



AUTORITE DE REGULATION DE L'ELECTRICITÉ

CONSEIL NATIONAL DE REGULATION



CONSULTATION PUBLIQUE N°006/2021

**RELATIVE À L'ELECTRIFICATION HORS RESEAU DE QUARANTE (40) LOCALITES
DANS LES DEPARTEMENTS DE ATLANTIQUE, ZOU, COUFFO, MONO, COLLINES
ET OUEME PAR L'ENTREPRISE MIONWA DANS LE CADRE DU PROJET OCEF/MCA-
BENIN II**

Octobre 2021



AVIS DE PRESSE

DECLARACIONES DE LOS EXPERTOS EN EL PROCESO DE INVESTIGACIÓN DE LA VERDAD SOBRE LOS SUCCESOS DE LA GUERRA CIVIL EN EL PARAGUAY

El 15 de febrero de 2018 la Comisión de la Verdad (CV)...

El 15 de febrero de 2018 la Comisión de la Verdad (CV)...

El 15 de febrero de 2018 la Comisión de la Verdad (CV)...

El 15 de febrero de 2018 la Comisión de la Verdad (CV)...

El 15 de febrero de 2018 la Comisión de la Verdad (CV)...

El 15 de febrero de 2018 la Comisión de la Verdad (CV)...

El 15 de febrero de 2018 la Comisión de la Verdad (CV)...

El 15 de febrero de 2018 la Comisión de la Verdad (CV)...

El 15 de febrero de 2018 la Comisión de la Verdad (CV)...

El 15 de febrero de 2018 la Comisión de la Verdad (CV)...

El 15 de febrero de 2018 la Comisión de la Verdad (CV)...

El 15 de febrero de 2018 la Comisión de la Verdad (CV)...





Questionnaire sur le document de consultation publique relatif à l'Électrification Hors Réseau

Ce questionnaire est élaboré dans le cadre de la consultation publique sur les conditions tarifaires de l'entreprise MIONWA supporté par le consortium formé par Sunkofa Energy & Windgen en vue de la signature de conventions de concession d'électrification hors réseau.

Nous vous invitons à répondre le plus sincèrement possible aux questions qui y figurent afin d'apporter une valeur ajoutée au processus d'électrification hors réseau.

Merci d'avance pour votre contribution.

Veillez bien vouloir cocher la case correspondant à votre réponse.

N°	Questions	OUI	NON
01	<p>Êtes-vous ressortissant ou habitant de l'une des communes ci-dessous ?</p> <p>Si oui, précisez votre localité :</p> <p>ALLADA : ADJADI BATA <input type="checkbox"/></p> <p>SO-AVA : AHOMEY GBEPKA <input type="checkbox"/> AHOMEY HOUNMEY <input type="checkbox"/></p> <p>GBEGBOME <input type="checkbox"/> HOUEKEKOME <input type="checkbox"/> GBESSOU <input type="checkbox"/></p> <p>KINTO DOKPAKPA <input type="checkbox"/> VEKKY DOGBODJI <input type="checkbox"/></p> <p>ZOGBODOMEY : DEME <input type="checkbox"/> DON AKADJAMEY <input type="checkbox"/></p> <p>KOTO AYIVEDJI <input type="checkbox"/> KOTOKPA <input type="checkbox"/> SAMIONTA <input type="checkbox"/> EDJEBMEGON <input type="checkbox"/></p> <p>DJIDJA : AGONHOHOUN <input type="checkbox"/> AMONTIKA <input type="checkbox"/> FONGBODJI <input type="checkbox"/> KAKA TEHOU <input type="checkbox"/> LAKPO <input type="checkbox"/> SOVLENGNI <input type="checkbox"/></p> <p>LALO : OUKANMEY <input type="checkbox"/></p> <p>APLAHOUE : SINLITA <input type="checkbox"/> ZAME <input type="checkbox"/></p> <p>LOKASSA : TINOU <input type="checkbox"/></p> <p>BANTE : DJAGBALO <input type="checkbox"/></p> <p>DASSA-ZOUME : GBOWELE <input type="checkbox"/></p> <p>SAVALOU : AGLAMIDJODJI <input type="checkbox"/> ATTAKPLAKANME <input type="checkbox"/></p> <p>AZOKANGOUDO <input type="checkbox"/> DJALOUMA <input type="checkbox"/> DODOME <input type="checkbox"/></p> <p>KONKONDJI <input type="checkbox"/> KPAKPAVISSA <input type="checkbox"/></p> <p>SAVE : AKON <input type="checkbox"/> GBERE <input type="checkbox"/> ATOSSOKPADJI <input type="checkbox"/></p>	OUI	NON

	AYEDJOKO <input type="checkbox"/> BOUBOUHOU <input type="checkbox"/> OKPA <input type="checkbox"/> ADJOHOUN : AGONLIN <input type="checkbox"/> DANNOU <input type="checkbox"/> GOGBO <input type="checkbox"/>		
02	Savez-vous ce qu'est l'électrification hors réseau ?	OUI	NON
03	La SBEE est-elle la seule société pouvant produire et distribuer de l'énergie électrique au Bénin ?	OUI	NON
04	Avez-vous connaissance du cadre réglementaire de l'électrification hors réseau ? (Code de l'électricité, décret relatif à l'électrification hors réseau, etc.)	OUI	NON
05	Avez-vous connaissance du cadre institutionnel de l'électrification hors réseau ?	OUI	NON
06	Connaissez-vous l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE) ?	OUI	NON
07	Connaissez-vous la méthodologie de calcul des tarifs de vente d'électricité aux consommateurs ?	OUI	NON
08	Par quelle structure accepteriez-vous l'électrification de votre localité ? (<i>Cochez la case appropriée</i>) À long terme par la SBEE (Dans 5 à 10 ans) ___ <input type="checkbox"/> Immédiatement par un Privé (Hors réseau) ___ <input type="checkbox"/>		
09	Êtes-vous d'accord pour le tarif proposé ? OUI <input type="checkbox"/> NON <input type="checkbox"/> Si non, quel tarif maximum accepteriez-vous ? (en FCFA/kWh)		
10	Êtes-vous d'accord pour le montant des frais de raccordement proposés ? OUI <input type="checkbox"/> NON <input type="checkbox"/> Si non, quel montant maximum accepteriez-vous ? (en FCFA)		
11	Que pensez-vous de la prévision de la demande en électricité ? (<i>Veillez inscrire votre réponse ci-dessous</i>) Faible <input type="checkbox"/> Moyen <input type="checkbox"/> Élevé <input type="checkbox"/>		
12	Que pensez-vous des dépenses d'investissement et coûts d'exploitation du Promoteur privé ? (<i>Veillez inscrire votre réponse ci-dessous</i>) Faible <input type="checkbox"/> Moyen <input type="checkbox"/> Élevé <input type="checkbox"/>		
13	Quelles suggestions faites-vous sur le document de consultation publique ? (<i>Veillez inscrire votre réponse ci-dessous</i>)		
14	<i>Comment appréciez-vous le rôle de l'ARE dans le processus de l'électrification de votre localité ? (Veillez inscrire votre réponse ci-dessous)</i>		

Nous vous remercions pour votre disponibilité !!!

