'impact détaillée ou sommaire

Sont également détaillés dans cette section les cadres législatifs en matière

- De gestion des ressources forestière,
- D'urbanisme et à la construction
- Foncière et de réinstallation
- Travail et santé publique

Chacun des projets implémentés dans le cadre de la mise en œuvre du PDER devra au préalable obtenir le certificat de conformité environnementale délivré par le Ministère chargé de l'Environnement, suite à une étude d'impact environnementale et sociale (EIES). Cette section identifie dans le détail les questions environnementales et sociales d'envergures stratégiques rencontrées par la mise en œuvre du plan directeur d'électrification rurale pour :

- Lignes de distribution MT
- Centrales de production hydro
- Centrales de production biomasse
- Centrales de production solaire et thermique

La mise en œuvre des ouvrages du PDER en respect de la réglementation environnementale passe par :

- L'identification des impacts par catégorie d'ouvrage ;
- L'analyse des impacts ;
- L'évaluation des impacts ;
- La mise en œuvre, la surveillance et le suivi des plans environnementaux révélés par les études environnementales et sociales.

Une bonne implication des principaux acteurs concernés dans le processus relatif de mesure des impacts environnementaux et sociaux permettra d'assurer l'inscription du PDER dans une réelle dynamique de développement durable. Les coûts d'accompagnement et d'indemnisation/compensation sont budgétés à partir des ratios constatés dans les projets passés. Ils sont très variables suivant les zones géographiques du Cameroun, notamment entre les régions du RIN (230 FCFA/ML) et l'Ouest (5000 FCFA/ML), le coût total est évalué à environ 36 Milliards de FCFA soit 4.5% de l'investissement total.

1.7 Analyse économique et financière

L'analyse économique et financière du programme d'électrification rurale du Cameroun conduit aux conclusions suivantes :

Le montant global des investissements à réaliser pour obtenir l'électrification presque intégrale du Cameroun par réseau interconnecté se monte à 559 milliards de FCFA sur 20 ans, plus 36 milliards pour

les mesures d'accompagnement et d'indemnisation/compensation des impacts environnementaux et sociaux et 55 milliards de FCFA pour les études et la supervision des travaux. Ce montant se répartit entre 28% dans la zone du réseau interconnecté Sud, 64% pour le réseau interconnecté Nord et 8% pour le réseau interconnecté Est.

Ce programme est complété de façon intérimaire par 27 projets d'électrification en réseaux séparés dont 7 projets alimentés par une centrale biomasse, 12 par une centrale hydroélectrique et 8 par un système PV solaire – Diesel. Le montant des investissements des projets en réseau séparé s'établit à 11,9 milliards de FCFA pour les projets biomasse, 124,5 milliards de FCFA pour les projets hydroélectriques et 2,4 milliards de FCFA pour les projets solaires hybrides. Soit un total pour les réseaux isolés de 137 Milliards de FCFA auquel il faut rajouter 17 Milliards pour les études et la supervision des travaux.

Ainsi, avec ces deux composantes (extension réseau et réseaux séparés), le budget global d'investissements du PDER s'élève à 805 milliards de FCFA.

En admettant que l'électrification procure un gain de 250 FCFA/ kWh à la collectivité nationale qui correspond à un coût d'approvisionnement standard d'un abonné rural qui souhaiterait s'approvisionner seul à l'aide d'un groupe électrogène, la rentabilité économique interne du programme d'électrification rurale s'élève à 31% pour le raccordement au réseau interconnecté. La rentabilité économique des projets d'électrification par réseau séparé pris individuellement n'est confirmée que pour 6 projets hydroélectriques. Cependant la marge confortable pour la collectivité obtenue sur le réseau interconnecté permet d'intégrer ces projets sur mini-réseau sans dégrader significativement la rentabilité économique de l'ensemble du programme.

Le montage financier du programme d'électrification rurale repose sur trois composantes : (i) la contribution des opérateurs sur leur fonds propres (ENEO dans sa concession, des IPP pour les autres projets), un prêt concessionnel selon des modalités qui seront propres à chaque bailleur de fond international, des financements non rémunérés pouvant être fournis notamment à travers le Fonds d'Énergie Rurale correspondant à une contribution de la collectivité nationale à la réalisation du PDER.

Sur la base d'une contribution minimale de 10% sur fonds propres avec une rentabilité de 12%, de prêts concessionnels à 4% sur 25 ans (au moins) et d'une période de grâce de 10 ans, le besoin en financements non rémunérés ne s'élève qu'à 2,9% des investissements. La rentabilité obtenue par ENEO sur ses fonds propres est maintenue à 12% tout en permettant d'assurer la fourniture au tarif péréqué à la nouvelle clientèle raccordée au réseau interconnecté. La rentabilité des fonds propres serait améliorée et le besoin en financement non rémunéré disparaîtrait si des taux d'intérêt plus faibles sont obtenus (exemple : la rentabilité est de 20% avec un taux à 3,5% et le besoin en financement non rémunéré est alors nul). Le besoin en financements non rémunéré est très sensible au taux d'intérêt obtenu, marginalement sensible à la période de grâce et à la part de fonds propres, quasi insensible à la durée du prêt.

Le maintien du tarif national d'ENEO sur les mini-réseaux rend impossible leur financement par un opérateur privé. Ainsi, même avec le recours à une subvention de 90% des investissements, le prix moyen de vente nécessaire pour assurer à l'investisseur une rentabilité de 10% sur ses fonds propres s'élève bien au-dessus de ce que permettent les tarifs calculé par péréquation.

Pour assurer le financement des projets en réseau séparé, il convient donc de modifier le schéma envisagé en séparant par exemple les aspects production et distribution. Les moyens de production seraient alors



financés par un investisseur privé tandis que le réseau serait financé dans les mêmes conditions que les investissements sur le réseau interconnecté. Ce schéma apparaît cohérent avec le raccordement, à moyen terme, de tous les mini-réseaux au réseau interconnecté. Après raccordement du système séparé au réseau interconnecté, l'investisseur privé deviendrait un producteur indépendant. L'électricité produite serait alors achetée par ENEO à un tarif négocié.

1.8 Plan de mise en œuvre

Le plan de mise en œuvre du PDER vise à la fois à clarifier le rôle des institutions publiques et du secteur privé dans sa réalisation, et à identifier les mesures d'accompagnement qui permettront de renforcer ses impacts.

1.8.1 Quelle maîtrise d'ouvrage pour l'électrification rurale ?

Historiquement, et encore aujourd'hui, de nombreux acteurs sont actifs sur la thématique de l'électrification rurale au Cameroun :

- ENEO détient l'exclusivité à l'intérieur de son périmètre de concession. ENEO est contractuellement tenu de réaliser des objectifs précis de branchements. Dans la pratique ces nouveaux branchements sont principalement réalisés dans des localités déjà électrifiées. Peu de nouvelles localités sont électrifiées directement par ENEO
- L'AER, dont les ressources mobilisées à travers le FER sont limitées, a réalisé environ 10% de l'électrification des nouvelles localités au cours de la dernière décennie
- L'Etat, par le biais du Budget d'Investissement Public du MINEE, réalise directement des projets d'électrification rurale.
- Les collectivités locales qui mobilisent les financements du FEICOM et du PNDP
- EDC qui a récemment pris une part importante dans l'électrification rurale (environ 30% des localités) en qualité d'agence d'exécution de projets d'électrification rurale financés par la BAD.

Cette multiplicité d'acteur représente à la fois un atout et une faiblesse. Sur le plan financier, la multiplicité des acteurs facilitera la mobilisation de financements diversifiés aussi bien au niveau national qu'international. Elle représente un risque quant à la capacité de maîtrise d'ouvrage que nécessitera la réalisation du PDER qui se trouve aujourd'hui dispersée entre les différentes institutions. La montée en puissance d'EDC sur les questions hydroélectriques, et le besoin pour le MINEE de focaliser ses ressources humaines sur ces fonctions régaliennes devront naturellement conduire l'AER, dont les équipes seront renforcées à hauteur des enjeux du PDER, à assurer la maîtrise d'ouvrage du PDER. Le MINEE assurera le pilotage et le monitoring de sa mise en œuvre.

1.8.2 Rôle du secteur privé

Le secteur privé sera concerné par trois volets distincts du plan directeur :

- Mise en œuvre du plan : études, maîtrise d'œuvre, fourniture du matériel et réalisation des travaux. Le PDER représente une grande opportunité pour le développement des entreprises de fourniture de matériel électrique, ainsi que pour les entreprises de travaux qui réaliseront la mise en œuvre du

plan. Le marché global² représente environ 698 Milliard de FCFA sur 20 ans. Les études associées à la maîtrise d'œuvre représentent quant à elles environ 72 Milliards de FCFA

- Financement, construction et Exploitation des centrales alimentant les mini réseaux ENR identifiés par le plan. La rentabilité économique et financière de l'exploitation des mini-réseaux alimentés par des ressources renouvelable n'est pas suffisante pour attirer des investisseurs privés. Par contre l'exploitation des centrales qui alimenteront ces réseaux pourra être réalisée par des opérateurs privés (entreprises, associations ou communes) qui injecteront l'énergie sur des réseaux gérés par ENEO et qui bénéficieront d'un tarif d'achat de l'énergie livrée permettant la rentabilité de l'investissement.
- Valorisation de l'Electrification rurale : Equipement effectif des acteurs économiques en zone rurale d'appareillages électriques pour améliorer leur productivité et augmenter l'impact de l'électrification rurale sur le développement économique des zones rurales.

1.8.3 Mesures d'accompagnement pour le renforcement de l'impact du PDER

L'impact du PDER sur le développement des zones rurale ne sera maximal que si des mesures d'accompagnement multisectorielles sont mises en place. L'expérience de nombreux pays africains (ex : Maroc), montre que sans ces mesures d'accompagnement seuls les ménages les plus riches s'équipent de matériels électriques, principalement pour l'éclairage. Sans mesures d'accompagnement les acteurs économiques ruraux ne s'équipent pas particulièrement de matériels électriques et ne voient pas leur productivité augmenter, les infrastructures de santé et d'éducation présentes dans les localités concernées peuvent également souffrir d'un retard d'équipement

Ainsi il est fortement recommandé d'asseoir le PDER comme un instrument central des politiques multisectorielles de développement des zones rurales.

² fourniture et pose pour les réseaux BT, les branchements, les réseaux MT, les postes MT/MT et les mini-réseaux ENR

1.8.4 Mesures d'accompagnement pour le développement industriel

La mise en œuvre du PDER va générer pendant 20 ans des flux d'investissement importants et réguliers, il convient de s'assurer que le secteur industriel camerounais pourra profiter de cette opportunité de développement plutôt que de faire recours à des importations massives. Les secteurs concernés seront :

Opportunités de développement industriel	Volumes financiers PDER (Milliards FCFA)	Technicité requise	Intensité capitalistique	Capacité industrielle existante
Câbles almélec	84	Faible	Moyenne	néant
Poteaux bois et autres	77	Faible	Faible	Forte. Problème de qualité et de volume
Câbles torsadés	135	Faible	faible à moyenne	très Limitée voir néant
Accessoires de ligne : herse, nappe-voute, chaînes d'isolateurs	66	faible	Faible	néant
Luminaires EP	24	faible	faible à moyenne	très limitée voire néant
Transformateurs	47	forte	moyenne à forte	néant
Compteurs	68	forte	moyenne à forte	néant
Pose	57	faible	faible	Forte. Problème de qualité et de volume
Equipements HTB	35	Forte	Moyenne à forte	néant
Production ENR	105	Forte	forte	néant

Les facteurs clefs de succès résident dans

- la continuité et la visibilité des actions mises en place par les pouvoirs publics quant à la réalisation du PDER, pour rendre possible une montée en puissance progressive des entreprises concernées.
- Un accompagnement des entreprises de travaux et des institutions bancaires.
- L'adoption de normes et standards spécifiques au contexte camerounais
- Le renforcement des capacités en maîtrise d'ouvrage des institutions publiques
- L'accompagnement de la pénétration du marché régional.

2 Introduction générale

2.1 Contexte et enjeux

2.1.1 Le secteur électrique camerounais marqué par quatre événements majeurs...

Le Plan Directeur d'Electrification Rurale (PDER) du Cameroun, réalisé en 2001, est mis à jour dans le cadre de l'exécution du Projet de Développement du Secteur de l'Energie (PDSEN), dont cette étude fait partie. Cette mise à jour du PDER intervient dans un contexte désormais marqué par quatre événements majeurs :

- **L'adoption du Document de Stratégie pour la Croissance et l'Emploi (DSCE)³ :**

A travers le DSCE adopté fin 2009, les autorités camerounaises ont affirmé leur volonté d'inscrire le pays au rang des nations émergentes à l'horizon 2035, grâce notamment à la réalisation de grands chantiers dans les secteurs de l'énergie, du transport, de l'exploitation minière, et des routes.

Il s'agit désormais du document de référence du Gouvernement camerounais, qui a entrepris de réviser sa stratégie de croissance économique et de réduction de la pauvreté, pour adopter une approche résolument orientée vers la création des richesses, la création de l'emploi permettant d'assurer une bonne redistribution des fruits de la croissance.

La révision du Document de Stratégie pour la Réduction de la Pauvreté (DSRP) proposée en 2005 avait déjà explicité la place des énergies dans la stratégie de réduction de la pauvreté et le développement du secteur de l'énergie a été spécifié dans la revue du Document de Stratégie par Pays Axé sur les Résultats (DSPA 2005-2009). C'est dans ce contexte de lutte contre la pauvreté que le Gouvernement camerounais avait élaboré et adopté en 2005, un Plan d'Action National Energie pour la Réduction de la Pauvreté (PANERP).

- **La création Fonds d'Energie Rurale (FER)⁴ :**

Créé en décembre 2009 par décret présidentiel, le FER vient répondre à un besoin qui a caractérisé les dix premières années de la réforme du secteur électrique dans le sous-secteur de l'électrification rurale, à savoir une difficulté à développer des projets dans un environnement structurellement déficitaire. Il s'inscrit en effet dans la volonté du Gouvernement camerounais d'améliorer de manière significative l'accès des populations rurales aux services modernes d'énergie pour leur plein épanouissement, en mobilisant les financements et en apportant l'appui financier nécessaire aux nouveaux opérateurs.

Bien que le FER promeuve toutes les formes d'accès aux services énergétiques (principe de neutralité technologique), et comme le démontre le chapitre ci-dessous, aucune étude sérieuse de planification de l'électrification rurale au Cameroun ne peut nier l'importance et parfois la prééminence de l'option « extension des réseaux interconnectés » dans ce contexte spécifique, étant donné le maillage actuel du réseau national camerounais. C'est particulièrement le cas dans le contexte du

³ Rendu public par le Ministère de l'Economie, de la Planification et de l'Aménagement du Territoire, le DSCE souligne 4 défis majeurs auxquels le Cameroun devra faire face à cet horizon, au second rang desquels figurent la croissance économique et l'emploi, qui nécessitent un investissement massif dans les infrastructures et la modernisation de l'appareil de production.

⁴ Le décret N° 2009/409 portant création, organisation et fonctionnement du FER a été signé par le Président de la République le 10 décembre 2009.

RIS (Réseau Interconnecté Sud) et du RIN (Réseau Interconnecté Nord) à court et moyen terme, et fort probablement dans celui du RIE (Réseau Interconnecté Est) à moyen et long terme, en lien avec les développements d'ouvrages hydro-électriques également envisagés dans la partie Est du pays, notamment pour les besoins de l'Industrie minière.

Le FER "s'inscrit dans la continuité de la réforme et la volonté du Gouvernement d'apporter aux populations rurales, les services modernes d'énergie pour leur plein épanouissement en mobilisant les ressources nécessaires à l'atteinte des objectifs politiques fixés dans le DSRP, comme prévu dans le décret portant organisation et fonctionnement de l'AER (Agence d'Electrification Rurale) et le PANERP"⁵ (Plan d'Action National Energie pour la Réduction de la Pauvreté). Le FER apporte un maximum de 70% de contribution au financement des projets sélectionnés⁶.

Deux approches complémentaires de développement de projets sont retenues dans le cadre du FER:

1. Les Programmes prioritaires d'énergie rurale (PPER) : programmes planifiés à partir du Plan Directeur d'Energie Rurale élaboré par le MINEE en collaboration avec toutes les parties prenantes, et d'études préalables complémentaires de faisabilité conduites par l'AER, les opérateurs privés, etc., couvrant en totalité ou en partie une zone rurale prioritaire avec des objectifs minima de taux d'accès durable aux formes d'énergie moderne, et mis en œuvre par un opérateur sélectionné par appel d'offres concurrentiel ;
2. Les Projets d'Initiative Locale d'Energie Rurale (PILER) : projets initiés par un porteur de projet public (communes, ministère, etc.), privé ou une organisation non gouvernementale, portant sur le développement de l'accès durable aux formes d'énergie moderne dans une localité, un groupe de localités ou une zone rurale de son choix.

Dans les faits en l'absence de dotations budgétaires significative, le FER est demeuré depuis sa création un instrument de financement virtuel. La volonté récemment affichée par le Gouvernement avec la promulgation d'une nouvelle loi (N°2011/022) qui accorde des conditions favorable au développement de la production indépendante à des fins d'électrification rurale devrait se matérialiser par des dotations budgétaires au FER pour qu'il devienne le bras financier de cette volonté.

- La promulgation d'une nouvelle loi (N°2011/022) régissant désormais le secteur de l'électricité, et particulièrement motrice pour le développement des énergies renouvelables :

Cette nouvelle loi, d'excellent augure pour le développement de l'électrification rurale et des énergies renouvelable (i) institue notamment une société à capital public désormais chargée de la gestion du réseau de transport, avec comme conséquence potentielle des conditions plus transparentes d'accès au réseau, (ii) fixe à 5MW le seuil de puissance maximum pour les petites centrales hydro-électriques sous le régime des énergies renouvelables, avec des avantages tels que l'opération sous le régime de la simple autorisation de l'ARSEL et sans exigence particulière d'appel d'offres, (iii) institue l'obligation de raccordement et de rachat par le gestionnaire de réseau de transport ou par tout distributeur de proximité, des excédents d'énergie électrique produite à partir

⁵ Manuel des procédures du FER, version révisée, août 2008, Banque Mondiale.

⁶ Le 24 juin 2008, la Banque Mondiale a accordé un crédit de 65 millions de US\$ pour l'accroissement de l'accès à l'énergie moderne dans des localités rurales cibles et l'amélioration de la planification et de la gestion des ressources énergétiques par toutes les institutions du secteur. Le budget du FER initialement de 40 M\$ a été ramené à 10 M\$ en cours de projet.

d'énergies renouvelables, (iv) annonce des avantages fiscaux et douaniers pour les produits, les biens et les services destinés à l'exploitation des énergies renouvelables, (v) annonce la création d'une agence de promotion des énergies renouvelables, etc.

- **L'élaboration de la stratégie sectorielle Energie du MINEE, en faveur de l'électrification rurale**

Partant du constat que l'électrification rurale ne fait pas de progrès significatifs avec un impact sur le terrain très modeste de l'AER dans ce domaine, la stratégie donne une place de choix à cette problématique, préconise notamment l'accélération et l'homogénéisation du développement de l'électrification rurale, le développement de la petite hydraulique en faveur de l'électrification rurale, prescrit la réalisation d'études d'aménagement hydro-électriques de microcentrales pour l'électrification rurale, etc. Elle note également le potentiel solaire important, et constate cependant l'absence de solutions soutenables pour l'électrification de zones éloignées des réseaux. Elle préconise une rationalisation et une réglementation de l'exploitation de la biomasse. La stratégie suggère la création d'un fonds d'électrification rurale alimenté notamment par les producteurs hydro-électriques.

Ainsi, la mise à jour du PDER, pour une période de 20 ans, favorisera l'exécution de la politique nationale d'augmentation des taux d'accès aux énergies modernes dans les zones rurales dans des conditions de soutenabilité économique et financière.

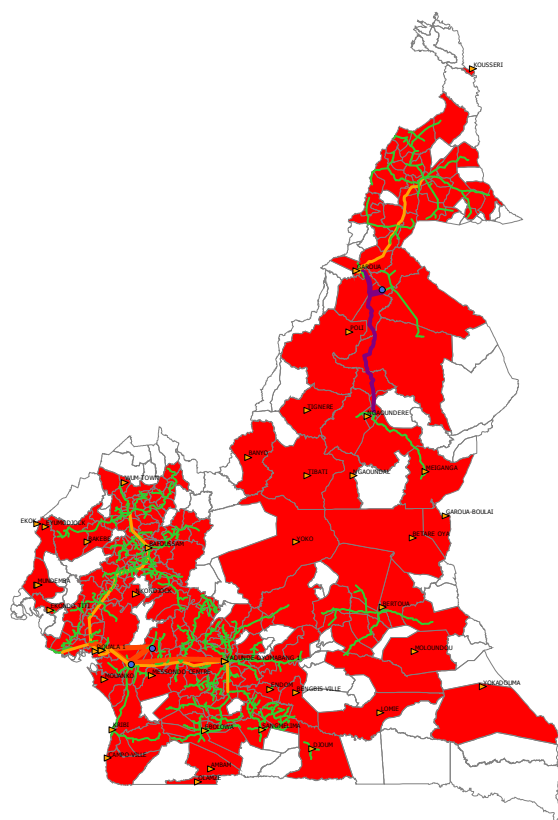
2.1.2 L'extension des réseaux interconnectés, une option essentielle pour le PDER

L'extension des réseaux interconnectés est une problématique qui concerne potentiellement plus de 70% des 305 communes rurales camerounaises, toutes faisant partie du périmètre de la concession d'ENEO.

Carte 1 : Communes du périmètre de la concession d'ENE

En effet, sur les 358 communes que compte le Cameroun, 243 sont traversées par le réseau interconnecté (soit 68%), tandis que 37 ont au moins une localité alimentée par une centrale thermique décentralisée appartenant à ENEO (soit 10,3%). Sur ces 37 communes, 18 sont exclusivement alimentées par des centrales thermiques d'ENEO.

On constate donc que sur les 358 communes camerounaises, 261 (soit 73%) se retrouvent à l'intérieur du périmètre de ENEO, soit (i) parce qu'elles sont traversées par le réseau interconnecté national, (ii) soit parce que des localités de leurs territoires sont alimentées exclusivement par des centrales thermiques isolées de ENEO. Cette situation caractéristique du contexte camerounais est illustrée par la carte ci-contre, où les communes du périmètre de la concession d'ENEO sont marquées en rouge.



Ainsi, même si un peu plus de 3 700 localités sur les 14 207 que compte le Cameroun sont aujourd'hui considérées comme électrifiées, le maillage du réseau interconnecté national et la distribution des centres

isolés de ENEO font que le périmètre de la concession concerne une très large majorité de communes camerounaises, l'extension et la densification du réseau apparaissant dans ce contexte, comme une solution optimale au sens technico-économique pour un bon nombre d'entre-elles. Il s'agit en effet d'une solution très avantageuse pour les communes rurales et leurs populations, en raison de l'externalisation du service à un opérateur national pour les collectivités locales, et de la disponibilité d'une énergie à moindre coût pour les populations⁷.

Il convient d'ailleurs de préciser dans ce contexte que les perspectives actuelles d'investissements sur les segments de production et transport sont en faveur de cette intensification générale de la desserte à l'intérieur du périmètre de la concession de l'opérateur ENEO comme l'envisageait déjà le Plan d'Action National Energie pour la Réduction de la Pauvreté (PANERP) dès les années 2007. En effet, d'après le Document de Stratégie pour la Croissance et l'Emploi (DSCE) adopté en décembre 2009, le Cameroun compte successivement (i) résorber définitivement le déficit structurel actuel, (ii) accompagner les besoins énergétiques pour l'atteinte des objectifs de croissance escomptés, (iii) devenir un exportateur d'électricité à l'horizon 2035. A l'horizon 2020, les capacités de production du pays seront ainsi portées à 3000 MW⁸.

Il s'agit d'un contexte qui milite en faveur d'initiatives souveraines de l'Etat, pour accélérer le déploiement du réseau de distribution interconnecté à l'échelle du territoire national, notamment à travers l'Agence d'Electrification Rurale et son Fonds d'Energie Rurale (FER).

2.1.3 Un potentiel d'énergies renouvelables considérable

Le Cameroun se caractérise également par des potentialités en énergies renouvelables considérables et pour l'instant très peu valorisées, qu'il s'agisse tout particulièrement du solaire, de la biomasse ou de l'hydro-électricité.

En matière d'hydro-électricité par exemple, le pays dispose du second potentiel africain (294 TWh), après celui de la République Démocratique du Congo. Moins de 3% de ce potentiel est utilisé à ce jour, les ressources exploitables étant pourtant considérables (19,7 GW pour un productible moyen de 115 TWh par an), d'après le Plan Energétique National (PEN, 1990). Ce potentiel est par ailleurs très mal connu sur la frange des sites de faibles puissances (moins de 5 MW), pourtant d'une valeur capitale pour les projets d'électrification rurale, qu'il s'agisse de systèmes décentralisés et/ou de production décentralisée avec injection sur le réseau interconnecté.

Autre exemple, le potentiel de cogénération à partir des déchets de bois dans les scieries est une option également prometteuse pour l'électrification rurale.

D'après l'atlas produit par Global Forest Watch et le Ministère en charge des forêts en 2007, le Cameroun comptait 81 scieries implantées essentiellement dans la partie Sud de son territoire, dont 25, soit plus de 30%, dans la seule Région de l'Est. Il s'agit potentiellement d'une aubaine pour cette partie du territoire nationale très peu desservie par le réseau électrique interconnecté.

⁷ Grâce à la péréquation nationale, ce tarif est de 0,076€/kWh (exonéré de TVA) pour la tranche sociale (moins de 110kWh/mois).

⁸ Dans cette optique, le programme contient des actions de court, moyen et long termes. Parmi les actions de court terme, dont plusieurs sont en cours de réalisation, on peut citer notamment le barrage de Lom Pangar (régulation et production de 30MW), la centrale thermique de Douala-Yassa (86 MW) et la centrale à gaz de Kribi (deux paliers de réalisation de 216 et 330 MW). A moyen terme, sont envisagées les centrales de Memve'ele (120-201 MW), Nachtigal (330MW), Song Mbengue (950MW), Warak (50MW), Colomines et Ndockayo (12MW). A long terme, il est envisagé le développement de sites présentant un potentiel à l'export.

Au plan national, bien que les statistiques annoncent un chiffre officiel de l'ordre de 1.500.000 m³ de bois exportés par an, la réalité devrait se situer en moyenne autour de 3.000.000 de m³ de sciage pour le marché export (en tenant compte des exploitations illégales et de la non-comptabilisation d'une partie de la production), avec une production de déchets de bois pouvant potentiellement générer une puissance électrique installée de l'ordre de 750 MW. Il s'agit fort probablement d'un potentiel énergétique prometteur à explorer sérieusement, notamment dans la perspective d'une généralisation rapide de l'accès à l'électricité dans les zones isolées de la Région de l'Est.

2.2 Objectifs de l'étude

Dans l'objectif de l'accroissement de l'offre d'énergie et de la consolidation des réformes dans le secteur de l'énergie, le Gouvernement du Cameroun a obtenu en 2008 un financement auprès de l'Association Internationale de Développement (IDA) pour le financement du Projet de Développement du Secteur de l'Energie (PDSEN).

Le projet appuie la politique d'accroissement de l'accès à l'énergie du Gouvernement par des investissements en matière d'énergie rurale et apporte un soutien au renforcement des capacités des différents acteurs institutionnels afin de leur permettre d'exécuter leur mandat dans de meilleures conditions.

L'électrification rurale constitue un des axes majeurs de la politique économique et sociale du Gouvernement camerounais. Il souhaite atteindre le noble objectif d'une généralisation de l'électrification (électrification de l'ensemble des localités du territoire national) à l'horizon 2035, en passant dans les 5 premières années par le raccordement d'au moins 270 000 nouveaux ménages. Cet effort représente en moyenne la desserte de 500 nouvelles localités par an. Ce rythme maintenu sur la période 2015 – 2035 permettrait donc la desserte d'environ 10.000 localités, ce qui correspond sensiblement à l'ensemble des localités non électrifiées au Cameroun à ce jour.

Cet objectif pourra être atteint grâce à une riche combinaison de modalités techniques et organisationnelles, à travers l'extension des réseaux de distribution de la concession existante (concession AES SONEL), des appels d'offres concurrentiels pour l'attribution de nouvelles concessions/autorisations à des Programmes prioritaires d'électrification rurale (PPER) et le soutien à des Projets d'initiative locale d'Electrification Rurale (PILER).

Le Consultant prend ainsi en charge la mise à jour du Plan Directeur d'Electrification Rurale réalisé en 2001, ainsi que l'élaboration d'un Plan de Mise en Œuvre des projets pour les 5 premières années, avec comme objectif le raccordement d'au moins 250 000 nouveaux ménages dans le périmètre concédé et d'au moins 20 000 ménages hors concession.

3 Revue de la situation de l'électrification rurale au Cameroun

3.1 Collecte et traitement des données

3.1.1 Approche méthodologique

La collecte des données est une étape critique du processus de planification. De la réussite de cette étape préliminaire dépend en grande partie la pertinence des résultats qui sont obtenus par la suite. Le Consultant y a accordé par conséquent une grande attention.

Les données à collecter ont alimenté les différentes phases de production (analyse spatiale, prévision de la demande, analyse des options d'électrification rurale, etc.), et sont d'ordre à la fois technique, organisationnel, économique et financier (bilans consolidés du secteur, comptes d'exploitation, tarifs, etc.). Elles proviennent également de différentes sources, notamment des acteurs clés du secteur camerounais de l'électricité (ARSEL, EDC, ENEO...) et du secteur institutionnel (MINEE, AER...).

La liste des données à collecter (géo référencées chaque fois que possible) a été préparée en début d'étude par le Consultant, tenant compte du contexte local, la grande majorité des données requise a pu être collectée. Elle comprend notamment la liste des localités avec leur statut électrique et leurs indicateurs socio-économiques et démographiques, la liste des sites agro-industriels et auto-producteurs susceptibles d'être raccordés au réseau, des données cartographiques et les fonds de plan numérisés avec les découpages administratifs, des bases de données démographiques, des données techniques et le tracé du réseau électrique HTA, des données commerciales de ENEO en zone rurale, des données macro-économiques, des caractéristiques socio-économiques des ménages en zone rurale, des données de consommation énergétique des ménages en zones rurales électrifiées et non électrifiées, etc.

Ces différentes données ont été analysées, puis intégrées dans le Système d'Information Géographique (SIG) et consolidées. Elles ont notamment servi aux calculs de rentabilité économique de l'électrification rurale.

3.1.2 Encadrement de la collecte des données

Un canevas de collecte de données a été préparé pour encadrer le processus de collecte des données. Il précise notamment, pour chaque type d'information recherchée, trois **niveaux d'importance** : (i) Obligatoire, (ii) Nécessaire pour l'analyse socio-économique des localités, et (iii) Important.

3.1.2.1 Données obligatoires

Il s'agit des données SIG de base pour l'étude de planification basée sur une méthodologie d'analyse spatiale dans un environnement SIG (limites administratives, localités, routes, réseaux HTA...) :

- Données attributaires relatives aux localités : population, rattachement administratif, statut électrique ;
- Données démographiques : population actualisée ou taux de croissance de la population, si possible annuel ou par tranches depuis 2005, si possible avec une distinction régionale ;
- Découpage administratif ;

- Données SIG relatives à l'état des lieux du réseau électrique : couche SIG du réseau HTA actuel et en cours (y compris les niveaux de tension) ;
- Données SIG relatives aux sous-stations HTB/HTA ainsi que leurs caractéristiques techniques ;
- Localisation des centres de production existants : thermique, hydro-électriques, autres ;
- Potentiel des énergies renouvelables pour les technologies à considérer : atlas hydro-électrique pour les puissances adaptées à l'électrification rurale (<10MW), localisation des agro-industries auto-productrices ou ayant manifesté leur intérêt pour la production électrique, éventuellement atlas solaire et éolien ;
- Données relatives à l'analyse et à la prévision de la demande en électricité des localités : consommation moyenne par ménage (ou type de ménage), valeur de pointe par localité (ou type de localité), courbe de charge typique par type de localité, évolution des raccordements et des consommations ;
- Données techniques et éléments de coûts ;
- Données relatives à l'état des lieux du réseau existant : niveau de charge / surcharge des transformateurs HTB/HTA ;
- Cadre réglementaire : Réglementation relative au raccordement des producteurs ENR, Obligation d'achat, Tarif de rachat, Objectifs de proportion des ER sur le réseau en termes de capacité installée, Code de l'électricité, Décrets, Fiscalité (exonération de taxes), TVA réduite pour les équipements solaires ou énergies renouvelables ?, Code des investissements (facilitations pour les ENR), Structure tarifaire.

3.1.2.2 Données nécessaires pour l'analyse socio-économique des localités

Au-delà des données obligatoires, la collecte de données relatives aux localités est étroitement liée à l'**analyse socio-économique** qui est intervenue dans le cadre de l'Analyse spatiale.

La grille d'**analyse socio-économique** a été conçue dès le démarrage de l'étude, pour exploiter au mieux et au maximum l'ensemble des données disponibles. Les données relatives à un critère de la grille doivent en effet être systématiquement renseignées pour CHAQUE localité du territoire national, ce qui en limite naturellement l'étendue.

Sauf à considérer la taille de la population comme unique clé d'entrée, la structure de base de la grille IPD comprend les trois composantes indispensables :

- Education : localisation de tous les établissements scolaires et indication sur leur type
- Santé : localisation de tous les établissements de santé et indication sur leur type
- Economie locale : exemples de critères : adduction d'eau potable, établissements de microfinance, mines, stations forestières, stations-service, établissements de tourisme, aéroports, ports, réseaux ferroviaires, etc.

3.1.2.3 Données importantes

Il s'agit tout particulièrement :

- Des données nécessaires à l'optimisation du tracé des réseaux par le logiciel GEOSIM (routes, parcs naturels, aires protégées, étendues d'eau, hydrographie, etc.). Ces données ont été collectées dans les zones où le maillage des informations n'est pas assez fin, le logiciel a tracé des lignes droites et a chiffré les longueurs de lignes électriques à vol d'oiseau. Cette simplification ne concerne que des petites antennes de raccordement des localités aux axes principaux..
- Des demandes localisées et demandes spéciales : localisation de sites avec une forte consommation ou demande en énergie indépendamment de la consommation des localités (industries minières, périmètres agricoles, agro-industries, etc.)

3.1.3 Données collectées relatives au contexte institutionnel, administratif et technique

Les données collectées ont été regroupées en six (6) catégories :

- Etat du système électrique camerounais ;
- Bilan de l'électrification rurale et prospective ;
- Energies renouvelables ;
- Population, socio-économie ;
- Textes réglementaires ;
- Autres.

Le tableau ci-après établit une synthèse des données, rapports et autres informations collectées :

Tableau 1 : Synthèse de la documentation collectée

Thématique	Documentation collectée
<i>Etat du système électrique camerounais</i>	Schémas unifilaires ENEO Mise à jour du plan de développement du secteur de l'électricité à l'horizon 2030 (PDSE 2030), STUDI
<i>Bilan de l'électrification rurale et prospective</i>	Liste des projets en cours, financement confirmé, AER Liste des projets en cours, financement confirmé, EDC Liste des projets en cours et réalisés, financement confirmé, FEICOM Liste des projets en cours et réalisés, financement confirmé, PNDP Liste du projet d'électrification de 166 localités par Systèmes Solaires Photovoltaïques au Cameroun, MINEE
<i>Energies renouvelables</i>	The availability of renewable energies in a changing Africa, 2013, JRC scientific and policy reports, European Commission Etat des lieux du cadre réglementaire du secteur des énergies renouvelables au Cameroun, 2012, Global Village Cameroun Atlas forestier produit par Global Forest Watch et le Ministère en charge des forêts en 2007

Thématique	Documentation collectée
	Stratégie nationale pour le développement de la riziculture, 2009 Global Atlas, IRENA Plan directeur d'électrification des régions du Sud-Ouest et du Nord-Ouest, Lahmeyer International, 1972 Inventaire des mini centrales hydrauliques dans les régions de l'Adamaoua et de l'Est, EDF, 1983 Etude de réhabilitation des mini centrales hydrauliques, SONEL, 1999 Inventaire général, JICA-EDF, 1996 Etude de développement de l'électrification rurale décentralisée dans les régions de Olamzé, Ndokayo et Ngambé Tikar, JICA, 1999 Projet INVEST'ÉLEC, EED, 2014 Base de données de l'ensoleillement de la NASA Base de données de l'ensoleillement PVGIS, Union Européenne
<i>Population, socio-économie</i>	Cameroun Vision 2035, 2009, Ministère de l'Economie, de la Planification et de l'Aménagement du Territoire. Annuaire statistique 2010, 2013, 2013 du Cameroun, INS Volume III tome 3 du RGPH 2005 « Projections démographiques » Rapport de présentation des résultats définitifs du Troisième Recensement Général de la Population et de l'Habitat, BUCREP Document de Stratégie pour la Croissance et l'Emploi (DSCE), 2009 Grille tarifaire du service électrique, ENEO
<i>Textes réglementaires</i>	AER : décret 99/193 du 08 septembre 1999 Loi N° 98/022 du 24 Décembre 1998 REGISSANT LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE Loi N° 2011/022 du 14 décembre 2011 Régissant le Secteur de l'Electricité au Cameroun ECRET N° 99/125 du 15 Juin 1999 portant organisation et fonctionnement de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité. DECRET n° 99-193 du 8 Septembre 1999 Portant organisation et fonctionnement de l'Agence d'Electrification Rurale
<i>Autres</i>	Consolidation de différentes bases de données SIG socio-économiques et électriques établies par IED, SIG MANIFOLD

3.1.4 Données relatives à la prévision de la demande

L'étude de la prévision de la demande en électricité doit reposer sur des données fiables, et représentatives des différents contextes de l'électrification rurale qui peuvent être rencontrés au Cameroun. La diversité du territoire camerounais entre les régions renforce la nécessité d'une analyse différenciée suivant les régions.

L'analyse de la demande en électricité peut se traiter soit par enquête de terrain, soit par analyse de la consommation actuelle dans les localités électrifiées. Cette seconde approche fournit une base de données beaucoup plus fiable, si l'on peut disposer d'un échantillonnage suffisant de consommateurs

actuels. ENEO a remis un extrait de son fichier « abonnés » constituant une très bonne base pour l'analyse de la demande en électricité, représentative des différents contextes de l'électrification rurale au Cameroun dont les caractéristiques de l'échantillon sont détaillées ci-dessous.

3.1.4.1 Nature des informations de l'échantillon

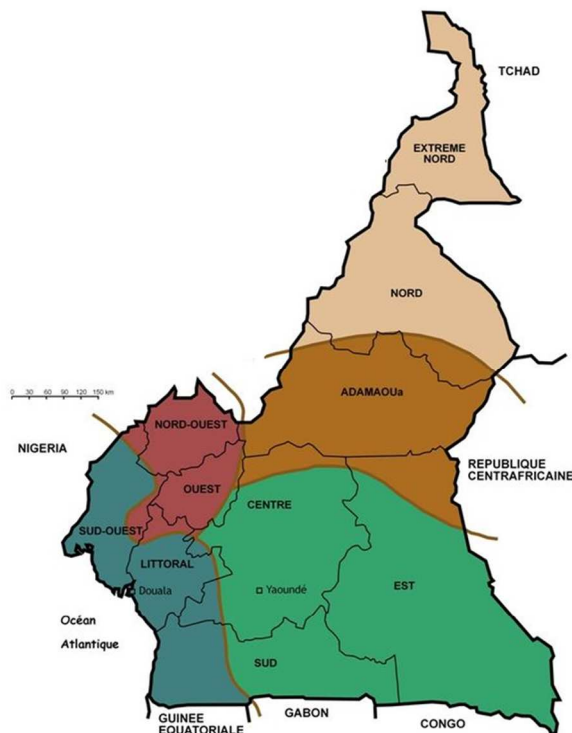
La base de données brute contient les consommations mensuelles de tous les abonnés BT domestiques et non-domestiques et des abonnés HTA de certaines agences d'ENEO (12 mois de l'année 2014 et 5 premiers mois de 2015).

La taille de l'échantillon est, au minimum de 5 000 abonnés pour chaque zone agro-écologique (voir infra).

3.1.4.2 Représentativité régionale de l'échantillon

Les agences d'ENEO sont des agences rurales, représentatives des cinq (5) zones agro-écologiques du Cameroun illustrées sur la carte ci-après.

Carte 2 : Représentation géographique des 5 zones d'étude



La différenciation par zones agro-écologiques du territoire national permettra notamment une modélisation personnalisée de la demande en fonction des contextes économiques, climatiques et sociaux.

Tableau 2 : Description des 5 zones d'étude et tailles des échantillons

Zone agro-écologique	Province	Part des abonnés ruraux Déc. 2014	Superficie (km ²)	Taille de l'échantillon
1 – Soudano sahélienne	Extrême-nord Nord	69% 31%	100 353	5340
2 – Hautes savanes guinéennes	Adamaoua	100%	123 077	4946
3 – Hauts Plateaux de l'Ouest	Nord-ouest Ouest	33% 67%	31 192	9252
4 – Forêts humides à pluviométrie monomodale	Littoral Sud-ouest	36% 64%	45 658	5882
5 – Forêts à pluviométrie bimodale	Centre Est Sud	66% 13% 21%	165 770	5599

3.1.4.3 Agences retenues pour l'analyse de la demande.

Sur les 153 agences référencées par ENEO, 34 ont été retenues en tant qu'agences rurales pour réaliser l'échantillonnage dans les cinq zones homogènes. Les critères de sélection utilisés par ENEO sont les suivants :

- Classification des agences par zone (urbain, semi-urbain ou rural) : trois types de classement (ENEO, INS et empirique);
- Sélection des Agences Rurales (selon le classement ENEO);
- Détermination de la part de chaque Région dans chaque zone agro-économique en fonction de la répartition des abonnés de décembre 2014;
- Arbitrage des parts de façon à avoir des échantillons significatifs par région;
- Détermination de la taille souhaitée de l'échantillon dans chaque région ;
- Suppression des Agences "semi-urbain" ayant au-moins 2 000 abonnés selon le classement de l'INS ;
- Suppression des Agences en fonction de leur proximité avec les zones urbaines;
- Arbitrage des Agences restantes en fonction de la cible de 5 000 abonnés par zone.

Remarques : Les Agences des régions de l'Ouest et Nord-Ouest sont de grande taille, raison pour laquelle ENEO a fourni un échantillon plus grand que la cible de 5 000 abonnés par zone.

3.1.5 Reconstitution SIG des réseaux HTB et HTA et des postes associés

3.1.5.1 Données de base

La reconstitution des réseaux HTB et HTA est issue d'une ancienne couche SIG des réseaux provenant du fichier « Mise à jour du périmètre d'AES-SONEL » réalisé par IED et EED. Le SIG datant de 2012, un travail de mise à jour a été réalisé par le Consultant à l'aide de données collectées au Cameroun dans le cadre de cette mission ou de missions antérieures au PDER.

Pour identifier les dernières modifications du réseau de Transport et les projets en cours, IED a utilisé le rapport Etude du réseau de transport du Projet de Développement du Secteur de l'Energie (PDSEN).

La mise à jour du réseau HTA a été faite par l'analyse des unifilaires des postes de transformation transmis par ENEO et des derniers projets réalisés ou en cours par différents acteurs (EDC PRERETD, EDC PALPH...)

3.1.5.2 Résultats obtenus

Le Consultant transmet en annexe du présent rapport les documents suivants :

- Deux cartes au format A0 (Nord et Sud) des réseaux interconnectés Nord, Sud et Est (RIN, RIS, RIE) avec l'état des lieux et les évolutions futures planifiées du réseau HTA ainsi que les postes HTB et HTA.
- Une carte au format A1 avec les mêmes informations pour l'ensemble du pays

3.2 Situation de l'électrification rurale au Cameroun

3.2.1 Introduction méthodologique

Dans ce chapitre, il est question d'une description des systèmes de production et de distribution existants, qu'il s'agisse des extensions de distribution rurales ou des systèmes décentralisés. Les investigations menées par le Consultant permettent notamment de décrire la conception technique des ouvrages, les coûts moyens d'investissement, de maintenance et d'exploitation, le cadre institutionnel, de gestion et de supervision des systèmes, les atouts et contraintes, etc.

Cet état des lieux porte sur l'ensemble du territoire national, chacune des entités administratives du Cameroun faisant l'objet d'une évaluation spécifique tenant compte de son organisation administrative. L'étude a porté sur toutes les localités, villages, bases vie, etc. considérés comme centres potentiels de développement artisanal, commercial, agricole, minier ou industriel.

Les données requises pour cet état des lieux, collectées dans le cadre des différentes missions du Consultant au Cameroun ont permis de réaliser les tâches suivantes :

- **Etablir une situation actuelle de l'électrification rurale au Cameroun**

Cette première analyse de base a contribué à l'identification des régions sous-électrifiées, ainsi que des "grosses" localités (en terme d'habitants et de statut administratif) non encore électrifiées, dans la perspective d'une correction prioritaire des déséquilibres. Il est toutefois précisé en section 7 comment cette correction des déséquilibres est effectuée en tenant compte d'objectifs d'aménagement du territoire et de renforcement des impacts économiques et sociaux de l'électrification.

L'état actuel de l'électrification rurale au Cameroun a en effet été présenté à travers les principaux indicateurs retenus qui sont le taux de couverture (Nombre de localités électrifiées / Nombre total de localités) et le taux d'accès à l'électricité (Population vivant dans des localités électrifiées / Population totale). Les localités non électrifiées ont ensuite été réparties par classes de population.

- **Décrire techniquement les systèmes de production et les réseaux électriques existants**

Dans le contexte de l'état des lieux, le Consultant a décrit les systèmes de production décentralisée existants, qu'il s'agisse des centrales thermiques ou des électrifications sur la base des énergies renouvelables. Les investigations du consultant ont permis (section 6) notamment de décrire la conception technique des ouvrages, les coûts moyens d'investissement, de maintenance et

d'exploitation, le cadre institutionnel, de gestion et de supervision des systèmes, l'impact environnemental et social, les atouts et contraintes, etc.

Les réseaux électriques existants pour l'électrification rurale ont été décrits puis analysés. Il s'agit notamment des réseaux de distribution utilisant la technique triphasée ou mixte triphasée-monophasée. Le régime de neutre, le système de protection, le maintien de la tension de service et les modes de branchement seront également évalués. Le Consultant procédera à une description et une analyse du réseau HTA.

- **Evaluer les coûts d'électrification rurale**

Les coûts actuels de l'électrification rurale ont été établis et analysés en vue d'identifier des pistes éventuelles de réduction en tenant compte par exemple de l'adoption de normes techniques allégées ou des techniques d'électrification par réseau monophasé. Ces options ont été soumises à la validation du MINEE.

3.2.2 Situation des localités au Cameroun

Cette situation est calée sur la base du fichier SIG « Liste des localités » transmis en Annexe 3.

Ce fichier donne des informations sur 14.207 localités, avec une indication du statut électrique et une estimation de la population 2015.

3.2.2.1 Commentaires sur le fichier « Liste des localités »

Le fichier « Liste des localités » a été consolidé à partir de plusieurs bases SIG en possession du Consultant, contenant toutes des légères différences quant au nombre de localités dans la base, ou quant à la nature des informations liées.

Dans le cadre de la mise à jour du PDER, les villes ont été traitées chacune comme une seule entité, en faisant abstraction de la notion de quartiers. En effet, ces villes n'entrent pas dans le périmètre du PDER, et sont toutes déjà électrifiées. 25 villes, mentionnées en tant que telles dans le RGPH 2005 (Recensement Général de la Population et de l'Habitat), sont donc traitées comme un seul point SIG auquel est affecté l'ensemble de la population.

Un code unique a été affecté à chacune des localités. C'est une pratique fréquemment mise en œuvre au niveau national, et qui permet d'éviter les confusions en cas d'homonymie par exemple. Ce système de codification n'existant pas à ce jour au Cameroun, le Consultant a mis en place sa propre numérotation qu'il a conservée pour toute la durée du projet.

Il faut noter que parmi les données brutes avant traitement, un certain nombre de localités comprises dans la base de données avaient une population égale à zéro habitant. L'analyse menée par le Consultant a permis d'établir qu'il s'agissait essentiellement de « quartiers » dépendant d'une localité plus importante à très courte distance. Un certain nombre de ces « points SIG » sans population a donc été supprimé. En effet, ces localités ne peuvent pas être prises en compte dans le cadre du PDER : sans population, aucune estimation de la demande en électricité ne sera calculée, et ces localités sans demande ne se verront pas proposer de solution d'électrification.

Cependant, la démarche adoptée ci-après pour le traitement des populations garantit que l'intégralité de la population du Cameroun est portée par un « point SIG » de la base de données utilisée : la population

de chaque région est conforme à la population officielle. Ainsi, si certaines localités n'ont pas de population renseignée, leur population sera malgré tout portée par les localités environnantes. La demande en électricité et les investissements seront donc tout de même pris en compte.

Il se peut qu'à certains niveaux la décomposition en quartiers soit présente : la population des différents quartiers est renseignée, et la population totale des quartiers correspond à la population de la localité. Dans la plupart des cas, seul le centre de la localité est géo localisé, et ce « point SIG » porte donc l'ensemble de la population des différents quartiers composant la localité.

Parmi ces localités/quartiers sans population, 712 sont électrifiés ou en cours d'électrification. Ces derniers ont donc été conservés, pour ne pas biaiser les statistiques d'électrification au niveau de l'analyse initiale, et pour conserver la cohérence dans le tracé des réseaux existants. Ce choix n'a aucun impact sur l'élaboration du Plan, qui ne se focalise que sur les localités non électrifiées à ce jour.

250 localités sont identifiées comme disposant d'un statut administratif de Chef-Lieu.

La référence de population retenue a été celle du RGPH 2005, considérant pour l'ensemble du Cameroun 17 463 836 habitants. La répartition de la population par région a également été vérifiée. Ainsi, la population 2005 renseignée dans la base de données SIG des localités est en conformité avec les valeurs encadrées en rouge dans le tableau ci-dessous (source RGPH), y compris dans sa ventilation régionale.

Tableau 3 : Population par région entre 1976 et 2015, source RGPH

Région	Période de référence						
	1976	1987	2005	2009	2010	2012	2015
Adamaoua	359 334	495 185	884 289	984 241	1 015 622	1 080 500	1 183 551
Centre	1 176 743	1 651 600	3 098 044	3 425 914	3 525 664	3 730 784	4 098 592
Est	366 235	517 198	771 755	794 963	801 968	815 472	832 869
Extrême-Nord	1 394 765	1 855 695	3 111 792	3 388 058	3 480 414	3 669 624	3 945 168
Littoral	935 166	1 352 833	2 510 263	2 782 372	2 865 795	3 037 633	3 309 558
Nord	479 158	832 165	1 687 959	1 968 481	2 050 229	2 222 161	2 410 936
Nord-Ouest	980 531	1 237 348	1 728 953	1 779 204	1 804 695	1 855 199	1 950 667
Ouest	1 035 597	1 339 791	1 720 047	1 760 276	1 785 285	1 834 812	1 906 831
Sud	315 202	373 798	634 655	681 397	692 142	713 538	745 198
Sud-Ouest	620 515	838 042	1 316 079	1 362 795	1 384 286	1 427 076	1 534 232
Cameroun	7 663 246	10 493 655	17 463 836	18 927 701	19 406 100	20 386 799	21 917 602

Par ailleurs, afin de prendre en considération les différences d'évolution de population entre l'urbain et le rural, et en particulier le phénomène d'exode rural, le Consultant a valorisé également les données disponibles pour 23 villes de plus de 50 000 habitants en 2005 (source RGPH).

Tableau 4 : Population des 23 villes du Cameroun de plus de 50 000 habitants, entre 1976 et 2005, source RGPH

Villes	Source des données			Taux d'accroissement annuel moyen (%)	
	RGPH 1976	RGPH 1987	RGPH 2005	1976-1987	1987-2005
SANGMELIMA	14 758	23 261	51 308	4,2	4,3
GUIDER	17 197	32 775	52 316	6,0	2,5
MBALMAYO	22 075	35 390	52 813	4,4	2,2
KRIBI	11 261	21 507	59 928	6,1	5,7
TIKO	14 810	23 559	60 796	4,3	5,2
DSCHANG	17 814	35 717	63 838	6,5	3,2
EBOLOWA	18 239	34 771	64 980	6,0	3,4
EDEA	25 398	50 609	66 581	6,5	1,5
KUMBO	12 533	33 353	80 212	9,3	4,8
FOUMBAN	33 737	57 271	83 522	4,9	2,1
LIMBE	26 988	44 561	84 223	4,7	3,4
BERTOUA	14 982	43 402	88 462	10,1	3,9
KOUSSERI	12 456	53 713	89 123	14,2	2,8
BUEA	24 584	32 871	90 088	2,7	5,6
NKONGSAMBA	70 464	85 420	104 050	1,8	1,1
KUMBA	44 175	70 112	144 268	4,3	4,0
NGAOUNDERE	38 840	78 062	152 698	6,5	3,7
MAROUA	67 187	123 296	201 371	5,7	2,7
GAROUA	63 900	141 839	235 996	7,5	2,8
BAFOUSSAM	62 239	112 681	239 287	5,5	4,1
BAMENDA	48 111	110 142	269 530	7,8	4,9
YAOUNDE	313 706	649 252	1 817 524	6,8	5,7
DOUALA	458 426	809 852	1 907 479	5,3	4,7

Le Consultant s'est par la suite intéressé à suivre autant que possible la problématique des variations entre la croissance de la population urbaine par rapport à celle de la population rurale. Pour l'année 2010, les données disponibles sont issues de l'Annuaire Statistique du Cameroun publié par l'INS en 2010. Le tableau ci-après présente la population urbaine, et le taux d'urbanisation, pour chacune des régions du Cameroun. En complément, le volume III tome 3 du RGPH 2005 intitulé « Projections démographiques » indique également l'évolution des populations de Yaoundé et Douala.

Tableau 5 : Projections de population pour les villes de Douala et Yaoundé, RGPH

	Population 2006	Population 2010	Population 2015
Yaoundé	1 936 461	2 282 930	2 765 568
Douala	1 986 359	2 322 511	2 768 436

Tableau 6 : Décomposition des populations urbaines et rurales par région en 2010, INS

Province / Zone	Population Urbaine	Population Rurale	Taux d'Urbanisation
Extrême-Nord	849 711	2 676 062	24,1%
Nord	568 459	1 521 465	27,2%
Adamaoua	413 793	618 110	40,1%
Zone RIN	1 834 738	4 812 862	27,6%
Centre	2 677 844	902 162	74,8%
Littoral	2 795 855	113 463	96,1%
Ouest	872 520	922 788	48,6%
Nord-Ouest	764 780	1 051 800	42,1%
Sud-Ouest	667 255	728 676	47,8%
Sud	270 912	427 315	38,8%
Zone RIS	8 044 066	4 151 304	66,0%
Est	335 012	470 305	41,6%
Zone RIE	335 012	470 305	41,6%
Cameroun	10 213 816	9 434 471	52,0%

Source : Annuaire statistique 2010 du Cameroun - INS

Les populations de Yaoundé et Douala de 2010 ont donc été reportées dans la base de données. Des taux de croissance différenciés ont par la suite été appliqués aux localités urbaines et rurales afin d'atteindre les cibles régionales mentionnées ci-dessus, conformément aux données de l'annuaire statistique 2010 du Cameroun de l'INS.

Il est important de souligner la définition de l'urbain qui a été retenu pour cette mise à jour de la base de données : sont considérées comme **localités urbaines** les 23 grandes villes listées dans le tableau ci-dessus, ainsi que toutes les localités avec un statut administratif. Soit au total 253 localités dans la base de données utilisée par le Consultant.

Enfin, pour l'estimation de la population en 2015, le Consultant s'est également attaché à être, pour chaque région, en conformité avec les publications liées au RGPH 2005, qui proposent leurs propres projections.

Tableau 7 : Projections de population par région jusqu'en 2015, RGPH 2005

Région	Période de référence						2015
	1976	1987	2005	2009	2010	2012	
Adamaoua	359 334	495 185	884 289	984 241	1 015 622	1 080 500	1 183 551
Centre	1 176 743	1 651 600	3 098 044	3 425 914	3 525 664	3 730 784	4 098 592
Est	366 235	517 198	771 755	794 963	801 968	815 472	832 869
Extrême-Nord	1 394 765	1 855 695	3 111 792	3 388 058	3 480 414	3 669 624	3 945 168
Littoral	935 166	1 352 833	2 510 263	2 782 372	2 865 795	3 037 633	3 309 558
Nord	479 158	832 165	1 687 959	1 968 481	2 050 229	2 222 161	2 410 936
Nord-Ouest	980 531	1 237 348	1 728 953	1 779 204	1 804 695	1 855 199	1 950 667
Ouest	1 035 597	1 339 791	1 720 047	1 760 276	1 785 285	1 834 812	1 906 831
Sud	315 202	373 798	634 655	681 397	692 142	713 538	745 198
Sud-Ouest	620 515	838 042	1 316 079	1 362 795	1 384 286	1 427 076	1 534 232
Cameroun	7 663 246	10 493 655	17 463 836	18 927 701	19 406 100	20 386 799	21 917 602

Les populations de Yaoundé et Douala ont été directement tirées des projections démographiques du RGPH 2005 (cf. tableau ci-dessus). Pour le reste des localités, des taux de croissance différenciés ont été appliqués aux localités urbaines et rurales afin d'atteindre les cibles régionales mentionnées ci-dessus, conformément aux données de l'annuaire statistique 2010 du Cameroun de l'INS. Le taux d'urbanisation

estimé entre 55% en 2015 (source DSCE page 58) et 56,6% (source Vision 2035 page 33, tableau ci-dessous) a lui aussi été visé.

Tableau 8 : Projection du taux d'urbanisation jusqu'en 2035, Vision 2035

Horizon	2015	2020	2025	2030	2035
Indicateurs Socio- Démographiques					
Taux d'incidence de la pauvreté (%)	31%	23%	17%	13%	10%
Espérance de vie à la naissance	55	58	62	66	71,5
Taux de croissance de la population totale (%) **	2,5%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%
Infrastructures et Croissance					
Consommation énergie/unité PIB	33,5%	35%	40%	43%	45%
Proportion du réseau bitumé (%)	15%	17%	22%	27%	32%
Télécommunications : Nombre de lignes fixes et abonnés de lignes mobile par 100 habitants	25,9%	40,5%	51,2%	59,7%	67,8%
Taux d'urbanisation (%)	56,6%	57,3%	58,2%	59,1%	59,8%
Croissance Economique					
Taux de Croissance Annuel Moyen PIB Réel (%) **	7,1%	10,3%	10,5%	11,2%	9,9%
Structure du PIB Réel (%) *					
Secteur primaire (%)	*	*	21%	17%	13%
Secteur secondaire (%)	*	*	34%	37%	38%
Secteur tertiaire (%)	*	*	45%	46%	49%
Investissement (en % du PIB)	22,1%	25,1%	30,5%	29,3%	29,5%
Commerce Extérieur					
Exportations manufacturières (en % du total des exportations)	13,7%	30,6%	48,1%	54,5%	60,1%
Total Exportations sur PIB (%)	30,6%	35,8%	42,0%	49,2%	57,7%

Source : 'Cameroun : Vision 2035' – MINEPAT – Juin 2009 – Page 33

* : Les valeurs de ventilation du PIB par secteur pour 2015 et 2020 ont été confrontées avec celles du 'Document de la Stratégie de Croissance et de l'Emploi : Cadre de Référence de l'Action Gouvernementale pour la Période 2010 – 2020 / DSCE' – Août 2009 - Annexe IV- Tableau 31 - Page 155

** Les taux de croissance de la population totale et du PIB réel sont ceux visés par la 'Vision 2035' et correspondent à des taux annuels moyens, respectivement sur les périodes 2010 – 2015, 2015 – 2020, 2020 – 2025, 2025 – 2030 et 2030 -2035.

Pour les projections démographiques sur la période de planification, les publications liées au RGPH 2005 avaient déjà proposé des tendances d'évolution future de la population du Cameroun.

Tableau 9 : Projections de l'évolution du taux de croissance de la population jusqu'en 2035

Date	Population	Taux annuel moyen de d'accroissement démographique de la période (%)
01/04/1976	7 663 246	
01/04/1981	8 830 288	2,9
01/04/1987	10 493 655	2,9
01/04/1992	12 098 891	2,9
01/04/1997	13 903 307	2,8
11/11/2005	17 463 836	2,7
01/01/2009	18 927 701	2,7
01/01/2010	19 406 100	2,6
01/01/2012	20 386 799	2,5
01/01/2015	21 917 602	2,5
01/01/2020	24 628 282	2,4
01/01/2025	27 538 142	2,3
01/01/2030	30 647 180	2,2
01/01/2035	33 955 398	2,1

Sur la base du taux d'urbanisation estimé en 2035 à 59,8% (Vision 2035), des taux de croissance annuels moyen équivalents homogènes pour la période 2015-2035 ont été retenus, toujours avec une distinction entre l'urbain et le rural :

Tableau 10 : Taux de croissance de la population retenus dans le cadre de la mise à jour du PDER

	2015 - 2035
Taux de croissance annuel moyen équivalent pour les localités urbaines	2,50%
Taux de croissance annuel moyen équivalent pour les localités rurales	1,82%
Taux de croissance annuel moyen équivalent pour le Cameroun	2,21%

A titre indicatif, les projections retenues par le Consultant conduisent à la répartition suivante de la population en 2035 au Cameroun :

Tableau 11 : Projection de la répartition de la population par région en 2035, hypothèse IED

Région	Population urbaine	Population rurale	Population Totale	Taux d'urbanisation
ADAMAOUA	815 705	983 059	1 798 765	45,3%
CENTRE	5 305 310	1 231 338	6 536 648	81,2%
EST	673 005	605 067	1 278 072	52,7%
EXTREME-NORD	1 844 006	4 043 369	5 887 375	31,3%
LITTORAL	5 351 299	59 309	5 410 608	98,9%
NORD	1 269 755	2 345 801	3 615 556	35,1%
NORD-OUEST	1 482 596	1 499 170	2 981 766	49,7%
OUEST	1 714 315	1 233 309	2 947 624	58,2%
SUD	494 839	635 390	1 130 229	43,8%
SUD-OUEST	1 355 981	1 012 775	2 368 756	57,2%
CAMEROUN	20 306 811	13 648 587	33 955 398	59,8%

3.2.2.2 Analyse du fichier en son état

La nomenclature des localités est faite par Région, Département et Arrondissement avec l'indication du code localités. Le statut électrique est issu d'un projet de consolidation des bases de données SIG intitulé

« Mise à jour du périmètre d'AES-SONEL » qui s'est déroulé en 2013. Les nuances relatives à la nature de l'électrification étaient au nombre de 6 et détaillées ainsi :

Tableau 12 : Légende du code utilisé pour caractériser le statut d'électrification dans le cadre du projet "Mise à jour du périmètre d'AES-SONEL »

Code couleur	Légende carte AES	Nbre de localités	Statelec	Interprétation
1	Localité connectée RIN ou RIS, périmètre de distribution AES avant 2001	2076	1	Localité connectée dans le périmètre avant 2001
3	Localité connectée RIE ou réseaux isolés, périmètre de distribution AES avant 2001	132	1	Localité connectée dans le périmètre avant 2001
2	Localité connectée RIN ou RIS, périmètre de distribution AES après 2001	1414	2	Localité connectée dans le périmètre après 2001
4	Localité connectée RIE ou réseaux isolés, périmètre de distribution AES après 2001	92	2	Localité connectée dans le périmètre après 2001
0	Localité non électrifiée, hors périmètre de distribution	11 349	0	Localité non connectée
5	Localité électrifiée, hors périmètre de distribution	31	5	Localité électrifiée hors périmètre

Ce niveau d'information détaillé est cependant simplifié pour servir de base à la mise à jour du PDER. Toutes les localités électrifiées, qu'elles soient connectées au RIN, RIS ou RIE, avant ou après 2001, ou même hors périmètre de distribution, seront considérées avec un statut d'électrification « localité électrifiée », représentée par le code STATELEC = 1.

En complément de la base de données du projet relatif au périmètre d'AES-SONEL, la mise à jour a été poursuivie en modifiant le statut d'électrification des localités électrifiées ou en cours d'électrification par les projets suivants :

- **Projet de Renforcement et d'Extension des Réseaux Electriques de Transport et de Distribution (PRERETD) mis en œuvre par EDC**
- Projet d'Aménagement Hydro-électrique de Lom Pangar (PAHLP) mis en œuvre par EDC
- Projet d'Electrification de 166 localités par Systèmes Solaires Photovoltaïques au Cameroun mis en œuvre par le MINEE
- Programme d'Urgence Quinquennal mis en œuvre par l'AER
- Liste des localités ayant bénéficié des financements du FEICOM pour les projets d'électrification (en cours)
- Liste des localités électrifiées pendant les cinq (5) dernières années sur financement du FEICOM
- Liste des micro-projets Electrification du PNDP

Les localités considérées comme électrifiées sont celles disposant d'un réseau de distribution BT au minimum et raccordées à un des réseaux interconnectés ou à une source de production décentralisée. Les projets visant à équiper une infrastructure publique ou sociale d'un système d'électrification, ou une localité d'un réseau d'éclairage public, ne modifient pas le statut d'électrification de la localité, au sens de l'état des lieux du PDER.

Quel que soit l'organisme porteur ou bailleur du projet, les localités concernées par des projets dont les financements sont acquis, sont considérées comme « électrifiées » dans le cadre de l'état des lieux du PDER. En effet, pour ces localités il n'est pas nécessaire de rechercher une solution d'électrification.

L'analyse de la situation des localités est faite d'abord en termes statistiques région par région et ensuite au travers d'un crible sur la taille des localités pour celles qui ne sont pas électrifiées. **Il s'agit d'une première clé d'analyse de la base de données, en amont de la démarche de planification. Cependant, la démarche exposée ultérieurement intégrera des critères plus complexes pour caractériser les priorités d'électrification et les technologies adaptées, tels que la notion de Pôle de Développement et d'Indicateur du Potentiel de Développement IPD.** Cependant, en première approche, pour une analyse par le crible de la population, les fourchettes suivantes sont retenues :

- Les localités de moins de 500 habitants
- Les localités comprises entre 500 et 1 500 habitants
- Les localités comprises entre 1 500 et 5 000 habitants
- Enfin, les localités de plus de 5 000 habitants

Comme déjà mentionné, un certain nombre de localités déjà électrifiées ont une population nulle. Elles seront exclues de la tranche des localités de « moins de 500 habitants » pour ne pas fausser l'analyse.

3.2.2.3 Nomenclature générale des localités

Sur les 14 207 localités répertoriées dans la base de données, 3 757 sont répertoriées comme localités électrifiées. La population estimée de ces localités en 2015 est de 15,14 millions d'habitants, soit un taux d'accès de 69,1% (la population totale en 2015 est estimée à 21,91 millions d'habitants).

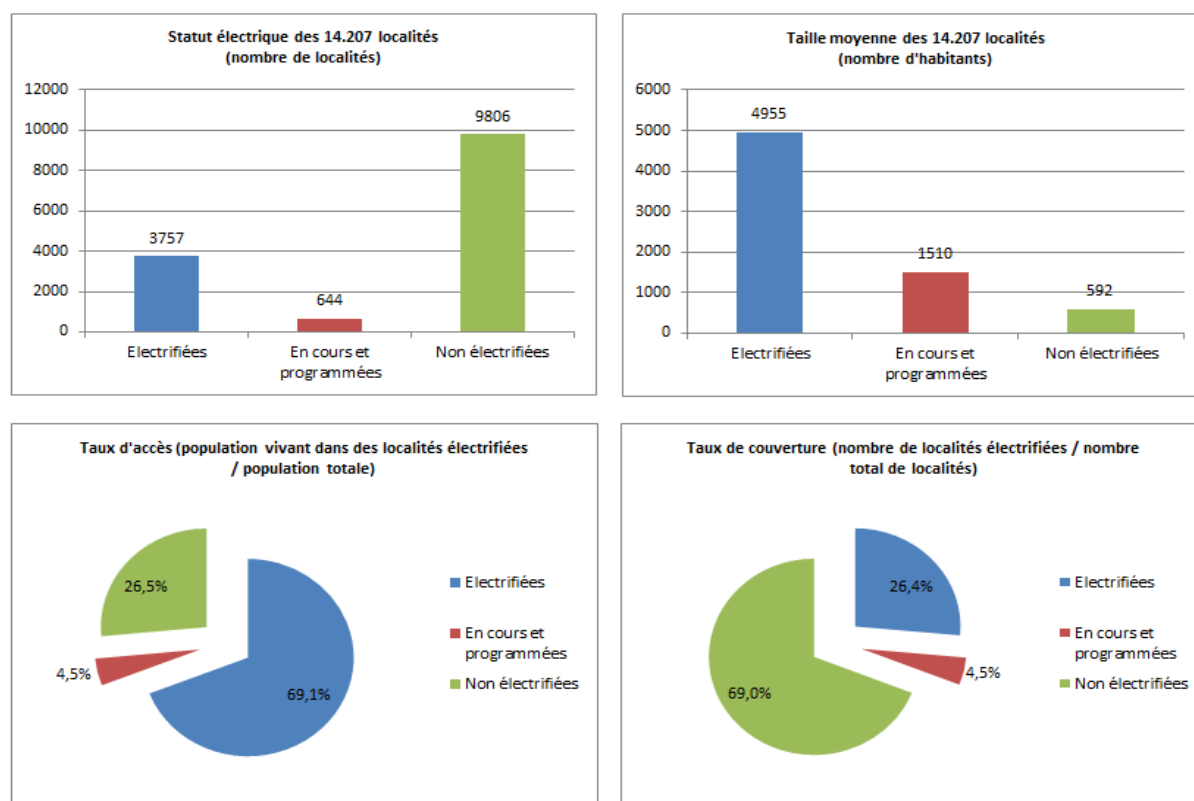
Pour 644 localités, l'électrification est en cours ou programmée. Ces localités représentent 4,4% de la population, et la taille moyenne de ces localités est de 1 510 habitants. Les localités évoquées ici sont uniquement celles pour lesquelles le financement est acquis, ce qui nous permet de les considérer comme « électrifiées » dans la situation de départ pour la mise à jour du PDER.

D'ores et déjà, on peut dire qu'une grande partie des localités « importantes » pour des raisons économiques, administratives ou sociales ont déjà été électrifiées. Les quelques dizaines de localités de ces catégories encore non électrifiées à ce jour feront partie d'une phase prioritaire d'électrification, avant la mise en œuvre des phases suivantes du plan, visant un accès à l'électricité sur l'intégralité du territoire.

Il reste 9 806 localités qui ne sont pas électrifiées. Elles représentent 26,5% de la population 2015, mais 69% des localités. La taille moyenne de ces localités est de 592 habitants, ce qui confirme le fait qu'une majorité des petites localités du Cameroun reste à électrifier, mais que le poids démographique de ces dernières n'est que de 26,5%.

La situation actuelle de l'électrification du Cameroun est illustrée par les quatre graphes de la figure suivante.

Figure 1 : Caractéristique de l'état de l'électrification au Cameroun



3.2.2.4 Analyse des localités non-électrifiées

Sur les 9 806 localités non électrifiées abritant une population de 5,8 millions d'habitants, près de 70% d'entre-elles (6 699) sont des localités de moins de 500 habitants. Elles abritent une population d'environ 1,4 million de personnes, et la taille moyenne de ces localités est de 209 habitants par localité.

En termes d'électrification traditionnelle, ce type de localités n'est pas adapté pour une électrification par le réseau, car la demande reste insignifiante pour amortir les investissements en infrastructures.

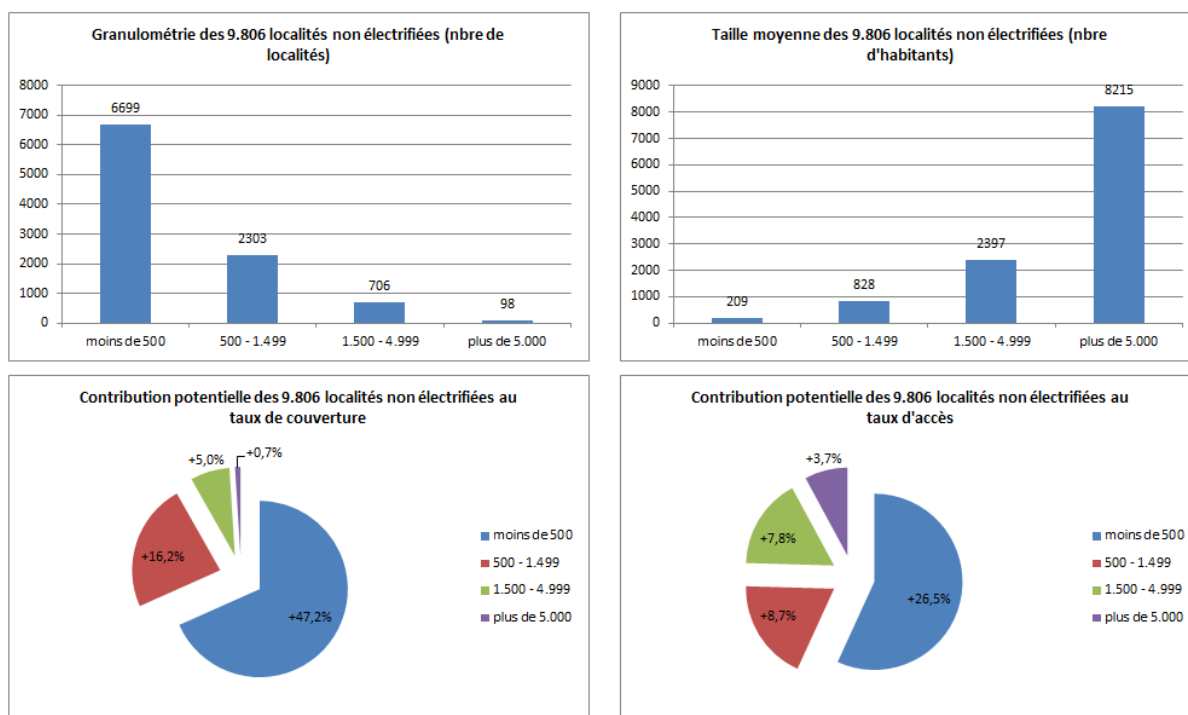
2 303 localités abritant 1,9 millions de personnes ont une taille comprise entre 500 et 1500 habitants. Leur taille moyenne est de 828 habitants. Cette classe de localités est assez caractéristique de l'organisation de populations en zones rurales vivant de ressources agricoles.

706 localités regroupant 1,7 millions de personnes ont une taille comprise entre 1 500 et 5 000 habitants, avec une taille moyenne de 2 397 habitants. Ces localités sont potentiellement des centres de concentration d'activités économiques en liaison avec le monde rural, et disposant d'un accès à l'éducation et aux soins de santé de base.

Enfin, seules 98 localités d'une taille supérieure à 5 000 habitants sont répertoriées. Leur population moyenne est de 8 215 habitants, pour une population totale de 805 000 habitants. Il est éventuellement possible que certaines d'entre elles soient déjà électrifiées. Il s'agit sans doute de centres relais qui assurent l'interface avec les métropoles, le marché, les banques et le crédit. Ces localités sont prioritairement candidates pour une électrification par le réseau.

Par ailleurs, il est intéressant de noter que 30 localités disposant d'un statut administratif de Chef-Lieu sont à ce jour non électrifiées.

Figure 2 : Caractéristiques des localités non-électrifiées en 2015



70% de l'ensemble des localités ont moins de 500 habitants mais représentent un potentiel de croissance du taux de couverture national de +47,2%, tout en accueillant 26,5% de la population nationale. Les trois autres classes de localités abritent au total 20,2% de la population nationale.

3.2.2.5 Répartition des localités et des populations non électrifiées par Région

En termes de nombre de localités, les deux régions pour lesquelles la population totale des localités non électrifiées sort du lot sont l'Extrême-Nord et le Nord, avec au total près de 3,5 millions d'habitants sans accès à l'électricité :

- EXTRÊME-NORD : 2 199 295 habitants dans les localités non électrifiées
- NORD : 1 403 238 habitants dans les localités non électrifiées

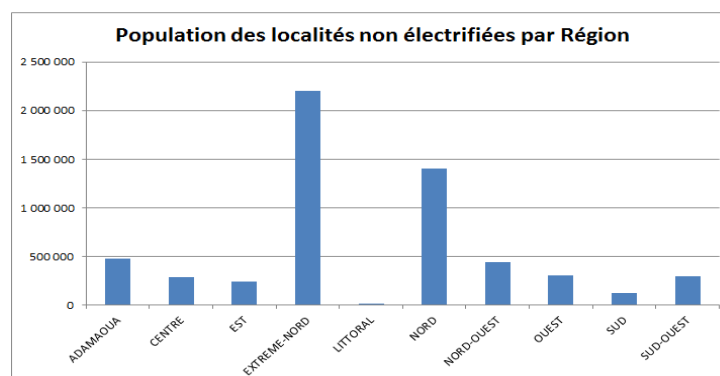
Ensuite, sept régions abritent encore chacune entre 100 et 500 000 habitants sans accès à l'électricité. Il s'agit de :

- ADAMAOUA : 482 869
- NORD-OUEST : 440 555
- OUEST : 304 985
- SUD-OUEST : 293 182
- CENTRE : 289 940
- EST : 245 501
- SUD : 128 615

Enfin, dans la Région du Littoral, seulement 15 000 personnes vivent encore dans des localités non électrifiées.

- LITTORAL : 15 810

Figure 3 : Répartition des populations des localités non électrifiées par région



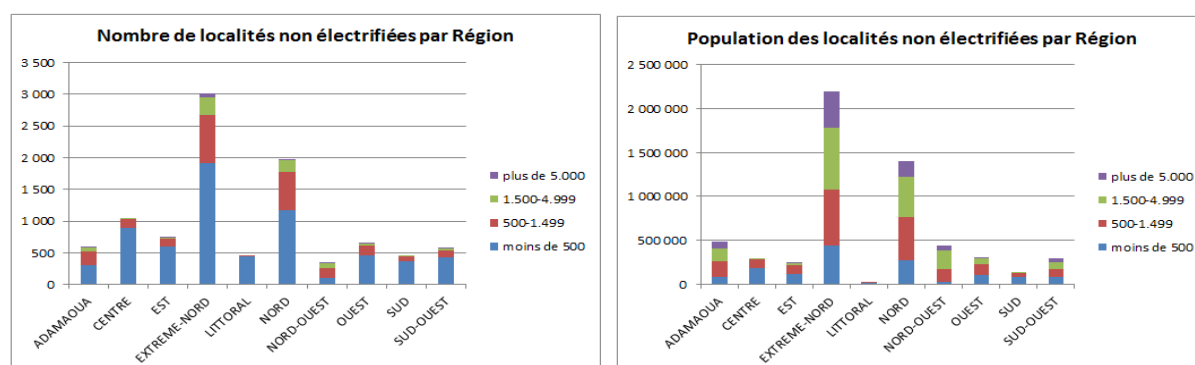
En ce qui concerne le nombre de localités, comme évoqué précédemment, la grande majorité des localités restant à électrifier comprend moins de 500 habitants. Pour six régions, plus des trois-quarts des localités à électrifier appartiennent à cette classe de population de moins de 500 habitants, avec même 100% des localités pour le Littoral. Pour l'Extrême-Nord, le Nord et l'Adamaoua, la taille moyenne des localités à électrifier est légèrement plus importante, avec 50 à 60% de localités de moins de 500 habitants, et entre 25 et 35% jusqu'à 1 500 habitants. Cependant, pour 9 régions sur 10, plus de 87% des localités à électrifier sont des « petites » localités de moins de 1 500 habitants.

La région du Nord-Ouest se distingue, avec tout de même près de 30% des localités restant à électrifier concentrant plus de 1 500 habitants.

Pour l'analyse en termes de population, l'Extrême-Nord et le Nord ressortent encore visuellement sur le graphique ci-dessous, avec les 3,5 millions d'habitants vivant dans des localités à électrifier, dont un peu plus de 600 000 dans de très grosses localités de plus de 5 000 habitants. Cependant, en proportion, cela représente 13 à 20% de la population régionale non électrifiée, ce qui est une valeur homogène avec les régions de l'Adamaoua, du Nord-Ouest et du Sud-Ouest.

Les régions du Nord, du Littoral et du Sud ont achevé l'électrification de ces très grosses localités. Pour l'Ouest et l'Est, il reste un effort très mesuré représentant respectivement 2 et 3% de la population et 5 et 2% du nombre de localités pour électrifier ces localités considérées comme prioritaires pour le développement régional.

Figure 4 : répartition des localités et des populations non électrifiées en fonction de leur taille et par région



3.2.2.6 Distance des localités non électrifiées par rapport au réseau HTA existant

Cet exercice d'analyse consiste à localiser et dénombrer dans des zones tampons (ou *Buffer*) de taille croissante les localités non électrifiées.

Tableau 13 : répartition des localités par rapport à leur distance à un réseau MT existant

	<i>Buffer</i> 10km	<i>Buffer</i> 20km	<i>Buffer</i> 50km
Localités non électrifiées	5 918	7 406	8 678
Localités non électrifiées (% du total restant à électrifier)	60%	76%	88%
Population non électrifiée	3 606 809	4 470 699	5 168 997
Population non électrifiée (% du total restant à électrifier)	62%	77%	88%
Potentiel en petite hydro-électricité (*)	170	184	196
Puissance hydro disponible (MW sur un total de 340 MW)	142 MW	165 MW	175 MW
Surface en km ²	177 871 km ²	265 735 km ²	444 260 km ²
Surface en % (**)	38%	57%	95%

* nombre total de sites : 260

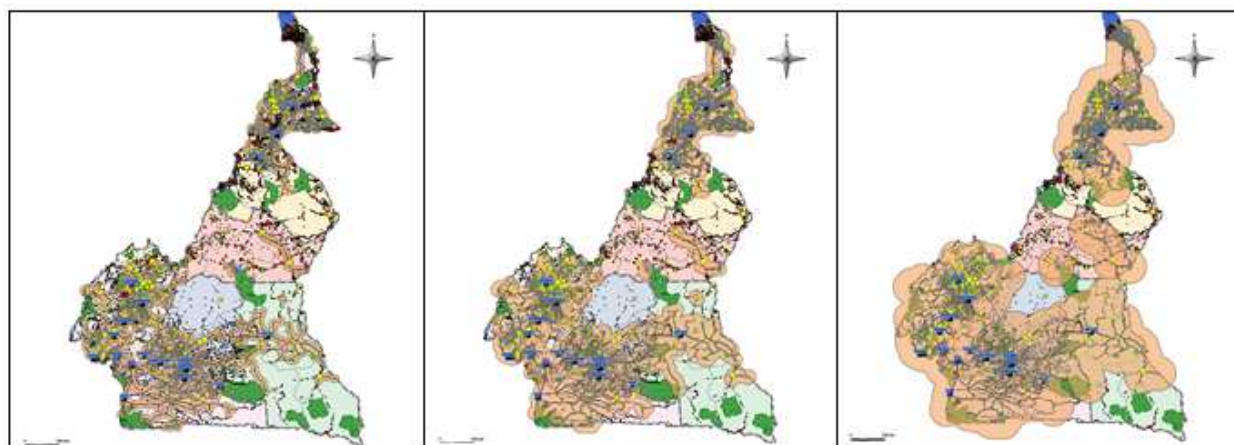
**Surface du Cameroun: 467 955 km²

Une majeure partie des localités à électrifier (60%) sont à proximité immédiate du réseau (moins de 10 km) et plus de la moitié du territoire camerounais (57%) se situe à moins de 20 km d'un des réseaux HTA existant à ce jour. 635 000 habitants se situent à ce jour à plus de 50 km d'un réseau HTA existant.

En ce qui concerne la valorisation du potentiel en énergies renouvelables, plus de 70% des sites potentiels pour la petite hydro-électricité sont situés à moins de 20 km du réseau, représentant 50% environ de la puissance potentiellement installable.

Les 3 vignettes suivantes illustrent (en rose pâle), l'emprise sur le territoire camerounais des *Buffer* 10 km, 20 km et 50 km autour des réseaux HTA existants.

Figure 5 : Emprise sur le territoire du Cameroun des buffers de 10, 20 et 50 km autour des réseaux HTA existants



4 Description des systèmes de production et de distribution électrique existant au Cameroun

4.1 Situation de la production et du transport

4.1.1 Réseau et parc existant

Le parc de production camerounais est constitué essentiellement de centrales hydrauliques et thermiques. Le système électrique du Cameroun se compose de trois réseaux électriques complètement indépendants les uns des autres, les réseaux interconnectés Sud, Nord et Est (RIS, RIN, RIE). La présentation du système électrique et du parc de production figure ci-dessous pour chaque réseau indépendant.

4.1.1.1 Réseau interconnecté Sud (RIS)

Le réseau interconnecté Sud couvre six régions : le Centre, le Littoral, l'Ouest, le Nord-Ouest, le Sud-Ouest et le Sud. Le RIS est le plus important des trois réseaux, de par son étendue géographique et sa démographie. Il est composé de deux niveaux de tension : 225 kV et 90 kV et comptait en 2011, 483 km de lignes 225 kV et 1 011 km de lignes 90 kV.

Son parc de production est par conséquent également le plus important des trois réseaux. Il est composé des centrales hydroélectriques de Song - Loulou et Edéa, la centrale à gaz de Kribi et de 13 sites de production thermique.

Le tableau qui suit récapitule le parc existant du RIS ainsi que les puissances installées associées :

Tableau 14 : Parc de production du RIS

Centrale	Type de centrale	Nombre de groupes	Puissance totale installée (MW)
Song Loulou	Hydro	8	384
Edéa		14	276
Dibamba	Thermique HFO	5	86
Limbé		5	85,5
Logbaba 2		2	12
Oyomabang 1		3	18
Bafoussam		3	13,5
Bassa 2	Thermique LFO	3	9,9
Bassa 3		2	9
Logbaba		1	1,5
Oyomabang 2		9	14,4
Bamenda		18	21,6
Ebolowa		9	10,8
Mbal Mayo		9	10,8
Ahala (location)		75	60
Kribi	Gaz naturel	13	215,28

4.1.1.2 Réseau Interconnecté Nord (RIN)

Le réseau interconnecté nord couvre trois régions : l'Adamaoua, le Nord et l'Extrême Nord. Il est composé de deux niveaux de tension : 110 kV et 90 kV et comptait en 2011, 337 km de lignes 110 kV et 200 km de lignes 90 kV.

L'énergie transportée sur ce réseau est principalement produite par la centrale hydraulique de Lagdo, composée de 4 groupes de 18 MW chacun

4.1.1.3 Réseau Est (RIE)

Le réseau Est, non interconnecté, que l'on désigne RIE par analogie aux deux autres réseaux couvre la région Est du pays. La zone Est est actuellement desservie par un réseau HTA de 30 kV qui prend sa source à la centrale de Bertoua d'une puissance installée de 17,6 MW. D'autres centrales thermiques isolées de plus petite taille assurent l'alimentation des agglomérations importantes de la zone.

4.1.2 Nouvelles capacités décidées

4.1.2.1 Projets hydro-électriques

Les projets hydro-électriques prévus à horizon 2035 identifiés par le PDSEN sont recensés dans le tableau suivant pour les trois réseaux électriques interconnectés :

Tableau 15 : nouvelles capacités hydro-électriques décidées

Réseau électrique	Centrale Hydro-électrique	Nombre de groupes	Puissance installée (MW)	Date de mise en service
RIS	Mekin	3	15	2015
	Menvé'ele	4	211	Janvier 2017
	Menchum	4	84	Décembre 2017
	Nachtigal Amont	7	392	Décembre 2019
	Njock Ph 1	4	117	2026
	Kpep	6	556	2028
	Song Ndong	8	316	2031
	Nachtigal Aval	7	420	2033
RIN	Bini Warak	-	60	2018
	Mbinjal	-	83	2020
	Mandourou	-	70	2020
	Mayo Taram	-	29	2022
	Mbam Amont	-	145	2023
	Fo	-	84	2031
RIE	Lom Pangar - Ph1	2	15	2015
	Lom Pangar - Ph2	2	15	2017
	Colomines	2	18	2020

Réseau électrique	Centrale Hydro-électrique	Nombre de groupes	Puissance installée (MW)	Date de mise en service
	Ngoila	8	124	2025
	Yenga	7	108,5	2025
	Chutes de Nki	8	297	2026
	Zokoumanbalé	4	30	2032

4.1.2.2 Projets thermiques

Le seul projet thermique notable identifié par le PDSEN pour l'horizon 2035 est l'extension de la centrale à gaz de Kribi en janvier 2016 dans la zone Sud. Il est prévu le rajout de 7 groupes d'une puissance totale installée de 114 MW.