Table des matières

Liste des figures	xi
Liste des tableaux.....	xii
INTRODUCTION	1
I. PRESENTATION DU GROUPEMENT WINDGEN-SUNKOFA	3
II. PRESENTATION DU PERIMETRE DE CONCESSION ET DU MODELE D'ELECTRIFICATION	5
II.1. Contexte.....	5
II.2. Identification des localités hors-réseau	5
II.3. Périmètre de concession.....	6
II.4. Modèle d'électrification hors-réseau.....	8
III. PRESENTATION DU PROJET	10
III.1. Données générales du projet	10
III.2. Données sur l'offre et la demande énergétique du projet.....	12
III.3. Description des mini-réseaux et spécifications techniques	15
III.3.1 Unité de production	17
III.3.2. Sites de production.....	23
III.3.3. Réseaux de distribution	23
III.3.4. Raccordement	24
IV. PRINCIPES ET METHODOLOGIE DE DETERMINATION DU TARIF	27
IV.1. Préambule	27
IV.2. Objectifs de l'ARE.....	27
IV.3. Définitions.....	29
IV.4. Principes généraux de la tarification	30
IV.5. Principes tarifaires	30
IV.6. Approche de la régulation tarifaire	31
IV.7. Procédure de fixation des tarifs	32
IV.8. Taux de rentabilité normal	33
IV.9. Classes de tarifs	33
IV.10. Ajustement des tarifs et période de révision tarifaire	33
IV.11. Tarifs de raccordement.....	33
IV.12. Publication des tarifs.....	34
V. PROJECTIONS SUR LA PERIODE DU TITRE D'EXPLOITATION	34
V.1. Le marché.....	34
V.2. Les investissements	35
V.2.1. La production	35
V.2.2. Distribution et branchement	36

V.2.3. Autres immobilisations	36
V.2.4. Les investissements pour extension	36
V.3. Les charges d'exploitation	37
V.3.1. Les charges d'opération et de maintenance	38
V.3.2. Les charges fixes	38
V.3.4. Les taxes.....	39
VI. LES PREMIERES CONCLUSIONS DE L'ARE	39
VI.1. La détermination des revenus requis.....	39
VI.1.1. Les hypothèses macroéconomiques, d'exploitation et d'investissement	39
VI.1.2. Les coûts de référence des investissements	42
VI.1.3. Les coûts de référence de l'exploitation	44
VI.1.4. La rémunération de la base tarifaire à un taux de rentabilité normal (CMPC)	47
VI.1.5. Les taxes.....	49
VI.2. Le revenus requis	49
VI.3. La grille tarifaire	49
VII. REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES.....	51
VIII. PRESENTATION DU MODELE DE CONVENTION DE CONCESSION ET DU PROJET DE REGLEMENT DE SERVICES	51
VII.1. PRESENTATION DE LA CONVENTION DE CONCESSION.....	51
VIII.2. PRESENTATION DU PROJET REGLEMENT DE SERVICES	52
ANNEXES	53
ANNEXE 1 : MODELE DE LA CONVENTION DE CONCESSION	53
Préambule :	56
Chapitre I : Caractéristiques générales de la Convention.....	57
Article 1 : Définitions	57
Article 2 : Objet de la Convention -Principales obligations des Parties	62
Article 3 : Nature de la Convention	63
Article 4 : Durée de la Convention	63
Article 5 : Durée des Travaux– Durée de l'Opération Commerciale.....	63
Article 6 : Documents contractuels.....	64
Article 7 : Liste des Annexes.....	64
Article 8 : Prise d'Effet de la Convention	65
8.1 : Conditions Préalables à la charge du Concédant.....	65
8.2 : Conditions Préalables à la charge du Concessionnaire :	65
8.3 : Délai de levée des conditions préalables	66
8.4 : Constatation de Prise d'Effet de la Convention	66

Article 9 : Non versement de tout ou partie des fonds du cofinancement MCA Bénin II.....	66
Article 10 : Périmètre de la Concession	67
Article 11 : Exclusivité	67
Article 12 : Caractéristiques des Installations.....	67
Article 13 : Exécution des travaux et Mise en Service	67
13.1 : Caractéristiques des travaux	67
13.2 : Modification des prestations	68
Article 14 : Contrôle des travaux	68
Article 15 : Dispositions relatives à la sous-traitance	69
Article 16 : Causes de Retard exemptées de pénalités	69
16.1 : Événements considérés comme Causes de Retard exemptées de pénalités	69
16.2 : Effets des Causes de Retard exemptées de pénalités	69
Chapitre III : Exploitation du service	70
Article 17 : Exploitation commerciale	70
Article 18 : Contrôle de l'exploitation commerciale.....	70
Article 19 : Indicateurs de performance.....	70
Article 20 : Assurances	71
Article 21 : Arrivée du réseau électrique national de distribution.....	72
Chapitre IV : Régime financier de la Convention de Concession	73
Article 22 : Dispositions générales relatives au financement	73
Article 23 : Principe et méthodologie tarifaires	73
Article 24 : Impôts et taxes.....	73
Article 25 : Redevances	73
Article 26 : Transfert de capitaux	73
Article 27 : Pénalités	74
27.1 : Pénalités pour retard dans la réalisation des travaux	74
27.2 : Pénalités pour tout autre retard	74
27.3 : Plafond des pénalités	75
27.4 : Modalités de paiement des pénalités	75
Article 28 : Garanties d'achèvement des travaux.....	75
Article 29 : Mise en Régie	76
Chapitre V : Fin de la Convention de concession	76
Article 30 : Résiliation de la Convention pour manquement du Concessionnaire à ses obligations	76
Article 31 : Résiliation de la Convention pour manquement du Concédant à ses obligations.....	77

Article 32 : Conséquences de la fin anticipée de la Convention.....	77
Article 33 : Indemnisation en cas de résiliation de la Convention	78
33.1 : Indemnisation en cas de résiliation pour manquements du Concessionnaire à ses obligations	78
33.2 : Indemnisation en cas de résiliation pour manquement du Concédant, en cas de Force Majeure naturelle et politique et toutes autres causes	79
Article 34 : Reprise des Biens à la fin de la Convention.....	80
Article 35 : Biens de retour.....	81
Article 36 : Biens de Reprise.....	82
Article 37 : Biens Propres.....	82
Article 38 : Inventaire	82
Chapitre VI : Dispositions relatives au Concessionnaire	82
Article 39 : Modification de l’actionariat du Concessionnaire	82
Article 40 : Cession de la Convention	83
Chapitre VII : Règlement des différends.....	83
Article 41 : Règlement amiable des différends.....	83
Article 42 : Arbitrage	83
Article 43 : Droit applicable à la Convention et langue	84
Chapitre VIII : Dispositions finales	84
Article 44 : Modification de la Convention par avenant	84
Article 45 : Fait du Prince et Force Majeure Politique	84
45.1 Fait du Prince.....	84
45.2 Force majeure Politique	85
45.3 Conséquences du Fait de Prince et de la Force Majeure Politique.....	85
Article 46 : Bouleversement de l’équilibre économique de la Convention.....	85
Article 47 : Force Majeure	86
Article 48 : Éthique.....	88
Article 49 : Formation du personnel technique local du Concessionnaire, et transfert de compétences.....	88
Article 50 : Rapport annuel.....	89
Article 51 : Obligations d’informations du Concessionnaire	89
Article 52 : Contrôle et sanction par l’Autorité de Régulation de l’Électricité	89
Article 53 : Élection de domicile et notifications	89
Article 54 : Indépendance des stipulations de la Convention	89
Article 55 : Les droits d’enregistrement.....	90
ANNEXE 2 : PROJET DE RÈGLEMENT DE SERVICE	93
CHAPITRE I : DISPOSITIONS GENERALES	95
ARTICLE 2 : DEFINITIONS	95

CHAPITRE II : RACCORDEMENT	97
ARTICLE 3 : RACCORDEMENT AU RÉSEAU.....	97
3.1 Obligation de raccordement à l'intérieur du Périmètre de la Concession ou de l'autorisation	97
3.2 Branchements	97
ARTICLE 4 : INSTALLATION SYSTÈME SOLAIRE DECENTRALISE	100
4.1 Eléments constitutifs d'un Système Solaire Décentralisé « SSD ».....	100
4.2 Réalisation d'une installation de SSD.....	101
4.3 Délais de réalisation d'une installation de SSD et des installations intérieures.....	101
4.4 Typologie des SSD	101
4.5 Entretien et renouvellement des SSD	101
CHAPITRE III : COMPTEURS, ET INSTALLATIONS INTÉRIEURES	102
ARTICLE 5 : COMPTEURS ET GESTIONNAIRES DE CONSOMMATION	102
5.1 Installation, entretien, garde et responsabilité	102
5.2 Vérification des compteurs – dysfonctionnement	102
ARTICLE 6 : INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES INTÉRIEURES.....	103
6.1 Obligation de réaliser les installations intérieures	103
6.2 Mise en place et entretien	104
6.3 Conditions de fonctionnement des installations électriques intérieures.....	104
6.4 Défaillance dans les Installations Intérieures	105
6.5 Modification du type des installations intérieures	105
6.6 Droit d'accès du Titulaire aux installations chez le Client	105
CHAPITRE IV : ABONNEMENTS, TARIFICATION, CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL.....	106
ARTICLE 7 : OBLIGATION DE CONSENTIR DES ABONNEMENTS.....	106
7.1 Conditions de souscription d'un contrat d'abonnement.....	106
7.2 Responsabilités découlant de l'abonnement	107
7.3 Cas de refus d'un abonnement.....	107
7.4 Résiliation.....	107
7.5 Réabonnement.....	108
7.6 Migration entre services	108
ARTICLE 8 : TARIFICATION	108
8.1 Structure tarifaire.....	109
8.2 Modifications tarifaires.....	109
ARTICLE 9 : CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL.....	109
9.1 Mesure de l'électricité.....	109
9.2 Facturation	110

9.2.2 Facturation des systèmes solaires décentralisés	111
CHAPITRE V : OBLIGATIONS DES CLIENTS	112
ARTICLE 10 : RESPECT DES DROITS DU TITULAIRE	112
ARTICLE 11 : RESPECT DES BIENS CONCÉDÉS ET DES ÉQUIPEMENTS..	113
11.1 Respect des ouvrages affectés au service public de l'électricité.....	113
11.2 Respect des éléments constitutifs des branchements et des compteurs	114
ARTICLE 12 : FRAUDES.....	114
CHAPITRE VI : OBLIGATIONS DU TITULAIRE	115
ARTICLE 13 : QUALITE DU SERVICE.....	115
13.1 Horaires de service.....	115
13.2 Qualité du courant	115
13.3 Perturbation de la fourniture	115
13.4 Rétablissement de la fourniture d'électricité.....	116
13.5 Information des Clients dans le cadre des interruptions de la fourniture	
d'énergie.....	117
ARTICLE 14 : RECLAMATIONS.....	117
ARTICLE 15 : RESPONSABILITÉS.....	117
CHAPITRE VII : DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES.....	118
ARTICLE 16 : DISPOSITIONS TRANSITOIRES	118
ARTICLE 17 : MODIFICATION ET DIFFUSION DU RÉGLEMENT DE SERVICE	
.....	118
17.1 Modification du Règlement de Service.....	118
17.2 Publication	118
17.3 Mise à disposition du Règlement de Service	118
ANNEXE 3 : SCHEMAS UNIFILAIRES DES CENTRALES DE PRODUCTION.	119
ANNEXE 4 : PLANS DE CONCEPTION DES SUPPORTS PANNEAUX	120
ANNEXE 5 : TRACES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	121
ANNEXE 6 : FICHE TECHNIQUE DES MODULES PV.....	142
ANNEXE 7 : FICHE TECHNIQUE DES ONDULEURS.....	144
ANNEXE 8 : FICHE TECHNIQUE DU CONTROLEUR DE CHARGE	147
ANNEXE 9 : FICHE TECHNIQUE DES BATTERIES	149
ANNEXE 10 : FICHES TECHNIQUES EQUIPEMENTS DU RESEAU BT	153
ANNEXE 11 : CAPACITE ORGANISATIONNELLE.....	161

Liste des figures

Figure 1: Répartition géographique des sites de MIONWA	8
Figure 3: Evolution de la consommation spécifique des différentes catégories d'abonnés sur la durée de la concession	12
Figure 3: Evolution du nombre de clients par km de réseau BT de la concession (les 40 localités) sur la durée d'exploitation.....	13
Figure 4: Evolution annuelle de l'offre fournie (énergie produite par solaire PV + batterie + GE) par [Mionwa] et de la demande	14
Figure 5: Evolution annuelle du taux d'hybridation du projet sur la durée de la concession.....	15
Figure 6: Schéma unifilaire de principe est présenté ci-dessus.....	18
Figure 7: Base de données Meteonorm 7.2.....	19
Figure 8: Diagramme de pertes du logiciel PVsyst	20
Figure 9: Caractéristiques des panneaux solaires PV choisies	21
Figure 10: Le marché - Evolution de la consommation spécifique des catégories de clients	34