4.1.2.3 Projets Solaires

Un projet d'électrification de 166 localités par systèmes solaires photovoltaïques au Cameroun est actuellement en réalisation sur financement chinois. Ces 166 localités sont réparties dans les 10 régions du Cameroun.

4.1.2.4 Aménagements du système électrique

En vue de l'augmentation de la demande et des nouvelles capacités de production projetées, des aménagements importants sont à prévoir sur les réseaux HTB et leurs postes de transformation. Le programme d'aménagement du Transport Electrique à l'horizon 2035 par le PDSEN est présenté ci-dessous pour chacun des réseaux interconnectés indépendants.

4.1.2.4.1 Réseau Interconnecté Sud

Tableau 16 : Création ou renforcement de postes pour le RIS

Ouvrage	Année de mise en service
Un poste 225/90 kV - 1 x 100 MVA à Bafoussam	2015
Un deuxième TFO 225/90 kV 1 x 100 MVA à Logbaba	2015
Un poste 225/90 kV - 1 x 100 MVA à Koumassi	2015
Un poste 225 kV à Nkolokoumou	2017
Un poste 225/90 kV 2 x 100 MVA à Ahala	2017
Un poste 225/90 kV 1 x 100MVA à Ebolowa	2017
Un poste 90/30 kV à Nyom	2017
Un poste 90/30 kV à Nylon	2017
Un poste 225/30 kV à Logbessou	2017
Un poste 225/30 kV à Logbaba	2020
Un poste 225/90 kV à Nyom 2 x 100 MVA	2020
Un poste 225/30 kV à Oyomabang	2020
Deux TFO 225/90 kV 2 x 200 MVA à Logbessou	2025
Deux TFO 225/90 kV 2 x 200 MVA à Bekoko	2025
Un deuxième TFO 225/90 kV 1 x 100 MVA à Koumassi	2025
Deux TFO 225/90 kV 2 x 200 MVA à Ahala	2025

Ouvrage	Année de mise en service
Deux TFO 225/90 kV 2 x 200 MVA à Nyom	2025
Deux TFO 225/90 kV 2 x 200 MVA à Bafoussam	2028
Deux TFO 225/90 kV 2 x 300 MVA à Bekoko	2030
Un poste 225/90 kV 2 x 200 MVA à Yaoundé Est	2030
Un poste 225/90 kV 1 x 200 MVA à Limbé	2031
Deux TFO 225/90 kV 2 x 200 MVA à Oyomabang	2035
Deux TFO 225/90 kV 2 x 300 MVA à Logbaba	2035
Deux TFO 225/90 kV 2 x 300 MVA à Koumassi	2035
Deux TFO 225/90 kV 2 x 300 MVA à Logbessou	2035

Tableau 17 : Création de lignes pour le RIS

Ouvrage	Longueur de lignes (km)	Année de mise en service
Une ligne 90 kV Nsimalen-Kondengui	10	2015
Une ligne 90 kV Dibamba-Koumassi	20	2015
Une ligne 90 kV Logbab-Maképé	8	2015
Une ligne 225 kV Songloulou-Bafoussam	180	2015
Une ligne 90 kV Logbaba-Bassa 3	3,7	2015
Une ligne 90 kV Mbalmayo-Mékin	100	2015
Une ligne 90 kV Ahala-Ngousso	20	2015
Une ligne 90 kV Ahala-Nsimalen	3,7	2015
Une ligne 225 kV Logbaba-Koumassi	7	2015
Une ligne 90 kV Koumassi-Bonabéri	10	2015
Une ligne 225 kV Nkolkoumou-Ebolowa à doubles ternes	151	2017
Une ligne 225 kV Menvélé-Ebolowa à doubles ternes	119	2017
Une ligne 90 kV Ebolowa-Mbalmayo	98	2017
Deux lignes 90kV Bamenda-Menchum	60	2017
Une deuxième ligne Bassa-Deido	5	2017
Une ligne 225 kV Kribi-Ebolowa	155	2017
Deux lignes 225 kV Nkolkoumou-Nchtigal Amont en double ternes	70	2019
Une deuxième ligne Mangombé-Logbaba 2	65	2020
Une ligne 225 kV Koumassi-Bekoko	30	2020
Une ligne 225 kV Nkolkoumou-Nyom	25	2020
Une deuxième ligne 90 kV Oyo-Ahala	10	2020
Une ligne 225 kV Nkolkoumou-Oyomabang	8	2025
Une ligne 225 kV Nyom-Ahala	50	2025
Une ligne 225 kV Songloulou-Logbessou	100	2025
Une deuxième ligne 90 kV Békoko-Limbé	50	2025
Deux lignes 90 kV Njock-Mbalmayo	100	2026
Deux lignes 225 kV doubles ternes Kpep-Bafoussam	170	2028
Une ligne 225kV Bafoussam-Békoko	194	2028

Ouvrage	Longueur de lignes (km)	Année de mise en service
Une ligne 225 kV Song Ndong-Limbé	130	2031
Deux lignes 225 kV Nachtigal Aval-Nyom en doubles ternes	70	2033

4.1.2.4.2 Réseau Interconnecté Nord

Tableau 18 : création de postes pour le RIN

Ouvrage	Année de mise en service
Un poste 110/90 kV 2 x 50 MVA à Garoua	2015
Un poste 225/110 kV 1 x 100 MVA à Ngaoundéré	2020
Un poste 225/90 kV 1 x 100 MVA à Garoua	2020
Un poste 225/110 kV 1 x 100 MVA à Lagdo	2025
Un poste 225/90 kV 2 x 100 MVA à Maroua	2025

Tableau 19 : création de lignes pour le RIN

Ouvrage	Longueur de lignes (km)	Année de mise en service
Une troisième ligne 110 kV Lagdo-Garoua 3	50	2015
Une ligne 225 kV Ngaoundéré-Lagdo	238	2015
Une ligne 225 kV Garoua-Maroua	201	2015
Une ligne 110 kV Bini Warak-Ngaoundéré	38	2018
Une ligne 225 kV Mandourou-Fo-Mbinjal	50	2020
Une ligne 225 kV Mayo Darlé-Mbam Amont	30	2020
Une ligne 225 kV Mbam Amont-Ngaoundal-Ngaoundéré	265	2020
Une ligne 225 kV Mbinjal-Garoua	180	2020
Une ligne 225 kV Ngaoundéré-Mandourou	56	2020
Une ligne 225 kV Garoua-Frontière Nigéria	42	2020
Une ligne 225 kV Mayo Darlé - Mayo Taram	10	2022
Une ligne 225 kV Lagdo-Garoua (1ère partie Lagdo-Maroua)	50	2025
Une deuxième ligne 225 kV Garoua-Maroua	201	2025
Une ligne 225 kV Maroua-N'Djamena	260	2025
Une ligne 225 kV Mbam Amont - Ngaoundéré	220	2029
Une deuxième ligne 225 kV Mbinjal-Garoua	180	2030
Une ligne 225 kV Lagdo-Maroua (2ème partie Lagdo-Maroua)	50	2035

4.1.2.4.3 Réseau Interconnecté Est

Tableau 20 : création de postes pour le RIE

Ouvrage	Année de mise en service
Un poste 90 kV à Bertoua	2015
Un poste 90 kV à Batouri	2020
Un poste 225/90 kV 1 x 100 MVA à Bertoua	2020
Un poste 225 kV à Lomié	2020
Un poste 225 kV à Nkout	2025
Un poste à Mbalam	2026

Tableau 21 : création de lignes pour le RIE

Ouvrage	Longueur de lignes (km)	Année de mise en service
Une ligne 90 kV Lom Pangar-Bertoua	102	2015
Une ligne 90 kV Bertoua-Batouri	86	2020
Une ligne 90 kV Colomines-Zoukoumanbalé	4	2020
Une ligne 90 kV Zokoumambalé-Batouri	60	2020
Une ligne 225 kV Bertoua-Lomié	174	2020
Une ligne 225 kV Lomié-Ngoila	77	2025
Une ligne 225 kV Ngoila-Chutes de Nki	69	2025
Une ligne 225 kV Chutes de Nki-Yenga	80	2025
Une ligne 225 kV Ngoila-Nkout	176	2025
Une deuxième ligne 225 kV Chutes de Nki-Yenga	80	2026
Une ligne 225 kV Ngoila-Mbalam	74	2026
Une ligne 225 kV Chutes de Nki-Mbalam	81	2026
Une ligne 225 kV Nkout-Mbalam	152	2026

4.2 Situation de la distribution rurale au Cameroun

Dans le cadre d'un plan d'électrification rurale, les éléments fondamentaux à connaître sont :

- La localisation des postes HTB/HTA dans les régions et la disponibilité de l'énergie de chacun de ces postes ;
- Le développement du réseau actuel HTA dans les différentes régions du territoire ;
- Les plans de développement de la couverture du pays en postes HTB/HTA 225/30 kV, 110/30 kV et 90/30 kV. La tension 15 kV est en principe une tension urbaine qui parfois a été utilisée en prolongement d'un départ urbain pour faire de l'électrification rurale.

4.2.1 Situation des postes sources en 2014

20 postes sources alimentent le réseau de distribution Sud (RIS), 4 le réseau Nord (RIN) et un premier poste source sera construit en 2015 à Bertoua pour le réseau Est (RIE). La liste des postes existants avec la capacité des transformateurs et la charge estimée en 2015 est présentée dans le tableau suivant :

Tableau 22 : Etat des lieux des postes sources

RI	NOM	TFO	Pointe 2015**
RIS	KOUMASSI	90/15 kV - 2x50MVA	54,7-55 MW *
RIS	MAKEPE	90/15 kV - 36MVA	47,5 MW *
RIS	BAMENDA	90/30 kV - 20MVA	30,6 MW *
RIS	NGODI BAKOKO	90/15 kV	13,6 MW
RIS	NKONGSAMBA	90/30 kV - 20MVA	15,5 MW
		90/15 kV - 36MVA	
		30/15 kV - 2x5MVA	
RIS	BAFOUSSAM	90/30 kV - 36MVA	38,1 MW
		90/15 kV - 10MVA	15 MW *
		30/15 kV - 2x5MVA	
RIS	EDEA	90/30 kV	10,9 MW
		90/15 kV - 2x10MVA	9,5 MW
RIS	NSIMALEN	90/15 kV - 36MVA	8,6 MW
RIS	AHALA	90/15 kV - 36MVA	32,6 MW
RIS	BRGM	90/15 kV - 3x20MVA	37 - 36,7 MW *
RIS	SONARA	90/30 kV	11,5 MW
RIS	MBALMAYO	90/30 kV - 20MVA	19,8 MW *
RIS	NGOOUSSO	90/30 kV - 20MVA	20,4 MW *
		90/15 kV - 2x36MVA	37,2 - 37,3 MW *
RIS	BASSA	90/15 kV - 2x50MVA	53,2 - 52,2 MW *
RIS	BONABERI	90/15 kV - 36MVA	37,9 MW *
RIS	DEIDO	90/15 kV	21,7 MW
RIS	NJOCK NKONG	90/15 kV - 20MVA	11,9 MW
RIS	KONDENGUI	90/15 kV - 36MVA	34,1 MW
RIS	NJOMBE	90/30 kV	13,1 MW
RIS	LIMBE	90/30 kV - 36MVA	29,9 MW
RIN	NGAOUNDERE	110/15 kV - 2x20MVA	10,9 MW
		15/30 kV - 2x5MVA	
RIN	MAROUA	90/30 kV - 2x10MVA	24 MW
		30/15 kV - 2x5MVA	
RIN	GAROUA	90/15 kV - 2x20MVA	27,6 MW
		110/15 kV - 2x20MVA	
		15/30 kV - 2MVA	
RIN	GUIDER	90/30 kV - 2x20MVA	7,3 MW
RIE	BERTOUA	30 kV	18,6 MW

*Transformateur en limite ou tendant vers sa limite de capacité

**Pointe estimée dans le Rapport d'Etude du Transport du PDSN

Aujourd'hui bien des postes sont déjà à saturation, et avec l'évolution de la demande et le programme d'électrification en cours, des renforcements et des créations de nouveaux postes sont nécessaires. Le Consultant n'est aujourd'hui pas au courant d'autres renforcements en cours ou planifiés, mais il est certain qu'un programme devra être mis en place à court terme. Des créations de postes HTB/HTA ont déjà été décidées dans le cadre du Projet de Développement du Secteur de l'Energie. Celles-ci figurent dans la partie 3.1.2.4 *Aménagements du système électrique*.

4.2.2 Description du système de distribution HTA/BT

Ce chapitre présente le système de distribution HTA/BT utilisé actuellement pour l'électrification rurale au Cameroun. Le chapitre ci-après présente différentes solutions et les choix techniques de distribution qui seront retenus dans le cadre de la mise à jour du plan directeur d'électrification rurale du Cameroun.

4.2.2.1 Situation des réseaux HTA pour l'électrification rurale

Les réseaux de distribution HTA alimentant les zones rurales sont majoritairement réalisés par des réseaux 30 kV (triphasé) et 17,32 kV (monophasé). Il existe par ailleurs quelques villages électrifiés à partir d'extension de réseau 15 kV (principalement dédié au réseau urbain).

Les cartes jointes en Annexe 2 représentent l'ensemble réseaux HTA ruraux géo référencés collectés dans le cadre de la phase préliminaire et consolidé dans la suite de l'étude lors des échanges avec ENEO et le ministère. Elles sont réalisées par postes source HTB/HTA excepté pour les réseaux issus des villes de Yaoundé et Douala (réseaux « ruraux » issus de plusieurs postes-sources situés à l'intérieur des villes de Douala et Yaoundé)

Le tableau ci-dessous résume par poste-source les longueurs de réseau HTA collectés (existant et en cours de réalisation)

Tableau 23 : Tableau récapitulatif des km de réseau géo référencés en vue de l'étude

RI	Poste de distribution	km total	Existant		En cours	
		HTA	Tri	Mono	Tri	Mono
RIE	Bertoua	1 536	376	192	836	131
RIN	Maroua	1 570	1 056	162	262	91
RIN	Centrale de Lagdo	361	225	22	98	16
RIN	Garoua	146	71	18	43	14
RIN	Ngaoundéré	240	235	5	-	-
RIN	Guider	396	178	21	106	91
RIS	Yaoundé	1 611	1 481	58	44	27
RIS	Mbalmayo	1 942	1 353	372	194	23
RIS	Njock Nkong	869	821	7	30	10
RIS	Edéa	577	507	-	45	25
RIS	Bamenda	994	672	86	215	20
RIS	Bafoussam	1 716	1 019	286	337	73
RIS	Nkongsamba	323	185	39	99	-
RIS	Njombe	34	34	-	-	-
RIS	Douala	288	228	8	42	10
RIS	Limbé	473	336	35	102	-

Nota : les distances indiquées correspondent aux distances linéaires relevées sur le SIG. Elles ne prennent notamment pas en compte l'ensemble des dérivations de quelques dizaines de mètres pour alimenter les postes HTA/BT.

Avant le lancement de l'outil de planification, les éléments suivant ont été validés en partenariat avec ENEO (voir Annexe 2):

- **En termes de niveau de tension : réseau HTA construit en 15kV au lieu du 30kV**

Il est important de bien différencier le niveau de tension des réseaux HTA. Pour exemple, dans le PDSE le poste de Njock-Nkong est indiqué comme un poste 90/15 kV. L'ensemble des réseaux « ruraux » issus de ce poste évalué à 869 km (cf. tableau ci-dessus) sont identifiés comme du réseau 30 kV dans notre SIG.

La question se pose également sur l'ensemble des réseaux issus des postes sources de Yaoundé et Douala.

- **En termes de section de câble des réseaux HTA des artères principales**

Dans les données collectées, nous n'avons pu récupérer les sections de câbles que sur une minorité des réseaux (uniquement unifilaire du poste-source de Nkongsamba + quelques sections principales en 93 mm²). Sans renseignement complémentaires, en vue des simulations, nous serons contraints d'effectuer les simulations en prenant des hypothèses de sections (93 mm² pour les artères principales, 54,6 mm² et 34,4 mm² pour les dérivations)

Des commentaires peuvent également être fait sur les sujets suivants afin d'avoir plus de précision :

- **Au niveau des tracés :**

Les réseaux sont mis à jour à partir de l'ensemble des données collectées (réseaux existants en 2015 et projets en cours). Il se peut que certaines extensions soient manquantes ou que des tracés soient quelques peu différents

- **En termes de type de réseau :**

La différenciation des réseaux monophasé/triphasé a été effectuée à partir des schémas unifilaires. Il est possible que certaines de ces informations soient à réajuster.

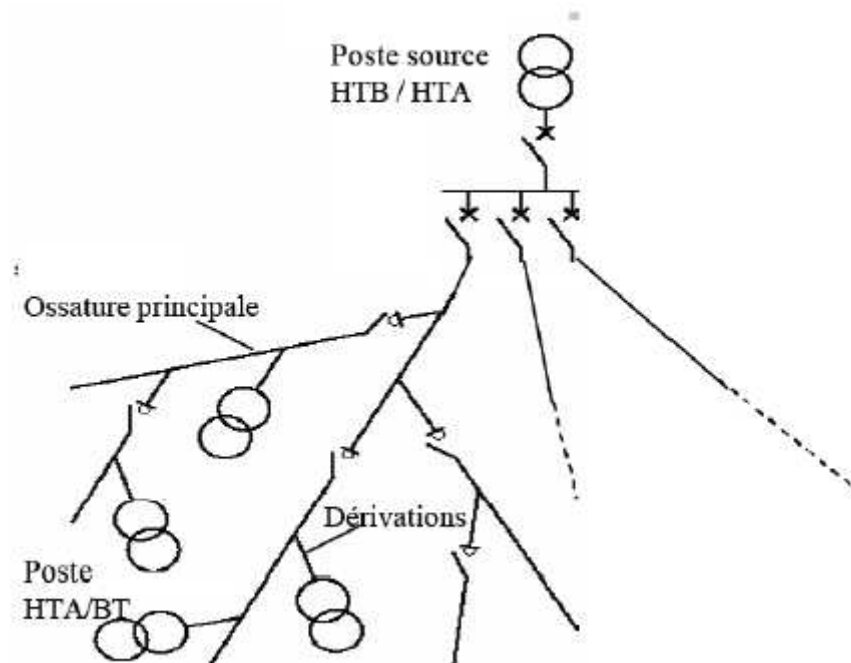
4.2.2.2 Type de Distribution utilisée

Architecture des réseaux de distribution à partir des postes-sources :

La structure d'un réseau de distribution MT pour l'électrification rurale au Cameroun est généralement de type **radial (également appelé en antenne ou arborescent) aérien**. Dans cette configuration, tout point de consommation n'est alimenté que par un seul chemin.

Cette architecture simple permet d'accéder à moindre coût à des points de consommations de faible densité de charge et disséminés géographiquement, mais présente une qualité de service moindre qu'un réseau topologiquement bouclé car la charge ne peut être alimentée par une autre voie en cas de coupure sur le réseau amont (sur défaut ou pour cause de maintenance).

Figure 6 : principe de distribution de type radial



Certaines structures de distribution permettent une alimentation secours de type boucle « ouverte » (ex : utilisation d'IACM « de bouclage » entre le poste-source de Mbalmayo et le poste-source de Nsimalen – Yaoundé ou entres les postes de Bafoussam et Bamenda). Elles sont réservées aux zones plus densément peuplées ou aux réseaux industriels, pour lesquels la nécessité de continuité de service justifie des coûts d'investissement et d'exploitation plus élevés.

Exploitation/gestion des réseaux

Au niveau des postes-sources, les départs sont protégés par des cellules disjoncteurs. Celles-ci ont souvent une fonction de ré enclenchement qui permet l'élimination des défauts fugitifs et semi-permanents particulièrement utile sur les réseaux aériens.

Des IACM sont installés en tête de dérivation et au niveau de chaque transformateur ou grappe de transformateurs pour permettre aux exploitants de couper une partie des lignes en maintenance ou affectée par un défaut.

Des disjoncteurs en ligne de type « PMR » (Power Monitoring Recloser) sont également installés sur certaines dérivations 30kV. Ces équipements permettent en cas de défaut de séparer du réseau sain la partie du réseau en aval du disjoncteur. Les PMR sont également équipés d'une fonction ré-enclenchement permettant l'élimination des défauts fugitifs.

Réseau de distribution triphasé :

La majorité du réseau (environ 85%) est construite en technologie triphasée.

o Caractéristiques du réseau

Les principales caractéristiques du réseau 30 kV triphasé sont les suivantes :

- Tension nominale : 30 kV
- Tension d'isolement ou tension assignée : 36 kV
- Tension de tenue électrique :
 - o Tension de tenue à l'onde de choc : 170 kV
 - o Tension de tenue à la fréquence industrielle : 70 kV
- Régime de mise à la terre du neutre : mis à la terre par impédance et non distribué
- Fréquence du réseau
 - o La fréquence nominale est de : 50 Hz
 - o La variation maximale est de +/- 1 Hz

o Mise à la terre

Le neutre du transformateur HTB/HTA est mis à la terre à travers une impédance (résistance ou réactance).

Le neutre des transformateurs HTA/BT est mis directement à la terre. La résistance de la prise de terre ne doit pas dépasser 30 ohms. Le neutre de la BT est distribué et mis à la terre en différents points du réseau.

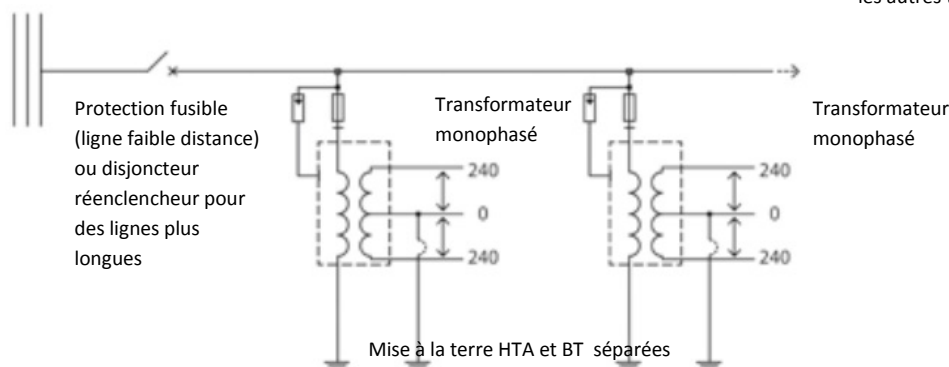
Distribution monophasée (SWER)

Le système Single Wire Earth Return (SWER) est un système de distribution monophasé en HTA utilisant la terre comme conducteur de retour. Le principe utilisé au Cameroun est le système de dérivation « directe » à partir de la ligne principale (sans utilisation de transformateur d'isolement) tel que présenté dans le schéma ci-dessous.

Figure 7 : principe alimentation du SWER "direct"

Ligne triphasée 30kV

Ligne monophasée HTA alimentant
les autres transformateurs



L'utilisation de la HTA monophasée a permis de réduire considérablement les coûts de construction des ouvrages et donc d'électrifier un plus grand nombre de villages. Il faut noter que la réduction des coûts d'utilisation du monophasé en HTA par rapport à ceux du triphasé résulte à la fois de la baisse du coût des réseaux HTA mais également de celui réseaux BT.

En effet, le coût d'une ligne BT à quatre fils (en triphasé) est du même ordre que celle d'une ligne HTA triphasée. Lorsque les charges sont très dispersées, l'avantage de la distribution en HTA monophasée devient donc plus prononcé. Dans ces endroits, les embranchements latéraux monophasés peuvent être facilement érigés avec des transformateurs monophasés de petite capacité approvisionnant de petits groupes de consommateurs. L'équivalent en triphasé nécessitera le renforcement de la zone de couverture pour chaque transformateur ainsi que l'érection de lignes BT plus étendues.

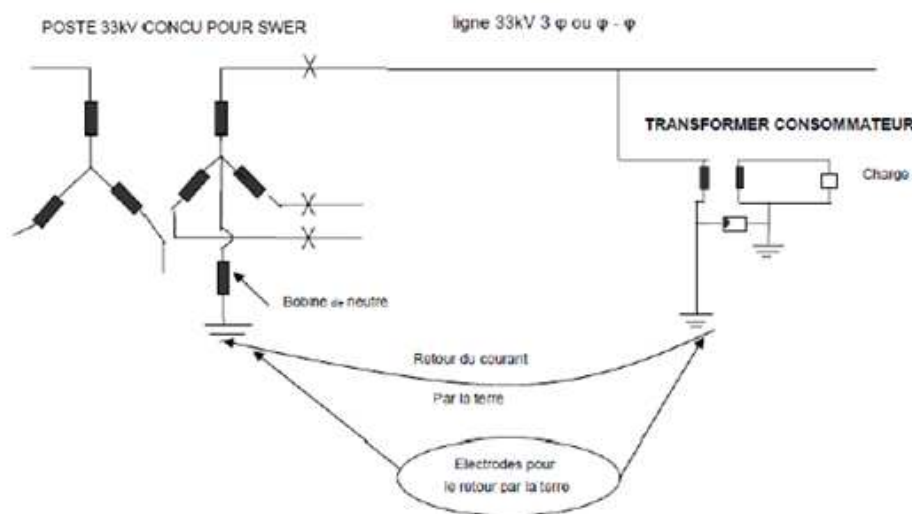
O Caractéristiques du réseau

Les principales caractéristiques du réseau 30kV monophasé sont les suivantes :

- Tension nominale : 17,32 kV
- Tension de tenue électrique :
 - o Tension de tenue au choc de foudre : 110 kV
 - o Tension de tenue à la fréquence industrielle : 50 kV
- Fréquence du réseau
 - o La fréquence nominale est de : 50 Hz
 - o La variation maximale est de +/- 1 Hz

O Mise à la terre MT

Figure 8 : réseau SWER - Principe mise à terre au niveau du poste source HT/MT



La mise à la terre du réseau HTA monophasé direct est réalisée au niveau du poste-source HTB/HTA : le courant de terre circule donc entre la terre du transformateur HTB/HTA et le primaire des transformateurs de distribution HTA/BT de l'antenne SWER.

En cas de défaut sur l'antenne SWER, la protection décentralisée protégera les installations. Par ailleurs, le courant des charges monophasées traverse en permanence l'impédance de mise à la terre du neutre du poste HTB/HTA, qui doit être dimensionnée en conséquence. Néanmoins la protection centralisée du poste HT/MT étant basée sur la détection d'un courant de défaut dans cette impédance de mise à la terre du neutre, la somme des courants de terre des antennes SWER raccordées au réseau triphasé doit être inférieure au seuil de détection des défauts homopolaires par la protection centralisée du poste source. Lorsque les charges raccordées sur le réseau SWER deviennent trop élevées, des problèmes d'exploitation

apparaissent. C'est pourquoi la charge unitaire des dérivations doit être limitée (6 A) ainsi que le nombre de dérivations sur un même départ triphasé. Les longueurs des circuits monophasés raccordés sur chaque phase doivent être aussi proches que possible.

4.2.2.3 Technologie de construction

Type de réseau :

Comme indiqué ci-dessus, la totalité des réseaux HTA pour l'électrification rurale est réalisée en technologie aérienne, de type rigide ou suspendu.

Poste de transformation HTA/BT:

La majorité des villages est électrifiée à l'aide de transformateurs de type H61 (de 50 à 160 kVA voir 250 kVA pour les réseaux triphasés et de 5 à 25 kVA pour les réseaux monophasés). Les postes-cabines avec transfo de type H59 sont utilisés pour les villages/villes de taille importante.

Support:

Le Cameroun ayant de nombreuses plantations d'eucalyptus dans le Nord-Ouest du pays, une majorité des réseaux HTA et BT a été construite à l'aide de poteaux bois. Il s'avère que des problèmes de maintenance sont apparus assez récemment (chute de poteau bois après quelques mois d'installation) et que les poteaux de type métallique et béton sont de plus en plus utilisés sur les réseaux moyenne tension.

Câbles – Section utilisées:

D'après les informations recueillies (cf. cartes en Annexe 2), les lignes (artères) principales HTA pour l'électrification rurale sont construites en section allant de 148 mm² à 54,6 mm² comme détaillé pour les exemples ci-joints :

- Lignes en 148 mm² :
 - o Liaison Bafoussam-Bagangte
 - o Liaison Bamenda-Santa
 - o Liaison Maroua-Dana
 - o Liaison Waza-Kousseri
- Lignes en 93,3 mm² :
 - o Départ de Bertoua (vers Batouri, Lom Pongar, Abong Mbang...)
 - o Départ de Guider (vers figuil...)
 - o Limbe-Kumba
 - o Kumba-Ekondo Titi
 - o Maroua-Waza
 - o Départ de Nkongsamba

Les dérivations sont construites en section 54,6 mm² ou 34,3 mm².

5 Analyse spatiale du contexte socio-économique et prévision de la demande en énergie

5.1 Approche méthodologique de l'analyse spatiale du contexte socio-économique

Au-delà de sa volonté d'électrifier à terme l'ensemble du territoire national, le Gouvernement du Cameroun affiche également une préoccupation essentielle, à savoir celle d'une répartition des efforts entre l'électrification des ménages dans et en dehors du périmètre concédé (au moins 250 000 nouveaux ménages dans le périmètre concédé et au moins 20 000 ménages hors concession pour les cinq premières années, et au moins 75% des nouvelles localités électrifiées par extension du réseau). Cependant, au-delà des infrastructures électriques, la planification de l'électrification rurale renvoie inévitablement à une problématique d'aménagement du territoire, et de renforcement de l'impact économique et social de l'électrification rurale.

5.1.1 Où électrifier en priorité et dans quel ordre ?

A l'échelle d'une région donnée, la sélection et la hiérarchisation des lieux qui bénéficieront en priorité de l'électricité constitue une problématique cruciale dans un contexte de développement régional équilibré. En amont des programmes d'électrification, il s'agit de maximiser les effets d'entraînement économiques et sociaux recherchés. En effet, au-delà de l'accès des foyers à l'électricité, la préoccupation est en réalité désormais celle de l'accès aux services énergétiques modernes avec des effets d'entraînement sur la santé, l'éducation, la croissance économique et l'emploi.

De ce point de vue, l'impact de l'électricité ne se mesurera plus uniquement de manière intrinsèque à la localité électrifiée, mais devra également intégrer les bénéfices indirects générés pour l'ensemble des localités de la périphérie, en raison des services énergétiques modernes rendus désormais accessibles.

La question à laquelle il conviendra désormais d'accorder la plus grande attention peut alors être formulée comme suit : **"à l'échelle d'un territoire donné, et à un horizon de planification donné, quelles sont les localités qu'il conviendrait d'électrifier en priorité et dans quel ordre ?"**

Pour fonctionner, les modèles traditionnels de planification de l'électrification rurale, qui s'appuient sur une analyse coûts-bénéfices, nécessitent à la fois la sélection des N localités à électrifier impérativement à l'horizon de la planification, ainsi que leur classement selon un ordre de priorité.

Ce classement initial déterminera fortement les solutions optimales d'électrification à l'échelle du territoire étudié (raccordement au réseau interconnecté, centrale hydro-électrique, centrale diesel, biomasse, etc.), en systèmes isolés ou en grappes, du fait qu'elles s'appuient sur des modèles itératifs et heuristiques. La planification de l'électrification procède en effet par approches successives, en éliminant progressivement les alternatives et en ne conservant qu'une gamme restreinte de solutions tendant vers celle qui est optimale.

Ainsi, pour alimenter ces modèles de planification, il apparaît désormais crucial de mener correctement l'analyse initiale des dynamiques territoriales, avec en filigrane l'accès aux revenus, à l'éducation et à la santé. Il en va de la qualité des résultats de la planification et de l'impact économique et social futur de l'électrification.

5.1.2 La prise en compte de la dynamique spatiale à l'échelle d'un territoire

Dans la pratique courante, cette problématique est souvent traitée sur des bases démographiques et administratives. La sélection des localités à électrifier en priorité est motivée uniquement par la volonté d'accélérer l'électrification de celles considérées intuitivement comme étant structurantes. Généralement, les critères de discrimination utilisés sont alors le statut administratif et la taille de population de la localité, avec une consigne telle que : "électrifier en priorité les unités administratives et les localités de plus de X habitants". Très souvent pratiquée, cette approche démographico-administrative, repose malheureusement parfois sur des hypothèses fausses, quant à la réalité des dynamiques territoriales effectives. En combinaison avec cette approche, n'oublions pas que la sélection des localités à électrifier s'appuie parfois également sur une logique de privilèges.

Au-delà d'un traitement hasardeux de la **sélection**, ces deux approches usuelles ne gèrent pas la question de la **hiérarchisation** des localités à électrifier, sinon de façon également aléatoire.

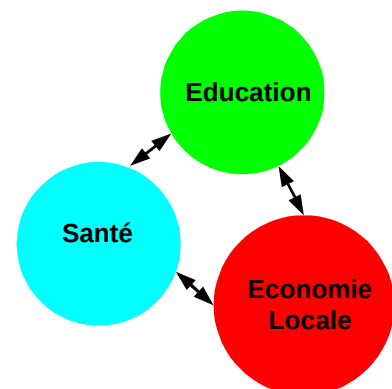
Dans le contexte de cette étude, il s'agit de proposer une démarche alternative, qui sans exclure la dimension "politique" et "souveraine" de cette double problématique de la sélection et de la hiérarchisation, puisse permettre au planificateur de disposer d'outils d'aide à la prise de décision pour un impact économique et social potentiellement plus important. D'autant plus qu'à terme toutes les localités seront électrifiées.

5.1.3 Sélection des localités prioritaires pour un impact maximal

L'impact économique et social renvoie à la situation obtenue après l'électrification, tel qu'analysée dans sa globalité, et issue de l'ensemble des effets sur les plans économique et social. Dans une dynamique centre-périphérie, ces effets de l'électrification vont dans la réalité bien au-delà de la seule localité électrifiée, et rayonnent sur sa périphérie, entendue comme étant l'ensemble des localités dont les populations bénéficieraient des services énergétiques directs et induits désormais disponibles au centre. Ainsi, maximiser les effets positifs de l'électrification à l'échelle d'un territoire reviendrait alors à sélectionner et hiérarchiser de façon pertinente les localités candidates à l'électrification rurale, **en donnant la priorité à celles qui rayonnent sur une plus grande population.**

D'où l'introduction de deux concepts importants, dans la perspective de l'anticipation des changements socio-économiques souhaités :

- **L'Indicateur du Potentiel de Développement (IPD) :** construit sous le prisme de l'IDH (Indicateur de Développement Humain), cet indicateur mesure la capacité d'une localité à enrayer la pauvreté sur le territoire constitué par elle-même et par les localités dites de sa "périphérie" ou hinterland. Conformément aux composantes de l'IDH dont il s'inspire, cette capacité de lutte contre la pauvreté est déterminée selon les trois critères de l'accès à l'éducation, de l'accès aux soins de santé et de la productivité économique locale. L'IPD est l'instrument de mesure de l'**attractivité** d'une localité, c'est-à-dire sa capacité à attirer les habitants d'autres localités en son sein.



- Le concept de **Pôle de Développement** : à l'échelle d'un territoire donné, il s'agit d'une localité disposant d'un IPD relativement plus élevé. Un pôle de développement est un espace où l'habitat et les activités se concentrent pour atteindre une certaine densité. Il offre des opportunités

d'emplois secondaires ou tertiaires, par opposition aux emplois primaires (agricoles) qui tendent à se diffuser dans la profondeur des territoires (hinterland). La notion de pôle de développement est une notion relative, propre au territoire concerné. Seront considérés comme pôles de développement au sein d'un certain territoire, les k localités avec le meilleur IPD (comparativement aux autres localités de ce même territoire). Cette relativité apparaîtra déterminante pour saisir les enjeux locaux de définition des priorités, parfois différentes des priorités nationales et pourtant pertinentes dans un contexte décentralisé.

Ces deux concepts serviront de fondement à toute la démarche.

5.1.4 Structure et calcul de l'IPD

La formule de calcul de l'Indicateur de Potentiel de Développement (IPD) accorde un poids égal aux trois composantes "santé", "éducation" et "économie locale". L'IPD se calcule selon la formule suivante :

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

Chaque composante de l'IPD (santé, éducation, économie locale) est déterminée à partir de critères choisis par le planificateur, en tenant compte de la disponibilité des données nécessaires⁹ et des orientations du pays en termes d'aménagement du territoire (typiquement, la volonté politique de renforcer le développement des unités administratives). Pour chaque composante, l'IPD se calcule ainsi selon la formule :

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

Le poids indique le poids relatif du critère considéré. Pour chaque composante, la somme des poids relatifs de chaque critère est égale à 1.

La valeur est celle du sous-critère permettant de mesurer le critère. Elle est comprise entre 0 et 1. La mesure d'un critère peut nécessiter plusieurs sous-indicateurs.

In fine, l'IPD est déterminé par la formule suivante :

$$IPD = 1/3 \sum_{\text{composantes}} \left[\sum_{\text{critères}} (poids \times valeur) \right]$$

L'IPD est alors calculé pour l'ensemble des localités constituant le territoire, conformément à la grille multicritères. Les Pôles de développement sont les k localités présentant les meilleurs IPD. Ces k localités

⁹ Cette disponibilité de la donnée doit être effective à l'échelle de chaque localité pour permettre le calcul, et pas seulement à l'échelle d'une zone.

doivent impérativement être électrifiées à l'horizon de la planification¹⁰. Le Consultant a élaboré une grille d'analyse multicritères pour le calcul des IPD et la soumet à la validation du MINEE¹¹.

Le tableau ci-après présente la grille multicritères proposée par le Consultant.

Tableau 24 : grille multicritères pour le calcul de l'IPD

COMPOSANTE	POIDS	CRITERES	POIDS	SOUS-INDICATEUR	VALEUR
ECONOMIE LOCALE	1/3	Population de la localité	5/11	Moins de 250 habitants	0
				250 à 500 habitants	0,2
				500 à 1500 habitants	0,5
				Plus de 1500 habitants	1
		Présence d'un marché	3/11	Non	0
				Oui	1
		Distance de la localité à la route la plus proche	3/11	Plus de 10km	0
				1 à 10km	0,5
				Moins de 1km	1
SANTE	1/3	Présence d'une infrastructure de santé	1/1	Non	0
				Oui	1
EDUCATION	1/3	Présence d'une infrastructure scolaire	1/1	Non	0
				Oui	1

Comme expliqué précédemment, il est évident qu'une grille multicritères beaucoup plus riche aurait pu être imaginée. Cependant, les critères retenus ici sont ceux disponibles (ou que le Consultant peut calculer) pour l'intégralité des 14 207 localités de la base de données SIG.

5.1.5 Hiérarchisation des localités prioritaires : modélisation gravitaire

La sélection des pôles étant acquise, il s'agit désormais de les hiérarchiser. Dans cette optique, les approches dites "gravitaires" et les modèles d'interaction spatiale¹² comparent plusieurs localisations potentielles en se fondant sur différents critères objectifs (éloignement, accessibilité, surface) ou subjectifs (enquête d'opinion) et s'appuient principalement sur l'analogie avec la gravitation universelle de Newton. Il s'agit à la fois de déterminer les zones d'influence et d'estimer les probabilités de déplacement à l'intérieur de ce territoire.

¹⁰Il s'agit des localités qui structurent les dynamiques territoriales. Dans le cadre d'études similaires où la perspective n'est pas la généralisation à l'horizon de la planification, cette étape a donc une conséquence directe sur les finalités du plan d'électrification. Les conventions reviennent souvent considérer un ratio cible de l'ordre de 10% du nombre total de localités. Ce taux de 10% est le résultat d'un travail de terrain. En effet, en 2005, une vaste enquête socio-économique a été réalisée dans cette perspective dans quatre zones tests pilotes regroupant une population minimum 200 000 habitants, au Burkina Faso (230 localités), au Cameroun (138 localités), au Mali (198 localités) et au Niger (311 localités), a permis d'établir ce ratio moyen : 21 pôles au Burkina Faso, 12 au Cameroun, 21 au Mali, 30 au Niger, soit respectivement 9.1%, 8.7%, 10.6% et 9.6% (moyenne de 9.5%). In "La planification de l'électrification rurale en Afrique de l'Ouest", IMPROVES-RE, IED/ETC/RISOE, Intelligent Energy Europe (Commission Européenne), Mars 2007.

¹¹ La définition des critères et sous-critères de l'IPD, ainsi que l'adoption d'un système de pondération peuvent idéalement s'opérer dans le cadre de groupes de travail multisectoriels.

¹² Loi de Hotelling, loi de Reilly, méthode des secteurs proximaux et théorie des places centrales de Christaller, modèle de Huff, Modèle Interactif de Concurrence (MCI), etc.

Ce type de modélisation est très utilisé en géomarketing et dans les modèles d'analyse des dynamiques urbaines. Nous considérerons que, du fait des activités et services qu'il concentre, un pôle de développement a une capacité d'attraction sur les autres localités, tant en termes d'opportunités d'emplois (marchés, artisanat, ateliers divers, agro-industrie, etc.) que de services (écoles, centres de santé, administrations, etc.). Dans l'approche proposée, l'attractivité du pôle n'est autre que son Indicateur de Potentiel de Développement.

5.1.6 La population de couverture d'un pôle de développement local : un critère clé

Dans la perspective de cerner l'impact potentiel de l'électrification d'un pôle de développement sur l'ensemble de son hinterland, les modèles gravitaires permettent à la fois (1) de déterminer les zones d'influence d'un pôle de développement, (2) d'estimer les probabilités d'attraction à l'intérieur du territoire délimité par cet hinterland, dans le but d'accéder à un service social ou administratif de base (école, centre de santé, administration locale, etc.), à un marché ou à un emploi.

La priorité d'électrification doit par conséquent être donnée aux pôles de développement qui concentrent les plus grandes influences locales, mesurées par le nombre d'habitants de leur périphérie, bénéficiaires des services et des opportunités économiques offerts par le centre.

Ainsi, au-delà d'une comptabilisation des seuls bénéfices internes à la localité électrifiée, l'analyse de l'impact économique et social potentiel du projet d'électrification intégrera les bénéfices indirects à l'égard des localités de l'hinterland, défini comme étant un continuum spatial dont l'étendue et la puissance du rayonnement peuvent être approchées par des modèles gravitaires.

La modélisation adoptée permet de considérer que la population qui bénéficiera potentiellement d'une électrification menée à l'échelle d'un pôle i , dite **population de couverture du pôle i** , est désignée POP_{couv_i} est la somme des probabilités d'attraction du pôle sur l'ensemble des populations des localités de son hinterland. La modélisation peut être illustrée par la formule suivante :

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

Où :

- j représente une localité de l'hinterland de i ,
- POP_j la population de cette localité,
- P_{ij} la probabilité de Huff, λ_i l'attractivité du pôle i ,
- k le nombre de pôles recensés sur l'ensemble du territoire considéré.

5.1.7 L'identification des localités isolées

L'isolement d'une localité disposant elle-même de peu d'infrastructures et services se mesure par son éloignement des différents pôles de développement recensés sur le territoire. Cette difficulté d'accès aux infrastructures et services n'est pas absolue, mais relative au territoire étudié.

Pour ces localités dites isolées, des solutions de pré-électrification visant à leur apporter un minimum d'énergie et de puissance, afin de satisfaire les besoins de base en électricité notamment pour des services communautaires (écoles, centres de santé, eau potable) peuvent être recherchées dans le cas où elles ne sont pas électrifiées par un système conventionnel par un effet d'aubaine à l'horizon de la planification¹³. Il s'agit généralement de solutions du type systèmes photovoltaïques individuels ou plate-forme multifonctionnelle, en service nécessairement discontinu, pour satisfaire des besoins énergétiques précis : éclairage, audio-visuel, froid médical, force motrice pour moulins, décortiqueuses, alternateurs, chargeurs de batterie, pompage, irrigation, postes de soudure, machines de menuiserie, etc.

En modélisant l'accès relatif des habitants d'une localité aux différents pôles de développement du territoire étudié, les planificateurs ont une réponse stratégique à la question sous-jacente à la problématique de sélection et de hiérarchisation des localités prioritaires à l'électrification, à savoir celle du lieu adéquat pour les projets dits de pré-électrification, un sujet collatéral souvent traité de façon hasardeuse au détriment de l'optimisation des coûts et de la qualité de service pour le plus grand nombre.

5.1.8 Loin des mythes et des pratiques usuelles...

Pour une sélection et une hiérarchisation optimisée des localités à électrifier dans la perspective de maximiser l'impact futur de l'électrification rurale, l'approche qui est proposée remet en question plusieurs pratiques usuelles observées en matière de planification de l'électrification rurale :

- **La taille d'une localité n'est pas l'unique déterminant :**
 - Si les localités de tailles importantes sont généralement bien classées à l'issue de cette démarche alternative, certaines localités de petite taille peuvent se retrouver en tête du classement, en raison de leur position géographique stratégique (par exemple au carrefour de plusieurs localités non électrifiées, ou à la périphérie d'une localité de taille importante).
 - Entre deux localités de tailles relativement importantes, la mieux classée n'est pas nécessairement la plus grosse en termes de population.
- **Le statut administratif d'une localité n'est pas suffisant pour justifier son classement :** lorsqu'elles font partie des pôles de développement, les unités administratives (chefs-lieux de région, de département, etc.) ne sont pas toujours les mieux classées.
- **Les caractéristiques intrinsèques d'une localité, qui conduisent à lui attribuer un certain IPD, ne suffisent pas non plus à justifier son classement :**
 - A niveaux d'infrastructures équivalents, deux localités ont des classements différents.
 - L'IPD seul ne suffit pas à justifier le classement des pôles de développement, bien qu'il constitue le principal critère de sélection des pôles. L'hinterland d'un pôle, déterminé à la fois par son attractivité (son IPD), son attraction sur les autres localités et sa position géographique vis-à-vis d'autres pôles et vis-à-vis des localités du territoire étudié, est le principal déterminant du classement. Dans cette perspective, l'observation directe de la localité, l'intuition ou le bon sens ne suffisent pas à déterminer son rang.

¹³ Une telle localité pourrait par exemple se retrouver de façon inattendue dans une grappe électrique construite de proche en proche, du fait de l'optimisation technico-économique de l'alimentation d'un pôle.

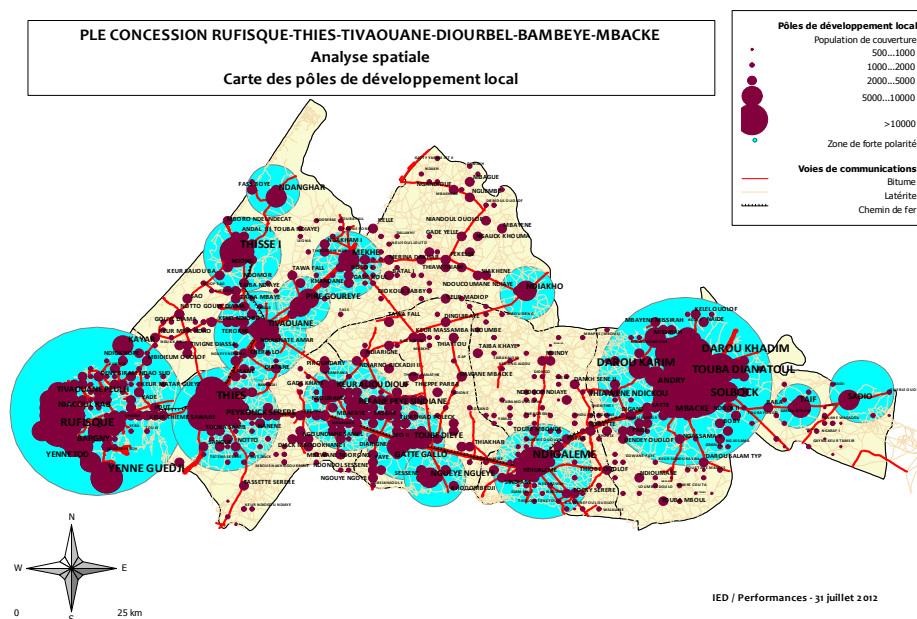
GEOSIM Spatial Analyst®, Module d'aide à l'analyse spatiale

GEOSIM® est un logiciel d'aide à la planification de l'électrification rurale développé par le bureau d'études français IED (www.ied-sa.fr). Il est constitué de plusieurs modules, dont GEOSIM Spatial Analyst®, conçu pour aider le planificateur dans la phase d'analyse des dynamiques territoriales, qui précède l'analyse de la demande et l'optimisation technico-économique des solutions d'électrification. GEOSIM® Spatial Analyst® effectue les tâches suivantes :

- Calcul de l'Indicateur du Potentiel de Développement (IPD) des localités ;
- Sélection des Pôles de Développement sur la base de cet indicateur ;
- Calcul de la population de couverture des Pôles ;
- Hiérarchisation des Pôles de développement ;
- Définition et représentation cartographique des hinterlands, ou zones d'influence des Pôles ;
- Identification des zones isolées – localités ayant une relative faible accessibilité aux infrastructures et services à l'échelle du territoire étudié.

Le Module GEOSIM Spatial Analyst® aide ainsi à sélectionner et à hiérarchiser les localités à électrifier, pour atteindre rapidement des objectifs d'accès aux services énergétiques préalablement fixés, ou pour renforcer l'impact économique et social de l'électrification rurale, dans le cadre d'une enveloppe budgétaire donnée, contribuant ainsi à réduire les inégalités spatiales à budget constant.

La carte donne un exemple de sorties produites par GEOSIM Spatial Analyst® et concernant la polarisation à l'échelle d'une Concession d'électrification rurale au Sénégal



5.2 Sélection et hiérarchisation des Pôles de Développement

5.2.1 Une sélection des pôles basée sur le critère de l'IPD...

Comme explicité précédemment, le Consultant a choisi de mener l'analyse spatiale sur la base de l'IPD comme caractéristique d'une localité pour témoigner de son attractivité intrinsèque et donc de sa dynamique socio-économique, à l'étape dite de sélection des pôles.

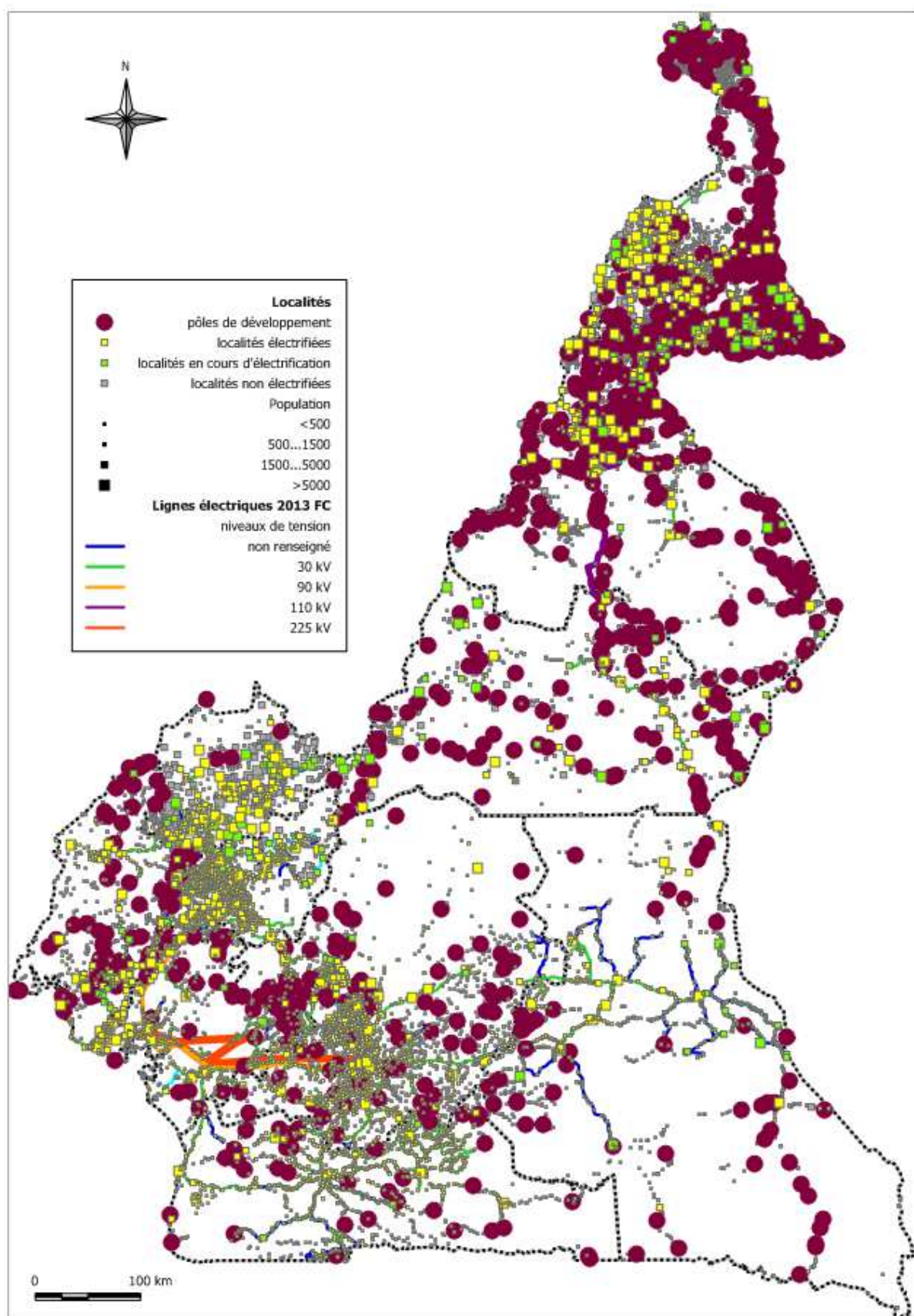
Conformément aux orientations méthodologiques fixées particulièrement au paragraphe ci-dessus concernant la définition du facteur k, ce sont 10% des localités non électrifiées qui seront considérées comme principaux pôles de développement, autour desquels se structurent les dynamiques "centre-périphéries" à l'échelle du territoire national. La cartographie obtenue donne ainsi une représentation des 991 pôles. Les résultats sont illustrés par la carte page suivante.

5.2.2 ...Et une hiérarchisation calée sur la population de couverture

La population de couverture est par la suite le seul critère de hiérarchisation des pôles.

Selon ce scénario en effet, bien que l'IPD soit le paramètre pour traduire l'attractivité d'une localité, l'attraction globale résultante, déterminée comme indiqué dans la méthodologie présentée précédemment en tenant compte de l'ensemble des populations de l'hinterland, servira de base pour le calcul de la population de couverture de cette localité, principal paramètre de son classement.

Carte 3 : répartition spatiale des Pôles



5.3 Analyse de la demande

5.3.1 Méthodologie

La méthodologie d'analyse de la demande solvable (besoins domestiques, professionnels, collectifs, etc.), adaptée au contexte du Cameroun repose sur deux principales étapes :

1. La segmentation du marché de l'électrification rurale ;
2. La modélisation de la charge et l'analyse prévisionnelle.

Les Termes de Référence insistent sur la nécessité d'une différenciation par région. La collecte des données réalisée (Cf. § 3.1.4 Données relatives à la prévision de la demande) auprès d'ENEO, a été configurée afin de satisfaire à cette recommandation. Les différentes composantes génériques de la méthodologie de prévision de la demande, qui ont par la suite été adaptées au contexte de cette étude, sont décrites ci-après :

5.3.1.1 Segmentation du marché de l'électrification rurale

A cette étape, il s'agit d'effectuer une analyse des différents niveaux de services attendus et les différents niveaux de capacité à payer, de manière à constituer des classes homogènes de clients (poids relatif, service attendu et montant de la facture d'électricité).

L'analyse de la segmentation du marché de l'électrification rurale s'opère suivant trois composantes principales, fonction du signal tarifaire appliqué aux différents profils d'abonnés :

- La demande domestique BT :
 - o Consommation < 110 kWh/mois,
 - o 110 kWh/mois < Consommation < 400 kWh/mois
 - o Consommation > 400 kWh/mois ;
- La demande non-domestique BT : professionnels et activités sociales y compris l'éclairage public) :
 - o Consommation < 110 kWh/mois,
 - o 110 kWh/mois < Consommation < 400 kWh/mois
 - o Consommation > 400 kWh/mois).
- La demande HTA :
 - o Il s'agit de demandes spéciales, typiquement celles qui seraient appelées par des unités agro industrielles localisées naturellement en zones rurales à proximité de la matière première (coton, bois,...).
 - o La présence de ces unités industrielles localisées en milieu rural est aléatoire et difficilement modélisable. Cependant, ne pas les prendre en compte reviendrait à fortement sous-estimer la consommation en zone rurale.
 - o Bien qu'elle ne soit pas pleinement satisfaisante, en l'absence d'une base de données géo-référencée des principales agro-industries, une approche statistique sera retenue.

5.3.1.2 Modélisation de la charge et analyse prévisionnelle de la demande

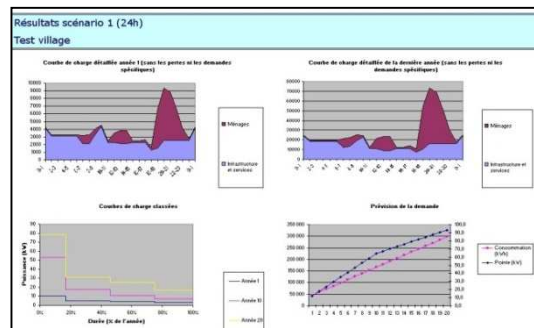
Sur la base des données recueillies, et en particulier des différents segments de la demande solvable (domestique BT, non-domestiques BT [activités et services] et non-domestiques HTA) et leurs caractéristiques respectives (poids relatif, service attendu), la démarche à cette étape consistera en une modélisation de la courbe de charge.

Il s'agit de reconstituer la courbe de charge domestique (explication horaire de la charge selon les classes identifiées), la courbe de charge des activités et services (explication horaire de la charge selon les différents usages) et d'obtenir à partir de l'agrégation des deux graphiques précédents, une courbe de charge pour chacune des localités.

Enfin, à partir d'hypothèses sur les taux de croissance démographique, les taux de raccordement et les taux de croissance des consommations spécifiques, une projection de cette courbe de charge sera obtenue.

GEOSIM Demand Analyst®, Module d'aide pour la prévision de la demande

L'analyse prévisionnelle de la demande sera réalisée à partir du module Demand Analyst de GEOSIM® afin d'estimer l'évolution de la demande en électricité de chaque localité tout au long de la période de planification. Contrairement aux approches traditionnelles « top-down » de la prévision de la demande, GEOSIM Demand Analyst® s'appuiera sur une analyse fine de la demande de chaque utilisateur final (différentes classes de ménages, services publics, commerces etc.), établie au cours d'enquêtes socio-économiques :



- **Domestiques**, selon une catégorisation établie à l'issue du traitement des enquêtes ménages
- **Les besoins exprimés par l'administration et les services publics** : les administrations, les services sociaux (centres de santé, écoles), et l'éclairage public présents dans chaque village seront dénombrés et leur besoins en puissance et énergie quantifiés
- **La consommation potentielle du secteur économique** : elle sera évaluée (i) par le recensement des activités économiques susceptibles de consommer de l'énergie électrique et (ii) l'estimation de leurs besoins en puissance, énergie et type d'usage à travers la demande actuelle et l'envergure de chaque activité. Ce volet concernera essentiellement les secteurs de l'agriculture, de l'agro-industrie, du commerce, de l'artisanat et de la petite industrie.

Pour chaque utilisateur final, la modélisation repose sur courbe de charge simplifiée (pas de 1h). GEOSIM® permet également de prendre en compte :

- ☐ Une régionalisation des paramètres (il est possible de faire varier les valeurs de nombreux paramètres selon les régions géographiques).
- ☐ La prise en compte de Demandes spécifiques : les usages productifs nécessitant des puissances importantes mais non nécessairement situés à l'intérieur des localités peuvent également être pris en compte.
- ☐ Une présentation cartographique et tabulée des résultats : des rapports et des cartes synthétiques fournissent des données détaillées et agrégées sur la demande de la zone étudiée.

Les sorties détaillées de la demande pour chacune des localités sont :

- ☐ consommation annuelle,
- ☐ pointe, nombre de clients
- ☐ courbes de charge journalière typique.

L'ensemble des paramètres et hypothèses (catégories d'ampérage, taux d'accès...), seront explicités avant de modéliser l'évolution de la demande pour les différentes catégories d'abonnés.

5.3.2 Demande des abonnés domestiques BT

5.3.2.1 Analyse des abonnés domestiques BT

L'analyse de la demande BT est réalisée à partir de l'échantillon des abonnés ENEO présenté au chapitre 3.1.4 *Données relatives à la prévision de la demande*, pour les catégories d'abonnés « Domestique » et « non domestique », pour les niveaux de consommations définis ci-avant (inférieur à 110 kWh/mois, de 110 à 400 kWh/mois et plus de 400 kWh/mois), dans chacune des cinq (5) zones agro-écologiques.

L'analyse est effectuée pour chaque mois de consommation. Les résultats sont illustrés ci-après pour le mois de janvier 2014.

Tableau 25 : exemple - traitement des données BT pour la zone 1 et pour janvier 2014

	Catégorie d'abonnés	Classement des abonnés	Données		janv.-14
Zone 1	Domestique	≤ 110 kWh	Nb. d'abonnés		3 585
			Conso. totale associée		155 356
			Conso. moyenne		43
		110 à 400 kWh	Nb. d'abonnés		891
			Conso. totale associée		156 424
			Conso. moyenne		176
		≥ 400 kWh	Nb. d'abonnés		53
			Conso. totale associée		35 935
			Conso. moyenne		678
			Total abonnés		4 529
			Conso. Totale		347 715
			Conso. Moyenne		77
	Non-domestique	≤ 110 kWh	Nb. d'abonnés		371
			Conso. totale associée		14 278
			Conso. moyenne		38
		110 à 400 kWh	Nb. d'abonnés		253
			Conso. totale associée		59 364
			Conso. moyenne		235
		≥ 400 kWh	Nb. d'abonnés		151
			Conso. totale associée		130 924
			Conso. moyenne		867
			Total abonnés		775
			Conso. Totale		204 566
			Conso. Moyenne		264
	Total abonnés 01/2014 :		5 304	Conso. Moyenne totale	104

5.3.2.2 Consommation des abonnés domestiques BT

L'analyse est menée pour chaque zone. Elle permet de déterminer la consommation moyenne de chaque classe d'abonnés, et le point de chaque classe au sein de la catégorie des abonnés «domestique» de chaque Zone.

- Zone 1 : Soudano-sahélienne.

Tableau 26 : consommation mensuelle moyenne des abonnés domestiques de la zone 1 (2014)

	Catégorie d'usage	Classement des abonnés	Consommation mensuelle moyenne sur 2014 [kWh]	% des abonnés
Zone 1	Domestique	≤ 110 kWh	39	82,1
		110 à 400 kWh	174	16,8
		≥ 400 kWh	712	1,2
		Ensemble des abonnés	69	100

- Zone 2 : Hautes savanes guinéennes.

Tableau 27 : consommation mensuelle moyenne des abonnés domestiques de la zone 2 (2014)

	Catégorie d'usage	Classement des abonnés	Consommation mensuelle moyenne sur 2014 [kWh]	% des abonnés
Zone 2	Domestique	≤ 110 kWh	54	74,8
		110 à 400 kWh	169	24,6
		≥ 400 kWh	537	0,6
		Ensemble des abonnés	85	100

- Zone 3 : Hauts Plateaux de l'Ouest.

Tableau 28 : consommation mensuelle moyenne des abonnés domestiques de la zone 3 (2014)

	Catégorie d'usage	Classement des abonnés	Consommation mensuelle moyenne sur 2014 [kWh]	% des abonnés
Zone 3	Domestique	≤ 110 kWh	37	89,2
		110 à 400 kWh	159	10,4
		≥ 400 kWh	1 022	0,4
		Ensemble des abonnés	54	100

- Zone 4 : Forêts humides à pluviométrie monomodale.

Tableau 29 : Consommation mensuelle moyenne des abonnés domestiques de la zone 4 (2014)

	Catégorie d'usage	Classement des abonnés	Consommation mensuelle moyenne sur 2014 [kWh]	% des abonnés
Zone 4	Domestique	≤ 110 kWh	38	82,9
		110 à 400 kWh	174	16,1
		≥ 400 kWh	884	1,0
		Ensemble des abonnés	68	100

- Zone 5 : Forêts à pluviométrie bimodale.

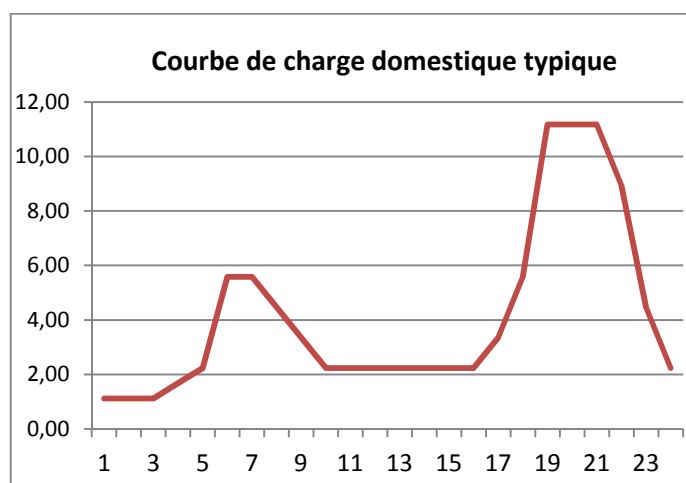
Tableau 30 : Consommation mensuelle moyenne des abonnés domestiques de la zone 5 (2014)

	Catégorie d'usage	Classement des abonnés	Consommation mensuelle moyenne sur 2014 [kWh]	% des abonnés
Zone 5	Domestique	≤ 110 kWh	25	85,5
		110 à 400 kWh	193	12,5
		≥ 400 kWh	810	2,0
		Ensemble des abonnés	61	100

5.3.2.3 Courbe de charge des abonnés Domestiques BT

La courbe de charge des abonnés domestiques ruraux se caractérise par une pointe de consommation en début de soirée, et une « petite » pointe en matinée. Une modélisation typique a été retenue (voir ci-dessous) pour tous les abonnés domestiques. Elle correspond à un facteur de charge de 37%.

Figure 9 : forme de courbe de charge utilisée pour les abonnés domestiques BT



Cette modélisation typique de la courbe de charge domestique est appliquée à chaque catégorie d'abonnés domestiques BT. Elle permet de déterminer une modélisation de profil de charge domestique qui sera reprise dans le paramétrage du logiciel GEOSIM Demand Analyst®.

5.3.2.4 Paramétrage du logiciel *GEOSIM Demand Analyst®* - Consommation domestique.

Tableau 31 : consommation domestique

ZONE 1

domestiques haut

1,2

% de N total

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

kWh/mois

puissance horaire W

265

265

265

398

530

1326

1326

1061

796

530

530

530

530

530

530

796

1326

2652

2652

2652

2121

1061

530

712

domestiques moyen

16,8

% de N total

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

kWh/mois

puissance horaire W

65

65

65

97

130

324

324

259

194

130

130

130

130

130

130

194

324

648

648

648

518

259

130

174

domestiques bas

82,1

% de N total

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

kWh/mois

puissance horaire W

15

15

15

22

29

73

73

58

44

29

29

29

29

29

29

44

73

145

145

145

116

58

29

39

15,07
2 652

I max paramétrage (A)
P max paramétrage (W)

ZONE 2

domestiques haut

0,6

% de N total

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

kWh/mois

puissance horaire W

200

200

200

300

400

1000

1000

800

600

400

400

400

400

400

400

600

1000

2000

2000

2000

1600

800

400

537

domestiques moyen

24,6

% de N total

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

kWh/mois

puissance horaire W

63

63

63

94

126

315

315

252

189

126

126

126

126

126

126

189

315

629

629

629

504

252

126

169

domestiques bas

74,8

% de N total

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

kWh/mois

puissance horaire W

20

20

20

30

40

101

101

80

60

40

40

40

40

40

40

60

101

201

201

201

161

80

40

54

11,36
2 000

I max paramétrage (A)
P max paramétrage (W)

1,58
629

I max paramétrage (A)
P max paramétrage (W)

1,14
201

I max paramétrage (A)
P max paramétrage (W)

ZONE 3																								
domestiques haut	0,4	% de N total																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
puissance horaire W	381	381	381	571	761	1903	1903	1523	1142	761	761	761	761	761	761	1142	1903	3806	3806	3806	3045	1523	761	1022
domestiques moyen	10,4	% de N total																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
puissance horaire W	59	59	59	89	118	296	296	237	178	118	118	118	118	118	118	178	296	592	592	592	474	237	118	159
domestiques bas	89,2	% de N total																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
puissance horaire W	14	14	14	21	28	69	69	55	41	28	28	28	28	28	28	41	69	138	138	138	110	55	28	37
ZONE 4																								
domestiques haut	1	% de N total																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
puissance horaire W	329	329	329	494	658	1646	1646	1317	988	658	658	658	658	658	658	988	1646	3292	3292	3292	2634	1317	658	884
domestiques moyen	16,1	% de N total																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
puissance horaire W	65	65	65	97	130	324	324	259	194	130	130	130	130	130	130	194	324	648	648	648	518	259	130	174
domestiques bas	82,9	% de N total																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
puissance horaire W	14	14	14	21	28	71	71	57	42	28	28	28	28	28	28	42	71	142	142	142	113	57	28	38
ZONE 5																								
domestiques haut	2	% de N total																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
puissance horaire W	302	302	302	453	603	1508	1508	1207	905	603	603	603	603	603	603	905	1508	3017	3017	3017	2413	1207	603	810
domestiques moyen	12,5	% de N total																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
puissance horaire W	72	72	72	108	144	359	359	288	216	144	144	144	144	144	144	216	359	719	719	719	575	288	144	193
domestiques bas	85,5	% de N total																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
puissance horaire W	9	9	9	14	19	47	47	37	28	19	19	19	19	19	19	28	47	93	93	93	74	37	19	25

5.3.3 Demande des abonnés non domestiques BT

5.3.3.1 Analyse des abonnés Non Domestiques BT

L'analyse est menée pour chaque zone. Elle permet de déterminer la consommation moyenne de chaque classe d'abonnés, et le point de chaque classe au sein de la catégorie des abonnés «Non Domestique» de chaque Zone.

- Zone 1 : Soudano-sahélienne.

Tableau 32 : analyse de la demande des abonnés non domestiques BT pour la Zone 1 en 2014

Zone 1	Catégorie d'abonnés	Classement des abonnés	Consommation moyenne sur 2014	%	Nb. Activités pour 100 domest.
	Non-domestique	≤ 110 kWh	35	52,4	8,9
		110 à 400 kWh	226	29,4	5,0
		≥ 400 kWh	862	18,2	3,1
			242	100	17

- Zone 2 : Hautes savanes guinéennes.

Tableau 33 : analyse de la demande des abonnés non domestiques BT pour la zone 2 en 2014

Zone 2	Catégorie d'abonnés	Classement des abonnés	Consommation moyenne sur 2014	%	Nb. Activités pour 100 domest.
	Non-domestique	≤ 110 kWh	44	46,5	5,6
		110 à 400 kWh	221	40,9	4,9
		≥ 400 kWh	1 212	12,6	1,5
			263	100	12

- Zone 3 : Hauts Plateaux de l'Ouest.

Tableau 34 : Analyse de la demande des abonnés Non Domestiques BT pour la Zone 3 en 2014

Zone 3	Catégorie d'abonnés	Classement des abonnés	Consommation moyenne sur 2014	%	Nb. Activités pour 100 domest.
	Non-domestique	≤ 110 kWh	40	63,0	4,7
		110 à 400 kWh	205	27,7	2,1
		≥ 400 kWh	952	9,2	0,7
			170	100	8

- Zone 4 : Forêts humides à pluviométrie monomodale.

Tableau 35 : Analyse de la demande des abonnés Non Domestiques BT pour la Zone 4 en 2014

	Catégorie d'abonnés	Classement des abonnés	Consommation moyenne sur 2014	%	Nb. Activités pour 100 domest.
Zone 4	Non-domestique	≤ 110 kWh	41	57,9	6,2
		110 à 400 kWh	208	29,4	3,1
		≥ 400 kWh	1 252	12,7	1,4
			244	100	11

- Zone 5 : Forêts à pluviométrie bimodale

Tableau 36 : Analyse de la demande des abonnés Non Domestiques BT pour la Zone 5 en 2014

	Catégorie d'abonnés	Classement des abonnés	Consommation moyenne sur 2014	%	Nb. Activités pour 100 domest.
Zone 5	Non-domestique	≤ 110 kWh	32	54,2	4,4
		110 à 400 kWh	226	29,7	2,2
		≥ 400 kWh	1 043	16,0	1,3
			252	100	8

5.3.3.2 Courbe de charge des abonnés Non Domestiques BT

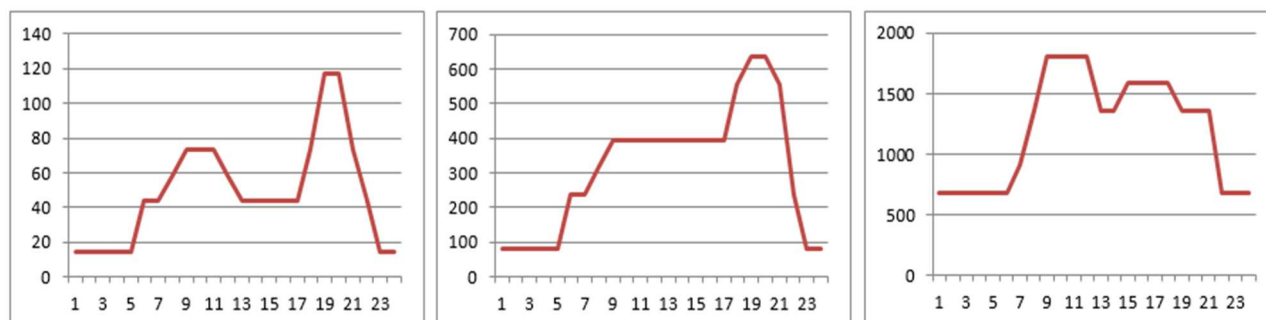
La courbe de charge des abonnés non domestiques ruraux est très différenciée suivant les catégories d'abonnés. De la même façon que les abonnés domestiques sont répartis entre 3 classes, les activités économiques sont elles aussi différenciées :

La consommation est modélisée pour chacune des trois catégories d'abonnés non domestiques en utilisant une forme de courbe de charge »typique « en milieu rural :

- Grosse activité : la consommation mensuelle est supérieure ou égale à 400 kWh. Cette classe englobe aussi bien des activités économiques qui sont principalement diurne (ex : unité de travail du bois, garage,...) que l'éclairage public. De ce fait, le facteur de charge est assez élevé.
- Moyenne activité : la consommation mensuelle est comprise entre 110 et 400 kWh. L'activité est diurne, et a une pointe d'appel de puissance en début de soirée. Dans ce genre d'activités, l'éclairage occupe une place importante et le facteur de charge est moyen (ex : boutiques, ateliers,...).
- Petite activité : la consommation mensuelle est inférieure ou égale à 110 kWh. L'activité est faible pendant la journée, l'éclairage occupe une place très dominante et le facteur de charge est faible (ex : débit de boissons)

La modélisation de courbe de charge retenue est la même pour chaque zone agro-économique, mais la pointe est différente puisqu'elle est fonction de la consommation mensuelle totale différenciée suivant les Zones. Les courbes de charge types sont données ci-après pour la zone 1. Les facteurs de charge obtenus sont 42% pour la petite activité, 49% pour la moyenne et 66% pour la grosse activité.

Figure 10 : Courbes de charge typiques pour la petite, la moyenne et la grosse activité, (de gauche à droite)



Cette modélisation typique de la courbe de charge domestique est appliquée à chaque catégorie d'abonnés domestiques BT. Elle permet de déterminer une modélisation de profil de charge domestique qui sera reprise dans le paramétrage du logiciel GEOSIM Demand Analyst®.

ZONE 1																									
Petite activité																									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	kWh/mois
puissance horaire W	15	15	15	15	15	44	44	58	73	73	73	58	44	44	44	44	44	73	117	117	73	44	15	15	35
																				Facteur de charge		42%			
Moyenne activité																									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	kWh/mois
puissance horaire W	79	79	79	79	79	238	238	317	396	396	396	396	396	396	396	396	396	555	634	634	555	238	79	79	226
																				Facteur de charge		49%			
Grosse activité																									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	kWh/mois
puissance horaire W	679	679	679	679	679	679	905	1357	1810	1810	1810	1810	1357	1357	1584	1584	1584	1584	1357	1357	1357	679	679	679	862
																				Facteur de charge		66%			

83

5.3.4 Demande Moyenne Tension (HTA)

Le traitement des données HTA sur une année (Cf. tableau page suivante) met en évidence les caractéristiques suivantes :

- On ne dénombre que 25 abonnés HTA, soit moins de 0,1% du nombre total d'abonnés
- Sur les 25, dix d'entre eux (10) représentent 88% de la demande HTA. Les plus gros sont des industriels du coton (2) et du bois (3).
- Pour l'ensemble de l'échantillon, la demande HTA représente 43% des ventes domestiques. Elle a donc une contribution significative à la demande électrique en zone rurale.
- Dans l'échantillon d'analyse, toutes les Agences et même toutes les zones ne disposent pas d'une demande moyenne tension. dans les zones qui ont une demande HTA, si on l'exprime en pourcentage de la demande domestique BT, le résultat est très différent suivant les zones puisqu'il varie de 5% (Zone 3) à 105% (zone 5).
- Dans une même zone, la demande HTA présente une très grande variabilité suivant les mois. A titre d'illustration, pour la zone 5 il varie de 79% à 177%.

A partir de cette analyse, on optera pour la modélisation suivante :

- Les gros consommateurs ruraux HTA qui représentent 88% de la demande moyenne tension (en particulier industriels du coton et du bois) devraient être géo-référencés car leur localisation impactera localement le dimensionnement des réseaux électriques. Les données collectées à ce jour par le Consultant ne permettent pas un géo-référencement exhaustif de tous ces gros abonnés HTA ruraux. Pour pallier à cette situation, le Consultant pourra être amené à géo-référencer ces gros abonnés HTA dans les chefs-lieux administratifs.
- Les autres consommateurs ruraux HTA qui représentent en moyenne 12% de la demande moyenne tension peuvent être considérés comme suffisamment diffus pour qu'ils ne soient pas nécessaire de les géo-référencer et on pourra considérer cette demande comme diffuse. On les modélisera de la manière suivante :
 - Dans la Zone I : la demande HTA diffuse représente 13% de la consommation domestique BT ;
 - Dans les Zones II ; III ; IV et V : la demande HTA diffuse représente 5% de la consommation domestique BT.

On considérera que la demande HTA diffuse a une courbe de charge de charge similaire aux « grosses activités » BT non domestiques.

Tableau 37 : analyse de la demande HTA

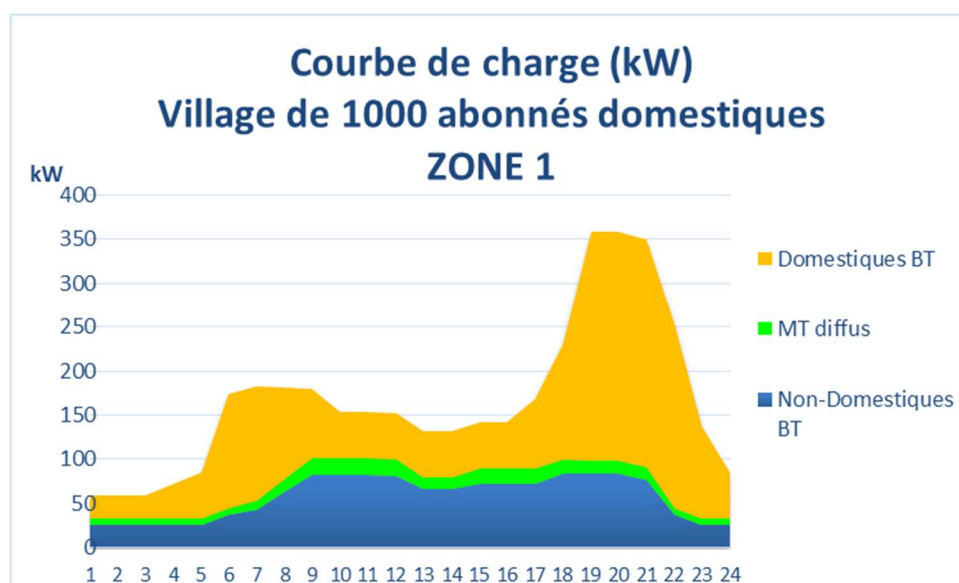
		janv-14	mai-14	sept-14	janv-15	Moyenne	dont MT diffuse
Zone 1	Ventes domestiques (kWh)	347 715	314 453	305 449	322 718	322 584	
	Ventes MT (kWh)	408 344	366 170	79 133	438 787	323 109	42 709
	Ratio MT/domestiques	117%	116%	26%	136%	100%	13%
Nb. Entreprises : 11							
	Conso.moyenne :	37 122	33 288	7 194	39 890	7 343	
	Nb. Entreprises par 1000 abonnés	2,43	2,38	2,31	2,30	2,36	
		janv-14	mai-14	sept-14	janv-15	Moyenne	dont MT diffuse
Zone 2	Ventes domestiques (kWh)	376 653	322 286	386 503	440 027	381 367	
	Ventes MT (kWh)	0	0	0	0	0	0
	Ratio MT/domestiques (%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nb. Entreprises : 0							
	Conso.moyenne :						
	Nb. Entreprises par 1000 abonnés	0	0	0	0	0	
		janv-14	mai-14	sept-14	janv-15	Moyenne	dont MT diffuse
Zone 3	Ventes domestiques (kWh)	547 036	302 656	474 176	529 249	463 279	
	Ventes MT (kWh)	31 963	18 361	22 411	26 965	24 925	23 131
	Ratio MT/domestiques (%)	6%	6%	5%	5%	5%	5%
Nb. Entreprises : 3							
	Conso.moyenne :	10 654	6 120	7 470	8 988	2 077	
	Nb. Entreprises par 1000 abonnés	0,35	0,39	0,34	0,33	0,35	
		janv-14	mai-14	sept-14	janv-15	Moyenne	dont MT diffuse
Zone 4	Ventes domestiques (kWh)	387 802	252 663	364 431	474 829	369 931	
	Ventes MT (kWh)	103 289	100 135	79 937	106 646	97 502	15 419
	Ratio MT/domestiques (%)	27%	40%	22%	22%	26%	4%
Nb. Entreprises : 4							
	Conso.moyenne :	25 822	25 034	19 984	26 662	6 094	
	Nb. Entreprises par 1000 abonnés	0,76	0,75	0,74	0,71	0,74	
		janv-14	mai-14	sept-14	janv-15	Moyenne	dont MT diffuse
Zone 5	Ventes domestiques (kWh)	342 153	317 341	284 916	377 444	330 464	
	Ventes MT (kWh)	270 042	346 685	504 965	271 505	348 299	18 361
	Ratio MT/domestiques (%)	79%	109%	177%	72%	105%	6%
Nb. Entreprises : 7							
	Conso.moyenne :	38 577	49 526	72 138	38 786	12 439	
	Nb. Entreprises par 1000 abonnés	1,42	1,30	1,28	1,21	1,30	
		janv-14	mai-14	sept-14	janv-15	Moyenne	dont MT diffuse
Ensemble zones	Ventes domestiques (kWh)	2 001 359	1 509 399	1 815 475	2 144 267	1 867 625	
	Ventes MT (kWh)	813 638	831 351	686 446	843 903	793 835	102 169
	Ratio MT/domestiques (%)	41%	55%	38%	39%	43%	5%
Nb. Entreprises : 25							
	Conso.moyenne :	32 546	33 254	27 458	33 756	7 938	
	Nb. Entreprises par 1000 abonnés	0,90	0,91	0,86	0,83	0,88	

5.3.5 Reconstitution d'une courbe de charge villageoise

La modélisation de la demande BT domestique, BT non-domestique et HTA diffuse permet de reconstituer une courbe de charge villageoise, en fonction du nombre d'abonnés raccordés. Les résultats diffèrent suivant les zones agro-écologiques.

A titre d'illustration, le graphique ci-après illustre la courbe de charge d'un village de la Zone 1 avec 1000 abonnés domestiques. Le facteur de charge est de 47%.

Figure 11 : Courbes de charge reconstituées pour un village de 1000 abonnés domestiques



5.3.6 Croissance de la demande

Le taux de croissance est une hypothèse importante de la modélisation de la demande en électricité, et impacte fortement les résultats de la planification à l'horizon 2035.

La croissance de la demande en électricité résulte principalement de quatre (4) phénomènes :

- 1) La croissance démographique.
- 2) La croissance des consommations unitaires de chaque catégorie d'abonnés
- 3) L'évolution différenciée des différentes catégories d'abonnées.
- 4) L'accroissement du taux de pénétration de l'électricité

Si (1) a déjà été modélisé [Cf. 3.2.2 Situation des localités au Cameroun], l'analyse de la croissance rétrospective ne permet pas de déduire directement les valeurs de (2) et (3). Il est généralement reconnu que (2) et (3) sont liées à la croissance économique du pays. C'est pour cette raison que le Plan de Développement du Secteur de l'électricité (PDSN) a déterminé une élasticité de la croissance électrique en fonction de la croissance économique et de la croissance démographique, et partant des hypothèses de croissance économique du pays, a déterminé des prévisions de croissance de la consommation électrique au niveau national (scénario médian) qui sont rappelées dans le tableau ci-après :

Tableau 38 : Prévision de croissance de la demande électrique d'après le PDSN 2030

	2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030	2030 - 2035	Moyenne
Consommation annuelle BT	7.09 %	5.34%	5.26%	3.78%	5.64%
Consommation annuelle MT	7.74%	8.15%	9.19%	7.15%	7.81%
Consommation annuel BT+MT	7,28%	6,22%	6,63%	5,09%	6,30%

Cependant, ces hypothèses ne peuvent pas être utilisées directement pour la prévision de la demande rurale. En effet, le faible développement de l'électrification rurale au cours des années passées rend peu pertinente une modélisation basée sur l'analyse des tendances historiques. L'analyse de l'évolution des consommations dans les centres isolés d'ENEO montre également des différences assez significatives par rapport aux taux observés dans le PDSEN : 8.9% de croissance historique moyenne, contre 7.28% projeté sur la période 2015-2020 et 6.3% sur la période 2015 - 2035.

Tableau 39 : Historique des ventes d'électricité dans les centres isolés d'ENEO

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croissance annuelle
MOUANKO	332	335	385	465	584	645	14,2%
NKNDJOCK	174	267	200	318	362	419	19,2%
CAMPO	371	421	465	435	494	634	11,3%
YOKO	321	316	342	331	399	455	7,2%
ENDOM	364	363	406	358	397	420	2,9%
AMBAM	2 164	2 247	2 787	2 040	2 835	3 294	8,8%
DJOUM	1 581	1 744	1 624	1 309	1 808	2 128	6,1%
BENGBIS	113	157	213	247	320	366	26,5%
OLAMZE	129	146	130	154	201	212	10,4%
MEYOMESSALA	366	596	656	371	313	581	9,7%
BAKEBE	332	335	385	465	584	645	14,2%
EKONDO TITI	174	267	200	318	362	419	19,2%
EKOK	371	421	465	435	494	634	11,3%
EYUMOJOJOG	321	316	342	331	399	455	7,2%
MUNDEMBABA	364	363	406	358	397	420	2,9%
BAMENDJIN	2 162	2 247	2 787	2 040	2 835	3 294	8,8%
KOUSSERI	9 260	8 430	11 708	14 164	13 556	13 389	7,7%
POLI	469	470	682	587	636	592	4,8%
TOUBORO	718	837	1 089	796	840	981	6,4%
MAPE	1 570	1 099	1 679	2 002	1 874	1 956	4,5%
BANYO	2 027	1 621	2 149	2 214	2 165	2 620	5,3%
TIBATI	1 717	1 677	1 781	1 939	2 255	2 303	6,0%
TIGNERE	347	382	672	770	829	1 052	24,8%
MBAKAOU	238	243	248	215	236	258	1,6%
NGAOUNDAL	1 398	1 048	1 685	1 770	2 068	1 891	6,2%
GAROUA BOULAI	952	1 240	1 504	1 396	1 773	2 553	21,8%
BETARE OYA	309	583	501	445	591	761	19,8%
LOMIE	476	507	655	583	864	823	11,6%
YOKADOUMA	1 979	1 991	2 290	2 473	2 117	3 058	9,1%
MOULOOUNDOU	162	185	315	397	473	564	28,3%
TOTAL	31 261	30 854	38 751	39 726	43 061	47 822	8,9%

On déduit de ces observations un taux de croissance plus élevé les premières années qui suivent l'électrification de la localité, et qui tendancielllement va se rapprocher des valeurs modélisées dans le PDSE à partir de l'analyse historique.