Liste des tableaux

Tableau 1: Périmètre de concession de MIONWA et les coordonnées de ses points constitutifs.....	7
Tableau 2: Catégories d'usagers déterminées par MIONWA	10
Tableau 3: Données du projet de MIONWA	11
Tableau 4: Caractéristiques des onduleurs choisis	22
Tableau 5: Caractéristiques des batteries choisies	23
Tableau 7: Investissements pour extension (coûts FOB)	37
Tableau 8: Charges d'exploitation sur la période de concession	37
Tableau 9: Paramètres macro-économiques.....	39
Tableau 10: Paramètres de coûts.....	40
Tableau 11: Paramètres financiers.....	41
Tableau 11: Paramètre de vente des service de branchement	42
Tableau 12: Paramètres des investissements initiaux et de l'extension	42
Tableau 13: Nouveaux investissement pour extension	43
Tableau 14: Paramètres des investissements initiaux sur la durée d'amortissement et les dotations aux amortissements	43
Tableau 15: Les charges d'exploitation (OPEX) du projet sur la durée de la concession (20 ans)	45
Tableau 16: Comparaison de CMPC.....	48
Tableau 17: Grille tarifaire	50
Tableau 18: Frais de branchement autorisé par l'ARE	50
Tableau 19: Dépenses mensuelles probables par catégories	51

INTRODUCTION

La Loi n°2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Électricité en République du Bénin crée un cadre institutionnel juridique destiné à attirer les investissements privés pour le développement du secteur de l'électricité.

L'Agence Béninoise de l'Électrification Rurale et de la Maîtrise de l'Energie (ABERME) est en charge d'instruire les projets d'investissement sollicitant le bénéfice des mesures d'encouragement visant la promotion de l'électrification rurale fondé sur la mise en concession du service public de l'électricité. L'électrification hors réseau étant une partie intégrante de la politique d'électrification rurale du Bénin, elle fait partie intégrante de la politique générale du secteur de l'énergie.

La vision du Gouvernement du Bénin en matière d'électrification hors réseau est de : « Fournir à chaque béninoise et béninois, particulier ou acteur économique, un accès équitable et sans discrimination à un service électrique adéquat et de qualité grâce à l'implication accrue du secteur privé ».

L'article 61 du code de l'électricité qui précise le régime juridique de l'électrification hors-réseau. En effet, cet article dispose que : « ...Les systèmes d'électrification hors-réseau incluent les activités de production, de distribution et de fourniture d'électricité de service public et leurs exploitants doivent être titulaires d'un titre d'exploitation hors-réseau. ».

Ce même article distingue deux régimes de l'électrification hors-réseau à savoir : le régime de l'autorisation et celui de la convention de concession.

La convention de concession s'applique à des systèmes d'une capacité totale cumulée supérieure à 500 kVA pour lesquels l'autorité concédante accorde à une personne morale de droit public ou de droit privé, le droit de construire, d'exploiter et d'assurer la maintenance à ses risques et périls d'un système d'électrification hors-réseau.

Conformément au cadre légal et réglementaire, le Consortium formé par Windgen et Sunkofa via leur filiale béninoise MIONWA a introduit à l'ABERME une demande pour l'obtention d'un titre d'exploitation d'électrification hors réseau dans le cadre du projet OCEF/MCA-Bénin II et qui a été soumis à l'Autorité de Régulation de l'Électricité pour approbation.

Aux termes de l'article 66 de la loi 2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Électricité en République du Bénin, les tarifs de transport, de distribution, de commercialisation et de transit de l'énergie électrique font l'objet de règlements tarifaires adoptés et publiés par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Dans ce cadre, l'ARE a démarré le processus de fixation des conditions tarifaires de MIONWA à partir de novembre 2020.

L'objet de la présente consultation publique est de recueillir les avis des acteurs concernés sur les éléments contenus dans ce document. La consultation a lieu du

L'Autorité de Régulation de l'Électricité, invite toutes personnes intéressées à formuler au plus tard le à des observations, commentaires ou recommandations sur les éléments contenus dans le présent document :

▪ Par courrier adressé au Président de l'ARE et déposé au **siège de l'ARE sis à "La Haie Vive", villa 186 à Cadjèhoun** ;

1. Par courrier électronique à l'adresse consultation@are.bj ;
2. En demandant à être entendues par l'ARE, la requête devant être déposée au plus tard le

I. PRESENTATION DU GROUPEMENT WINDGEN-SUNKOFA

Le Groupement Windgen-Sunkofa est formé par la société américaine Windgen Power USA Inc et la société franco-espagnole Sunkofa.

WINDGEN (plus connue sur le nom commercial « Powergen » a été fondée en 2011 comme « WindGen Power » fabricant une petite éolienne (1 kW) à Nairobi au Kenya. Avec la baisse des prix de l'énergie solaire entre 2011 et 2013, WindGen Power s'est tournée des éoliennes pour s'appeler désormais «PowerGen», un installateur de systèmes hybrides d'énergie solaire. En 2015, la société était l'un des principaux fournisseurs d'énergie solaire en Afrique de l'Est et a tiré parti de cette expérience pour créer ce qui est maintenant la principale entreprise de mini-réseaux sur le continent. Au cours des huit (8) dernières années, PowerGen a installé plus de 200 systèmes solaires dans sept pays, de Somaliland au Mozambique. Depuis 2018, PowerGen s'étend en Afrique de l'Ouest en ouvrant des bureaux au Nigéria et en Sierra Leone.

Principaux points forts

- ⇒ Huit années d'expérience
- ⇒ 11 000 pieds carrés d'espace d'assemblage et d'entreposage à Nairobi, au Kenya
- ⇒ Plus de 150 employés qualifiés et dévoués au Kenya, en Tanzanie, au Nigéria et en Sierra Leone
- ⇒ Conception et construction de plus de 220 systèmes d'énergie solaire déployés dans 7 pays d'Afrique, prouvant la force financière et réputationnelle
- ⇒ Cofondateur de l'Association africaine des développeurs de mini-réseaux (www.africamda.org)
- ⇒ Capacité d'exécution en amont et en aval
- ⇒ Des clients de premier ordre desservis dans toute l'Afrique de l'Est
- ⇒ Ingénierie, chaîne d'approvisionnement et équipes de construction
- ⇒ Expérience avec deux systèmes d'alimentation et conception du système de distribution et exécution
- ⇒ Premier opérateur des Mini-Réseaux (dernier rapport de la Banque Mondiale, Mini-Grids for Half a Billion People)
- ⇒ Gestion de +11,000 connexions en Afrique
- ⇒ Connaissance approfondie de tous éléments de développement micro-utilité et exploitation, y compris sociale, financière, réglementaire et technologique
- ⇒ La technologie logicielle et les équipes clients se concentrent sur la gestion de la clientèle, la collecte des revenus, service de la clientèle et comptage intelligent

SUNKOFA

Sunkofa Energy /SUNKOFA) est un groupe des sociétés franco-espagnol créé en 2018 par cinq (05) co-fondateurs qui travaillaient auparavant comme l'équipe mini-réseaux de la société Engie.

Les cinq co-fondateurs ont une expertise cumulée de plus de 20 ans dans le domaine de l'électrification rurale avec plus de 20 projets dans 20 pays en Afrique Subsaharienne.

Le but des deux actionnaires Windgen et Sunkofa est d'établir une coopération fructueuse au Bénin avec la réalisation du projet OCEF pour 40 mini-réseaux. Nous sommes très alignés sur la complémentarité de chaque équipe et comptons recruter une très bonne équipe locale capable de développer toutes les compétences nécessaires.

Les deux équipes ont coopéré auparavant quand les membres de Sunkofa étaient à PowerCorner et SunEdison, et nous comptons aussi élargir notre collaboration au Bénin et dans la sous-région au-delà du projet OCEF

Les deux membres du groupement ont créé deux sociétés au Benin pour l'exécution de ce projet :

- MIONWA GENERATION SA qui sera la société détentrice des actifs ainsi que signataire de la Convention de Concession, du Contrat de Co-financement et des contrats avec les clients finaux
- MIONWA SA qui est la société d'opérations qui construira les mini-réseaux, et fournira les services techniques de maintenance ainsi que les interactions avec les clients.

Avec cette structure, le projet a une visibilité de financement plus claire et la société de gestion qui garantit les services à long terme reste toujours la propriété des deux soumissionnaires.

En 2019, le Groupement Windgen-Sunkofa été sélectionné par le Gouvernement du Bénin et le Millenium Challenge Account Bénin II à travers un processus compétitif pour électrifier 40 communautés hors réseau dans six départements : Atlantique (Allada-So-Ava), Collines (Savalou, Save, Bantè, Dassa-Zoumé), Couffo (Lalo, Aplahoué), Mono (Lokassa), Oueme (Adjohoun), et Zou (Djidja, Zogbdomey, Bohicon) d'ici juin 2023. L'entreprise prévoit de réaliser des mini-réseaux avec stockage d'une capacité d'environ 1,3 MWh alliant accès à l'énergie et services productifs, en s'appuyant sur une technologie de pointe 100% renouvelable et des solutions intelligentes de comptage en prépaiement mobile, répliquable et accessible à tous, y compris les plus vulnérables, dans quarante villages au Bénin. La vocation du projet dépasse les seuls enjeux d'accès à l'énergie en favorisant le développement économique local, notamment par des services électriques productifs.

II. PRESENTATION DU PERIMETRE DE CONCESSION ET DU MODELE D'ELECTRIFICATION

II.1. Contexte

L'approvisionnement en électricité des zones rurales du Bénin en quantité suffisante, en qualité satisfaisante et à un coût abordable est un thème récurrent de toute politique énergétique. Le développement économique et social de ces zones est aujourd'hui fortement contraint par la pénurie d'énergie électrique. Ainsi donc, le Gouvernement du Bénin, en dehors du périmètre susceptible d'être attribué à la Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE) autorise toute personne physique ou morale ayant la capacité, de produire, de distribuer et de commercialiser l'énergie électrique selon des conditions fixées dans la Loi N° 2020 - 05 du 1^{er} Avril 2020 portant Code de l'Électricité en République du Bénin et du décret N° 2018 - 415 du 12 Septembre 2018 portant réglementation de l'électrification hors-réseau en République du Bénin.

C'est pour ce faire, dans le cadre de la réponse à l'appel à projet du MCA Bénin II à travers OCEF (Off-Grid Clean Energy Facility), le Groupement mené par PowerGen et Sunkofa a sollicité développer, installer et exploiter des ménages dans les 40 localités ciblées hors-réseau du Bénin. Ce groupement entend développer des mini-réseaux d'électrification rurale alimentés par une source solaire renouvelable complétée de capacités de stockage.

L'entreprise MIONWA a déposé après cette sélection à cet appel à projet, auprès de l'Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie (ABERME) son dossier de demande de titre d'exploitation pour l'électrification en hors réseau des quarante (40) localités choisies.

Après l'analyse du dossier introduit par l'entreprise MIONWA (via OCEF) par l'ABERME, cette dernière l'a soumis à l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE) pour approbation.

Il s'agit en effet pour cette entreprise de financer, de construire, d'exploiter et de maintenir les installations et équipements d'un système d'électrification nécessaires à la desserte en électricité ou services électriques de ces localités.

II.2. Identification des localités hors-réseau

Le PDEHR qui est un outil de planification et de développement de l'électrification hors réseau au Bénin a identifié plusieurs localités hors-réseau et a montré que les localités situées au-delà de 7 km du réseau conventionnel de la SBEE et ayant plus de 800 habitants sont éligibles pour l'électrification hors-réseau par les mini-réseaux.

C'est ainsi que MIONWA après avoir obtenu les accords des autorités locales a réalisé plusieurs enquêtes socio-économiques dans plusieurs villages avant de choisir les 40 localités retenues dans ce projet.

II.3. Périmètre de concession

En termes de périmètre de déploiement, MIONWA a sélectionné 40 communautés dans les départements de l'Atlantique, Zou, Couffo, Mono, Collines et Ouémé.

Tableau 1: Périmètre de concession de MIONWA et les coordonnées de ses points constitutifs