Le PDSE a retenu des taux de croissance différenciés pour les zones raccordées au RIS, au RIN et au RIE. Là également, cette différenciation est le résultat direct de l'analyse des tendances passées. *La volonté du Gouvernement étant d'assurer un développement de l'accès au service électrique équilibré entre les différentes provinces du pays* (Cf. Termes de référence), on ne retiendra pas des taux de croissance différenciés suivant les cinq (5) zones agro-écologiques identifiées.

On déduit de cette analyse un taux de croissance de 9.0% en début de période de planification qui évolue pour atteindre 5.09% en fin de période (évolution linéaire). La croissance est le résultat de plusieurs facteurs:

- ❑ Pour 1.82% de la croissance démographique
- ❑ Pour le reste, à parts égales, (i) de la croissance des consommations unitaires de chaque catégorie d'abonnés ; (ii) de l'évolution différenciée de chaque catégorie d'abonnés et de (iii) l'accroissement de la pénétration de l'électricité.

Tableau 40 –Modélisation de la croissance de la demande pour une localité rurale électrifiée en 2015

	2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030	2030 - 2035	Moyenne
<i>Croissance annuelle BT+MT</i>	9,00%	7,70%	6,39%	5,09%	7,04%
<u>Dont lié :</u>					
<i>Croissance démographique</i>	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%
<i>Croissance conso. unitaires</i>	2,39%	1,96%	1,52%	1,09%	1,74%
<i>Evolution catégories d'abonnés</i>	2,39%	1,96%	1,52%	1,09%	1,74%
<i>Croissance pénétration électricité.</i>	2,39%	1,96%	1,52%	1,09%	1,74%

6 Identification des solutions techniques de moindre coût pour l'électrification rurale

6.1 Introduction méthodologique

Cette étape est une phase déterminante pour garantir la prise en compte pertinente des énergies renouvelables. Elle permet l'approfondissement de la connaissance et de la mise à jour des ressources locales de production de l'électricité.

Tel que requis par les Termes de Références, le recensement des ressources locales de production d'électricité - évaluation très succincte du potentiel national sur la base d'investigations menées par le Consultant - a essentiellement porté sur l'énergie solaire, les sites de micro et de mini-hydraulique, ainsi que sur les ressources biomasse issues notamment des résidus des agro-industries qui pourraient être utilisées à des fins de production et de fourniture d'électricité à l'échelle locale. Chacune des sources de production décentralisées a par la suite fait l'objet d'une modélisation technico-économique. Le recensement des sites hydrauliques a été mené sur la base d'un travail cartographique et sur l'analyse des études disponibles sur le sujet collectées par le Consultant.

Il s'agit d'établir une comparaison avantages/inconvénients des différentes options techniques d'approvisionnement (raccordement sur les postes HTA/BT alimentés par le réseau interconnecté ou une centrale isolée, centrales EnR, hybride ou diesel décentralisées, etc.) tenant compte des coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance, de l'efficacité, etc. Cette étude a été menée à la fois sur la base de l'analyse des données collectées, de l'analyse de l'existant, mais aussi du recensement technico-économique des ressources locales de production d'électricité :

- En ce qui concerne le segment de la production, le consultant a tenu compte de ce que le raccordement par extension du réseau électrique existant demeure l'option privilégiée de base. Les moyens alternatifs décentralisés (énergie solaire, mini ou micro hydraulique, biomasse, et même groupes diesel) ont néanmoins été envisagés en fonction des potentialités locales pour les localités très éloignées des réseaux interconnectés, pour lesquelles les coûts d'extension de ceux-ci seraient prohibitifs, ou le raccordement interviendrait tardivement. Les coûts moyens de production de ces sources ont été minutieusement évalués ;
- Sur le segment de la distribution, différentes options techniques pertinentes et alternatives au triphasé classique (normes allégées, réseaux SWER, distribution biphasée ou monophasée, postes simplifiés, alimentation par câble de garde isolé, etc.), ont été analysées et évaluées dans l'optique d'une réduction éventuelle des coûts d'investissement.

A l'issue de cette analyse comparative, le consultant a énoncé des recommandations en termes de systèmes techniques (ouvrages et équipements) qui ont été soumises à la validation du MINEE, (cf infra).

Pour chacune des technologies, cette section constitue un catalogue de paramètres et coûts, ainsi qu'un schéma de conception sommaire qui ont alimenté la base des paramètres technico-économiques du Module GEOSIM Network Options®.

A titre d'exemple, les paramètres techniques requis par GEOSIM Network Options® pour la simulation des projets de petites centrales hydro électriques sont : le nombre d'heures de fonctionnement durant la journée, la durée de vie, les coûts d'opération et de maintenance, la possibilité de disposer d'un secours diesel si la production hydro n'est pas suffisante pour satisfaire la demande, etc. Les paramètres d'investissement concernent par exemple le prix de référence des centrales hydro.

A l'issue de cette tâche, les différentes options technologiques recommandées ont ainsi été documentées, à la fois pour les bases de données du MINEE et pour alimenter le logiciel GEOSIM®.

6.2 Expérience d'électrification rurale en Afrique

Des solutions contrastées en matière de dispositifs réglementaires et institutionnels ont été adoptées par les pays africains ayant récemment procédé à une électrification rurale d'envergure. Trois options se différenciant par le caractère plus ou moins décentralisé de l'organisation mise en place sont examinées ici. Cependant, il est intéressant de noter, que d'un point de vue institutionnel, un dispositif unique est rarement en vigueur. On peut distinguer trois principaux modèles :

- Le **modèle étatique intégré** : l'Etat définit la politique et la stratégie, et les compagnies d'électricité les exécutent. C'est le cas du Ghana, de la Côte d'Ivoire, partiellement du Burkina Faso.
- Le **modèle Agence et Fonds public d'électrification** qui a pour finalité de découpler l'électrification rurale de la ou des compagnies nationales et d'en assurer un financement autonome avec une volonté latente ou affirmée d'impliquer le secteur privé. C'est le cas du Sénégal, du Mali, du Burkina Faso, et partiellement du Bénin.
- Les **modèles de financement privé** tels que :
 - celui des **sociétés de service décentralisés SSD** (Mali, Burkina Faso, et Sénégal dans le cadre d'une grande concession)
 - le **crédit-vente associé à une prestation de maintenance** (au Burkina Faso sur financement Fondem, et réseau des caisses populaires et opérateurs de la place, au Sénégal et au Mali).
 - le modèle basé sur une **ONG**, généralement engagée dans une autre activité de développement (santé, adduction d'eau, irrigation).

6.2.1 Modèle étatique intégré

Les pays qui ont électrifié leur territoire rural, comme ceux qui sont en train de le faire, n'ont pas tous eu systématiquement ou exclusivement recours à des Partenariats Public-Privé pour financer leurs programmes. En Afrique, des pays comme l'Algérie, la Tunisie, le Maroc ont pu conduire à terme l'électrification rurale en confiant à leurs sociétés nationales d'électricité, cette mission d'électrification et la gestion des ressources financières dédiées, à charge pour elles d'en déléguer une partie au secteur privé (le PERG Solaire au Maroc par exemple). Pour y parvenir, ces Gouvernements ont non seulement fait preuve d'une très forte volonté politique, mais ont pu mobiliser, sur leurs ressources propres, l'essentiel des moyens financiers requis, soutenant cet effort pendant des décennies. Le modèle étatique intégré est également en vigueur au Ghana et en Côte d'Ivoire, et partiellement au Burkina Faso.

Le modèle du Maroc est relativement ancien, et l'électrification rurale totale du Pays est considérée comme accomplie (Taux d'Électrification Rurale de 18% en 1995 et 95,4% en 2008). Cette expérience fait désormais figure de « modèle historique centré autour de la société nationale d'électricité » et sera donc particulièrement illustrée ci-après.

- Histoire de l'électrification rurale au Maroc

L'électrification rurale au Maroc a commencé activement voilà plus de quarante-cinq années. Elle a connu plusieurs périodes ¹⁴. Avant 1996, l'électrification rurale dans le Royaume s'est faite essentiellement dans le cadre de deux programmes en parallèle, des programmes financés par l'ONE sur ses fonds propres et un Programme National d'Électrification Rurale (PNER) financé par les collectivités locales et l'État.

Ces programmes visaient l'électrification en «surface» du territoire national en partant d'une électrification des grandes agglomérations par extension du réseau national. De 1988 à 1995, parallèlement au PNER, un programme «d'apprentissage» d'électrification rurale multi-énergie, le Programme pilote d'électrification rurale décentralisée (PPER)¹⁵ a été conçu et mis en œuvre dans le cadre d'un protocole franco-marocain et d'un accord quadripartite entre la Direction Générale des Collectivités Locales (DGCL) et le Ministère de l'Énergie pour la partie marocaine, le Ministère des Affaires Étrangères (MAE) assisté de l'Agence française de Développement (AFD) et de l'Agence Française pour la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) pour la partie française. Deux innovations caractérisent le PPER : l'offre d'un service global d'électricité et une forte implication des acteurs locaux.

À partir de 1996, l'ONE s'est lancé dans la mise en œuvre du programme d'électrification rurale globale (PERG), détaillée ci-dessous.

- Définition du concept du programme d'électrification rurale globale, le PERG et de sa méthodologie de mise en œuvre

Pour répondre à la politique de proximité et de développement du monde rural, l'ONE a présenté au Gouvernement un programme pour l'électrification rurale, dénommé PERG avec l'objectif de généraliser l'accès à l'énergie électrique pour tous les citoyens marocains à l'échéance de 2010. Le PERG a été approuvé en Conseil de Gouvernement en août 1995 et mis en œuvre à partir de 1996.

Ce programme se veut global à trois niveaux :

- Globalité territoriale: il vise l'électrification globale des foyers ruraux du Royaume à brève échéance;
- Globalité technique: il intègre l'ensemble des techniques d'électrification: raccordement au réseau et kits photovoltaïques familiaux;
- Globalité financière: le PERG doit intégrer l'ensemble des ressources financières pouvant être déployées pour l'électrification rurale du Royaume.

¹⁴ Cf. site officiel de l'ONE : <http://www.one.org.ma/>

¹⁵ Initialement, PPER signifiait Programme de pré-électrification rurale. Pour ne pas donner à penser qu'il s'agissait d'une électrification «au rabais», l'intitulé a été changé et est devenu Programme pilote d'électrification rurale décentralisée.

Pour mettre en œuvre ce programme, une nouvelle structure opérationnelle a été mise en place au sein de l'ONE, sous forme d'une direction de projet, dénommée Direction de l'électrification rurale, dotée de tous les moyens humains et matériels lui permettant de mener à bien sa mission. Dès la mise en place du PERG en 1996, l'ONE a entamé le recensement de l'ensemble des besoins du Royaume en matière d'électrification rurale afin d'établir un schéma directeur. Pour gérer géographiquement les villages et les réseaux de distribution, l'ONE s'est doté dès 1996 d'un système d'information géographique (SIG). Ce système a servi à la projection des réseaux de distribution, au positionnement des villages et à l'évaluation des différentes phases du PERG.

Méthodologie pour déterminer la technologie d'électrification :

Depuis le début du PERG en 1996, le critère du moindre coût d'électrification par foyer a été retenu pour la détermination du choix des techniques d'électrification à mettre en œuvre dans chaque village : extension du réseau ou solaire. Ce critère du moindre coût d'électrification par foyer a été amélioré par la prise en compte du taux de rentabilité économique interne pour chaque technique. Par ailleurs ce critère a été complété par deux nouveaux critères : l'analyse de la dispersion de l'habitat et l'analyse de l'équilibre régional en matière d'électrification rurale. Cette notion de dispersion de l'habitat est caractérisée par :

- La dispersion inter-village, mesurée par la distance entre les villages,
- La dispersion intra-village, mesurée par la distance entre les foyers ou les petits groupements de foyers (5 à 10) à l'intérieur d'un même village.

Pour les villages dispersés ne pouvant être raccordés au réseau national ou électrifiés par réseau local dans des conditions de coût admissibles, l'ONE a décidé leur électrification par kits photovoltaïques individuels.

Cependant, les critères de choix ainsi retenus auraient pu conduire à un certain déséquilibre entre les différentes régions du Royaume en matière de taux d'électrification rurale. Aussi, pour remédier à cette problématique, il a été décidé de construire des réseaux moyenne tension d'infrastructures, communément appelés «Dorsales Moyenne Tension» dans les provinces et cercles faiblement électrifiés pour désenclaver les zones où le réseau électrique est faiblement développé et atteindre, par là, un meilleur équilibre territorial de l'électrification du pays. Le financement de ces dorsales a été totalement pris en charge par l'ONE.

- Le financement du PERG¹⁶

Le PERG est un programme participatif, dont le financement est assuré par trois partenaires : les collectivités locales, les foyers bénéficiaires et l'ONE. Ainsi, pour l'électrification par réseau :

- Les collectivités locales participent à hauteur de 2 085 DH par foyer bénéficiaire, à régler au comptant ou à hauteur de 500 DH par an pendant 5 ans. Elles mobilisent pour ce faire des ressources propres (dotations, TVA), des subventions du département de tutelle ou d'agences de développement et d'emprunts au Fonds d'Équipement Communal ;

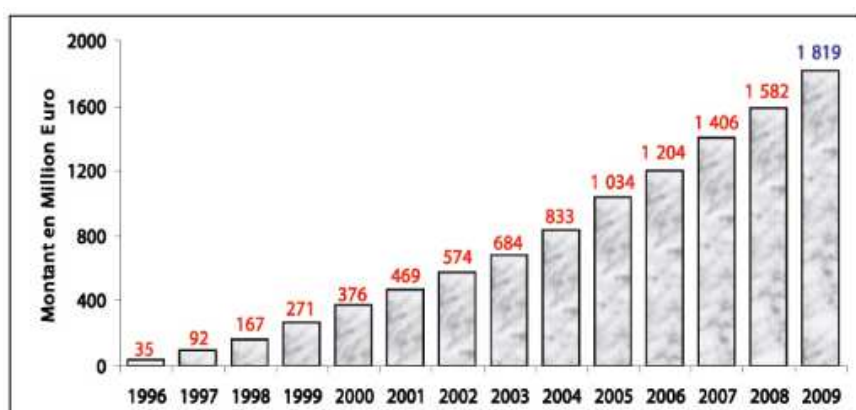
¹⁶ Source : les schémas qui illustrent ce paragraphe sont issus d'une présentation de l'ONE aux rencontres du Club-ER de Dakar, Sénégal, en juin 2009.

- Les foyers bénéficiaires participent à hauteur de 2 500 DH, à régler lors de l'abonnement ou à hauteur de 40 DH par mois pendant 7 ans ;
- L'ONE participe pour le reliquat et préfinance les investissements. L'ONE affecte un prélèvement de 2,25% sur son Chiffre d'affaires, les Peines et soins (20%), et utilise des prêts concessionnels et des Fonds propres pour le préfinancement. Au fil des PERG la part de l'ONE a évolué de 21% (PERG 1) à 65% (PERG 4-2).

D'autres partenaires peuvent également participer au financement du PERG et/ou accorder des facilités de paiement aux communes et bénéficiaires : les associations, l'Agence de Développement du Nord, les Conseils Provinciaux et la Direction Générale des Collectivités Locales...

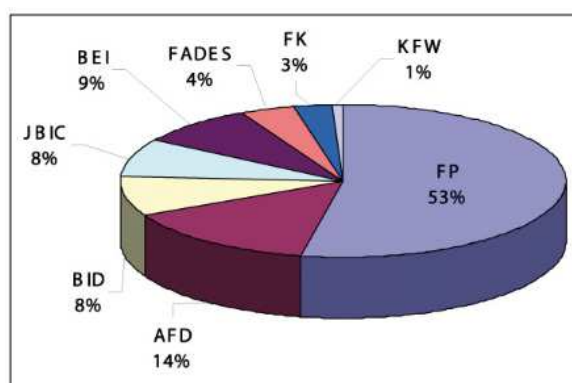
De 1996 à 2009, le budget total d'investissement mobilisé pour le PERG s'élève à plus de 1 800 Millions d'euros, répartis annuellement comme détaillé dans le schéma ci-dessous :

Figure 12 : Budget total d'investissement du PERG entre 1996 et 2009



Plus de la moitié (53%) de ces ressources proviennent de fonds propres ; le complément de financement, des prêts concessionnels à moyen/long terme, a été apporté principalement par l'AFD, la BEI, la BID... suivant la répartition présentée ci-dessous :

Figure 13 : Provenance des fonds pour la réalisation du PERG



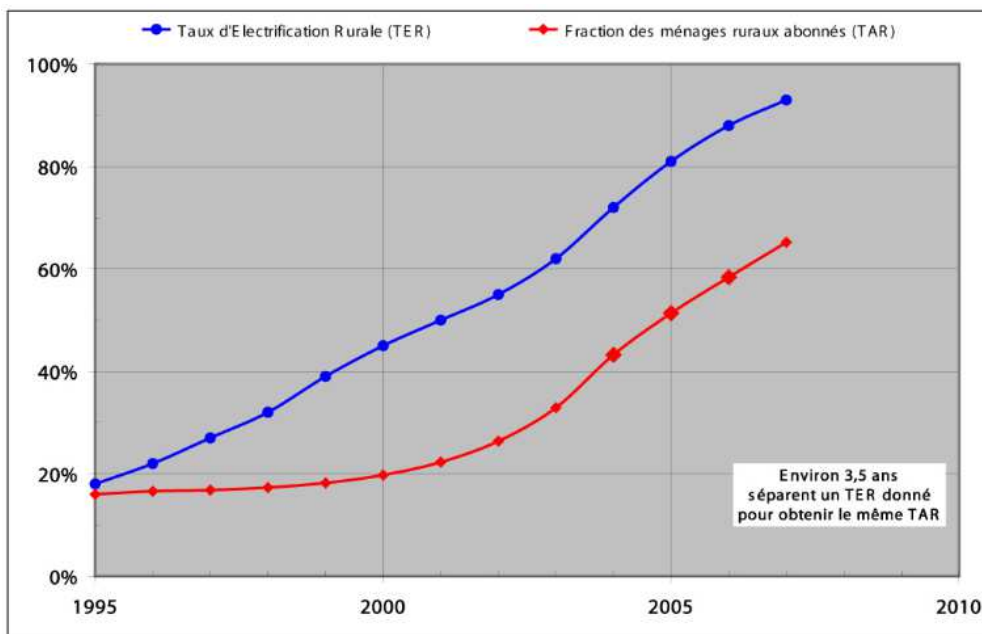
Cependant, des incertitudes demeurent sur :

- L'équilibre financier de l'ER par rapport à l'équilibre global de l'opérateur ONE ;
- La solution qui sera trouvée au règlement des impayés de 15% des Collectivités locales ;
- La capacité effective de remboursement des prêts.

- Bilan des réalisations du PERG à la fin 2008

Le PERG a fait progresser le Taux d'Électrification Rurale de 18% en 1995 à 95,4% en 2008. 34 419 villages sont électrifiés à la fin 2008, dont 3 653 villages par kits photovoltaïques. Le graphique de l'ONE ci-dessous illustre l'évolution du Taux d'électrification rurale (TER) de 1995 à 2007, ainsi que le Taux d'abonnement rural (le nombre d'abonnés ruraux, y compris ceux qui l'étaient avant le PERG / nombre de ménages ruraux)

Figure 14 : Bilan des réalisations du PERG à la fin 2008



Ce succès a été obtenu en combinant i) les technologies d'électrification par extension de réseau (PERG Réseau) pour les communes qui pouvaient lui être raccordées à un coût par client potentiel inférieur à un plafond fixé¹⁷, et ii) la technologie solaire photovoltaïque (PERG solaire), aujourd'hui fiable : ce mode d'électrification concernait les foyers éloignés du réseau ou les villages à habitat dispersé dont le coût de raccordement au réseau était prohibitif (supérieur à 28 000 Dirhams par foyer en moyenne sur la commune pour la quatrième opération du PERG).

Pour la Côte d'Ivoire, la dynamique de l'électrification rurale découle d'une politique volontariste d'électrifier par le réseau, à partir d'un mix de production bon marché, basé sur le thermique gazier et la grande hydro-électricité. De plus, ce pays est moteur, avec le Ghana, de l'intégration électrique de la sous-région. La politique d'Électrification Rurale est définie par le Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Énergie (MMPE). L'État Ivoirien est l'ordonnateur de la production et de la distribution de l'électricité. Cette gestion se fait via Energies de Côte d'Ivoire (CI-Energies) chargée de la gestion et du développement du patrimoine. Il n'existe ni agence, ni fonds en charge de l'électrification rurale. La priorité est donnée aux extensions de réseau, le pays disposant d'un réseau national relativement bien maillé. La Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE), concessionnaire privé, est chargée de l'exploitation et de l'entretien du patrimoine de l'état. La production électrique est principalement basée sur l'hydro-

¹⁷ Ou qui pouvaient financer le surcoût, par rapport à ce coût de référence fixé par l'ONE pour l'ensemble du territoire, un coût qui a évolué au fur et à mesure de la réalisation des PERG.

électricité et le gaz (ressources très présentes dans le pays). Le cadre institutionnel a été modifié afin d'attirer les investissements privés notamment via des contrats de type BOOT (Build, Operate, Own and Transfer). Ces producteurs privés (Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité, AZITO, AGGREKO) sont régulés par l'ANARE. La **Côte d'Ivoire affiche de très ambitieux objectifs à courts terme en matière d'électrification rurale**, avec des objectifs politiques affichant 100% des localités électrifiées d'ici 2020, et des scénarios plus pragmatiques envisageant ce même objectif à aux échéances 2025 ou 2030. Cependant, en raison de la crise des années 2000, il ne faut pas oublier que le pays doit procéder à une consolidation de son infrastructure électrique primaire au cours des années à venir, avant de pouvoir accorder une attention très prioritaire à l'électrification rurale.

Pour le Burkina Faso, le retour de la SONABEL à l'électrification rurale après 2005 s'est fait en réaction aux activités du Fonds de Développement de l'Électrification (FDE), et suite à une injonction du Ministre demandant l'électrification de tous les villages sous les lignes SONABEL existantes ou en construction. La SONABEL travaille à inclure le maximum de localités dans son périmètre, dont la définition par la loi est restée partielle. Enfin, des problèmes de gestion du FDE et un différend entre le FDE et la coopération danoise ont porté un discrédit sur les facultés de gestion du FDE, avec comme résultat le recentrage de certains financements vers la SONABEL.

→ **L'avantage de ce modèle étatique est d'être assez systématique et efficace en termes de mise en œuvre (Algérie, Maroc, Tunisie, Ghana, Côte d'Ivoire) lorsque les fonds et une véritable volonté politique sont présents.**

→ **En revanche, en termes de coût, d'efficience et de mobilisation de fonds cette approche n'est pas nécessairement la plus performante, car elle est soumise à la rationalité assez conservatrice des compagnies d'électricité.**

6.2.2 Modèle Agence et Fonds public d'électrification

Ce modèle est appliqué dans plusieurs pays, par exemple :

- Burkina Faso, avec le FDE (Fonds de Développement de l'Électrification)
- Sénégal, avec l'ASER (Agence Sénégalaise de l'Électrification rurale)
- Mali, avec l'AMADER (Agence Malienne pour le Développement de l'Énergie Domestique et de l'Électrification Rurale)
- Bénin avec l'ABERME (Agence Béninoise de l'Électrification Rurale et de la Maîtrise de l'Énergie).

De l'analyse de ces pays il ressort deux grandes stratégies visant à la mobilisation du secteur privé :

- La stratégie des **grandes concessions territoriales**, principalement en développement au Sénégal, mais également prévue au Mali et en phase de conception au Bénin
- La stratégie des **petites concessions** de type PCASER (Mali), ERIL (Sénégal) ou concessions COOPEL au Burkina Faso

6.2.3 Modèles de financement privé

6.2.3.1 Grandes concessions

Dans le modèle des grandes concessions, la finalité est d'amener un opérateur stratégique à s'engager (sur la base d'un contrat et d'une concession de service public) à développer l'électrification d'une zone géographique par différents types de technologies (réseau, mini-réseau ou technologie individuelle) en apportant un financement propre de l'ordre de 40% à 50% et recevant du concédant (Agence et Etat) un certain nombre de garanties (tarif) et appuis (subvention) lui permettant

d'équilibrer son *business plan* sur la durée de sa concession, et de tirer un profit raisonnable de son investissement en fonds propres.

Les types d'opérateur se mobilisant sur les concessions sont :

- Des compagnies électriques telles qu'EDF, ONE, STEG qui, pour des raisons plus ou moins stratégiques, ont répondu aux appels d'offre,
- Des entrepreneurs locaux ou internationaux intéressés par l'opportunité commerciale que représente la concession (câblerie, spécialistes du diesel, fabricants de panneaux PV)

→ **Les deux pierres d'achoppement identifiées sont d'ordre réglementaire et tarifaire pour le Sénégal et financière pour le Mali. Le régulateur sénégalais est partie prenante des négociations, le régulateur Malien ne l'est pas.**

6.2.3.2 Petites concessions

Ce modèle est présent au Sénégal (ERIL : Electrification Rurale d'Initiative Locale), au Mali (PCASER, Projet de Candidature Spontanée d'Electrification Rurale) et au Burkina Faso (COOPEL, Coopérative d'Electricité).

La dynamique est identique dans les trois cas. Il s'agit de permettre l'électrification d'une localité sur la base d'une autorisation ou d'une concession locale de service public, attribuée à une personne physique ou morale qui prend en charge la gestion d'un système et qui en assure une partie du financement.

Le modèle ERIL sénégalais a principalement fonctionné sur la base de la responsabilité de collectivités locales, et sur des financements de coopération (programme ERSEN sur fonds de la DGIS néerlandaise) pour lesquels les opérateurs sont sélectionnés sur la base d'appel à la concurrence. Dans sa première phase d'exécution, le projet ERSEN a permis d'électrifier 150 infrastructures sociales (éducatives, sanitaires et communautaires), et de construire 6 mini-réseaux connectés à des centrales hybrides diesel, soit au total 73 villages dans les régions de Kolda, Sédhiou et Kaolack pour un coup d'investissement global de 1,2 milliard de FCFA touchant ainsi 53 800 habitants. Une deuxième phase de ERSEN a été initiée en 2012.

Une nouvelle coopération se développe sur la base d'un partenariat public-privé avec la compagnie INENSUS développant de la micro-production électrique hybride, et livrant cette énergie à un micro-réseau, géré par les collectivités locales. INENSUS produit et vend l'électricité dans la mini-concession selon le modèle *MicroPowerEconomy* pour une durée minimale de 15 ans. INENSUS est également en partenariat avec un entrepreneur sénégalais de l'énergie : MATFORCE.

Le modèle PCASER malien a permis à ce jour l'électrification de 161 localités, 7 étant officiellement arrêtées et 9 transférées à EDM. La PCASER repose sur l'initiative d'un privé ou d'une collectivité locale qui dépose un dossier de candidature auprès de l'AMADER pour l'installation et la gestion d'un système de moins de 250 kW dont il assurera environ 20% à 25% du financement. En contrepartie, il reçoit une autorisation de gestion de service public lui permettant de gérer et de recouvrer ses coûts, sur la base d'un tarif qui doit être approuvé par l'AMADER.

L'approche PCASER a mobilisé quatre types d'acteurs :

- **Très peu de collectivités locales**
- **Un nombre important de promoteurs privés locaux, personnalités locales, agents économiques (BTP ou négoce), industriels locaux** proposant eux-mêmes (ou dans le cadre d'un GIE) l'instauration d'une PCASER. Ces acteurs n'ont pas une surface financière très vaste mais peuvent mobiliser les 20% à 25% requis qui représentent une valeur de 50 000 € à 100 000 €. Il faut reconnaître qu'une partie de cette mobilisation a pu être dissimulée par certains acteurs dans une marge sur la fourniture des matériels.
- **Deux sociétés de services décentralisés (SSD)**, qui étaient antérieures à la mise en place du système PCASER, ont été financées par une mise de fonds venant d'opérateurs stratégiques comme NUON, EDF ou TOTAL. Il est intéressant de noter que ces SSD continuent à se développer sur le terrain, mais que leur réplique (cas de Yeelen Ba au Burkina Faso, réplique de Yeelen Kura au Mali) suppose une nouvelle mise de fonds (1^{re} Facilité Energie européenne). Un autre point positif tient au fait que ces SSD de l'Afrique de l'Ouest sont fédérées sous l'ombrelle de FRES (Foundation Rural Electricity Services), qui développe les concepts techniques (le solaire hybride notamment) et également la formation des opérateurs.
- **De petites SSD locales mutualisant un certain nombre de ressources** autour de l'exploitation de quelques PCASER dans une même région.

Le montage financier des principales SSD est le suivant :

Montants en M€	Yeelen Kura (Mali)	Korayé Kurumba (Mali)	SSD ERA (Sénégal) <i>en cours d'installation</i>	Yeelen Ba (Burkina Faso)
Agence d'électrification	2,59 M€ <i>AMADER</i>	2,29 M€ <i>AMADER-BM</i>	7,70 M€ <i>ASER-ADF</i>	<i>Facilité Energie UE</i>
Gouv. Hollandais	0,79 M€	0	0	n.a.
Prêts	0	0	2,00 M€	n.a.
Apports clients	0,16 M€	0	n.a.	n.a.
Apports actionnaires	0,78 M€ 50% EDF 50% NUON	1,53 M€ 70% EDF 30% TOTAL	1,93 M€ 70% EDF 30% MATFORCE	80% NUON (FRES) 20% YEELLEN BA (Burkina)

Ce que l'on peut dire des SSD comme modèles de construction d'un système de gestion privé c'est qu'il demande une importante mise de fonds qui vient d'investisseurs stratégiques ayant une surface financière très vaste comparé aux besoins de la SSD. Cet investisseur se positionne comme "incubateur" de la structure de gestion finale. Les fonds de financement proviennent de l'APD sous forme de subventions ou de prêts pour l'acquisition du matériel.

Pour les trois SSD dont on connaît le financement, la mise de fonds propres ne représente que de 16% à 40% du coût du projet, ce qui démontre un fois encore le besoin de subvention de telles opérations.

En termes de pérennité, on constate que les SSD maliennes sont en développement et que la "SSD sœur" de Yeelen Kura au Burkina Faso affiche de bons résultats. Pour Yeelen Kura, sur un objectif de 6 000 clients prévus à atteindre dans la zone cotonnière, 4 881 sont déjà alimentés par mini-réseaux diesel solaire et par kits PV. 153 kWc sont installés. Pour Yeelen Ba au Burkina Faso : 1 372 ménages sont déjà alimentés après 5 ans de fonctionnement et 156 kWc sont installés. La SSD sénégalaise ERA a été créée en juin 2011 et vise un objectif de 18 000 clients.

Le modèle COOPEL du Burkina Faso : Le montage financier est basé sur la coopérative d'abonnés, qui doit être déclarée au Ministère de l'Intérieur, et qui reçoit du Ministère de l'Energie une concession de service public pour la construction et la gestion de son système électrique. Le montage financier est basé sur une subvention de 60% associée à un prêt de 40% accordé à la COOPEL, remboursable sur 10 ans avec un différé de 3 ans et à un taux d'intérêt bonifié. La responsabilité de la passation des marchés est du ressort de la COOPEL, assistée par le Fonds de Développement de l'Electrification (FDE) et un ingénieur conseil national payé par le FDE. L'entrepreneur doit assister la COOPEL sur la gestion technique et financière des systèmes électriques pendant une période de 5 ans par contrat de gestion.

→ **Faiblesses de ce montage** : le remboursement du prêt n'a quasiment jamais eu lieu, sauf à quelques exceptions près, et par ailleurs ce remboursement a été très partiel. Dans la majorité des cas, **l'entrepreneur s'est montré peu ou pas intéressé par la gestion de systèmes situés à 200-300 km de sa base**. Certains ont directement affirmé que cela n'était pas leur affaire. Un seul a développé une véritable stratégie de gestionnaire. Le problème est que ni le chiffre d'affaires des COOPELs, ni la marge sur le tarif ne permettent la mise en place d'un système de gestion à distance par un tiers. **L'expérience n'a pas créé de vocations au niveau des promoteurs** (cadre prévu dans le montage institutionnel). **Le modèle coopératif supposerait une organisation faïtière qui prenne en charge un certain nombre de fonctions** (administration, facturation, organisation de la collecte des paiements, appui technique). La Fédération des COOPELs du Burkina Faso joue très difficilement ce rôle, par manque de compétence.

→ **Une perspective pour contourner certaines de ces difficultés pourrait être (sur le modèle philippin) celle de la segmentation/séparation de la production et de la distribution** : la production pourrait être concédée à un industriel et la distribution concédée à une COOPEL.

6.2.3.3 Crédit-vente

Ce modèle est appliqué au Burkina Faso, au Mali et au Sénégal, où des opportunités de crédits sont offertes pour l'acquisition de systèmes individuels (kit ou lampe solaire). Dans ce cas de figure le privé impliqué est :

- Le bénéficiaire, qui investit dans son système et fait appel à un crédit,
- Un fournisseur de matériel, associé ou non à un installateur, qui doit gérer la question du préfinancement de l'achat de matériel (demandant une certaine surface financière et des garanties bancaires) ainsi que l'entretien,
- Une institution bancaire qui accorde en moyenne un prêt à hauteur de 45% du montant des équipements (variant suivant la taille de l'équipement),
- Une institution APD ou autre, accordant une subvention (de l'ordre de 50%).

Exemple d'un projet de diffusion de kits solaires au Burkina Faso

Le projet dénommé "Crédits PV du Kouritenga" au Burkina Faso est en phase d'exécution dans la zone géographique couverte par les Caisses Populaires de Koupéla et de Pouytenga depuis 2002 : il vise la diffusion de kits photovoltaïques à usage individuel domestique (éclairage, radio et télévision). Plusieurs tailles de kits sont diffusées de 14 Wc à 65 Wc. La "Fondation Energies pour le Monde" (FONDEM) en assure le financement en tant que bailleur de fonds.

Pour la réalisation du projet, la FONDEM a réalisé un partenariat financier avec les Caisses Populaires de la zone d'intervention du projet et un fournisseur-installateur. Le bailleur de fonds (promoteur) intervient dans le financement des kits par subvention du prix d'accès pour les populations cibles. Les Caisses Populaires mettent à la disposition des demandeurs un produit financier (crédit PV) facilitant

encore davantage l'acquisition des kits subventionnés par le bailleur de fonds, et ceci sur la base d'un fonds de garantie accordé par le promoteur. Le fournisseur KK International à Ouagadougou préfinance le stock de kits à installer. Il est assisté d'un installateur local de la zone de concentration.

Montage financier

Le Bailleur de fonds constitue un Fonds de garantie de 5 millions de FCFA (seule la moitié a été déposée. Etant donné qu'aucune utilisation n'en a été faite le versement de l'autre moitié n'est pas nécessaire). En fonction du type de kit, le prix du kit est réparti suivant des taux différents :

Subvention du Bailleur de fonds : de 30,19% à 40,14% ;

Apport initial du bénéficiaire : de 5,99% à 6,61% ;

Crédit de la Caisse Populaire : de 53,63% à 63,20%.

Le taux d'intérêt appliqué est 8,75% l'an, et le remboursement se fait en 36 mensualités constantes allant de 4 000 FCFA à 13 500 FCFA. Dans ces remboursements est inclus le coût de trois ans de maintenance.

Environ 300 kits ont été installés en 2008, ce qui a permis de renouveler ce mode opératoire pour une seconde tranche avec un co-financement de la seconde Facilité Énergie de l'Union Européenne.

La question de l'entretien et de la maintenance reste relativement cruciale et onéreuse car le niveau de concentration d'équipements reste en deçà de la masse critique d'une maintenance rationnelle.

6.2.3.4 Modèle de projet porté par une ONG

Il existe un certain nombre d'ONG ou de congrégations qui ont été amenées à faire de l'électrification rurale. La dynamique de cette démarche est liée à une volonté d'optimiser les investissements faits et les coûts de gestion et de procurer un service électrique complémentaire à leur activité primaire, comme la provision d'eau potable, de soins médicaux ou de services d'éducation. Peu d'information structurée est disponible, et peu de ces activités sont visibles dans le cadre institutionnel de l'ERD.

6.3 Technologies de distribution

6.3.1 Introduction

6.3.1.1 Les différents réseaux électriques

La liaison entre la production et la consommation électrique est réalisée à travers différents réseaux électriques connectés entre eux :

- Le réseau de transport et d'interconnexion, dont le but est d'acheminer l'électricité des centrales de production aux grandes zones de consommations ;
- Le réseau de répartition, qui sert à acheminer l'électricité du réseau de transport vers les centres de consommation et assure la fourniture d'électricité à l'échelle régionale ;
- Le réseau de distribution, qui sert à acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de consommation.

6.3.1.2 Technologie des réseaux de distribution et critères de choix

Un distributeur doit choisir la technologie de réseaux qu'il souhaite mettre en œuvre pour acheminer l'électricité en distribution publique.

Chaque technologie de réseau électrique de distribution suit des principes constructifs selon les rubriques suivantes:

- Le choix d'une structure de réseau ;
- Le choix de la nature du courant électrique et des niveaux de tensions ;
- Le choix des types de technologies de distribution ;
- Le choix du régime du neutre ;
- La définition du plan de protection ;
- La définition du mode d'exploitation.

Le choix de ces principes répond à trois objectifs principaux du distributeur

- Assurer la protection des biens et des personnes ;
- Obtenir un niveau de qualité de service souhaité (variation en tension et fréquence, énergie non livrée, durée moyenne de coupure, puissances de raccordement autorisée, taux de couverture...) ;
- Atteindre le seuil de rentabilité économique souhaité.

Avant de chercher à définir les technologies de réseaux les plus adaptées, il est donc essentiel que le distributeur ait clairement défini ces trois objectifs, qui peuvent varier selon les contraintes particulières de chaque zone à alimenter.

Le premier niveau d'objectif est généralement commun à l'ensemble des réseaux de distribution à l'échelle d'un pays : le distributeur est tenu d'assurer la protection des personnes et des biens en tout point du réseau, quelles que soient les spécificités locales de certaines zones (densité de population, résistivité des sols, vitesse du vent, niveau kéraunique,...).

Par contre les moyens à déployer pour atteindre un niveau de service donné peuvent être très variables en fonction des zones à alimenter, et peuvent justifier la définition de niveaux de services adaptés pour atteindre un coût acceptable.

Outre les contraintes environnementales citées précédemment, le principal paramètre intervenant dans les coûts d'investissement et d'exploitation d'un réseau de distribution électrique est la densité de la consommation (en kW/km² ou en kW/km de lignes à construire) :

- La taille et la répartition des zones à alimenter déterminent le nombre et la puissance unitaire des postes de distribution HTA/BT, ainsi que les longueurs et sections des lignes HTA à construire ;
- La répartition des abonnés à alimenter à partir d'un poste de distribution détermine les longueurs et sections des réseaux BT.

La prise en compte de ces paramètres a conduit de nombreux pays à établir une distinction entre les zones urbaines, péri-urbaines et rurales. L'électrification des zones rurales, rapportée au kWh distribué, se révèle beaucoup plus onéreuse que celle des zones urbaines. La faiblesse des consommations ne justifie pas dans de nombreux cas l'adoption des solutions techniques développées pour alimenter des zones fortement consommatrices.

Les différents éléments développés dans la suite de ce document portent sur la description des technologies de réseaux de distribution adaptées à des projets d'électrification rurale, généralement caractérisés par une demande électrique faible due à un nombre d'abonnés et à consommation spécifique limités, et dispersée géographiquement.

6.3.1.3 Principales caractéristiques des réseaux de distribution

L'acheminement de l'électricité peut être réalisé par des liaisons par courant continu ou alternatif.

Le courant continu est réservé aux lignes de transport, et en particulier pour les interconnexions à grande distance.

Dans le domaine de la distribution, les liaisons sont réalisées par courant alternatif à une fréquence de 50/60 Hz :

- Pertes limitées sur des courtes distances (inférieures à 100 km) ;
- Pas de convertisseur courant continu / alternatif

Le choix du niveau de tension pour réaliser les différentes liaisons électriques est basé sur un compromis économique :

- Les pertes en lignes par effet joule sont inversement proportionnelles au carré de la tension : un niveau de tension élevé permet donc de transporter l'électricité sur des grandes distances en limitant les pertes, et donc d'utiliser des sections de conducteurs plus faibles ;
- L'utilisation de niveaux de tensions élevés nécessite de garantir un niveau d'isolement et des protections adéquates (coût important du matériel, distances aux obstacles importantes) ;

Ainsi à chaque type de réseau correspond différents niveaux de tension, généralement classés en trois catégories principales :

- Haute Tension HTB : Réseau de transport ou de répartition ;
- Moyenne Tension HTA : Réseau de répartition ou distribution ;
- Basse Tension BT : Réseau de distribution.

Le niveau de tension associé à chaque réseau, ainsi que la limite entre les trois catégories ci-dessus, est variable selon les pays.

Par ailleurs, à chaque niveau de tension correspondent des tensions assignées (ou nominales) très variables au niveau des pays. Néanmoins, la standardisation du matériel d'appareillage (disjoncteurs, sectionneurs,...) et de construction des lignes (transformateurs, isolateurs, conducteurs) a conduit à limiter les catégories de tension assignée, c'est-à-dire la tension maximale qui peut être supportée par un matériel compte tenu de ses caractéristiques d'isolement.

Tableau 41 : Tension assignée d'isolement du matériel en fonction des niveaux de tension de service

Niveau de tension	Tension assignée d'isolement max du matériel	Tension de service	Pays
Moyenne Tension	36 kV	33 kV	Grande-Bretagne
		30 kV	Cameroun, Congo
	24 kV	22 kV	
		20 kV	France, Congo, Bénin
		17,5 kV	
		15 kV	Cameroun, Bénin
	12 kV	11 kV	Grande-Bretagne
		10 kV	
		6,6 kV	Japon, Congo (en cours de suppression)

Tableau 42 : Domaine de tension au Cameroun

Pays	Haute Tension	Moyenne Tension	Basse Tension
Cameroun	HT : de 50 à 220kV (et supérieur si besoin)	HTA : 1 à 50 kV	BT : 0,05 à 1 kV

Au Cameroun, deux niveaux de tension HTA sont utilisés : le 15 kV (en milieu urbain) et le 30 kV (en milieu rural)

L'objet de cette note est de décrire et comparer les différents types de réseaux de distribution HTA et BT existants, et en particulier les technologies développées spécifiquement pour l'électrification des zones rurales.

6.3.2 Choix du type de réseau de distribution HTA (neutre distribué ou non)

6.3.2.1 Principales configurations de réseaux HTA

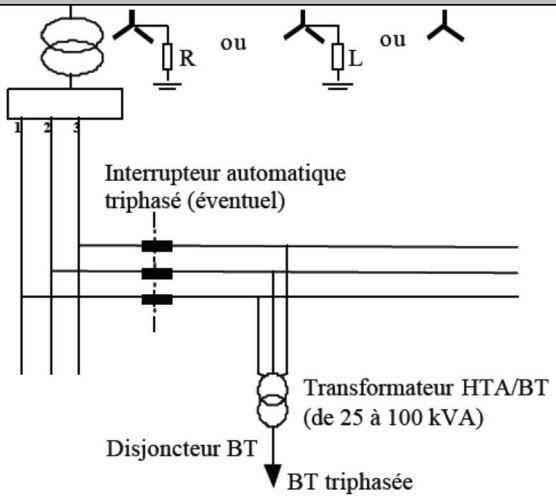
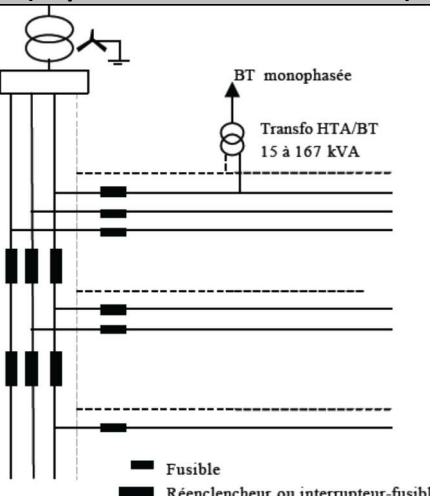
Il existe deux configurations principales de réseaux de distribution HTA :

1. **Le réseau de type européen : triphasé sans neutre distribué** (trois conducteurs) ;
2. **Le réseau de type nord-américain : triphasé avec neutre distribué** (quatre conducteurs, dont le neutre directement mis à la terre).

A chacune de ces configurations correspondent des variantes allégées (Monophasé ou Bi-Phasé) développées pour desservir à moindre coût des zones de faible consommation. Ces solutions sont réservées aux lignes de dérivation, l'ossature principale triphasée devant permettre de transiter l'énergie.

Le tableau ci-dessous présente les différentes configurations de réseaux HTA envisageables :

Tableau 43 : Configuration des réseaux de distribution MT

Réseau de distribution de type européen (Triphasé sans neutre distribué)	Réseau de distribution de type nord-américain (Triphasé avec neutre distribué)
 Interrupteur automatique triphasé (éventuel) Transformateur HTA/BT (de 25 à 100 kVA) Disjoncteur BT BT triphasée	 BT monophasée Transfo HTA/BT 15 à 167 kVA Fusible Réenclencheur ou interrupteur-fusible
Triphasé 	Triphasé 
Biphasé 	Biphasé (3 fils) Pas de photo disponible
Monophasé SWER (Single Wire Earth Return) 	Monophasé  Nota : technique monophasé avec retour par la terre (SWER) également possible

Par ailleurs, des solutions ont également été développées pour permettre d'alimenter à moindre coût des faibles charges situées le long des lignes de transport HTB. Ces technologies sont décrites au paragraphe « 6.3.3.2 *Systèmes associés aux réseaux HTB* ».

6.3.2.2 **Détail des Réseaux HTA conventionnels**

6.3.2.2.1 **Triphasé - Réseaux à trois conducteurs avec neutre non distribué (Type européen)**

Une description en a été donnée dans le chapitre consacré à l'état des lieux (3.2.2).

6.3.2.2.2 **Triphasé – Réseaux HTA à quatre conducteurs avec neutre distribué (Type américain)**

Description technique

Le réseau triphasé de type américain est caractérisé par la distribution du neutre HTA jusqu'aux points de charge, par une mise à la terre directe du neutre (au niveau du poste source HTB/HTA et des postes de distribution HTA/BT). Le neutre est distribué en commun sur l'ensemble des réseaux HTA, avec des mises à la terre régulières le long des lignes (tous les 200 à 300 m environ). La tension neutre-terre est par conséquent bien maîtrisée.

Dans le cadre de cette technique, il est possible d'utiliser de façon systématique des dérivations mono ou biphasées, le déséquilibre des charges ainsi créé s'accompagnant de la circulation du courant résiduel dans le neutre.

Autre appellations :

- Réseau à 4 fils et neutre distribué
- Système MALT (Mise A La Terre)

Régime de neutre

Le système « 4 fils » n'est utilisé que dans un régime de neutre « direct à la terre ».

Plan de protection

En situation normale d'exploitation, un courant résiduel lié au déséquilibre des charges monophasées circule dans le neutre, mais également dans la terre (qui agit comme un cinquième conducteur).

Le neutre étant directement distribué à la terre, l'intensité des courants de défaut est toujours élevée.

La valeur du courant de défaut vue au niveau du poste-source HTB/HTA est liée à l'impédance du défaut lui-même, mais également à l'impédance du tronçon de réseau entre le transformateur HTB/HTA et le lieu du défaut. Ainsi, un défaut éloigné peut provoquer un courant inférieur au courant lié au déséquilibre, admis en régime permanent au niveau du poste source. Le risque de non détection des défauts à la terre s'accroît considérablement en cas de rupture du conducteur de neutre.

Par conséquent :

- La détection homopolaire est impossible, les protections ne pouvant pas faire la différence entre le courant d'une charge phase-neutre (régime permanent) et le courant phase-terre (défaut homopolaire).
- Une protection centralisée uniquement au niveau du poste source n'est pas capable de détecter un défaut.

Le plan de protection d'un réseau triphasé avec neutre distribué est ainsi caractérisé par les dispositions suivantes :

- La protection des dérivations monophasées est généralement assurée par des fusibles. Le calibre de chaque fusible doit être adapté, sinon la sélectivité des protections n'est plus assurée.
Il est donc nécessaire de disposer d'un stock de fusibles couvrant l'ensemble de la gamme, et des équipes et moyens de déplacement permettant une intervention rapide en cas de défaut.
- Une multiplication des dispositifs de coupures disséminés le long des lignes pour prendre en compte la diminution des charges (et donc du courant Phase-terre en régime normal d'exploitation) avec l'éloignement au poste-source. Ces protections décentralisées qui permettent de gérer des seuils de déclenchement de plus en plus bas à mesure que la distance au poste-source augmente, doivent être coordonnées.
Il s'agit donc d'une protection en cascade, réalisée généralement avec des Reclosers (Disjoncteur HTA équipé de dispositifs à réenclenchement multiples) coordonnés avec les protections (fusibles) placés en amont et aval.
- Une protection centralisée au niveau du poste source à maximum d'intensité (protection ampérométrique) et à temps inverse pour assurer la sélectivité.

La sélectivité du plan de protection est décrite ci-après :

- t_0 : défaut à la terre ou entre phases
- $t_1 (t_0 + x s)$: auto extinction éventuelle du défaut (au passage à zéro du courant alternatif de la phase concernée) ou fusion du fusible du poste de distribution MT/BT concerné
- $t_2 (t_1 + x s)$: Ouverture du 1^{er} disjoncteur réenclencheur en amont du défaut, pendant un temps court et réenclenchement / Disparition éventuelle d'un défaut fugitif
- $t_3 (t_2 +)$: Ouverture définitive du 1^{er} disjoncteur en amont / Ouverture et réenclenchement successifs des disjoncteurs situés en amont

La complexité de la définition du plan de protection en cascade est un exercice complexe qui rend le système peu évolutif. Une modification de la topologie du réseau (extension de lignes, construction de nouvelles dérivations) ou de la charge nécessite de revoir le réglage des protections (seuils et sélectivité) de l'ensemble des équipements disséminés le long des lignes.

Par ailleurs, l'exploitation est limitée au mode radial, sans schéma de secours, ce qui peut induire des coupures plus longues. Une reprise de charge réalisée à partir d'une autre extrémité de l'arborescence nécessiterait de redéfinir les seuils de protections et les étages de sélectivité de l'ensemble des dispositifs de coupure le long des lignes. Néanmoins cette restriction n'est généralement pas limitante dans les projets d'électrification rurale, la distribution en antenne étant la structure de réseau majoritairement retenue pour des raisons économiques

Maintien de la tension de service

- Ajustement automatique de la tension en fonction de la charge par l'utilisation de régulateur en charge des transformateurs HTB/HTA, et éventuellement d'autotransformateurs monophasés ou triphasés installés sur les artères principales.
- Le système monophasé admet un déséquilibre de l'ordre de 10% entre phases. L'équilibrage des charges peut être nécessaire, en se basant sur les valeurs mesurées par ampèremètres à maxima pour chaque départ.

Niveau d'isolement

En comparaison avec la technique européenne (triphase sans neutre distribué), le niveau d'isolement des conducteurs des phases et des transformateurs est inférieur de 20%, le conducteur de neutre ne nécessite pas d'isolement particulier (tension BT) :

- Isolement des conducteurs de phase : $0,8 * \text{tension composée HTA}$
- Isolement du conducteur de neutre : tension BT
- Isolement des transformateurs HTA/BT = $0,8 * \text{Tension composée HTA}$

Cette différence du niveau d'isolement requis est liée à la tension maximale en cas de défaut à la terre qui ne dépasse pas la tension simple.

Investissement

Tableau 44 : Coût de mise en œuvre des réseaux triphasés avec neutre distribué comparé aux réseaux triphasés sans neutre distribué

Coût de mise en œuvre des réseaux triphasés avec neutre distribué comparé aux réseaux triphasés sans neutre distribué	
Moins-Values	Plus-Values
Isolement des conducteurs de phase et de l'enroulement MT des transformateurs à un niveau de tension inférieur de 20 % ($0,8 * \text{Tension composée}$)	Conducteur de neutre supplémentaire
Moindre coût des dérivations biphasées et monophasées (lignes et postes) par rapport à des dérivations triphasées	Mise à la terre régulière du conducteur de neutre MT (tous les 200 à 300 m environ)
	Installation de protections décentralisées coordonnées (réenclencheur et fusibles) en plus des protections centralisées à maximum d'intensité et à temps inverse

Tableau 45 : Comparatifs des coûts de ligne entre le Système européen et le Système américain

Source	Système européen (Coût de référence)	Système américain	
	Coût d'une ligne triphasée sans neutre distribué	Coût d'une ligne triphasée avec neutre distribué	Coût d'une dérivation monophasée avec neutre distribué
Tunisie (STEG)	100%	105%	73%

Exploitation

Tableau 46 : Inconvénients de l'exploitation des réseaux triphasés avec neutre distribué comparée aux réseaux triphasés sans neutre distribués

Exploitation des réseaux triphasés avec neutre distribué comparée aux réseaux triphasés sans neutre distribués	
Inconvénients	
Coût important lié à la maintenance de nombreux dispositifs de protection disséminés	
Difficulté de faire évoluer le plan de protection avec un changement de topologie de réseau ou une évolution des charges.	
Nécessité de disposer d'une gamme importante de fusibles pour le dépannage.	
Pertes électriques plus élevées (Circulation de courant dans le neutre en régime permanent)	
Emission permanente de champ magnétique à fréquence industrielle (Circulation de courant dans le neutre et la terre en régime permanent)	
Risque de vol du conducteur de neutre (non sous tension) ramenant l'alimentation à un statut de SWER direct non protégé et risque pour les personnes et les biens en cas de rupture du neutre	
Exploitation limitée au mode radial (pas de schéma « secours »)	

Exemples d'utilisation de réseaux HTA avec distribution du neutre

Le tableau page suivante résume le retour d'expérience de deux pays ayant mis en place des réseaux MT avec distribution du neutre.

Tableau 47 : Tableau récapitulatif des expériences de réseaux triphasé avec distribution du neutre dans deux pays d'Afrique : Tunisie et Côte d'Ivoire

Pays	Année	Description des réalisations	Retour d'expérience
Tunisie	1976 – en cours	• Historique du programme MALT tunisien ○ 1975 : Etude technico-économique sur 300 projets d'électrification rurale évalue une réduction globale des coûts de 24% en adoptant un système « 4 fils » avec dérivations monophasées. ○ 1977-1980 : Conversion du réseau MT triphasé existant en zone rurale (ajout du 4^{ème} conducteur, modification du régime de neutre et protection) ○ Depuis 1977 : Construction de lignes monophasées « 2 fils » ○ Depuis 1990 : Construction de lignes monophasées SWER ○ Depuis 2005 : peu de nouvelles constructions (saturation de l'ER) • Artères principales à 4 conducteurs (3 Phases en Almelec 148 mm²) • Dérivation 2 ou 4 conducteurs (Almelec 54,6 mm²), transfo tri (100/160 kVA) ou monophasé (25/50/75/100/150 kVA)	• Entre 1977 à 2007, le taux d'électrification rurale est passé de 6% à presque 100% (passage de 4 000 à 47 000 km de lignes MT) • En 2005, les lignes monophasées représentent 53% des longueurs totales de réseaux, les transformateurs de distribution monophasés 71% du nombre total de transformateurs MT/BT. • La réduction des coûts entre une ligne monophasée 2 fils et triphasé type européen est évaluée à 27% pour la technique suspendue. • La réduction des coûts des postes de distribution entre monophasé et triphasé de même puissance est comprise entre 20 et 45% (en fonction de la puissance, entre 25 et 150 kVA)¹⁸ • Pose du conducteur de neutre au-dessus des conducteurs de phase, pour décourager le vol
Côte d'Ivoire	1988	• Programme Ivoirien-Canadien • 210 villages électrifiés dans les régions Ouest et Nord (Man, Danané, Odienné, Séguela) • Artères principales à 4 conducteurs (3 Phases en Almelec 93,3 ou 148 mm²) • Dérivation 2 ou 4 conducteurs, transfo tri ou monophasé (25/50/100 kVA) • Tension Phase-Neutre = 17,3 – 18,5 kV	• Aucune télésignalisation installée sur les dispositifs de sectionnements des dispositifs de sectionnement en cascade (reclosers). En cas d'ouverture des dispositifs de sectionnement, signalement aux équipes d'intervention par téléphone. • Ruptures constatées sur le stock de fusibles de rechange. • Pas de mise à jours des études de protection pour prendre en compte l'évolution de la charge (remplacement à l'identique entraînant une consommation importante de fusibles). • Vol du conducteur du neutre sur la majorité des dérivations monophasées (problème d'élimination des défauts et augmentation des chutes de tension). • Personnel d'exploitation peu formé sur les spécificités des réseaux triphasés avec neutre distribué et dérivations monophasées (formation mise en place au démarrage du projet, mais mouvement important du personnel). • Dans les localités alimentées en monophasé, les moulins et décortiqueuses restent alimentées par des moteurs diesel (impossibilité de s'approvisionner en moteur monophasés sur le marché local).

¹⁸ On peut cependant observer que l'utilisation de techniques européennes allégées (dérivations et transformateurs biphasés et SWER) était une option globalement moins coûteuse que l'introduction du MALT.

6.3.2.3 Eléments d'aide à la décision – Réseaux HTA triphasés avec ou sans neutre distribué

Il est difficile de conclure dans l'absolu que l'un des deux systèmes présenté dans les paragraphes précédents présente un avantage comparatif net et décisif sur l'autre.

Le principal avantage de la technologie de type américain est la facilité de développer des antennes monophasées à partir d'artères principales triphasées. Le choix de cette technologie est par conséquent directement lié à l'intérêt de développer des réseaux BT monophasés :

- Faible charges à alimenter : Existence de transformateurs HTA/BT monophasés de faible puissance (5 -25 kVA) ;
- Il faut noter que cet avantage historique est aujourd'hui nuancé par le développement récent par les fabricants de transformateurs triphasés de puissance inférieure à 50 kVA.
- Demande électrique satisfaite par un raccordement monophasé (pas de moteurs de grande puissance à alimenter, ou existence sur le marché de moteurs monophasés de puissance moyenne).

Ainsi en termes de coûts d'investissements, le système américain (neutre distribué) présente un avantage économique d'autant plus important que le ratio « Longueur des dérivations monophasés / Longueur des artères principales triphasées » est important.

Sur la base des critères cités ci-dessus, il apparaît que l'intérêt de chacune des techniques est fortement dépendant des conditions particulières de la zone du projet d'électrification :

- Densité de charge
- Eparpillement des consommateurs
- Type de charges à alimenter (mono / triphasées)
- Existence d'un marché (ou volonté et moyens de le développer) pour les moteurs monophasés de moyenne puissance (moulins, décortiqueuses, pompes,...)
- Evolutivité :
 - Evolution de la demande des charges raccordées ;
 - Eventualité de créations de nouvelles dérivations pour alimenter de nouvelles localités à partir des artères principales ;
 - Opportunité de raccorder plusieurs systèmes électriques isolés compte-tenu de l'extension des réseaux au cours du temps

Le système avec neutre distribué est particulièrement adapté pour l'électrification de zones à faible densité de charge, à travers l'utilisation d'un nombre important de transformateurs monophasés de faible puissance placés au plus près des consommateurs et de faibles longueurs de réseaux BT.

Cette situation de faible densité de charge explique le choix de cette technologie dans des pays (Etats-Unis, Australie,...) alors que les pays européens présentant des concentrations de populations plus importantes ont optés pour le système sans neutre distribué.

Il faut noter que le développement croissant des antennes biphasées et monophasées (SWER) dans les réseaux de type européen tend à balancer cet avantage à priori, et qu'il est donc primordial d'étudier ce choix pour une zone de projet bien définie.

Le passage d'une technologie de réseau HTA à une autre est une opération complexe et déstabilisante pour l'exploitant. Par conséquent même si une technologie alternative semble avoir d'une manière globale un avantage comparatif net compte-tenu des charges à exploiter et du niveau de service attendu, un tel passage nécessite un effort important de la part de l'exploitant lié généralement à une stratégie politique de promotion de l'autre technologie. Néanmoins, le développement à grande échelle de la technologie à neutre distribué en Tunisie à partir 1976 est un exemple réussi de conversion.

Concernant le Cameroun, l'analyse des localités non électrifiées par rapport au réseau existant (Cf. 3.2.2.6 *Distance des localités non électrifiées par rapport au réseau HTA existant*) montre que 77% de la population vit dans des localités situées à moins de 20 km des réseaux existants et 95% des territoires sont distants de moins de 50 km des réseaux existants. La situation électrique n'est donc pas équivalente à la situation de la Tunisie en 1976 (taux d'électrification rurale à 6%, peu de zone couverte) et une solution qui consisterait à changer la technologie des réseaux existants ne paraît pas envisageable. L'étude portant sur les extensions des réseaux existants sera donc réalisée sur la base de la technologie de type européen.

Dans le cas de nouveaux départs (en particulier lors de la création d'un nouveau poste HTB/HTA), l'utilisation d'un réseau HTA avec distribution du neutre pourra cependant être étudiée pour l'électrification d'une zone dont les caractéristiques favoriseraient clairement la nécessité d'utiliser des réseaux monophasés.

6.3.3 Réseaux HTA de dérivation – utilisation des lignes monophasées et biphasées

Les technologies présentées ci-après permettent l'alimentation de réseaux BT monophasés.

La réalisation de réseaux BT monophasés ne présente pas de difficultés particulières pour la satisfaction des services domestiques (éclairage, télévision, réfrigérateurs,...) et les moteurs électriques de petites puissances.

L'alimentation monophasée permet d'utiliser facilement des moteurs dans une gamme de puissance maximale de l'ordre de 7,5 kW (environ 10 HP), mais il faut noter que les moteurs monophasés sont généralement plus coûteux comparés à des moteurs triphasés de même puissance. Par ailleurs, dans les pays où la distribution monophasée n'est que peu utilisée, et donc le marché des moteurs monophasés de moyenne et forte puissance peu développé, le différentiel de coût est encore accentué.

Seuls quelques rares fabricants proposent des moteurs monophasés de taille supérieure à 7,5 kW, mais les difficultés d'approvisionnement, l'encombrement et le coût de ces moteurs font qu'ils ne sont utilisés que dans des applications très particulières, même aux Etats-Unis où les réseaux BT monophasés sont très développés.

Il existe néanmoins différentes solutions pour alimenter des charges plus importantes :

- Mise en parallèle de deux moteurs monophasés ;
- Installation d'un convertisseur mono / triphasé de type statique, qui permet uniquement l'alimentation de charges triphasées constantes
- Installation d'un convertisseur mono / triphasé de type roto-phase, qui permet d'alimenter des charges variables.

- Installation d'un convertisseur mono / triphasé électronique
- Motor-generator systems, Written-Pole motors & electronic phase converters.

6.3.3.1 Antennes Biphasées (Réseaux types européen et américain)

Description technique

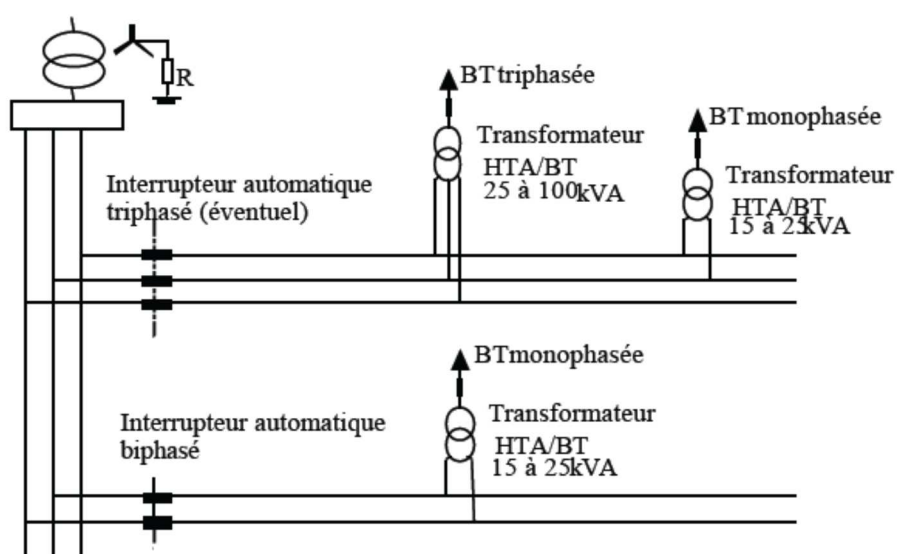
Une antenne biphasée est directement connectée entre deux phases d'un système triphasé conventionnel.

Les postes de distribution HTA/BT sont alimentés à la tension composée du réseau triphasé (par exemple 33 kV).

L'alimentation des charges est réalisée par un réseau BT :

- Monophasé (un conducteur de phase et neutre, alimentation des charges à la tension simple du secondaire du transformateur HTA/BT : par exemple 230 V) ;
- Biphasé (entre deux conducteurs de phases, alimentation des charges à la tension composée du secondaire du transformateur HTA/BT : par exemple 400 V).

Figure 15 : Représentation du réseau HTA biphasé, artère secondaire d'un réseau triphasé de type Européen



Autres appellations :

- Antenne monophasée avec deux fils actifs

Plan de protection

Dans la configuration d'une antenne biphasée réalisée à partir d'un réseau triphasé sans distribution de neutre, la protection contre les défauts des antennes monophasées avec deux fils actifs peut être réalisée à partir d'une protection centralisée au niveau du poste source HTB/HTA.

Néanmoins la différence des longueurs entre phases induit un déséquilibre de courant capacitif. Dans le cas où l'exploitant ne peut équilibrer les longueurs des dérivations biphasées entre les trois différentes phases, cela peut conduire à l'apparition d'un courant homopolaire dans l'impédance de

neutre. Il convient donc de permuter les phases impliquées dans de telles dérivations de telle sorte que les longueurs développées de chaque phase soient proches sur un même départ.

Dans le cas où une antenne biphasée est réalisée à partir d'un réseau triphasé à neutre distribué, le plan de protection est identique à celui des antennes monophasées (cf. Paragraphe 6.3.3.1.1 ci-dessous).

Investissements

Une dérivation biphasée est construite à partir de deux conducteurs de phase (et éventuellement un conducteur de neutre dans un système type américain avec neutre distribué), ce qui permet de réaliser l'économie d'un conducteur de phase.

Par ailleurs, la réduction des efforts de tension des câbles permet de diminuer les efforts nominaux que doivent supporter les supports, ou d'augmenter la longueur des portées moyennes.

Néanmoins dans la pratique et afin de permettre d'adapter facilement une ligne avec l'augmentation de la charge raccordée dans le temps, certains exploitants font le choix de dimensionner les supports pour permettre l'ajout d'un troisième conducteur de phase ce qui fait perdre beaucoup d'intérêt à cette option.

Tableau 48 : Coût de mise en œuvre des dérivations biphasées comparé aux réseaux triphasés

Coût de mise en œuvre des dérivations biphasées comparé aux réseaux triphasés
Moins-Values
Suppression d'un conducteur
Diminution de l'effort nominal des supports ou augmentation de la portée moyenne

Exploitation

Dans la configuration du réseau triphasé sans neutre distribué et à condition que les antennes ne déséquilibrent pas significativement le réseau triphasé (longueurs des dérivations et charges également réparties entre phases), le mode d'exploitation du réseau n'est pas modifié (plan de protection, mises à la terre, télé conduite,...)

Avantages / Inconvénients

Tableau 49 : Avantages / Inconvénients des antennes biphasées

Antennes Biphasées	
Avantages	Inconvénients
Réduction des coûts d'investissement (Deux conducteurs seulement)	Nécessité d'équilibrer les longueurs des dérivations biphasées sur les trois phases (pour limiter le déséquilibre de courant capacitif)
Propose plus d'énergie que les systèmes monophasés.	Pas de possibilité d'alimenter directement des moteurs triphasés, besoin d'un second transformateur pour créer une troisième phase

Conclusion

Les réseaux biphasés sont économiquement intéressants par rapport aux réseaux triphasés mais possèdent les mêmes inconvénients que les réseaux monophasés (problème d'exploitation et pas de possibilité d'alimenter directement des moulins ou autres moteurs de type triphasé). Ils ont cependant des capacités de desserte plus élevées.

Leur intérêt est donc limité par rapport aux réseaux monophasés qui sont encore plus économiques. Dans le cadre de l'étude, les dérivations de type monophasé seront privilégiées.

6.3.3.1.1 Monophasé avec 1 fil actif – SWER (Réseaux type européen et américain)

Description technique

Il s'agit d'un réseau monophasé nécessitant un seul câble de phase, sans distribution du neutre : le bouclage du circuit pour l'alimentation des charges est assuré par un retour direct par la terre.

Les postes de distribution HTA/BT sont alimentés à la tension simple du réseau triphasé à partir duquel est faite la dérivation (par exemple 19,1 kV pour un réseau triphasé 33 kV).

L'alimentation des charges est réalisée par un réseau BT monophasé.

Deux variantes du réseau SWER existent :

1. Avec transformateur d'isolement (SWER local ou indirect) :

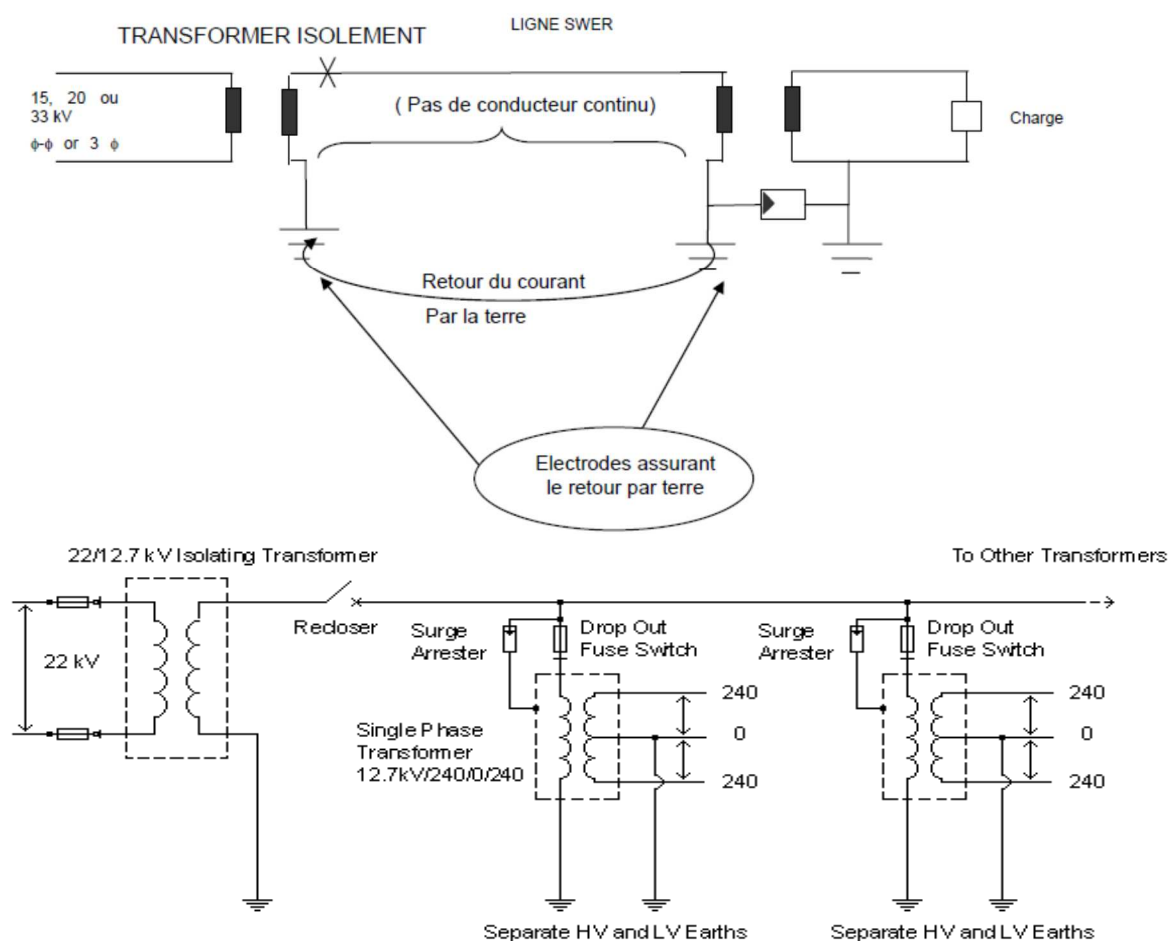
L'antenne monophasée est connectée entre deux phases du réseau triphasé principal, par l'intermédiaire d'un transformateur d'isolement. Le transformateur d'isolement sépare électriquement deux réseaux HTA : en l'occurrence l'antenne SWER et le réseau HTA (en général triphasé) relié au poste source.

Le secondaire du transformateur d'isolement est mis à la terre : le courant de terre est ainsi confiné entre le secondaire du transformateur d'isolement et le primaire du transformateur de distribution HTA/BT, qui est également mis à la terre. Il n'est donc pas détecté par la protection du poste source HT/MT.

Les défauts électriques sur l'antenne SWER ne se répercutent pas sur le réseau principal, qui conserve sa sélectivité.

Par contre dans cette configuration, la capacité du transformateur détermine la puissance qui peut être transitée et cet équipement augmente légèrement les pertes. Par ailleurs, il est nécessaire d'assurer localement la protection contre les défauts sur l'antenne SWER (installation de réenclencheurs ou de fusibles au niveau du transformateur d'isolement).

Figure 16: Réseau SWER avec transformateur d'isolement



2. Sans transformateur d'isolement (SWER global ou direct)

L'antenne monophasée est connectée directement à une seule phase du réseau triphasé principal.

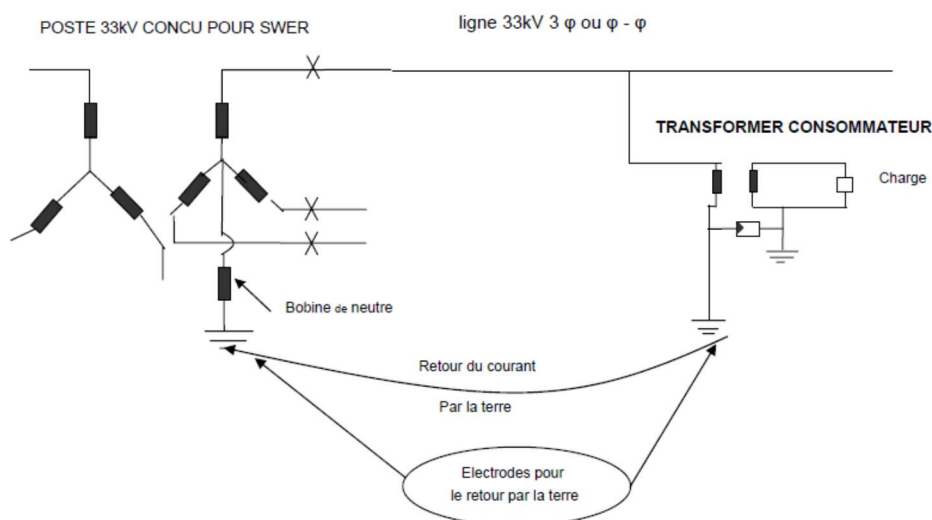
La fixation du neutre se fait directement au niveau du poste-source HTB/HTA : le courant de terre circule donc entre la terre du transformateur HTB/HTA et les primaires des transformateurs de distribution HTA/BT de l'antenne SWER.

En cas de défaut sur l'antenne SWER, la protection décentralisée protégera les installations.

Par ailleurs, le courant de charge traverse en permanence l'impédance de mise à la terre du neutre du poste HTB/HTA, qui doit être dimensionnée en conséquence. Néanmoins la protection centralisée du poste HTB/HTA étant basée sur la détection d'un courant de défaut dans cette impédance de mise à la terre du neutre, la somme des courants de terre des antennes SWER raccordées au réseau triphasé doit être inférieure au seuil de détection des défauts homopolaires par la protection centralisée du poste source.

Cette variante est donc généralement réservée aux antennes alimentant des faibles charges.

Figure 17 : Réseau SWER sans transformateur d'isolement



La gamme de puissance des transformateurs monophasés disponibles (50 kVA au maximum) limite la capacité de raccordement. Ils ne peuvent pas alimenter directement des moteurs de puissance (moulins, pompes,...) généralement triphasés. Les équipements de puissance tels que des chauffe-eaux instantanés chez les consommateurs domestiques doivent être proscrits.

La qualité du système de mise à la terre d'une antenne SWER est donc essentielle pour garantir la performance et la sécurité des installations : en plus des courants de défauts, le système de mise à la terre doit également conduire les courants permanents pour l'alimenter la charge. La variante sans transformateur d'isolement ne permet pas de contrôler le retour du courant par la terre ce qui peut induire des tensions dangereuses dans des conducteurs métalliques même éloignés du réseau, voire sur d'autres départs que celui desservant les systèmes SWER.

Il peut par conséquent être nécessaire d'évaluer l'évolution de la résistivité des sols au cours de saisons, afin que garantir que les prises de terre réalisées permettront d'obtenir les valeurs de terres inférieures aux spécifications, et ce dans les plus mauvaises conditions (Saison sèche en zone sahélienne). La mise en place d'un conducteur de terre est une solution utilisée en Australie pour relier les terres difficiles entre elles vers des sites de mise à la terre favorables.

La terre est généralement un bon conducteur d'électricité, et des techniques ont été développées pour obtenir des valeurs de terre conformes aux spécifications même dans le cas de terrains difficiles : prises de terres multiples, puits profonds pour atteindre les couches de sols présentant une résistivité / variation saisonnière moindre, utilisation de cosses à compression ou soudure des câbles de mise à la terre sur les piquets...

Le tableau ci-après présente les valeurs des prises de terres recommandées pour la mise en œuvre des réseaux SWER :

Tableau 50 : Valeurs des prises de terre recommandées pour la mise en oeuvre des réseaux SWER

Emplacement	Valeur limite des prises de terre
Transformateur d'isolement	1 à 2 ohms
Primaire du transformateur MT/BT	3 à 10 ohms (en fonction de la puissance)

Compte-tenu de l'importance des mises à la terre et de la variabilité du coût de construction en fonction des conditions locales de mise en œuvre (résistivité des sols, coût de la main d'œuvre,...), il est important d'évaluer le coût du système de mise à la terre lors de l'étude de faisabilité d'un projet SWER.

Plan de protection

- Protection des transformateurs de distributions par fusibles.
- Disjoncteur recloser
- Parafoudres au niveau du transformateur d'isolement et de distribution MT/BT.

Investissements

Tableau 51 : Coût de mise en œuvre du SWER comparé aux réseaux conventionnels biphasés

Coût de mise en œuvre du SWER comparé aux réseaux conventionnels biphasés	
Moins-Values	Plus-Values
Suppression d'un conducteur	Confection des mises à la terre
Mise en œuvre de portées plus longues (efforts exercés par les conducteurs divisés par trois, et pas de risque de contacts entre phases) Aucun risque de contact entre conducteurs	Ajout de transformateur d'isolement (optionnel) pour des charges de l'ordre de 300 kVA

Le tableau ci-après présente les gains économiques liés à la technologie SWER, sur la base d'expériences réalisées dans des contextes différents.

Tableau 52 : Gains économiques liés à la technologie SWER

Source	Coût d'une ligne triphasée (Coût de référence)	Coût d'une ligne SWER avec transformateur d'isolement	Coût d'une ligne SWER sans transformateur d'isolement
ESMAP	100 %	30 %	
TUNISIE, STEG	100 %		50 à 55% (réduction 26 à 30% comparé à la technique monophasée 2 fils)
CAMEROUN, AES SONEL	100 % 1 km de ligne MT 30 kV 34.4 mm ² sur poteau bois = 9 500 € Poste H61 Tri 50 kVA = 5 200 €		40 à 50 % 1 km de ligne MT 17.3 kV 34.4 mm ² sur poteau bois = 3 800 € Poste H61 Mono 25 kVA = 2 800 €
BURKINA FASO, FDE	100 %	70 à 80 %	

Il faut noter qu'il est par ailleurs possible de faire évoluer une ligne SWER vers une ligne de distribution triphasée conventionnelle : remplacement des transformateurs de distribution monophasés, ajout de un ou deux conducteurs de phase, ajout ou remplacement de supports, installation d'armements supplémentaires, etc. Le surcoût final d'une ligne triphasée construite à partir d'un réseau SWER est de l'ordre de 15 % par rapport au coût d'une ligne classique triphasée [donnée ESMAP].

Si le faible niveau de charge observé en milieu rural ne justifie généralement pas le passage en triphasé pour les petites antennes SWER construites pour le raccordement d'une localité, cette option peut être nécessaire pour les lignes principales dans le cas de réseau SWER de distribution, sur lequel sont raccordés plusieurs villages.

Exploitation

Création de déséquilibres entre les phases du réseau MT en cas d'absence de transformateur d'isolement. Nécessite un exercice d'équilibrage rigoureux.

Contrôle régulier des valeurs des mises à la terre, afin de garantir la sécurité des personnes (tension de pas).

Protection mécanique du câble de descente à la terre du primaire du transformateur de distribution MT/BT.

Installer le TFO en dehors des zones d'activités

Avantages / Inconvénients

Tableau 53 : Avantages / Inconvénients des Réseaux SWER

Réseaux SWER	
Avantages	Inconvénients
Réduction des coûts d'investissement (1 seul conducteur, portées plus longues)	Problème d'équilibrage des phases du réseau
Rapidité de construction	Obligation de garantir la valeur des mises à la terre à environ 1 ohm (Construction et maintenance)
Réduction des coûts de maintenance	Difficulté pour le contrôle du niveau de tension
Réduction des risques d'incendie (principalement lié aux contacts Phase/Phase)	Interférence avec les réseaux téléphoniques (demande une certaine distance des câbles téléphoniques)
	Disponibilité du matériel (transfo d'isolement, transfo de distribution monophasé) : nécessité de mettre en place une filière d'approvisionnement / stock de pièce de rechange
	Puissance limitée des transformateurs monophasés HTA/BT (Gamme de 5 à 50 kVA)
	Disponibilité de certains équipements monophasés comme les moteurs

Conclusion

L'utilisation du SWER a fait ses preuves pour l'électrification rapide de vastes zones rurales notamment en Australie. Cette technologie ne peut donc être écartée dans le cas du Cameroun sous réserve de respecter strictement les règles initialement fixées dans le cas de dérivation SWER directe : la charge de la dérivation ne doit pas dépasser 6 A et le nombre de dérivations SWER par départ MT doit être limité.

Il ne faut pas pour autant passer sous silence les inconvénients du SWER en termes de qualité de la tension du fait de l'inclusion des charges en série dans le réseau et en termes de sécurité du fait de la

réduction de la sensibilité des protections du système HTA. Des mesures correctives sont cependant envisageables, notamment la réduction de la puissance disponible pour chaque client BT à 100/200 W et la systématisation du transformateur d'isolement en tête des dérivations SWER.

6.3.3.2 Systèmes associés aux réseaux HTB

Dans un contexte d'électrification rurale, caractérisé par des charges souvent limitées (25 à 500 kW), le raccordement des villages à l'aplomb ou au voisinage des lignes de transport HTB n'est généralement pas justifié avec les solutions conventionnelles (Postes HTB/HTA/BT et réseaux associés).

Des solutions alternatives ont été développées pour profiter des lignes HT pour alimenter les villages traversés, à un coût moindre.

Les différentes techniques mises en œuvre sont décrites ci-après.

6.3.3.2.1 Technique du Schéma à Câble De Garde Isolé (SCDGI) / Shield Wire Scheme (SWS)

Description technique

Afin d'assurer une protection contre la foudre, les lignes de transport HTB sont équipées de câbles de garde.

La technique du SCDGI consiste à réaliser un réseau HTA monophasé ou biphasé en utilisant les câbles de garde des lignes HT pour transiter de l'énergie en HTA le long de ces tronçons.

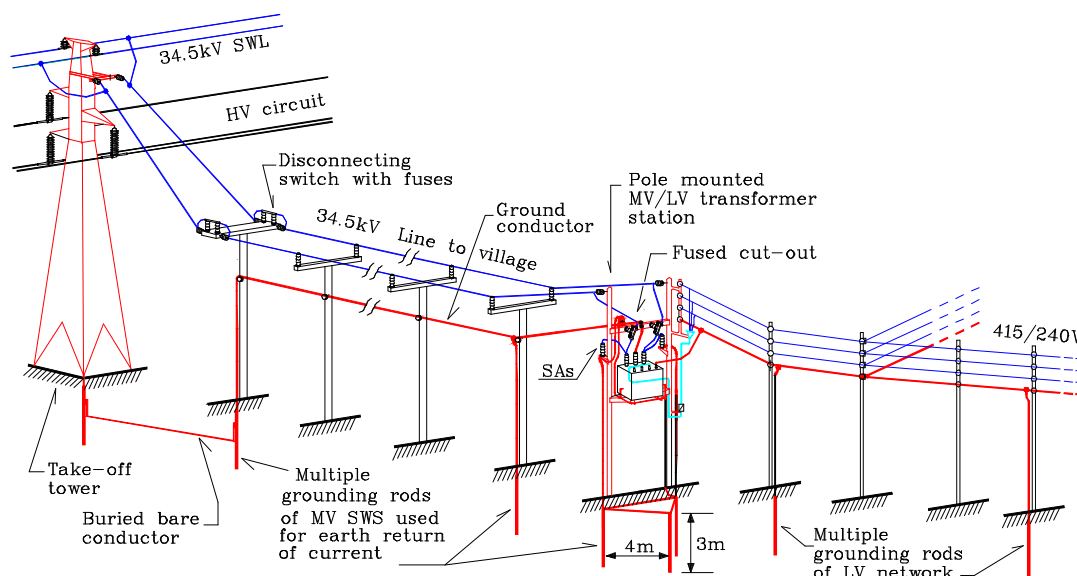
La plupart des lignes HTB sont équipées d'un ou de deux câbles de garde. En fonction du nombre de câble de garde disponibles, deux principaux systèmes SCDGI ont été mis en œuvre, qui utilisent dans tous les cas le retour du courant par la terre comme conducteur de retour:

- Monophasé avec retour du courant par la terre : utilisation d'un câble de garde
- Biphasé avec retour du courant par la terre : utilisation de deux câbles de garde

Par ailleurs, d'autres configuration du SCDGI sont techniquement envisageables, mais n'ont pas encore été mises en œuvre à ce jour :

- Monophasé sans retour du courant par la terre : utilisation de deux câbles de garde isolés. Mais les chutes de tensions et pertes joules sont largement supérieurs à celles d'un SCDGI Monophasé avec retour du courant par la terre.
- Triphasé : utilisation de trois câbles de garde, afin de réaliser une ligne conventionnelle triphasée sans neutre distribuée. Cette solution nécessite l'utilisation de pylônes permettant l'installation de trois câbles de garde, produit qui n'a pas été développé dans le catalogue standard des fournisseurs des pylônes (Surcoût de la ligne HTB liée à la commande de pylônes spéciaux).