N°	Localités	X1	Y1	X2	Y2	X3	Y3	X4	Y4	X5	Y5
01	Adjadi Bata	6.640	2.042	6.634	2.043	6.629	2.041	6.628	2.034	6.640	2.034
02	Aglamidjodji	7.966	1.869	7.968	1.873	7.964	1.878	7.961	1.875	7.963	1.868
03	Agonhohoun	7.331	1.882	7.331	1.885	7.322	1.881	7.324	1.877	7.327	1.875
04	Agonlin	6.621	2.478	6.618	2.479	6.611	2.475	6.612	2.473	6.621	2.475
05	Ahomey Gbekpa	6.548	2.409	6.540	2.410	6.534	2.406	6.536	2.399	6.550	2.406
06	Ahomey Hounmey	6.568	2.403	6.567	2.406	6.561	2.406	6.560	2.400	6.567	2.401
07	Akon gbere	7.966	2.550	7.964	2.549	7.969	2.544	7.970	2.545	7.971	2.549
08	Amontika	7.733	1.632	7.729	1.634	7.725	1.631	7.728	1.628	7.733	1.630
09	Atossokpadji	7.883	2.556	7.880	2.559	7.876	2.560	7.876	2.555	7.879	2.555
10	Attakplakanme	7.785	1.746	7.781	1.746	7.780	1.741	7.784	1.737	7.786	1.739
11	Ayedjoko	7.927	2.401	7.924	2.405	7.922	2.402	7.925	2.399	7.928	2.397
12	Azokangoudo	8.021	1.917	8.018	1.920	8.015	1.917	8.017	1.912	8.022	1.914
13	Boubouhou	8.115	2.446	8.111	2.444	8.112	2.439	8.118	2.436	8.122	2.442
14	Dannou	6.628	2.477	6.626	2.472	6.627	2.466	6.631	2.467	6.631	2.478
15	Deme	7.059	2.250	7.057	2.251	7.053	2.248	7.053	2.245	7.060	2.244
16	Djagbalo	8.436	2.040	8.433	2.044	8.427	2.042	8.429	2.038	8.434	2.037
17	Djalouma	7.720	1.774	7.723	1.776	7.721	1.780	7.719	1.779	7.718	1.777
18	Dodome	7.864	1.932	7.858	1.933	7.856	1.930	7.860	1.928	7.865	1.929
19	Don Akadjamey	7.013	2.042	7.003	2.041	7.000	2.030	7.005	2.023	7.014	2.037
20	Edjegbemegon	7.129	2.224	7.125	2.227	7.115	2.215	7.119	2.211	7.126	2.211
21	Fongbodji	7.533	1.908	7.528	1.905	7.526	1.900	7.528	1.897	7.535	1.905
22	Gbegbome Houekome	6.565	2.441	6.554	2.442	6.550	2.441	6.553	2.436	6.565	2.435
23	Gbessou	6.532	2.440	6.528	2.433	6.530	2.431	6.539	2.437	6.539	2.443
24	Gbowele	7.633	2.204	7.632	2.207	7.622	2.202	7.621	2.197	7.627	2.199
25	Gogbo	6.648	2.478	6.649	2.480	6.636	2.477	6.637	2.472	6.645	2.477
26	Kaka Tehou	7.488	1.867	7.486	1.868	7.479	1.863	7.481	1.859	7.487	1.859
27	Kinto Dokpakpa	6.624	2.416	6.612	2.410	6.609	2.405	6.613	2.403	6.634	2.412
28	Konkondji	7.727	1.877	7.723	1.881	7.720	1.880	7.720	1.875	7.722	1.873
29	Koto Aayivedji	7.004	2.148	7.006	2.153	7.002	2.154	6.998	2.152	6.999	2.146
30	Kotokpa	7.095	2.177	7.089	2.175	7.092	2.166	7.096	2.165	7.101	2.170
31	Kpakpavissa	8.086	2.119	8.081	2.116	8.082	2.111	8.087	2.111	8.089	2.116
32	Lakpo	7.390	2.023	7.382	2.019	7.383	2.015	7.396	2.013	7.400	2.018
33	Okpa	7.728	2.477	7.723	2.479	7.721	2.479	7.722	2.476	7.727	2.475
34	Oukanmey	6.919	1.963	6.910	1.964	6.914	1.954	6.918	1.954	6.921	1.956
35	Samionta	7.097	2.243	7.095	2.245	7.093	2.244	7.093	2.241	7.095	2.241
36	Sinlita	7.123	1.704	7.120	1.712	7.114	1.711	7.106	1.702	7.118	1.693
37	Sovlegni	7.330	1.835	7.332	1.838	7.329	1.839	7.325	1.839	7.326	1.836
38	Tinou	6.713	1.827	6.708	1.830	6.703	1.830	6.702	1.824	6.710	1.823
39	Vekky Dogbodji	6.493	2.425	6.478	2.421	6.480	2.417	6.487	2.414	6.494	2.420
40	Zame	7.140	1.730	7.134	1.728	7.133	1.726	7.138	1.723	7.143	1.725

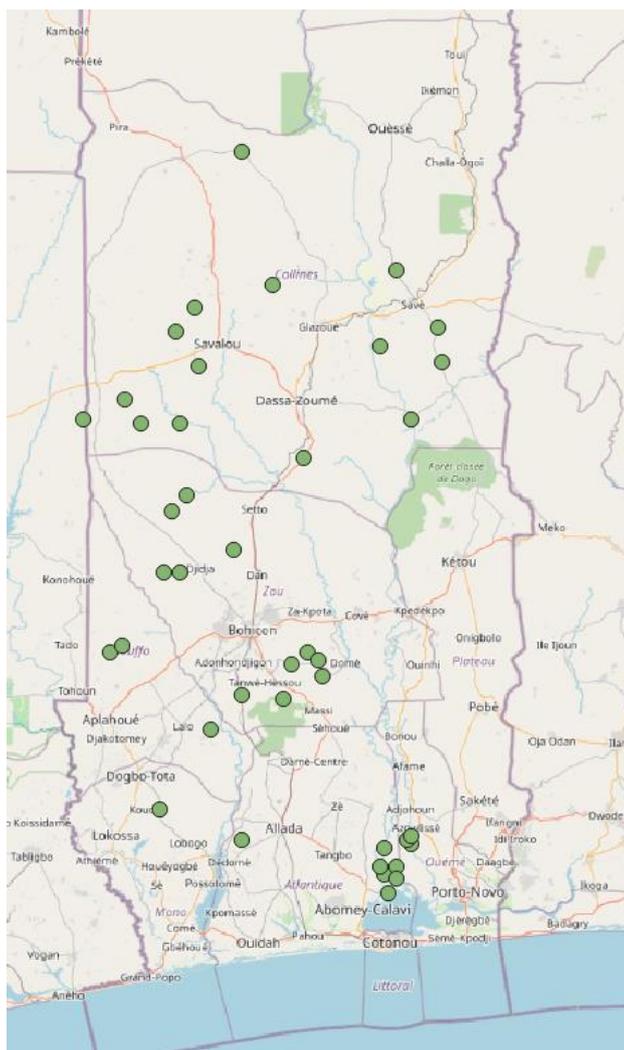


Figure 1: Répartition géographique des sites de MIONWA

II.4. Modèle d'électrification hors-réseau

1. Stratégie commerciale et modèle d'électrification

La stratégie commerciale pour les clients domestiques et PME est le produit de la longue expérience de PowerGen et Sunkofa, co-actionnaire de MIONWA dans le domaine de l'accès à l'énergie, non seulement dans les mini centrales solaires mais aussi dans les kits solaires. Il s'agit d'une stratégie dont l'objectif principal est de réussir à fournir l'accès à l'électricité au meilleur coût à un maximum de clients et d'usagers dans les villages connectés, afin que le projet ne bénéficie pas uniquement des grands consommateurs domestiques ou industriels.

Cet objectif global repose sur les principes suivants :

- Maximiser l'accès à l'électricité

L'objectif de MIONWA n'est pas uniquement de construire des mini centrales, mais également de les exploiter de façon durable en permettant un maximum de connexions

et trouver des solutions complémentaires pour les villageois que n'auront pas la possibilité de se connecter à la centrale à cause de la distance.

- Accès aux services électriques

L'objectif est de proposer aux clients domestiques connectés au mini-réseau, l'électricité pour leurs besoins divers. La mini-réseau produit du courant alternatif, ce qui permet la connexion de machines productives. Pour les clients domestiques, l'approche consiste à leur donner le choix de souscrire à une connexion Courant Alternatif (CA) standard, pour laquelle ils devront investir dans des installations intérieures selon les règles de l'art. Bien qu'une connexion en courant continu est proposée aux ménages qui le souhaitent, la mini-réseau fonctionne en courant alternatif. Un redresseur est installé à chaque connexion résidentielle afin de pouvoir utiliser les équipements en courant continu.

Le fait de garder une mini-réseau en AC est important afin de pouvoir connecter tout type d'équipements, en particulier pour les usages productifs et la mini-industrie locale.

De plus, cela permet que la mini-réseau soit en ligne avec les standards du réseau électrique national, ce qui rend possible une connexion de la mini-réseau au réseau national dans le cas où celui-ci serait étendu

2. Offre pour les clients domestiques de MIONWA

Afin de répondre aux besoins décrits ci-dessus, MIONWA propose aux clients domestiques des offres d'électricités en trois (03) niveaux :

- **Tarifs social domestique** : Le but du tarif social est de maximiser l'électrification du village en proposant un service de base pour un prix extrêmement abordable. Cela permet aux ménages même les plus précaires de bénéficier d'un service énergétique de base.
- **Domestique type A** : Ce type donne droit à une consommation plus élevée et donc permettant de faire fonctionner plus d'équipements que le précédent abonnement (e.g. radio).
- **Résidentiel type B** : Pour les consommateurs en électricité plus importants – typiquement les usagers de téléviseur.

Pour avoir accès à ces tarifs, les clients seront formés sur les types d'équipements efficaces. Ils auront l'électricité nécessaire pour utiliser ces équipements, la mise à disposition de compteur, l'entretien du branchement.

Un des objectifs du projet est d'atteindre un maximum de couches de population et d'éviter de se concentrer seulement sur les clients les plus profitables.

Entre les consommateurs domestiques et les industriels, il existe également un profil de consommateur intermédiaire, qui correspond aux PME (par exemple boutique, bar, salon de coiffure, etc.) ou aux consommateurs résidentiels ayant de grands besoins en énergie.

La pérennité du modèle d'électrification rurale par les mini-réseaux n'est possible que si ces derniers présentent une rentabilité économique. Cette rentabilité économique n'est pas évidente. En effet, selon les partenaires de MIONWA, leur expérience montre qu'une simple stimulation standard de la demande ne permet pas d'atteindre une augmentation soutenable de pouvoir d'achat nécessaire à la pérennité du modèle.

Le tableau ci-dessous présente les différentes catégories d'utilisateurs déterminées, leur consommation annuelle et journalière moyennes, leur utilisation quotidienne moyenne estimée et la proportion de la consommation de chaque catégorie dans les communautés sélectionnées :

Tableau 2: Catégories d'utilisateurs déterminées par MIONWA

Nom du segment	Moyenne (kWh/an)	Moyenne (kWh/jour)	Utilisation typique de l'électricité	Proportion de conso
Tarif social - Faible utilisation	6,39	0,018	Éclairage / chargeur téléphone...	1%
Tarif résidentiel A	101,20	0,277	Éclairage/Téléphone/R adio	8%
Tarif résidentiel B	160,51	0,440	Éclairage/Téléphone/R adio/ TV/Ventilateur ...	42%
Tarif PME	204,40	0,560	Boutiques, buvettes, coiffeurs ...	7%
Tarif usage productive (Activités Génératrices de Revenus AGR TRIPHASE)	1 877,14	5,143	Moulins, décortiqueuses, soudeurs, scieries etc.	44%

III. PRESENTATION DU PROJET

III.1. Données générales du projet

Les données générales du projet se présentent comme suit :

Hypothèses de base :

Les solutions proposées pour alimenter les consommateurs dans les villages sont des solutions hybrides essentiellement alimentées par énergie renouvelable : solaire PV + Batteries LFP. Un groupe électrogène est installé en support, en particulier en cas de périodes prolongées de faible ensoleillement ou maintenance. Le dimensionnement des unités de production d'énergie est réalisé avec PVsyst sur la base de :

- la demande annuelle par village : pour information, des études terrain complémentaires de quantification de la demande ont permis d'affiner les courbes de charge initiales ;
- les données de productions solaires : la base de données d'irradiation solaire Meteonorm a été utilisée sur un pas de temps horaire toute l'année. La variabilité météorologique est donc prise en compte dans le logiciel de calculs du dimensionnement.
- les paramètres techniques : les principaux sont rappelés ci-après, les spécificités du système sont intégrées dans le logiciel de dimensionnement pour optimiser les performances et la durée de vie du système
- les paramètres économiques : l'analyse technique est complétée d'une analyse économique pour identifier le meilleur couple kWc solaire / kWh stockage.

Tableau 3: Données du projet de MIONWA

Données descriptive agrégées	Valeurs
Nombre de villages :	40
Nombre de mini réseaux :	40
Km de lignes BT :	180
Puissance PV année 1 (kWc) :	1.314
Puissance thermique année 1 (kVA) :	955
Capacité batteries année 1 (kWh) :	3.940
Année de dimensionnement centrale :	5
Taux d'hybridation théorique annoncé :	30%
Prépaiement O/N	0
Compteurs communicants O/N	0
Investissement total (M FCFA) :	5 973
Décomposition du revenu requis (incluant revenus des branchements)	
Charges d'exploitation (FCFA)	4 059 836 068
Charges d'amortissement (FCFA)	9 496 242 415
Taxes (FCFA)	93 960 817
Rémunération des actifs (FCFA)	5 142 124 104
Montant Amorti par Caducité (FCFA)	0
Branchements (FCFA)	-132 305 000
TOTAL	18 659 858 404

III.2. Données sur l'offre et la demande énergétique du projet

La consommation moyenne mensuelle par client dans les premières années d'exploitation est projetée comme suit :

Catégories	An 1 (kWh/mois)	An 2 (kWh/mois)	An 3 (kWh/mois)	An 4 (kWh/mois)	An 5 (kWh/mois)
Offre Résidentiel Social	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Type A - Résidentiel	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Type B - Résidentiel	13,4	14,0	14,7	15,5	16,3
Tarif PME	17,0	17,4	17,7	18,1	18,4
Tarif - industriel / productif	156,4	155,6	203,9	219,1	228,6

La consommation évolue d'environ 9% sur la durée de la concession.

La figure ci-dessous présente l'évolution annuelle de la consommation énergétique spécifique de chaque catégorie.