Figure 18 : Technologie SCDGI



La technologie SCDGI implique les modifications techniques des lignes HTB décrites ci-après :

- Isolation des câbles de garde des lignes HT pour l'exploitation en HTA**
 Afin de maintenir la fonction de protection contre la foudre des câbles de garde, des isolateurs HTA pourvus d'éclateurs à tige sont utilisés. En se basant sur le retour d'expérience des lignes en exploitation, le niveau de protection des lignes HTB contre la foudre n'est pas diminué sensiblement.
- Réalisation de dérivation (Monophasée ou biphasée avec retour à la terre) pour le raccordement des localités.**
 Les charges sont alimentées au moyen de transformateurs HTA/BT branchés entre les câbles de garde isolés et la terre.
 Pour la reprise de la troisième phase par retour à la terre, mise à la terre réalisée tous les 250 m environ de la ligne, et mise à la terre en triangle des postes de transformation HTA/BT avec pose de parafoudres au niveau du poste.
 Au niveau du premier support de dérivation sont installés des fusibles et des parafoudres.
- Alimentation des câbles de garde isolés à partir des transformateurs HTB/HTA des postes-sources.**
 Le réseau de terre de protection du poste HTB/HTA est utilisé pour le retour du courant par la terre (Résistance de terre de l'ordre de 1 ohm).
 Il est nécessaire de symétriser les tensions, c'est-à-dire de limiter la composante inverse de tension par l'utilisation de banc triphasé de condensateurs ou circuit R-L de mise à la terre du poste HTA.
 Dans les systèmes développés à ce jour, la dissymétrie résiduelle aux points d'alimentation est limitée, la composante inverse de tension restant inférieure à 1%.

Plan de protection

Utilisation de reclosers

Investissements

Le coût d'adaptation des lignes HTB pour la technologie SCDGI représente environ 10 à 15% du coût d'une ligne MT conventionnelle qui serait installée dans le même couloir.

Pour un projet réalisé en Sierra Leone, le passage d'une ligne 161 kV de 200 km au système SCDGI (Installation de deux câbles de garde Aluminium/Acier de 108 mm² à la place de câbles acier 60 mm² et chaînes d'isolateurs), le surcoût a été estimé à 1 700 USD/km.

Le coût des lignes de dérivation pour le raccordement des localités est similaire au coût des lignes SWER.

Tableau 54 : Projets de référence SCDGI

Pays	Année	Type SCDGI	Tension HT / BT	Description des réalisations
Ghana (Volta River Authority)	Depuis 1989	Triphasé et Monophasé avec retour à la terre	161 / 34,5 kV (60 Hz)	1000 km de ligne : Kumasi – Bolgatanga (5 SCDGI, 400 km, ACSR 76,9 mm ² , 22 raccordements, 13.1 MW)
Brésil	Depuis 1995	Triphasé	230 / 34,5 kV (60 Hz)	370 km de lignes : Nova Mutum – Sorriso (2 SCDGI ; 146 km, 10 raccordements)
Laos	Depuis 1996	Monophasé avec retour à la terre	115 / 25 kV (50 Hz)	190 km de lignes
	Depuis 2002	Triphasé	115 / 34,5 kV (50 Hz)	335 km de lignes : Xieng Khuang- Muang Cha (104 km, 28 raccordements, 3.1 MW) Nam Leuk – Muang Cha (76 km, 11 raccordements, 5.1 MW) Xaignabouli – Xiang Ngeun (75 km, 29 raccordements, 3.6 MW)
Sierra Leone	Depuis 2010	Triphasé	161 / 34,5 kV (50 Hz)	150 (205) km de lignes : Freetown – Bumbuna (148 km, 8 raccordements)
Ethiopie	Depuis 1990 ?	Monophasé avec retour à la terre	132 / 34,5 kV (50 Hz)	200 km de lignes (Ghimbi / Nekempte / Ghedo), alimentant 15 départ (8 MW en 2019) 200 km en cours de réalisation ? (a conf)
Togo	Depuis 2007	Triphasé	161 / 34,5 kV (50 Hz)	250 km de lignes : Atakpamé-Kara (2 SCDGI, 250 km, 15 localités raccordées, 3 MW)
Burkina Faso	Depuis 2010	Triphasé	225 / 34,5 kV (50 Hz)	330 km de lignes sur la ligne Bobo-Ouaga

Conclusion :

Sauf cas particulier, village distant de plusieurs dizaines de kilomètre du réseau HTA et sous une ligne HTB existante, ce cas ne sera pas pris en compte dans l'étude.

6.3.4 Synthèse des solutions

Le tableau ci-joint résume les différentes solutions possibles d'électrification rurale par type de ligne.

	Coût en MFCFA/km pour nouvelle ligne	Description	Avantages	Inconvénients
Ligne triphasée sans neutre distribué (Type européen)	Entre 10 et 15 MFCFA/km suivant les sections	Ligne triphasée à 3 fils (3 phases). Neutre non distribué.	• Permet de transférer de l'énergie sur de longues distances– Permet l'utilisation de la force motrice. • Solution connue et fiable	• Solution chère pour des faibles puissances • Nécessite un exercice d'équilibrage rigoureux et complexes des dérivations mono / biphasées entre les trois phases
Ligne triphasée avec neutre distribué (Type nord-américain, MALT)	Majoration en raison d'un 4 ^{ème} conducteur (105% prix d'une ligne triphasé sans neutre)	Ligne triphasée à 4 fils (3 phases + 1 neutre) Distribution du neutre tout le long d'une ligne triphasée, avec mise à la terre directe du neutre, pour pouvoir piquer des dérivations monophasées en deux fils (ph+n)	• Permet de transférer de l'énergie sur de longues distances – Permet l'utilisation de la force motrice. • Permet la réalisation systématique de dérivations mono ou biphasées (déséquilibre de charge s'accompagne de la circulation d'un courant dans le neutre en situation normale d'exploitation) Il s'agit du principal avantage de cette technologie qui présente un avantage économique lorsque la longueur des dérivations mono / biphasées est important par rapport à la longueur des artères en triphasé • Niveau d'isolement des lignes et transformateurs inférieur de 20% par rapport au triphasé type européen	• Coût du conducteur de neutre et risque de vol • Coût de la mise à la terre régulière du conducteur de neutre MT (tous les 200 à 300m) • Plan de protection complexe, peu évolutif et induisant des coûts de maintenance important (Pas de possibilité de protection centralisée au poste source, protection en cascade avec des dispositifs de coupures disséminés le long des lignes) • Exploitation limitée au mode radial (pas de schéma type secours) • Pertes électriques plus élevées (Circulation permanente de courant dans le conducteur de neutre et la terre)
Ligne Biphasee	Entre 85 et 95% d'une ligne triphasé (neutre distribué ou non)	Antenne directement connectée entre les deux phases d'un système triphasé, et permettant d'alimenter des charges monophasées à la tension simple et composée du secondaire du transformateur HTA/BT (exemple 230 et 400 V). Ligne réalisé par 2 fils + 1 fil de neutre si piquage sur triphasé type MALT	• Economie d'un conducteur et diminution de l'effort nominal des supports ou augmentation des portées moyennes • Plus de puissance transportée que par le monophasé, moins de puissance que par une ligne triphasée	• Uniquement l'alimentation de charges monophasées • Nécessité d'équilibrer des dérivations biphasées si dérivation sur triphasé type européen • Coût additionnel pour produire une troisième phase (deuxième transformateur de même puissance) • Solution intermédiaire entre le mono et le triphasé n'apportant pas d'avantages majeurs. • Soit choisir une solution triphasée allégée ou une solution monophasée
Ligne monophasée MALT	3,5 MCFA/km pour 54,6 mm ²	Dérivation monophasée d'une ligne triphasée avec neutre distribué (1 ph et le neutre)	• Adaptée pour le transport de puissance vers des points de consommation concentrée (moyennes ou grosses fermes isolées)	• Alimentation des charges uniquement en monophasé • Nécessité d'équilibrer des dérivations monophasées • Pas de force motrice

	Coût en MFCFA/km pour nouvelle ligne	Description	Avantages	Inconvénients
Ligne monophasée avec transformateur d'isolement	8 MFCFA/ transfo d'isolement 400 kVA 3,5 MCFA/km pour 54,6 mm ²	Dérivation monophasée nécessitant un seul conducteur de phase, piquée sur deux phases d'une ligne triphasée par l'intermédiaire d'un transformateur d'isolement. Pas de distribution du neutre, le bouclage du circuit est assuré par un retour direct par la terre du transformateur de distribution au transformateur d'isolement	- Economie de deux conducteurs et diminution de l'effort nominal des supports ou augmentation des portées moyennes - Isolation galvanique du réseau 33 kV et du réseau SWER, le retour par la terre se faisant sur la terre du secondaire du transformateur d'isolement. Les défauts électriques de l'antenne SWER ne se répercutent pas sur le réseau principal qui conserve sa sélectivité. - Adapté à l'alimentation de tissus ruraux dispersés rendant la réalisation de réseaux BT triphasés très coûteuse. Distribution HTA avec micro-réseau de distribution BT 2 fil - Réduction des risques d'incendie et des défauts de ligne (principalement lié aux contacts Phase-Phase)	- Alimentation des charges uniquement en monophasé - Créer un certain d'équilibre de phase non compensé au niveau de la sous-station - Coût du transformateur d'isolement - Nécessite un système de mise à la terre de grande qualité (coût de réalisation des terres et du monitoring régulier des terres) - Puissance limitée en fonction de l'intensité maximale admissible (<25 Amp pour un transformateur de 400 kVA) soit 475 kW ou environ 365 kW à 30 km - Puissance limitée des transformateurs monophasés MT/BT (5 à 50 kVA) - Nécessité d'assurer localement la protection de l'antenne SWER (réenclencheur ou fusibles)
Ligne SWER Direct	3,5 MCFA/km pour 54,6 mm ² Economie du transformateur d'isolement	Dérivation monophasée 1 fil directement piqué sur une phase d'une ligne triphasée Pas de distribution du neutre, le bouclage du circuit est assuré par un retour direct par la terre entre les transformateurs de distribution et la terre de la sous-station	- Economie d'un conducteur et diminution de l'effort nominal des supports ou augmentation des portées moyennes - Rapidité de construction - Coût très bas de la ligne monophasée, permettant de distribuer de petites quantités d'électricité pour de l'habitat dispersé (distribution HTA 1 fil, transformateur de petites puissance 25/50 kVA et distribution BT 2 fils de proximité) - Capacité : 500 kW à 30 km pour une section de 54,4 mm² - Protection centralisée de l'antenne SWER réalisée au niveau du poste source - Réduction des risques d'incendie (principalement lié aux contacts Phase-Phase)	- Alimentation des charges uniquement en monophasé - Nécessité d'équilibrer des dérivations monophasées. - Nécessite un système de mise à la terre de grande qualité (coût de réalisation des terres et du monitoring régulier des terres) - Circulation en permanence d'un courant de terre dans l'impédance de mise à la terre du neutre du poste HT/MT : la somme des courants de terre des antennes SWER doit être inférieure au seuil de détection des défauts homopolaires du poste source - Puissance limitée des transformateurs monophasés MT/BT (16 à 50 kVA)

	Coût en MFCFA/km pour nouvelle ligne	Description	Avantages	Inconvénients
Alimentation par câble de garde sous tension	A analyser suivant chaque projet	Réalisation d'un réseau de type SWER (retour du courant à la terre) en utilisant les câbles de garde des lignes HTB, afin d'alimenter des dérivations mono- bi ou triphasées - Isolation des câbles de garde des lignes HTB pour exploitation en HTA - Alimentation des câbles de garde isolés à partir de transformateur HTB/HTA du poste source - Réalisation de dérivation mono / biphasées avec retour par la terre Sous la dénomination : Schéma à Câble de garde Isolé (SCDGI) Shield Wire Scheme (SWS)	• Permet d'exploiter les pylônes HTB pour alimenter des localités sous ou en proximité de la ligne sans construire de nouvelles infrastructures HTA. • Coût d'adaptation des lignes HTB limité	• Même inconvénients que les solutions SWER, SWER direct ou les solutions biphasés. • Le réseau HTA suit le couloir HTB • Nécessité de limiter la composante inverse de tension • Parfois des problèmes de surtensions en raison de l'induction de la ligne 225 kV sur le système de câbles de garde • Réduit implicitement la fiabilité de la ligne HTB du fait des équipements supplémentaires • Maintenance et dépannage HTA difficiles

6.4 Compteurs à prépaiement

Le Consultant recommande l'installation de compteurs à prépaiement¹⁹. Ces compteurs permettront de réduire les pertes commerciales, et d'améliorer le recouvrement des factures. Ces problématiques sont particulièrement présentes dans les zones rurales du fait de l'éloignement des consommateurs par rapport aux centres administratifs où sont installées les agences ENEO. Le déploiement de ce type de compteur a déjà été expérimenté au Cameroun. Le Consultant préconise l'extension de cette pratique dont les avantages sont : réduction des pertes commerciales, réduction des frais de relève, trésorerie positive, maîtrise de la consommation par les clients. Ces points positifs sont à contrebalancer par (i) la diminution de fréquence de passage des agents d'ENEO induisant une baisse du contrôle sur les réseaux de distribution et augmentant le risque de fraude et (ii) le coût des compteurs et de l'infrastructure associée. En effet le déploiement de compteurs à prépaiement doit s'accompagner du développement d'une infrastructure associée pour la vente de crédit d'électricité :

- Points de ventes de recharge
- Système central de génération de code pour recharge (code ou carte à gratter)
- Infrastructure informatique de suivi (serveur, logiciel)

Un grand nombre de pays en Afrique utilisent déjà ce système de facturation (liste non exhaustive):

- | | |
|------------------|--|
| - Afrique du Sud | - Nigéria |
| - Gabon | - Sénégal |
| - Burkina | - Tanzanie |
| - Côte d'Ivoire | - Bénin (15% des compteurs BT en 2013) |
| - Mali | - Tchad (26% des compteurs BT en 2015) |

Les points de vigilances sont détaillés en section 12 – plan de mise en œuvre.

Le coût général des branchements pris à 100 000 FCFA permet en moyenne l'installation de ce type de matériel, le coût d'un compteur à prépaiement étant de 70 à 150€, soit 46 000 à 100 000 FCFA. Le coût unitaire peut être réduit si de grandes quantités sont installées, ce qui sera le cas dans l'hypothèse de réalisation du PDER. Le coût de l'infrastructure de vente associée est marginal (<1%) par rapport au volume total représentant le coût des compteurs pour un total d'un million de compteurs.

6.5 Technologies de valorisation des Energies Renouvelables

Compte tenu de l'étendue actuelle du réseau 30/15 kV assurant l'électrification des localités principales et des zones rurales, et de la volonté du gouvernement d'électrifier d'ici 2035 l'ensemble des localités, avec comme objectif le raccordement d'au moins 250 000 nouveaux ménages dans le périmètre concédé et d'au moins 20 000 ménages hors concession pour les cinq premières années, les technologies de valorisation des EnRs pour la production d'électricité sont étudiées en détail dans une optique d'alimentation de réseau isolé ou de mini-réseau dans les zones qui se trouveraient hors concession en fin de la période de planification.

¹⁹ Le consultant recommande l'installation de compteurs « classiques », non communicants. Les compteurs communicants étant peu adaptés au monde rural, et plus onéreux.
Source : http://www.riaed.net/IMG/pdf/RIAED_Initiation_au_prepaiement_draft_06.07.07.pdf

6.5.1 Aérogénérateurs

Le potentiel éolien est peu propice à l'installation de parc éolien raccordé au réseau, car la vitesse moyenne des vents dans les endroits les plus propices semble se limiter à 5 m/s environ, conduisant à un facteur de charge de moins de 25%.

Le coût d'investissement des turbines reste relativement élevé, avec un niveau de prix de 2 millions d'euros par MW installé sur des machines de 800 kW (Cap Vert). Il est envisageable compte tenu de l'évolution des prix sur les marchés mondiaux et de la possibilité d'installer sur le continent des aérogénérateurs de plus grosses capacités (limitation due à la capacité de levage des grues) que le coût d'investissement puisse descendre à un niveau de 1,3/1,4 million d'Euros par MW.

En termes de coût et pour des facteurs de charge de 20 à 25% des aérogénérateurs, les coûts économiques actualisés sur une période de 20 ans ne semblent pas favorables pour des investissements privés. Le taux d'actualisation est de 15% pour refléter le fait que le projet est porté par le secteur privé. Le régime éolien général correspondrait à un facteur de charge de 20% voire moins.

Tableau 55 : Coût d'investissement et de production des aérogénérateurs

Coût d'investissement	20% de facteur de charge	25% de facteur de charge
1,31 milliard de FCFA/MW	121 FCFA/kWh	97 FCFA/kWh
0,92 milliards de FCFA/MW	84 FCFA/kWh	68 FCFA/kWh.

En termes de qualité de la production électrique éolienne, son caractère très intermittent ne la qualifie pas comme une bonne source de production. **Cette source d'énergie n'est donc pas considérée pertinente dans le cadre de l'électrification rurale.**

6.5.2 Valorisation de la biomasse

6.5.2.1 Stratégie

Dans un programme d'électrification, trois options fondamentales pour l'exploitation de la biomasse dans la production électrique peuvent être envisagées :

1. la cogénération dans des agro-industries ayant un potentiel de biomasse intéressant leur permettant de développer une activité complémentaire de production d'énergie rentable par l'injection des excédents sur le réseau. Cette rentabilité est souvent liée à l'utilisation massive de la chaleur comme énergie de processus.
2. la petite production d'électricité pour alimenter des réseaux isolés qui ne pourraient pas être connectés au réseau interconnecté.
3. la production électrique indépendante qui valorise des ressources de biomasse collectées dans les plantations industrielles ou de sites agro-industriels dont l'opérateur peut être la société agro-industrielle elle-même ou un consortium.

En termes de planification, la troisième option relève du schéma directeur production transport, dès lors que les puissances installées pour atteindre les seuils de rentabilité se comptent en dizaines de MW. Dans les faits, ce type de projet offre la possibilité de mettre en place une organisation industrielle qui recentre les pôles d'activités sur leurs métiers de base (cultures agro-industrielles, transformation..) tout en conservant le contrôle de la ressource biomasse et les bénéfices de sa valorisation.

D'une façon générale, les activités industrielles et semi-industrielles détiennent les ressources les plus importantes à travers leurs déchets. Dans le cas des industries de transformation de produits agricoles comme la canne à sucre ou l'huile de palme, la première étape de transformation se fait dans les zones de production. Le développement massif d'installations de cogénération ou de petite puissance à partir de la biomasse semble peu plausible du fait que la majorité des localités se trouveront dans des zones où l'électrification se fera à partir de l'extension des réseaux.

De plus, la biomasse reste une solution onéreuse pour les petites unités de production, avec un coût de production de l'ordre de 140 FCFA/kWh, compte tenu de leur taille et d'une exploitation réduite de la capacité installée, contrainte par le facteur de la demande électrique. Il apparaît donc que seule la zone forestière du sud-est du pays et dans une certaine mesure la frontière est sont des zones où des projets isolés sont susceptibles d'émerger.

Par contre, l'injection électrique avec un coût de cession acceptable en bout de réseaux moyenne tension doit être considérée comme un facteur positif pour la gestion de la distribution d'électricité, car elle permet de réduire les chutes de tension, les pertes en ligne et contribue à la production électrique même si cela reste marginal.

6.5.2.2 Aspects technologiques

Les **quatre grandes familles de transformation énergétique de la biomasse** sont :

1. La combustion de la biomasse en chaudière pour la production de vapeur de moyenne ou haute pression alimentant une turbine à vapeur pour des productions de 1 MW au moins accompagnées ou non d'une utilisation de la chaleur dans un procédé. Dans la plupart des cas, lorsqu'il y a cogénération, l'installation est conçue pour répondre en priorité à la demande thermique du procédé et de ce fait, la production électrique n'est pas optimisée. Dans une optique de production électrique seulement, cela suppose que l'installation fonctionne sur un réseau suffisamment étendu avec une variation de la charge qui reste dans une amplitude raisonnable. Dans cette famille de technologies, la conception qui est la plus adaptée à l'électrification rurale fait appel à un moteur à vapeur. Peu d'expériences récentes de cette taille de projet sont connues (Madagascar – 70 kWe, matériel de fabrication brésilienne)
2. La gazéification de la biomasse (bois, déchets agricoles et agro-industriels) pour une production de gaz pauvre constitué de monoxyde de carbone et d'hydrogène, qui, après un filtrage poussé, alimente un moteur à gaz ou un moteur bicom bustible (dual fioul). Cette technologie est disponible dans la gamme 70 à 700 kW électriques. Les retours d'expérience sur cette technologie en Afrique sont peu nombreux, alors que cette technologie est largement utilisée pour l'électrification rurale en Asie du Sud-est.

3. La méthanisation essentiellement dans le cas de matières premières humides d'origine animale ou végétale (fumiers, pulpes de pressages, panses et carcasses animales) pour la production de biogaz pouvant être utilisé dans un moteur à gaz ou bicom bustible (gamme allant de 5 kW à 3 MW électriques). La taille de l'installation est très souvent contingentée par la disponibilité de la ressource. La méthanisation est en développement dans de nombreux pays africains, mais se cantonne essentiellement à la substitution du bois de feu par le biogaz pour la cuisson moyennant la diffusion d'équipements domestiques adaptés (kits de méthanisation et foyers). La mise en œuvre d'un projet peut exiger un cheptel qui atteint la centaine de têtes de bétail (Kenya - centrale biogaz 150kW - GIZ), ce qui est une dimension incompatible avec un élevage familial.
4. La production de bio-carburants, principalement d'huiles végétales brutes ou d'esters d'origine végétale, permettant de se substituer à l'usage de gazole dans des groupes électrogènes en zone rurale. Outre la discussion sur la menace que représente cette production sur la sécurité alimentaire des populations rurales, les difficultés rencontrées, , sont avant tout d'ordre économique. La culture des matières premières pour la production d'huile végétale brute n'est pas concurrentielle par rapport à d'autres cultures de rente, et pour cette raison, aucune avancée majeure dans l'ensemble de la sous-région n'a été constatée au cours de ces cinq dernières années malgré les effets d'annonces de 2006 et 2007 sur le jatropha et les autres bio-carburants.

La cogénération est souvent associée à la première famille de technologies de transformation de la biomasse parce que les applications de la vapeur permettent de délivrer de la chaleur dans les quantités et à un niveau de température requis par un procédé industriel avec une mise en œuvre qui n'est pas complexe. Pour autant, il est possible de produire simultanément de l'électricité et de la chaleur avec les deux familles technologiques de gazéification et de méthanisation, car les groupes électrogènes utilisent des moteurs thermiques sur lesquels il est possible de récupérer de la chaleur. Toutefois, les applications thermiques seront plus limitées en termes de niveaux de température et même d'énergie disponible.

6.5.2.2.1 Production électrique par turbine à vapeur

L'utilisation de la biomasse comme combustible en chaudière nécessite des matières premières sous forme solide et présentant une faible teneur en humidité (idéalement entre 15% et 40%). La variété des biomasses qui peuvent être brûlées en chaudière est importante :

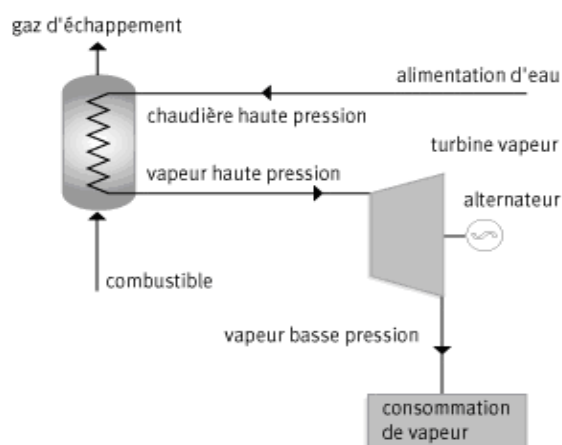
- des résidus d'abattage ou de transformation de bois, les déchets d'él agage dans les plantations de palmiers à huile, d'hévéas, d'arbres fruitiers ;
- des résidus de transformation de produits agricoles comme les coques d'arachides, la bagasse, les rafles de maïs et les rafles des fruits de palmier à huile ; etc..

Dans le cas d'une installation de cogénération, la production électrique est associée au besoin thermique d'un procédé de transformation. Une activité industrielle est donc toujours le point de départ de ce type de projet. Deux conditions sont alors requises:

- La biomasse doit être disponible en quantité suffisante et à un coût négligeable, voire négatif (en raison des problèmes d'environnement).
- La production thermique doit être pleinement valorisée, permettant des économies de combustibles (gazole, huiles usées, bois de chauffe) Le dimensionnement de l'équipement se fait

donc prioritairement sur la partie chaleur. Dans certains cas et en fonction des arrangements sur le prix de cession de l'électricité, le dimensionnement peut être tout autre, incluant des combustibles complémentaires comme le charbon dans les centrales à bagasse de la Réunion.

Figure 19 : Production électrique par turbine à vapeur



Le cycle vapeur sans cogénération obéit aux mêmes principes de fonctionnement et subit les mêmes contraintes sur la disponibilité de la biomasse. Puisqu'il n'est plus besoin de restituer de la chaleur, la différence fondamentale porte sur la détente de la vapeur qui peut être achevée à des niveaux de pression et de température très bas afin de maximiser la production électrique.

6.5.2.2.2 Moteurs vapeur

La combustion en chaudière est une technologie qui convient également aux petits projets de production électrique en utilisant un moteur vapeur en lieu et place de la turbine. Cela présente deux avantages en regard de l'électrification rurale :

- La puissance de l'installation est beaucoup plus faible, 70 kW à 250 kW électriques.
- Le rendement de l'installation n'est pas affecté lors de variations de charge entre 50% et 100% de la puissance nominale.

Cette technologie ancienne dont il existe de nombreuses installations désaffectées en Afrique subsaharienne, était tombée en désuétude, mais depuis peu elle connaît un renouveau notamment au Brésil. On compte très peu de sites opérationnels en Afrique (un site d'électrification rurale à Madagascar).

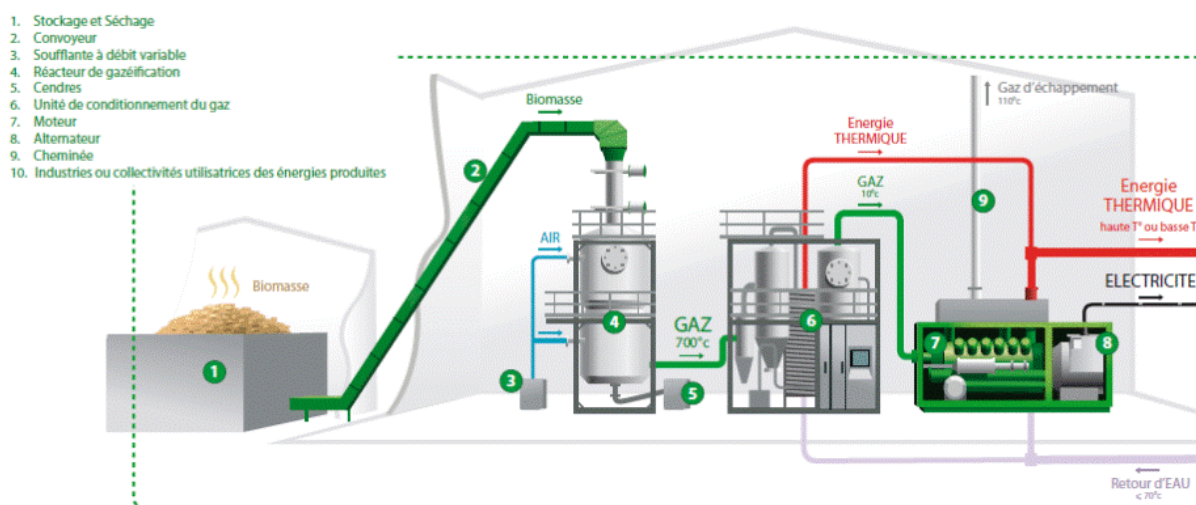
6.5.2.2.3 Gazéification

La gazéification est un procédé thermochimique de transformation d'une matière solide en gaz. Le processus de gazéification demande la mise en œuvre d'un réacteur qui va permettre la production de gaz essentiellement composé de monoxyde de carbone, de dihydrogène et de méthane en présence de certains types de biomasse. Dans les applications de production d'électricité, l'intérêt de cette technologie est de substituer en partie ou en totalité du gaz au gazole utilisé par un groupe électrogène thermique.

Les matières premières utilisées sont généralement des produits ligneux ou celluloseux comme le bois et les résidus de productions agricoles (rafles de maïs, tiges, balle de riz, etc.).

Les technologies de gazéification sur le marché permettent de développer, par réacteur, des puissances de 10 kW jusqu'à 700 kW électriques en version bicomcombustible.

Figure 20 : Illustration du procédé de gazéification de la biomasse



La conception finale de la centrale et ses performances résulteront de la combinaison des choix sur deux points fondamentaux :

1. La technologie du moteur thermique :
 - Un moteur bi carburant (dual fioul) consommant simultanément du gaz et un carburant de type gazole, ou
 - un moteur à gaz utilisant uniquement la production du gazogène
2. La durée du service électrique
 - Service discontinu 16h/jour et arrêt complet pour maintenance
 - Service continu 24h/24h et 365 jours par an et équipement de relais-secours en phase de maintenance.

Le tableau ci-après analyse différentes configurations :

Tableau 56 : Comparatif des technologies de moteur thermique pour la gazéification

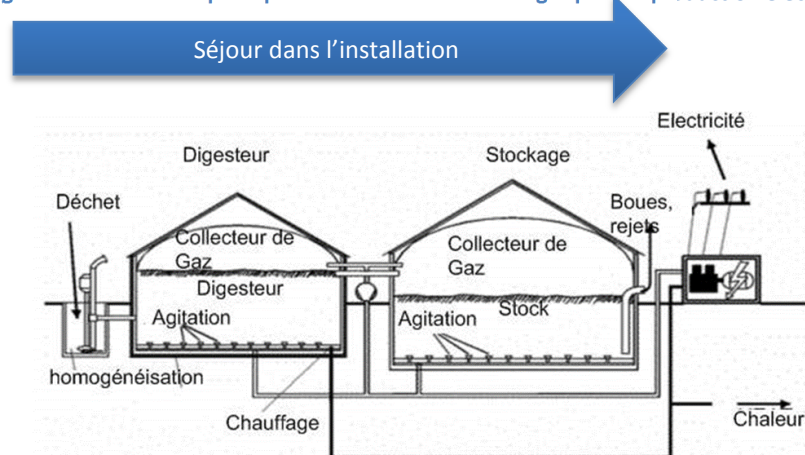
Systèmes de conversion	Centrale avec Moteur bicom bustible (gas-oil et gaz)	Centrale avec Moteur gaz
Rendement : Electrique Thermique	0,35-0,4 0,4-0,45	0,3-0,36 0,4-0,5
Investissement moyen	950 €/kW	1 100 €/kW
Longévité	++	+++
Variation de charge (pointes journalières)	++	+
Avantage	Investissement plus faible. Peut fonctionner instantanément comme groupe électrogène classique en cas de panne du gazogène. Dérivé de moteur de conception classique, les pièces détachées sont faciles à approvisionner.	Il fonctionne à 100% au gaz produit par le gazogène, qui est d'origine renouvelable. Convient pour les projets en période de transition entre l'électrification isolée et le service à partir du réseau. L'exploitation du groupe peut continuer en produisant pour le réseau connecté, ce qui limite les risques financiers pour l'opérateur.
Inconvénients	Il consomme de l'énergie non renouvelable. Utilise un minimum de 15 % de gazole, en moyenne 30%. Optimisation de la substitution du gazole complexe en cas d'augmentation significative de la demande électrique dans la durée de vie du projet.	En service discontinu, la solution présente l'inconvénient de rompre l'approvisionnement en électricité en cas de panne/arrêt de maintenance au niveau de la chaîne de production du gaz. (En service continu 24h/24h, présence d'un groupe classique pour assurer le relais-secours)

6.5.2.2.4 Méthanisation

La méthanisation est un processus biochimique qui permet de transformer des matières organiques en biogaz essentiellement constitué de méthane. Les gaz sont produits par la digestion de matières organiques par des bactéries.

Les types de biomasses qui peuvent être traités par cette voie sont des matières organiques généralement pauvres en fibres et plutôt riches en sucres et en eau. On trouve dans cette catégorie des déchets végétaux, des lisiers et fumiers d'élevages animaux, des déchets d'abattage animal, des rejets aqueux de processus agro-industriels (production d'huile, abattoirs) et tous les déchets organiques issus de la consommation domestique qui sont mis en décharge.

Figure 21 : Schéma de principe d'une installation de biogaz pour la production électrique



Dans l'exemple d'installation de méthanisation ci-dessus, le traitement de la matière organique se fait en deux phases : (1) la digestion qui correspond à la culture des bactéries à partir des souches déjà présentes dans le digesteur et une croissance de leur nombre (2) le stockage qui est la phase où l'ensemencement au sein de la biomasse est suffisant pour que l'activité des bactéries permette la transformation de la matière organique et génère le biogaz.

C'est un processus complexe dont la productivité est la résultante de trois points essentiels :

- la qualité du milieu dans lequel opèrent les bactéries (température, aquosité et pH, condition anaérobie)
- le temps de séjour dans le réacteur biochimique et
- le volume de biomasse à traiter et son contenu en matières organiques assimilables par les bactéries.

Tout comme dans le cas des techniques thermochimiques, les disponibilités en volume et en prix sont des critères techniques importants, auxquels s'ajoutent la disponibilité au cours de l'année car les biomasses exploitées sont souvent putrescibles et ne peuvent pas être stockées pour s'affranchir de la saisonnalité. Pour des fruits ou des pulpes par exemple, il sera préférable de chercher à les valoriser par la production d'alcools destinés ensuite à la préparation de bio carburants.

Dans une optique d'électrification, seules certaines origines de biomasse peuvent être raisonnablement considérées pour envisager un projet de production électrique :

- élevages intensifs d'animaux
- rejets de procédés d'agro-industrie
- dépôts de déchets domestiques

Bien que cette technologie soit mature, les expériences en Afrique restent rares pour l'électrification rurale. Les expériences qui existent sont adossées à des activités agricoles comme l'élevage intensif de bovins. En l'état il est difficile, sauf dans une phase de démonstration, de promouvoir la méthanisation comme source d'énergie dans un plan d'électrification rurale.

6.5.3 Energie solaire

6.5.3.1 Injection sur le réseau

Le concept est d'injecter sur le réseau de l'énergie électrique solaire au fil du soleil, c'est-à-dire de 9:00 à 17:00. L'équipement comprend un champ de panneaux solaires regroupés en faisceaux sur des convertisseurs CC/CA et des transformateurs élévateurs injectant sur une ligne HTA. Les coûts unitaires actuels pour l'investissement de 1 MW solaire sont relativement bas de l'ordre de 1,6 à 1,8 millions d'Euros par MW installé.

Dans le cas de centrales installées en proximité immédiate d'une ligne HTA les coûts d'injection de l'énergie solaire seraient de 80 à 90 FCFA/kWh, et resteraient compétitifs avec l'énergie de réseau.

6.5.3.2 Hybride Solaire/Diesel

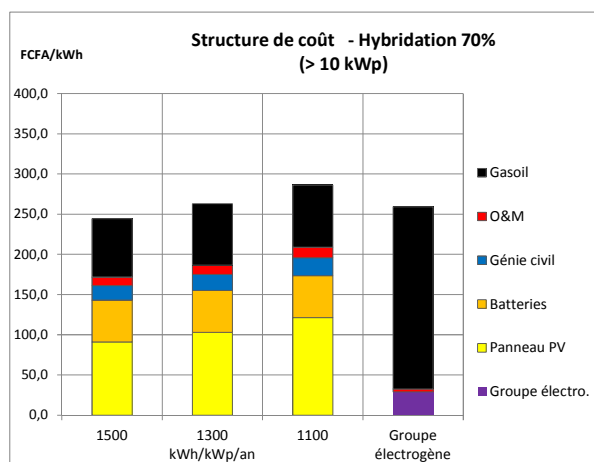
Deux concepts d'hybridation de centrales thermiques sont considérés. Le premier consiste à utiliser l'énergie solaire pour remplacer une partie de la consommation de gazole pendant la journée. Le système PV est alors dimensionné à 70% de la charge du système pour pouvoir alimenter 30 % de la demande. Le second concept d'hybridation consiste à utiliser l'énergie solaire à son optimum. L'optimum est avant tout économique et il est lié au prix toujours élevé des batteries. L'expérience montre que cet optimum est obtenu pour une couverture de 70% de la demande totale par l'énergie solaire. Pour cela, il faut dimensionner le champ solaire à une puissance crête représentant 150 % de la demande maximale et installer une capacité de stockage permettant de produire uniquement en solaire une partie de la journée et de pouvoir arrêter la production thermique pendant la nuit, ceci sous réserve de satisfaire aux contraintes d'un réseau de distribution avec une production par onduleurs.

Système hybrides solaire-diesel 70%

Le coût de la technologie est calé sur les prix actuels du marché de l'ordre de 1,8 à 1,9 EUR du Wc installé pour les panneaux et les convertisseurs en courant alternatif, soit 1 175 FCFA/Wc. Le coût de stockage est estimé à 153 000 FCFA/ kWh stockable.

Sur cette base de coût et trois valeurs du potentiel de la ressource solaire, une évaluation des coûts de revient sur la base d'un taux d'actualisation de 10% a été conduite.

Figure 22 : Coût de revient - Centrale solaire (70%) / Production thermique



Pour un coût du gazole à la pompe de 650 FCFA/l, la solution de centrale solaire est plus avantageuse que la production thermique là où la ressource solaire est la meilleure, et équivalente pour une ressource moyenne. Compte tenu de la hausse tendancielle des prix des hydrocarbures, des coûts marginaux de transport du gazole, l'hybridation solaire à 70% semble être une solution attrayante pour les sites jouissant d'une bonne ressource, car l'impact sur la réduction des consommations de gazole est sensible.

Dans le cas où la production thermique est subventionnée, cette technologie perd totalement de son intérêt.

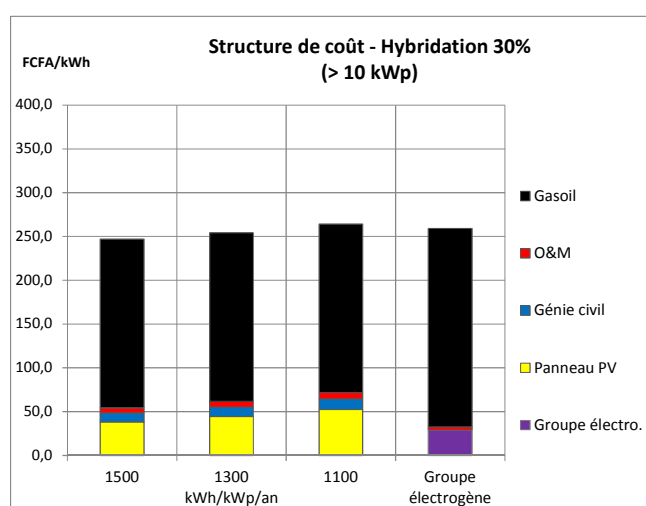
Système hybrides solaire-diesel 30%

Dans le cas d'une hybridation à 30 %, l'objectif recherché est de substituer une partie de la consommation de gazole pendant la période de production des panneaux solaires. La simulation économique présentée illustre les résultats obtenus pour d'un système sans batterie qui injecte directement la production solaire sur le mini réseau, cette production effaçant la même quantité d'énergie thermique.

Cela suppose que la charge du moteur soit relativement élevée (80 à 85 % de la charge nominale) de façon qu'il puisse accepter l'injection d'énergie solaire en réduisant sa charge dans des limites économiques. Si ce n'est pas le cas, une partie de l'injection solaire perd de sa valeur de substitution car en dessous d'une certaine charge, le moteur tourne à son régime de base, voire un régime inférieur, ce qui génère une surconsommation de gazole.

En régime d'hybridation à 30 %, le coût de la consommation de gazole reste relativement prépondérant dans la constitution du coût de production. L'hybridation dégage un bénéfice minimal pour les sites les mieux exposés. Cette solution conduit à des coûts de l'électricité équivalents à une hybridation à 70%, mais demande moins d'investissements.

Figure 23 : Coût de revient – Hybridation solaire (30%) / Production thermique



Compte tenu des incertitudes liées au dimensionnement et aux conditions réelles et en temps réel de l'injection d'une production solaire sur un petit système thermique, et compte tenu du surcoût lié à l'investissement dans la production solaire conduisant à une réduction de la consommation de gazole

de 20 à 25%, les avantages d'une telle solution restent trop marginaux pour être recommandés comme solution pertinents pour l'électrification rurale.

6.5.3.3 Solutions photovoltaïques pures

La solution photovoltaïque pure s'adresse aux localités de petite taille dont le tissu d'habitat est relativement dispersé. Il s'agit de solutions 12/24 V avec stockage de l'énergie dans un parc de batteries, avec éventuellement des applications 220 V ponctuelles sur la base d'un convertisseur CC/CA.

Cette solution peut être déclinée de quatre façons différentes:

- soit en dotation communale par l'octroi d'un certain nombre de kits solaires communautaires, qui peuvent être complétés par une dotation de kits réservés aux usages domestiques. Cette approche est développée au Burkina Faso par un projet d'appui de la Coopération Espagnole qui met à la disposition de chefs-lieux de département 5 systèmes PV pour bâtiments administratifs 190 W, 6 lampadaires, pour un montant 35 MFCFA (54 600 €) ;
- soit par la création d'une structure locale qui sera chargée d'assurer un service énergétique sur la base de dotation de matériel photovoltaïque. Il s'agit ici de créer une structure qui va gérer un parc d'équipement PV, prélevant une redevance mensuelle pour en assurer la maintenance et le remplacement des éléments vitaux, tels la petite électronique ou les batteries ;
- soit par la fourniture d'un service énergétique PV par une société de services décentralisés ou par une filiale de l'opérateur national. Ce type de société de services décentralisés (SSD) existe au Mali et au Burkina Faso. Après un certain nombre de difficultés de démarrage, la SSD Yelen Koura dans le Kénédougou au Burkina est en phase d'expansion avec plus de 2 300 abonnés payant une redevance mensuelle ;
- soit par l'accès à un crédit solaire ciblant les usages domestiques.

6.5.4 Energie hydro-électriques

La production hydro-électrique peut se faire en exploitant les chutes d'eau ou au fil de l'eau. Les systèmes hydro-électriques peuvent varier de 10 W à des centaines de MW. Dans le contexte du Cameroun, on se focalisera sur les petites centrales hydro-électriques (PCH) de puissance inférieure à 5 MW puisque ce seuil a été retenu par la Loi du 14 décembre 2011 pour définir les installations sous le régime de l'autorisation simple. Il faut cependant noter que suivant les pays, les seuils qui définissent la PCH peuvent varier et que d'un point de vue technico-économique, il n'existe pas de segmentation indiscutable pour classer les sites hydro-électriques.

Dans le cas du Cameroun, le marché de la PCH est encore naissant et de ce fait, il n'existe pas une base de projets suffisamment large pour disposer d'une relation fiable entre la puissance installée et le coût d'investissement.

On rappellera toutefois que le coût de l'énergie produite par une petite centrale hydro-électriques est principalement fonction de trois (3) paramètres :

- ❑ **Le coût d'investissement par unité de puissance (MFCFA/kW)** : ce coût sera fonction du site, mais également de la concurrence sur le marché national. En général, plus le site est en haute chute et

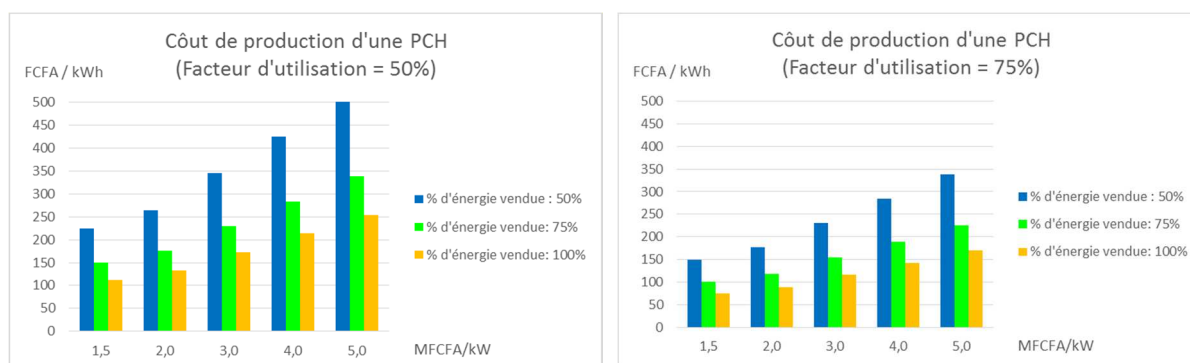
plus l'investissement ramené au kW sera faible. On considère que les bons sites ont un ratio 1,5 et 2.0 MFCFA/kW et qu'au-delà de 4.0 MFCFA/kW le site sera difficilement rentable.

- ❑ **Le facteur d'utilisation de la PCH (en %) :** ce ratio représente la durée d'utilisation de la PCH à pleine capacité. Il dépend de l'hydrologie du site puisque les PCH ne permettent pas de justifier un réservoir important de stockage qui serait prohibitif au niveau du coût d'investissement. Un ratio moyen sera de l'ordre de 50% et un bon ratio atteindra les 75%.
- ❑ **Le pourcentage (%) du productible vendu :** lorsqu'une PCH est raccordée à un réseau qui peut absorber la totalité de sa production, alors 100% du productible pourra être valorisé. Mais dans le cas où la PCH est raccordée à un réseau isolé, tout le productible ne pourra pas nécessairement être consommé sur le réseau local.

Le coût d'investissement par unité de puissance et le facteur d'utilisation sont spécifiques du site. Le pourcentage (%) du productible vendu est fonction de la localisation de la PCH à proximité (ou non) du réseau interconnecté. Comme celui-ci va se développer dans le cadre du PDER, l'économie d'un site de PCH évoluera.

La figure ci-après représente le coût de production actualisé d'une PCH en fonction de son coût d'investissement (MFCFA/kWh), pour deux facteurs d'utilisation, et différents pourcentages du productible vendu.

Figure 24 : coûts de l'énergie hydro-électriques



Ces graphiques ne prennent pas en compte le coût de la ligne HTA d'évacuation de l'énergie produite par la PCH. Ce coût sera aussi spécifique du site, et évolutif dans le temps au fur et à mesure du développement du réseau interconnecté dans le cadre du PDER.

Les graphiques montrent que les sites de PCH attractifs (facteur d'utilisation de 75% ; coût d'investissement inférieur à 2 MFCFA/kW) sont compétitifs avec l'énergie du réseau interconnecté, dès lors que 100% de leur productible peut être vendu.

Si l'on compare les coûts de la petite production hydro-électrique à ceux d'une production thermique en site isolé, de l'ordre de 250 à 300 FCFA/kWh, les bons sites apparaissent comme très compétitifs dès lors qu'un grand pourcentage de leur productible peut être vendu sur le réseau local.

6.5.5 Conclusion

Les solutions décentralisées à base d'énergie renouvelable pour l'alimentation de réseaux isolés peuvent être économiquement justifiés compte tenu de l'état actuel du réseau HTA. Des bons sites hydro-électriques en injection sur le réseau national sont également rentables. L'existence d'un listing

de sites de PCH permettra de considérer cette option d'alimentation électrique dans la formulation du PDER, mais l'absence de données fiables sur les caractéristiques de chaque site (productible, coût d'investissement,...) ne permettra qu'une estimation perfectible du potentiel de la filière pour l'électrification rurale.

6.6 Etat des lieux des ressources énergétiques locales

6.6.1 La Biomasse

Au Cameroun, les déchets de bois et les résidus des agro-industries n'ayant que peu ou pas de valeur commerciale ne sont ni répertoriés ni comptabilisés. Cependant, leur taux de disponibilité peut être évalué avec une précision raisonnable en utilisant les ratios généralement admis dans les industries d'autres pays ayant des climats semblables. Quatre secteurs de l'agro-industrie constituent les principales sources possibles de biomasse pour la production électrique : la production d'huile de palme, la transformation du bois, la production de riz et l'industrie du sucre.

6.6.1.1 Industrie sucrière

La production de l'industrie sucrière ne cesse de croître au Cameroun. Les deux sucreries existantes ont actuellement un excédent de bagasse d'environ 20 %. Dans le cadre d'un projet d'expansion de l'usine de Nkoteng, le responsable de l'usine a préparé un projet de cogénération qui pourrait produire jusqu'à 73 GWh, avec une injection de l'électricité excédentaire sur le réseau.

6.6.1.2 Transformation du bois

D'après l'atlas produit par Global Forest Watch et le Ministère en charge des forêts en 2007, le Cameroun comptait 81 scieries implantées essentiellement dans la partie Sud de son territoire, dont 25, soit plus de 30%, dans la seule région de l'Est. Il s'agit potentiellement d'une aubaine pour cette partie du territoire national, par ailleurs très peu desservie par le réseau électrique interconnecté.

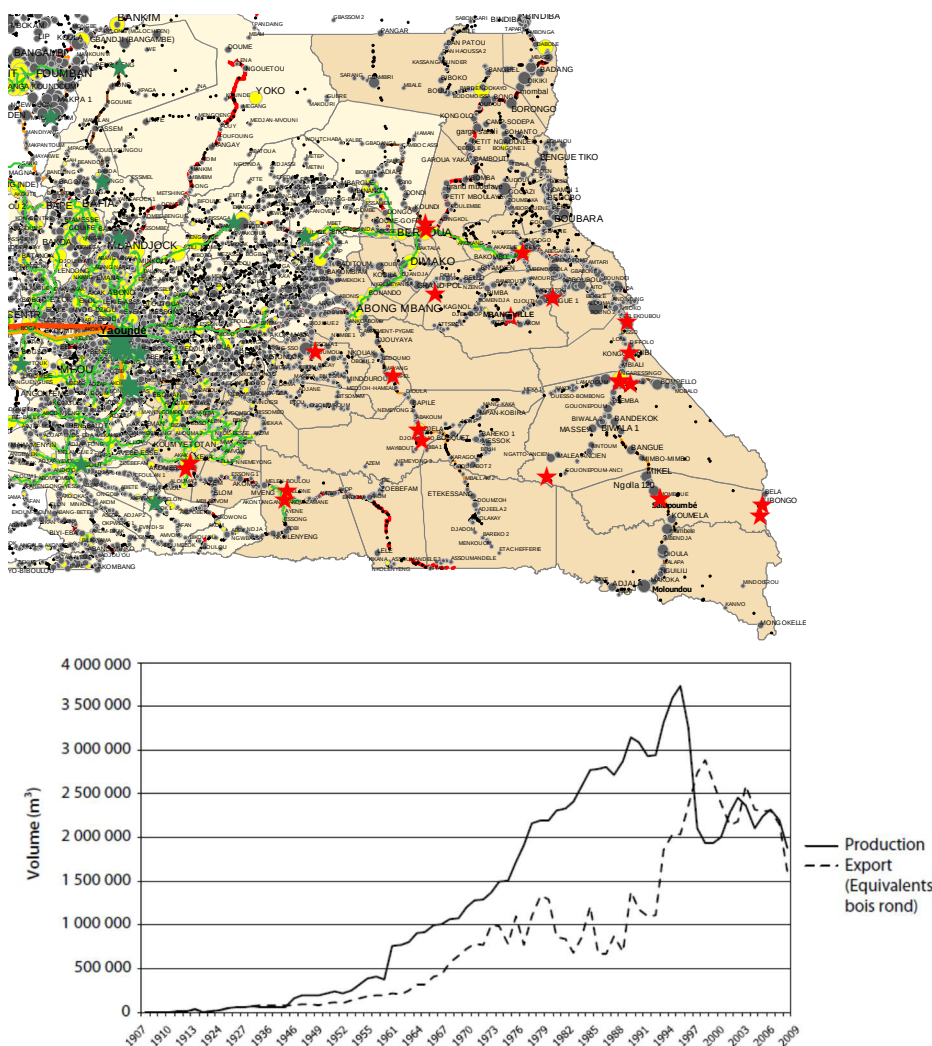
En effet, comme on peut le voir sur la carte de la page suivante, la région de l'Est est bien pourvue en scieries (représentées ci-après par des étoiles rouges), tandis que le réseau électrique reste concentré autour de la ville capitale de Bertoua, dans un rayon n'atteignant pas 100 km.

Il s'agit donc d'une opportunité pour les populations rurales dans la mesure où la valorisation des déchets de bois produits par les scieries pour la production de la chaleur dont elles ont besoin pour le séchage du bois permettrait, grâce à un système de cogénération, de produire également de l'électricité pour le fonctionnement des machines. Les surplus d'énergie ainsi produite pourraient servir à l'électrification des localités environnantes : un schéma gagnant-gagnant, à la fois pour ces unités agro-industrielles et pour les collectivités locales. Les premières y verraient une source de réduction de leurs coûts par substitution du gazole généralement utilisé pour la production de chaleur et d'électricité à partir de groupes électrogènes, tandis que les seconds y trouveraient un moyen économique pour l'électrification de zones entières, dans un contexte où le réseau électrique n'arrivera pas de sitôt.

Au plan national, bien que les statistiques annoncent un chiffre officiel de l'ordre de 1 500 000 m³ de bois exportés par an, la réalité devrait se situer en moyenne autour de 3 000 000 de m³ de bois de sciage pour le marché export en tenant compte des exploitations illégales et de la non-comptabilisation d'une partie de la production. La production correspondante de déchets de bois

pourrait potentiellement générer une énergie électrique de l'ordre de 700 GWh. Au-delà d'une polémique sur les chiffres exacts de la production de bois, il s'agit fort probablement d'un potentiel énergétique prometteur à explorer sérieusement, notamment dans la perspective d'une généralisation rapide de l'accès à l'électricité dans les zones isolées de la région de l'Est.

Figure 25 : Production et exportations officielles de bois au Cameroun (1907-2009)



Toutefois, il convient de bien encadrer de tels projets d'un point de vue technico-économique et financier, afin de garantir à l'industriel une rentabilité acceptable, et à la collectivité locale, un service public à la mesure des capacités de payer des usagers.

Ainsi, la société SIM située à Mbang, a un projet de cogénération de 1,5 MW, dont 500 kW pour l'électrification rurale. La société SIM située à Yaoundé traite 100 000 m³ de bois par an et génère environ 30 % de déchets sous forme de sciure qui pourraient alimenter une centrale de cogénération d'environ 1,5 MW, alors que sa demande de pointe sur le réseau est actuellement de 735 kW. Il s'agit d'un exemple d'une entreprise industrielle qui pourrait produire de l'électricité, non seulement pour ses propres besoins, mais aussi pour en injecter une partie sur le réseau.

6.6.1.3 Production de riz

L'objectif de la stratégie Nationale 2009 pour le développement de la riziculture est de réduire les importations en augmentant la production de riz blanc de 65 000 tonnes en 2008 à 627 000 tonnes en 2018. La production de riz est concentrée dans cinq plantations :

Tableau 57 : Production actuelle de riz et objectifs pour 2018

	Production actuelle		Objectifs pour 2018	
	Superficie (ha)	Production (tonne)	Superficie (ha)	Production (tonnes)
Projet SEMRY	11000		20 000	120 000
Projet Logone et Chari	1800		2 000	10 000
Projet Lagdo	800		5 000	25 000
Projet UNVDA	1000		5 000	25 000
Total	14 600	100 000	32 000	180 000

La production actuelle est de 100 000 tonnes de paddy ce qui génère environ 22 000 tonnes de balle de riz.

6.6.1.4 Production d'huile de palme

La production d'huile de palme croît de plus en plus vite au Cameroun. Les statistiques agricoles de production d'huile de palme indiquent une production de 225 000 tonnes d'huile de palme en 2008, 354 000 en 2011 et 270 000 tonnes en 2014.

Pour chaque tonne d'huile produite, l'industrie de transformation du fruit génère environ deux tonnes de déchets solides, sous forme de fibres, coques et de rafles. À partir de ces quantités de résidus de transformation, il est possible d'estimer le contenu énergétique valorisable. À cela s'ajoutent des effluents liquides industriels dont le traitement peut permettre de produire du biogaz.

Enfin, au Cameroun comme en Afrique de l'Ouest, il y a des initiatives de la part des agro-industriels du secteur des oléagineux pour augmenter la productivité des plantations privées en diffusant des techniques de culture qui font appel, entre autres options, à la taille et l'égavage des palmiers à huile. Ainsi des quantités importantes de biomasse peuvent être disponibles sur les zones de production. La problématique sera la collecte et la valorisation. Jusqu'ici les exemples connus de valorisation des résidus d'égavages s'orientent vers la production électrique pour le réseau connecté avec des puissances installées de 20 MW.

6.6.1.5 Potentiel de production d'électricité à partir de biomasse

Le potentiel théorique correspond à l'énergie totale qui peut être produite par un seul site qui collecte tous les résidus et qui met en œuvre une technologie représentative de l'état de l'art dans la production électrique à partir de biomasse.

Le potentiel présenté ci-après est calculé à partir de la production actuelle des agro-industries et sur le volume estimé de la production forestière. Les chiffres réels peuvent être plus élevés. Le taux de transformation des déchets en électricité repose sur des données tirées de technologies éprouvées utilisées aussi bien en Afrique qu'en Asie. Le potentiel théorique est donné dans le tableau de la page suivante :

Tableau 58 : Potentiel théorique de divers résidus pour la production électrique

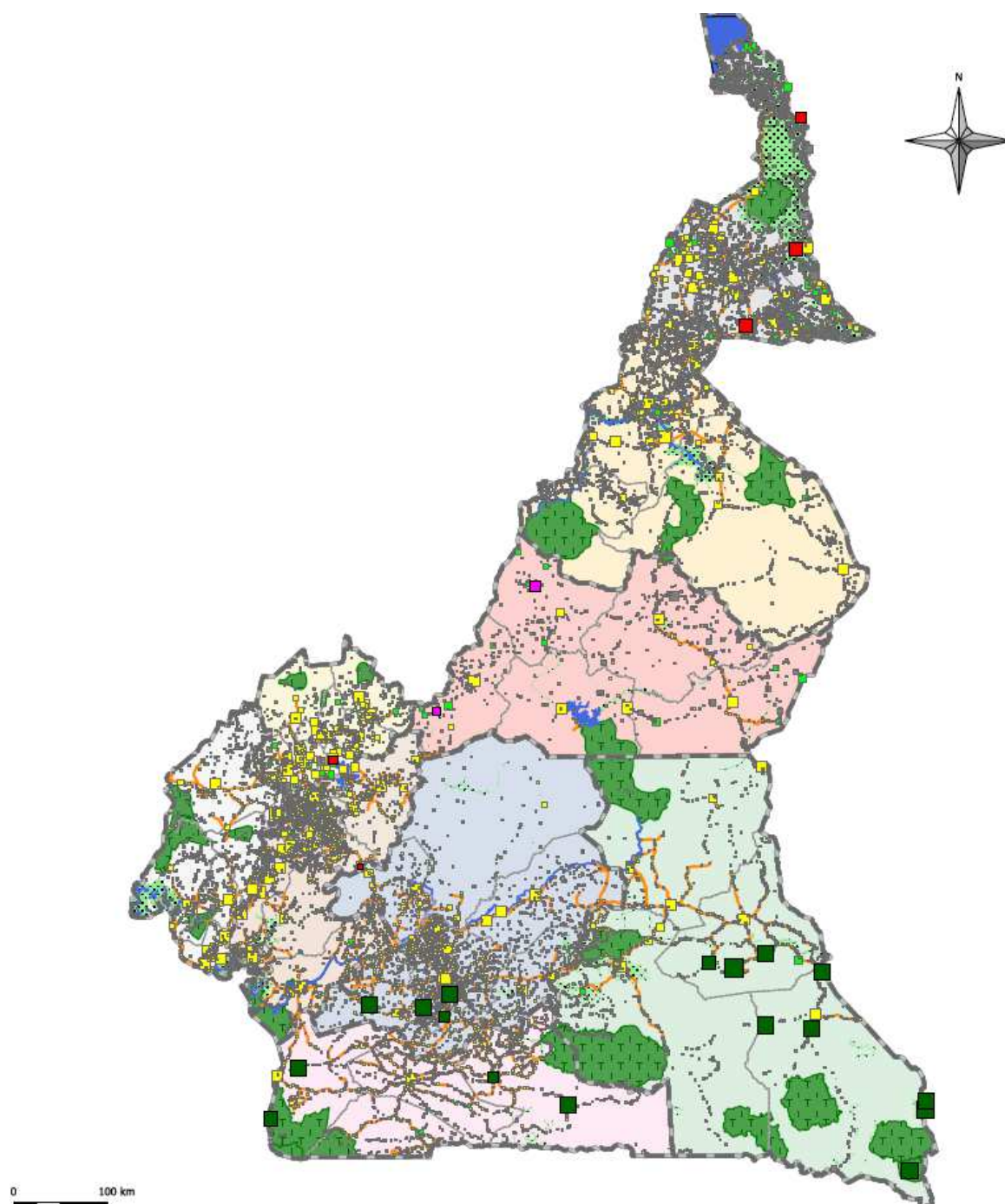
Origine du résidu	Production de sucre	Production de riz	Transformation du bois	Huile de palme	
Unité de la production de référence	Tonne de canne à sucre	Tonne de paddy	m ³ de grumes écorcé	Tonne de fruit frais (régime)	
Production annuelle			3 Million de m ³ de bois de transformation	225 000 tonnes d'huile de palme	
Production de référence	2 Million de tonnes de canne	100 000 tonne de paddy	6 Million de m ³ grumes	1,5 Million de tonne de fruits frais	
taux de déchet	290 kg Bagasse/tonne de canne	220 kg de balle de riz / tonne de paddy	0,5 m ³ résidus/m ³ de grumes	210 kg fibre et coques / tonne de fruit	230 kg de rafles / tonne de fruit
Potentiel de production électrique énergétique	100 kWh/tonne de canne	90 -120 kWh/tonne de paddy	120 kWh /m ³ de grume écorcé	45 kWh / tonne de fruit	35 kWh / tonne de fruit
Demande électrique du process	25-30 kWh /tonne de canne	20-60 kWh / tonne de paddy	35-110/m ³ de grume écorcé	20-25 kWh / tonne de fruit	
Total contenu en électricité GWh	200	12	720	121	
Excédent d'électricité disponible GWh	140	8	480	83	

Le contenu en électricité des résidus de biomasse est d'environ 1 050 GWh soit un quart de la consommation d'électricité du pays. Environ 700 GWh pourraient être injectés dans le réseau interconnecté. Il s'agit d'une source intéressante d'énergie pour remplacer les combustibles fossiles importés, contribuer à la réduction des gaz à effet de serre et créer des emplois. Cela permet également de fournir de l'électricité dans les zones où aucune extension de réseau électrique n'est prévue.

En prévision des simulations relatives à la mise à jour du PDER et en particulier à la valorisation des énergies renouvelables pour l'électrification des localités isolées, le Consultant a repéré au format SIG 24 sites industriels, tout en renseignant la quantité de déchets disponible et les puissances électriques et thermiques exploitables. La base de données pourra être complétée en cours de projet pour ajouter tout site biomasse dont les informations nécessaires à la prise en compte dans la planification seraient disponibles.

L'image ci-dessous illustre le potentiel biomasse qui est représenté par des carrés verts, dont la taille varie en fonction de la puissance électrique exploitable.

Carte 4 : potentiel biomasse du Cameroun



6.6.1.6 Aspect économique

La dimension économique restreint considérablement la typologie des projets candidats et le potentiel qui pourra effectivement être mobilisé. La cogénération adossée à des activités agro-industrielles et des unités de production décentralisée à petite échelle sont les projets les plus plausibles au terme d'une analyse économique.

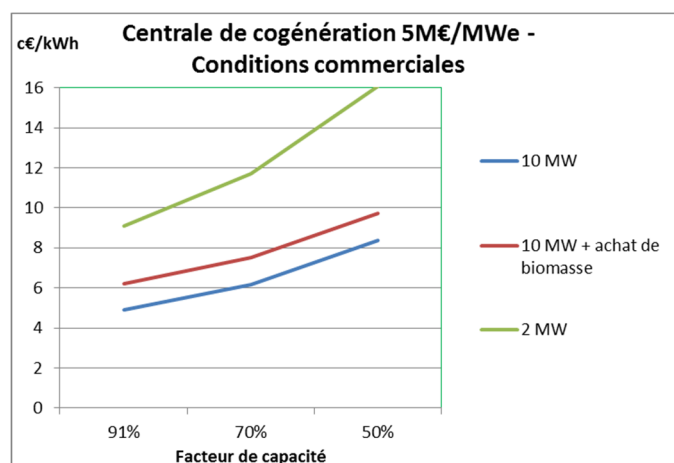
6.6.1.6.1 Cogénération

La technologie de la cogénération exige l'installation d'une chaudière produisant de la vapeur à 20 bars de pression au minimum. Cette vapeur est utilisée dans une turbine à extraction permettant la

production d'électricité et de vapeur basse pression ou d'eau surchauffée. Les paramètres de la cogénération sont : rendement électrique 27% et rendement thermique 61%.

Le graphe suivant montre le saut d'échelle entre une capacité de 2 MW qui pourrait produire de l'électricité à 83 FCFA/kWh pour un facteur d'utilisation de 70 % et une unité de 10 MW pour laquelle le coût de production de l'électricité serait de 40 FCFA/kWh. Les coûts de production de l'électricité reflètent le fait que le producteur utilise l'énergie thermique produite pour sa consommation propre à un coût nul.

Figure 26 : Coût de production du kWh en cogénération agro industrielle (Source : EREP-ECREEE)



Il est à remarquer que les coûts sont dépendants du facteur d'utilisation de l'équipement, variant de 60 à 105 FCFA/kWh pour un équipement de 2 MW et de 33 à 55 FCFA/kWh pour les puissances de 10 MW. Le coût de la biomasse de 10 000 FCFA/tonne induit un coût supplémentaire de 8 FCFA/kWh.

L'injection de l'excédent de production thermoélectrique à partir de la biomasse est une option intéressante pour le Cameroun. Le développement des projets de cogénération est rapide par comparaison aux projets hydro-électriques, mais suppose un encadrement réglementaire et tarifaire de la production.

6.6.1.6.2 Gazogène

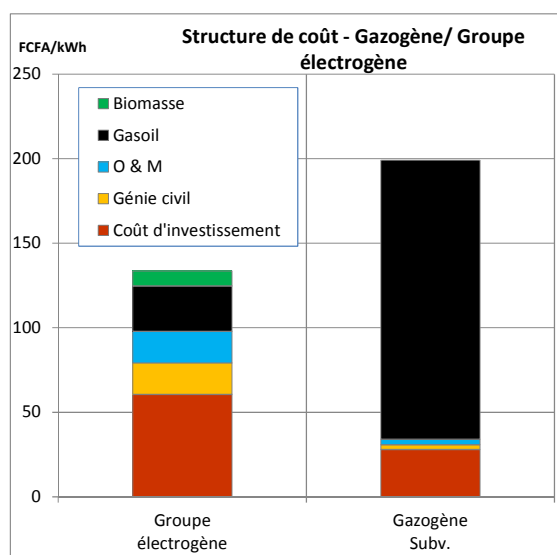
Cette solution consiste à produire de l'électricité à partir de la gazéification de la biomasse dans un gazogène produisant du gaz pauvre qui après épuration alimente un moteur bicom bustible ou un moteur à gaz. La biomasse utilisée peut consister en balle de riz, coque d'arachide, sciure de bois ou déchets ligneux.

La taille de cette technologie varie d'environ 10 kW à 700 kW pour une utilisation en bicom bustible.

Le coût de la technologie est de 1,3 millions de FCFA du kW électrique installé. Une consommation minimale de 15% de diesel est nécessaire pour son fonctionnement. Le coût de manutention et de stockage de la matière est de 5 000 FCFA/tonne.

Sur ces bases, le coût de revient du kWh a été estimé pour un coût du marché financier en terme réel de 10%, ce qui est relativement bas pour le Cameroun.

Figure 27 : Prix de revient du kWh - Gazogène/groupe électrogène



La figure évalue le coût économique de la production électrique à 134 FCFA/kWh pour un prix du gazole à son coût économique estimé à 480 FCFA/l. En comparaison avec une production électrique par groupe électrogène, la solution gazogène est beaucoup plus intéressante que la production thermique (200 FCFA/kWh). Pour des prix du gazole à la pompe les coûts de production du gazogène et du groupe électrogène seraient respectivement de 141 et 245 FCFA/kWh. Mais par rapport à un raccordement au réseau national (50 à 99 FCFA/kWh) le coût de la production d'un gazogène reste prohibitif.

En cas de production connectée au réseau, le coût de l'électricité de cette technologie avec des unités de plus grosse taille (500 à 700 kW) se ferait sur la base d'un moteur à gaz évitant ainsi toute consommation de gazole. Dans ce cas, le coût de production de l'électricité livrée au réseau sera de l'ordre de 65 à 70 FCFA/kWh, un coût qui reste intéressant par rapport à la solution thermique conventionnelle, mais qui dépendra fortement du coût d'approvisionnement en biomasse.

Cette technologie n'est pas viable économiquement pour l'alimentation d'un réseau isolé ou même pour un renforcement de capacité du réseau national sans compensation du différentiel de coût observé entre la production nationale et celle d'un projet biomasse.

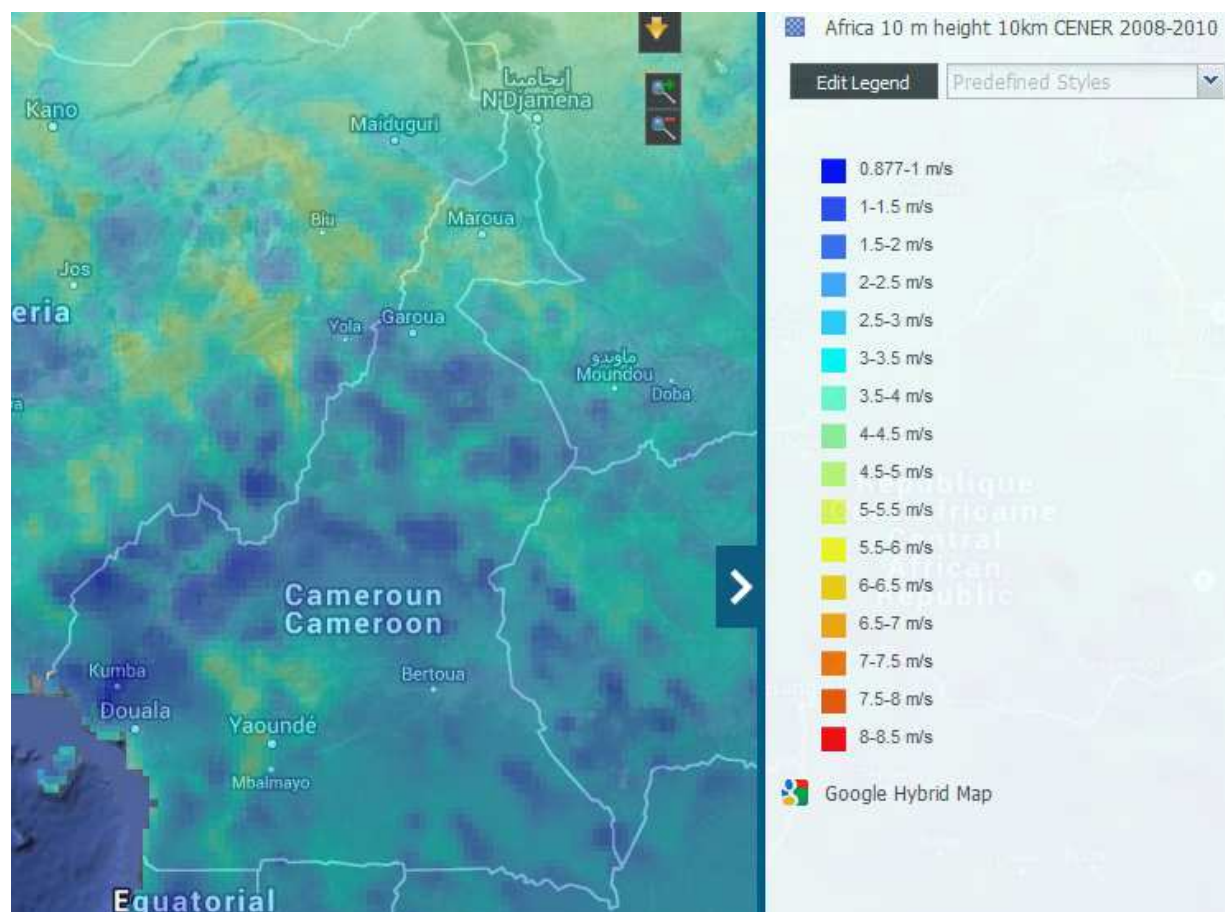
6.6.2 L'Energie éolienne

En l'absence d'atlas éolien camerounais, les données du potentiel éolien ont été recherchées auprès du Joint Research Centre de la Commission Européenne, qui coordonne les travaux de divers laboratoires européens sur la thématique EnR et notamment l'évaluation des potentiels éoliens. Des travaux sont en cours au JRC en vue d'une publication spécifique sur l'éolien en Afrique. Dans l'attente, de premières informations sont disponibles dans le rapport *The availability of renewable energies in a changing Africa*, E.Bartholomé, JRC, 2013.

Pour compléter cette vision, le **Global Atlas de l'IRENA** a été consulté. Il permet de visualiser les données de différentes sources, notamment :

- *Africa 10 m height 10km CENER 2008-2010*²⁰
- *3TIER's Global Wind Dataset 5km onshore wind speed at 80m height units in m/s*²¹. Données simulées à 80 m, vérifiées par comparaison avec les données des stations météo locales.

Carte 5 : potentiel éolien au Cameroun CENER



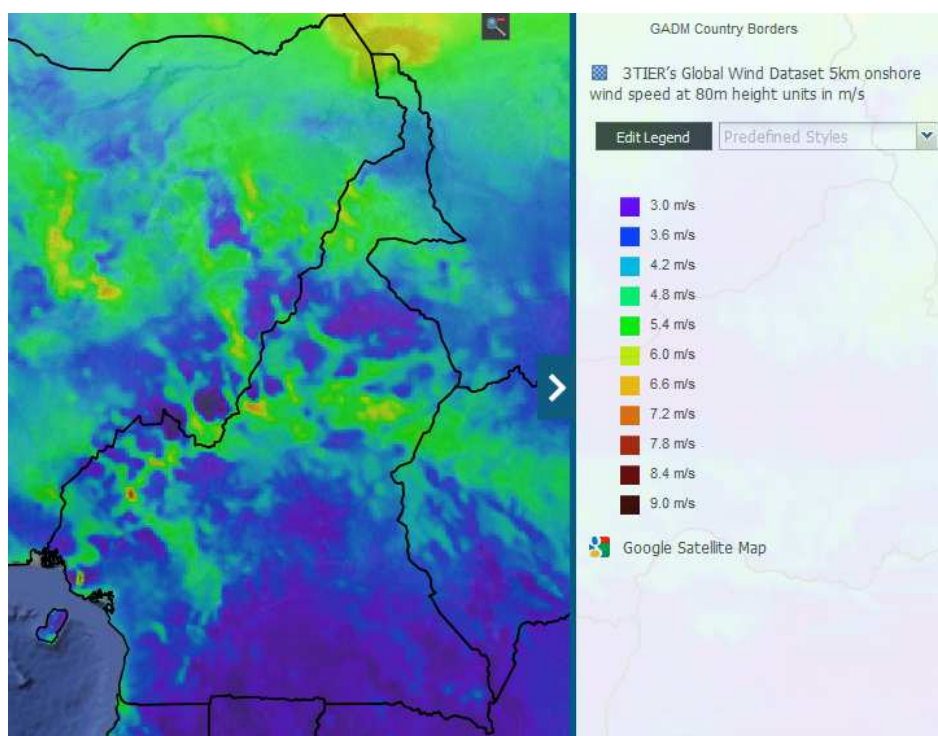
²⁰ Wind map is calculated, by simulating the atmosphere conditions with SKIRON mesoscale model. GFS 12 UTC cycle, from NCAR/NCEP is used as input. The period simulated is since January-2008 until December-2010. SKIRON long-term simulation is launched to cover the entire 3 years, generating hourly maps to the entire simulated period. With this output Africa wind map is computed averaging 10 meters wind speed from the nine years. Typically the grid horizontal resolution is 0.1*0.1 and has 38 vertical levels. Server : <http://it.cener.com/geoserver/ows>

²¹ 3TIER's Global Wind Dataset provides average annual wind speed at 80 meters above ground. Average values are based on over 10 years of hourly data created through advanced computer model simulations. 3TIER created this dataset using a combination of statistical methods and physics-based numerical weather prediction models, which create realistic wind fields throughout the world by simulating the interaction between the entire atmosphere and the Earth's surface.

The wind speed dataset validated well when compared with more than 4000 NCEP-ADP networks stations (validation paper available here:

http://www.3tier.com/static/ttcms/us/documents/publications/validations/3TIER_WP_FL_gbl_wind_validation.pdf).

Carte 6: potentiel éolien au Cameroun 3TIER



Ces données montrent qu'un potentiel pourrait exister (valeurs moyennes annuelles de vitesse de vent légèrement supérieures à 5m/s) dans des zones ponctuelles des provinces du Nord et de l'Extrême-Nord.

Avec des vitesses de vent qui atteignent difficilement 5m/sec sur quelques espaces du territoire, le potentiel est plutôt faible pour la production d'électricité au Cameroun (SIE-Cameroun²², 2011). Malgré cette faible vitesse relative du vent, le PEN²³ présente les provinces du Nord et de l'Extrême-Nord, avec une vitesse moyenne des vents évaluée à plus de 2 m/s, comme de potentielles zones de production d'électricité par exploitation de l'énergie éolienne. Les zones de Kaélé et Kousseri dans l'extrême-nord représenteraient d'importants réservoirs de production avec une vitesse de vents estimée entre 2,53 m/s et 4,2 m/s. Les monts Bamboutos dans la région de l'Ouest sont aussi cités, tout comme l'Adamaoua dans les dernières études de l'Arsel.

Toutefois, la meilleure valorisation de ce type d'énergie au Cameroun est faite par son utilisation comme moyen d'exhaure de l'eau, couplant une éolienne à une pompe à eau.

Sur cette base, on peut admettre que l'énergie éolienne ne sera pas l'une des premières sources renouvelables sur laquelle il faudrait se concentrer. Compte tenu d'un régime moyen de vent en dessous de 4 m/s, elle n'est guère appropriée pour être injectée sur le réseau. Son intermittence requerrait de la capacité thermique ou hydro-électrique de réglage.

²² Système d'Information Energétique du Cameroun. 2011.

²³ République du Cameroun, Ministère des mines, de l'eau et de l'énergie. Janvier 1990. Plan énergétique national, diagnostic sectoriel : les énergies nouvelles et renouvelables. Yaoundé. Page 107.

Pour ces mêmes raisons elle n'est pas appropriée pour une injection sur des réseaux isolés si ce n'est comme chargeur d'un parc de batteries d'un réseau hybride en complément d'une centrale solaire. Mais dans ce cas le coût de production pourrait être prohibitif par rapport à la production solaire vu le prix des petites turbines et le potentiel éolien modéré.

Bien entendu des études sur des sites particuliers peuvent révéler des opportunités ponctuelles.

6.6.3 La petite hydro-électricité

On classe habituellement dans la rubrique des énergies renouvelables pour l'électrification rurale la petite hydraulique dans laquelle n'interviennent que des unités de moins d'une dizaine de mégawatts. Une étude globale a estimé le potentiel exploitable en petite hydraulique au Cameroun à 1,115 TWh. Les régions de l'Est et de l'Ouest sont celles où s'offrent les perspectives d'application les plus intéressantes. Cependant, l'inventaire des sites exploitables en petite hydraulique demeure certainement incomplet.

Tableau 59 : Répartition régionale du potentiel des sites des petites centrales hydro-électriques - Source : SONEI

Unité hydrographique	CARACTERISTIQUE	
	Puissance garantie (MW)	Productible garanti (GWh)
1 Bassin de la Sanaga		
11 Lom et affluents Mbam aval	9,13	80
Total	9,13	80
2 Bassin du Wouri		
21 Nkam à Kom	10,84	95
22 Nkam à Bexem	9,7	85
Total	20,54	180
3 Régions de l'Est		
31 Colomines	4,56	40
32 Ntiou Aval	2,28	20
33 Ntiou Amont	1,14	10
34 Moloundou	8,58	75
35 Chutes de Boben	6,8	60
36 Gagazi	2,28	20
37 Gambari	2,85	25
38 Zokoumbale	5,7	50
39 Chutes de l'Oudou	9,7	85
Total	43,87	385
4 Régions de l'Ouest		
11 Chutes Atoufi	10,27	90
42 Benade	7,99	70
43 Manyu	10,84	95
44 Nsanakang	8,56	75
45 Edjong	6,8	60
Total	44,46	390
5 Région du Nord		
51 Mayo Nolti	6,8	60
52 Djalingo	2,85	20
Total	9,65	80
Total général	127,65	1115

Tableau 60 : Représentation du potentiel hydro-électrique des petites centrales par grands bassins

Zones	Potentialité en petite hydroélectricité
Région de l'Ouest	35 %
Région de l'Est	34 %
Bassin du Wouri	16 %
Région du Nord	8 %
Bassin Sanaga	7 %

Pour qualifier individuellement le potentiel de chacun des sites identifiés, le développement de la petite hydraulique dans le cadre de l'électrification des régions rurales au Cameroun a fait l'objet de nombreuses études dans le passé. Parmi ces études, on peut citer :

- l'étude d'un plan directeur d'électrification des régions du Sud-Ouest, et du Nord-Ouest (Lahmeyer International, 1972) ;
- l'étude d'inventaire des mini centrales hydrauliques dans les régions de l'Adamaoua, et de l'Est, (EDF, 1983) ;
- l'étude de réhabilitation des mini centrales hydrauliques, (SONEL, 1999) ;
- l'étude d'inventaire général, (JICA - EDF, 1996) ;
- l'étude de développement de l'électrification rurale décentralisée dans les régions de Olamzé, Ndokayo et Ngambé Tikar (JICA, 1999) ;
- l'étude du projet INVEST'ÉLEC (EED, 2014).

Le Consultant a ainsi consolidé une couche SIG géo référençant 260 sites potentiels pour le développement de microcentrales hydro-électriques.

Les puissances installées estimées s'échelonnent entre 5 kW et 10 MW, réparties comme suit :

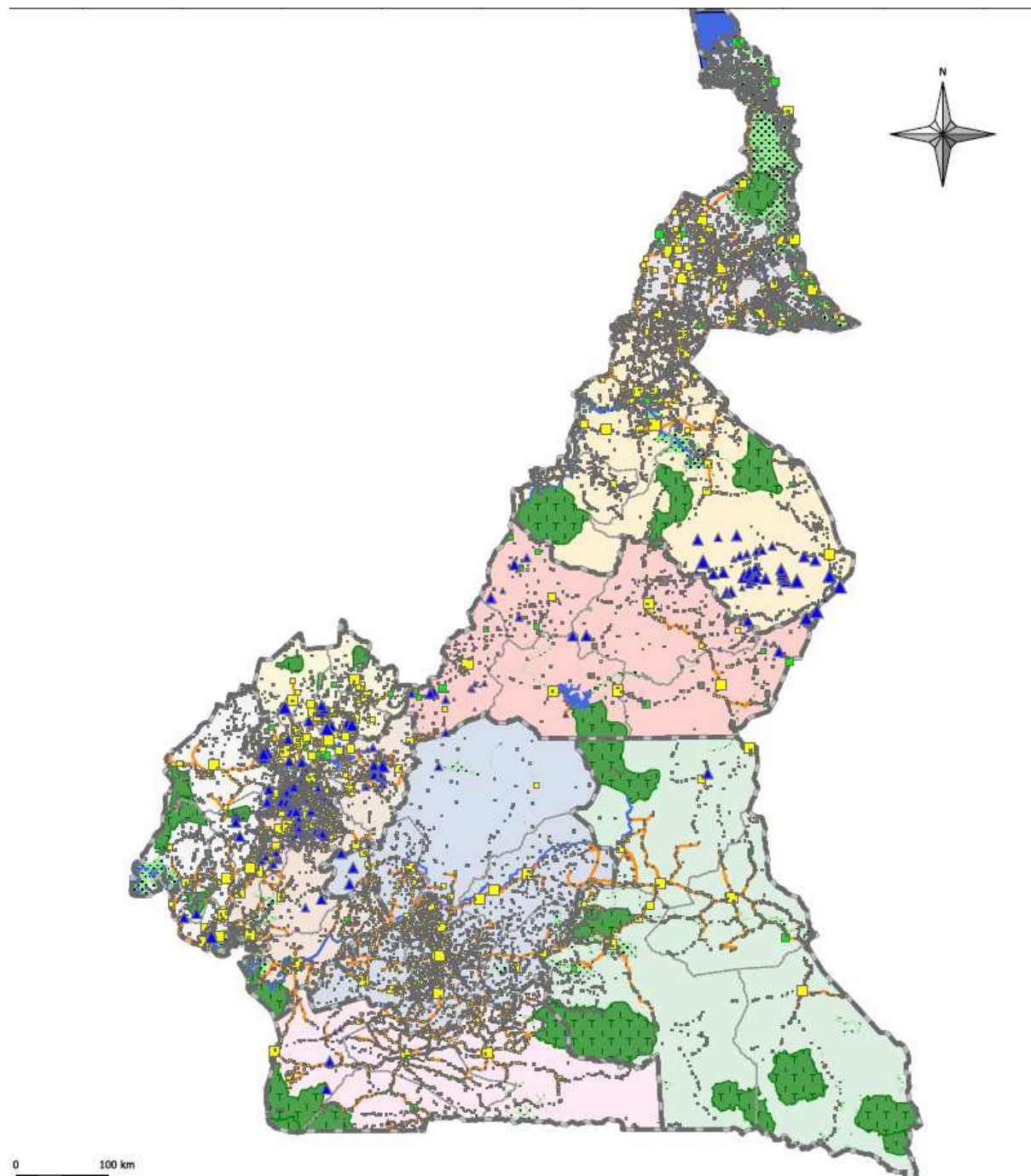
Tableau 61 : Ventilation des sites hydro-électriques potentiels recensés par gamme de puissance

Gamme de puissance installée	Nombre de sites hydro-électriques potentiels recensés
5 kW à 500 kW	138 sites
500 kW à 1 MW	33 sites
1 MW à 5 MW	72 sites
5 MW à 10 MW	17 sites

Le potentiel total d'équipement de ces sites est de 340 MW. Plus de 60% des sites - représentant plus de 40% du potentiel en puissance - sont situés à moins de 10 km des réseaux MT existants à ce jour, et donc au cœur des zones peuplées et des centres de consommation d'électricité.

La carte ci-dessous illustre le potentiel en petite hydro-électricité qui est représenté par des triangles bleus, dont la taille varie en fonction de la puissance d'équipement potentielle. La liste des potentiels est donné en annexe 4a.

Carte 7 : potentiel en petite hydro-électricité



6.6.4 Le Solaire

En ce qui concerne l'énergie solaire, le Cameroun dispose d'un potentiel abondant et disponible surtout dans sa partie septentrionale. Selon les évaluations de l'ARSEL, l'ensoleillement moyen dans la partie nord du pays est de 5,8 kWh/m²/jour et dans la partie sud 4 kWh/m²/jour avec une moyenne de 4,9 kWh/m²/j pour l'ensemble du pays. Mais son exploitation reste faible.

Extrapolée sur le tiers de la superficie totale du pays, cet ensoleillement donne un potentiel technique journalier de 780 TWh/jour soit 172 TWh/jour pour les Régions du Nord et de l'Extrême-Nord.

L'Afrique manque en général de banques de données sur la ressource solaire, et c'est le cas du Cameroun. Le logiciel PV-SYST utilisé pour le dimensionnement de centrales solaires propose par exemple des données pour les villes de Yaoundé et Douala seulement.

Afin d'estimer la ressource solaire, sans disposer de mesures d'ensoleillement au sol, la meilleure option est d'utiliser des bases de données existantes calculées à partir de mesures satellitaires.

Deux sources de données couvrent l'Afrique:

- ☐ Base de données de la NASA <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>
- ☐ Base de données PVGIS (Union Européenne) <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Pour l'Afrique, il est généralement admis que le site web proposé par JRC^[1], PV-GIS^[2], est la meilleure source pour les données solaires.

PV-GIS propose deux bases de données de radiation :

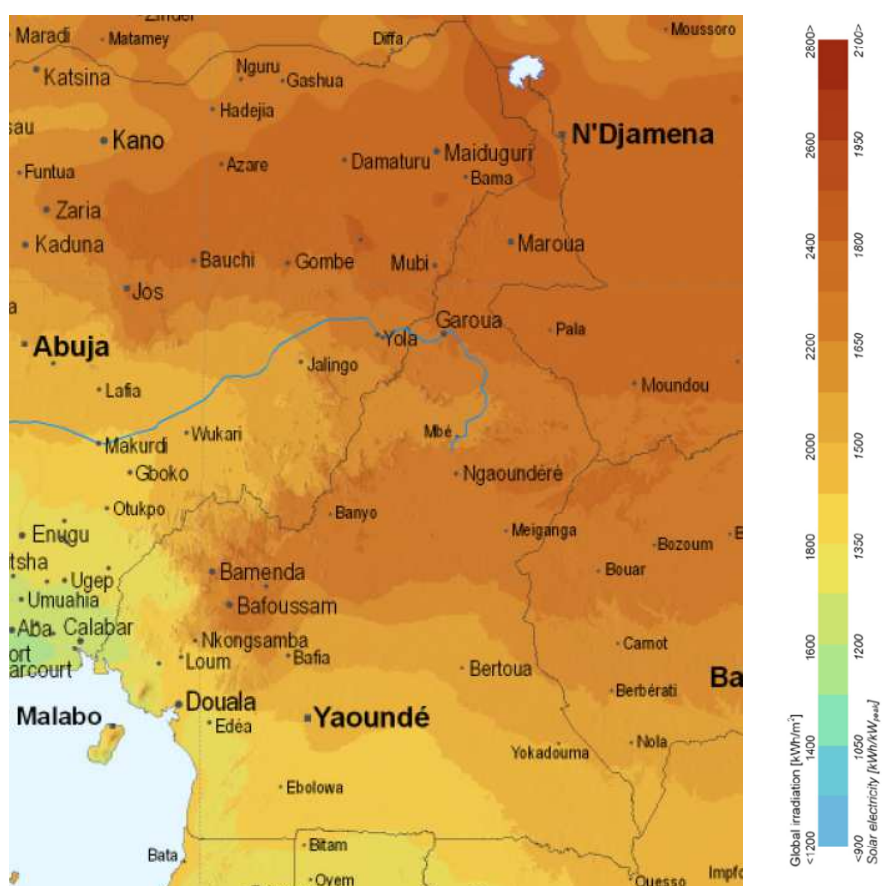
- Climate-SAF PVGIS

Les données sont basées sur des calculs à partir d'images satellites réalisées par [CM-SAF](#). La base de données contient un total de 12 ans de données historiques. La première génération de satellites Meteosat (Meteosat 5-7), connus sous le nom de MFG, fournit des données de 1998 à 2005 et la seconde génération de satellites Meteosat (appelés MSG) fournit des données de juin 2006 à décembre 2011. La résolution spatiale est de 1.5 arc-minutes (environ 3 km de résolution verticale à 0° N, 0° W). La couverture s'étend de 35° S à 58° N et de 18° W à 55° E.

¹ <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa>

² Details about radiation databases: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/databasehelp_en.html

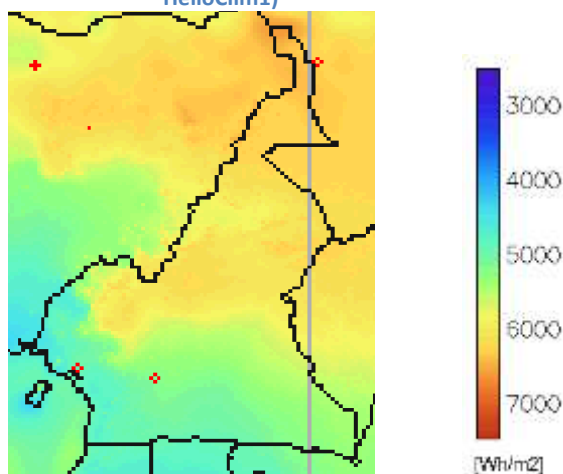
Carte 8 : Ensoleillement du Cameroun sur un plan d'inclinaison optimale en kWh/m²/jour (données Heliosat-2 et PVGIS)



- PVGIS Helioclim

Cette base de données est issue de calculs réalisés par MINES ParisTech, France, sur la base de données satellites issues de la première génération de satellites des séries Meteosat. La résolution spatiale des calculs initiaux est de 15 arc-minutes, soit environ 28 km de résolution verticale (à l'équateur, 0° W). Les données couvrent la période 1985-2004.

Carte 9 : Irradiation horizontale du Cameroun en Wh/m²/jour (données HelioClim1)



Il est désormais généralement considéré que, au moins pour l'Afrique, le nouveau **Climate-SAF PVGIS** est plus pertinent que PVGIS Helioclim et sera donc utilisé comme base de référence pour la présente étude.

La marge d'erreur communément admise pour la ressource solaire est de **5%**.

7 Critères de planification pour l'élaboration du PDER Cameroun

7.1 Orientations données par les termes de référence

Tout en répondant à l'objectif d'électrification globale des localités rurales du Cameroun à l'horizon 2035, et ce moyennant un rythme quinquennal d'environ 250.000 abonnés domestiques dans les localités nouvellement électrifiées et dans les localités anciennement électrifiées par le réseau, et au moins 20.000 abonnés supplémentaires dans des mini-réseaux locaux alimentés par ENR au cours de la première période quinquennale, les critères de planification retenus doivent permettre de contribuer efficacement à mesurer les paramètres suivants:

- (i) L'amélioration des conditions de vie en milieu rural, grâce à la fourniture de l'électricité à tous, dans les meilleures conditions de coût et d'usage ;
- (ii) Le désenclavement économique des zones rurales, en rendant disponible dans les localités, l'une des sources d'énergie de base indispensable à un développement économique durable ;
- (iii) La lutte contre la pauvreté, en donnant aux ruraux des moyens d'accroître leurs revenus ;
- (iv) La participation à la sauvegarde de l'environnement par un recours accru aux énergies renouvelables.

Ces différents paramètres traduisent des préoccupations fortes du Gouvernement du Cameroun en ter (i) d'aménagement du territoire, (ii) de développement économique et social et (iii) de protection de l'environnement.

A ce stade, il s'agit de discuter un ensemble de critères qui vont guider le processus de planification. Les Termes de Référence ne fixent pas les critères mais fournissent des orientations qui doivent guider la définition des critères de planification (Cf. Termes de référence) :

Orientation n°1 : identifier des **solutions techniques de moindre coût** et **les zones où l'électrification rurale obtiendrait des résultats rapides** en termes d'accroissement à l'accès.

- Il en découle que le PDER doit être le résultat d'un processus d'optimisation. Le logiciel de planification GEOSIM® qui permet de classer les projets d'électrification par coût du kWh croissant permet cette optimisation technico-économique en comparant pour chaque projet d'électrification (village ou grappe de villages) les solutions d'électrification envisageables.

Orientation n°2 : la volonté du Gouvernement est d'assurer un développement de l'accès au service électrique **équilibré entre les différentes provinces du pays**.

- Il en découle que le PDER ne doit pas simplement être le résultat d'une optimisation économique, mais doit respecter une répartition des projets d'électrification pour que les taux d'accès par région convergent. Le logiciel de planification GEOSIM® qui permet de classer les projets d'électrifications par coût du kWh croissant permet cette optimisation.

Orientation n°3 : La planification doit **intégrer des solutions d'extension du réseau et des solutions décentralisées** (PPER, PILER).

- L'objectif fixé dans les termes de référence est le raccordement sur les cinq (5) premières années d'au moins 250 000 nouveaux ménages dans le périmètre concédé (extension de réseau par ENEO ou réseaux reversés à la concession) et d'au moins 20.000 ménages hors concession.

7.2 Prise en compte de l'état actuel du réseau

L'analyse de la distance des localités non-électrifiées au réseau moyenne tension existant a montré que 62% de la population vivant dans des localités non-électrifiées se situe à moins de 10 km du réseau (respectivement 77% à moins de 20 km et 89% à moins de 50 km) : il existe un important potentiel pour accroître fortement l'accès par des antennes HTA de faible longueur à partir du réseau existant.

Parallèlement, 76 sites de petites centrales hydro-électriques sont situés à plus de 20 km du réseau moyenne tension existant, offrant un potentiel significatif pour des solutions d'électrification décentralisées à moindre coût. Pour les 184 sites de petites centrales hydro-électriques qui sont situées à moins de 20 km du réseau existant, leur développement peut présenter un intérêt réel dans une logique de production distribuée et contribuer à renforcer la qualité de service (réduction des pertes, maintien du plan de tension) mais n'auront pas d'impact réel sur l'accès au service électrique, dans ce cas ils ne seront pas considérés comme des solutions d'électrification par mini-réseau.

7.3 Critères de planification proposés pour le PDER Cameroun

7.3.1 Assurer un développement de l'accès au service électrique équilibré

La forte disparité des taux d'accès suivant les Régions, implique de concentrer une part importante des investissements dans les régions les moins électrifiées pour que, tendanciellement, le rééquilibrage des taux d'accès entre régions s'opère. Ainsi, il est proposé qu'à chaque période quinquennale les taux d'accès dans les Régions qui ont le plus faible taux d'accès (Extrême Nord, Nord, Adamaoua) convergent vers le taux d'accès des régions fortement électrifiées :

- Période 2016 – 2020 : Le taux d'accès passe à au moins 70% dans toutes les régions du pays,
- Période 2021 – 2025 : Le taux d'accès passe au moins à 90% dans toutes les régions du pays,
- Période 2026 – 2030 : Le taux d'accès passe au moins à 95% dans toutes les régions du pays,
- Période 2031 – 2035 : Le taux d'accès passe au moins à 98% dans toutes les régions du pays.

Pour assurer un développement électrique équilibré, les toutes localités identifiées avec statut de chefs-lieux administratif doivent être électrifiées au cours de la première période quinquennale (2016-2020), que ce soit par extension de réseaux ou par solution décentralisée.

7.3.2 Identifier des solutions techniques de moindre coût

Au cours de la première période quinquennale, les localités à électrifier par extension de réseau seront recherchées exclusivement dans un voisinage de 20 km autour du réseau existant.

Ce n'est qu'à partir de la seconde période quinquennale (2021-2025) que l'on pourra considérer les nouvelles sous-stations prévues au Plan de Développement Production – Transport, ou identifier de nouvelles sous-stations que l'analyse de la demande rurale conduirait à recommander.

7.3.3 Identifier les zones où l'électrification rurale obtiendrait des résultats rapides

Cette orientation vise à cibler les zones où la population de couverture des « pôles de développement » est la plus forte. Toutes les localités seront triées par population de couverture : les infrastructures socio-économiques des pôles de développement bénéficie aux localités alentours, l'électrification des pôles de développement bénéficie donc de façon indirecte à cette « population de couverture ». Les localités seront triées par population de couverture, les localités ayant une population de couverture les plus fortes seront électrifiées en priorité. Seuls les pôles de développement ont une « population de couverture » supérieure à leur population intrinsèque, les autres localités seront triées par population intrinsèque.

8 Elaboration du PDER à l'horizon 2035

8.1 Introduction méthodologique

Sur la base des paramètres-clés tirés tout particulièrement des étapes précédentes, cette étape vise à mener une étude d'optimisation technico-économique pour permettre l'accès à l'électricité de 250 000 ménages par intervalles de 5 ans sur la période 2016-2035 par extension du réseau interconnecté, plus un minimum de 20.000 ménages par mini-réseau local. L'approvisionnement en électricité de ces ménages se fera dans les localités de taille suffisante pour justifier les infrastructures de distribution de l'électricité. Un seuil de 150 habitants minimum a été retenu. Il s'agit donc de déterminer la stratégie de moindre coûts électrifier chaque localité et d'optimiser le tracé des réseaux en priorisant les localités « pôle de développement » pour lesquels l'impact de l'électrification est le plus fort.

L'optimisation technico-économique des projets de raccordement des localités sera ainsi réalisée sur la base d'une part des résultats de l'analyse spatiale (Module Spatial Analyst®) amendée par la définition des critères d'électrification, et d'autre part de la prévision de la demande (Module GEOSIM Demand Analyst®) qui a fixé les services minimaux et les capacités à payer pour chaque localité. Les résultats produits par ces deux modules seront utilisés comme données d'entrée par le module GEOSIM Network Options®.

8.1.1 GEOSIM Network Option®: optimiser les options d'approvisionnement

A l'aide d'algorithmes puissants, le Module GEOSIM Network Options® permet de comparer plusieurs options d'approvisionnement électrique par le réseau (isolé ou par extension HTA à partir du réseau interconnecté). Conformément aux TdRs, des options décentralisées (petite hydroélectricité, biomasse, solaire, diesel, systèmes hybrides, etc.) seront explorées pour l'alimentation de localités isolées du réseau interconnecté à l'horizon 2020 et permettant d'atteindre un minimum de 20.000 branchement au cours de la première période quinquennale de la planification.

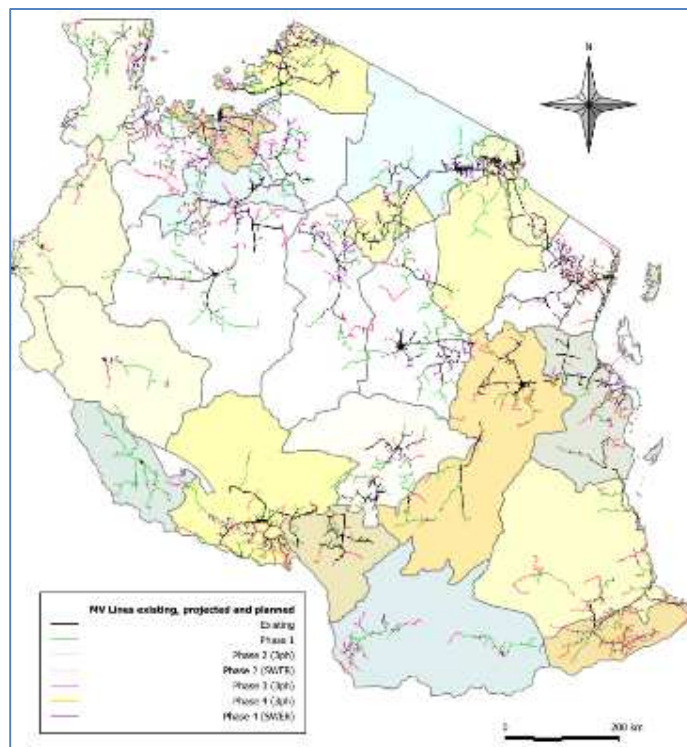
En ce qui concerne spécifiquement les extensions du réseau HTA, GEOSIM Network Options® est basé sur des calculs itératifs d'optimisation technico-économique permettant de minimiser les longueurs

de lignes nécessaires au raccordement de l'ensemble des localités visées, en optimisant leur tracé sur la base des contraintes de terrain et/ou en privilégiant le suivi des axes routiers.

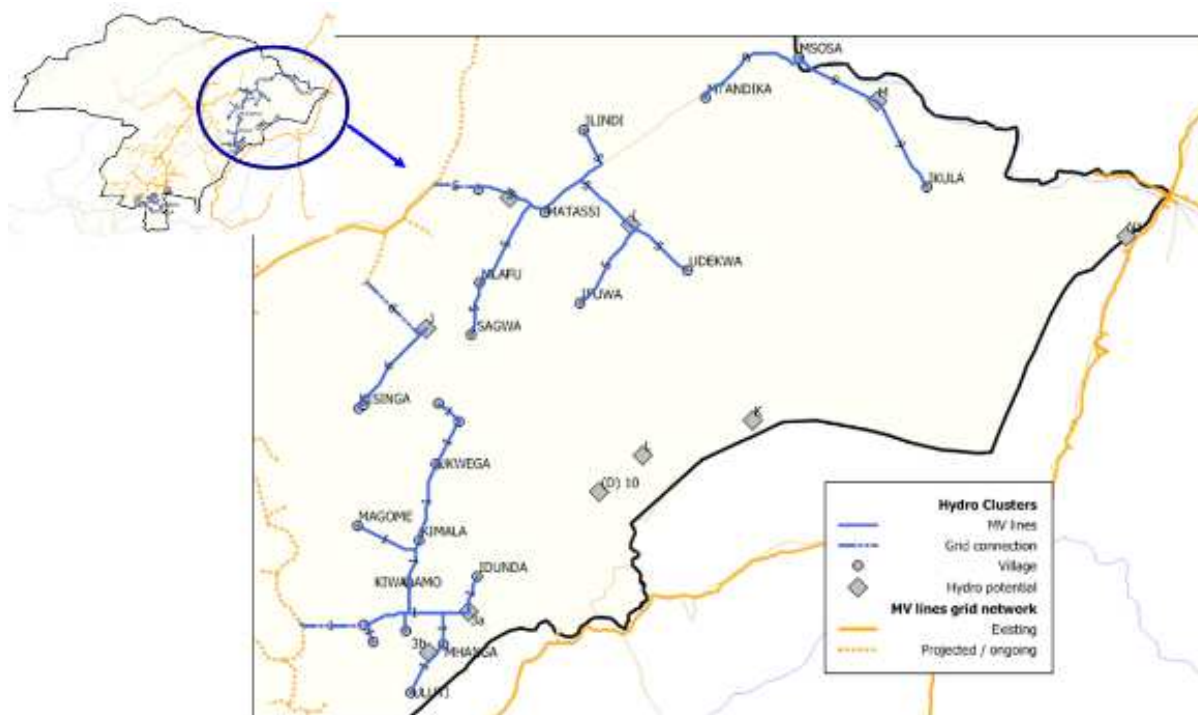
Le schéma ci-contre illustre une extension de réseau national en Tanzanie déterminée par GEOSIM Network Options.® Le module d'analyse spatiale, a identifié des localités sur la base des résultats de la demande fournis par GEOSIM Demand Analyst®. Un phasage spécifique d'extension a été réalisé afin de tenir compte des besoins en densification HTA à proximité des réseaux existants, en structuration du réseau pour atteindre des centres de développement et en électrification à bas coût (low cost design) pour électrifier les zones isolées à faible demande énergétique :

De ces simulations, découle un programme d'investissement détaillé. La réalisation de cette tâche inclut notamment les éléments suivants :

- Une analyse des renforcements et des bouclages du réseau existant et le développement progressif de ce réseau en vue de l'électrification totale optimale du pays dans le respect des objectifs en termes de nombre de branchement réalisé par phase de 5 ans. Pour ce faire, et à l'issue des simulations d'extension du réseau, des restructurations nécessaires ont été identifiées, en tenant compte des résultats du Plan Directeur Production/Transport (PDSE). Les restructurations/renforcements préconisés devront être validés par des études d'avant-projet sommaire (APS) réalisées en dehors du cadre de cette étude. L'impact du PDER (accroissement des charges, chute de tension et taux de charge des ouvrages) sur le réseau existant au niveau de la production et du transport d'énergie a été évalué et est présenté dans les résultats détaillés
- La détermination pour chacune des phases d'investissement, de l'évolution du réseau HTA et des raccordements des localités, sur une carte du réseau électrique national qui sera intégrée au Système d'Information Géographique (SIG) ;
- La présentation sur un tableau récapitulatif annuel des données techniques et financières des investissements du Plan Directeur par phase et par réseau interconnecté sur toute la période d'étude (2016-2035). Pour chaque phase, seront déterminés le nombre et le coût des équipements à mettre en œuvre (km HTA, km BT, EP, transformateurs, supports, etc.).



Exemple de projets hydro identifiés et optimisés par coût KWh en électrification rurale



Hydro Projects detailed report									
Mode: Grid integrated									
Project	Source	Size	Distance	Cluster	Substation	Transformer	Line	Cost	Unit
1	Hydro	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2	Hydro	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	Hydro	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	Hydro	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	Hydro	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	Hydro	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	Hydro	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	Hydro	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	Hydro	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	Hydro	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Exemple de synthèse des investissements par région et par année tirée de GEOSIM Network Options® pour l'extension du réseau

Grid Extension Results									
Geosim									
Administrative area	Nb Poles	Population (first year)	Distance MV lines (m)	HV lines	MV lines	LV lines	Transfo.	Meters	TOTAL
2013		44 040	148 573	0	2 125 308	1 831 550	307 000	866 600	5 130 458
Iringa	0	44 040	148 573	0	2 125,308	1,831,550	307,000	866,600	5,130,458
2014		82 975	207 279	0	3 005 547	2 605 750	328 500	1 239 700	7 179 497
Iringa	0	82 975	207 279	0	3,005,547	2,605,750	328,500	1,239,700	7,179,497

8.1.2 Synthèse des coûts de référence et paramètres requis

Au-delà des éléments préparés dans les chapitres précédents et des résultats sortis des modules d'analyse spatiale et de prévision de la demande, la réalisation des différentes simulations avec le logiciel GEOSIM® requiert un certain nombre de paramètres (Cf annexe 5, et Cf infra) desquels dépendront les résultats :

- **De paramètres généraux :** Année courante pour simulation des options ERD, Horizon de planification pour l'analyse économique, Année de référence des coûts, Population minimale des localités à électrifier, Population maximale des localités à électrifier ;
- **De paramètres de la demande :** dernier recensement (Population renseignée pour l'année), Taux de croissance de la population, Nbre de personnes / ménage électrique (/compteur), Coût global d'invest. / km de ligne HTA + transfos, Pertes de distribution, Proportion de ménages non dispersés ;
- **De paramètres économiques :** Taux d'actualisation pour l'analyse en monnaie constante, Taux d'actualisation pour l'analyse en monnaie courante, Taux de change FCFA / USD de l'année de base, Taux d'inflation extérieur si analyse en monnaie courante, Taux d'inflation national si analyse en monnaie courante, Revenu moyen par kWh perçu par la Compagnie d'Electricité, Choix du mode de calcul ;
- **De paramètres concernant spécifiquement les projets DIESEL :** Nombre de groupes par site, Consommation spécifique Diesel, Capacité maximale d'un projet Diesel, Marge de sécurité, Durée de vie d'un groupe diesel, Coût annuel de maintenance, Durée de non fonctionnement pour maintenance, Prix du gazole, Coût de transport du gazole, Coût de livraison du gazole par litre, Inflation différentielle du prix du gazole, Heures de service / jour (centrale diesel), Correction régionale ; Coût d'achat des groupes diesel, Durée de vie des groupes diesel, Consommation spécifique des groupes diesel,
- **De paramètres concernant spécifiquement les projets HYDRO :** Durée de vie de la centrale, Coût annuel de maintenance, Heures de service / jour, Générateur diesel de secours ; Coût d'achat de turbines hydro ; pour chaque site hydro (Distance maximale, Capacité, Puissance garantie, Disponibilité, Productible annuel, Investissement, Coordonnées GPS) ;
- **De paramètres concernant spécifiquement les projets BIOMASSE :** Coût annuel de maintenance, Choix du combustible de substitution, Consommation spécifique diesel / fuel lourd, Prix du gazole (déjà renseigné), Prix du fioul lourd, Heures de service / jour ; pour chaque site biomasse (Distance maximale, Capacité installée, Durée de vie du générateur, Substitut, Investissement, Résidu, Consommation spécifique résidu, Coût du résidu, Productible biomasse, Disponibilité) ;
- **De paramètres concernant spécifiquement le RESEAU ELECTRIQUE :** Nombre d'abonnés / km de ligne BT, Ratio ligne HTA / ligne BT, Coût du km de ligne BT (hors transfos), Coût du km de ligne HTA (hors transfos), Coût du compteur client BT, Coût du compteur HTA, Durée de vie ligne BT, Durée de vie ligne HTA, Durée de vie transformateur, Coût maintenance ligne BT, Coût maintenance ligne HTA, Coût maintenance transformateur, Coût de la connexion au réseau, Durée de vie connexion réseau, Coût de maintenance ;
- **De paramètres divers :** Heures de pointe / jour de semaine, Pertes des groupes, Salaire annuel moyen du personnel, Coûts de fonctionnement (% de la masse salariale), Coût du bâtiment de la centrale de production, Durée de vie du bâtiment (abri centrale), coûts d'acquisition des transformateurs, coût du personnel.

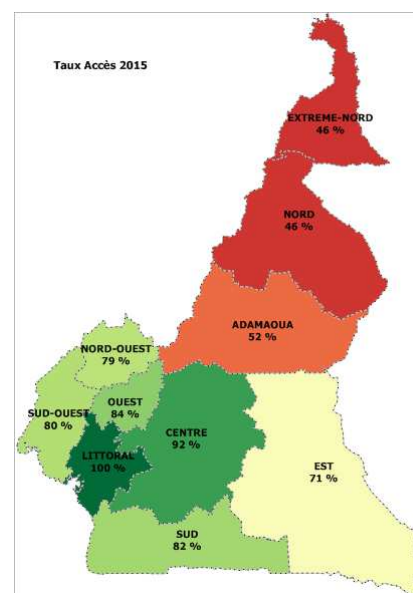
Ces paramètres permettent de réaliser une optimisation technico-économique des projets proposés. Cependant le niveau de détail des calculs économiques réalisés par GEOSIM est inférieur au niveau de détail exigé par cette étude. C'est pourquoi des études économiques plus fines ont été réalisées à l'aide d'un modèle Excel.

8.2 Application de la démarche au PDER

8.2.1 Rattrapage des disparités géographique de l'électrification

Les taux d'accès 2015 à l'électricité au Cameroun présentent une forte disparité entre les régions septentrionales et méridionales comme illustré sur la carte ci-contre. Le taux d'accès est défini comme la population vivant dans des localités électrifiées divisée par la population totale de la région. Il varie entre 46% dans les régions du Nord et de l'Extrême Nord à près de 100% dans la région du Littoral. Le taux d'accès moyen dans les 3 régions du nord (Nord ; Extrême Nord ; Adamaoua) est de 47% ; le taux moyen dans les autres régions est de 88%, la moyenne nationale est de 74%. Les trois régions du nord totalisent 7,7 millions d'habitants soit 35% de la population. Il est donc nécessaire de concentrer les efforts d'électrification dans les trois régions septentrionales pour rattraper la moyenne nationale.

Carte 10 : Taux d'accès 2015



8.2.2 Phasage de l'électrification et définition d'un ordre de priorité des localités

8.2.2.1 Définition du nombre de branchement par phase

Les termes de références définissent un objectif de 250 000 branchements par période de 5 ans dans la concession d'ENEO, soit un total de un million de branchements à réaliser sur 20 ans. Il y a environ 7 600 localités de plus de 150 habitants totalisant une population de 5,7 millions d'habitants en 2015 qui peuvent être raccordées au réseau. Compte tenu de la croissance de la population, de la taille moyenne des ménages et des taux de connexion il y a un potentiel d'environ 775 000 branchements en zone rurale à l'horizon 2035. Il y a donc un peu moins de 200 000 branchements potentiels par phase de 5 ans à réaliser pour obtenir l'électrification totale du Cameroun. Ce chiffre est légèrement inférieur aux 250 000 branchements par phase ciblés dans les termes de références.

Les taux de connexion prévus dans la prévision de la demande sont assez ambitieux : 35 à 45% entre l'année 1 et 5 après le raccordement de la localité, 60% de taux de raccordement 20 ans après l'électrification de la localité. Dans les localités déjà électrifiées les taux de raccordement effectif sont certainement plus bas que les taux pris dans la prévision de la demande. Les localités qui sont déjà électrifiées en 2015 sont de grosses localités. L'augmentation de l'accès à l'électricité passe aussi par l'intensification des réseaux BT dans ces localités. Il paraît donc naturel de répartir les ressources

allouées pour l'électrification rurale entre les localités à électrifier et les localités déjà électrifiées. Une part des 250 000 branchements par phase sera allouée à l'intensification BT dans les localités déjà électrifiées.

8.2.2.2 Phasage de l'électrification

Le plan d'électrification est divisé en 4 phases de 5 ans. Pour chaque phase des objectifs en termes de taux d'accès moyens pour la zone Nord et la zone Sud ont été définis, le rythme d'augmentation de l'électrification dans la zone Nord étant plus rapide que dans la zone Sud. La méthode de définition des localités cibles pour chaque phase procède en 2 étapes :

- A. Raccordement des localités à fort potentiel de développement
- B. Raccordement des localités sous les lignes nouvellement construites.

Ainsi le raccordement des localités à fort potentiel de développement permet de créer des axes structurants sur le réseau HTA. Le raccordement des localités sous les lignes nouvellement construites répond au vocable de la densification HTA.

Le processus n'est pas entièrement prévisible : avant de connaître le tracé définitif des nouvelles lignes, il n'est pas possible de connaître exactement le nombre des localités desservies « au passage », et donc le nombre de branchements final de chaque phase. Ce n'est qu'à l'issue de la simulation qu'on peut connaître le nombre final de branchements réalisés dans les localités à fort potentiel de développement et dans les localités desservies « au passage ».

A l'issue de l'analyse spatiale, toutes les localités rurales du Cameroun se sont vues attribuer une note sous forme d'un Indice de Potentiel de Développement (IPD). Sur la base de cet indice des pôles de développement ont été identifiés. A chaque pôle de développement est rattachée une population de couverture suivant la distance et l'importance relative de chaque pôle de développement. Un ordre de priorité de raccordement a été calculé sur la base de cette population de couverture. Cet ordre va être utilisé pour déterminer les localités prioritaires à raccorder au réseau.

8.2.2.2.1 Phase 1

Les localités raccordées en phase 1 (entre 2016 et 2020) doivent permettre d'atteindre les objectifs suivants :

- Le taux d'accès de la zone Nord atteint au moins 70%
- Le taux d'accès de la zone Sud atteint au moins 90%
- Tous les Chefs-lieux de Commune situés à moins de 20km du réseau sont électrifiés
- Toutes les localités de plus de 5000 habitants électrifiées de façon autonome, sont raccordées au réseau HTA si elles valident les conditions de la phase 1 (cf infra)

8.2.2.2.2 Phase 2

Les localités raccordées en phase 2 (entre 2021 et 2025) doivent permettre d'atteindre les objectifs suivants :

- Le taux d'accès de la zone Nord atteint au moins 90%
- Le taux d'accès de la zone Sud atteint au moins 95%

8.2.2.2.3 Phase 3

Les localités raccordées en phase 3 (entre 2026 et 2030) doivent permettre d'atteindre les objectifs suivants :

- Le taux d'accès de la zone Nord atteint au moins 95%
- Le taux d'accès de la zone Sud atteint au moins 98%

8.2.2.2.4 Phase 4

Toutes les localités de plus 150 habitants sont raccordées au réseau.

8.2.2.3 Critères de sélection des localités ciblées par l'extension du réseau

Seules les localités d'une taille suffisante peuvent justifier les investissements lourds occasionnés par l'électrification : au-dessous de 150 habitants une localité ne peut être prise en compte dans le programme d'électrification par extension du réseau.

Il n'est pas envisageable de traverser une localité avec une ligne HTA sans installer un transformateur et un réseau BT correspondant. Les localités situées sur le tracé d'une ligne programmée pour raccorder une localité à fort potentiel de développement doivent bénéficier des infrastructures permettant leur électrification. Compte tenu de l'imprécision du géo-référencement des localités et des lignes HTA une tolérance de 2km a été admise pour considérer qu'une localité est traversée par une ligne HTA et peut bénéficier d'une électrification induite.

Compte tenu de la topologie du réseau HTB et de la localisation des postes sources existants et futurs il est nécessaire de prendre en compte une limite d'extension maximale du réseau. Cette limite est variable suivant les phases afin de couvrir l'ensemble du territoire.

8.2.2.3.1 Phase 1

Les localités retenues en phase 1 doivent valider les critères suivant :

- Compter plus de 150 habitants
- Etre à moins de 20km du réseau HTA existant
- Les localités à moins de 2km des lignes HTA nouvellement créées sont électrifiées au passage

8.2.2.3.2 Phase 2

Les localités retenues en phase 2 doivent valider les critères suivant :

- Compter plus de 150 habitants
- Etre à moins de 50km du réseau HTA en fin de phase 1
- Etre à moins de 50km des postes sources programmés en 2020
- Les localités à moins de 2km des lignes HTA nouvellement créées (phase 2) ou du réseau HTA existant sont électrifiées au passage

Dans cette phase on installe des transformateurs HTA/BT dans toutes les localités de plus de 150 habitants qui sont traversées par le réseau HTA existant.

A partir de la phase 2 les localités suivantes peuvent être raccordées au même titre que les localités non électrifiées qui valident les conditions ci-dessus :

- Localités du programme solaire chinois
- Localités électrifiées de façon autonome

8.2.2.3.3 Phase 3

Les localités retenues en phase 3 doivent valider les critères suivant :

- Compter plus de 150 habitants
- Etre à moins de 50km du réseau HTA en fin de phase 2
- Etre à moins de 100km des postes sources programmés en 2030
- Les localités à moins de 2km des lignes MT nouvellement créées (phase 3) sont électrifiées au passage

8.2.2.3.4 Phase 4

Les localités retenues en phase 4 doivent valider le critère suivant :

- Compter plus de 150 habitants

8.2.2.4 Densité de clients BT

Le chiffrage des longueurs de réseaux BT à construire est basé sur la prévision du nombre de client et la densité de client par kilomètre BT.

$$L_{BT}(km) = \frac{[Nb\ Client\ BT]}{[Densité\ Client\ BT]}$$
 avec [Densité Client BT] en Client / km et le nombre de client calculé pour l'année 20 de la planification.

Tableau 62 : Densité 2014 de client BT par zone régionale

	nb client 2013	nb client 2014 ²⁴	km BT 2014	nb client /km (2014)
littoral + Sud-Ouest	319 316	346 788	3 831	91
Centre + Est + Sud	286 095	310 709	7 712	40
Ouest + Nord-Ouest	184 359	200 220	2 944	68
Nord + Extrême Nord + Adamaoua	99 074	107 598	3 086	35
Total	888 844	965 314	17 573	55

Sans surprises la densité de client BT est plus forte dans les régions abritant les zones urbaines de Yaoundé et Douala, les régions fortement rurales couvertes par le RIN ont une moyenne plus basse.

La répartition des clients BT par région est donnée dans l'annuaire MINEE 2014 :

²⁴ Statistique reconstitué sur la base de la répartition du nombre de client 2013 par ensemble régional extrapolé à 2014. Source de la répartition régionale du nombre de client 2013 : Annuaire MINEE 2014
Source de la répartition des longueurs de réseau BT : STATISTIQUE DES OUVRAGES ET CARTE RESEAU (ENEO)

Tableau 63 : Nombre de client BT par région 2006-2014

Région	Nb de Client BT								
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014 (estimé ²⁵)
Adamaoua	16 992	19 554	21 160	22 795	24 474	25 638	27 625	30 093	32 682
Centre	145 640	149 352	161 766	171 393	185 688	196 996	212 275	231 223	251 116
Est	14 766	14 858	15 317	18 013	17 810	18 081	19 484	21 221	23 047
Extrême Nord	21 574	24 870	27 041	29 452	32 056	34 091	36 734	40 008	43 450
Littoral	160 320	175 954	188 587	199 505	215 826	216 958	233 743	254 560	276 461
Nord	17 189	18 839	20 565	21 315	23 260	24 689	26 602	28 973	31 466
Nord-Ouest	33 200	35 674	37 968	45 030	45 775	53 003	57 116	62 214	67 566
Ouest	85 181	74 088	80 595	86 202	94 180	104 071	112 141	122 145	132 654
Sud	21 939	20 057	20 174	20 829	21 978	28 652	30 893	33 651	36 546
Sud-Ouest	21 456	38 866	41 962	46 524	51 333	55 178	59 456	64 756	70 327
Cameroun	538 257	572 112	615 135	661 058	712 380	757 357	816 069	888 844	965 314

Tableau 64 : Evolution 2000-2014 de la densité de client BT

Année	Nb de client BT	Long Réseau BT (km)	nb client par km	Tx de croissance nb de client BT
1996	400 763			
1997	419 894			5%
1998	427 154			2%
1999	446 829			5%
2000	451 047	10 017	45	1%
2001	451 838	10 116	45	0%
2002	493 766	10 223	48	9%
2003	504 131	10 330	49	2%
2004	506 621	10 560	48	0%
2005	526 788	11 349	46	4%
2006	536 974	12 138	44	2%
2007	570 787	13 472	42	6%
2008	615 135	13 605	45	8%
2009	661 058	13 720	48	7%
2010	712 380	13 845	51	8%
2011	757 357	14 631	52	6%
2012	816 069	15 418	53	8%
2013	888 844	16 204	55	9%
2014	965 314	17 573	55	9%

La moyenne nationale de la densité de client BT passe de 45 à 55 client/km en 15 ans, montrant ainsi une plus forte croissance du nombre de client que des longueurs des réseaux BT, ce qui traduit bien la

²⁵ Seul le nombre total de client BT 2014 est connu, la répartition est estimée sur la base de la répartition 2013.

tendance actuelle de densification sous les lignes existantes et de campagnes de branchement dans les zones péri-urbaines.

Par ailleurs le consultant a pu collecter le benchmark suivant dans les différents pays où il est intervenu à propos de cette statistique :

Tableau 65 : Densité de client BT en Afrique

Zone	Densité : Client / km BT
Mali	50
Bénin – Péri-urbain	25
Sénégal - Zigunichor	34
Sénégal-Foundiounne	29
Mauritanie	25-30
Tanzanie	30
Burkina	30

La plupart de ces statistiques ont été calculée sur la base d'un adressage des clients potentiels dans des localités en cours d'électrification pour lesquels les réseaux BT et les clients étaient géo référencés.

Au vu de ces différentes statistiques, la valeur moyenne retenue de densité de client BT/km est de 35.

8.2.3 Résultats des simulations d'extension du réseau

Les simulations d'extension du réseau par GEOSIM aboutissent à définir la date de raccordement au réseau (par phase de 5 ans) des 7 642 localités de plus de 150 habitants du Cameroun qui ne sont pas encore raccordées au réseau HTA. La liste des localités ventilée par phase et par région est présentée en annexe 3.

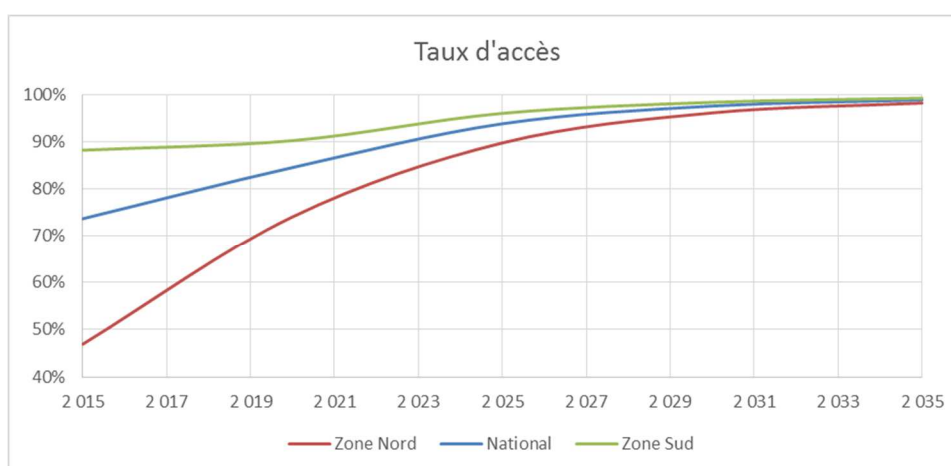
8.2.3.1 Taux d'accès

A l'horizon de la planification les taux d'accès dans toutes les régions atteignent environ 99%. Quelques localités de moins de 150 habitants ne sont pas électrifiées par le réseau. Elles comptent au total environ 350 000 habitants soit à peine 1% de la population totale du Cameroun.

Tableau 66 : Taux d'accès 2015-2035

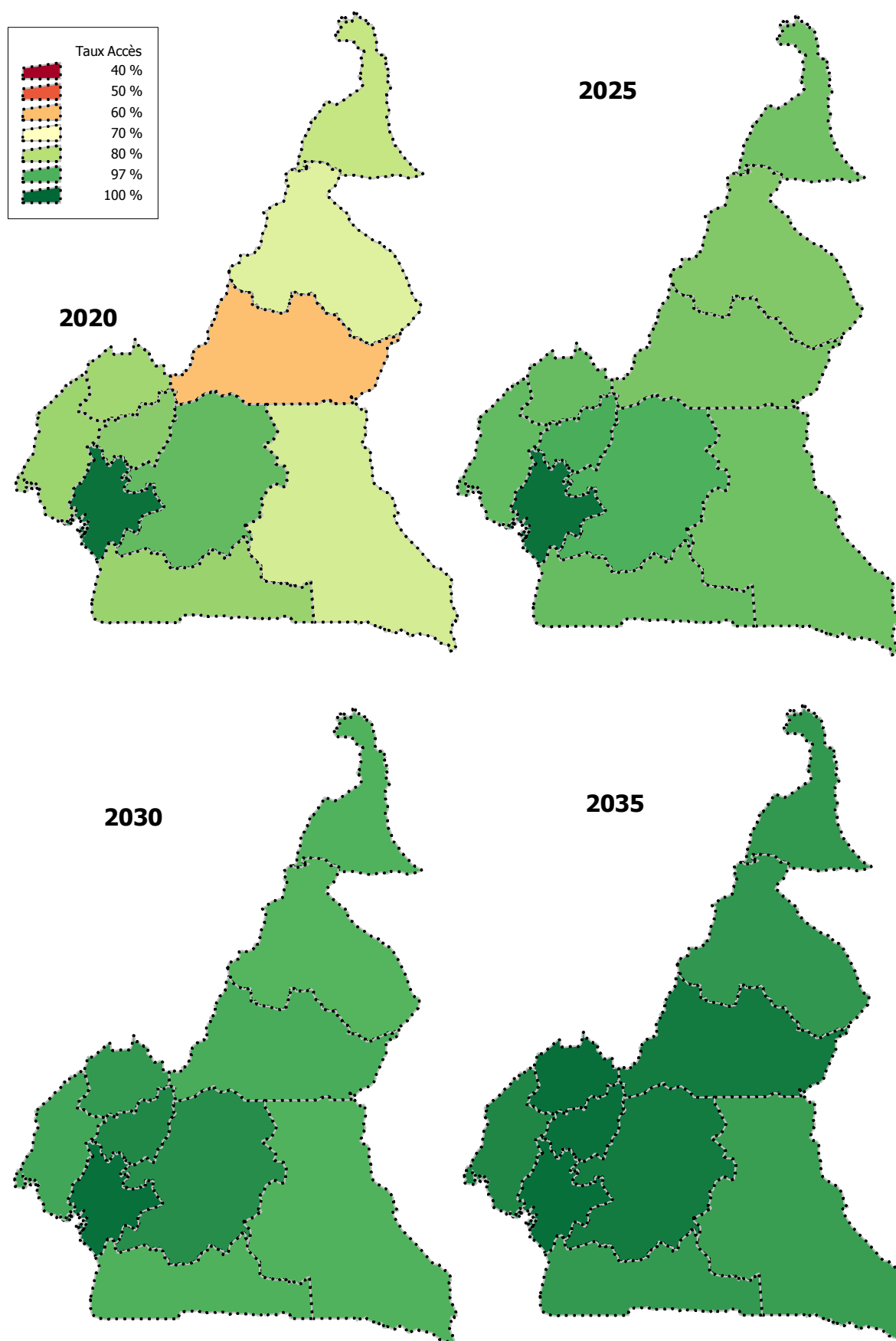
Région	Taux d'accès				
	2 015	2 020	2 025	2 030	2 035
ADAMAOUA	52%	60%	90%	97%	99%
CENTRE	92%	93%	97%	98%	99%
EST	71%	76%	91%	96%	98%
EXTREME-NORD	46%	78%	91%	96%	98%
LITTORAL	100%	100%	100%	100%	100%
NORD	46%	74%	88%	95%	98%
NORD-OUEST	79%	83%	93%	98%	100%
OUEST	84%	87%	97%	99%	100%
SUD	82%	85%	93%	97%	98%
SUD-OUEST	80%	84%	93%	97%	99%
Total	74%	85%	94%	98%	99%
Nord	47%	74%	90%	96%	98%
Sud	88%	90%	96%	98%	99%

Figure 28 : Taux d'accès 2015-2035



L'objectif du PNUD et de SE4ALL d'accès total à l'horizon 2030 peut être considéré comme atteint : en 2030, 98% de la population Camerounaise vivra dans une localité électrifiée et aura donc soit un accès direct à l'électricité, soit un accès indirect via l'électrification des services sociaux que sont les écoles, centres de santé et administrations publiques ou privées.

Carte 11 : Taux d'accès 2020-2035



8.2.3.2 Nombre de branchements

L'augmentation des taux d'accès se traduit en termes de branchement par les statistiques suivantes :

Tableau 67 : Nombre de branchements par phase

Région	Nb de branchements par phase			
	Phase 1	Phase 2	Phase 3	Phase 4
ADAMAOUA	7 705	30 107	19 286	17 474
CENTRE	2 641	13 688	12 055	10 503
EST	3 466	12 214	8 021	7 408
EXTREME-NORD	94 739	69 176	68 492	65 611
LITTORAL	0	95	587	345
NORD	54 375	45 496	46 043	43 334
NORD-OUEST	5 452	15 967	15 560	12 943
OUEST	4 779	17 479	8 914	9 979
SUD	1 844	6 008	5 504	4 498
SUD-OUEST	4 221	12 464	10 736	9 148
Total	179 222	222 694	195 198	181 243
Zone Nord	87%	65%	69%	70%
Zone Sud	13%	35%	31%	30%

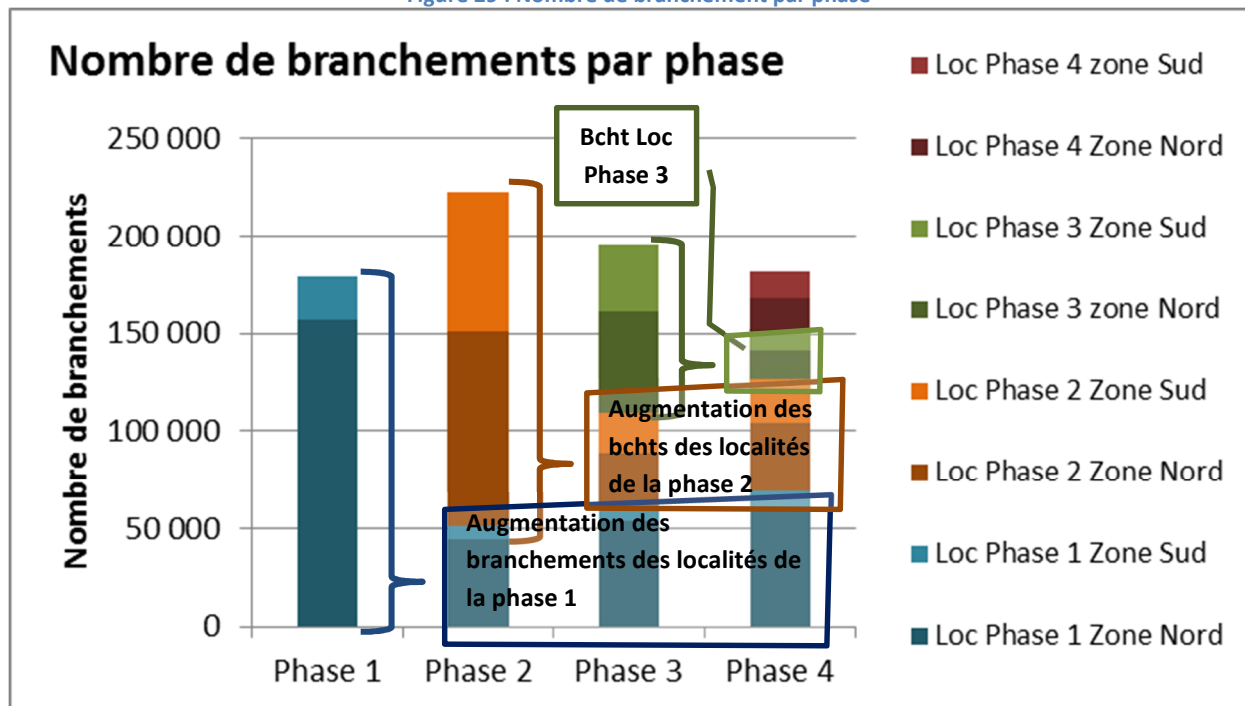
Ainsi l'effort plus accentué demandé dans les régions du Nord pour rattraper les disparités géographiques est traduit par la réalisation de 87% des branchements dans les régions de l'Adamaoua, du Nord et de l'Extrême Nord en phase 1. Dans les phases suivantes entre 65% et 70% des branchements sont réalisés dans ces régions. Comme indiqué plus haut, l'enveloppe totale de un million de branchements laisse de la place pour l'intensification des branchements BT dans les localités déjà électrifiées. Les branchements à réaliser dans ces localités sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 68 : nombre de branchements dévolus à l'intensification BT

	Phase 1	Phase 2	Phase 3	Phase 4
Intensification BT	70 778	27 306	54 802	68 757

Du fait de l'augmentation continue du nombre des taux de connexion et de la croissance de la population, une localité raccordée en 2016 voit son nombre de clients augmenter sur toute la période de planification. Les branchements à réaliser en phase 2 sont donc la somme des branchements effectués dans les localités raccordées pendant la phase 2 et des branchements additionnels des localités de la phase 1. Le graphique suivant présente la répartition des branchements par phase.

Figure 29 : Nombre de branchement par phase



Le nombre de branchements à réaliser par phase suit une courbe en cloche qui traduit la progressivité de l'effort à réaliser pour l'électrification totale du Cameroun. L'effort va croissant au cours des 10 premières années. Au cours des 10 suivantes l'essentiel de l'électrification est assuré. Il ne reste à électrifier que des localités de taille modeste. Le nombre de branchements à réaliser dans les localités qui seront électrifiées en phase 3 et 4 est plus restreint du fait de leur taille plus faible.

8.2.3.3 Taux d'électrification

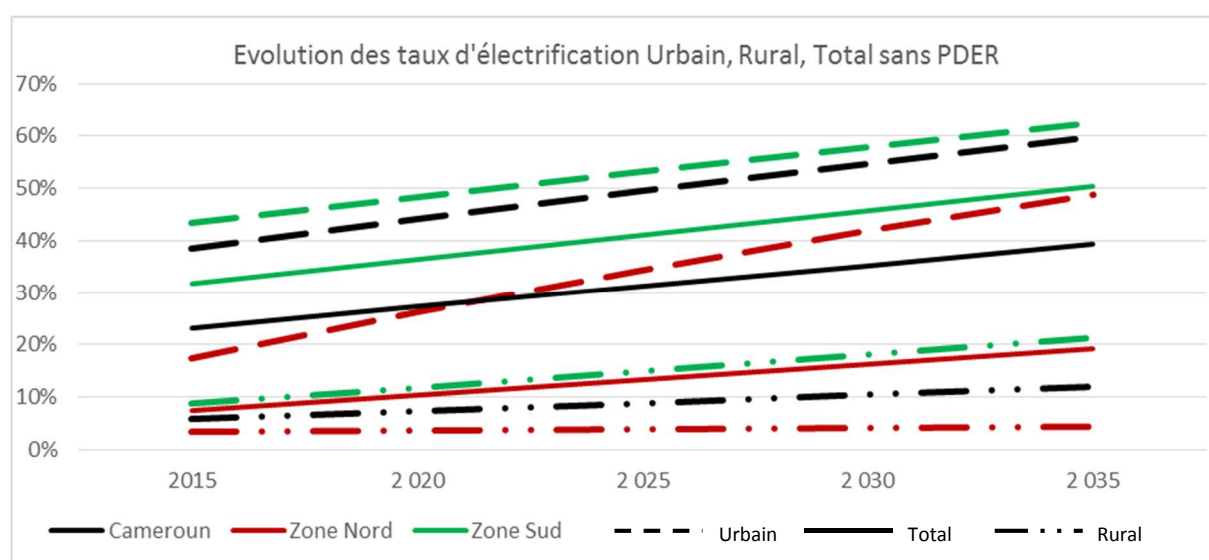
Afin de calculer l'évolution du taux d'électrification au niveau national il est nécessaire de faire des hypothèses sur l'évolution de ce taux dans les localités déjà électrifiées. Ainsi des taux cibles en 2035 ont été définis. L'évolution de 2015 à 2035 a été supposée linéaire. Le tableau suivant présente l'évolution des taux d'électrification dans les localités qui sont déjà raccordées au réseau en 2015, et qui sont hors du périmètre du PDER.

Tableau 69 : évolution du taux d'électrification dans les localités raccordées en 2015

Régions	taux d'électrification dans les localités raccordées en 2015				
	2015	2020	2025	2030	2 035
Adamaoua	30%	35%	40%	45%	50%
Centre	37%	44%	51%	58%	65%
Est	22%	27%	31%	36%	40%
Extrême Nord	13%	20%	27%	33%	40%
Littoral	46%	52%	58%	64%	70%
Nord	15%	22%	30%	37%	45%
Nord-Ouest	26%	29%	33%	36%	40%
Ouest	48%	52%	57%	61%	65%
Sud	34%	39%	44%	50%	55%
Sud-Ouest	33%	39%	44%	50%	55%

Si le plan présenté dans ce rapport ne se réalise pas, et qu'aucune nouvelle localité n'est électrifiée les taux d'électrification évolueront comme suit :

Figure 30 : Evolution des taux d'électrification, hors nouvelles localités rurales électrifiées



Sans mise en œuvre du PDER, le taux d'électrification passera 6% à 12% en zone rurale, et de 23% à 39% au niveau national.

Si on prend en compte le million de branchements à réaliser dans le cadre du PDER, il est possible de calculer le nombre de clients total par région en additionnant les clients issus des localités déjà électrifiées et les clients issus du programme d'électrification étudié dans le PDER.

Tableau 70 : nombre total de clients BT

	Nb de clients BT total				
	2015	2 020	2 025	2 030	2 035
Adamaoua	33 277	52 465	96 926	132 935	169 665
Centre	255 686	350 953	470 022	609 724	769 826
Est	23 466	43 513	68 833	92 929	119 195
Extrême Nord	44 241	180 321	289 486	408 579	533 842
Littoral	281 492	358 277	447 589	551 608	669 724
Nord	32 038	114 875	189 457	272 790	360 782
Nord-Ouest	68 796	106 917	150 015	203 690	259 238
Ouest	135 068	181 841	239 058	291 613	354 454
Sud	37 211	54 820	75 741	100 848	127 500
Sud-Ouest	71 607	108 264	150 241	198 877	251 034
Cameroun	982 883	1 552 246	2 177 367	2 863 594	3 615 259
Zone Nord	109 556	347 660	575 869	814 304	1 064 289
Zone Sud	873 327	1 204 586	1 601 498	2 049 290	2 550 970
TCAM national		7%	6%	5%	4%

Entre 2015 et 2035 le nombre de clients BT au Cameroun passera d'environ 980 000 à environ 3,6 millions. Il y aura donc de l'ordre de 2.6 millions de nouveaux clients sur la période dont 1 million dans les zones d'action du PDER. Le taux de croissance du nombre de clients BT d'ENEO entre 2012 et 2014 était d'environ 8,6%. Pour atteindre ces 2.6 millions de clients BT supplémentaires ENEO devra poursuivre un effort similaire et augmenter le nombre de clients d'environ 7% par an sur la période 2015-2020, puis au moins à 6%, 5% et 4% sur 2020-2035.

Cette augmentation du nombre de clients se traduit par une augmentation du taux d'électrification²⁶. Le taux national reste tiré par la zone Sud, et notamment les zones urbaines de Douala et Yaoundé où le taux d'électrification fait plus que doubler car il passe de 25% à 54% en 20 ans. **En 2035, le taux d'électrification de 54% est à comparer à un taux de 39% sans le PDER.**

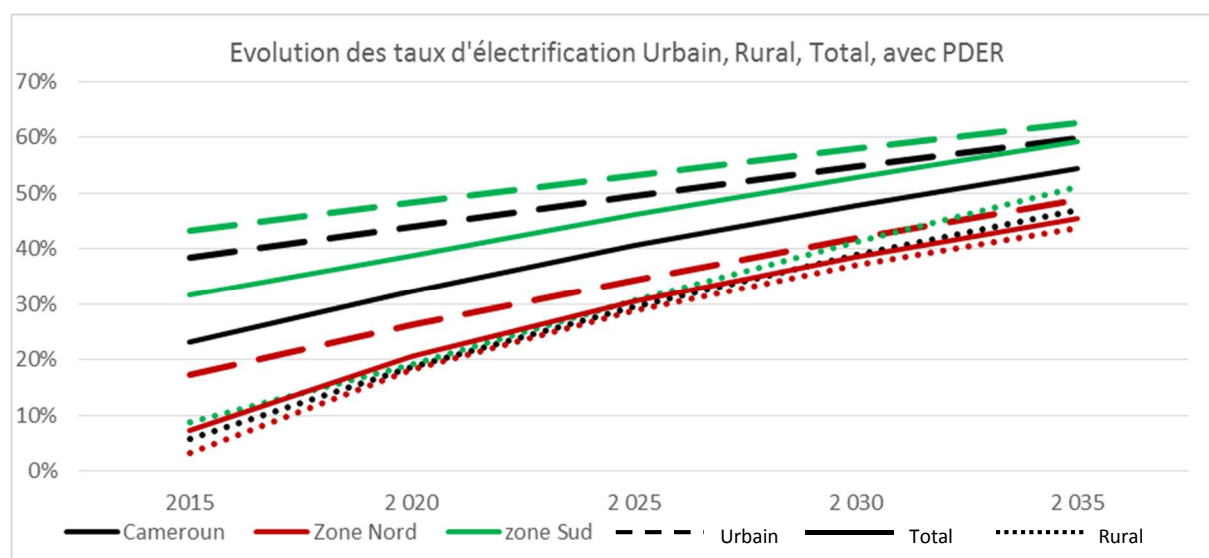
Dans les zones rurales le taux d'électrification est multiplié par 5 et passe de 6% à 47%. **Le taux d'électrification en zone rurale en 2035 avec le PDER sera de 47%, sans le PDER il ne sera que de 12%, le PDER permettra donc de multiplier par 4 le taux d'électrification en zone rurale.** Les tableaux et figures suivantes présentent le détail de ces indicateurs, ventilé par région.

²⁶ Il s'agit en réalité ici d'un taux d'électrification étendu : stricto sensu le « taux d'électrification » désigne le rapport entre le nombre de ménages électrifiés et le nombre de ménages total. Il n'a pas été possible au Cameroun de connaître la distinction entre le nombre d'abonnés BT domestiques et professionnels. Le « taux d'électrification » calculé ici est le rapport [abonnés BT]/[Nombre de ménages]

Tableau 71 : Taux d'électrification final : Urbain + Rural, prenant en compte le PDER

	Taux d'électrification final				
	2015	2020	2025	2030	2035
Adamaoua	15%	20%	33%	41%	47%
Centre	32%	39%	47%	55%	62%
Est	15%	24%	34%	41%	48%
Extrême Nord	6%	21%	30%	38%	44%
Littoral	43%	49%	54%	60%	66%
Nord	6%	21%	30%	39%	47%
Nord-Ouest	19%	26%	33%	40%	46%
Ouest	38%	45%	53%	58%	63%
Sud	26%	34%	42%	50%	57%
Sud Ouest	25%	34%	42%	49%	56%
Cameroun	23%	32%	41%	48%	54%
Zone Nord	7%	21%	30%	39%	45%
Zone Sud	32%	39%	46%	53%	59%

Figure 31 : Evolution des taux d'électrification urbain, rural, total, réalisation du PDER



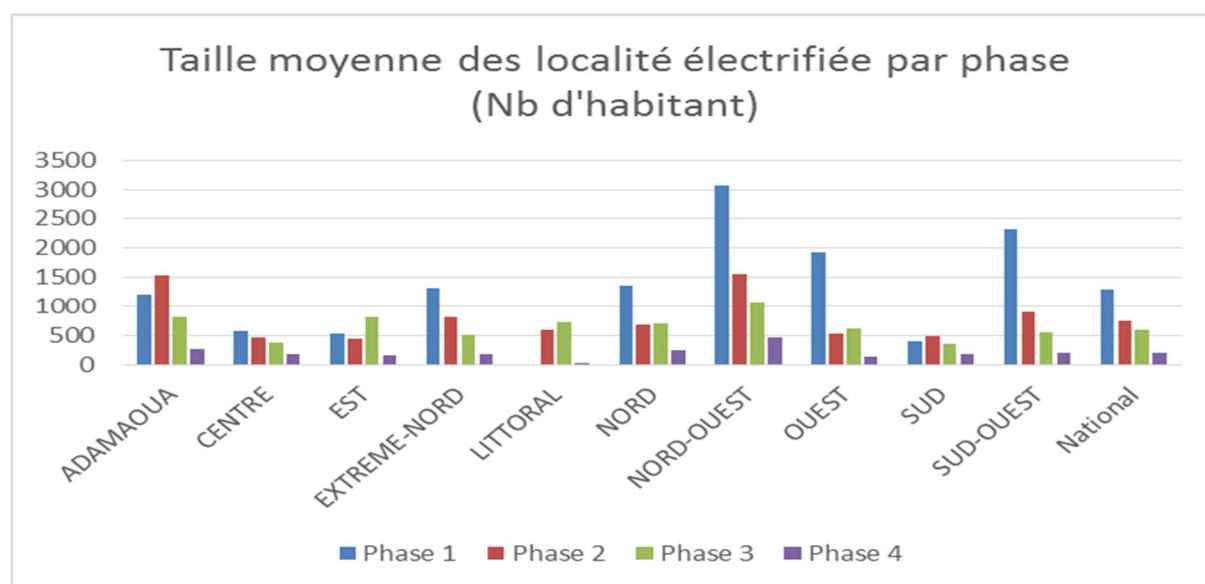
8.2.3.4 Taille des localités raccordées au réseau MT

Le tableau suivant présente la taille moyenne des localités électrifiées suivant les phases.

Tableau 72 : Taille moyenne des localités électrifiées par phase

Taille moyenne des localités électrifiées par phase				
Région	Phase 1	Phase 2	Phase 3	Phase 4
ADAMAOUA	1 215	1 535	806	259
CENTRE	572	463	376	185
EST	530	439	809	149
EXTREME-NORD	1 309	814	512	169
LITTORAL		598	715	34
NORD	1 358	682	703	242
NORD-OUEST	3 067	1 565	1 068	458
OUEST	1 924	521	621	138
SUD	397	489	354	173
SUD-OUEST	2 315	894	541	192
Cameroun	1 285	752	596	200

Figure 32 : Taille moyenne des localités électrifiées par phase

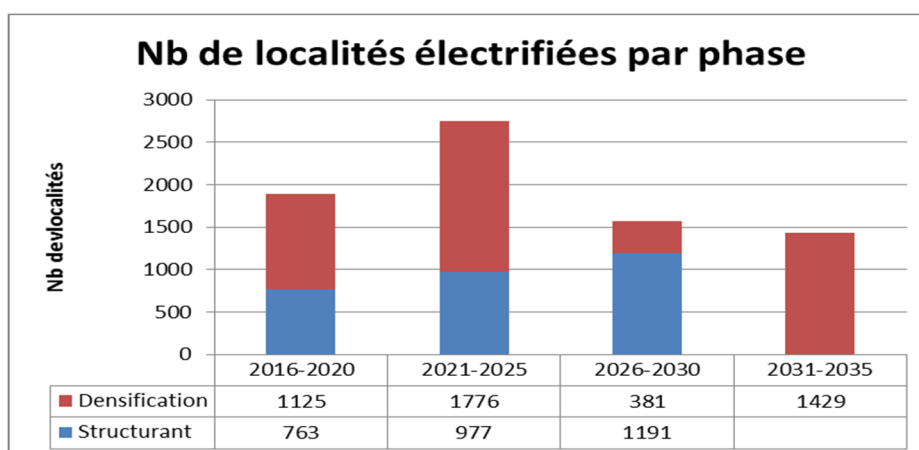


Dans la plupart des régions, la taille moyenne des localités décroît dans le temps. Ce résultat est le reflet de la méthodologie adoptée qui se concentre d'abord sur les plus grosses localités. En phase 1 la moyenne nationale de la population des localités raccordées est d'environ 1300 habitants. Cette taille moyenne passe ensuite à 750, 600 et 200 habitants selon les phases. Dans certaines régions la taille des localités n'est pas décroissante avec le temps. Cela s'explique par le fait que les limites d'extension du réseau augmentent en incluant des localités plus grosses auparavant trop éloignées du réseau pour pouvoir faire partie du programme d'extension du réseau HTA. En phase 1 aucune localité de la région Littoral n'est raccordée. En effet cette région est principalement constituée de l'agglomération de Douala. Seules de toutes petites localités ne sont pas raccordées dans cette région.

8.2.3.5 Nombre de localités raccordées au réseau HTA

De même que le nombre de branchements, le nombre de localités raccordées par phase présente une courbe en cloche. Deux types de localités sont distingués dans la figure ci-dessous : « structurant » et « densification ». Les localités structurantes sont les localités présentant un fort potentiel de développement. Les localités de « densification » sont les localités raccordées au passage.

Figure 33 : Nombre de localités électrifiées par phase



La part de localités de densification est plus forte en phase 2 car toutes les localités sous le réseau construit en phase 2 et sous le réseau existant sont incluses dans la cible d'électrification. En phase 4 on considère que toutes les localités sont des localités de densification car toutes les localités à fort potentiel de développement ont été électrifiées en phases 1 à 3.

Entre 1 500 et 3 000 localités par phase, soit entre 300 et 600 localités par an sont raccordées au réseau HTA.

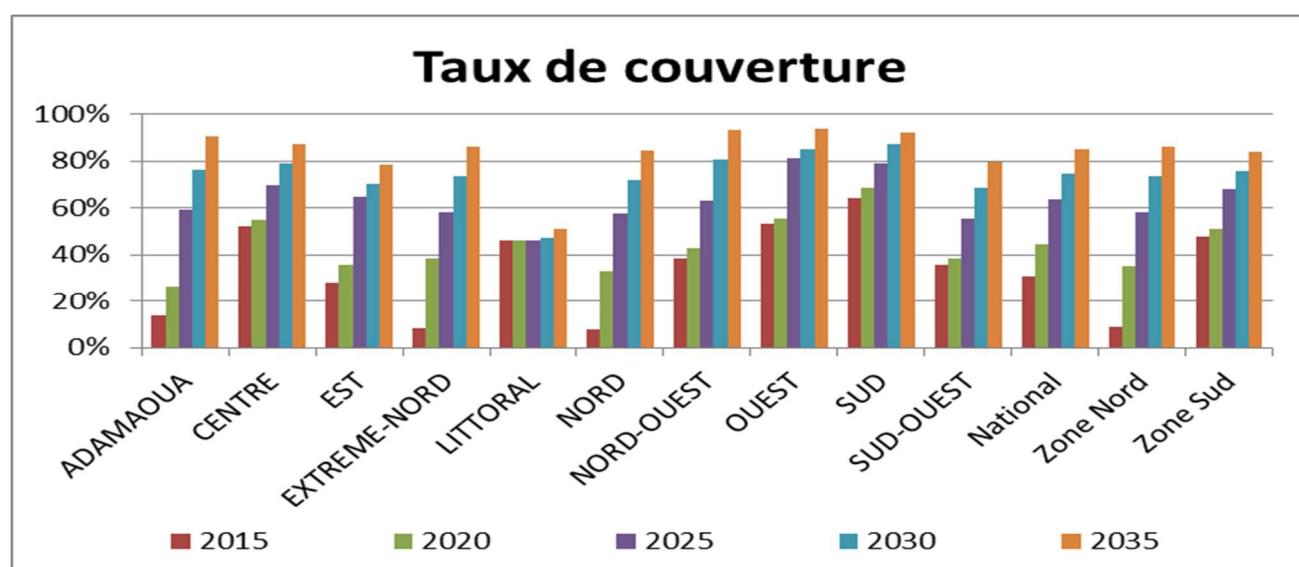
8.2.3.6 Taux de couverture

A la fin de la planification toutes les localités de plus de 150 habitants en 2015 sont raccordées au réseau HTA. Les taux de couverture (nb de localités électrifiées/nb total de localités) dépassent 80% dans presque toutes les régions.

Tableau 73 : Taux de couverture 2015-2035

	Taux de couverture				
	2015	2020	2025	2030	2035
ADAMAOUA	14%	26%	59%	76%	90%
CENTRE	52%	55%	69%	79%	87%
EST	28%	36%	65%	70%	78%
EXTREME-NORD	9%	38%	58%	73%	86%
LITTORAL	46%	46%	46%	47%	51%
NORD	8%	33%	58%	72%	85%
NORD-OUEST	38%	43%	63%	80%	93%
OUEST	53%	56%	81%	85%	94%
SUD	64%	69%	79%	87%	92%
SUD-OUEST	36%	38%	55%	68%	80%
National	31%	44%	64%	75%	85%
<i>Zone Nord</i>	9%	35%	58%	73%	86%
<i>Zone Sud</i>	48%	51%	68%	76%	84%

Figure 34 : Taux de couverture 2015-2035



8.2.3.7 Impact du programme d'électrification rurale sur le système électrique

Le raccordement au réseau HTA d'un grand nombre de localités va faire croître significativement l'appel de charge sur tous les réseaux interconnectés du Cameroun. Il est nécessaire de faire le bilan de l'énergie supplémentaire nécessaire pour alimenter ces charges ainsi que la puissance de pointe appelée. Le chapitre sur la prévision de la demande décrit le modèle utilisé, mais ce n'est qu'à l'étape des simulations d'extension du réseau que l'on peut connaître la date de raccordement de chaque localité et faire la prévision de la demande.

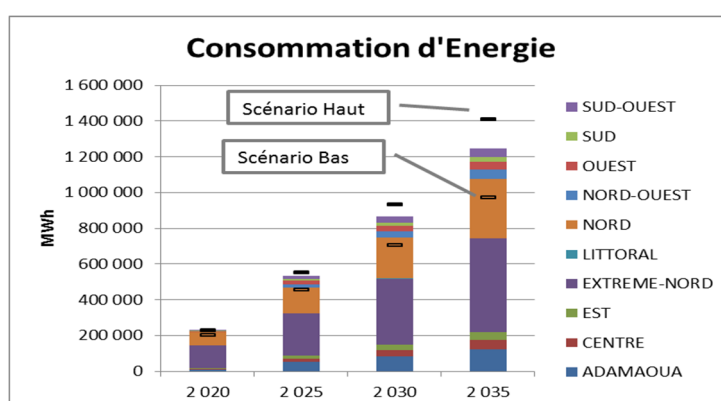
Trois scénarios de prévision de la demande ont été étudiés. Un seul scénario d'extension du réseau a été pris en compte. Il y a donc 3 scénarios de demande finale à étudier.

8.2.3.7.1 Demande globale

Tableau 74 : Energie consommée 2020-2035

Energie consommée (MWh)					
	Scénario de référence				
	2020	2025	2030	2035	TCAM 2020-2035
ADAMAOUA	10 308	51 096	84 914	123 668	13,2%
CENTRE	2 872	17 952	33 875	51 461	15,5%
EST	3 875	18 113	30 194	44 097	12,9%
EXTREME-NORD	126 541	237 022	368 820	524 304	7,4%
LITTORAL	-	104	768	1 214	
NORD	73 067	144 699	230 634	330 434	7,8%
NORD-OUEST	4 345	18 145	34 764	53 092	13,3%
OUEST	3 910	18 865	30 284	45 048	13,0%
SUD	2 001	8 945	16 510	24 608	13,4%
SUD-OUEST	3 923	17 806	32 940	49 753	13,5%
Total scénario référence	230 841	532 747	863 703	1 247 678	8,8%
Total Scénario Haut	233 441	554 854	933 770	1 411 438	9,4%
Total Scénario Bas	205 716	457 452	709 757	975 869	8,1%

Figure 35 : Energie consommée 2020-2035



Cette demande en énergie représente de 3% à 10% de la demande nationale totale BT et HTA prévue pour le Cameroun dans le PDSEN (Rapport d'Etude de la Demande page 100). Les valeurs présentées ci-dessous ne prennent pas en compte les grands projets énergivores. La demande au niveau globale est donc cohérente avec le plan de développement du secteur électrique.

Tableau 75 : Comparaison PDER/PDSEN

Consommation totale Nationale du Cameroun en MWh/an (PDSEN 2012 page 100)				
PDSEN	2020	2025	2030	2035
Haut	6 709 194	9 361 419	13 224 647	17 348 686
Médian	6 357 413	8 597 352	11 850 796	15 190 581
Bas	5 225 349	6 544 910	8 113 728	9 912 055
Part du PDER dans demande totale				
Haut	3%	6%	7%	8%
Médian	4%	6%	7%	8%
Bas	4%	7%	9%	10%

La plus grande partie de l'énergie qui sera appelée par les localités raccordées dans le cadre du PDER est localisée dans les régions du Nord (26%) et de l'Extrême Nord (42%). La demande finale dans le RIN est de l'ordre de 430 (2025) et 1 000 GWh (2035) ; le PDSEN prévoit environ 630 (2025) et 1 000 GWh (2035) de demande BT + HTA (page 103) pour le RIN scénario Médian. Le PDER aboutit donc à une demande plus forte dans cette zone que ce que le PDSEN avait envisagé. Si à l'horizon 2035 le RIS et le RIN sont interconnectés le transfert d'énergie vers le nord ne devrait pas poser de problème. Cependant d'ici à l'échéance de l'interconnexion RIS-RIN le programme d'électrification rurale pourrait déboucher sur un déficit d'énergie dans le RIN.I. Il faudra donc revoir le plan d'expansion des moyens de production dans la zone, éventuellement en accélérant les dates d'arrivée de certains ouvrages hydro-électriques. Cette étude dépasse le cadre du Plan Directeur d'Electrification Rurale du Cameroun.

Le taux de croissance final annuel moyen calculé sur 2012-2035 dans le PDSEN est de 6.72% pour le scénario médian (Haut : 7.22%, Bas : 4.57%). Le PDER aboutit à des taux de croissance sensiblement plus élevés (8.1% à 9.4%) pour la demande qui lui est directement imputable. Ceci est dû au fait que dans le PDSEN la majeure partie de l'augmentation de la demande est portée par les zones urbaines où l'augmentation de la demande n'est due qu'à la densification autour des réseaux existants et à des extensions limitées de la couverture du réseau. Dans le périmètre du PDER le potentiel de nouveaux clients est beaucoup plus dense qu'au niveau national d'où ces taux plus élevés.

8.2.3.7.2 Puissance appelée

GEOSIM calcule la puissance appelée par chaque localité raccordée au réseau. Le graphique suivant présente la répartition de cette charge par région. La question de la faisabilité technique vis-à-vis des chutes de tension et de la charge des sous-stations est traitée dans le paragraphe suivant. De même que pour la consommation d'énergie, la puissance additionnelle appelée par les localités raccordée dans le cadre du PDER se situe principalement dans les régions du Nord et de l'Extrême Nord.

Figure 36 : Pointe 2020-2035 – scénario de référence

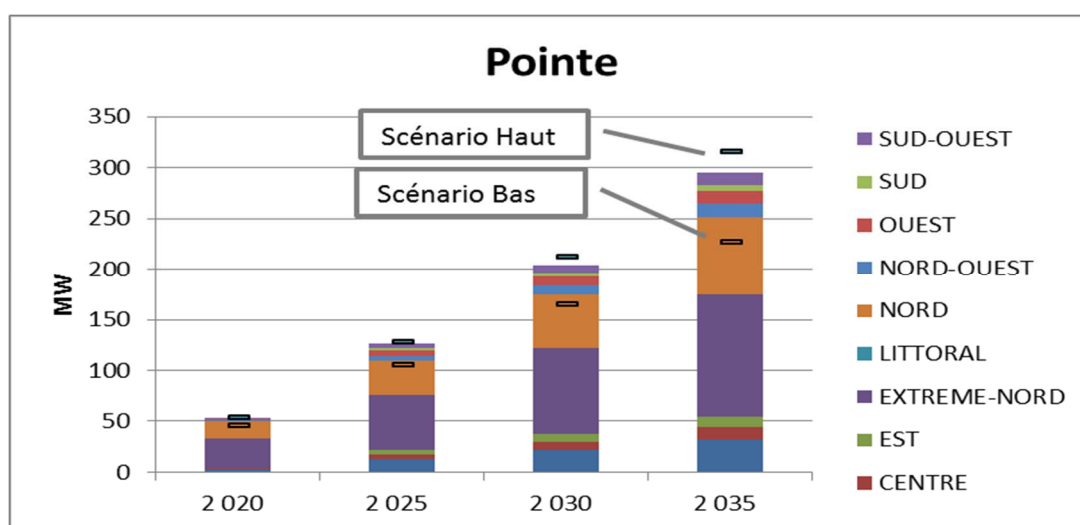


Tableau 76 : Pointe 2020-2035

	Pointe (MW)				TCAM
	Scénario de Référence				
	2020	2025	2030	2035	
ADAMAOUA	2,6	13,1	21,8	31,7	13,2%
CENTRE	0,7	4,2	8,0	12,2	15,6%
EST	0,9	4,4	7,3	10,6	13,0%
EXTREME-NORD	28,9	54,4	84,7	120,2	7,4%
LITTORAL		0,0	0,2	0,3	
NORD	16,7	33,3	53,2	76,1	7,9%
NORD-OUEST	1,2	4,8	9,2	14,0	13,3%
OUEST	1,0	5,0	7,9	11,9	13,0%
SUD	0,5	2,2	4,0	5,9	13,4%
SUD-OUEST	1,0	4,5	8,3	12,6	13,4%
Total scénario de référence	53,6	125,9	204,5	295,5	8,9%
Total Scénario Haut	54,0	128,8	213,4	316,1	9,2%
Total Scénario bas	46,6	106,1	165,4	227,8	8,3%

Le tableau suivant présente la charge ramenée au poste source pour tous les postes sources. Les données sont présentées pour :

- 2015 : localités déjà électrifiées
- 2025 : localité déjà électrifiées en 2015 ; localités électrifiées entre 2016 et 2025
- 2025 : part du programme d'électrification rurale dans la charge additionnelle des postes

Comme expliqué plus bas, la prévision de la charge pour les localités déjà électrifiée est basée sur les prévisions du PDSN. Certains postes sources de 2025 sont issus du PDSN, de la planification interne d'ENEO ou de la programme d'investissement du MINEE, les autres sont issus des recommandations du consultant suite aux études de validation électrique du réseau MT (cf infra).

Tableau 77 : Charge au poste source

Nom de poste ou de zone d'action des postes ²⁷	Puissance (kW)				Part PDER 2025 (%)	RI
	2015	2025 (localités électrifiées en 2015)	2025 (localités électrifiées entre 2016 et 2025)	Total 2025		
Douala	318 179	664 013	138	664 151	0,0%	RIS
Yaoundé	219 739	399 159	351	399 510	0,1%	RIS
Bafoussam	46 475	96 909	6 827	103 736	6,6%	RIS
Limbe	28 450	59 809	432	60 241	0,7%	RIS
Bamenda	26 832	44 369	3 142	47 511	6,6%	RIS
Bertoua	24 323	41 881	1 243	43 124	2,9%	RIE
Maroua	19 743	18 331	12 344	30 675	40,2%	RIN
Garoua	18 448	39 281	6 248	45 529	13,7%	RIN
Edéa	16 409	29 549	27	29 576	0,1%	RIS
Nkongsamba	13 607	11 687	0	11 687	0,0%	RIS
Njombe	11 471	6 201	64	6 265	1,0%	RIS
N'Gaoundéré	11 188	13 139	3 508	16 647	21,1%	RIN
Njock Nkong	10 213	4 598	262	4 860	5,4%	RIS
Kribi	9 514	19 876	213	20 089	1,1%	RIS
Mbalmayo	9 446	10 772	1 013	11 785	8,6%	RIS
Guider	6 279	8 365	4 891	13 256	36,9%	RIN
Ebolowa	6 044	11 605	538	12 143	4,4%	RIS
Lagdo Centrale	5 333	6 390	7 467	13 857	53,9%	RIN
Kumba		17 726	1 549	19 275	8,0%	RIS
Bafang		16 710	464	17 174	2,7%	RIS
Bafia		14 608	526	15 134	3,5%	RIS
Nachtigal		14 568	606	15 174	4,0%	RIS
Akonolinga		12 651	971	13 622	7,1%	RIS
Nyom		11 486	334	11 820	2,8%	RIS
Obala		10 369	256	10 625	2,4%	RIS
Batouri		8 885	1 187	10 072	11,8%	RIE
Sangmelima		7 684	220	7 904	2,8%	RIS
Mamfe		7 393	687	8 080	8,5%	RIS
Meiganga		5 677	3 488	9 165	38,1%	RIN
Mayo Oulo		5 655	7 133	12 788	55,8%	RIN
Mora		4 833	5 579	10 412	53,6%	RIN
Mangombe		4 692	50	4 742	1,1%	RIS
Kousseri		4 594	2 176	6 770	32,1%	RIN
Mokolo		4 569	6 217	10 786	57,6%	RIN
Menchum		4 346	1 393	5 739	24,3%	RIS
Mfou		4 034	453	4 487	10,1%	RIS
Soa		3 930	23	3 953	0,6%	RIS
Yagoua		3 726	13 895	17 621	78,9%	RIN
Njock		3 348	44	3 392	1,3%	RIS
Autotransfo Lagdo Est		2 671	2 098	4 769	44,0%	RIN
Kaele		2 411	4 837	7 248	66,7%	RIN
Tibati		2 300	937	3 237	28,9%	RIN

²⁷ Pour Yaoundé et Douala, les zones d'action rurales des postes urbains n'ont pas été distinguées. Toute la charge considérée ne s'applique pas sur un unique poste mais sur plusieurs postes.

Nom de poste ou de zone d'action des postes ²⁷	Puissance (kW)				Part PDER 2025 (%)	RI
	2015	2025 (localités électrifiées en 2015)	2025 (localités électrifiées entre 2016 et 2025)	Total 2025		
Djiddel		2 078	4 465	6 543	68,2%	RIN
Ngaoundal		1 442	314	1 756	17,9%	RIN
Mekin		1 335	524	1 859	28,2%	RIE
Nkout		986	44	1 030	4,3%	RIS
Pouma		885	7	892	0,8%	RIS
Tignere		798	1 855	2 653	69,9%	RIN
Boula Ibib		785	3 821	4 606	83,0%	RIN
Makary		256	5 135	5 391	95,3%	RIN
Mayo Darle Nord		0	3 509	3 509	100,0%	RIN
Yola		0	2 299	2 299	100,0%	RIN
Bini Warak		0	1 059	1 059	100,0%	RIN
Yokadouma		0	708	708	100,0%	RIE
Colomines		0	333	333	100,0%	RIE
Memvele		0	219	219	100,0%	RIS
Ngolya		0	181	181	100,0%	RIE
Mbalam		0	49	49	100,0%	RIE
NKOUT Mine		0	39	39	100,0%	RIE

8.2.3.8 Estimation des quantitatifs matériel et investissement requis

Les tableaux suivant présentent le détail des quantitatifs matériels et des équipements qui seront nécessaires. Le détail précis ventilé par région est disponible dans les annexes électroniques. Une hypothèse de 5% de l'investissement a été retenue pour les études nécessaires à l'établissement des APS, APD et DAO. 7% de l'investissement est considéré pour assurer le suivi des travaux. Le détail des justifications des coûts associés à l'atténuation des impacts environnementaux est présenté dans la section 9.

Les hypothèses suivantes ont été retenues pour l'établissement des états quantitatifs de matériels :

nb poteaux MT/km	7,0
nb IACC/km	0,05
prix moyen d'un poteau MT	0,25 MFCFA
prix moyen conducteur MT	1,12 MFCFA/km
prix moyen accessoires MT	2,26 MFCFA/km
prix moyen IACC	1,92 MFCFA
Prix moyen pose MT	1,14 MFCFA/km
prix moyen ligne MT ²⁸	11.8 MFCFA/km
renforcement MT Mono->Tri	1,9 MFCFA/m
prix moyen ligne BT	6,6 MFCFA/km
nb poteaux BT/km	13

²⁸ L'étude économique réalisée en section 10 prend en compte un coût différencié de lignes MT selon le type de ligne installé ; 34,4 ; 54,6 ; 148, simple terne, double terne, triphasé, monophasé. Le coût considéré ici est le coût moyen constaté sur l'ensemble des ouvrages requis pour le PDER

nb luminaire EP/km BT	4
prix moyen Poteaux BT	0,09 MFCFA
prix moyen Câbles torsadés	3,43 MFCFA/km
prix moyen Accessoires BT	0,15 MFCFA/km
prix moyen Luminaires et EP	0,21 MFCFA/km
prix moyen Pose BT	1,00 MFCFA/km
Prix moyen compteur BT à prépaiement	0,657 MFCFA

La section suivante : 8.2.3.8.1 présente la justification de l'utilisation de compteurs à prépaiement

Tableau 78 : quantitatifs matériels et investissements requis

Réseaux MT à construire					
Quantités	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux
Nb Poteaux	35 672	52 115	48 552	26 467	162 805
Conducteur MT (km)	15 288	22 335	20 808	11 343	69 774
Investissement (MFCFA)	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux
Poteaux	10 071	10 701	12 021	7 715	40 508
Conducteur MT	19 415	20 629	23 175	14 873	78 092
Accessoires	12 662	16 294	16 753	11 374	57 083
Pose	6 620	7 034	7 902	5 071	26 627
Etudes APS/APD/DAO	2 438	2 733	2 993	1 952	10 115
Supervision de travaux	3 414	3 826	4 190	2 732	14 162
Majoration environnementale	2 941	13 769	11 860	7 927	36 497
Total MT	57 561	74 986	78 893	51 643	263 082

Réseaux MT à Renforcer Mono ->Tri					
Quantités	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux
Nb Poteaux	1126	638	444	3137	5345
Conducteur MT (km)	483	273	190	1345	2291
Investissement (MFCFA)	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux
Poteaux	279	158	110	778	1 326
Conducteurs	539	305	212	1 501	2 557
Accessoires	309	291	154	977	1 731
Pose	184	104	72	512	872
Etudes APS/APD/DAO	66	43	27	188	324
Supervision de travaux	92	60	38	264	454
Total Renforcement MT	1 468	962	615	4 220	7 264

Basse Tension					
Quantités	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux
Poteaux no	136 075	129 648	52 168	22 740	340 630
Câbles torsadés réseaux BT	10 306	9 820	3 951	1 722	25 800
Câbles torsadés branchement	2 500	2 500	2 500	2 500	10 000
Luminaires et EP	40 813	38 886	15 647	6 820	102 166
Investissements MFCFA	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux
Poteaux	11 949	11 384	4 581	1 997	29 911
Câbles torsadés	43 941	42 271	22 135	14 488	122 836
Accessoires	1 593	1 518	611	266	3 988
Luminaires et Ep	8 762	8 348	3 359	1 464	21 933
Pose	10 355	9 866	3 970	1 730	25 922
Etudes APS/APD/DAO	3 830	3 669	1 733	997	10 229
Supervision de travaux	5 362	5 137	2 426	1 396	14 321
Total BT	85 792	82 194	38 815	22 339	229 140

Transformateurs	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux
Quantité	1 827	2 724	1 497	1 429	7 477
Fourniture	11 187	16 869	9 571	8 304	45 931
Etudes APS/APD/DAO	559	843	479	415	2 297
Supervision de travaux	783	1 181	670	581	3 215
Investissement MFCFA	12 529	18 893	10 720	9 300	51 443

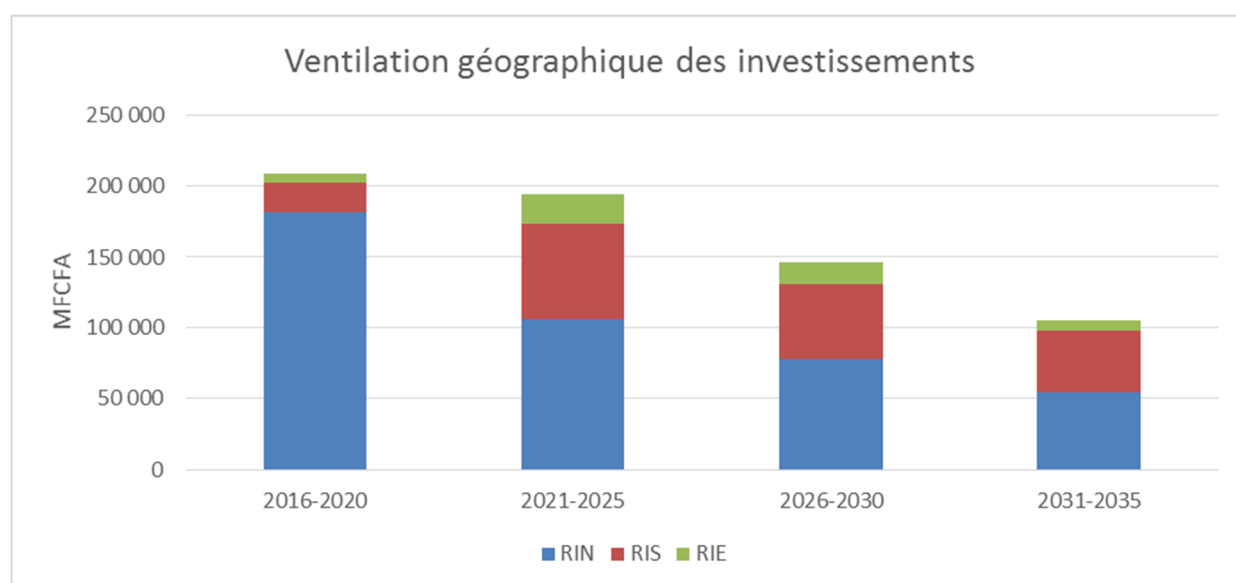
Compteurs	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux
Quantité	250 000	250 000	250 000	250 000	1 000 000
Investissement MFCFA	16 422	16 422	16 422	16 422	65 688

Autres investissements	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux
Branchements MT	860	1 005	1 120	1 304	4 288
Ligne technique 90kV	19 675				19 675
renforcement amont RIS	131	42			172
Postes MT/MT	10 480				10 480
AutoTransformateur	100				100
Etudes APS/APD/DAO	1 519	2	0	0	1 521
Supervision de travaux	2 127	3	0	0	2 130
Total	34 891	1 051	1 120	1 304	38 367

TOTAL	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux
Investissement MFCFA	208 663	194 508	146 583	105 229	654 984

La répartition géographique des investissements est illustrée ci-dessous :

Figure 37 : Ventilation géographique des investissements



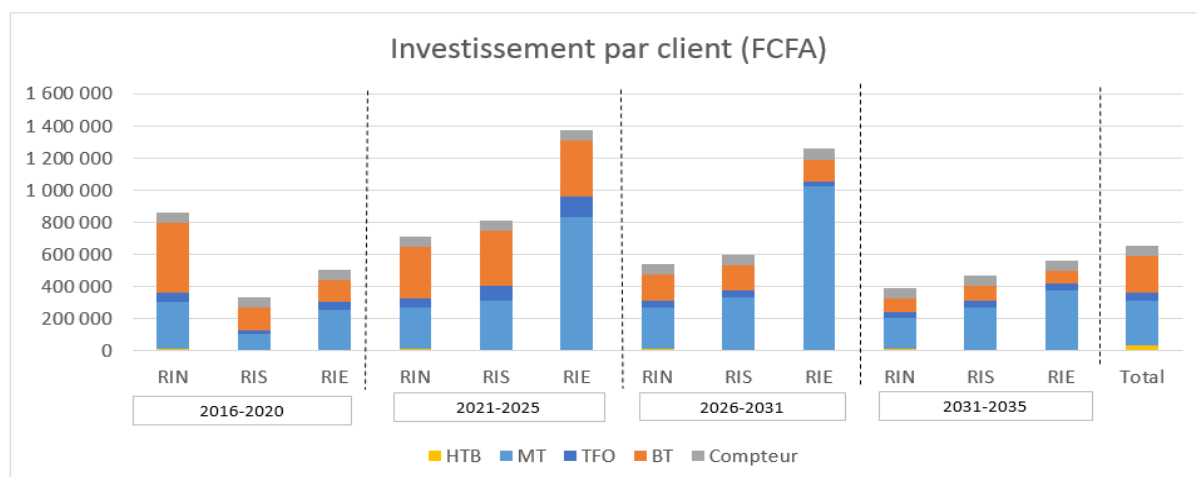
Le coût par client est variable selon la localisation et la période à laquelle sont raccordés les nouveaux clients BT. Sur l'intégralité de la période d'étude et sur l'ensemble du Cameroun ce coût est de 694 960 FCFA/client, soit à peine plus de 1000€. Suivant les périodes et les zones géographiques il varie de 331 265 à 1 371 024 FCFA/client.

Tableau 79 : Investissement par client, décomposition temporelle et géographique

Investissement par client (FCFA)	2016-2020			2021-2025		
	RIN	RIS	RIE	RIN	RIS	RIE
HTB	13 724	48		13 724	48	
MT	287 828	104 224	256 552	252 258	312 249	829 406
BT	430 842	141 098	137 096	318 325	344 985	344 314
Compteur	65 688	65 688	65 688	65 688	65 688	65 688
TFO	61 265	20 206	46 978	62 905	88 293	131 615
Total	859 348	331 265	506 314	712 901	811 264	1 371 024

Investissement par client (FCFA)	2026-2030			2031-2035			Total
	RIN	RIS	RIE	RIN	RIS	RIE	
HTB	13 724	48		13 724	48		34 078
MT	256 094	333 144	1 026 477	188 513	270 308	372 358	274 611
BT	159 575	150 731	136 973	86 234	95 299	81 100	229 140
Compteur	65 688	65 688	65 688	65 688	65 688	65 688	65 688
TFO	42 812	45 391	25 657	35 441	39 074	43 223	51 443
Total	537 894	595 003	1 254 795	389 600	470 417	562 368	654 960

Figure 38 : Investissement par client, décomposition géographique et temporelle



8.2.3.9 Localités hors réseau à l'horizon 2035

A l'horizon 2035 toutes les localités de plus de 150 habitants seront raccordées au réseau MT interconnecté. Il restera 2056 localités (présentées en annexe 3) de moins de 150 habitants qui ne seront pas raccordées au réseau. Cela représente 0,7% de la population Camerounaise. L'électrification par des techniques standard de ces petites localités ne sera pas rentable. Cependant vu la très forte couverture de l'électrification à l'horizon 2035 les populations de ces localités bénéficieront de façon indirecte de l'électrification du Cameroun puisque 82% de ces localités de moins de 150 habitants seront situées à moins de 5 km d'une localité électrifiée en 2035. Ce sont dans ces gros villages (électrifiés d'ici 2035) que sont situés les infrastructures sociales dont bénéficient les populations des localités de moins de 150 habitants. Ces gros villages seront électrifiés à l'horizon 2035, les populations bénéficieront donc indirectement de l'électricité via ces structures sociales : écoles, centres de santé... L'accès direct à des formes d'énergie moderne de ces populations devra se faire via la diffusion de kits individuels type kit solaire. La répartition de ces localités est décrite dans le tableau suivant.

Tableau 80 : Répartition des localités de moins de 150 habitants

Région	Nb De Localité	Population 2035	Nb ménage 2035
ADAMAOUA	55	6 895	1254
CENTRE	284	33 900	6164
EST	219	25 889	4707
EXTREME-NORD	449	56 336	10243
LITTORAL	376	14 136	2570
NORD	317	39 019	7094
NORD-OUEST	17	2 360	429
OUEST	59	6 802	1237
SUD	103	13 090	2380
SUD-OUEST	177	20 405	3710
Total	2 056	218 832	39 788

8.2.3.10 Programme minimal

L'ambition de raccordement au réseau interconnecté de 1 million de ménages en 20 ans est réaliste mais exigeante. L'effort minimal à produire pour avoir un impact notable sur le taux d'accès et le taux d'électrification au Cameroun est quantifié en termes de rattrapage des inégalités Nord-Sud, c'est-à-dire qu'à la fin de la période d'investissement les taux d'électrification et d'accès seront homogènes sur l'ensemble du territoire camerounais :

- Taux d'électrification : 33%
- Taux d'accès : 88%

Pour atteindre cet objectif il faut à minima que les localités ciblées pour raccordement dans le RIN à l'horizon 2025 soient raccordées, c'est-à-dire au minimum environ 2160 localités. Pour atteindre le taux d'électrification de 33% en 2035 il faudra la réalisation d'environ 400 000 branchements supplémentaires dans des localités non électrifiées en 2015.

La réalisation de ce programme que l'on pourrait qualifier de « minimal » demandera un investissement d'environ 286 Milliards de FCFA.

8.3 Evaluation de la faisabilité électrique des extensions de réseaux HTA

8.3.1 Objectifs et Méthodologie

8.3.1.1 Objectifs de l'étape d'évaluation de la faisabilité électrique

Les tracés des extensions de réseau obtenus avec *Geosim Grid Extension* sont optimisés sur la base de critères géographiques : distance à la sous-station et aux réseaux existants, suivi du tracé des routes, interdiction de passage de ligne dans certaines zones (lacs, parcs naturels,...). Geosim est un outil d'aide à la planification, et ne vise pas à la réalisation de calculs électriques pour la réalisation d'études détaillées des ouvrages (Etudes APS/APD, Plan de protection,...).

Compte-tenu de l'échelle nationale correspondant à un exercice de planification, la complexité des calculs doit être compatible avec un effort de collecte de données raisonnable, pour pouvoir garantir la qualité des données alimentant le modèle et par conséquent la consistance des résultats obtenus.

L'étape d'évaluation de la faisabilité électrique consiste à estimer des chutes de tension en bout de ligne et l'évolution des charges des postes à l'horizon de planification, afin d'évaluer la faisabilité électrique des extensions de réseaux projetés et évaluer les éventuels besoins de renforcement du réseau existant. Cette estimation se base sur les caractéristiques des réseaux existants, l'évolution des charges des localités déjà raccordées et celles des localités nouvellement électrifiées.

8.3.1.2 Rappels théoriques

L'impédance (Z) mesure l'opposition d'un circuit électrique au passage d'un courant alternatif. L'impédance d'un conducteur est faible, mais non nulle : lorsqu'il est traversé par un courant de service on observe une chute de tension entre l'origine et l'extrémité d'une ligne.

La loi d'Ohm pour des courants sinusoïdaux permet d'évaluer cette chute de tension : $\bar{U} = \bar{Z} * \bar{I}$

Dans la méthode de calcul utilisée, l'impédance Z d'une ligne électrique est considérée comme l'association en série d'une résistance R et une réactance X , dans l'approximation valide pour les réseaux BT et HTA :

$$Z = R * \cos(\varphi) + X * \sin(\varphi)$$

Z est un nombre complexe :

- Partie réelle = Résistance R

Propriété d'un conducteur de s'opposer au passage d'un courant électrique (Effet joule)

- Partie imaginaire = Réactance X

Propriété d'un système conducteur de s'opposer ou d'accentuer les variations d'un courant électrique Considérant que : $\Delta U = \sqrt{3} * Z * I$ et $P = U * I * \sqrt{3} * \cos(\varphi)$

On en déduit la formule utilisée pour le calcul des chutes de tensions :

$$\left(\frac{\Delta U}{U} \right) \% = P * L * \frac{R_0 + X_0 * \tan \varphi}{U^2} * 100$$

Avec:

- ΔU : Chute de tension [V]
- U : Tension composée du réseau au point d'origine [V]
- P : Puissance active transitant dans le tronçon [W]
- L : Longueur du tronçon [km]
- R_0 : Résistance linéique du conducteur [Ω /km]
- X_0 : Réactance linéique du conducteur [Ω /km]
- φ : Déphasage tension/intensité

Pour estimer les chutes de tensions, les données suivantes sont donc nécessaires :

- Les caractéristiques des conducteurs (Résistance, réactance,...) ;
- Les caractéristiques des lignes (Niveau de tension, longueur, section) ;
- La charge (Puissances active et réactive de pointe appelées au niveau de chaque dipôle).

8.3.1.3 Estimation des chutes de tension et choix des conducteurs

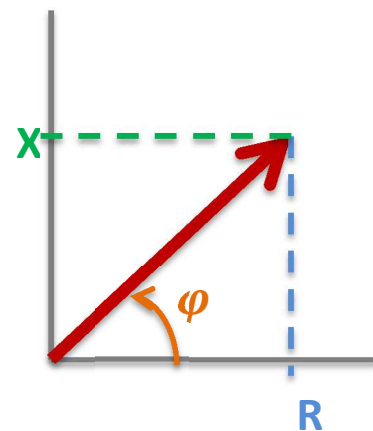
L'estimation des chutes de tension consiste à calculer la répartition des charges le long des départs ruraux où la contribution du programme d'électrification à l'augmentation de la charge est conséquente. Si le programme d'électrification rurale n'a pas une contribution supérieure à 33% de la charge sur le départ l'étude détaillée des chutes de tension n'est pas réalisée.

Les calculs suivants sont réalisés pour chaque poste source et son sous-système électrique associé :

- Evaluation de la charge des localités actuellement raccordées:

$$\text{Charge localité} = \text{Charge de la sous station} * \frac{\text{Population de la localité}}{\text{Population totale raccordée à la sous station}}$$

- Ajout au niveau de chaque dipôle de la charge supplémentaire liée aux nouvelles antennes.
- Calcul des chutes de tension le long du départ rural, en considérant les sections des lignes du réseau existant et l'estimation de la charge globale (Localités actuellement raccordées + extensions).



Sur cette base est sélectionnée la section de conducteur la plus adaptée pour chaque antenne (i.e. le conducteur le moins coûteux permettant de limiter les chutes de tension sous le seuil défini).

De même, il est procédé à l'identification des localités à raccorder pour lesquelles les chutes de tension sont trop importantes compte tenu des caractéristiques du réseau projeté.

8.3.1.4 Evaluation des charges des postes sources

L'estimation du taux de charge de chacun des postes sources est réalisée pour les phases n°1 et 2.

Le taux de charge du poste à la pointe est considéré comme la somme de :

- La charge des localités actuellement raccordées, actualisée pour l'année considérée (grâce au taux de croissance renseigné dans les paramètres basé sur les estimations du PDSN).
- La charge supplémentaire due à la connexion des nouvelles antennes pour l'année considérée (grâce au modèle de prévision de la demande). La demande totale des localités électrifiées dans le cadre du PDER est issue de la consolidation des courbes de charge établie pour chaque localité.

Les pointes des localités électrifiées et non électrifiées sont considérées synchrones.

8.3.2 Paramétrage du modèle d'évaluation de la faisabilité électrique

Les caractéristiques des lignes électriques des réseaux HTA (Tracé, section et niveau de tension) sont issues du SIG consolidé par le Consultant et validé lors de la présentation du rapport intermédiaire.

8.3.2.1 Qualité de service

La chute de tension maximale admissible en bout d'antenne a été considérée égale à 7,5% avec une injection au niveau du poste source à Un. En jouant sur les prises de réglages en charge du poste source les départs les plus chargés pourront avoir une chute de tension de 5% grâce à une injection à $1.05 \cdot U_n$ au niveau du poste source.

Le facteur de puissance ($\cos\phi$) a été considéré égal à 0,9.

8.3.2.2 Caractéristiques des extensions de réseau

Le Consultant a considéré les techniques de construction de lignes utilisées au Cameroun, et notamment les sections de conducteurs courantes. Les caractéristiques des conducteurs utilisés pour les extensions et les renforcements des lignes sont données ci-après :

Tableau 81: Paramétrage du modèle d'évaluation de faisabilité électrique - Conducteurs

Conducteur	Section [mm ²]	Résistance linéique [Ω /km]	Inductance linéique [Ω /km]
ALMELEC-34,4	34,4	0,959	0,32
ALMELEC-54,6	54,6	0,597	0,32
ALMELEC-93	93	0,350	0,32
ALMELEC-148	148	0,220	0,32

8.3.2.3 Evaluation de la demande des localités déjà raccordées

La demande de pointe des localités déjà raccordée au réseau existant est estimée comme suit :

Tableau 82: Paramétrage du modèle d'évaluation de faisabilité électrique - Demande des localités déjà raccordées

Paramètre	Sources de données et hypothèses
1. Pointe initiale de l'ensemble des localités raccordées au réseau existant	$Pointe\ totale_{Année\ 0} = Pointe\ issu\ PDSN$ Pointes issues du PDSN pour chaque poste source (pointe hors grands projets énergivores)
2. Pointe initiale rapportée à chacune des localités raccordées au réseau existant	$Pointe\ par\ localité_{Année\ 0} = Pointe\ totale * \frac{Population\ de\ la\ localité}{Population\ couverte\ par\ le\ poste\ source}$ La puissance appelée par chaque localité raccordée est estimée sur la base du poids relatif de la population de la localité par rapport à la population totale couverte par le poste source étudié
3. Pointe de chacune des localités raccordées au réseau existant à l'horizon de planification	$Pointe\ par\ localité_{Année\ X} = Pointe\ par\ localité_{Année\ 0} * [(1 + C_{Conso})]^X$ Avec : C_{Conso} = Croissance annuelle moyenne estimée dans le PDSN : 6.72%/an (scénario médian)

8.3.2.4 Evaluation de la demande des localités électrifiées dans le cadre du PDER

La demande de pointe des localités électrifiées dans le cadre du PDER correspond aux résultats du modèle de prévision de la demande pour l'hypothèse de référence.

8.3.3 Calibrage du modèle de validation électrique

8.3.3.1 Validation de l'algorithme de calcul de chute de tension

Dans le cadre du développement du module de validation électrique dans Geosim, des réseaux tests (réseaux électriques HTA avec localisation des charges) ont été simulés dans Geosim et NAP²⁹. La comparaison des résultats a permis de vérifier la robustesse des résultats obtenus.

Afin de confirmer ce résultat, un réseau test a également été modélisé grâce à l'appliquet DISTELEC développé par COWI Consult dans le cadre d'études de projets d'électrification rurale au Burkina Faso (Financement DANIDA).

8.3.3.2 Exemple de calcul

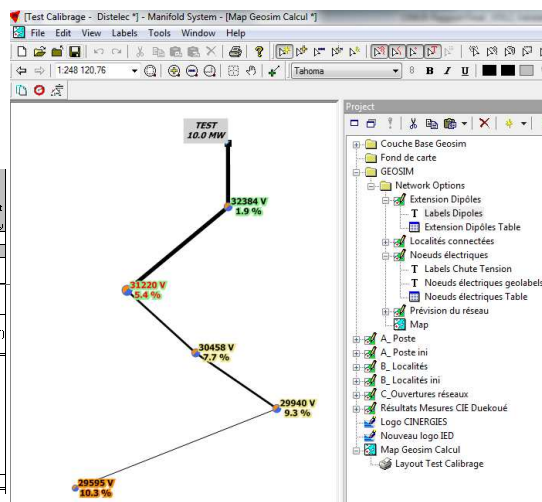
- Tronçon 0-A : 5,4 km en 148mm² triphasé ; 1MW appliqué en A
- Tronçon A-B : 11.1 km en 75mm² triphasé ; 5MW appliqué en B

²⁹NAP - Network Analysis and Planning, logiciel destiné à la planification des investissements des réseaux électriques (<http://www.systemseurope.be/products/nap.fr>)

- Tronçon B-C : 7.9 km en 54.6mm² triphasé ; 1.5MW appliqué en C
- Tronçon C-D : 8.4 km en 54.6mm² triphasé ; 2MW appliqué en D
- Tronçon D-E : 18.4 km en 34.4 mm² triphasé ; 0.5 MW appliqué en E

Figure 39: Modélisation d'un réseau test pour validation de l'algorithme de calcul (DISTELEC / GEOSIM)

DISTELEC													COVConsult DK-2800 Lyngby							
Planification de la distribution d'énergie électrique																				
Données de base		Projet: PDER Côte d'Ivoire – Calibrage modèle Calcul de chutes de tension																		
MT		MT											U _{PM} (MT)		U _{PM} (T) U _{PM} (T) U _{PM} (T)		33,0			
Tension/kV	33	Tronçon Alimélec:																		
		km	actuel kV	après 10 ans kV	section mm ²	R Ω/km	X(L) Ω/km	C F	1/(2X(C)) 1/Ωkm	I A	U _{end} kV	dU kV	dU(MT) %							
cosφ:	0,9	5,4	10000	10000,00	148,0	1,2	2,0	5,45E-08	194,39	32,356	0,64	2,0								
sinφ:	0,4	11,1	3000	3000	148,0	2,5	4,0	1,12E-07	178,44	31,201	1,16	3,1								
					75,5					31,201										
					75,5					31,201										
					75,5					31,201										
					54,6	4,8	3,1	7,29E-08	1,14E-05	82,24	0,70	2,2								
					54,6	5,0	3,3	7,73E-08	1,21E-05	52,58	30,044	0,46	1,4							
					34,4	17,6	7,5	1,64E-07	2,57E-05	10,68	29,759	0,23	0,9							
					22,0					29,759										
Sommarions sur les tronçons:													31,2	19,9	4,81E-07	29,8	3,24	10,1		



Le tableau ci-dessous présente les résultats ainsi obtenus.

	DISTELEC	GEOSIM	Comparaison GEOSIM / DISTELEC
Localité	Tension [kV]	Tension [kV]	Delta Tension [%]
A	32,36	32,38	0,1%
B	31,20	31,22	0,1%
C	30,50	30,46	-0,1%
D	30,04	29,94	-0,3%
E	29,76	29,60	-0,6%

Les très légères différences observées (moins de 1%) sont principalement liées à des différences minimales dans les bibliothèques de conducteurs.

La formule d'estimation des chutes de tension a ainsi été validée par comparaison des résultats obtenus avec GEOSIM et avec ceux issus de deux autres logiciels de calculs électriques.

Cette méthode de calcul a été envoyée à ENEO pour validation.

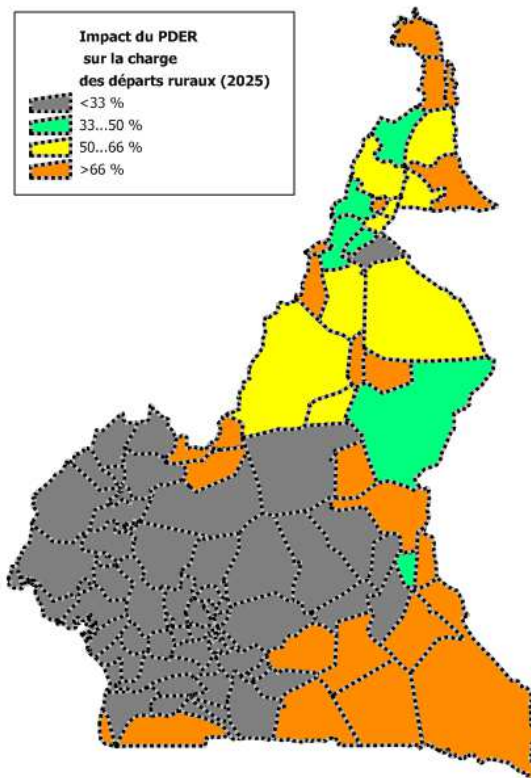
8.3.4 Zone d'étude des chutes de tension

Deux calculs de chutes de tensions ont été réalisés :

- Calcul général par départ rural sur la base de la méthode des moments électriques
- Calcul détaillé par dipôle de la répartition des chutes de tensions le long des départs ruraux

Comme indiqué précédemment seules les zones où la charge due aux extensions programmée par le PDER dépasse 33% de la charge des localités déjà électrifiée sont étudiées dans le détail.

Carte 12 : Impact du PDER en termes de puissance appelée



8.3.4.1 Méthode des moments électrique

La formule présentée plus haut de calcul des chutes de tensions : $\left(\frac{\Delta U}{U}\right)\% = P * L * \frac{R_0 + X_0 * \tan\varphi}{U^2} * 100$ donne la chute de tension au bout d'un dipôle pour une charge au bout de ce dipôle. Dans le cas de la distribution rurale, la charge est répartie tout du long du départ. Sur l'ensemble d'un départ rural on peut faire comme hypothèse, en première approximation, que la charge est répartie de façon homogène le long du départ.

En considérant :

- p la puissance linéique en W/km

On a pour chaque portion élémentaire dl situé à une distance l du départ le moment électrique

$$dU(l) = l * p * dl * \frac{R_0 + X_0 * \tan\varphi}{U}$$

Selon la loi de Kirchhoff les chutes de tensions s'additionnent le long du départ de longueur totale L :

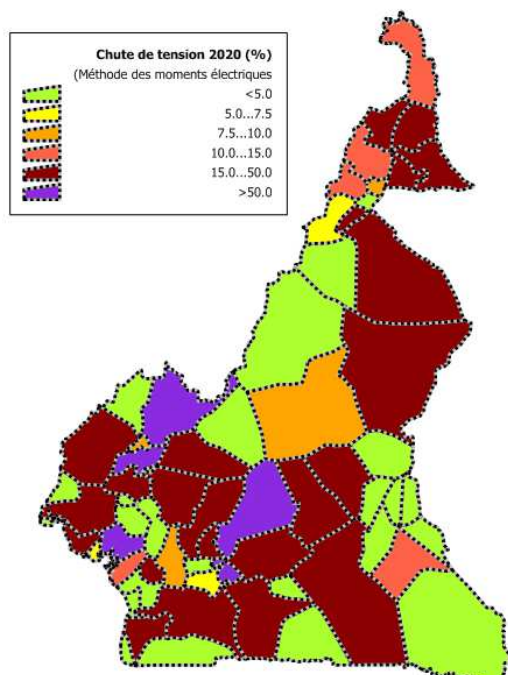
$$\Delta U = \int_{l=0}^L l * p * dl * \frac{R_0 + X_0 * \tan\varphi}{U}$$

$$\Delta U = \frac{pL^2}{2} * \frac{R_0 + X_0 * \tan\varphi}{U}$$

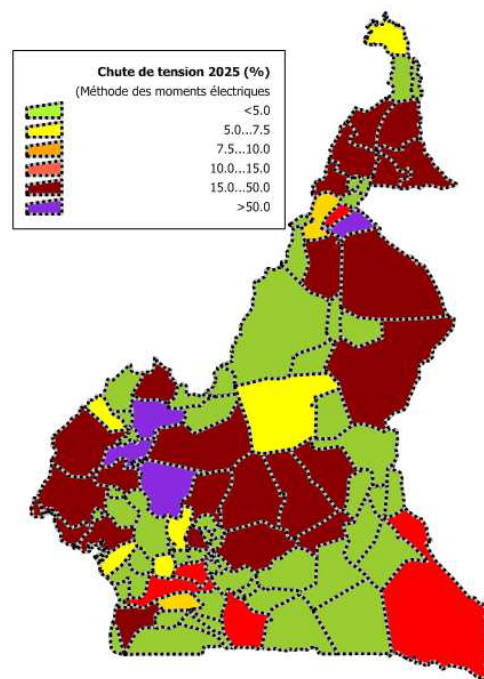
Avec $P = p * L$ on a : $\Delta U = \frac{PL}{2} * \frac{R_0 + X_0 * \tan\varphi}{U} \Rightarrow \left(\frac{\Delta U}{U}\right)\% = \frac{P * L}{2} * \frac{R_0 + X_0 * \tan\varphi}{U^2} * 100$ donc dans le cas d'une charge répartie le long d'un départ la chute de tension en bout de dipôle est la même que si la moitié

de la charge est modélisée en bout de départ. Cette méthode permet de d'évaluer les chutes de tensions en s'affranchissant de la modélisation exhaustive de l'arborescence d'un départ. Elle est tout à fait valable pour estimer les chutes de tensions en première approximation. Ce calcul a été effectué pour chaque départ rural en fin de phase 1 (2020) et en fin de phase 2 (2025) afin de déterminer les zones qui seront sous contrainte si aucun renforcement n'est réalisé.

Carte 13 : Chute de tension par départ (2020)



Carte 14 : chute de tension par départ (2025)



8.4 Etudes électriques détaillées dans les zones du RIN et du RIE

Des études détaillées exhaustives de chaque départ rural ne se justifient pas à ce stade en raison du facteur d'imprécision important inhérent à toute planification à long terme. Les études électriques détaillées de chaque départ devront être réalisées au stade des APD et APS des projets en questions. Néanmoins dans certaines zones où le réseau est peu développé, cet exercice de planification a abouti à la structuration totale du réseau de distribution HTA. Il convient dès lors de préciser dans ces zones quelles sont les lignes structurantes, les lignes de distribution secondaire et les antennes tertiaires. Les lignes structurantes devront être construite avec des conducteurs de sections importantes (148 mm² ou 93mm² Almélec) les lignes secondaires et tertiaires pourront être construites avec des conducteurs plus modestes (54,6 ou 34,4 mm² Almélec) voire en technique monophasée SWERSWER. Les coûts de constructions de ces options sont croissants avec la section des conducteurs utilisés.

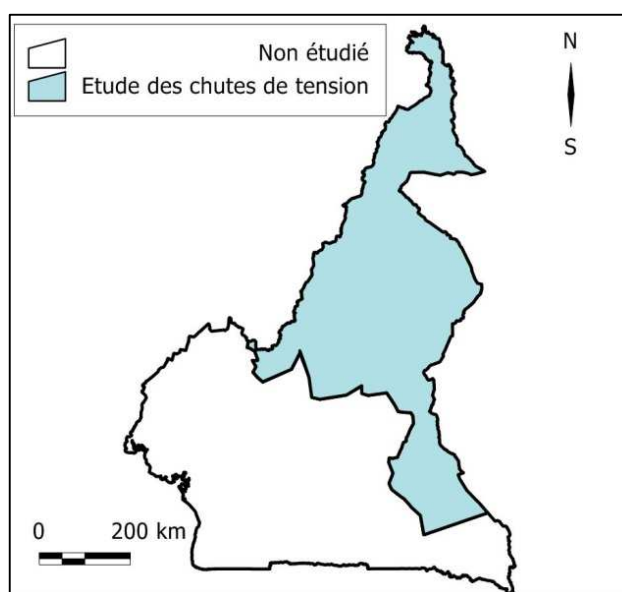
Dans les régions couvertes par le RIN et le RIE, où le réseau HTA est peu développé, la répartition des charges par ligne et les chutes de tensions de chaque dipôle ont été étudiées afin de déterminer la puissance transitée par chaque dipôle et les sections nécessaires pour respecter les normes de tension en vigueur.

8.4.1 Zones étudiées en détail

Pour l'étude des chutes de tension, le pays a été scindé en deux zones :

- Une zone où l'impact du PDER justifie une étude détaillée (en bleu sur la carte ci-dessous).. Il s'agit de déterminer les sections de conducteur optimales pour ne pas dépasser le maximum de chutes de tension admissibles en 2025.
- Une zone où l'impact du PDER est moindre (en blanc sur la carte). Dans cette zone, l'étude des sections n'a pas été réalisée.

Carte 15 : Zone d'étude des chutes de tension



Dans la zone Sud du Pays le programme d'électrification mène à une augmentation de la contribution à la pointe de 57 MW en 2035. Le PDSEN prévoit une pointe de 2 592 MW dans le scénario médian pour le secteur public. Le PDER y contribue pour 1.9%. Les calculs détaillés de transit de puissance n'ont pas été réalisés en raison de la très faible contribution du PDER à la charge du RIS. Cependant le programme d'investissement inclut un renforcement du réseau de distribution du RIS pour la part imputable au PDER. Cette étude n'avait pas pour ambition d'effectuer un état des lieux exhaustif des transits de puissance sur les réseaux existants d'ENEO. L'investissement correspondant se monte à environ 193 MFCFA (coûts d'études et de supervisions de travaux inclus)

Actuellement, le réseau existant mesure près de **17 000 km**. Il est composé de trois réseaux interconnectés : le Réseau Interconnecté Nord (RIN), le Réseau Interconnecté Sud (RIS) et le Réseau Interconnecté Est (RIE).

Tableau 83 : répartition géographique des sections

	Section 34,4 mm ²	Section 54,6 mm ²	Section 93 mm ²	Section 148 mm ²	Section inconnues	Toutes sections
RIS	22	80	226	0	11122	11450
RIN	35	2567	219	856	0	3678
RIE	0	639	0	0	1096	1734
Total	57	3286	445	856	12218	16862

Notons que par hypothèse, les lignes existantes qui appartiennent à la zone étudiée, et dont la section est inconnue, sont considérées de section 54,6 mm². Hors zone étudiées elles sont classées dans la colonne « Section inconnues ».

8.4.2 Infrastructures structurantes

L'augmentation de la consommation entre 2015 et 2035 va nécessiter d'une part le renforcement et d'autre part l'extension du réseau existant.

Le PDSN ne prévoit pas de réseau de distribution 90kV pour alimenter les charges rurales dans la zone desservie par le RIN. Le poste de Maroua est censé alimenter en HTA des charges dans un rayon de 150-200 km.

Au vu de l'augmentation des charges dans la zone, il ne sera pas possible de respecter les normes de desserte HTA, ni même parfois les limites thermiques des conducteurs. Cette situation concerne une large zone des régions Extrême Nord, Nord et Adamaoua. C'est pourquoi le consultant propose de ne pas se contenter d'utiliser des solutions moins coûteuses mais provisoires et souvent insuffisantes telles que la mise en place d'autotransformateurs. Il préconise l'anticipation des futurs postes-sources par la réalisation de postes 30/30 kV +/- 15% (postes de répartitions) dont la partie HTA constituera dans le futur les rames HTA des postes 90/30 kV. De même le consultant suggère de réaliser raccordement de ces postes à un poste existant 90 kV par une ligne érigée en technique 90 kV et exploitée dans un premier temps en 30 kV. La section adoptée sera au moins 228 mm² Almélec et l'opportunité de réaliser la ligne en double terna sera examinée au cas par cas en fonction des projets 90 kV ultérieurs. D'une manière générale il n'y aura pas de doublement des lignes et transformateurs 30/30 kV. Le schéma de secours utilisera le réseau 30 kV. Un transformateur 30/30 kV sera prévu au titre des pièces de rechange.

Cette solution présente beaucoup d'avantages :

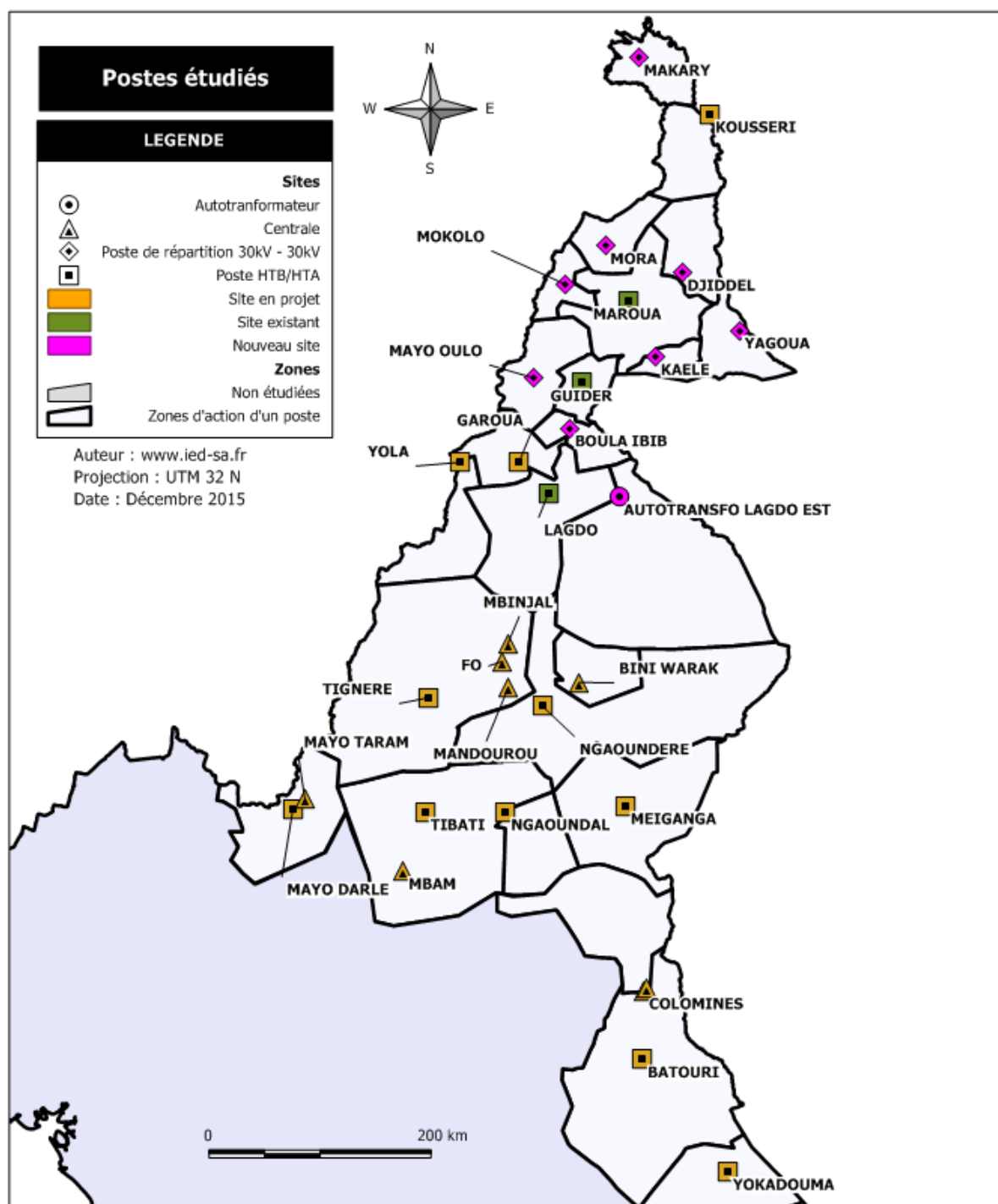
- amélioration immédiate de la qualité du service et de la tenue de tension
- réduction des pertes grâce à l'augmentation des sections sur les tronçons les plus chargés
- meilleure protection des réseaux grâce aux protections du poste 30/30 kV
- préparation directe de l'avenir
- visibilité immédiate des infrastructures sur le terrain.

L'inconvénient principal réside dans l'anticipation des coûts qui pourrait cependant être compensée par la capacité d'attraction de plus de clients si la qualité du service est incomparablement supérieure à ce qu'ils connaissent actuellement.

Ainsi l'étude détaillée de ces lignes et le choix précis des emplacements des postes dépassent le mandat de cette étude. Cependant leur chiffrage a été réalisé

La zone étudiée est alimentée par plusieurs postes sources. Chaque poste source dessert un ensemble de localités situées dans la zone d'action du poste. La carte suivante présente le découpage du territoire étudié en fonction des zones d'action des postes.

Carte 16 : Postes étudiés



Ces zones de postes n'évoluent pas entre la phase 1 et la phase 2 sauf pour le poste de Makary et le poste de Colomines qui ne seront nécessaires qu'à partir de 2020.

Tableau 84 : évolution des zones de postes de Makary et Colomines

	zone de Makary	zone de Colomines
Jusqu'en 2020	Alimentée par le poste de Kousseri	Alimenté par le poste de Batouri
Après 2020	Alimentée par le poste de Makary	Alimenté par la centrale de Colomines

Chaque zone d'action comporte une source de tension à 30 kV qui peut-être :

- Un poste de transformation HTB/HTA, où la tension est abaissée de 90kV à 30kV.
Il s'agit de sites existants ou en projet sauf dans le cas de Boula Ibib, où nous proposons de créer un nouveau poste 90kV-30kV car Boula Ibib sur le tracé de la ligne 90kV Garoua-Maroua.
- Une centrale de production électrique, pour chaque site de production on considère qu'il existera une travée HTA pour assurer la distribution aux charges alentours.
- Un poste de répartition 30kV-30kV alimenté temporairement en 30kV par une ligne érigée en technique 90kV, ce type de poste est conçu pour être renforcé à terme en poste source 90/30kV (sauf Lagdo Est³⁰). Ainsi, le raccordement des nouveaux postes nécessite environ 740 km de lignes en technique 90kV et environ 70 km de ligne en technique 30kV (cf. carte & caractéristiques ci-dessous)

³⁰ La relativement faible demande en électricité de Lagdo justifie le choix d'un poste de répartition permanent (il n'est pas prévu qu'un jour Lagdo Est puisse devenir un poste HTB/HTA).

Carte 17 : Lignes à construire pour alimenter les nouveaux postes

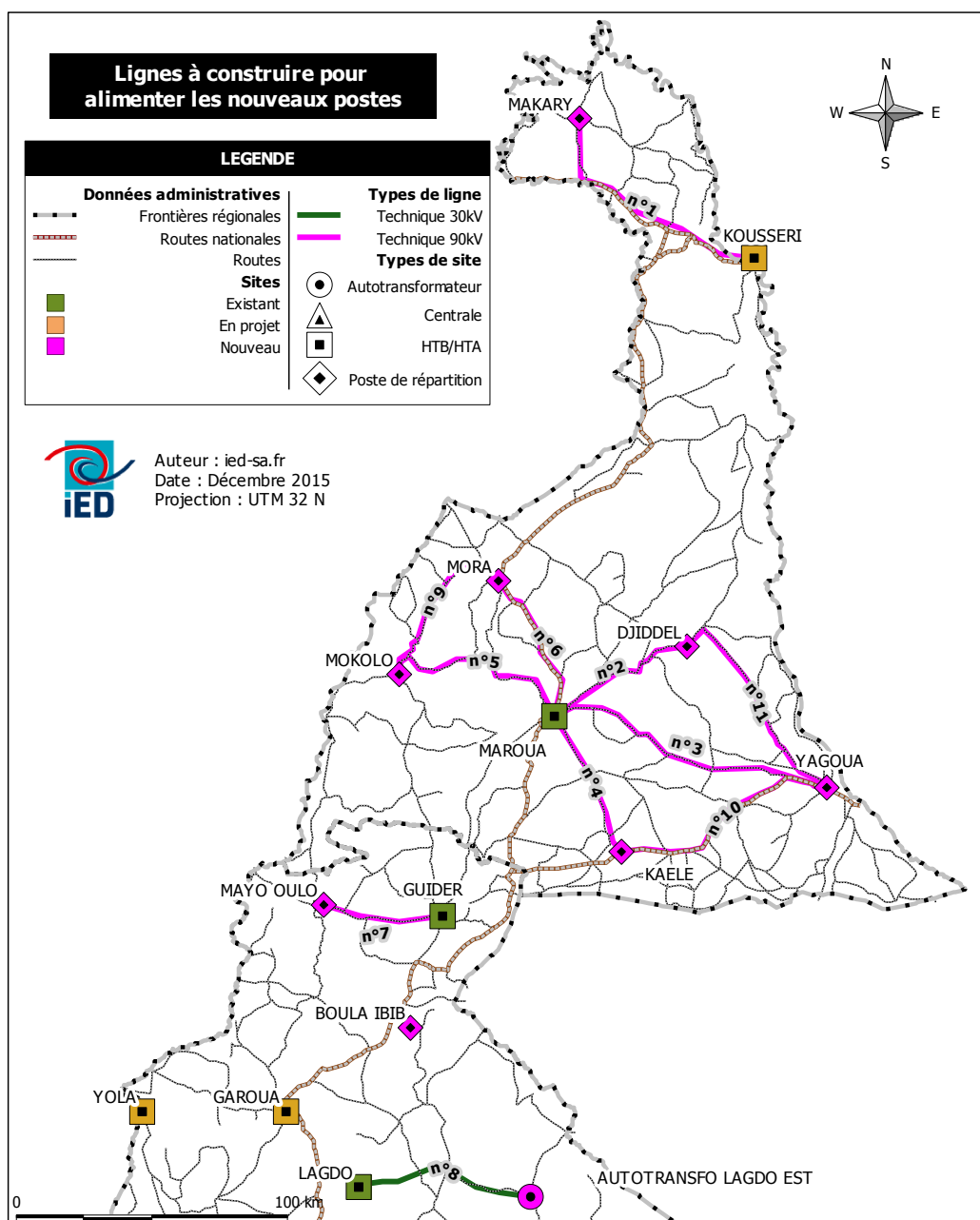


Tableau 85 : Longueur de ligne à construire pour alimenter les postes de répartition

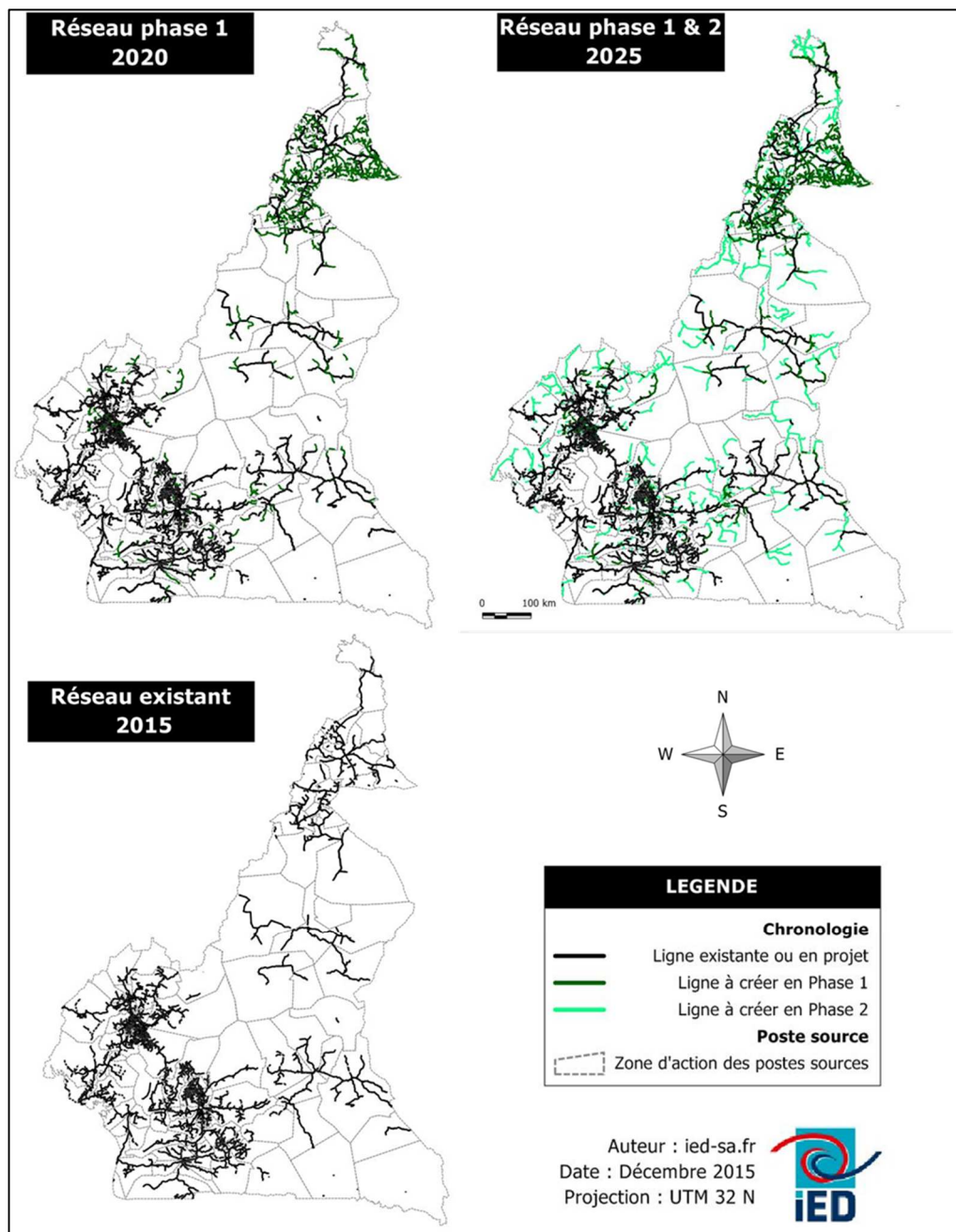
Numéro de ligne	Technique de construction	Longueur (km)	Numéro de ligne	Technique de construction	Longueur (km)
n°1	90kV	94	n°7	90kV	44
n°2	90kV	59	n°8	30kV	68
n°3	90kV	110	n°9	90kV	66
n°4	90kV	57	n°10	90kV	87
n°5	90kV	78	n°11	90kV	85
n°6	90kV	59			

Le découpage en zone d'action de poste source a permis de calculer les chutes de tensions. Afin de respecter le maximum admissible (7,5% en 2025), il faudra à la fois créer de nouvelles lignes, et dans certains cas renforcer le réseau existant.

8.4.3 Réseau de distribution HTA

8.4.3.1 Extension du réseau HTA

Carte 18 : Evolution du réseau MT 2015-2035



Entre 2015 et 2035, il faudra construire environ 23 300 km de nouvelles lignes. Ainsi, en 2035, le réseau mesurera près de 40 100 km. Le tableau ci-dessous donne la longueur des lignes existantes et des lignes à installer.

Tableau 86 : évolution du réseau HTA 2015 - 2035

Longueurs des réseaux (km)									
	Existant	A construire							Total 2035
	2015	2020		2025		2030		2035	
		Struct.	Densif.	Struct.	Densif.	Struct.	Densif.		
RIS	11450	478	88	1925	581	2475	102	1671	18770
RIN	3678	3562	713	2963	737	3021	229	1791	16695
RIE	1734	236	19	1190	49	1093	16	319	4656
Total	16862	4276	821	6078	1367	6588	348	3782	40121

Pour les phases 1 (2015-2020) et 2 (2020-2025), dans la zone étudiée (carte ci-contre), les études électriques ont déterminé les sections nécessaires :

Tableau 87 : Répartition par section des lignes à construire pour les zones étudiées

A construire en phase 1 et 2 dans la zone étudiée					
Phase	Section 34,4	Section 54,6	Section 93	Section 148	Toutes sections
1 Struct.	1582	1262	51	728	3623
1 Densif.	674	44	0	0	718
2 Struct.	2420	872	45	207	3544
2 Densi.	748	12	0	0	760
Total	5424	2191	96	935	8646



Ce sont majoritairement des lignes de section 34,4 mm² (63% de la longueur à construire en phase 1 et 2 dans la zone étudiée), correspondant à des extensions en bout de lignes ou des dérivations qui raccordent une ou plusieurs localités de faible charge.

Parmi ces lignes à construire, 27 km sont des lignes bi-ternes de section 148 mm². Elles seront situées dans la zone d'action du futur poste de YAGOUA (carte ci-dessous), pour faire face aux charges importantes appelées à une distance significative du poste.

Carte 19 ; Localisation des lignes bi-ternes 148 mm²

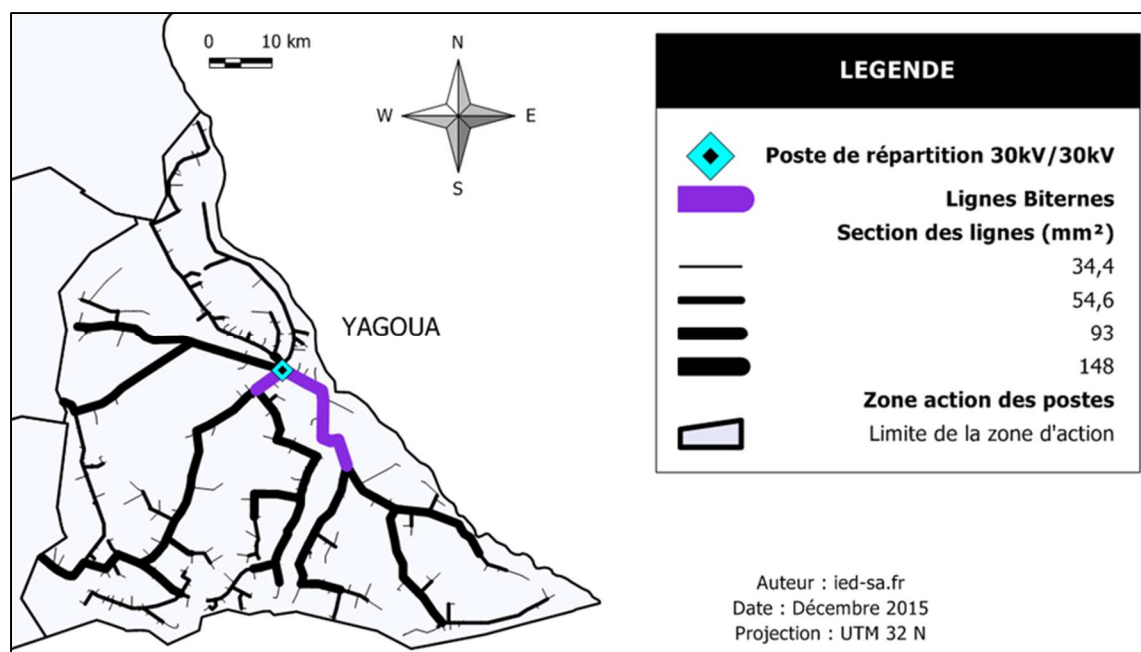


Tableau 88 : caractérisation des lignes 148 mm² bi-ternes

Ligne biterne	Poste source	Direction	Longueur (km)	A construire en
Ligne n°1	Yagoua	N - SO	5	Phase 1
Ligne n°2	Yagoua	N - SE	22	Phase 1

8.4.3.2 Renforcement du réseau HTA existant

Trois types de renforcements seront nécessaires : (i) augmentation de la section des conducteurs, (ii) renforcement de monophasé à triphasé, (iii) A la fois renforcement de section des conducteurs et passage de monophasé à triphasé ;

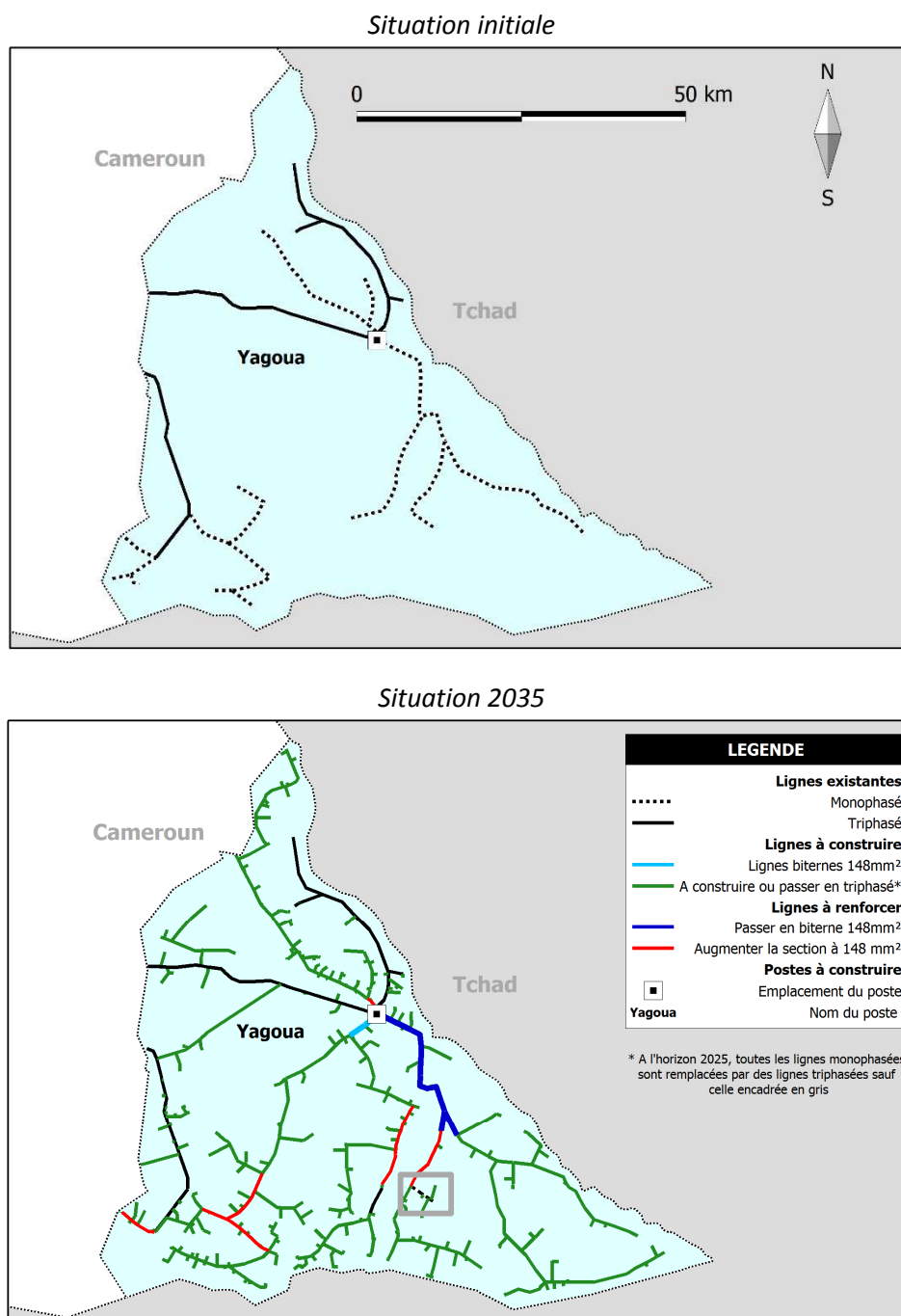
Tableau 89 : Caractéristiques des renforcements

Zone de poste concernée par le renforcement du réseau existant	Longueur à renforcer dans la zone étudiée (km)			Total
	(i) Uniquement Section	(ii) Uniquement Mono -> Tri	(iii) Section & Mono -> Tri	
Batouri		37		37
Guider		22		22
Kaele		29	34	63
Maroua	22	7		29
Mayo Oulo		43		43
Meiganga	19	41		60
Mora		36		36
Ngaoundere		42		42
Yagoua		96	53	149
Total	41	355	87	483
Fraction [Renfort.]/[Long. Tot]	9%	73%	18%	100%

Au total **dans la zone étudiée, environ 480 km devra être renforcé d'ici 2025**, soit 11 % du réseau existant. Le passage de monophasé en triphasé représente la majorité des renforcements nécessaires (73% de la longueur à renforcer dans la zone étudiée).

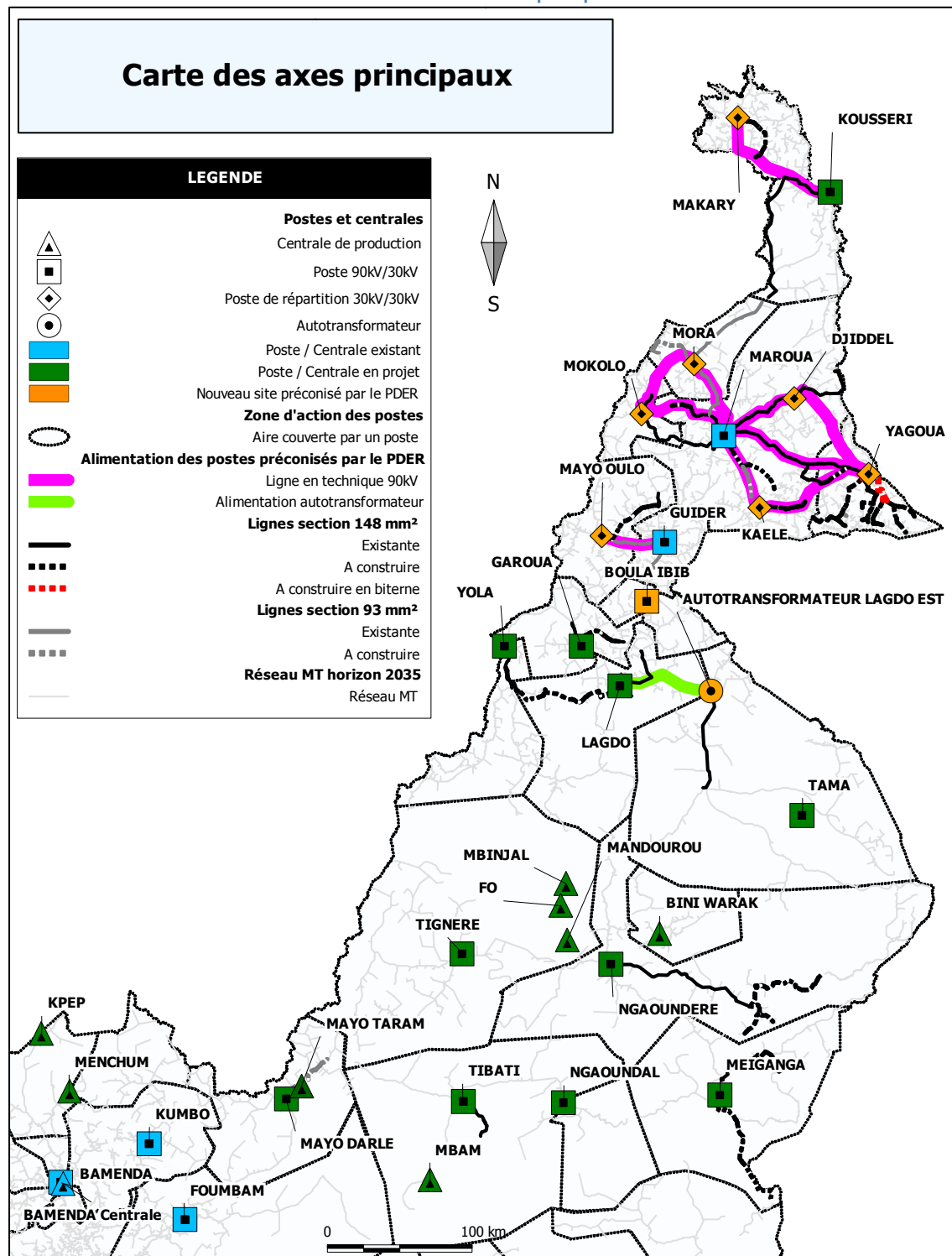
Les cartes ci-dessous illustrent le type de renforcement nécessaire sur la zone de poste de Yagoua. L'intégralité des renforcements nécessaires est référencée dans le SIG remis au ministère. Cependant ces études seront à affiner au moment des études de détail de chacune de ces extensions.

Carte 20 : Renforcement et extensions sur la zone du futur poste de Yagoua - horizon 2035



La carte ci-dessous présente les principaux départs à construire en 148mm² ou en 93mm². Certains de ces départs existent déjà et devront être renforcés.

Carte 21 : Axes principaux



8.4.4 Renforcement des réseaux monophasés

Une forte proportion (25%) des réseaux HTA du Cameroun est construite et exploitée en monophasé de type SWER. De nombreuses extensions programmées sont piquées sur ces antennes monophasées. La puissance qui peut transiter sur une extension monophasée doit rester limitée. On considère qu'au-delà de 100kW une extension monophasée devait être renforcée par passage en triphasé. La date de la transformation mono/triphasé est fonction de l'augmentation de la charge et du raccordement de nouvelles localités à l'horizon 2035:

Tableau 90 : Renforcement des réseaux monophasés en triphasés

Réseaux MT Monophasés (km)						
		Longueur MT à renforcer Mono -> Tri avant				Monophasé définitif
		2020	2025	2030	2035	
<i>MT existante</i>		595	489	275	359	3845
MT construit en phasage	1	0	0	1305	48	1464
	2	0	0	0	0	2223
	3	0	0	0	0	2062
	4	0		0	0	1168
Total		595	489	1580	407	5395

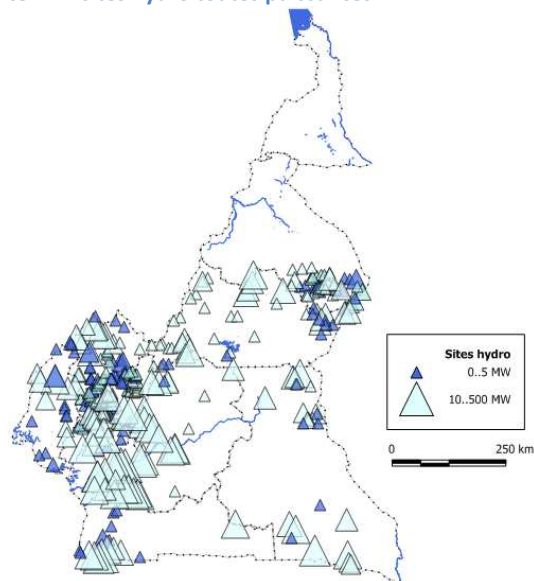
8.5 Electrification par réseau isolé alimenté par des énergies renouvelables

8.5.1 Hydroélectricité

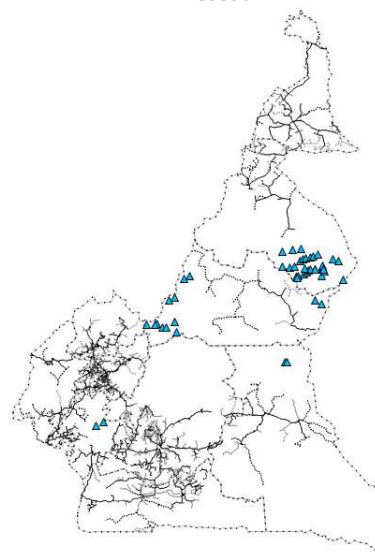
8.5.1.1 Evaluation du potentiel

Suite aux divers projets menés au Cameroun, le consultant a pu constituer une base de données géoréférencé des sites hydro pouvant être développés. Cette base comprend 407 sites, dont 260 de moins de 10MW et 243 de moins de 5MW. Seuls les sites de moins de 5MW et à plus de 20km du réseau en fin de phase 1 (2020) ont été retenus comme candidats pour le développement de mini-réseaux.

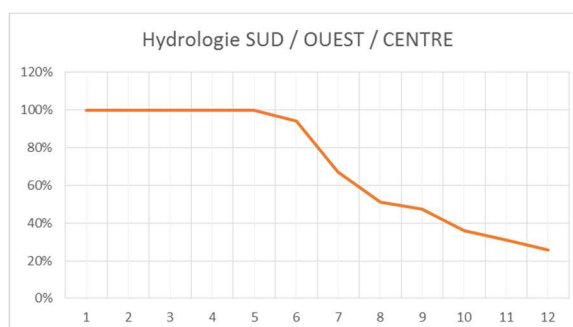
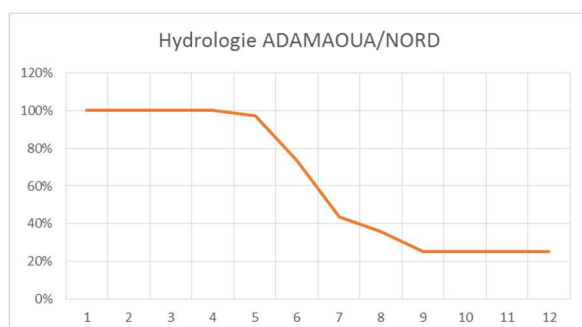
Carte 22 : sites hydro toutes puissances



Carte 23 : Sites hydro pour le développement des mini-réseaux



En se basant sur l'hydrologie mesurée de sites proches des sites étudiés la courbe de production annuelle de chaque projet a pu être modélisée :



La liste des sites retenus et leur caractéristique est jointe en annexe 4.

8.5.1.2 Sélection des sites

Les sites sont sélectionnés suivant le coût final actualisé de l'énergie disponible pour les localités de la grappe. Pour chaque site le coût actualisé de l'énergie distribué (LCODE : levelised cost of distributed energy) est calculé en optimisant le nombre de localité incluses dans la grappe. Un équilibre doit être trouvé entre d'une part le nombre de localités, et donc l'énergie hydro qui peut être placée et vendue ; et d'autre part, les coûts, notamment de distribution pour le raccordement de la grappe. Pour chaque grappe cet optimum a été trouvé en utilisant le logiciel GEOSIM.

8.5.1.3 Modélisation

Les mini-réseaux isolés sont modélisés à partir de l'année 2016, la possibilité d'inclure un groupe diesel pour couvrir la demande de pointe et pendant la période d'étiage est étudiée. Les localités avoisinant le site hydro sont raccordé en 30kV triphasé ; vu la faible charge attendue une distance maximale de 100km est considérée comme limite max de raccordement d'une localité à un site donné. Les localités

avoisinant les sites hydro bénéficiant déjà d'un groupe diesel pour leur alimentation sont également considérée comme des candidates potentielles (par exemple Betare Oya, Toubouro ou Garoua Boulai). Un service de 24hr/jour est pris comme hypothèse.

8.5.1.4 Paramètres économiques

Afin de calculer le LCODE les paramètres suivant ont été utilisés :

- Taux d'actualisation : 5%
- Durée de vie des centrales hydro : 40 ans
- Coût annuel de maintenance hydro : 1%
- Prix du diesel : 130 US\$/bbl (Cf. Annexe 6 pour la justification du prix)
- Coût de livraison du diesel : 50 FCFA/l
- Durée de vie max d'un groupe diesel : 8 ans
- Coût annuel de maintenance des groupes diesel : 5%
- Durée de non fonctionnement pour maintenance : 5%
- Réseau BT & MT : même paramètres que pour les extensions du réseau interconnecté cf. annexe 5

Les coûts d'investissement sont tels que suit :

Modélisation : FCFA / kW installé

	< 30m de chute brute	30 à 100m de chute brute	> 100m de chute brute
0 à 1 MW	2 500 000	2 250 000	2 000 000
1 à 5 MW	2 250 000	2 000 000	1 750 000

Groupes diesel

Capacité (kVA)	Million FCFA
100	5,576
250	11,178
500	19,516
1000	33,456
1500	41,820

8.5.1.5 Résultats

12 grappes de localités ont pu être constituées totalisant environ 375 000 habitants dans 135 localités, les grappes MT totalisent en moyenne 75 km de réseau. La capacité installée hydro totale est de 24 MW, la capacité moyenne est de 2MW. Le LCODE varie de 138 à 291 FCFA/kWh avec une moyenne à 205 FCFA/kWh.

Taille (habitant)	LCODE (FCFA/kWh)
500	472
1 000	404
5 000	341
10 000	271
25 000	266
50 000	255

A titre de comparaison, GEOSIM permet de calculer le LCODE de localités électrifiées uniquement au moyen de groupes diesel. Les paramètres diesels donnent un coût d'exploitation à 178FCFA/kWh (0,27€/kWh)

L'objectif fixé par les TDR de 20 000 clients en phase 1 peut être atteint en sélectionnant les 7 grappes ayant un coût actualisé du kWh inférieur à 200 FCFA/kWh.

Tableau 91 : Résultats simulation hydro

Nom du village le plus proche de la centrale	# Grappe	Pointe (kW)		Capacité centrale hydro (kW)	Pop 2015	Client BT		Nb Localité	MT (km)	LCODE (FCFA/kWh)	Pénétration ENR (%)		Date de raccordement de la grappe au réseau
		An 5	An 20			An 5	An 20				An 5	An 20	
MALI	10	2 327	6 473	4530	71 015	5 691	11 163	13	118	138	100%	91%	2025
NGOUMI 3	1	1 225	3 374	3043	41 643	3 324	6 528	7	51	159	96%	84%	2028
SOBBA	11	843	2 342	1200	25 732	2 070	4 054	8	22	171	75%	62%	2024
SOMIE-2	8	821	2 279	1513	24 978	2 003	3 932	5	29	175	75%	67%	2023
NGANDOUA WAWA	5	877	2 436	1141	26 595	2 167	4 233	14	87	182	76%	60%	2024
TARAM SIRI	6	2 414	6 711	5116	73 608	5 902	11 581	16	161	185	78%	71%	2023
FU BELA	4	1 318	3 667	3062	40 338	3 268	6 388	24	131	193	87%	76%	2020
NABEMO	12	266	738	270	8 078	653	1 280	3	24	213	75%	53%	2021
TONG	9	562	1 665	631	27 557	2 227	4 354	12	54	219	75%	54%	2023
DOW DEO-2	7	699	1 943	2964	21 072	1 735	3 387	13	119	263	75%	75%	2019
LAGGAYE	2	272	747	680	9 143	762	1 482	14	47	267	75%	73%	2027
VONG'NA	3	156	428	345	4 657	390	760	6	60	291	75%	70%	2027
Total		11 780	32 803	24 495	374 416	30 192	59 142	135	903				
Total grappes sélectionnées		9 825	27 282	19 605	303 909	24 425	47 879	87	600				

Les résultats détaillés par centrales hydro sont présentés en annexe 4

8.5.2 Biomasse

8.5.2.1 Evaluation du potentiel et sélection des sites

24 sites potentiels de valorisation sous forme de production d'électricité de biomasse ou de résidus de biomasse ont été identifiés et géolocalisés au Cameroun :

Tableau 92 : Potentiels biomasses pour la génération d'électricité sur des réseaux isolés

Région	Localité la plus proche	Unité industrielle	Ressource	Production moyenne annuelle (t)	Energie primaire disponible (MWh PCI)	Puissance électriques exploitable (kW)	Puissance thermique exploitable (kWth)
ADAMAOUA	GADJIWAN		Rafles de maïs	320	1043	119	0
ADAMAOUA	SOMIE		Rafles de maïs + Balles de riz	185	578	66	0
OUEST	TONGA		Balles de riz	71	350	40	0
NORD-OUEST	NDOP		Balles de riz	432	368	50	0
E.-NORD	MAGA	SEMRY	Balles de riz	8140	20300	813	1153
E.-NORD	KAELE	SEMRY	Balles de riz	6660	16600	663	948
E.-NORD	KOUSERIE	SEMRY	Balles de riz	2400	6200	248	354
EST	BELA	SEFAC	Résidus de bois	44617	110650	3458	6916
EST	LIBONGO	SEFAC	Résidus de bois	29000	71919	2247	4495
EST	NGOLLA/YOKADOUMA	SFC	Résidus de bois	17897	44385	1387	2774
EST	OUESSO/YOKADOUMA	Green Vvally	Résidus de bois	22626	56112	1753	3507
EST	GARI-GOMBO	SFIL	Résidus de bois	18977	47064	1471	2942
EST	MINDOUROU	GRUMCAM	Résidus de bois	23248	57655	1802	3603
EST	MBANG	SFID	Résidus de bois	68759	170522	5329	10658
EST	KAGNOL	J.PRENANT	Résidus de bois	12316	30544	955	1909
SUD	DJOUR	SFID 1	Résidus de bois	27577	68391	2137	4274
EST	MINDOUROU	CIFM	Résidus de bois	32200	79856	2496	4991
SUD	SANGMELIMA	SIBM	Résidus de bois	3483	8637	270	540
SUD	CAMPO	SCIEB	Résidus de bois	9779	24252	758	1516
SUD	BIDOU/KRIBI	WIJMA	Résidus de bois	49831	123582	3862	7724
CENTRE	MBALMAYO	ECAM-Placages	Résidus de bois	5527	13707	428	857
CENTRE	MFOU	FIPCAM	Résidus de bois	14049	34843	1089	2178
CENTRE	NSIMALEN	INGEN. FORESTIERE	Résidus de bois	36977	91703	2866	5731
CENTRE	ESEKA	TTS	Résidus de bois	14187	35184	1100	2199

Seuls les sites isolés sont retenus dans l'optique de la présente étude, sept sites sont à plus de 20 km du réseau MT en fin de phase 1 (2020) et ont un potentiel suffisant (>100kW). Ces sites sont représenté sur fond vert dans le tableau suivant.

8.5.2.2 Modélisation

Suivant la puissance thermique disponible et la demande environnante plusieurs technologies peuvent être modélisées :

- gazogène + moteur 100% gaz
- gazogène + moteur Dual-Fuel gaz-diesel
- Chaudière + moteur au fioul lourd.

Au vu des conditions spécifiques du contexte, le modèle choisi par l'optimisation technico-économique de GEOSIM se base sur un gazogène, un moteur Dual-Fuel et un back up diesel qui peut être mobilisé pendant les périodes d'indisponibilité ou pour passer la pointe. Les paramètres suivants ont été pris pour effectuer les calculs technico-économiques :

- Consommation spécifique pour les résidus de bois : 1,5 kg/kWh
- Coût du résidu : 15 000 FCFA/tonne
- Génie civil centrale : 500€/kW
- Gazogène : 1050 €/kW
- Moteur dual fuel : 1200€/kW
- Disponibilité centrale : 75%
- Utilisation mini de substitut : 30%

8.5.2.3 Résultats

Le tableau ci-dessous présente le détail des résultats des simulations biomasses. Le coût actualisé du kWh varie de 200 à 300 FCFA/kWh les coûts sont légèrement plus important que pour l'hydro et restent inférieur à des solutions diesel pur. Les grappes ainsi modélisées couvrent une population d'environ 75 0000 personnes ce qui représente quasiment 6 000 clients en année 5.

Tableau 93 : Résultats simulations biomasse

Num Grappe	Pointe (kW)		Capa Moteur DualFuel (kW)	Client BT		Nb Localités	Longueur MT (km)	Pop. 2015	LCODE (FCFA/kWh)	% ENR	
	An 5	An 10		An 5	An 10					An 5	An 10
1	27	38	37	98	125	1	4	1179	325	52%	49%
2	20	29	28	75	95	1	2	881	357	52%	49%
3	755	1091	1098	2738	3492	8	23	34066	203	52%	49%
4	197	284	289	715	911	2	4	8885	218	53%	49%
5	490	710	721	1812	2304	15	183	21984	275	52%	49%
6	59	87	130	195	247	1	1	2390	267	52%	52%
7	123	178	182	461	589	6	47	5554	291	53%	50%
Total	1671	2417	2485	6094	7763	34	264	74939			

Les résultats détaillés par mini-réseau biomasse sont présentés en annexe 4

Du fait de la technologie choisie la pénétration ENR n'est que d'environ 50%, le reste de l'énergie étant fourni par le diesel.

8.5.3 Solaire

8.5.3.1 Sélection des localités

L'objet de cette étude est de définir la solution d'électrification à moindre coût de toutes les localités du Cameroun en respectant les contraintes suivantes : (i) électrification prioritaire des Chefs-Lieux de Commune (CLC), (ii) nombre imposé de branchement à réaliser par phase de 5 ans. Les paragraphes précédents traitent des extensions du réseau MT et des solutions décentralisées basées sur la petite hydroélectricité et sur la biomasse, à ce stade l'objectif du nombre de branchement par réseau isolé est déjà atteint par les mini-réseaux hydro et biomasse. Le solaire ne sera donc mobilisé que pour l'électrification des chefs-lieux de commune trop loin du réseau pour être électrifié d'ici 2020 et trop loin des sites potentiels hydro ou biomasse pour bénéficier de ces technologies.

Trois critères sont retenus pour la sélection des chefs-lieux de commune susceptibles d'être électrifié par des mini-réseaux basés sur une technologie hybride solaire + diesel :

- Ne pas bénéficier d'autres projets d'électrifications, même solaire
- Ne pas être présents dans d'autres listes de localités traitées dans les paragraphes précédents, ou ne pas être raccordé avant 2025.
- Être déclarés comme électrifiés par le réseau mais situé à plus de 5km du réseau.

Ces critères permettent de retenir 8 chefs-lieux de commune :

Tableau 94 : Chefs-lieux de communes concernés par l'électrification solaire

Région	Département	Arrondissement	Nom	Population	Electrification
EST	HAUT-NYONG	LOMIE	MESSOK	779	2021-2025
EST	HAUT-NYONG	MESSAMEMA	SOMALOMO	266	2021-2025
EST	KADEY	KETTE	OULI	1286	2021-2025
NORD-OUEST	DONGA-MANTUNG	AKO	AKO	4188	Electrifié >5km MT
NORD-OUEST	MENCHUM	FURU-AWA	FURUAWA	1532	2021-2025
SUD-OUEST	NDIAN	EKONDO-TITI	DIKOME	5240	2021-2025
SUD-OUEST	NDIAN	MUNDEMBA	TOKO	265	Electrifié >5km MT
SUD-OUEST	NDIAN	IDABATO	IDABATO	1026	Electrifié >5km MT

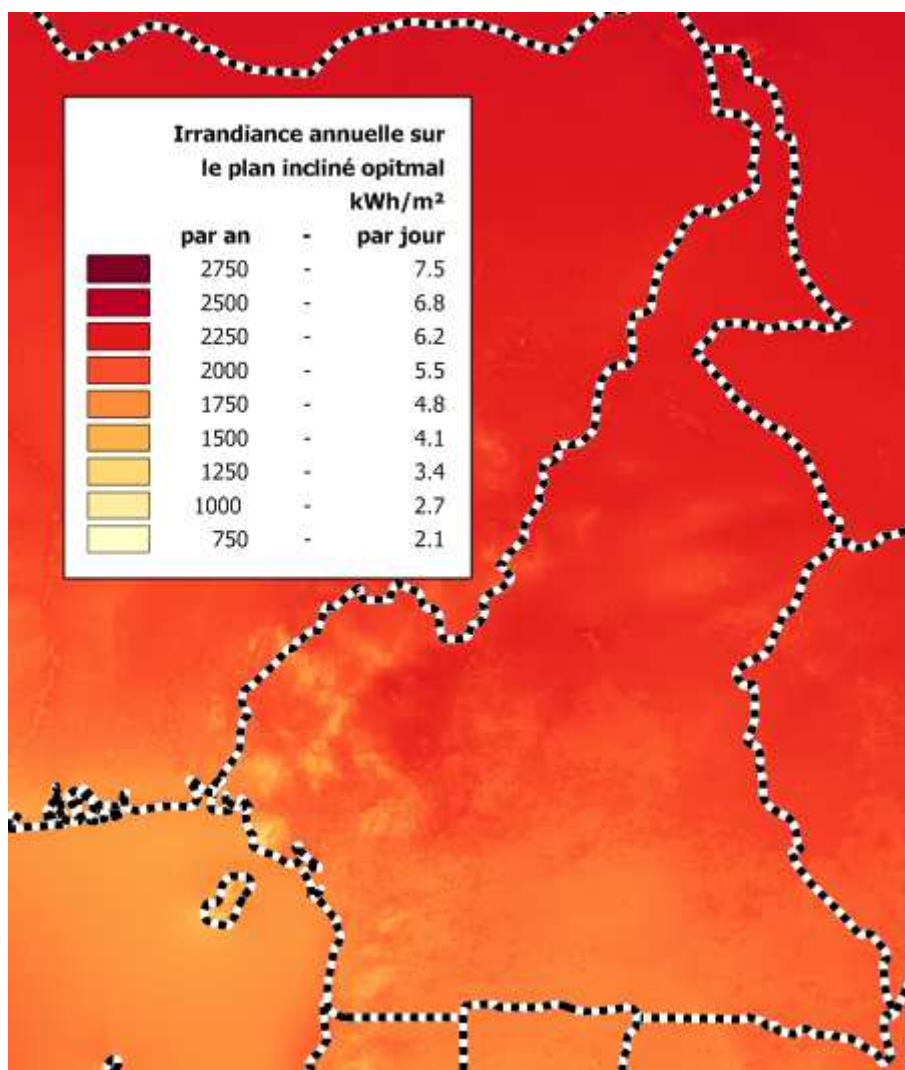
Les autres localités isolées qui ne sont pas des chefs-lieux de communes ne sont pas concernées par ce paragraphe, pas plus que les localités disposant déjà d'un groupe diesel qui pourrait être hybridé. La méthodologie adoptée résulte en l'électrification par le réseau de toutes les localités du Cameroun d'ici 2035, de ce fait certaines localités isolées ne seront électrifiées que tardivement, et parmi elles de grosses localités. Ainsi certaines grosses localités (plus de 5000 habitants) seront électrifiées seulement dans la période 2020-2035, ce résultat est en accord avec l'optimisation technico-économique demandée par les TDR.

Certaines localités isolées disposent déjà d'un groupe électrogène, les coûts d'exploitations de ces mini-réseaux pourraient être réduits par l'injection de PV sur ces réseaux, cette étude sort du périmètre de ce projet.

8.5.3.2 Evaluation du potentiel

Le potentiel solaire au Cameroun est très fort, comme l'illustre la carte ci-après.

Carte 24 : Potentiel solaire



Source (http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/download/solar_radiation/cmsaf_download.html)

Le potentiel moyen au Cameroun est d'environ 1915 kWh/m²/an (5.2kWh/m²/jour), 99% du territoire a un potentiel supérieur à 1700 kWh/m²/an (4.6kWh/m²/jour).

8.5.3.3 Modélisation

En raison de la faible taille des localités concernées par le segment solaire des options d'approvisionnement, un modèle de type PV + batteries + groupe diesel a été retenu. Les paramètres de coûts sont les suivants :

- Panneaux : 1 312 000 FCFA/kWc
- Onduleur en îlotage : 393 600 FCFA/kW
- Onduleur réseau : 196 800 FCFA/kW
- Batteries : 131 200 FCFA/kW
- Structures des supports des panneaux : 131 200 FCFA/kW

- Autres coûts divers: 25%
- Rendement de cycle charge/décharge des batteries : 80%
- Profondeur de décharge : 50%
- Taux de performance solaire : 75%
- Taux de substitution en année 5 : 50%
- Durée de vie des panneaux : 25 ans
- Durée de vie des onduleurs : 10 ans
- Coût d'entretien du champ PV : 2%
- Durée d'exploitation avant raccordement réseau : 5 ans.

Suivant la taille des systèmes le coût final du système de production (PV+Diesel) varie entre 4800 et 8200 €/kWc (3.1 à 5.3 MFCFA/kWc)

8.5.3.4 Résultats

Le tableau suivant présente les principaux résultats des simulations des mini-réseaux hybrides diesel-PV, suivant les hypothèses de coûts retenus et suivant les chefs-lieux de communes électrifiés le coût actualisé du kWh distribué varie d'environ 400 à 850 FCFA/kWh. Ces coûts sont élevés en raison de la faible taille des localités électrifiées, ce coût inclut environ 15% de distribution (réseau BT + branchements).

Tableau 95 : Résultats des simulations solaire

Nom du CLC	Grappe	Pointe an 5 (kW)	Capacité PV (kWc)	Capacité groupe diesel (kW)	Capa. Batterie (kWh)	% ENR an 5	nb loc. dans la grappe	Pop. 2015	Nb de Client BT (an 5)	LCODE Diesel (FCFA/kWh)
Messok	1	18	31	19,8	81	50	1	793	65	526
Somalomo	2	7	12	7,7	30	50	1	271	26	835
Ouli	3	39	55	42,9	159	50	1	1 309	107	412
Ako	4	81	111	89,1	318	50	1	4264	346	405
Furuawa	5	30	41	33	118	50	1	1560	131	469
Dikome	6	131	247	144,1	561	50	1	5335	425	397
Toko	7	7	15	7,7	32	50	1	270	26	832
Idabato	8	25	45	27,5	105	50	1	1045	82	495
Total		338	557	371,8	1404		8	14847	1208	

Les résultats détaillés par centrale solaires sont présents en annexe 4

8.6 Récapitulatif

La durée de l'étude de 20 ans a été divisée en 4 phases de 5 ans :

- Phase 1 (2016-2020) : électrification par le réseau MT et par mini réseau alimenté par des énergies renouvelables
 - o Electrification de tous les chefs-lieux de communes par le réseau MT ou par mini réseau hydro, biomasse ou solaire
 - o Priorité secondaire accordé aux pôles de développements
 - o Priorité sur la zone Nord : le taux d'accès passe de 47% à au moins 70%

- o Le taux d'accès au sud passe de 88% à 90%
- Phase 2 (2021-2025):
 - o 99% chefs-lieux de communes sont raccordés au réseau MT, les 1% restant sont électrifié par des mini-réseaux solaires depuis la phase précédente
 - o Priorité secondaire accordé aux pôles de développement
 - o Priorité sur la zone nord : le taux d'accès passe de 70% à 90%
 - o Le taux d'accès au sud passe de 90% à 95%
- Phase 3 (2026-2030):
 - o 100% des chefs-lieux de communes sont raccordé au réseau MT
 - o Priorité sur la zone nord : le taux d'accès passe de 90% à 95%
 - o Le taux d'accès au sud passe de 95% à 98%
- Phase 4 (2031-2035) : accès universel
 - o Toutes les localités de plus de 150 habitants sont raccordées au réseau MT interconnecté. Le taux d'accès est de 99% sur l'ensemble du territoire.

Le tableau suivant présente les principaux résultats de la planification :

Tableau 96 : Résultat de la planification horizon 2035

	2015	Phase 1 2016-2020	Phase 2 2021-2025	Phase 3 2026-2030	Phase 4 2031-2035
Loc. électrifiées en fin de phase	3 777	6 772	9 525	11 097	12 526
Localités en projet	930	2 065	2 753	1 572	1 429
dont Réseaux MT		1 888	2 753	1 572	1 429
dont Mini réseaux ENR		177			
Pop. des loc. élec (million)	15,0	20,3	24,6	28	31,1
Pop. des loc. en projet	1,3	2,9	2,4	1,1	0,5
dont Réseaux MT		2,5	2,4	1,1	0,5
dont Mini réseaux ENR		0,4			
Taux d'accès National	74%	85%	94%	98%	99%
Taux d'accès zone Nord	47%	74%	90%	96%	98%
Taux d'accès zone Sud	88%	90%	96%	98%	99%
Taux d'électrification national	23%	32%	41%	48%	54%
Zone Nord	7%	21%	30%	39%	45%
Zone Sud	32%	39%	46%	53%	59%
Nb de branchements		287 494	250 000	250 000	250 000
dont Réseaux MT		179 222	222 694	195 198	181 243
dont Intensification		70 778	27 306	54 802	68 757
dont Mini réseaux ENR		37 494			
Réseau MT (km)	16 720	21 419	29 799	36 919	41 035

9 Evaluation de l'impact Environnemental

9.1 Introduction

La mise en œuvre du PDER 2015, de par son amplitude sectorielle, doit porter une attention particulière à la circonscription de ses enjeux environnementaux, ainsi qu'aux prescriptions relatives à l'ensemble des réglementations encadrant les aspects environnementaux des futurs projets.

Ces dernières décennies, à travers un développement rapide des besoins et des projets d'électrification rurale actés pour y répondre de manière la plus efficace possible, l'ensemble des enjeux environnementaux ont été progressivement encadrés par un contexte juridique international en faveur de la préservation de la santé des genres humain et animal, ainsi que la conservation et de la gestion durable des ressources naturelles. A charge des Etats de traduire leurs engagements dans leurs législations nationales. Les prescriptions des bailleurs de fonds internationaux, initiateurs et promoteurs des meilleures pratiques en matière environnementale et sociale, restent souvent la référence première des adaptations nationales. Elles continuent à être considérées comme justification minimum des options techniques des projets dans les pays à la législation nationale incomplète et par là, rédhibitoires à l'accès au financement pour la plupart des grandes agences internationales de financement.

En ce qui concerne les aspects environnementaux du PDER, en tant que « Plan » au sens stratégique et organisationnel du terme, il est devra être soumis à une évaluation environnementale stratégique (EES), comme le stipule la réglementation en vigueur au Cameroun depuis 2013. Ce mandat particulier, et donc encadré, n'est pas l'objet de cette présente note environnementale, qui se propose toutefois de faire une évaluation générale des principaux enjeux et impacts attendus dans le cadre de l'électrification rurale.

L'évaluation environnementale stratégique du secteur de l'énergie au Cameroun, commanditée par le MINEE/PDSEN, et dont les résultats finaux seront disponibles début 2016, propose l'identification et l'analyse des enjeux et des effets environnementaux potentiels pour chacune des filières énergétique et par zone agro-écologique du Cameroun, sans distinction particulière des enjeux en zones urbaines et rurales. Les options technologiques mobilisables pour la mise en œuvre du PDER y trouveront donc des références aux enjeux environnementaux et sociaux par sous-secteur énergétique.

9.2 Les premiers termes du cadrage en faveur de l'environnement

9.2.1 Des conditionnalités de financement

Le principe de subsidiarité, qui consiste à réserver uniquement à l'échelon supérieur (les instances de types CEMAC ou CEEAC) ce que l'échelon inférieur (un Etat membre comme le Cameroun) ne pourrait effectuer que de manière moins efficace si les compétences sur le sujet sont partagées, s'applique plutôt bien pour le Cameroun, qui a une législation en faveur de la protection de l'environnement et du développement durable prenant régulièrement en compte les meilleures pratiques en la matière. Cependant, en comparant les textes, les prescriptions de la Banque Mondiale en faveur des conditions

de dédommagement des populations (cadre des expropriations et indemnités) sont plus favorables et sont donc censés être appliqués.

A ce jour, le seul niveau supérieur, régional et intermédiaire, qui pourrait obliger les pays à légiférer de façon plus complète, émane d'un organisme spécialisé de la CEEAC, la Commission des Forêts d'Afrique Centrale (COMIFAC), porteuse de Directives s'appropriant les meilleures pratiques de durabilité concernant la gestion des ressources naturelles et le contexte social de celle-ci dans la sous-région Afrique Centrale. Les Directives sur l'analyse de l'impact environnemental est d'ailleurs en cours d'études, sur financement BAD.

Au Cameroun, si le principe de prise en compte de l'environnement par l'Action Publique a été réaffirmé dans la Constitution promulguée dans sa version révisée par la Loi n°96-06 du 18 janvier 1996, il marque au plus haut niveau l'engagement du pays pour un développement durable. Dès son préambule, il y est proclamé que tout citoyen a droit à un environnement sain, et précisé que la protection de l'environnement est un devoir pour tous, l'Etat, dans ses fonctions régaliennes, veillant à sa défense et à sa promotion.

Ce principe réaffirmé fait chronologiquement suite à deux événements majeurs ayant engagés les Etats en faveur de l'Environnement :

- La Convention sur la Diversité Biologique (Rio de Janeiro-1992) que la Cameroun a ratifiée en 1994, porte sur le développement de stratégies nationales pour la Conservation et la gestion durable de la biodiversité,
- La Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements climatiques (New York-1992) préconisant aux Etats la ratifiant de tout mettre en œuvre pour mobiliser des stratégies d'atténuation et d'adaptation dans les systèmes écologiques ou sociaux en réponse aux impacts probables de la croissance des pays sur le Changement climatique.

9.2.2 Politiques et standards internationaux

Le cadre d'orientation des évaluations environnementales est généralement défini selon les procédures adoptées par les différents bailleurs de fonds, parmi lesquels le groupe de la Banque Mondiale (BM) qui a joué un rôle précurseur en définissant - dans son Manuel opérationnel - des directives et des politiques opérationnelles (Operational Directives, OD / Operational Policies, OP) qui servent de guides aux évaluations des projets soumis au financement de cet organisme. Les lignes directrices et les réglementations de certains pays ont souvent un fort degré de cohérence avec les directives et politiques de la Banque mondiale. Elles constituent également, en règle générale, les enjeux majeurs de l'impact environnemental et social.

Les principales directives et politiques qui intéressent l'EIE des ouvrages du plan directeur électrification rurale sont les suivantes, avec comme principes généraux l'emploi de mesures préventives plutôt que d'atténuation, l'analyse des incidences et mesures par des cabinets indépendants et un recours systématique à la consultation local du public :

- Le volume III du Manuel d'évaluation environnementale – Edition française 1999 – Lignes directrices pour l'évaluation environnementale des projets énergétiques et industriels (y compris réseaux de transport d'électricité, projets hydro-électriques et projets de centrales thermiques).

- OP & BP 4.01 « Evaluation environnementale », janvier 1999, régissant les études d'impact environnemental, Annexes A (définitions), B (Contenu d'un rapport d'EIE) et C (Plan de gestion environnemental) de OP 4.01 et plus particulièrement l'annexe B de BP 4.01 (Application des évaluations environnementales aux barrages et réservoirs). La Banque classe alors les projets en 4 catégories, en fonction des particularités comme ses types, emplacement, degré de sensibilité, échelle, nature et ampleur des incidences environnementales.
- OP & BP 4.04 « Habitats naturels », juin 2001. Cette OP indique que la BM est favorable à la protection, l'entretien et la réhabilitation des habitats naturels et encourage par conséquent l'identification des sites naturels importants, des fonctions écologiques qu'ils assurent, le degré de menace pour ces sites et les priorités en matière de conservation, l'emplacement actuel des habitats naturels de la région ou du secteur concerné, les types et les zones estimées (en hectares) de ces habitats touchés... Cette sauvegarde n'autorise pas le financement des projets dégradant ou convertissant les habitats critiques et nécessite une consultation des populations locales au niveau de la planification, de la conception et du suivi des projets.
- Note de Politique Opérationnelle 11.03 « Patrimoine culturel », septembre 1986. La Banque mondiale poursuit une politique générale d'aide et de préservation des biens culturels (sites archéologiques, historiques, religieux et habitats d'une valeur naturelle unique, incluant vestiges d'habitations humaines et lieux de type grottes ou chutes d'eau) afin d'éviter leur destruction. Une enquête sur les ressources culturelles potentiellement affectées et leur inventaire est une recommandation communément initiée dans le cadre du Plan de Gestion Environnemental et Social (PGES) des projets.
- OP & BP 4.12 « Réinstallation involontaire de personnes », décembre 2001, définissant les conditions d'indemnisation, de déplacement et de réinstallation des populations, avec un accent particulier sur l'accompagnement des personnes impactées dans la recherche de solutions alternatives à la dégradation ou au changement radical de leur conditions de vie.
- OP 4.36 « Forêts », novembre 2002, incitant les différents acteurs du projet à prendre en compte la gestion, la conservation et le développement durable des écosystèmes forestiers. Ainsi, un projet qui pourrait impliquer une conversion ou une dégradation de forêts naturelles ou d'autres habitats naturels qui sont susceptibles d'avoir d'importants impacts environnementaux négatifs, est classé en catégorie A.

9.2.3 Conventions internationales : obligations et engagements

Le Cameroun est signataire de plusieurs conventions internationales et accords relatifs à la gestion anticipée de la production d'impacts environnementaux. Les textes spécifiques qui peuvent être appliqués à la mise en œuvre du PDER sont :

- La Convention de Bonn sur les espèces migratoires (1979), ratifiée en 1983 par le Cameroun, qui obligent les Etats à porter une attention sur les mesures nécessaires et appropriées pour conserver ces espèces et leur habitat.
- La Convention de RAMSAR, relative aux zones humides, a été adoptée par le Cameroun en février 1971, et vise à la conservation et l'utilisation durable des zones humides, enrayant leur dégradation ou disparition, et en reconnaissant leurs (i) fonction écologique, (ii) valeur

économique, (iii) culturelle, (iv) scientifique et (v) récréative. Elle éclairera les options de tracé des lignes électriques en zones littoral.

- La Convention de Stockholm sur les Polluants Organiques Persistants (POP), signée en 2001 par le Cameroun, et qui a pour objectif le contrôle, la réduction et l'élimination des effluents, rejets ou émissions polluantes. Elle encadrera valablement le démantèlement des stations solaires dont les batteries sont particulièrement polluantes.

9.3 A l'intégration dans les textes nationaux – cadre législatif

9.3.1 Législation en matière de protection de l'environnement

Si la Loi n°94/001 du 20 janvier 1994 portant régime des forêts, de la faune et de la pêche, prescrivait déjà explicitement l'étude d'impact environnemental pour les projets portant atteinte potentielle à l'équilibre de la forêt, c'est la loi-cadre relative à la gestion de l'environnement n°96/12 du 05 août 1996 qui vient consacrer le principe de l'EIE. De portée plus générale, cette loi-cadre dispose en son article 17 la prescription d'une EIE pour tout projet susceptible de porter atteinte à l'environnement : « le promoteur ou le maître d'ouvrage de tout projet d'aménagement, d'ouvrage, d'équipement ou d'installation qui risque, en raison de sa dimension, de sa nature ou des incidences de ses activités qui y sont exercées sur le milieu naturel, de porter atteinte à l'environnement, est tenu de réaliser, selon les prescriptions du cahier des charges, une étude d'impact permettant d'évaluer les incidences directes ou indirectes dudit projet sur l'équilibre écologique de la zone d'implantation ou de toute autre région, le cadre et la qualité de vie des populations et des incidences sur l'environnement en général ».

A partir de cette loi, les réglementations sectorielles vont explicitement poser l'EIE comme étape incontournable dans les diverses études à mener (notamment le code minier) mais c'est le décret n°2005/0577/PM du 23 février 2005 qui, pour la première fois, précise les modalités de réalisation des études d'impact, autorisant les nombreuses prescriptions à être juridiquement mises en application.

9.3.2 Réglementation des études d'impact sur l'environnement

Depuis le 14 février 2013, c'est le décret n°2013/0171/PM qui fait foi pour les modalités de réalisation des études d'impact environnemental et social (EIES) et stipule en son article 25 que « tout promoteur de projet assujetti à la procédure de l'EIES sommaire ou détaillée ou encore de l'évaluation environnementale stratégique (EES) doit au préalable obtenir un certificat de conformité environnementale de son projet délivré par le Ministère chargé de l'Environnement avant le démarrage des travaux ». L'article 17 précise que le Fond National de l'Environnement (FNEDD) et du Développement Durable perçoit l'ensemble des frais liés à la procédure de mise en conformité environnementale. Ce décret instaure également une évaluation très légère de l'impact environnemental et social, pour des projets non couverts par la réglementation et dont la gestion est dorénavant décentralisée au niveau des Communes.

L'arrêté 0001/MINEP du 03 février 2007 encadre l'élaboration des TdR des EIES et d'un programme de consultation publique (tous deux approuvés au préalable par le MINEPDED), et oblige la réalisation de l'EIES par un cabinet agréé par le même Ministère.

Les articulations majeures et le timing de la procédure pour l'obtention du certificat environnemental sont précisés ci-après, en fonction des 4 catégories d'études requises, entrées d'analyse du processus.

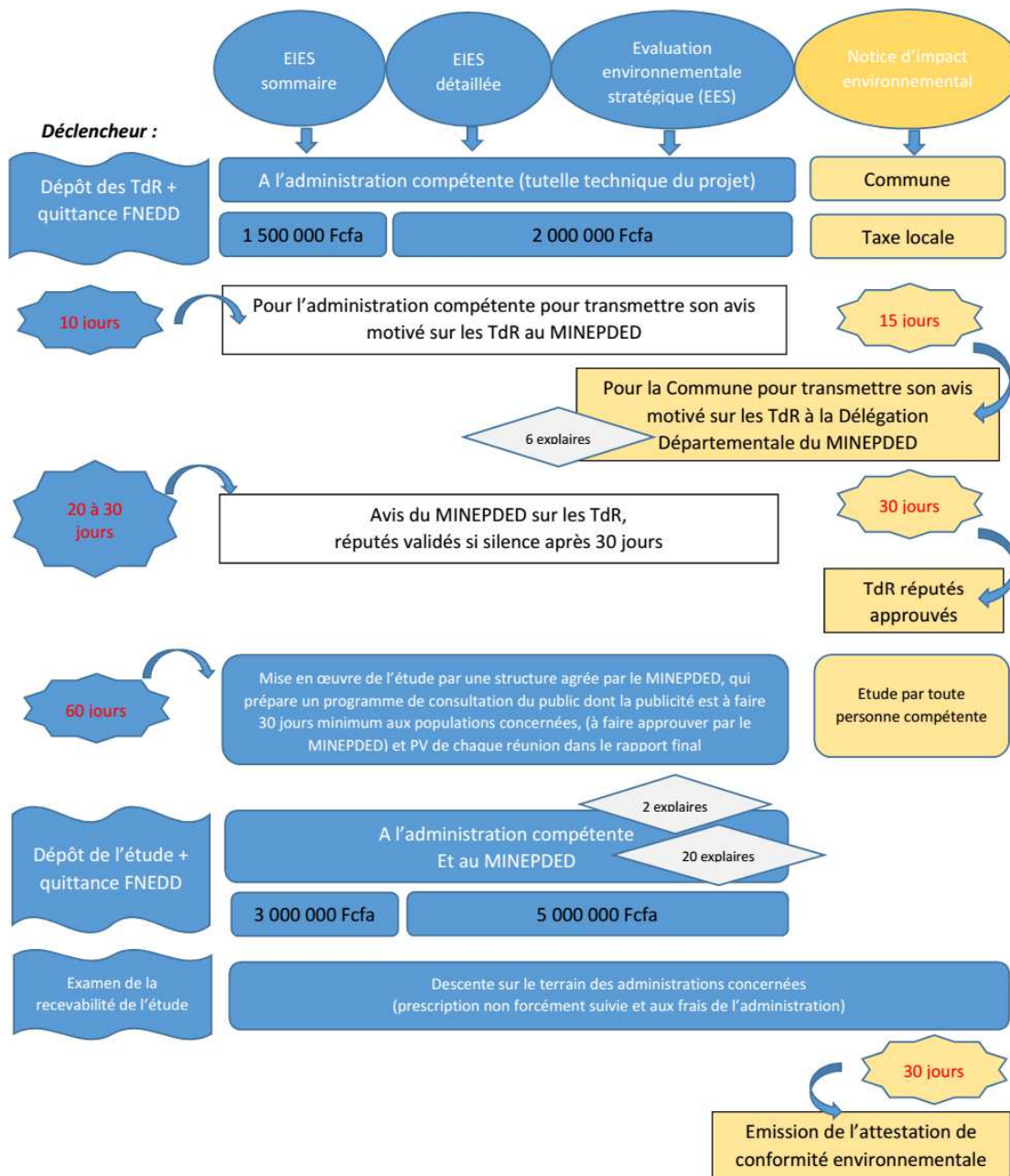
Après obtention de la conformité environnementale (par certificat ou attestation suivant la qualification des projets), une surveillance administrative et technique de la mise en œuvre du Plan de gestion environnemental est actée dans les textes et est dédiée à des Comités départementaux de surveillance, lesquels sont constitués de représentants des ministères sectoriels. Le décret du 26 septembre 2012 fixe les conditions d'inspecteur et de contrôleur de l'environnement.

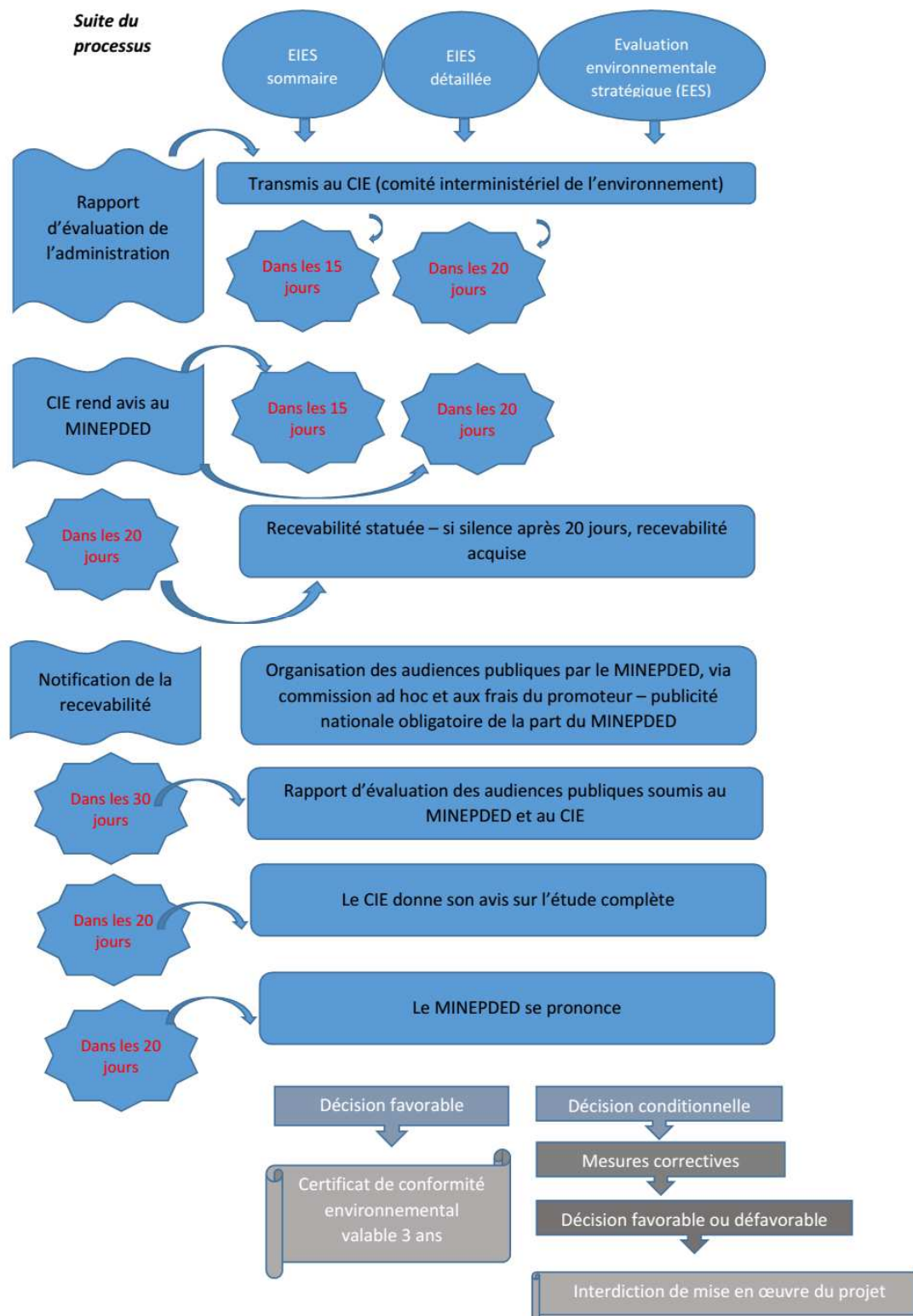
Par rapport au suivi, le promoteur est également tenu par la législation de produire un rapport semestriel de la mise en œuvre du PGES et de le communiquer au MINEPDED, niveau central ou départemental.

Figure 40 : Processus d'obtention de la conformité environnementale

Processus d'obtention d'un document de conformité environnementale

Cameroun – décret 2013/0171 du 14/02/2013





L'arrêté n°0070/MINEP du 22 avril 2005 fixe les différentes catégories d'opérations soumises à la réalisation d'une étude d'impact détaillée ou sommaire. Pour rappel (article 3), les infrastructures économiques liées à l'énergie mobilisées dans le cadre du PDER :

Tableau 97 : Types d'EIES requise par type de projet

Sont soumis à une EIE sommaire	Sont soumis à une EIE détaillée
Construction de centrale thermique et autres installations à combustibles de puissance installée inférieure à 2 MW	Construction de centrales thermiques et autres installations à combustibles de puissance installée de plus de 2 MW
Transport de l'électricité par ligne moyenne tension	Constructions relatives aux installations de recasement des populations
Electrification rurale de moyenne tension	Barrage
Exploitation d'énergie renouvelable (marémotrice, éolienne, biomasse) de puissance inférieure à 2 MW	
Construction de centrales hydroélectrique de puissance comprise entre 1 et 50 MW	Construction de centrales hydroélectriques de puissance égale ou supérieure à 50 MW
Stockage aérien de gaz naturel	Stockage de gaz naturel et autres combustibles fossiles
Stockage de gaz et combustibles en réservoirs souterrains inférieur à 140 m3	

Il s'agira dans tous les cas de veiller à ce que les prescriptions et mesures du Plan de Gestion Environnemental et Social (document inhérent à la production d'une étude d'impact sommaire ou détaillée) ne fassent pas elles-mêmes l'objet d'une EIE, comme en général les projets associés de production agricole, foresterie, élevage, pêche et aquaculture ainsi que tourisme.

9.3.3 Cadre législatif relatif à la gestion des ressources forestières

La loi 94/01 de janvier 1994 portant régime des forêts, de la faune et de la pêche, consacre de manière générale la protection de la faune et de la flore. Le domaine forestier non permanent, constitué des terres forestières susceptibles d'être affectées à des utilisations autres que forestières et sur lequel les populations locales sont autorisées à pratiquer leurs activités, est encadré par la Décision n°135/D/MINEF/CAB du 26 novembre 1999 fixant les procédures de classement y relatives.

Le Décret n°95/531/PM du 23 août 1995 fixe les modalités d'application du régime des forêts et stipule en son article 9 que le défrichement d'une forêt domaniale ne peut être autorisée qu'après déclassement de ladite forêt pour cause d'utilité publique et présentation d'une EIES. Il a été modifié par le décret n°2000/092/PM du 27 mars 2000.

Les normes d'intervention en milieu forestier datant de janvier 1998 (Chapitre VII, tracé, construction et amélioration des routes forestières), précise en son article 43 que « nul ne peut aménager un site

de prélèvement dans les 60 mètres d'un plan d'eau mesurés à partir de la ligne naturelle des hautes eaux et dans les 100 mètres d'une réserve écologique, d'une aire protégée ou d'une zone tampon ».

La Décision n°0108/D/MINEF/CAB du 09 février 1998 porte application des normes d'intervention en milieu forestier.

9.3.4 Cadre législatif et réglementaire national en matière d'urbanisme et construction

Le secteur de l'Urbanisme est encadré par la loi n°2004/003 du 21 avril 2004 régissant l'urbanisme au Cameroun, et qui précise en son article 9 que les « mesures de protection, ainsi que les périmètres de sécurité à prendre en compte dans l'élaboration des documents de planification urbaine sont précisées par les administrations compétentes, notamment celles chargées des mines, de la défense, de l'environnement, du tourisme et des domaines. »

Pour ce qui est de l'utilisation du sol, cette loi prescrit que tous les documents de planification urbaine doivent préciser les servitudes d'utilité publique affectant l'utilisation du sol (article 47). L'article 99 rappelle les actes administratifs liés à cette utilisation :

- Certificat d'urbanisme
- Autorisation de lotir
- Permis d'implanter
- Permis de construire
- Permis de démolir
- Certificat de conformité

Son article 49 prescrit l'implication des populations et de la société civile dans la mise en œuvre des règles générales d'urbanisme, d'aménagement urbain et de construction, devant être encouragé par un libre accès aux documents, des mécanismes de consultations permettant de recueillir les avis, et leur représentation au sein des organes de consultation.

Les textes d'application de cette loi sont :

- Décret n°2008/0726/PM du 23 avril 2008 fixant les modalités d'élaboration et de révision des documents de planification urbaine,
- Décret n°2008/0740/PM du 23 avril 2008 fixant le régime des sanctions applicables aux infractions aux règles urbaines,
- Décret n°2008/0737/PM du 23 avril 2008 fixant les règles de sécurité, d'hygiène et d'assainissement en matière de construction. Ce décret précise notamment les garanties courant au bénéfice du maître d'ouvrage à partir de la réception provisoire des travaux (parfait achèvement, garantie contractuelle de bon fonctionnement et garantie décennale qui engage la responsabilité de tous les maillons ayant participé à la construction.

9.3.5 Cadre législatif et réglementaire national en matière foncière et de réinstallation

Le Code Civil du Cameroun, en son article 545, stipule que « nul ne peut être contraint de céder sa propriété, si ce n'est pour cause d'utilité publique, et moyennant une juste et préalable indemnité ».

L'expropriation pour cause d'utilité publique est encadrée par la Loi n°1985-09 du 04 juillet 1985 qui prévoit, outre les modalités d'indemnisations, la mise en place d'une Commission Départementale de

Constat et d'Evaluation des Bien impactés par les projets et pour laquelle les porteurs de projets peuvent être membres.

Les volumes d'indemnisation sont jusqu'à aujourd'hui encadrés par les textes ci-dessous, biens que certains soient en cours de réactualisation (revisite des barèmes de calcul des manques à gagner notamment économiques) :

- Application de la loi de 85 relative à l'expropriation et aux modalités d'indemnisations pour cause d'utilité publique :

Par le décret n°87/1872 du 18/12/1987, détaillant précisément la procédure jusqu'au décret signé par la Primature et portant création de la Commission de Constat et d'Evaluation des biens impactés par le projet. Son article 13 précise que la DUP devient caduque dans les deux ans si l'expropriation n'a pas été effective. Son article 18 précise que les indemnités sont supportées par la personne morale de droit public, bénéficiaire de l'opération.

L'instruction n°00005/I/Y.2.5/MINDAF du 29 décembre 2005 porte rappel des règles de base sur la mise en œuvre du régime de l'expropriation pour cause d'utilité publique.

- Evaluation des cultures :
Le décret n°2003/418/PM du 25 février 2003, abrogeant le décret 86/970 du 27/09/1986, et fixant les tarifs d'indemnisation des cultures. Une distinction est faite entre les cultures annuelles, industrielles, et pérennes.
- Compensation infrastructures :
La base de calcul de la valeur vénale des constructions frappées d'expropriation pour cause d'utilité publique est traduite dans l'arrêté 0832/Y.15.1/MINUH/D000 du 20/11/1987

9.3.6 Législation relative à la protection du travail et de la santé publique

La loi n°92/007 du 14 août 1992 portant code du travail vise à protéger la santé et la sécurité des travailleurs, à garantir un salaire minimum et réglementer les conditions de travail afin de les rendre équitables.

Ce secteur est également encadré par la Loi n°96/03 du 04 janvier 1996 portant loi-cadre dans le domaine de la santé. Son article 3 précise le grand principe de la mise en œuvre d'une politique de médecine préventive par, entre autre, la promotion de l'hygiène et l'assainissement de l'environnement.

L'arrêté 039/MTPS/IMT (date ?) fixe les mesures générales d'hygiène et de sécurité sur les lieux de travail.

Dans le même ordre d'idée, la politique de l'eau est encadrée par la loi n°98/005 du 14 avril 1998 portant régime de l'eau. Elle fixe la cadre juridique de la gestion de l'eau et les dispositions générales relatives à sa sauvegarde et à la protection de la santé publique.

9.4 Cadre institutionnel

Le Cameroun a opté pour une approche de gestion de l'environnement multisectorielle, régionale, décentralisée et participative, sous la coordination d'un ministère spécifiquement en charge de

l'environnement, le Ministère de l'Environnement, de la Protection de la Nature et du Développement Durable (MINEPDED).

Dans le cadre de la surveillance de la mise en œuvre du plan de gestion environnemental et social de chacun des projets inscrit dans la mise en œuvre du PDER, les comités départementaux sont constitués des représentants locaux des ministères en charges de l'environnement, de l'énergie, de l'agriculture et du développement rural, des affaires sociales... et en fonction de la nature et de la portée du projet, les ministères du tourisme, de l'industrie et de l'innovation, etc.

Le CIE (Comité Interministériel de l'Environnement) doit, entre autres missions, donner un avis sur toute étude d'impact, quelle que soit sa nature, avant décision finale de l'autorité compétente et émission du certificat de conformité environnemental, sésame obligatoire avant la pose de la première pierre des projets.

9.4.1 Les intervenants publics

- La Présidence de la République coordonne les activités du secteur et assure le contrôle de la gestion comptable des sociétés d'Etat oeuvrant dans le secteur électrique; elle appose un visa pour la parution de tout décret relatif aux expropriations et indemnités liées aux déclarations d'utilité publique des projets d'électrification rurale.
- Les services du Premier Ministre, en tant qu'autorité chargée des Marchés Publics ; établissant les décrets liés aux déclarations d'utilité publiques.
- Le Ministère chargé de l'Energie assure la conception, l'élaboration de la politique nationale et veille à son application ;
- Le Ministère chargé des Finances gère le Trésor, la dette, la fiscalité et procède aux contrôles économiques ;
- Le Ministère chargé du Plan et de l'Aménagement du Territoire négocie et met en place les financements de projets qui nécessitent l'intervention de l'Etat ;
- Le Ministère chargé de la Recherche Scientifique assure la tutelle du Laboratoire de Recherches Energétiques.
- Le Ministère de l'Environnement, de la Protection de la Nature et du Développement Durable (MINEPDED), chargé de la mise en œuvre et du suivi de la politique du Gouvernement en matière de sauvegarde environnemental.

9.4.2 Les agences publiques

L'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité (ARSEL)

L'ARSEL a pour principales missions de veiller au bon fonctionnement du secteur de l'électricité, au maintien de son équilibre économique et financier et à la protection des intérêts des opérateurs et des consommateurs.

L'ARSEL, créée par la loi n°98/022 du 24 décembre 1999, a le statut juridique d'Etablissement Public Administratif régi par la loi n°99/016 du 22 décembre 1999. Elle est dirigée par un Conseil d'Administration.

L'ARSEL est placée sous la tutelle technique du Ministère chargé de l'Energie et sous la tutelle financière du Ministère chargé des Finances.

A ce titre, l'Agence est chargée notamment:

- de participer à la promotion du développement rationnel de l'offre d'énergie électrique;
- de veiller à l'équilibre économique et financier du secteur de l'électricité et à la préservation des conditions économiques nécessaires à sa viabilité;
- de veiller aux intérêts des consommateurs et d'assurer la protection de leurs droits pour ce qui est du prix, de la fourniture et de la qualité de l'énergie électrique;
- de promouvoir la concurrence et la participation du secteur privé en matière de production, de transport, de distribution, d'importation, d'exportation et de vente de l'énergie électrique dans les conditions objectives, transparentes et non discriminatoires;
- de soumettre à la signature de l'autorité compétente, après avis conforme, les contrats de concession, ainsi que les demandes de licence et d'autorisation;
- de mettre en œuvre, suivre et contrôler le système tarifaire établi, dans le respect des méthodes et procédures fixées par les lois et règlements en vigueur;
- d'assurer dans le secteur de l'électricité le respect de la législation relative à la protection de l'environnement;
- de veiller au respect, par les opérateurs du secteur, des conditions d'exécution des contrats de concession, des licences et des autorisations;
- de veiller à l'accès des tiers aux réseaux de transport d'électricité, dans la limite des capacités disponibles;
- de suivre l'application des standards et des normes par les opérateurs du secteur de l'électricité;
- de veiller à l'application des sanctions prévues par la loi;
- d'élaborer, de concert avec les professionnels de l'électricité, les standards et normes applicables aux activités et aux entreprises du secteur et de les soumettre à l'homologation de l'administration chargée de l'électricité;
- de veiller également au respect du principe d'égalité de traitement des usagers par tout exploitant ou opérateur du secteur de l'électricité;
- de contribuer à l'exercice de toute mission d'intérêt public, que pourrait lui confier le Gouvernement pour le compte de l'Etat dans le secteur de l'électricité.

L'Agence arbitre les différends entre opérateurs du secteur de l'électricité sur saisine des parties.

Pour assurer ses fonctions, l'ARSEL dispose de pouvoirs étendus d'enquête et d'accès aux documents comptables des opérateurs.

Le financement de l'ARSEL est assuré par le budget de l'Etat, par des redevances perçues sur les revenus des opérateurs du secteur, les frais d'études des dossiers et les amendes infligées aux opérateurs.

L'Agence d'Electrification Rurale (AER)

Créée par la loi n° 98/022 du 24 Décembre 1998, l'Agence d'Electrification Rurale (AER) est un établissement Public Administratif, doté de la personnalité juridique, et de l'autonomie financière dont l'organisation et le fonctionnement sont régis par le décret 99/193 du 08 septembre 1999.

L'AER est placée sous la tutelle technique du Ministère chargé de l'Energie et sous la tutelle financière du Ministère chargé des Finances.

L'Agence a notamment pour mission:

Dans l'expertise

- de réaliser des enquêtes et des études débouchant sur des solutions techniques et économiquement applicables en milieu rural, dans le respect des standards et normes homologués ;
- d'élaborer des dossiers techniques en liaison avec les administrations concernées, pour le compte des communautés rurales, les opérateurs du secteur, en vue du financement de l'électrification rurale ;

Dans l'appui financier

- de négocier auprès des bailleurs de fonds, en liaison avec les administrations compétentes, les financements nécessaires à l'électrification rurale ;
- d'assister les opérateurs, en tant que de besoin, et en matière d'électrification rurale, dans la préparation des dossiers relatifs à la production, notamment des centrales hydroélectriques de faible puissance (<1 MW), au transport, à la distribution et la vente d'électricité dans les conditions fixées par la législation et la réglementation en vigueur ;
- d'accorder aux opérateurs et aux communautés villageoises une assistance financière dans les conditions fixées par arrêtés conjoint du Ministre chargé de l'électricité et du Ministre chargé des finances ;

Dans l'appui technique

- d'élaborer les mécanismes de gestion communautaire et de maintenance des installations d'électrification en milieu rural ;
- d'encadrer les communautés rurales bénéficiaires des installations d'électrification en milieu rural dans la gestion et la maintenance de celles-ci ;
- d'exercer toutes missions d'intérêt général que pourrait lui confier le gouvernement dans le secteur de l'électrification rurale.

Electricity Development Corporation (EDC)

Créée par décret présidentiel n° 2006/406, EDC (Electricity Development Corporation) est une nouvelle entreprise publique camerounaise chargée :

- De gérer pour le compte de l'Etat, le patrimoine public dans le secteur de l'électricité ;
- D'étudier, de préparer ou de réaliser tout projet d'infrastructure dans le secteur de l'électricité qui lui est confié par l'Etat ;
- De participer à la promotion des investissements publics et privés dans le secteur de l'électricité.

La structure, dont le capital est détenu majoritairement par l'Etat, aura d'abord la charge d'assurer la construction et l'exploitation des ouvrages de régularisation des eaux de bassins et notamment du barrage réservoir de Lom Pangar, ainsi que de l'exploitation directe des barrages – réservoirs de Mbakaou, de Bamendjin et de Mapé.

La Société nationale de Transport de l'électricité (SONATREL)

La loi n°98/22 de décembre 1998 régissant le secteur de l'électricité au Cameroun prévoit la création d'une structure séparée chargée de la gestion du réseau de transport. Cette société à capital public a été actée par décret n° 2015/454 du 08 octobre 2015 et ses statuts approuvés par le décret n°2015/455 du 08 octobre 2015.

L'article 2 du décret 454 précise ses missions :

- Exploitation, maintenance et développement du réseau public de transport d'énergie électrique et de ses interconnexions avec d'autres réseaux,
- Gestion des flux d'énergie électrique transitant par le réseau public de transport, en tenant compte des échanges dans le système interconnecté national et international,
- La planification, la réalisation des études et la maîtrise d'ouvrage des infrastructures et ouvrages de transport d'électricité, ainsi que la recherche et gestion des financements y relatifs,
- La réalisation pour le compte de l'Etat des programmes d'interconnexions électriques transnationaux,
- Le raccordement au réseau public de transport d'électricité et l'accès audit réseau dans des conditions non discriminatoires,
- L'application des normes de sécurité des flux sur le réseau de transport de l'électricité, ainsi que la garantie de la fiabilité et de l'efficacité dudit réseau,
- Le respect de l'équilibre des flux sur le réseau de transport d'électricité, dans le cadre de l'organisation du marché national et transnational de l'électricité,
- L'appui technique à l'harmonisation des implantations, des niveaux d'isolement et des niveaux de tension de l'ensemble des réseaux public et privé de transport,
- Le respect de l'utilisation optimale des capacités de transport existantes.

1.4.3 L'entreprise privée ENEO

ENEO est une Société Anonyme d'économie mixte dont l'objet social comprend toutes les activités concernant directement ou indirectement la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation et la vente de l'énergie électrique au Cameroun. ENEO a succédé en 2014 à AES-SONEL. ACTIS, maison mère d'ENEO, détient 56% du capital, dont 5% destinés à la redistribution au personnel. L'Etat camerounais détient 44% du capital. Cette mission est régie par le Contrat Cadre de Concession et de Licence associé à trois contrats dérivés de Concession pour respectivement, (i) la production d'électricité limitée à 1000 MW, (ii) le transport et la gestion du réseau de transport, et (iii) la distribution et la vente d'électricité en basse tension et un contrat dérivé pour la vente d'électricité HT et MT.

Elle est responsable à ce titre :

- De la fourniture de l'énergie électrique à ses clients avec une qualité de service optimale et aux tarifs les plus faibles compatibles avec son bon équilibre financier
- Du développement de l'utilisation de l'énergie conformément aux dispositions du contrat de concession.

Conformément à l'article 12.2 du contrat-cadre, ENEO devrait rapidement transférer l'activité de gestion du réseau de transport à un opérateur public dénommé SONATREL dont la création a été actée par décret en date du 8 octobre 2015 (voir plus haut paragraphe dédié).

9.5 Enjeux, effets et impacts environnementaux généraux

Chacun des projets implémentés dans le cadre de la mise en œuvre du PDER devra au préalable obtenir le certificat de conformité environnementale délivré par le Ministère chargé de l'Environnement, suite à une étude d'impact environnementale et sociale (EIES) sommaire ou détaillée suivant la nature du projet qui contiendra un PGES (plan de gestion environnementale et sociale). Ici il ne sera donc question que du niveau stratégique de l'évaluation environnementale.

Il s'agit alors d'identifier les questions environnementales et sociales d'envergure stratégique rencontrées par la mise en œuvre du plan directeur d'électrification rurale pour fournir un instrument opérationnel de sauvegarde de portée nationale.

Dans ce cadre général, les principales composantes du milieu biophysique et humaines sont passées en revue du point de vue de leur importance environnementale stratégique pour les principaux espaces du pays.

9.5.1 Valeurs stratégiques du PDER sur les composantes du milieu bio-physique et humain

<i>Composante du milieu</i>	<i>Espaces littoraux</i>	<i>Espaces forestiers</i>	<i>Espaces de montagnes</i>	<i>Espaces ruraux (hors forêts)</i>	<i>Espaces urbains et péri-urbains</i>	<i>Espaces transfrontaliers</i>
Air	+	+	+	++	+++	+
Eaux (de surface et souterraines)	+++	+	+	+++	+++	+++
Climat	+	+++	+	+++	+++	+
Milieu marin	+++	+	-	++	+	++
Géologie et sols	++	+++	++	++	+	+++
Bruits et vibrations	+	+	+	+	++	+
Végétation	++	++	++	+++	++	++
Biodiversité	+++	+++	++	+++	+	++
Flore	+	+	+	+	+	+
Faune (résidents et migrants)	+	+	+	+++	+	+
Paysages	+++	+++	+++	++	+	+++

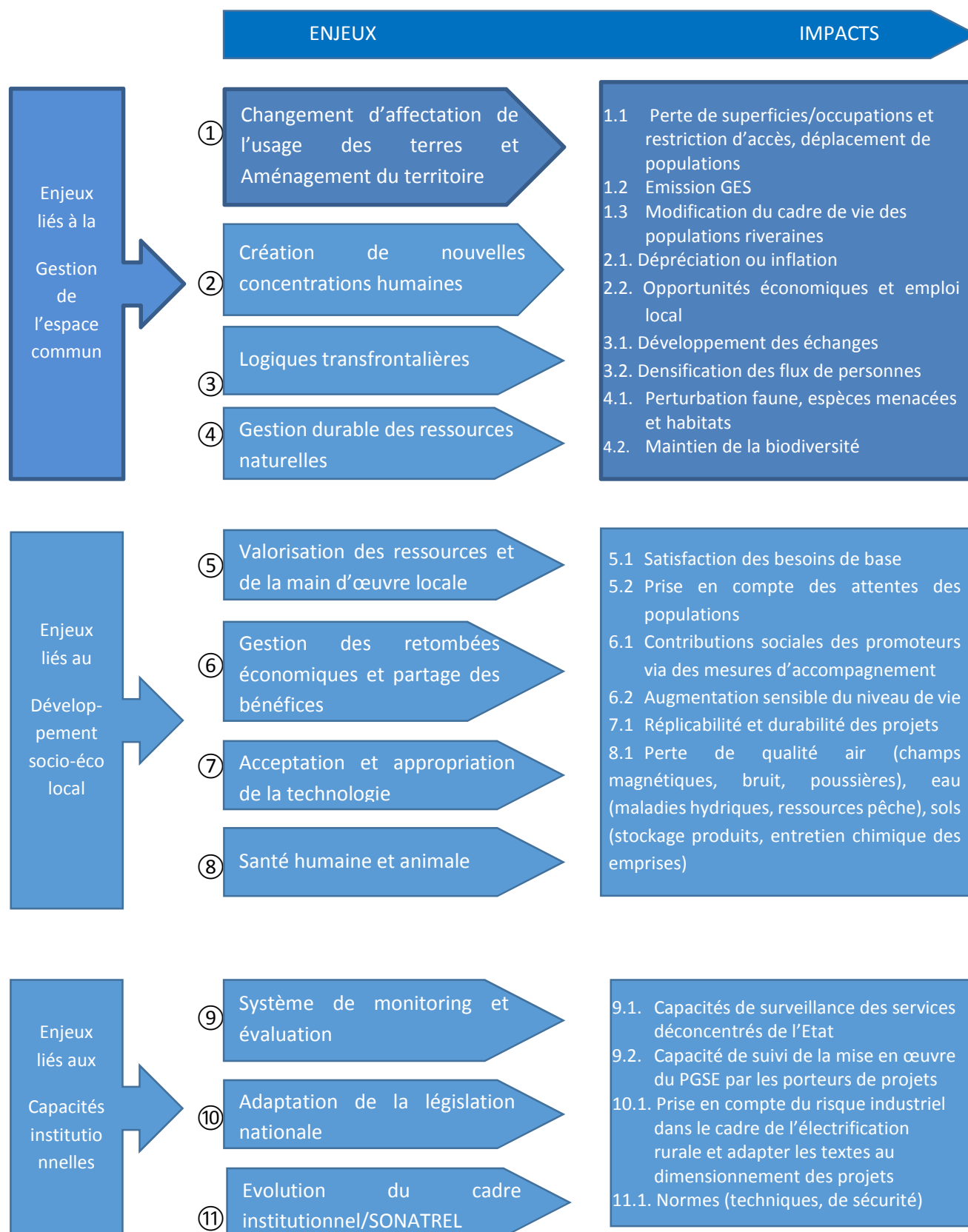
La qualification de la valeur stratégique s'évaluant ainsi : +/peu stratégique, ++/relativement stratégique, +++/fortement stratégique.

Valeur stratégique du PDER sur les composantes du milieu humain

<i>Composante du milieu</i>	<i>Espaces littoraux</i>	<i>Espaces forestiers</i>	<i>Espaces de montagnes</i>	<i>Espaces ruraux (hors forêts)</i>	<i>Espaces urbains et péri-urbains</i>	<i>Espaces transfrontaliers</i>
Peuples autochtones	+++	+++	+++	+	+	+++
Patrimoine culturel	++++	+++	+++	+++	+	+++
Santé publique	++	++	++	++	++	++
Conditions de travail	+	+	+	+	+	+
Usages des terres	++	+++	++	++	+	+++
Migrations	+	++	+	++	+++	+++
Emploi et moyens de subsistance	++	++	++	++	++	++

9.5.2 Enjeux majeurs et impacts environnementaux et sociaux

Figure 41 : Principaux enjeux et impact de la mise en œuvre du PDER



9.5.3 Qualification, effets des principaux impacts

Les critères de qualification des impacts reposent sur les aspects relatifs à leur positivité/négativité par rapport à l'environnement et la société, leur durabilité, vulnérabilité, et réversibilité.

Enjeu : Gestion de l'espace commun

Impact 1.1/Perte de superficie, occupation et restriction d'accès

Cet impact concerne notamment les corridors logistiques à mettre en place en lien avec la mise en œuvre des projets, les couloirs de servitudes de terres passant sous les lignes de Haute et Moyenne tension et les espaces d'emprise des projets décrétés par l'Etat pour cause d'utilité publique.

	Positif/Négatif	Durabilité	Vulnérabilités	Réversibilité
Corridors logistiques	Globalement négatif	Moyen terme	Forêts Biodiversité	Bonne
Couloirs de servitude	Globalement négatif	Définitif	Biens des populations	Nulle
Emprises des projets (DUP)	Globalement négatif	Définitif	Faune Nuisances anthropiques	Nulle

Conclusion : un impact globalement peu important par rapport aux superficies incriminées.

Points de vigilance : système de gestion des plaintes de la population par rapport aux indemnisations et relocalisations.

Impact 1.2/Emissions de gaz à effet de serre (GES)

Globalement, au niveau du pays, les émissions de GES sont négatives : le carbone est aujourd'hui davantage absorbé que généré. Cette logique risque de prévaloir encore quelques années bien que certains scénarii de croissance « business as usual » des secteurs consommateurs d'énergie peut se traduire par un quasi triplement de production de GES à l'horizon 2035. Les scénarii « bas-carbone » se basent essentiellement sur une amélioration de l'efficacité énergétique et une évolution de la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique national.

	Positif/Négatif	Durabilité	Vulnérabilités	Réversibilité
Emission de GES	Globalement neutre	Moyen terme	Forêts Biodiversité Santé humaine	Médiocre

Conclusion : un impact globalement peu important.

Impact 1.3/Modification du cadre de vie des populations riveraines

L'augmentation des nuisances anthropiques de tout ordre peut être escomptée lors des phases de chantiers et travaux, ainsi qu'une redéfinition locale de l'affectation et de la valorisation des terres, avec les tensions liées au foncier que l'on connaît. La trouée dans les forêts, la création de nouvelles

pistes, les nouveaux flux de travailleurs sont les principales sources d'impact environnemental sur les ressources naturelles et fauniques locales.

	Positif/Négatif	Durabilité	Vulnérabilités	Réversibilité
Nuisances anthropique	Négatif	Le temps des chantiers	Ressources naturelles et fauniques	Médiocre
Pression foncière	Négatif	Long terme	Agriculture et élevage	Mauvaise

Conclusion : un impact fort aux effets néfastes sur le long terme.

▪ Impact 2.1/Dépréciation ou inflation

La mise en œuvre de projets attirant généralement des travailleurs et mobilisant davantage de besoins de base à satisfaire par ces nouveaux flux, il sera important de veiller à la stabilité des prix locaux, que ce soit à la hausse ou à la baisse suivant la logique de marché qui prévaudra et la capacité des populations et des porteurs de projet à enrayer les pénuries potentielles et accompagner le développement local de production.

	Positif/Négatif	Durabilité	Vulnérabilités	Réversibilité
Flambée des prix à la consommation	Négatif	Court terme	Populations	Bonne
Valorisation des produits locaux en réponse aux besoins	Positif	Moyen terme	Populations	Sans objet

Conclusion : des effets significatifs sur le pouvoir d'achat des populations mais réversibles.

▪ Impact 2.2/Opportunités économiques et emploi local

Le principal risque social lié au développement des changes et des opportunités de travail sont les conditions de valorisation de la main d'œuvre locale, et sa protection sur les chantiers. Les Plans de gestion environnementaux et sociaux proposent des points de vigilance et des dispositifs en leur faveur qui devraient en faire un impact positif.

	Positif/Négatif	Durabilité	Vulnérabilités	Réversibilité
Conditions de travail	Positif	Le temps des chantiers	Populations riveraines	Très bonne
Possibilités d'emploi	Positif	Long terme	Sans objet	Sans objet

Conclusion : des effets globalement positifs sur les aspects sociaux.

▪ Impact 3.1/Développement des échanges et 3.2/Densification des échanges

Dans une perspective transfrontalière, il est important de souligner l'attrait que permettront l'électrification rurale des localités et les possibles flux d'échanges de biens et personnes en

conséquence. Cet impact rejoint de nouvelles concentrations humaines, dont les effets peuvent être tant négatifs que positifs.

	Positif/Négatif	Durabilité	Vulnérabilités	Réversibilité
Dépréciation des prix locaux	Négatif	Moyen terme	Populations camerounaises	Bonne
Opportunités économiques	Positif	Long terme	Sans objet	Sans objet
Nuisances anthropiques	Négatif	Long terme	Ressources naturelles et fauniques	Mauvaise
Nouveaux risques sanitaires	Négatif	Long terme	Riverains et gens de passage	Mauvaise

Conclusion : des effets économiques et donc sociaux importants localement mais pour lesquels un équilibre à moyen terme peut être facilement trouvé.

▪ **Impact 4.1/Perturbation faune, espèces menacées et habitats naturels et 4.2/Maintien de la biodiversité**

L'enjeu de la gestion durable des ressources naturelles est suivi de très près par l'administration en charge de la faune et de la forêt au Cameroun, ministère sectoriel dont les moyens et l'organisation décentralisée sont conséquents. Les PGES font état de mesures compensatoires souvent suffisantes pour remédier ou atténuer les impacts y relatifs.

Les milieux bio-physiques répertoriés sont les suivants :

	Positif/Négatif	Durabilité	Vulnérabilités	Réversibilité
Air	Négatif	Le temps des chantiers	Riverains, ouvriers	Bonne
Eaux (de surface et souterraines)	Négatif	Long terme	Ressources aquatiques	Moyenne
Géologie et sols	-	Long terme	Effluents	Bonne
Végétation	Négatif	Moyen terme	Forêts, espaces ruraux	Bonne
Biodiversité	Négatif	Long terme	-	Bonne
Flore	Négatif	Long terme	-	Bonne
Faune	Négatif	Long terme	Résidents et migrants	Moyenne

Conclusion : à l'échelle du pays, et considérant les espaces concernés par la mise en œuvre du PDER, les effets sont globalement peu importants.

Voyons maintenant les effets des enjeux liés au développement local.

Enjeu : Développement socio-économique local

▪ **Impact 5.1/Satisfaction des besoins de base et 5.2/Prise en compte des attentes locale**

La valorisation des ressources et de la main d'œuvre locales peut être une véritable gageure, dans la mesure où les prestataires et fournisseurs des marchés relatifs aux projets préfèrent choisir leurs ressources en externe. Pour garantir la satisfaction des besoins de base, ce que le projet apporte est une réponse en aval. En amont, il conviendra de veiller à ce que les populations locales y voient également un intérêt, ce pour garantir la paix sociale d'une part, et garantir l'appropriation du projet d'autre part.

	Positif/Négatif	Durabilité	Vulnérabilités	Réversibilité
Réponse du projet aux besoins sociaux	Positif	Long terme	-	-
Création de richesse et redistribution	Positif	Long terme	-	-
Emploi local si garanti	Positif	Long terme, au moins temps des chantiers	Riverains	-

Conclusion : des effets sur les aspects sociaux positifs si une part non négligeable de l'emploi généré est réservé à la population locale.

▪ **Impact 6.1/Mesures d'accompagnement liées aux projets et 6.2/Augmentation niveau de vie**

Dans le cadre d'un enjeu lié à la gestion des retombées économiques et au partage des bénéfices, il s'agira de veiller à la promotion de mesures n'étant pas elles-mêmes génératrices d'impact environnemental et social. La législation camerounaise étant plutôt précise en la matière, des projets locaux de type développement agricole, élevage, pêche, ou encore tourisme, seront soumis à une étude d'impact sommaire.

La création de facteurs de croissance génèrera de nouvelles satisfactions de besoins, par là-même génératrice de nouvelles nuisances et pressions sur le contexte environnemental et social local. Ces impacts et leurs effets, par une logique « en boucle » souvent appelé cercle vertueux de la croissance, contribuent à nourrir l'ensemble des enjeux déjà référencés.

▪ **Impact 7.1/Répliquabilité et durabilité des projets**

L'enjeu d'acceptation et d'appropriation de la technologie mise en œuvre doit se comprendre ici comme un facteur de paix sociale, avec tout ce que cela peut comporter comme anticipation de sabotages de tout ordre. Les aspects « durabilité » peuvent être considérés comme la pérennité technologique et environnementale.

L'acceptation par les populations sera d'autant plus grande que la valorisation des ressources de main d'œuvre et de productions locales aura été une préoccupation majeure lors de la mise en œuvre, et si le service rendu est supérieur aux perturbations du contexte socio-culturel généré par les projets.

Impact 8.1/Qualité des principaux facteurs de bonne santé humaine et animale

Si lors des EIES seront détaillées les incidences éventuelles par type de milieu, nous retiendrons les facteurs suivants :

	Positif/Négatif	Durabilité	Vulnérabilités	Réversibilité
Air-Champs magnétiques	Négatif	Long terme	Hommes et bêtes	Nulle
Air-Bruits	Négatif	Le temps des chantiers	Ouvriers et riverains	Bonne
Air-Poussière	Négatif	Le temps des chantiers	Ouvriers et riverains	Bonne
Eau-Maladies hydriques	Négatif	Long terme	Ouvriers et riverains et règne animal	Moyenne
Eau-Ressources de la pêche	Négatif	Le temps des chantiers	Populations	Bonne
Sols-déversements et entretien chimique	Négatif	Long terme	Populations et bêtes	Moyenne

Conclusion : Des effets importants étant donné leur large portée sur le règne du vivant, la santé étant un indice incontournable dans les considérations de développement.

Enjeu : Capacités institutionnelles

Ces enjeux concernent avant tout le système de monitoring et d'évaluation des mesures détaillées préconisées dans les PGES des études d'impact, mais aussi, à un niveau supérieur, la capacité du Gouvernement à s'adapter au type de projets étant amenés à se densifier, et donc à la circonscriptions des risques réellement encourus par le règne du vivant au sens large.

Impact 9.1/Capacité de surveillance des services déconcentrés de l'Etat

Le cadre réglementaire précise que « tout projet qui fait l'objet d'une EIES, d'une EES ou d'une notice d'impact environnementale est soumis à la surveillance administrative et technique des Administrations compétentes » qui reposera donc sur la mise en œuvre du PGES ». De plus, il est créé au niveau de chaque département un Comité de Surveillance Administrative et technique des PGES.

	Positif/Négatif	Durabilité	Vulnérabilités	Réversibilité
Surveillance négligée	Négatif	Long terme	Règne du vivant, crédibilité institutionnel	Bonne

Conclusion : Un effet jugé sérieux sur l'environnement mais facilement contrôlé par une mobilisation optimale des moyens de l'Etat.

▪ Impact 9.2/Capacité de suivi de la mise en œuvre du PGES par les promoteurs

L'acceptation de la conformité environnementale d'un projet par l'Etat suppose une responsabilité partagée dans la mise en œuvre des mesures de compensation ou d'atténuation des risques environnementaux. Le porteur de projet peut être à tout moment saisi par des inspecteurs assermenté et risque des amendes dont les taux sont fixés par voie réglementaire en fonction du type d'infraction commise.

	Positif/Négatif	Durabilité	Vulnérabilités	Réversibilité
Suivi négligé	Négatif	Long terme	Personnel local et ressources naturelles de proximité	Mauvaise

Conclusion : L'effet de cet impact est jugé important si le suivi n'est pas organisé de façon optimale par le porteur de projet. En termes de coûts, l'infraction peut rester moins chère que la mise en œuvre de mesures préconisées...

▪ Impact 10.1/Prise en compte du dimensionnement des projets dans la réglementation

L'adaptation de la législation nationale reste un enjeu majeur relatif aux capacités institutionnelles du pays. En effet, actuellement au Cameroun, il existe un conflit de textes sectoriels entre ceux du Ministère chargé de l'environnement et ceux du Ministère chargé des établissements classés, responsable de la gestion des risques industriels. Ce Ministère (Mines, Industrie et Développement Technologique - MINMIDT) dispose d'une nomenclature de classement des établissements jugés dangereux, insalubre et incommodes dont la catégorie 1 est soumise à une étude des dangers et un plan d'urgence. Dans cette nomenclature, il n'est pas fait de distinction de dimensionnement des ouvrages hydrauliques, tous répertoriés en classe 1, classe qui nécessite une étude d'impact environnemental et social détaillée. Or les textes sectoriels relatifs à l'environnement obligent une EIES détaillée pour les ouvrages hydrauliques de plus de 50 MW. Que faire donc de la mise en conformité de tous les projets de petites centrales hydrauliques dont le Gouvernement promeut aujourd'hui le développement ?

Conclusion : Un effet jugé important au niveau des coûts finaux des projets, et de la précision de l'analyse des risques environnementaux suivant la nature et la portée des projets mis en œuvre dans le cadre du PDER.

9.6 Impacts environnementaux spécifiques par option technologique et mesures d'atténuation généralement associées

Si le PDER dans sa version révisée propose une analyse de type « compétitivité » de quatre options technologiques, ne sera pas retenue ici celle concernant les aérogénérateurs (production éolienne), tant sa mise en œuvre paraît peu optimale au Cameroun.

C'est dans ce chapitre que seront notamment prises en considération les différentes phases de vie des projets

9.6.1 Production hydraulique

Les points de contrôles, principaux éléments qui seront mis en exergue à travers les PGES des projets, peuvent être synthétisés de la façon suivante :

Tableau 98 : Matrice des impacts environnementaux potentiels lors de la construction de centrales hydro

Sources des impacts	Elément potentiellement affecté										
	Environnement atmosphérique			Environnement aquatique		Environnement terrestre			Utilisation des ressources		
	Poussière	Bruit	vibrations	Qualité de l'eau, sédiments	Faune aquatique	Géologie, sol, hydrogéologie	végétation	Faune	Aquatiques	Terrestres	Patrimoines
Accès au site	X	X	X			X				X	
Préparation du site dont installation campements ouvriers				X		X	X	X		X	X
Construction de la prise d'eau	X	X	X	X	X	X		X	X	X	
Excavation du tunnel et du canal	X	X	X	X	X	X				X	
Elimination des matières d'extraction	X	X	X	X		X	X	X		X	X
Déboisement du réservoir	X	X		X		X	X	X	X	X	X
Construction de la centrale	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Batardeaux et détournement provisoire de l'écoulement		X	X	X	X			X	X	X	
Démantèlement du site des travaux	x			x		x					

A titre d'orientation stratégique, le niveau des mesures en faveur de la gestion anticipée des impacts sur l'environnement et la société peuvent être classées en 3 grandes familles :

- ① Les mesures de prévention (action préférée par défaut à toutes les autres par les grands bailleurs internationaux), consistant à anticiper l'arrivée du risque identifié
- ② Les mesures d'atténuation, qui consistent à maîtriser un risque qui se réalise
- ③ Les mesures de compensation, qui concernent les impacts irréversibles des risques inévitables

Visuellement, ci-joint les mesures de prévention possibles ou attendues et de compensation obligatoire par composantes environnementales.

Tableau 99 : Centrales hydro : matrice des mesures par enjeu

Enjeux Composantes	Environnement bio-physique			Environnement socio-économique		
	Biodiversité/faune/flore	Air/bruits	Sols	Peuples autochtones	Emploi et moyens de subsistance	Patrimoine culturel
1) Changement d'affectation de l'usage des terres	2	2	1	3	3	1
2) Création de nouvelles concentrations humaines	2	2	2	2	2	2
3) Logiques transfrontalières	2	2	2	2	2	2
4) Gestion durable des ressources naturelles	1	2	2	2		
5) Valorisation des ressources et main d'œuvre locale	1			2	1	2
6) Retombées et partage des bénéfices				3		
7) Appropriation de la technologie				2	1	
8) Santé humaine et animale	2	2	1	2		

9.6.2 Production à partir de centrales solaires

Tableau 100 : Matrice des impacts environnementaux potentiels liés aux centrales solaires

Sources des impacts	Elément potentiellement affecté										
	Environnement atmosphérique			Environnement aquatique		Environnement terrestre			Utilisation des ressources		
	Poussière	Bruit	vibrations	Qualité de l'eau, sédiments	Faune aquatique	Géologie, sol, hydrogéologie	végétation	Faune	Aquatiques	Terrestres	Patrimoines
Accès au site	X	X	X			X				X	x
Préparation du site				X		X	X	X		X	X
Entretien de la technologie				x		x					
Renouvellement du parc				x		x					

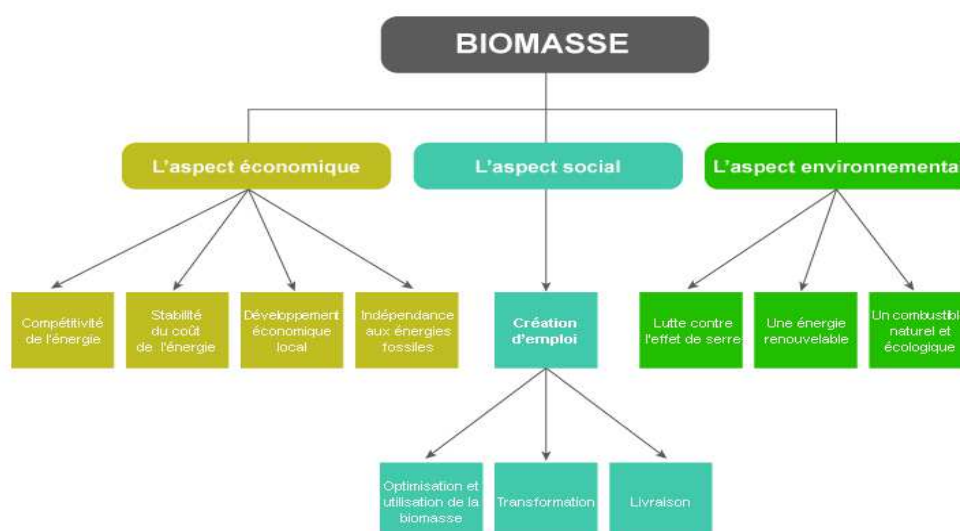
Tableau 101 : Centrales solaires : matrice des mesures par enjeu

Enjeux Composantes	Environnement bio-physique			Environnement socio-économique		
	Biodiversité/faune/flore	Air/bruits	Sols	Peuples autochtones	Emploi et moyens de subsistance	Patrimoine culturel
1) Changement d'affectation de l'usage des terres	2			3	2	3
2) Création de nouvelles concentrations humaines	2	2	2	2	2	2
3) Logiques transfrontalières						
4) Gestion durable des ressources naturelles						
5) Valorisation des ressources et main d'œuvre locale			2		3	
6) Retombées et partage des bénéfices						
7) Appropriation de la technologie						
8) Santé humaine et animale	1	1	2			

9.6.3 Production à partir de centrales à biomasses

À la différence des combustibles fossiles, la combustion de la biomasse est considérée neutre pour ses émissions de CO₂ puisque celui-ci, une fois libéré, est réabsorbé par les végétaux en croissance et le cycle du carbone organique est court (quelques dizaines d'années).

Figure 42 : Avantages de la biomasse



Source : <http://www.ragt-energie.fr/fr/biomasse/avantages-biomasse.php>

Toutefois dans l'approche du PDER pour la valorisation de la biomasse, la technologie retenue est celle de la gazéification de résidus agro industriel comme énergie en substitution partielle du carburant diesel. La technologie n'est pas totalement neutre du point de vue des émissions de GES.

L'analyse des impacts environnementaux spécifiques de la technologie aboutit aux matrices suivantes :

Tableau 102 : Matrice des impacts environnementaux potentiels liés aux centrales biomasses

Sources des impacts	Elément potentiellement affecté										
	Environnement atmosphérique			Environnement aquatique		Environnement terrestre			Utilisation des ressources		
	Poussières	Gaz	Bruit / vibrations	Qualité de l'eau, sédiments	Faune aquatique	Géologie, sol, hydrogéologie	végétation	Faune	Aquatiques	Terrestres	Patrimoines
Accès au site	X		X			X	X			X	X
Construction du site				X	x	X	X	X		X	X
Phase d'exploitation	X	X	x	x		x			X		
Entretien de la technologie			x	x		x			X		
Approvisionnements en intrants	x			x						X	

Tableau 103 : Centrales biomasse : matrice des mesures par enjeu

Enjeux Composantes	Environnement bio-physique			Environnement socio-économique		
	Biodiversité/faune/flore	Air/bruits	Sols	Peuples autochtones	Emploi et moyens de subsistance	Patrimoine culturel
1) Changement d'affectation de l'usage des terres	2	2	3			2
2) Création de nouvelles concentrations humaines	2	2	2			1
3) Logiques transfrontalières	2	2	2	1		
4) Gestion durable des ressources naturelles	2	2	2		2	
5) Valorisation des ressources et main d'œuvre locale	2	2	2	1	1	
6) Retombées et partage des bénéfices					1	
7) Appropriation de la technologie	2	2	2	2		2
8) Santé humaine et animale	1 2	1 2	1 2			

9.6.4 Production à partir de centrales thermiques à combustion fossile (centrales diesel)

Tableau 104 : Matrice des impacts environnementaux potentiels liés aux centrales thermiques

Elément potentiellement affecté											
	Environnement atmosphérique			Environnement aquatique		Environnement terrestre		Utilisation des ressources			
Sources des impacts	Poussière	Gaz	Bruit / vibrations	Qualité de l'eau, sédiments	Faune aquatique	Géologie, sol, hydrogéologie	végétation	Faune	Aquatiques	Terrestres	Patrimoines
Accès au site	X		X			X				X	x
Préparation du site				X		X	X	X		X	X
Phase d'exploitation	x	x	x	x	x	x					
Entretien de la technologie		x	x	x	x	x					
Approvisionnements en intrants		x		x							

Tableau 105 : Centrales thermiques : matrice des mesures par enjeu

Enjeux Composantes	Environnement bio-physique			Environnement socio-économique		
	Biodiversité/faune/flore	Air/bruits	Sols	Peuples autochtones	Emploi et moyens de subsistance	Patrimoine culturel
9) Changement d'affectation de l'usage des terres	2	2	3			3
10) Création de nouvelles concentrations humaines	2	2	2	2	2	2
11) Logiques transfrontalières	2	2	2			
12) Gestion durable des ressources naturelles	2	2	2			
13) Valorisation des ressources et main d'œuvre locale	2	2	2	2	2	
14) Retombées et partage des bénéfices					1	
15) Appropriation de la technologie	2	2	2	2		2
16) Santé humaine et animale	2	1 2	1 2			

9.6.5 Transport et distribution d'énergies (lignes et postes)

Les réseaux de transport comprennent les lignes et leurs emprises, les postes de transformation et les routes d'accès et d'entretien. Les lignes se composent principalement de câbles conducteurs, de pylônes et de haubans. Les enjeux habituellement liés aux lignes et aux postes sont les suivants :

- L'utilisation des terres et développement induit

L'occupation de l'espace cultivé ou habité sous les lignes, sera rendu « servitude » à travers les déclarations d'utilité publique généralement portée par l'AER. Leurs emprises, sans être réglementée au niveau national, connaissent des exigences de pratiques basées sur la réglementation française, et ses couloirs impacteront donc directement l'organisation économique, sociale et culturelle des territoires traversés par la moyenne tension. En zone rurale, le couloir fera 15 mètres de part et d'autre de la ligne en zone forestière (avec abattage et élimination de toute végétation), et 8 mètres de part et d'autre en zone de cultures basses.

Le désenclavement lié à la construction des lignes peut amener des flux de personnes et d'activités, générant de nouveaux impacts, mais peut également fragmenter et perturber la végétation, avec des effets d'autant plus importants ou si des milieux sensibles sont touchés, ou encore si des régions abritant des peuples indigènes sont nouvellement désenclavées.

- Les risques pour la santé et la sécurité des personnes et des animaux

Il est admis que les risques d'électrocution pour les populations sont réels, même si des normes de construction les limitent. Les champs magnétiques créés par les lignes sont très localisés et s'estompent dès que l'on s'éloigne des lignes (la haute tension est plus particulièrement concernée).

Tableau 106 : Matrice des impacts environnementaux potentiels liés au transport et à la distribution

	Elément potentiellement affecté										
	Environnement atmosphérique			Environnement aquatique		Environnement terrestre			Utilisation des ressources		
Sources des impacts	Poussière	Bruit	vibrations	Qualité de l'eau, sédiments	Faune aquatique	Géologie, sol, hydrogéologie	végétation	Faune	Aquatiques	Terrestres	Patrimoines
Trouée pour tracé des lignes	X	X				X	x	x		X	x
Préparation et entretien de la bande de servitude	x			X		X	X	X		X	X
Entretien et remplacement des postes et poteaux				x							

Tableau 107 : Lignes et postes : matrice des mesures par enjeu

Enjeux Composantes	Environnement bio-physique			Environnement socio-économique		
	Biodiversité/faune/flore	Air/bruits	Sols	Peuples autochtones	Emploi et moyens de subsistance	Patrimoine culturel
1) Changement d'affectation de l'usage des terres	2	2	3	3	2	3
2) Création de nouvelles concentrations humaines	2	2	2	2	2	2
3) Logiques transfrontalières	2	2	2	2	2	2
4) Gestion durable des ressources naturelles	3				3	
5) Valorisation des ressources et main d'œuvre locale				2	2	
6) Retombées et partage des bénéfices	2				2	
7) Appropriation de la technologie	2	2	2	2	2	1
8) Santé humaine et animale	1					

9.7 Evaluation des mesures d'atténuation et de compensation, et coûts environnementaux

Les coûts environnementaux et sociaux pour la mise en œuvre des ouvrages du plan directeur d'électrification rurale peuvent varier considérablement. Ils sont partagés entre l'Etat et le maître d'ouvrage, chacun constituant un maillon dans la chaîne des coûts à couvrir. Ces coûts environnementaux peuvent se décomposer de la manière suivante :

Tableau 108 : Décomposition des coûts environnementaux

Composante du coût environnemental	Responsabilités	Part du coût environnemental (en %)	Coût d'un km linéaire de ligne MT en Fcfa
Etudes environnementales et sociales : 0 Validation des TdR des études 0 Consultation du public et audiences publiques 0 Analyse et rédaction du rapport de l'étude environnementale 0 Validation des études	Administration compétente/Ministère en charge de l'environnement Cabinets internationaux et/ou agréés par le Gouvernement (préférence nationale actée par les textes)	18 %	2 340 000
Mise en œuvre et suivi des plans environnementaux : mesures d'atténuation, prévention et compensation Dont indemnités et expropriations, résultant de la mise en œuvre des Déclarations d'utilité Publique	Maître d'ouvrage / rapports semestriels Etat	80 % Dont 16%	8 320 000 2 080 000
Surveillance des plans de gestion environnementale et sociale	Comités de surveillance départementaux constitués des ministères sectoriels	2%	260 000
			13 000 000

Depuis 2013, l'AER a porté les dossiers de DUP et d'indemnisation pour 21 projets d'électrification rurale répartis dans le pays. L'unique projet du Sud-Ouest est en phase de constat et d'évaluation des biens impactés par lui et ses éléments ne sont pas disponibles.

Avec une moyenne nationale de ces 20 projets évaluée à un peu moins de 1 900 FCFA du mètre linéaire de ligne, la moyenne par région se décomposant comme suit :

- Région Ouest : 4 753 FCFA/ML
- Région Nord-Ouest : 5 037 FCFA /ML
- Région Nord : 341 FCFA /ML
- Région Extrême-Nord : 76 FCFA /ML
- Région Adamaoua : 271 FCFA /ML

Dans les prévisions de mise en œuvre du PDER, 56% des futurs budgets correspondront à implémentation dans le RIN, dont la moyenne des coûts d'indemnisation des 3 régions équivaut à 230 FCFA /mètre linéaire, soit 230 000 FCFA /km de ligne Moyenne Tension.

Le coût d'investissement d'un kilomètre de ligne MT représentant en moyenne 9 millions de FCFA, hors coût environnemental ; pour le Cameroun, si les indemnités représentent 1.9 Millions de ce

coût, elles comptent pour 17% environ des coûts des lignes et environ 7% du coût total d'investissement des ouvrages préconisés par le PDER.

Avec ces hypothèses il est possible de définir des surcoûts environnementaux pour les régions Ouest, Nord-Ouest, Adamaoua, Nord et Extrême-Nord. Pour les régions manquantes, on admettra que les surcoûts sont égaux à 17% du coût moyen des lignes sur les réseaux sud (RIS) et est (RIE) soit 1 398 FCFA/m sur le RIS (Région Sud, centre et Sud-Ouest) et 1 423 FCFA/m sur le réseau Est. On maintient cependant le surcoût maximal soit 5 037 FCFA/m dans la région Littoral.

Le tableau annuel des majorations environnementales s'établit alors comme il suit :

Tableau 109 : Majoration environnementale

majoration environnementale (MFCFA)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RIS	353	353	353	353	353	353	353	353	353	353
RIN	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
RIE	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
total	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588

majoration environnementale (MFCFA)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
RIS	353	353	353	353	353	353	353	353	353	353
RIN	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
RIE	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
total	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588

9.8 Conclusion

S'assurer que le plan directeur tienne compte de la sauvegarde de l'environnement grâce à la préservation des territoires traversés, tant dans leur composante socio-économique et culturelle, qu'environnementale, et en accord avec la réglementation nationale et les conventions internationales signées et ratifiées par le Cameroun est un gage pour un développement durable.

La mise en œuvre des ouvrages du PDER en respect de la réglementation environnementale passe par :

- L'identification des impacts par catégorie d'ouvrage ;
- L'analyse des impacts ;
- L'évaluation des impacts ;
- La mise en œuvre, la surveillance et le suivi des plans environnementaux révélés par les études environnementales et sociales.

Une bonne implication des principaux acteurs concernés dans cet indispensable processus relatif aux études d'impact environnemental et social et clairement identifiés dans le rapport permettra d'assurer l'inscription du PDER dans une réelle dynamique de développement durable.

10 Calculs économiques

10.1 Cas de l'électrification par le réseau interconnecté

10.1.1 Finalité du calcul

Le calcul économique prend le parti de l'intérêt général comparé aux coûts pour la collectivité nationale camerounaise. Dans cette optique, les gains obtenus par les clients nouvellement électrifiés sont confrontés aux coûts complets pour la collectivité compte non tenu des impôts et taxes, des coûts financiers des opérateurs, mais intègrent les coûts complets de production, d'exploitation et de maintenance ainsi que les investissements consentis compte tenu de leur valeur résiduelle.

La rentabilité économique est alors mesurée par le taux de rentabilité interne (TRI) de la fonction de coût sur la période 2016 – 2035,

Un calcul de la valeur actualisée nette de la fonction de coût au taux de 5% sera également effectué sur le même intervalle.

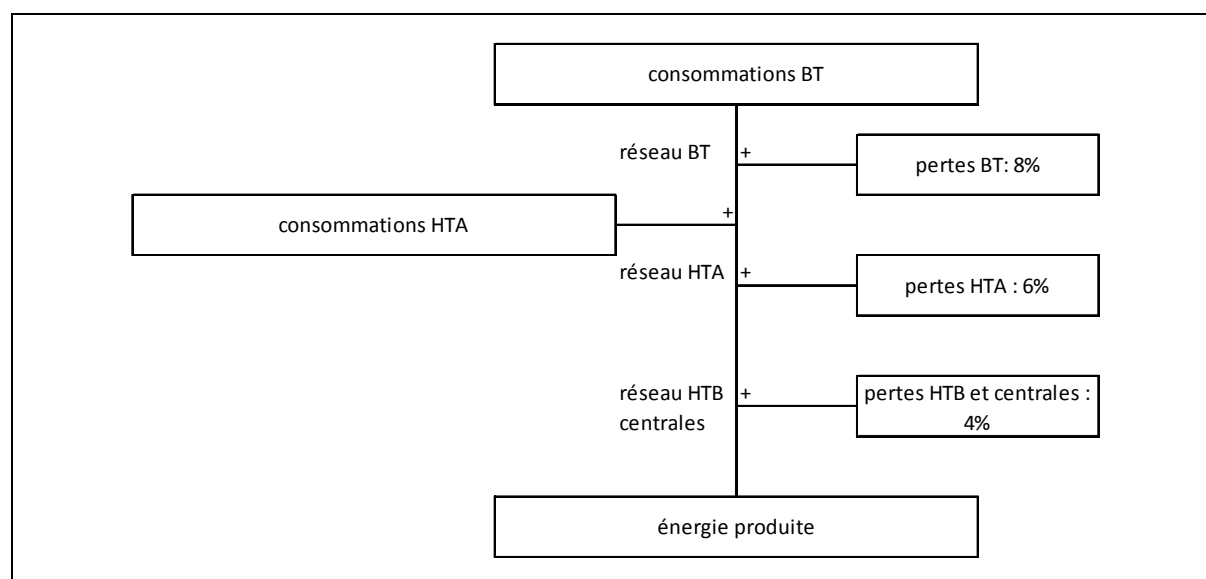
10.1.2 Hypothèses

Bilan énergétique

Les consommations prévisionnelles des clients électrifiés ont été annualisées sur la base des prévisions relatives à chaque phase d'électrification. Les consommations HTA et BT ont été affectées de coefficients de pertes respectives de 6 et 8%. Les transits correspondants en HTB et la production des centrales ont été affectées d'un taux de pertes cumulé de 4%.

Les bilans énergétiques annuels ont été calculés selon la procédure rétroactive suivante :

Figure 43 : Schéma de principe du bilan énergétique



Evaluation des gains pour les usagers

L'étude STUDI (PDSE 2030) préconise un coût de l'énergie non distribuée de 1 000 FCFA par kWh mais il s'agit là du coût d'un groupe de secours Diesel de 1.2 MW fonctionnant 100 h par an. L'ARSEL utilise un coût de 700 FCFA pour l'établissement des contrats. Dans le cas d'un moyen de substitution fournissant un service continu d'électrification, la durée d'utilisation est de l'ordre de 4000 heures et le coût moyen du kWh correspondant est de 250 FCFA. C'est cette dernière valeur qui sera utilisée dans le calcul économique.

Coût de l'énergie à fournir

Le coût de l'énergie à fournir est tiré du PDSE 2030 réalisé par STUDI. Le rapport fournit les coûts marginaux de long terme économiques par niveau de tension et par réseau, dans le scénario médian. Cependant ces résultats sont fournis avec des taux d'actualisation de 4, 6 et 8%.

Les valeurs correspondantes avec une actualisation à 5% ont été obtenues au moyen d'une extrapolation entre celles fournies pour 4 et 6%, en vue du calcul de la VAN à 5% ³¹:

Tableau 110 : Coût de l'énergie par niveau de tension et réseau

CLMT	médian	Centrales	HT	MT	BT
RIS	5%	21,6	31,0	39,3	50,8
RIN	5%	32,8	48,4	57,6	70,3
RIE	5%	25,2	33,9	41,9	52,7

Montant des investissements

Le volume des investissements est réparti entre quatre phases de cinq ans et visant chacune à la réalisation de 250 000 branchements en respectant les règles de priorité et les dispositions techniques décrites précédemment.

Renforcement des réseaux amont

Les investissements prévus pour le RIN et le RIE incluent la restructuration complète des réseaux pour satisfaire les contraintes de transit et de tension. En effet l'impact des nouvelles consommations dans ces zones est majeur et justifie que le renforcement complet des réseaux soit pris en compte au titre de l'électrification rurale. Il en va différemment pour le RIS dont la condition est déjà dégradée et où les consommations d'électrification rurale ont un impact marginal.

Le calcul détaillé des renforcements des réseaux existants du RIS est donc pour l'essentiel du ressort du concessionnaire. Cependant une contribution du programme d'électrification rurale est prévue au prorata de la demande supplémentaire et en proportion du taux d'investissement par MWh constaté pour le RIN et le RIE.

³¹ En toute rigueur, il aurait été préférable d'effectuer les calculs avec des valeurs non actualisées du CMLT mais celui-ci n'est pas disponible dans l'étude PDSE. L'utilisation d'une valeur actualisée à 5% conduit à des coûts d'énergie plus élevés et donc à des résultats économiques « prudents ».

Les montants concernés figurent dans le tableau ci-dessous :

Tableau 111 : Renforcement amont RIS

renforcement amont RIS		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	total
taux de renforcement	KFCFA/MWh	2,72	1,36	0,91	0,68	0,54	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	/
renforcement amont RIS	MFCFA	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	6,3	7,6	8,5	9,3	9,9	172,2

Les prix de référence retenus pour le calcul des investissements sont les suivants :

Tableau 112 : Prix de référence des investissements

Ouvrage		kFCFA	durée de vie (années)
148mm²ALM	km dble terne	29 500	30
148mm²ALM	km	19 600	30
93mm²ALM	km	13 100	30
54,6mm² ALM	km	9 800	30
34,4mm²ALM	km	8 000	30
Ligne mono 34	km	4 000	30
Ligne mono provisoire	km	6 500	30
renforcement mono-tri	km	2 000	30
transfos MT/BT	25 kVA mono	2 600	20
transfos MT/BT	25 kVA	6 200	20
transfos MT/BT	100 KVA	7 900	20
transfos MT/BT	160 KVA	8 800	20
transfos MT/BT	250 KVA	13 200	20
transfos MT/BT	>250 kVA	15 000	20
ligne BT	km	6 600	30
Branchements BT	unité	100	30
Branchement MT	unité	3 600	30
Ligne 90 kV	km	39 300	30
poste MT/MT	unité	1 310 000	20
Autotransformateur 10 MVA MT/MT	unité	100 000	20

Les durées de vie des équipements sur lesquelles sont basés les calculs des valeurs résiduelles sont de 30 ans pour les lignes et branchements et de 20 ans pour les équipements des postes, notamment les transformateurs.

La valeur résiduelle des investissements est prise égale à une fraction de leur valeur initiale au prorata de leur durée de vie résiduelle.

Coût des études et de la supervision

Le coût des études de réseau est pris égal à 5% du montant total des investissements de réseau.

Le coût des études de systèmes de production par biomasse ou mini hydroélectricité est égal à 6% de l'investissement de production.

Dans les deux cas, le coût de la supervision est égal à 7% du montant des investissements correspondants.

Coût de la maintenance

Le coût de la maintenance a été pris égal à 0,5% du montant cumulé des investissements par année.

Majoration environnementale

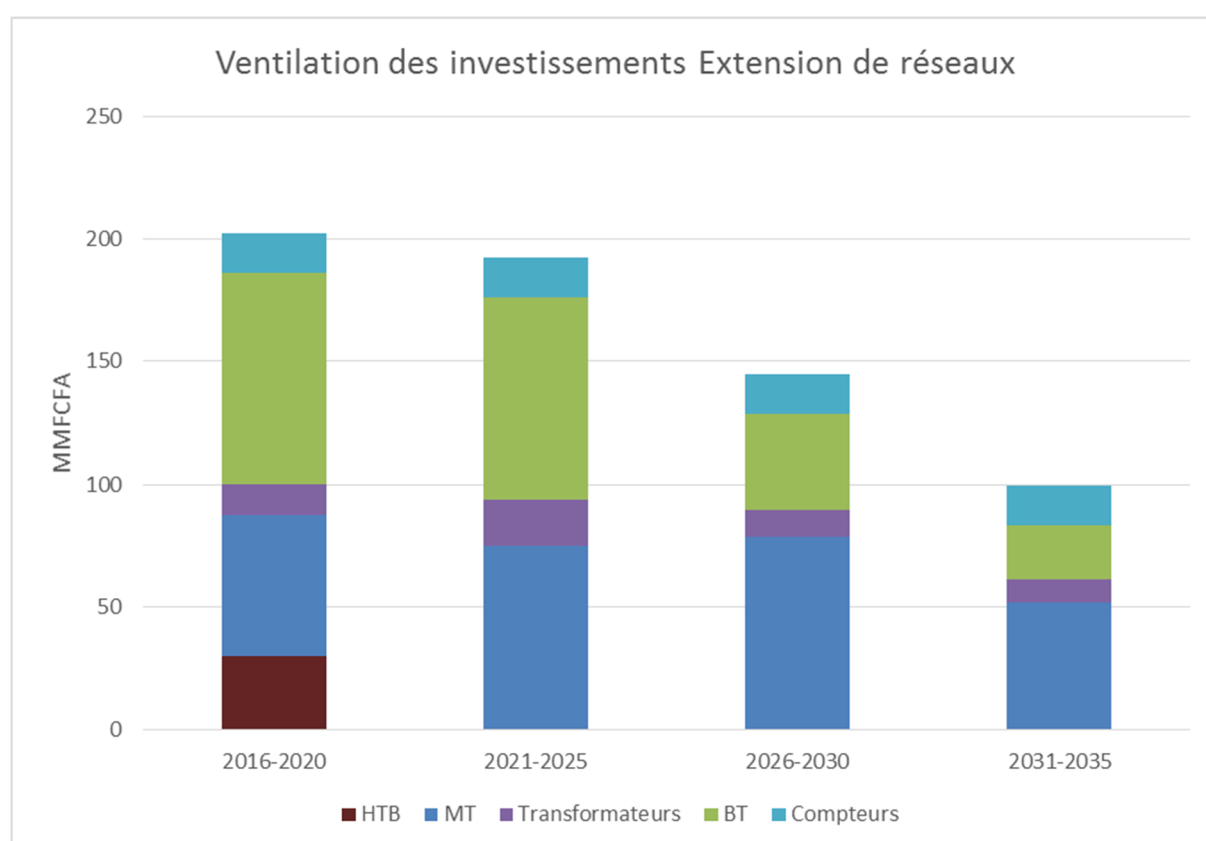
Les majorations environnementales ne sont pas prises en compte au titre des calculs économiques car il s'agit de transactions entre acteurs camerounais.

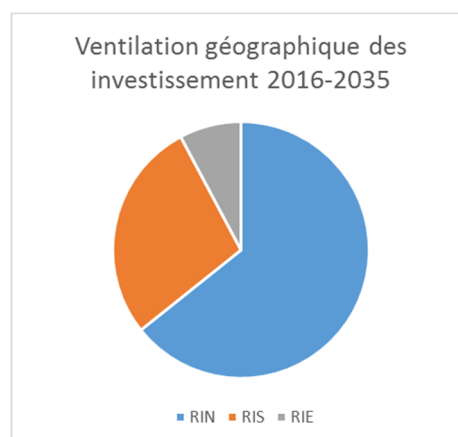
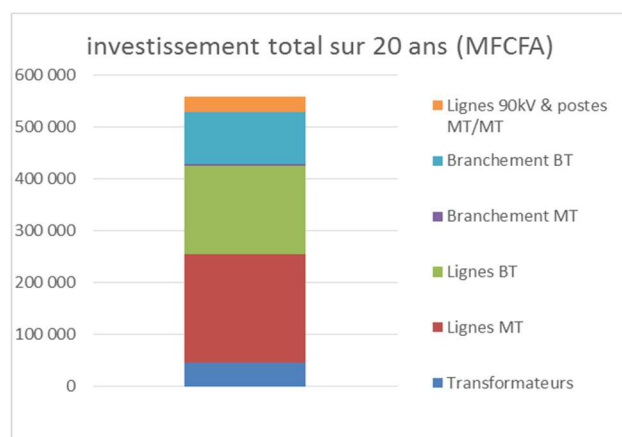
10.1.3 Répartition des Investissements

Le détail des investissements est donné année par année en annexe 7. Au total ce sont environ 559 Milliards de FCFA sur 20 ans qui seront nécessaires pour réaliser l'électrification par extension du réseau MT.

Les graphiques ci-dessous présentent la répartition des investissements sur les 20 ans de la planification pour ce qui est des extensions du réseau MT.

Figure 44 : Investissement nécessaire pour l'extension du réseau MT (hors majoration environnementale et études et maîtrise d'œuvre)





10.1.4 Résultats

10.1.4.1 Calculs intermédiaires

Les hypothèses précédentes conduisent aux tableaux de résultats détaillés qui figurent en annexe7 :

- Bilans énergétiques par réseau et global
- Gains des clients valorisés à 250 FCFA/kWh
- Coûts de l'énergie valorisée selon les coûts marginaux de long terme actualisés à 5%
- Volume annuel des investissements par réseau
- Coûts annuels des investissements par réseau et global
- Récapitulatif des gains et coûts économiques par réseau

10.1.4.2 Valeurs actualisées nettes (VAN) de la fonction de coût et taux de rentabilité interne

Les tableaux cités précédemment permettent de calculer la valeur actualisée nette de la fonction de coût par réseau et globale pour différents taux d'actualisation ainsi que le TRI ³²:

Tableau 113 : VAN et TRI du programme sur réseau interconnecté

VAN (MFCFA) et TRI				
taux d'actualisation	RIS	RIN	RIE	réseau global
0%	295 765	1 416 827	79 453	1 792 045
5%	120 801	643 609	32 707	797 118
8%	71 368	409 636	19 651	500 654
10%	50 267	304 908	14 112	369 287
TRI	27,16%	31,64%	40,37%	31,21%

10.1.4.3 Conclusions du calcul économique

Les calculs économiques effectués démontrent une forte rentabilité des investissements d'électrification effectués pour la collectivité nationale camerounaise malgré les hypothèses

³² Le taux de rentabilité interne est la valeur du taux d'actualisation qui annule la valeur actualisée nette de la fonction de coût.

défavorables retenues (coût actualisé de l'énergie augmentant virtuellement de 5% par an, prise en compte des coûts énergétiques globaux BT et MT bien que ces réseaux soient largement investis à neuf dans les régions Nord et Est).

La rentabilité par réseau est très élevée pour les trois réseaux. Elle est particulièrement élevée pour le réseau Est

10.2 Cas des réseaux séparés

10.2.1 Généralités

Trois types de réseaux séparés sont projetés à titre provisoire pour hâter l'électrification de zones éloignées du réseau interconnecté existant. Ces réseaux seront ensuite raccordés au réseau interconnecté à échéance. Ces réseaux se différencient par la production renouvelable qui les alimente à titre principal : hydro-électricité, biomasse ou photovoltaïque. Dans tous les cas, un complément thermique est prévu pour assurer un service 24h/24h et 365 jours par an.

Le calcul économique est alors effectué séparément pour chacun des projets. Le calcul économique, effectué par le logiciel GEOSIM, présente les résultats de façon différente en calculant le coût moyen actualisé de l'électricité (levelized cost of distributed electricity-LCODE) sur la période d'étude considérée avec des hypothèses similaires à celles retenues pour le réseau interconnecté.

10.2.2 Cas des projets biomasse

Sept projets biomasse ont été identifiés. Leur durée de vie préalable au raccordement du réseau associé au réseau interconnecté est de dix ans. Chacun de ces projets comprend un moteur Diesel bicom bustible fonctionnant à la biomasse et au gazole et un moteur Diesel de secours fonctionnant au gazole.

Le tableau suivant fournit les caractéristiques principales de chacun des projets et les LCODE correspondants :

Tableau 114 : Caractéristiques et LCODE des projets biomasse

# Grappe	Pointe (kW)		Capa Gazogène (kW)	Client BT		Nb Localités	Longueur MT (km)	Population 2015	LCODE (FCFA/kWh)	% ENR	
	An 5	An 10		An 5	An 10					An 5	An 10
1	27	38	37	98	125	1	4	1179	325,2554	52%	49%
2	20	29	28	75	95	1	2	881	357,3297	52%	49%
3	755	1091	1098	2738	3492	8	23	34066	203,2717	52%	49%
4	197	284	289	715	911	2	4	8885	218,7077	53%	49%
5	490	710	721	1812	2304	15	183	21984	275,4505	52%	49%
6	59	87	130	195	247	1	1	2390	267,1703	52%	52%
7	123	178	182	461	589	6	47	5554	291,8521	53%	50%

# Grappe	Investissement Gazo & Moteur DF (M€)	Investissement diesel (M€)	Investissement MT (M€)	Investissement BT (M€)	Inv. Total (M€)	Branchement (M€)	LCODE (FCFA/kWh)
1	0,098	0,009	0,168	0,053	0,327	0,019	325,2554
2	0,075	0,008	0,135	0,040	0,257	0,014	357,3297
3	2,384	0,183	1,525	1,458	5,550	0,532	203,2717
4	0,678	0,058	0,347	0,381	1,464	0,139	218,7077
5	1,610	0,126	4,272	0,963	6,971	0,351	275,4505
6	0,303	0,000	0,119	0,103	0,526	0,038	267,1703
7	0,398	0,035	1,146	0,245	1,824	0,090	291,8521

Le détail année par année des investissements, de la demande, de la production d'énergie et des coûts correspondants figure en annexe 4

Les LCODE de chaque projet doivent être comparés au gain / kWh pour la collectivité nationale précédemment fixé à 250 FCFA. D'après cet examen, seuls les projets 3 et 4 ont des LCODE plus faibles et sont économiquement rentables au sens strict. Ils doivent donc être privilégiés. Les autres projets ne devraient en toute rigueur être réalisés que si les disponibilités financières le permettent dans le contexte d'une enveloppe globale de financement. Toutefois ce jugement discriminant doit être pondéré en considérant trois arguments :

- L'approche générale est basée sur la solidarité nationale impliquant que des projets très rentables permettent de réaliser ceux qui le sont moins.

- Le calcul économique ne prend pas en compte la poursuite de l'exploitation de la centrale de production renouvelable connectée au réseau interconnecté qui peut dégager des bénéfices pour la collectivité (réduction des dépenses de combustibles fossile et des émissions de CO₂).
- Le cahier des charges de l'étude prévoit que 20 000 clients doivent bénéficier d'une électrification par réseau séparé.

10.2.3 Cas des projets hydro-électriques

Douze projets hydro-électriques ont été identifiés. Outre la centrale hydro-électrique, chaque projet comporte un groupe Diesel de secours fonctionnant au gazole. Les deux tableaux suivant présentent d'une part les caractéristiques principales des projets et d'autre part les investissements correspondants :

Tableau 115 : Caractéristiques et LCODE des projets hydro-électriques

Nom du village le plus proche de la centrale	Cluster	Pointe An 5	Pointe An 20	Capacité hydro (kW)	Pop 2015	Client BT An5	Client BT An20	Nb Loc	MT (km)	LCODE (FCEA/kWh)	%ENR an5	% ENR An 20	Région
MALI	10	2327	6473	4530	71015	5691	11163	13	118	138	100%	91%	Adamaoua
NGOUMI , , 3	1	1225	3374	3043	41643	3324	6528	7	51	159	96%	84%	Nord
SOBBA	11	843	2342	1200	25732	2070	4054	8	22	171	75%	62%	Adamaoua
SOMIE-2	8	821	2279	1513	24978	2003	3932	5	29	175	75%	67%	Adamaoua
NGANDOUA WAWA	5	877	2436	1141	26595	2167	4233	14	87	182	76%	60%	Adamaoua
TARAM SIRI	6	2414	6711	5116	73608	5902	11581	16	161	185	78%	71%	Adamaoua
FU BELA	4	1318	3667	3062	40338	3268	6388	24	131	193	87%	76%	Adamaoua
NABEMO	12	266	738	270	8078	653	1280	3	24	213	75%	53%	Adamaoua
TONG	9	562	1665	631	27557	2227	4354	12	54	219	75%	54%	Ouest
DOW DEO-2	7	699	1943	2964	21072	1735	3387	13	119	263	75%	75%	Adamaoua
LAGGAYE	2	272	747	680	9143	762	1482	14	47	267	75%	73%	Nord
VONG'NA	3	156	428	345	4657	390	760	6	60	291	75%	70%	Adamaoua
Total		11780	32803	24495	374416	30192	59142	135	903				

Nom du village le plus proche de la centrale	Investissement (M€)						Nb Bcht
	Cluster	Hydro	diesel	MT	BT	total	
MALI	10	13,9	5,9	8,4	4,4	32,5	1,7
NGOUMI 3	1	10,5	2,8	4,0	2,6	19,8	1,0
SOBBA	11	3,7	2,6	2,2	1,6	10,1	0,6
SOMIE-2	8	4,1	2,6	2,4	1,6	10,6	0,6
NGANDOUA WAWA	5	3,5	2,7	3,6	1,7	11,5	0,6
TARAM SIRI	6	15,6	6,0	9,4	4,6	35,6	1,8
FU BELA	4	10,5	3,4	5,5	2,5	21,9	1,0
NABEMO	12	1,0	1,2	1,2	0,5	3,9	0,2
TONG	9	2,2	2,1	2,8	1,7	8,7	0,7
DOW DEO-2	7	7,9	2,3	4,3	1,3	15,9	0,5
LAGGAYE	2	2,6	1,2	2,1	0,6	6,6	0,2
VONG'NA	3	1,2	0,8	1,5	0,3	3,8	0,1

Le détail année par année des investissements, de la demande, de la production d'énergie et des coûts correspondants figure en annexe 4. Une analyse semblable à celle effectuée pour la biomasse permet de conclure que neuf des douze projets sont présumés économiquement rentables pour la collectivité, un seul s'écartant significativement du seuil de rentabilité. Les mêmes arguments que ceux employés pour la biomasse sont valides pour justifier la prise en compte de l'ensemble des projets présentés.

10.2.4 Cas des projets solaires

Huit projets solaires hybrides ont été identifiés comportant une ferme solaire photovoltaïque et générateur Diesel en appoint. La durée de vie préalable à l'interconnexion a été estimée à cinq ans. Le tableau suivant donne les caractéristiques principales de ces projets :

Tableau 116 : Caractéristiques et LCODE des projets solaires PV hybrides

Nom du CLC	Grappe	Pointe an 5 (kW)	Capacité PV (kWc)	Capacité groupe diesel (kWc)	Capa Batterie (kWh)	% ENR an 5	nb localités dans la grappe	Population 2015	Nb de Client BT (an 5)	LCODE PV + Diesel (FCFA/kWh)	Part de la distribution dans le LCDOE	Total investissement (MMFCFA)
Messok	1	18	31	19,8	81	50	1	793	65	526	23%	152,2
Somalomo	2	7	12	7,7	30	50	1	271	26	835	11%	74,5
Ouli	3	39	55	42,9	159	50	1	1 309	107	412	27%	256,5
Ako	4	81	111	89,1	318	50	1	4264	346	405	44%	540,7
Furuawa	5	30	41	33	118	50	1	1560	131	469	33%	217,2
Dikome	6	131	247	144,1	561	50	1	5335	425	397	60%	949,5
Toko	7	7	15	7,7	32	50	1	270	26	832	12%	81,0
Idabato	8	25	45	27,5	105	50	1	1045	82	495	29%	199,3
Total		338	557	371,8	1404		8	14847	1208			2 470,9

Le détail année par année des investissements, de la demande, de la production d'énergie et des coûts correspondants figure en annexe 4.

Pour l'ensemble des projets les LCODE sont très supérieurs au seuil de rentabilité économique. Toutefois, la durée de vie en réseau séparé est faible et ces projets n'auraient pas grand sens si les fermes solaires n'étaient pas exploitées au-delà de leur date prévue d'interconnexion. Ces projets ne sont mentionnés que parce qu'ils permettent d'électrifier les Chefs-Lieux de communes non encore électrifié à l'horizon 2020.

10.2.5 Examen global de la rentabilité économique

La rentabilité économique pour la collectivité des projets en réseau séparé n'est pas établie pour plus de la moitié d'entre eux. Toutefois le coût de ces projets représente une faible part des investissements. La marge escomptée sur les projets en réseau interconnecté permet de les absorber sans nuire à la rentabilité globale du programme d'électrification rurale.

11 Calculs financiers

11.1 Cas des réseaux interconnectés

11.1.1 Finalité des calculs

La finalité des calculs financiers est de déterminer l'équilibre optimum entre les fonds propres de l'opérateur ENEO, les subventions apportées par le Fonds d'Energie Rurale et les collectivités locales et les prêts concessionnels venant pour l'essentiel des bailleurs de fonds internationaux.

Les calculs portent ici sur les gains et dépenses réelles enregistrés par l'opérateur des réseaux interconnectés.

11.1.2 Hypothèses retenues

Périodicité des financements :

Hormis les fonds propres d'ENEO qui seront déboursés annuellement au fur et à mesure des besoins, les financements extérieurs (prêts concessionnels et subventions) seront supposés disponibles à l'orée de chaque phase quinquennale de réalisation.

Coûts effectifs d'exploitation et de maintenance

Les coûts supplémentaires d'exploitation et de maintenance sont pris égaux annuellement à 0,5% du montant des investissements cumulés jusqu'à l'année concernée. Aucun coût supplémentaire d'exploitation et de maintenance sur les réseaux existants n'est attribué au programme d'électrification car ceux-ci sont négligeables en raison du faible impact des réseaux ajoutés (RIS) ou des réseaux existants (RIN,RIE) sur les besoins d'exploitation et de maintenance.

Coûts d'assurance

Les coûts d'assurance supplémentaires annuels sont pris égaux annuellement à 0,5% du montant des investissements cumulés jusqu'à l'année concernée.

Taux d'inflation

Le taux d'inflation sur les dépenses et tarifs locaux est pris égal à 3% annuellement. Le taux d'inflation sur les biens importés est pris égal à 2% annuellement. Ces valeurs sont similaires à celles retenues dans le PDSE 2035.

Coût des investissements

Le coût des investissements est actualisé au taux d'inflation des importations pour 70% de leur montant et au taux d'inflation local pour 30% de ce montant.

Surcoût environnemental

Le surcoût environnemental est pris en compte dans l'analyse financière. Il accroît le besoin de financement mais n'est pas pris en compte dans le calcul des coûts d'exploitation et de maintenance et ne fait pas l'objet d'amortissements. Il n'est pas non plus pris en compte dans le calcul de la valeur résiduelle des ouvrages.

Etudes et supervision

Ces coûts accroissent le besoin de financement mais ne sont pas pris en compte dans le calcul des coûts d'exploitation et de maintenance et ne font pas l'objet d'amortissements. Ils ne sont pas non plus pris en compte dans le calcul de la valeur résiduelle des ouvrages.

Financement des branchements

Le financement des branchements MT et BT est assuré intégralement par la clientèle. Des modalités particulières peuvent envisagées pour augmenter le taux de connexion.

Pertes non techniques

Le taux de pertes non techniques est pris égal à 8% pour la clientèle BT et 4% pour la clientèle MT

Taux de recouvrement

Le taux de recouvrement est pris égal à 95% pour l'ensemble de la clientèle

Prix moyen de vente de l'énergie basse tension

Le tableau suivant donne les consommations et les ventes sur un large échantillon des consommateurs existants alimentés par chacun des réseaux, et en déduit les prix de vente moyens par kWh.

Tableau 117 : Echantillonnage des prix de vente en zone rurale

	conso totale 2014 (kWh)	vente 2014 HT (FCFA)	Conso 01- 05_2015 (kWh)	vente 01- 05_2015 HT (FCFA)	vente moyenne 2014 (FCFA/kWh)	vente moyenne 2015 (FCFA/kWh)
RIE	2 467 437	216 314 153	891 337	76 028 748	87,7	85,3
RIS	17 982 391	1 340 717 728	8 375 846	642 793 240	74,6	76,7
RIN	13 277 322	1 031 785 763	5 522 791	422 549 581	76,5	76,5
Total	33 727 150	2 588 817 644	14 789 974	1 141 371 569	76,8	77,2

Au vu de ces éléments, un prix moyen national de 77 FCFA/kWh est adopté. Ce prix moyen est indexé sur le taux d'inflation local.

Capacité de payer

Les données précédentes situent la facturation de l'énergie basse tension dans la zone rurale déjà alimentée à une valeur moyenne de 77 FCFA. En supposant que cette valeur soit appliquée aux clients nouvellement électrifiés, il convient de s'interroger sur la compatibilité de ce tarif avec la volonté de payer de ces clients.

Le PDSE 2035 procède à une analyse de la volonté de payer pour l'ensemble des consommateurs camerounais et propose le tableau suivant :

Tableau 118 : Volonté de payer d'après PDSE 2035

Type de client	Volonté de payer (FCFA/kWh)
Client spéciaux HT	27.5
Clients spéciaux MT	33.9
Secteur public M	72.6
Secteur public BT	87.9
Auto-producteur	170.0
Interconnexions	50.0

La valeur 77 FCFA/kWh est bien inférieure aux conclusions du PDSE mais celui-ci intègre la zone urbaine.

Une étude 2008 de « Independent Evaluation Group » pour le compte de la Banque Mondiale situe entre 0,5 et 0,7 USD/kWh (300 à 420 FCFA/kWh) la volonté de payer des consommateurs pour l'éclairage et les media. On est là encore bien au-dessus de 77 FCFA/ kWh.

Les dépenses d'éclairage non électrique ou par batterie et de piles peuvent être estimées à 1 000 FCFA par mois pour 10 kWh environ. La facture d'ENEO se montera à 500 FCFA par mois au tarif de première tranche (50 FCFA/kWh jusqu'à 110 kWh/mois). En fait les clients concernés adopteront d'autres usages mais il paraît clair qu'ils pourront adapter leur consommation à leurs moyens financiers.

En conséquence, la tarification actuelle d'ENEO paraît compatible avec la capacité de payer des consommateurs nouvellement électrifiés. Des opérations d'information sur les consommations des différentes applications de l'électricité, la tarification et les manières de réduire les consommations s'avèreront néanmoins utiles au moment du raccordement de la clientèle.

Prix de vente moyen de l'énergie moyenne tension

Le prix moyen de vente moyenne tension est prix égal à 72,6 FCFA/kWh constaté par le PDSE en 2012, les tarifs n'ayant pas été modifiés depuis. Ce prix est réactualisé sur la base du taux d'inflation local.

Achats d'énergie

Deux approches différentes ont été adoptées pour les prix d'achat effectifs de l'énergie :

- Si les achats sont destinés à des consommateurs BT pour lesquels des extensions de réseau MT et BT sont réalisées dans le cadre du projet, on considère que les achats d'énergie sont effectués au prix HT (CMLT production transport du PDSE par réseau actualisé à 5%) du fait que les amortissements et les coûts d'exploitation et de maintenance spécifiques sont traités par ailleurs.
- Si les achats sont destinés à des consommateurs BT bénéficiant d'une opération de densification du réseau, les achats d'énergie sont valorisés au coût complet (CMLT BT du PDSE actualisés à 5%).

Tableau 119 : Prix d'achat d'énergie selon le réseau et le type d'investissement

CLMT	médian	Clients BT extension	Clients BT densification
RIS	5%	31,0	50,8
RIN	5%	48,4	70,3
RIE	5%	33,9	52,7

Amortissements

Les investissements sont amortis linéairement au prorata de leur durée de vie, soit 30 ans pour les lignes et câbles et 20 ans pour le matériel de poste.

Valeur résiduelle

La valeur résiduelle des investissements est calculée en 2036 au prorata de la valeur non amortie des investissements

Impôts et taxes

Les bénéfices réalisés sont taxés au taux global de 38,5%. On notera que si ENEO est globalement bénéficiaire, un déficit sur l'opération d'électrification elle-même se traduit par une réduction d'impôt et sera donc interprété comme un gain. Si ENEO est globalement déficitaire, un bénéfice ou un déficit sur l'opération d'électrification ne sera pas taxé.

Fonds propres

Une contribution d'investisseurs d'au moins 10% des investissements, à déboursier annuellement est attendue des acteurs privés de l'économie camerounaise. Au nombre de ceux-ci pourraient figurer ACTIS, la société mère de l'opérateur ENEO, les grands industriels, banques, fonds de pension étrangers et distributeurs locaux qui bénéficieront à des titres divers de l'élargissement de leurs marchés par le programme d'électrification rurale. Le taux de rentabilité attendu par ces investisseurs regroupés au sein d'un consortium sur les fonds propres ainsi engagés est estimé à 12%.

Prêts concessionnels

Les conditions de référence des prêts concessionnels ont été prises semblables à celles retenues dans le PDSE 2035 :

- Durée du prêt : 25 à 50 ans
- Période de grâce : 5 à 10 ans
- Taux d'intérêt : 4 à 6 %
- Frais d'engagement : 1,5%

Autres financements

Une part importante du financement peut être assurée par une contribution du Fonds d'Electrification Rurale (FER), lui-même alimenté par une cotisation de solidarité des clients existants (de l'ordre de 1 à 2 FCFA/kWh), des dons des bailleurs de fonds, du budget de l'Etat ou des collectivités locales.

Taux d'intérêt sur les cash-flows cumulés négatifs : 7 %

Principes de montage du financement

Le financement est constitué de trois composantes : des fonds propres du consortium privé (FP), des prêts concessionnels (PC), d'autres financements non rémunérés.

Le calage du financement s'effectue par référence au coût moyen pondéré du capital (Weighted Average Cost of Capital, WACC) qui s'exprime ici par la formule suivante :

$$WACC = \text{taux d'intérêt du prêt} \times \text{part du prêt} + \text{taux de rentabilité attendu sur les fonds propres} \times \text{part des fonds propres} + (0\% \times \text{part des autres financements}) = 12\% \times \text{FP\%} + 3\% \times \text{PC\%}$$

Le financement doit être tel que le TRI financier calculé sur le compte de profits et pertes d'ENEO soit égal au WACC.

11.1.3 Résultats

La structure du financement est étudiée dans le cadre d'un projet conduit par une entité de projet dédiée supposée percevoir les recettes (ventes, financements) et d'assumer les dépenses (achats d'énergie, maintenance, remboursement, frais financiers et dividendes).

L'ensemble des calculs détaillés figure dans le classeur EXCEL accompagnant le présent rapport.

Le tableau suivant récapitule les résultats obtenus pour 6 différentes variantes portant sur les conditions de prêt (durée, période de grâce, taux d'intérêt) et sur la part des fonds propres rémunérés investis dans le projet). Des variantes plus nombreuses sont illustrées ci-après. Le détail des résultats est présenté en annexe.

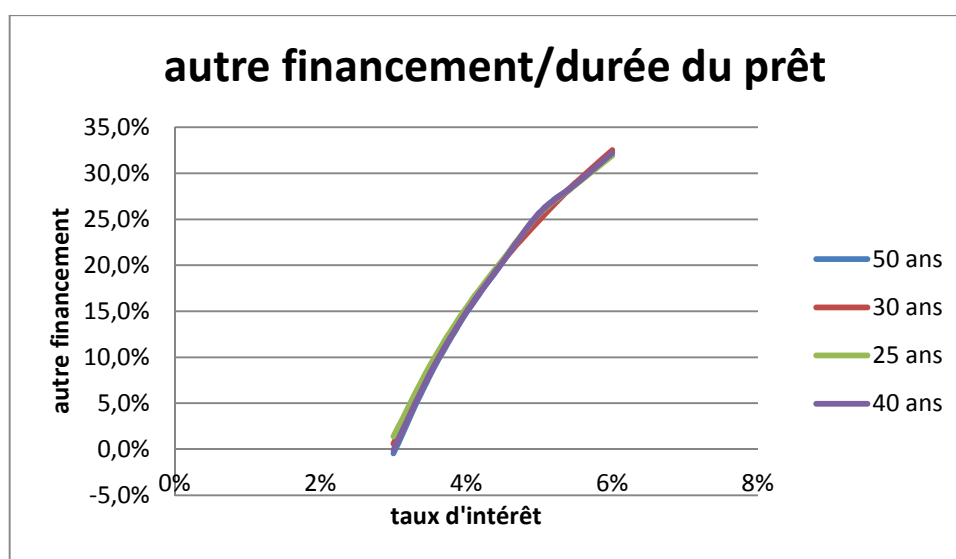
- Tarif BT : 77 FCFA/kWh
- Tarif MT : 72,6 kWh/kWh
- Taux de rentabilité : 12%

Tableau 120 : Variantes de financement

Variantes de financement	A	B	C	D	E	F
durée (ans)	25	30	50	30	30	50
taux d'intérêts	3%	4%	4%	5%	6%	6%
période de grâce (ans)	5	5	10	10	10	10
fonds propres	23%	11%	25%	10%	10%	25%
prêt (MFCFA)	518 498	597 814	426 440	521 029	447 633	302 246
autres financements	0,4%	0,1%	11,6%	12,5%	23,5%	30,1%

Les graphiques ci-après étudient l'impact des paramètres précédents sur la part de financement à réserver à des fonds non rémunérés (cotisation de solidarité, dons, dotations budgétaires nationales ou locales). Dans tous ces graphiques des valeurs négatives pour le besoin de financement non rémunérées (BFNR) signifient en fait que la rentabilité des fonds propres dépasse 12% pour un BFNR nul.

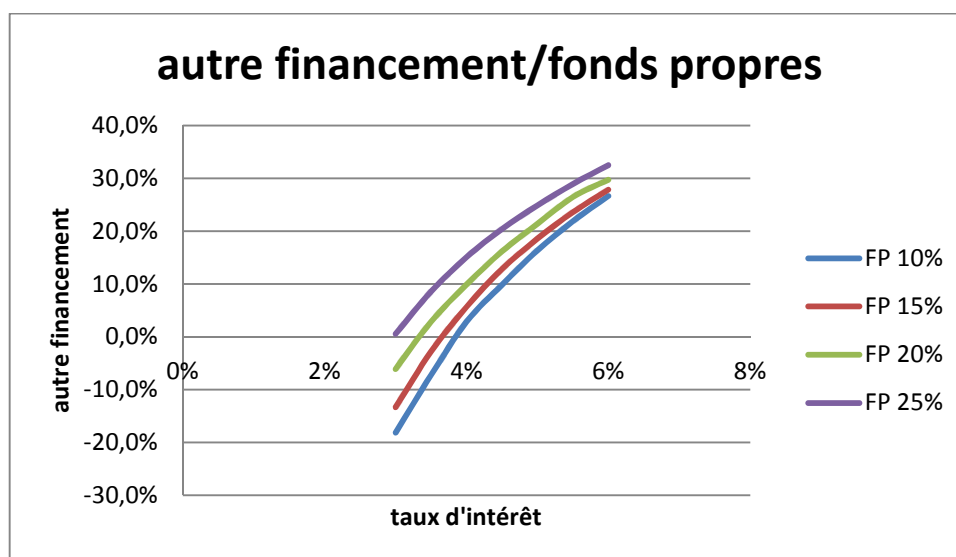
Figure 45 : Influence des taux d'intérêt et de la durée du prêt



(Période de grâce 10 ans ; fonds propres 25%)

Le besoin de financement non rémunéré (BFNR) s'accroît fortement avec le taux d'intérêt du prêt concessionnel du fait des coûts supplémentaires sur la période de prêt. Par contre la durée du prêt n'a qu'une influence marginale sur le BFNR. La réduction des remboursements annuels se trouve compensée par le versement prolongé des intérêts.

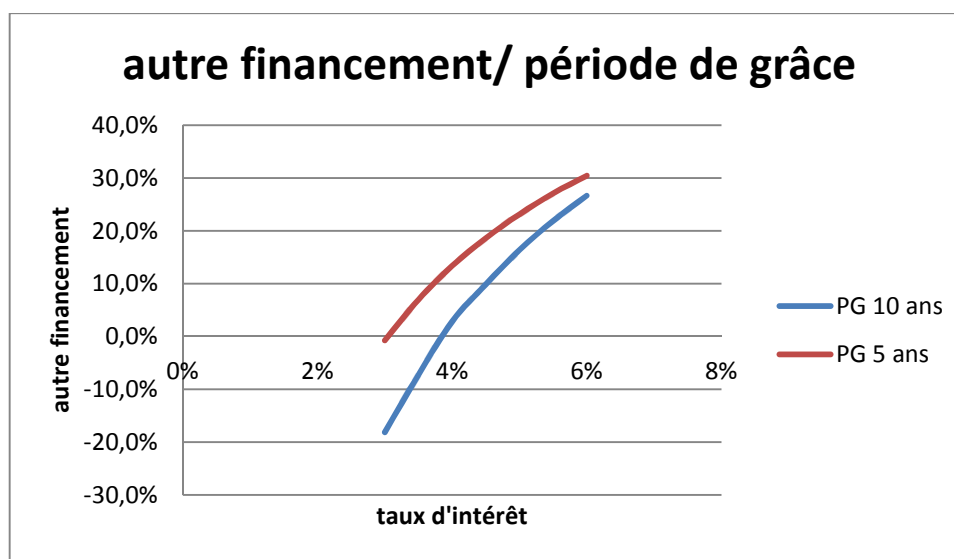
Figure 46 : Influence de la part des fonds propres



(Durée du prêt : 30 ans, période de grâce 10 ans)

Le BFNR s'accroît avec la part des fonds propres dans le financement. En effet la rémunération des fonds propres augmente en valeur absolue. Il faut donc réduire le montant du prêt concessionnel en compensation.

Figure 47 : Influence de la période de grâce



(Durée du prêt 30 ans, fonds propres 10 %)

Le BFNR augmente sensiblement quand la période de grâce diminue du fait du poids des remboursements les premières années.

11.1.4 Conclusion

Il résulte des éléments précédents que la situation la plus favorable du point de vue de la recherche de financement correspondrait aux modalités suivantes :

- Taux d'intérêt bas : 4% si c'est le minimum pour les institutions financières
- Fonds propres limités à 10%
- Période de grâce longue : 10 ans
- Durée du prêt indifférente mais supérieure à 25 ans.
- BFNR limité à 2,9%
- Rentabilité des fonds propres : 12%

Si des prêts concessionnels à 3 ou 3,5% étaient accessibles, la rentabilité des fonds propres s'élèverait respectivement à 30 et 19,5% et le BFNR serait nul.

11.2 Cas des réseaux séparés

11.2.1 Généralités

L'analyse financière des projets d'électrification par réseau séparé n'est pas faite du point de vue d'ENEO. Elle est effectuée du point de vue d'un investisseur privé chargé de construire et d'exploiter les moyens de production et de distribution du réseau créé puis de remettre les réseaux à ENEO au moment où intervient son raccordement au réseau interconnecté. L'investisseur devient alors un producteur indépendant. Cette échéance est de cinq ans pour les systèmes solaires hybrides, de dix ans pour les systèmes alimentés à partir de la biomasse et variable en fonction de l'année de raccordement pour ceux alimentés par une centrale hydroélectrique. Bien entendu, l'investisseur est

supposé percevoir la valeur résiduelle de ses investissements de réseau diminuée de l'encours du prêt concessionnel correspondant à l'issue de sa période d'exploitation en tant que distributeur.

Chaque projet est traité individuellement, chacun étant supposé géré par un investisseur particulier. Les hypothèses financières utilisées pour les projets en réseau interconnecté et énoncées au paragraphe 10.2 sont maintenues sous réserve des modifications suivantes :

Périodicité des financements :

Sauf nécessité de renouvellement, notamment de groupe Diesel, les financements seront effectués en une seule fois.

Coûts effectifs d'exploitation et de maintenance

Les coûts d'exploitation et de maintenance sont consolidés avec ceux des combustibles dans les tableaux de l'annexe 4.

Prix moyen de vente de l'énergie:

Le tarif correspondant à la péréquation nationale est maintenu pendant la période où l'investisseur est distributeur. Le tarif de vente du producteur indépendant est ensuite déterminé de façon que l'investisseur puisse obtenir une rentabilité suffisante sur toute la période d'exploitation.

Achats d'énergie et maintenance :

Les valeurs du Tableau 114 et du Tableau 115 et du paragraphe 10.2 ne sont plus valides. Elles sont remplacées par les montants figurant en annexe 4 qui comprennent aussi les coûts d'exploitation et de maintenance.

Valeur résiduelle

La valeur résiduelle du réseau est calculée à l'échéance de l'exploitation en réseau séparé. La valeur résiduelle de la partie production est calculée en 2055 pour la biomasse et l'hydroélectricité, en 2035 pour le solaire.

Impôts et taxes

Si le bénéfice avant impôt est déficitaire, l'impôt est nul, sinon il se monte à 38,5% de ce bénéfice.

Fonds propres

Il s'agit des fonds propres de l'investisseur qui se montent au minimum à 10% de l'investissement.

Prêts concessionnels

La durée de prêt est de 30 ans pour les projets biomasse et hydroélectriques, de 20 ans pour les projets solaires hybrides. La période de grâce est respectivement de 10, 10 et 5 ans.

Le taux d'intérêt des prêts est fixé à 4%.

Autres financements

Le montant des financements non rémunérés est pris égal à 25% des besoins de financement.

Principes de montage du financement

Le calcul porte sur le prix minimal de vente du kWh produit en tant que producteur indépendant permettant d'obtenir un taux de rentabilité de 12% sur les fonds propres.

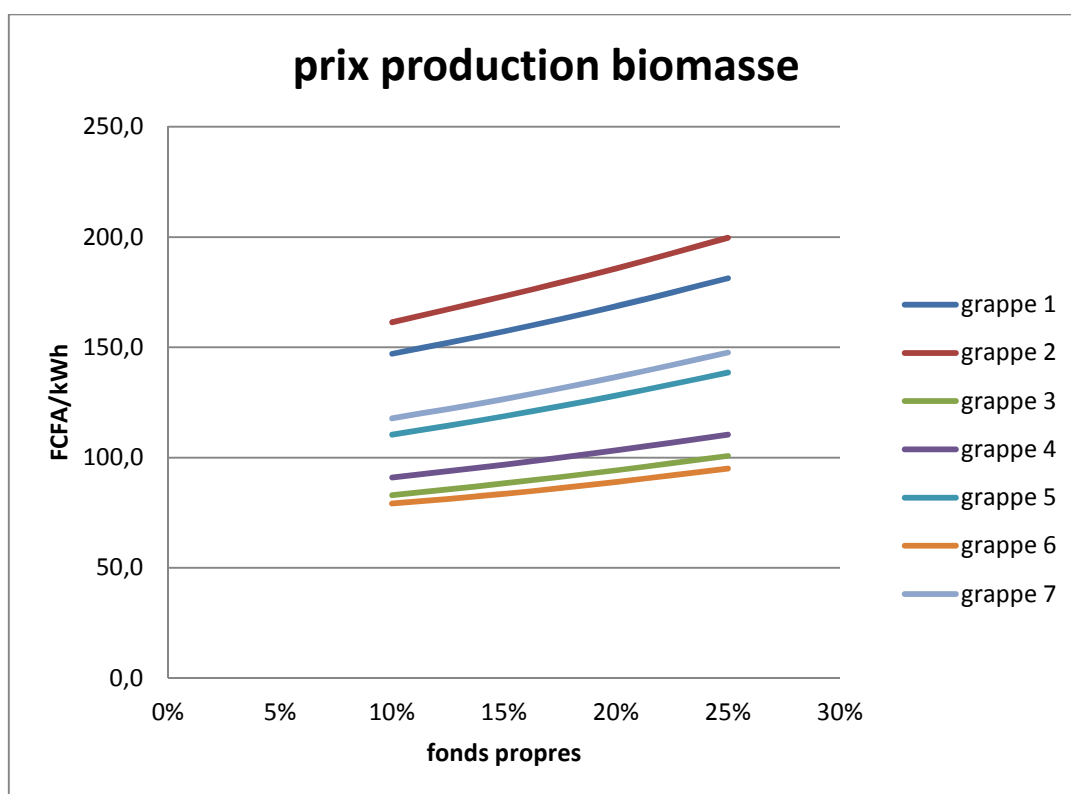
11.2.2 Cas des projets biomasse

Le tableau suivant, accompagné de sa traduction graphique, indique en FCFA/kWh, le prix auquel l'investisseur devenu producteur biomasse indépendant devrait vendre l'électricité produite pour obtenir une rentabilité de 12% sur ses fonds propres, selon que ceux-ci se montent à 10, 15, 20 ou 25% de l'investissement initial :

Tableau 121 : Prix de vente de l'électricité produite en tant que production indépendante

fonds propres	10%	15%	20%	25%
grappe 1	147,0	157,2	168,6	181,3
grappe 2	161,4	173,2	185,7	199,7
grappe 3	83,0	88,3	94,2	100,8
grappe 4	91,0	96,8	103,3	110,4
grappe 5	110,4	118,7	128,1	138,5
grappe 6	79,2	83,5	89,0	95,0
grappe 7	117,8	126,5	136,5	147,6

Figure 48 : Prix de production Biomasse



Le prix d'achat au producteur indépendant biomasse est toujours supérieur à celui des achats en MT sur le réseau interconnecté. Ces derniers se montent en effet à 39,3 FCFA/kWh sur le RIS (un projet), et 41,7 sur le RIE (6 projets).

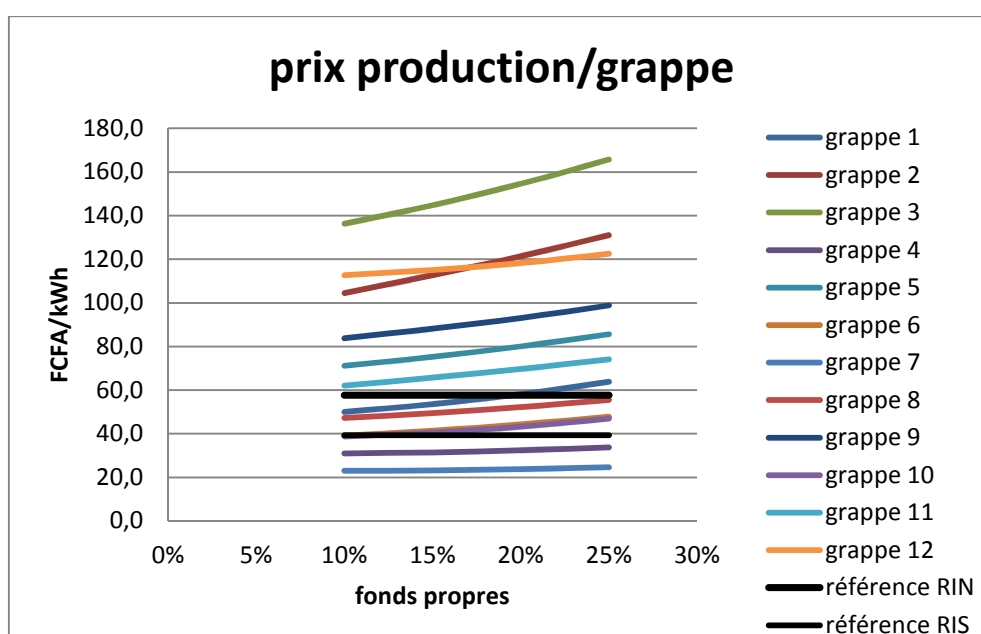
11.2.3 Cas des projets hydroélectriques

Le tableau suivant, accompagné de sa traduction graphique, indique en FCFA/kWh, le prix auquel l'investisseur devenu producteur hydroélectrique indépendant devrait vendre l'électricité produite pour obtenir une rentabilité de 12% sur ses fonds propres, selon que ceux-ci se montent à 10, 15, 20 ou 25% de l'investissement initial :

Tableau 122 : Montage financier des projets hydro-électriques

Fonds propres	10%	15%	20%	25%
grappe 1	50,0	53,6	58,2	63,8
grappe 2	104,5	112,7	121,3	131,1
grappe 3	136,3	144,8	154,6	165,7
grappe 4	31,0	31,4	32,4	33,8
grappe 5	71,2	75,2	80,0	85,6
grappe 6	39,1	41,4	44,3	47,8
grappe 7	23,0	23,2	23,8	24,6
grappe 8	47,2	49,4	52,2	55,5
grappe 9	83,8	88,2	93,1	98,8
grappe 10	38,8	40,5	43,2	46,9
grappe 11	62,1	65,7	69,6	74,2
grappe 12	112,6	115,1	118,2	122,5
référence RIN	57,6	57,6	57,6	57,6
référence RIS	39,3	39,3	39,3	39,3

Figure 49 : Prix de production par grappe hydro



Les résultats sont ici plus favorables que dans le cas de la biomasse. Le coût de l'énergie MT pour le RIN, où se situent 11 projets sur 12, est de 57,6 FCFA/kWh. Seule la grappe 9 est raccordée sur le RIS

avec un prix d'achat comparatif de 39,3 FCFA/kWh. Les centrales des grappes n° 7, 4, 10,8 et 1 (pour une part de fonds propres inférieure à 20%) fournissent donc une énergie compétitive au RIN une fois connectées.

11.2.4 Cas des projets solaires hybrides

Le tableau suivant indique le principe de financement assurant un taux de rentabilité de 12% sur fonds propres à l'investisseur dans les conditions de financement fixées précédemment.

Tableau 123 : Montage financier des projets solaires PV hybrides

	Tarif BT (FCFA/kWh)	Tarif production (FCFA/kWh)	Fonds Propres	Autres financements (% investissement)	Prêt (MFCFA)
grappe 1	77,0	514,2	20,0%	25,0%	85,0
	77,0	525,2	20,0%	25,0%	85,7
grappe 2	77,0	875,6	20,0%	25,0%	41,7
	77,0	795,2	10,0%	25,0%	49,6
grappe 3	77,0	392,6	20,0%	25,0%	144,4
	77,0	347,8	10,0%	25,0%	170,6
grappe 4	77,0	361,9	20,0%	25,0%	304,4
	77,0	318,3	10,0%	25,0%	359,8
grappe 5	77,0	433,3	20,0%	25,0%	122,3
	77,0	382,7	10,0%	25,0%	144,5
grappe 6	77,0	374,9	20,0%	25,0%	534,5
	77,0	330,9	10,0%	25,0%	631,7
grappe 7	77,0	874,1	20,0%	25,0%	45,6
	77,0	784,1	10,0%	25,0%	53,9
grappe 8	77,0	485,0	20,0%	25,0%	112,2
	77,0	430,2	10,0%	25,0%	132,6

Les tarifs d'achat d'énergie sont dans ce cas beaucoup plus onéreux que la fourniture MT obtenue sur les réseaux interconnectés concernés.

11.2.5 Conclusions sur les projets en mini-réseau

Les projets de mini-réseau permettent d'accélérer l'accès au service électrique dans des zones rurales qui sinon devrait attendre l'arrivée du réseau MT. Cependant, le maintien du tarif péréqué ENEO comme tarif de vente aux clients de ces réseaux mini-réseaux ne permet pas à des investisseurs privés d'obtenir une rentabilité satisfaisante de leurs fonds s'ils doivent en assurer l'intégralité du financement. Cependant, pour les zones concernées, le développement de mini-réseau est la seule option réalisable à court terme sauf à attendre l'extension du réseau pendant 10 à 15 ans. La solution alternative suivante a donc été considérée ;

- ❑ L'opérateur privé exploitera le réseau séparé en tant que concessionnaire ou gestionnaire délégué jusqu'à son raccordement au réseau interconnecté. Il deviendra ensuite producteur indépendant, la partie réseau étant alors transférée à ENEO.

- ❑ Le tarif pratiqué envers la clientèle BT et MT raccordé au mini-réseau sera conforme aux règles de la péréquation nationale, y compris pendant la période d'exploitation de l'opérateur privé.
- ❑ Le tarif de vente de l'énergie produite par l'opérateur devenu producteur indépendant fait l'objet d'un contrat spécifique, sous le contrôle de l'ARSEL.

Les calculs financiers montrent que les centrales isolées, si elles doivent assurer un service continu 8760 heures par an ne sont pas compétitives avec le mix énergétique des réseaux interconnectés. La raison principale est la nécessité d'adjoindre un back-up par groupe électrogène diesel pour assurer la continuité du service. Toutefois l'ensemble des centrales biomasse et hydroélectriques exigent des prix de vente relativement modérés à mettre en balance avec l'intérêt économique de l'électrification plus rapide de localités éloignées du réseau. Celui-ci pourrait être rémunéré par une compensation versée à ENEO pour combler la différence entre son tarif d'achat au réseau et celui exigé par le producteur pour assurer sa juste rentabilité.

12 Plan de mise en œuvre du PDER

Le plan de mise en œuvre du PDER vise à la fois à clarifier le rôle des institutions publiques et du secteur privé dans sa réalisation, et à identifier les mesures d'accompagnement qui permettront de renforcer ses impacts.

Au préalable, il est intéressant d'analyser les modalités actuelles dans lesquelles l'électrification rurale est réalisée au Cameroun.

12.1 Quelle maîtrise d'ouvrage pour l'électrification rurale ?

12.1.1 Situation historique et actuelle

Le concessionnaire ENEO détient une exclusivité à l'intérieur de son périmètre de distribution, qui est constitué des localités électrifiées au moment de la signature du contrat de concession en juillet 2001 et de toutes les localités nouvellement électrifiées par lui ou par des tiers (Etat, collectivités locales, etc.) et reversées dans ce périmètre. En plus de cette exclusivité de distribution dans le périmètre de la concession, ENEO a l'obligation de réaliser des branchements avec des objectifs contractualisés. De facto, le concessionnaire a donné la priorité à la réalisation de nouveaux branchements, plutôt qu'à l'électrification de nouvelles localités, privilégiant la densification de la desserte dans des centres déjà électrifiés. Il faut souligner que le rythme de branchement, qui pendant la période AES-SONEL avait été inférieur aux objectifs contractuels, s'est fortement accéléré depuis l'apparition d'ENEO démontrant le potentiel important de densification dans les zones déjà électrifiées.

Dans la pratique, c'est en réalité l'Etat et ses démembrements qui ont pris en charge les investissements nécessaires à l'électrification de nouvelles localités rurales par extension de réseaux, ces investissements pouvant alors faire l'objet d'un transfert dans la concession. L'article 7 du cahier des charges du contrat cadre de concession et de licence liant l'Etat camerounais à ENEO, introduit en effet la notion de biens nouvellement concédés, et stipule que les projets d'extension du réseau peuvent faire l'objet d'une réception contradictoire entre le Ministère de l'Energie (Autorité concédante) et ENEO, et être repris en exploitation par ENEO.

Historiquement, sur la période 2001-2012, ce sont 1600 localités qui ont été électrifiées par le fait exclusif de la puissance publique, pour un budget global d'investissement estimé à environ 52.5 milliards de FCFA, avant d'être reversées dans la concession de l'ex AES-SONEL. Pendant cette période, le principal financeur de ces réalisations était le MINEE. Si l'on regarde les projets en cours, c'est maintenant EDC (avec les financements de la BAD) qui est le principal contributeur à la réalisation de l'électrification de nouvelles localités ⁽³³⁾.

³³ Pour la période 2001-2012, les données sont issues de l'Etude sur l'évolution du périmètre de la concession d'AES-SONEL, ARSEL, 2013. Pour la période 2013-2016, les données sont issues de la base SIG élaborée pour dans le cadre de la présente étude du PDER et concerne les localités « en cours d'électrification » et du PIP 2016 pour le MINEE qui prévoit l'électrification d'une cinquantaine de localités.

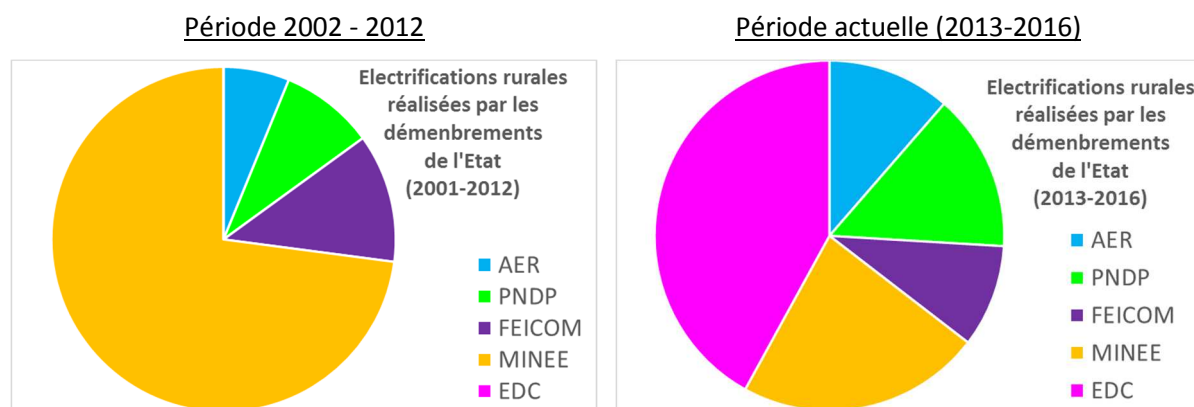


Figure 50 : pourcentage de localités électrifiées par les institutions camerounaises

Tendanciellement, on constate qu'environ trois-quarts (3/4) des réalisations d'électrification rurale sont sous maîtrise d'ouvrage publique centralisée (MINEE, AER, EDC) et un quart (1/4) sous maîtrise d'ouvrage décentralisée par les Communes, aidées financièrement en cela par des ressources provenant directement de l'Etat ou par le biais d'instruments d'appui au développement local. Le Fonds spécial d'équipement et d'intervention intercommunale (FEICOM) et le Programme National de Développement Participatif (PNDP), sont ainsi des acteurs de l'électrification rurale au Cameroun.

Cette multiplicité d'intervenants publics pour le financement de l'électrification rurale est une spécificité camerounaise que l'on ne rencontre pas dans d'autres pays sur le continent africain. Chaque institution a pu légitimer son intervention en s'appuyant sur les textes en vigueur qui le permettent, et ainsi répondre à la très forte demande sociale, économique et politique pour l'accès au service électrique dans les zones rurales :

- L'AER, créée en 1998 et rendue opérationnelle dès 1999, s'est vu dotée en 2009 d'un instrument financier (le FER) qui devrait la positionner aujourd'hui comme l'institution nationale leader des financements publics dédiés à l'électrification. Elle est la seule institution qui a développé des coopérations avec plusieurs bailleurs de fonds (UE, BID, Banque Mondiale,...) mais l'absence de dotation budgétaire au FER limite sa capacité réelle d'investissement.
- L'Etat, par le biais du Budget d'Investissement Public du MINEE, réalise directement des projets d'électrification rurale.
- Les collectivités locales, qui disposent de compétences en matière d'électrification des zones nécessiteuses et d'éclairage public (Art. 17 de la loi 2004/018 fixant les règles applicables aux communes), même si elles n'ont pour l'instant pas le pouvoir d'autorité concédante mobilisent les financements du FEICOM et du PNDP.
- EDC, dont l'une des missions statutaires est d'étudier, de préparer ou de réaliser tout projet d'infrastructures dans le secteur de l'électricité qui lui est confié par l'Etat, est devenu un acteur important de l'électrification rurale, en qualité d'agence d'exécution du programme d'électrification rurale financé par la BAD.

12.1.2 Quelle maîtrise d'ouvrage pour la réalisation du PDER ?

Au regard des objectifs ambitieux du PDER et dans le contexte des réformes majeures engagées par le secteur électrique camerounais, il convient de se demander si les modalités actuelles d'intervention des institutions publiques et la multiplicité d'intervenants publics sont un atout ou une faiblesse pour la réalisation du PDER :

Un atout : compte tenu des besoins financiers considérables, les profils différenciés des institutions nationales permettent de mobiliser des ressources financières diversifiées nationales aussi bien qu'internationales. L'analyse financière du PDER a mis en évidence la nécessité de fonds de natures différentes (fonds du secteur électrique, subventions, prêt concessionnels). Sous l'angle du financement, les Communes (à travers le FEICOM et le PNDP) pourront avoir un rôle important dans la réalisation du PDER.

A titre de comparaison, le Maroc ainsi que la France ont financé leur programme d'électrification rurale en associant des financements communaux, des financements propres du secteur électrique, et des financements concessionnels. Dans les deux cas, c'est l'opérateur concessionnaire (ONE au Maroc, EDF en France) qui a assuré la consolidation du financement de l'électrification rurale.

Une faiblesse : compte tenu du volume de travaux à réaliser, les capacités de maîtrise d'ouvrage doivent être renforcées et le pays ne peut prendre le risque d'une maîtrise d'ouvrage faible qui conduirait à des réalisations de qualité insuffisante.

Les pays africains qui ont réussi une électrification élargie par extension du réseau (Maroc, Ghana, Côte d'Ivoire) se sont appuyés sur une maîtrise d'ouvrage forte et compétente, rassemblée au sein d'une entité d'envergure nationale, qu'il s'agisse du concessionnaire lui-même (ex-ONE au Maroc, rebaptisée ONEE) ou d'une institution spécialisée (ex-SOPIE en Côte d'Ivoire, rebaptisée CI-ENERGIES).

Dans le contexte du secteur électrique camerounais qui est à l'aube de changements majeurs avec la création de la SONATREL [qui s'accompagne d'un très important programme d'investissement dans le transport d'électricité], et la reprise des grands projets hydroélectriques financés par l'Etat [Lom Pangar, Mekin, Memv'élé en cours de construction], de nouveaux barrages en développement au niveau de la préparation des projets: Song Dong (260 MW), Menchum (72 MW) Bini à Warack (75 MW)], EDC en sa qualité de société de patrimoine et de gestionnaire des droits d'eau aura d'importants challenges à relever sur les segments de la production et du transport.

De ce fait, l'AER sous l'autorité du MINEE (autorité concédante), pourrait être la principale agence de maîtrise d'ouvrage déléguée du Programme de Développement de l'Electrification Rurale (PDER) du Cameroun . Le COPPER, présidé par le MINEE, assurerait la validation des plans quinquennaux / annuels de développement des réseaux électriques du PDER, ainsi qu'une communication régulière vis-à-vis de tous les acteurs nationaux du développement rural sur les avancées effectives des réalisations.

Dans son périmètre de Concession, ENEO serait en charge de la maîtrise d'ouvrage du volet densification dans les localités déjà électrifiées. La réalisation de ces branchements pourrait être intégrée dans les objectifs contractuels d'ENEO dans le cadre de l'extension du contrat de Concession. Ce volet est conséquent en termes de branchements puisqu'il représente 221.000 branchements, soit

22 % des branchements sur la période de 20 ans du PDER, mais seulement 3% du budget d'investissement du PDER.

12.2 Rôle du secteur privé

Dès lors que le schéma technique dominant est l'extension du réseau, l'implication du secteur privé (autre que le concessionnaire ENEO) ne peut s'envisager que sur le segment décentralisé des grappes hydro et des grappes biomasse.

Dès lors que le principe de la péréquation tarifaire sur l'ensemble du territoire national n'est pas remis en cause, l'analyse financière du segment décentralisé du PDER, a mis en évidence l'impossibilité pour le secteur privé d'obtenir une « juste rentabilité » de ses investissements sans l'apport d'une subvention significative.

La perspective du raccordement au réseau interconnecté de la plupart des grappes (hydro ou biomasse) au plus tard au cours de la phase 3 du PDER – 2026/2030 conduit à proposer que, dès leur réalisation, l'activité de distribution électrique soit reversée à la concession ENEO, et que l'opérateur privé reste focalisé sur l'activité de production électrique.

Deux schémas de réalisation des ouvrages sont envisageables :

- L'opérateur perçoit une subvention qui couvre au moins les ouvrages de distribution, assure la maîtrise des travaux de distribution et de production, et les ouvrages de distribution sont rétrocédés à la concession d'ENEO à leur mise en service, au titre des biens nouvellement concédés. Les réseaux font l'objet d'une réception contradictoire entre le Ministère de l'Énergie (Autorité concédante), l'opérateur privé et ENEO, et sont repris en exploitation par ENEO. L'intérêt de ce schéma réside dans la coordination des travaux de distribution et de production réalisés sous une même maîtrise d'ouvrage.
- La maîtrise d'ouvrage pour la construction des réseaux est assurée par la même entité publique que les autres réseaux du PDER, l'opérateur privé restant responsable de l'ouvrage de production.

Dans les deux schémas, l'opérateur privé devra être titulaire d'une autorisation délivrée par l'ARSEL pour les ouvrages d'énergie renouvelable de puissance inférieure à 5 MW. Les opérateurs privés interviendront ainsi en qualité de producteur indépendant, dans des conditions similaires aux projets développés en injection aux réseaux interconnectés, et bénéficieront de l'obligation d'achat par le distributeur prévue dans la Loi du 14 décembre 2011 qui régit le secteur. La rentabilité du projet, pour l'opérateur privé, sera assurée par un tarif de rachat et éventuellement par une subvention du FER, régulé par l'ARSEL, en fonction de la qualité des sites de production (hydro ou biomasse).

12.3 Mesures d'accompagnement pour le renforcement de l'impact du PDER

A l'analyse des termes de références, il apparaît clairement que l'amélioration de l'impact économique et social de l'électrification rurale se trouve au cœur de l'approche que souhaite adopter le MINEE pour l'élaboration de ce Plan directeur, au-delà de la seule réalisation des infrastructures électriques.

Dans le cadre de cette tâche, il s'agit, conformément aux termes de références, d'établir dans un premier temps des indicateurs de suivi de l'impact économique et social de l'électrification rurale, dans

la perspective de l'atteinte des Objectifs de Développement Durable (ODD)³⁴ et de l'amélioration de l'IDH. L'Indicateur de Développement Humain synthétise trois dimensions du concept de développement : (i) la capacité à vivre longtemps et en bonne santé, (ii) l'accès à l'éducation et au savoir et (iii) le niveau de vie décent.

12.3.1 Synthèse de la revue documentaire sur l'impact de l'Électrification Rurale

De nombreux travaux ont été réalisés ces dernières années dans le but de mesurer l'impact de l'électrification rurale sur la croissance économique et le développement, particulièrement au cours de la dernière décennie. Une revue de la littérature aux échelles micro et macro révèle globalement une faible incidence directe de l'électrification sur la pauvreté.

Ainsi, même s'il existe une forte corrélation positive (et non nécessairement un lien de causalité) entre la consommation d'électricité et l'Indice de Développement Humain (IDH), l'effet d'entraînement de l'électrification sur le développement exige des mesures d'accompagnement souvent externes au secteur électrique (stratégie de développement d'affaires, appuis financiers aux porteurs de projets, TIC, désenclavement physique par la route ou la téléphonie, etc.)³⁵.

Dans un tel contexte, il se pose alors la question de l'opportunité d'initier de lourds travaux qui de fait aboutiront nécessairement aux mêmes conclusions. La revue documentaire sur les impacts relevés de l'électrification rurale, abouti à un certain nombre de constats partagés. S'il n'est pas évident de tirer des leçons générales des expériences passées, chaque contexte étant spécifique, cependant, on peut retenir les points suivants :

- Les technologies et techniques d'électrification rurale ont évolué au cours des 30 dernières années, mais les impacts sur les populations rurales restent globalement identiques,
- Les taux de raccordement sont souvent faibles, même plusieurs années après l'électrification de zones rurales (barrières à l'entrée),
- Le coût du service pratiqué pour les ménages bénéficiaires est généralement en dessous des coûts évités,
- Le principal apport de l'électrification rurale reste encore l'éclairage dans de nombreux contextes,
- Les usages productifs se raccordent mais l'apparition de nouvelles activités productives n'est pas systématiquement entraînée par l'arrivée de l'électricité, (notamment les plus capitalistiques).

Les besoins d'associer une politique d'accompagnement au développement économique, dépassant les frontières du secteur de l'électricité ont été démontrés à maintes reprises. L'électricité reste généralement un préalable non suffisant à l'émergence d'activités productives et au développement socio-économique des zones rurales.

12.3.2 Le cas illustratif du Maroc

Alors que le taux d'électrification rurale, qui était à peine de 16% en 1996, a dépassé 98% en 2008 grâce notamment à la construction de plus de 150 000 km de lignes MT et BT dans le cadre de son Programme d'Électrification Rurale Globale (PERG). Le Maroc a également fait le triste constat que

³⁴ Les ODD ont pris la suite des Objectif de Développement du Millénaire

³⁵ Productive Use of Energy (PRODUSE). The impact of electricity access on economic development: a literature review, by Benjamin Attigah and Lucius Mayer-Tash, GIZ-ESMAP, 2013.

l'électricité n'était essentiellement utilisée que pour des besoins domestiques. Les abonnements de type force motrice ne représentaient en effet que 1,6% de la clientèle rurale.

Partant de ce constat, l'ONE (devenue depuis ONEE) a lancé en 2008 le Plan de Valorisation de l'Electrification Rurale (Plan VER), dont l'ambition est de faire de ce programme d'infrastructure

qu'était le PERG, un levier pour le développement rural. En termes de raccordement au service électrique, la phase de diagnostic de ce nouveau programme a permis de révéler, à la suite d'une enquête de terrain réalisée en 2009, que :

- Les taux moyens de raccordement des ménages sont plutôt excellents: 88% en moyenne (100% à Errachidia et 55% à Chtouka Aït Baha) ;
- En ce qui concerne les infrastructures communautaires, il reste encore un potentiel non négligeable de raccordements, spécifiquement pour les équipements à fort impact sur l'IDH: on note à titre d'illustration qu'il existe un potentiel de raccordement de 23% pour les établissements médicaux, 26% pour les établissements scolaires, tandis que plus de 50% des systèmes de l'ex ONEP (aujourd'hui ONEE-Branche Eau) ne sont pas raccordés ;
- Au niveau des Activités Génératrices de Revenus (AGR), le taux de raccordement est très faible. Il est à peine de 13% en moyenne (20% si l'on exclut les petites fermes irriguées), avec des disparités par secteur : élevage non avicole (3,3%), agriculture (5,3%), huileries (21,5%), moulins (63%), commerces (84%).

Cette phase de diagnostic a également permis d'identifier les principales contraintes au raccordement des Activités Génératrices de Revenu (AGR), à savoir l'éloignement du réseau, la saturation des transformateurs, la fréquence des chutes de tensions et coupures de courant. Par ailleurs, les frais de branchement ont été identifiés comme une contrainte pour environ 25% des AGR en moyenne, de même que l'acquisition de nouveaux équipements électriques (par exemple pour 40% des huileries traditionnelles). Au total, trois types de potentiel de valorisation ont été identifiés : la conversion à l'électricité pour des activités antérieures à l'électrification et utilisant d'autres sources d'énergie que l'électricité (essentiellement le pompage de l'eau pour l'irrigation et l'alimentation en eau potable), la modernisation des procédés de transformation de produits agricoles notamment grâce à la mécanisation, et l'innovation qui découle de création de nouvelles activités économiques.

Le Plan de Valorisation de l'Electrification Rurale marocain vise ainsi un double objectif: contribuer au développement socio-économique du monde rural marocain et rentabiliser l'investissement des réseaux et équipements réalisés dans le cadre du PERG³⁶.

12.3.3 Recommandations pour le PDER Cameroun

En s'engageant dans un PDER ambitieux, le Cameroun présentera une situation similaire à l'expérience marocaine. Il y a donc tout intérêt à anticiper le développement des besoins d'usages non domestiques de l'électricité.

Dans cette optique, il est fortement recommandé d'asseoir le PDER comme un instrument central des politiques multisectorielles de développement des zones rurales. L'exercice de planification réalisé à

³⁶

Le Plan VER marocain a été élaboré avec l'assistance d'IED, sur un financement de la Banque Mondiale.

travers la présente étude du PDER permet une efficacité optimale des ressources financières allouées au secteur public, **si les réalisations suivent le plan.**

La communication du PDER et de ses éventuelles mises à jour, et sa prise en compte dans la formulation des plans, des programmes et des projets des secteurs agricole, transport, sociaux (eau, santé, éducation) permettront de démultiplier l'impact des investissements réalisés par les institutions de ces secteurs.

Le développement, sous l'autorité du Ministère de l'Agriculture et des agences de développements spécialisées, de facilités financières dédiées à l'acquisition de nouveaux équipements électriques par les Activités Génératrice de Revenus renforcera les impacts économiques de l'électrification rurale.

Une instance de coordination, s'assurera de l'effectivité de cette coordination des investissements multisectoriels.

12.3.4 Déploiement du système de comptage à prépaiement

L'extension de l'expérimentation de comptage à prépaiement devra faire l'objet d'une étude approfondie évaluant la rentabilité et la viabilité de ce système de facturation appliqué au contexte spécifique des zones rurales du Cameroun. En particulier, elle devra statuer sur le choix des équipements : (i) compteurs communicants ou non, (ii) compteurs mono-blocs ou à clavier déporté, (iii) type de facturation et infrastructure informatique associée (mobile-money, carte à gratter avec code de rechargement), (iv) nombre et localisation des points de ventes. Le déploiement devra s'accompagner également d'une stratégie permettant de minimiser le risque de fraude (bypass du compteur) et de vol des équipements, notamment les cartes à gratter. Le déploiement de ce type de facturation devra s'accompagner d'une étude tarifaire selon l'infrastructure choisie. En effet le maintien de tranches de tarifications différenciées selon le niveau mensuel de consommation est plus ou moins compatible selon la solution choisie.

12.4 Mesures d'accompagnement pour le développement industriel

12.4.1 Contexte

La mise en œuvre du PDER va générer, pendant 20 ans, des flux d'investissements réguliers et conséquents. Il s'agit donc, de formuler une ébauche de stratégie de développement d'activités industrielles propres à satisfaire les besoins principaux en équipements destinés à l'électrification rurale. Cette réflexion est menée sur la base de l'analyse des volumes de fournitures de matériel électrique nécessaires à l'électrification rurale globale du Cameroun qui ne représentent qu'une partie des marchés de matériels électriques. L'ébauche de stratégie d'un développement d'activités industrielles devrait être consolidée au niveau de l'ensemble des investissements en matériels électriques de distribution programmés sur la période 2016-2035.

Au niveau macro-économique, un développement intensif de l'électrification rurale risque d'avoir un effet pervers et contre-intuitif sur la balance commerciale, du fait notamment des importations massives de matériels électriques qu'il peut induire. Le Gouvernement camerounais pourrait au contraire tirer le meilleur parti de cette situation en la transformant positivement en une opportunité de développement du secteur industriel national dans le domaine de l'électricité.

La nécessité de l'industrialisation dans le processus de développement semble faire l'unanimité même si l'on distingue principalement trois stratégies : l'Industrialisation par les "Industries Industrialisantes" (III), l'industrialisation par Substitution des Importations (ISI) et l'Industrialisation par Promotion des Exportations (IPE). On s'intéressera aux enjeux d'un développement industriel impulsé par le PDER dans ces trois dimensions, sans chercher à les prioriser. Les enjeux sont définis sous le prisme d'une analyse SWOT (Forces, faiblesses, opportunités, menaces).

12.4.2 Forces du contexte camerounais

Dans une perspective de développement industriel, le Cameroun est favorablement caractérisé par les atouts suivants :

- Une position historique de locomotive économique régionale essentiellement basée sur les productions et les exportations du secteur primaire, et qui suppose aujourd'hui le développement des chaînes de valeur de la production agricole ;
- Une position stratégique non pénalisante sur le marché mondial avec des installations portuaires adéquates et en développement (Port en eau profonde de Kribi) ;
- Des capacités universitaires techniques et professionnelles de développement et de renforcement des ressources humaines nécessaires au développement du secteur ;
- Une industrie nationale devant se développer :

En pratique, on peut dire que les usines de fabrication des équipements de réseaux de distribution électrique sont déjà présentes mais devront être largement renforcées et accompagnées dans le cadre de la mise en œuvre du PDER Cameroun.

Concernant la fabrication de poteaux, les usines de traitement pour les poteaux bois sont exclusivement une production nationale. Il existe plusieurs fabricants dont les principaux sont ENEO lui-même (usine située à Bafoussam), les sociétés comme METCH-ELEC, CAMITEX qui réalisent également les travaux ou de plus petites usines disposant d'autoclaves souvent non automatisées. A ce jour, l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement des poteaux est à revoir car l'augmentation de la demande au cours de ces dernières années a conduit à la fourniture de poteaux de qualité très médiocre (de nombreux poteaux tombant après quelques mois d'installation). Des études sont actuellement menées entre l'Etat et ENEO pour améliorer les processus d'approvisionnement des plantations (vérification des essences, maturation du poteau,...), et de traitement (produit, qualification des usines) et d'implantation (directive en fonction des sols, des zones).

En parallèle de ce travail, qui permettra de corriger certains problèmes, les quantités demandées pour la mise en œuvre du PDER rendent l'utilisation de poteaux métalliques ou béton pour les réseaux moyenne tension tout de même obligatoire (option prise dans le cadre de ce PDER : utilisation de ces poteaux pour les angles et tous les supports d'équipements moyenne tension tels que IACM, transformateurs...). A notre connaissance, des industriels sont en train de mettre en place des usines de fabrication de poteaux de ce type (ex : SOPAL avec une usine de poteau béton).

Concernant le câble, une usine (C.I.A.C situé à Bonabéri – Douala) fournissait du câble de réseau Basse tension à l'ex AES-SONEL mais elle est fermée depuis 2 ou 3 ans. Il faut noter que sa capacité

de production était limitée et que les prix « sortie usine » n'étaient pas vraiment concurrentiels par rapport au prix de câble importé. L'ex AES-SONEL se fournissait donc auprès de cette usine pour des besoins ponctuels afin de gérer ses stocks.

Concernant les autres équipements (transformateurs, IACM, armements MT ou BT, coffrets de branchement), il n'existe pas à notre connaissance d'usine de fabrication au Cameroun.

L'industrie nationale pour la construction des équipements de réseaux électrique reste donc limitée à ce jour. Dans le cadre de la mise en œuvre de ce plan, un des enjeux majeurs sera donc d'accompagner le développement de ces industries de telle sorte qu'elles fournissent du matériel de qualité (respect des normes), adapté aux consommations du pays (section de câble en 10mm², transformateur 25kVA), tout en étant plus compétitive que la fourniture importée. La perspective est d'autant plus intéressante que les usines mises en place pourront approvisionner un marché régional. En effet, le développement de ces industries est faible dans les pays limitrophes (seule une usine de construction de transformateurs, la Gabonaise d'Energie, existe au Gabon) alors que le besoin est important et que des pays comme le Congo ou le Tchad prévoient d'investir dans l'électrification rurale dans les années à venir.

- Un réseau d'entreprises de travaux : la politique de sous-traitance d'ENEO (initiée dès l'époque de SONEL et poursuivie par AES-SONEL) a permis l'émergence de plus de 200 entreprises privés, accréditées pour effectuer des travaux de réseau. Cette situation est assez différente de la situation d'un pays comme la Côte d'Ivoire où l'on dénombre seulement une vingtaine d'entreprises de travaux tout au plus.

12.4.3 Faiblesses

- Une capacité actuelle insuffisante par rapport aux besoins du PDER : le retour d'expérience des projets aujourd'hui en cours d'exécution, et les retards constatés démontrent que les capacités du secteur privé ne permettent pas d'envisager la démultiplication du rythme de réalisation qui résulterait du PDER.
- Corollaire de l'abondance d'entreprises de travaux, qui résulte de l'approvisionnement des matériels par ENEO, les entreprises se limitent à la pose des installations. De nombreux sous-traitants n'ont donc aucune expérience en gestion des approvisionnements. La plupart des sous-traitants d'ENEO ne disposent pas de la capacité financière et/ou n'ont pas accès aux crédits à court terme pour le financement de la conduite des chantiers. L'acquisition diligente du matériel électrique exige la manœuvre des prêts à court terme, crédits documentaires, nantissements de contrat, cautionnements d'exécution. L'absence de ces éléments peut entamer la marge d'un entrepreneur, bloquer l'exécution des travaux, dans une période où l'entreprise cherche également à faire des investissements productifs.
- Un des obstacles est le manque d'accès au financement pour l'investissement productif permettant le renforcement de capacité de production des entreprises et des entrepreneurs (ex. agrandissement d'usine, acquisition de matériel de production, de matériel roulant ou de chantier, de camions-nacelles, création ou extension d'entrepôt de stockage etc...). Il s'agit ici des investissements dits structurants.

- Une véritable perspective régionale existe prolongeant les objectifs nationaux : la mise à profit de la compétence renforcée des entreprises camerounaises pour s'implanter au niveau sous-régional pour l'électrification des pays limitrophes.
- À côté de ces entreprises dont la tâche primaire sera de dérouler les réseaux MT et BT, il sera également nécessaire de développer le marché des petits installateurs électriques en charge des installations intérieures des maisons voire du branchement sur le réseau BT, en relation avec la mise en place d'une stratégie "Electrification pour tous" dans le programme d'électrification rurale. Cette approche demandera un programme de formation, certifications et d'agrément des compétences.
- Le financement du secteur repose sur sa crédibilité. Pour cette raison, les principaux acteurs s'entendent sur la nécessité d'élaborer un accord-cadre qui offre une visibilité à moyen terme du carnet de commande adressé aux entreprises.

12.4.4 Opportunités à saisir

Des montants d'investissement nationaux conséquents induits par le PDER : les quantités d'équipements et montants d'investissements requis pour le PDER sont présentés dans le tableau qui suit :

Tableau 124 : Matériels et investissements requis pour le PDER

Réseaux MT à construire							
Quantités	Mini Réseaux ENR	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux	Total Gal
Nb Poteaux	8 162	35 672	52 115	48 552	26 467	162 805	170 967
Conducteur MT (km)	3 498	15 288	22 335	20 808	11 343	69 774	73 272
Investissement (MFCFA)	Mini Réseaux ENR	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux	Total Gal
Poteaux	2 025	10 071	10 701	12 021	7 715	40 508	42 533
Conducteur MT	3 904	19 415	20 629	23 175	14 873	78 092	81 996
Accessoires	2 752	12 662	16 294	16 753	11 374	57 083	59 835
Pose	1 331	6 620	7 034	7 902	5 071	26 627	27 958
Etudes APS/APD/DAO	501	2 438	2 733	2 993	1 952	10 115	10 616
Supervision de travaux	701	3 414	3 826	4 190	2 732	14 162	14 862
Majoration environnementale		2 941	13 769	11 860	7 927	36 497	36 497
Total MT	11 214	57 561	74 986	78 893	51 643	263 082	274 297

Réseaux MT à Renforcer Mono ->Tri							
Quantités		2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux	Total Gal
Nb Poteaux		1126	638	444	3137	5345	5345
Conducteur MT (km)		483	273	190	1345	2291	2291
Investissement (MFCFA)		2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux	Total Gal
Poteaux		279	158	110	778	1 326	1 326
Conducteurs		539	305	212	1 501	2 557	2 557
Accessoires		309	291	154	977	1 731	1 731
Pose		184	104	72	512	872	872
Etudes APS/APD/DAO	0	66	43	27	188	324	324
Supervision de travaux	0	92	60	38	264	454	454
Total Renforcement MT		1 468	962	615	4 220	7 264	7 264

Basse Tension							
Quantités	Mini Réseaux ENR	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux	Total Gal
Poteaux no	40 508	136 075	129 648	52 168	22 740	340 630	381 138
Câbles torsadés réseaux BT	3 068	10 306	9 820	3 951	1 722	25 800	28 868
Câbles torsadés branchement	375	2 500	2 500	2 500	2 500	10 000	10 375
Luminaire et EP	12 150	40 813	38 886	15 647	6 820	102 166	114 315
Investissements MFCFA	Mini Réseaux ENR	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux	Total Gal
Poteaux	3 557	11 949	11 384	4 581	1 997	29 911	33 468
Câbles torsadés	11 814	43 941	42 271	22 135	14 488	122 836	134 650
Accessoires	474	1 593	1 518	611	266	3 988	4 462
Luminaire et Ep	2 608	8 762	8 348	3 359	1 464	21 933	24 541
Pose	3 083	10 355	9 866	3 970	1 730	25 922	29 004
Etudes APS/APD/DAO	1 012	3 401	3 240	1 304	568	8 514	9 526
Supervision de travaux	1 417	4 762	4 537	1 825	796	11 919	13 337
Total BT	23 966	84 763	81 165	37 785	21 310	225 022	248 988

Transformateurs	Mini Réseaux ENR	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux	Total Gal
Quantité	170	1 827	2 724	1 497	1 429	7 477	7 647
Fourniture	1 043	11 187	16 869	9 571	8 304	45 931	46 974
Etudes APS/APD/DAO	52	559	843	479	415	2 297	2 349
Supervision de travaux	73	783	1 181	670	581	3 215	3 288
Investissement MFCFA	1 168	12 529	18 893	10 720	9 300	51 443	52 611

Compteurs	Mini Réseaux ENR	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux	Total Gal
Quantité	37 494	250 000	250 000	250 000	250 000	1 000 000	1 037 494
Investissement MFCFA	2 463	16 422	16 422	16 422	16 422	65 688	68 151

Autres investissements	Mini Réseaux	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux	Total Gal
Production ENR	102 036						102 036
Branchements MT		860	1 005	1 120	1 304	4 288	4 288
Ligne technique 90kV		19 675				19 675	19 675
renforcement amont RIS		131	42			172	172
Postes MT/MT		10 480				10 480	10 480
AutoTransformateur		100				100	100
Etudes APS/APD/DAO	6 122	1 519	2	0	0	1 521	7 644
Supervision de travaux	7 143	2 127	3	0	0	2 130	9 272
Total	115 301	34 891	1 051	1 120	1 304	38 367	153 668

TOTAL	Mini Réseaux ENR	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux	Total Gal
Investissement MFCFA	154 112	207 634	193 479	145 554	104 199	650 866	804 978

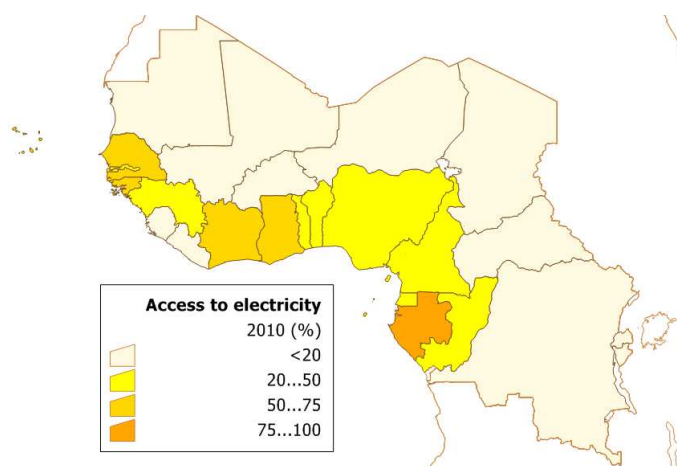
Investissement (MFCFA)	Mini Réseaux ENR	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Ext Réseaux	Total Général
Câbles almélec	3 904	19 953	20 935	23 387	16 374	80 649	84 553
Poteaux (bois et autre)	5 582	22 299	22 244	16 712	10 490	71 745	77 327
Câbles torsadés	11 814	43 941	42 271	22 135	14 488	122 836	134 650
Accessoires de ligne	3 226	14 564	18 103	17 517	12 617	62 801	66 027
Luminaires EP	2 608	8 762	8 348	3 359	1 464	21 933	24 541
Transformateurs	1 043	11 187	16 869	9 571	8 304	45 931	46 974
Pose	4 414	17 159	17 004	11 944	7 313	53 420	57 834
Compteur	2 463	16 422	16 422	16 422	16 422	65 688	68 151
Autres investissement	102 036	31 245	1 046	1 120	1 304	34 715	136 752
Total matériel	137 091	185 532	163 242	122 168	88 776	559 718	696 809
Etudes APS/APD/DAO	7 687	7 984	6 862	4 802	3 124	22 771	30 459
Supervision de travaux	9 334	11 177	9 607	6 723	4 373	31 880	41 214
Majoration environnementale	0	2 941	13 769	11 860	7 927	36 497	36 497
TOTAL général	154 112	207 634	193 479	145 554	104 199	650 866	804 978

Le montant global d'investissement nécessaire à l'accomplissement du PDER approche 805 milliards de FCFA, dont 697 Milliards FCFA de matériel : les quantités de matériel électrique en jeu justifient effectivement une stratégie de développement industriel. Au-delà de l'appréciation économique et financière directe du PDER, il est également judicieux de mettre en œuvre une stratégie de développement industriel du secteur de l'approvisionnement électrique (entreprises de fabrication de matériel, ingénierie et entreprises de réalisation) à même de répondre aux besoins du PDER – et d'engendrer des effets indirects, tels que la création de valeur ajoutée locale, d'emplois, de savoir-faire et de renforcement de compétences exportables dans la sous-région.

Au vu des volumes financiers annoncés, et de l'importance de la part de matériel importé dans un scénario tendanciel (hors accompagnement du secteur privé national), l'incidence d'un tel programme sur la balance commerciale peut également constituer un argument en faveur du développement d'une stratégie de développement industriel.

Un marché régional à fort potentiel : la sous-région CEMAC, la région CEEAC et au-delà les régions limitrophes comme l'Afrique de l'Ouest représentent des marchés fort prometteur, d'autant plus dans le contexte de l'Initiative SE4ALL. D'importantes opportunités d'investissements découleront en effet des objectifs de développement de l'accès universel à l'électricité à l'horizon 2030 en droite ligne avec cette Initiative, d'autant plus que les taux d'accès sont aujourd'hui très faibles dans la région.

Carte 25 : Accès à l'électricité en Afrique Centrale et de l'Ouest



Dans le cadre de son Livre blanc sur l'accès aux services énergétiques pour les populations rurales et péri-urbaines, la CEDEAO, avait évalué en 2006 des besoins d'investissement de l'ordre de 7 100 milliards de francs CFA uniquement pour les coûts de distribution (extension du réseau et mini-réseaux) dans ses 15 pays membres.

12.4.5 Menaces

Avec quasiment 805 milliards de FCFA d'investissement prévus, dont 697 milliards FCFA en matériel, l'impact du PDER sur la balance commerciale du pays représente un risque significatif, justifiant de procéder dans le même temps à l'élaboration d'une stratégie de développement industriel pour que l'économie nationale sorte renforcée de ce processus.

12.4.6 Les principaux axes d'une stratégie de développement industriel

L'objectif principal de la stratégie de développement industriel, est l'émergence d'un tissu industriel national dans le secteur de l'électricité, à la fois en capacité de satisfaire les besoins nationaux et d'exporter ses produits et services à l'international, et tout particulièrement dans la sous-région. Pour atteindre cet objectif, la stratégie de développement industriel visera plus particulièrement le renforcement et/ou l'émergence des sous-secteurs suivants:

- Le sous-secteur industriel de la production de matériel électrique nécessaire à l'électrification rurale. Il est aujourd'hui représenté en premier chef par les fabricants de poteaux et de câbles, mais d'autres productions pourront se développer comme celles de l'assemblage des transformateurs, la fabrication de matériels de lignes comme les herse, les nappes voûtes, les IACMs ;
- Le sous-secteur de l'ingénierie et de la maîtrise d'œuvre pour la conception et le suivi des chantiers d'électrification ;
- Le sous-secteur des entreprises de génie électrique pour la construction des lignes MT et des réseaux BT et l'installation des postes sources.

En appui à ces sous-secteurs, le rôle des institutions bancaires qui accompagnent ces entreprises, des institutions de formation professionnelle et évidemment des institutions nationales en charge de la maîtrise d'ouvrage des réalisations du PDER sera prépondérant.

La grille d'analyse proposée pour établir les principaux axes d'une stratégie de développement industriel, est basée sur les trois dimensions suivantes :

- Volumes financiers en jeu par sous-secteur et types d'équipements
- Facilité d'entrée : niveau de technicité des équipements, intensité capitalistique
- Situation existante : situation de l'industrie actuelle au niveau national

Cette grille d'analyse permet au MINEE de retenir les sous-secteurs sur lesquels il souhaite approfondir la réflexion en englobant l'ensemble de la filière des travaux électrique :

Tableau 125 : Grille d'analyse pour établir les principaux axes d'une stratégie de développement industriel

Opportunités de développement industriel	Volumes financiers PDER (Milliards FCFA)	Technicité requise	Intensité capitalistique	Capacité industrielle existante
Câbles almélec	84	Faible	Moyenne	néant
Poteaux bois et autres	77	Faible	Faible	Forte. Problème de qualité et de volume
Câbles torsadés	135	Faible	faible à moyenne	très Limitée voir néant
Accessoires de ligne : herse, nappe-voute, chaînes d'isolateurs	66	faible	Faible	néant
Luminaires EP	24	faible	faible à moyenne	très limitée voire néant
Transformateurs	47	forte	moyenne à forte	néant
Compteurs	68	forte	moyenne à forte	néant
Pose	57	faible	faible	Forte. Problème de qualité et de volume
Equipements HTB	35	Forte	Moyenne à forte	néant
Production ENR	105	Forte	forte	néant

Il appartiendra au secteur privé de développer (ou non) une capacité industrielle de fabrication. En fait le choix portera sur le stade technologique qui sera mis en œuvre. Mise à part la production de câble almélec qui demande les étireuses, les machines permettant de créer le faisceau de brins avec ou sans âme acier, les autres productions peuvent être envisagées pour différents degrés d'intensité capitalistique, de l'assemblage de sous-composantes, à la fabrication de l'ensemble des éléments avec des assemblages manuels ou robotisés.

12.4.7 Facteurs clés de succès

Les facteurs clé de succès suivants ont été identifiés pour consolider l'implication du secteur privé dans l'émergence d'un tissu industriel capable de fournir une part plus importante des équipements requis pour l'électrification rurale du pays :

Continuité et visibilité

Soutenir un rythme continu des programmes d'électrification rurale permettra une montée en puissance de la production et une visibilité sur les débouchés nationaux, pour rendre possible la prospection des marchés limitrophes.

Accompagnement

- Accompagnement des entreprises de travaux,
 - o programmes de formation en gestion des chantiers (calendrier, approvisionnement, plan qualité,...)
 - o Amélioration des capacités de monitoring technique et financier des chantiers permettant une facturation plus rapide et des règlements plus rapides
- Accompagnement des institutions bancaires :
 - o Renforcement de la communication entre les parties ;
 - o Information des banques sur les opportunités offertes par le secteur électrique et le sous-secteur de l'électrification rurale,
 - o Invitation des banquiers à la réception du matériel, aux visites de suivi de chantier/ réception provisoire,
 - o Réduction des délais de paiements aux entreprises ;
 - o Promotion du financement des investissements structurels (y compris pour l'acquisition de matériels roulants, matériels de travail et outillages de dernière génération).

Normes et standards :

Adopter des normes et standards pour le matériel électrique et s'assurer de leur stricte application sur tous les projets du PDER permettra d'éviter l'arrivée sur le marché de produits importés aux prix anormalement bas et facilitera une labélisation de la production locale. La création de bancs d'essai pour la vérification de matériel de ligne, de laboratoires d'étalonnage de matériel (compteur), de centre de tests et d'homologation de matériel nouveau et produit localement devraient accompagner cette adoption

Renforcer la capacité de maîtrise d'ouvrage des institutions publiques :

Le renforcement de la capacité des maîtres d'ouvrages publics (des équipes plus étoffées, des compétences confirmées) bénéficiera aux industriels. Il réduira les délais d'attribution des marchés (papiers) ; améliorera la gestion des marchés (délais de paiement réduit) ; libérera les cautions de bonne fin des travaux ; accélérera le suivi des travaux et les réceptions ; accélérera les procédures d'agrément qui ne doivent pas constituer un frein à l'entrée de nouvelles sociétés sur le marché dès lors que leur capacité technique et financière est avérée.

Accompagner la pénétration du marché régional :

Une fois que le PDER aura atteint son rythme de croisière annuel d'investissement, l'industrie nationale deviendra une force exportatrice et la production locale de biens d'investissement se développera. L'exportation d'équipements et de savoir-faire aux autres pays de la sous-région, moins avancés en termes d'électrification rurale ou d'électrification tout court deviendra une priorité. Les actions d'accompagnement consistent en une véritable animation commerciale, à travers la mobilisation des réseaux publics et privés. Elles comprennent l'appui diplomatique à travers les relations bilatérales à un niveau politique, l'élaboration de facilités de développement international à travers les chambres de commerces, la promotion des savoir-faire nationaux à travers l'invitation des partenaires et homologues étrangers à assister à certaines réceptions de travaux significatives, des inaugurations d'usines de production d'équipements électriques ou l'organisation d'ateliers régionaux sur l'Electrification Rurale.