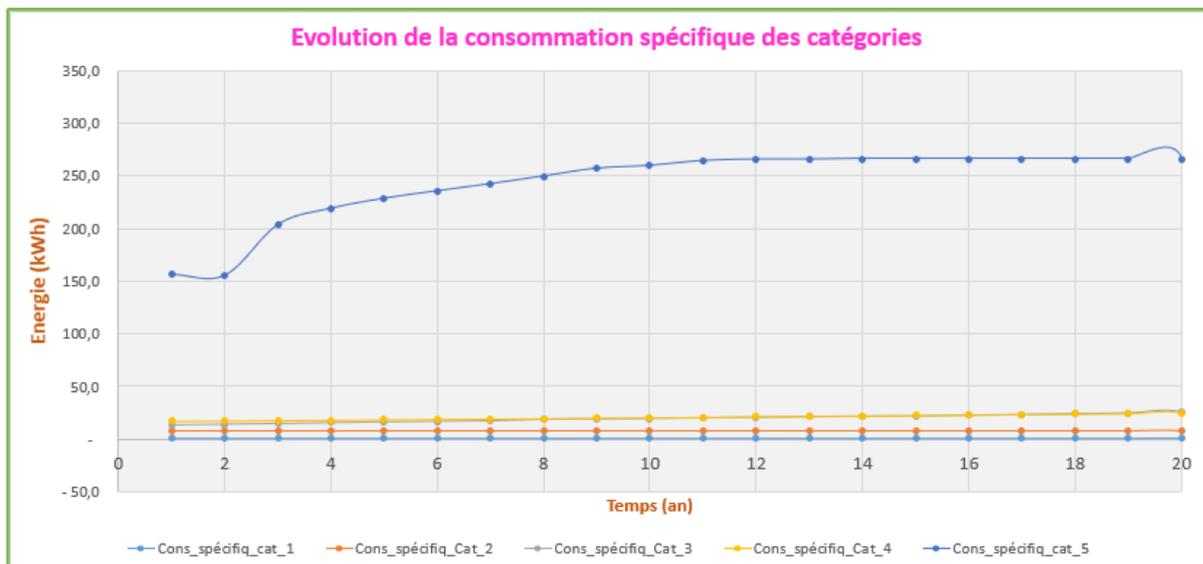


Figure 2: Évolution de la consommation spécifique des différentes catégories d'abonnés sur la durée de la concession

La figure 3 montre une quasi-constance au niveau de toutes les catégories d'abonnés à l'exception des usages productifs. La hausse de la demande globale sur les autres catégories est reflétée par le passage des abonnés vers des abonnements avec une consommation plus élevée.

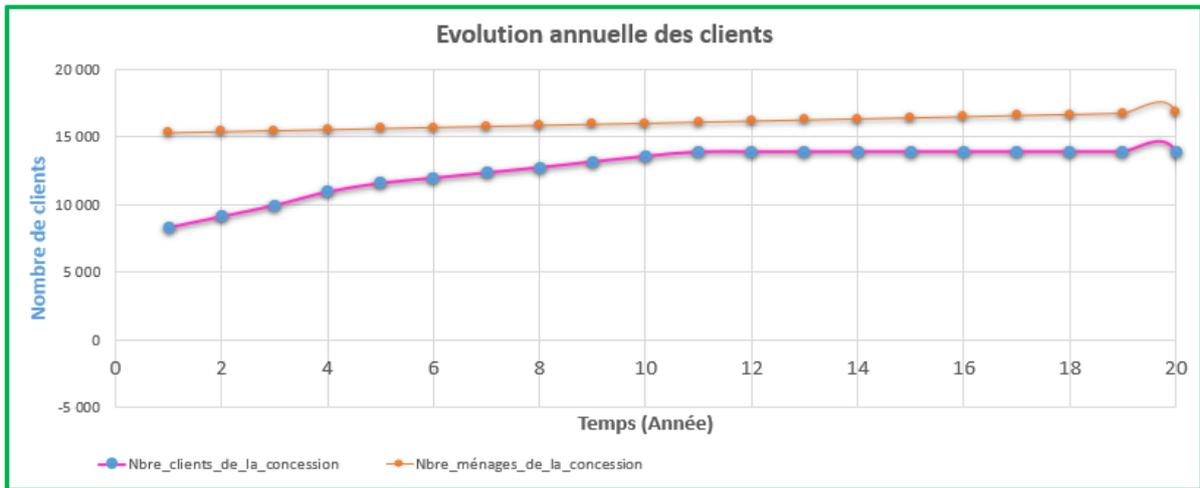


Figure 3: Évolution annuelle des clients de la concession

La figure 3 montre l'évolution annuelle des clients de MIONWA dans les 40 localités pendant la durée de la concession. Elle passe de 8.310 clients à l'année 1 à 13.929 à la fin de la durée d'exploitation. En année 1, le taux d'électrification est de près de 60% et ce taux croît résolument jusqu'à atteindre la fin de la concession plus de 80 %.

En considérant, les longueurs de réseau Basse tension à construire pendant la période de la concession, l'évolution du ratio abonné/km est présentée à la figure ci-dessous.

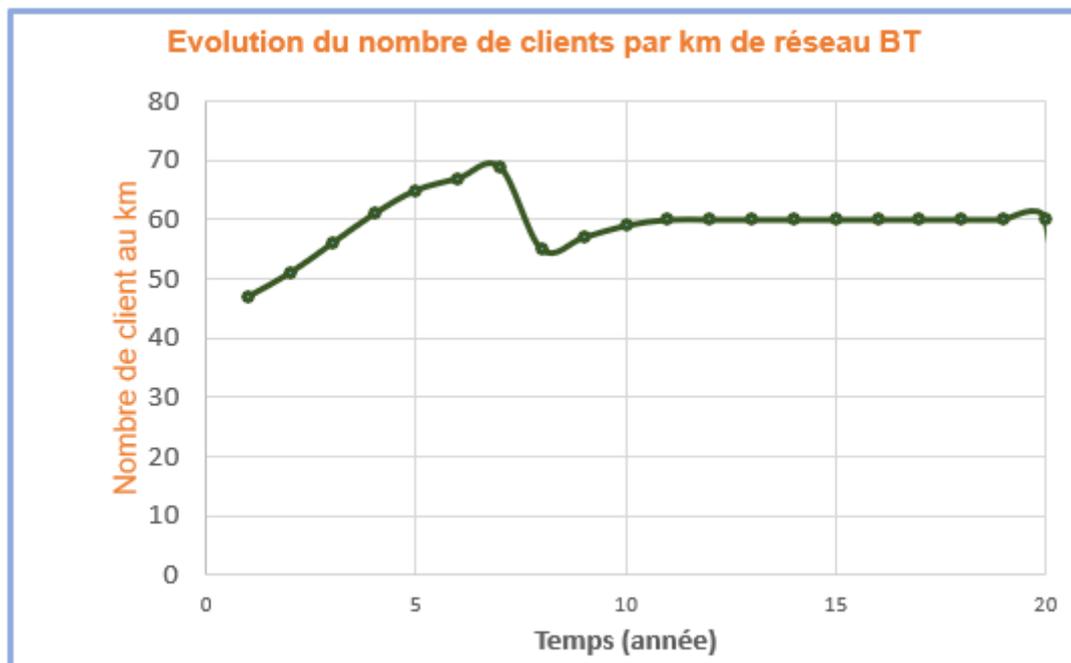


Figure 4: Évolution du nombre de clients par km de réseau BT de la concession (les 40 localités) sur la durée d'exploitation

Ce ratio du nombre d'abonnés/km croît entre l'année 1 et l'année 7 de 47 à 69 avant de chuter à l'année de réinvestissement (6^{ème} année) à 55 pour croître à 60 en fin de concession (Année 20).

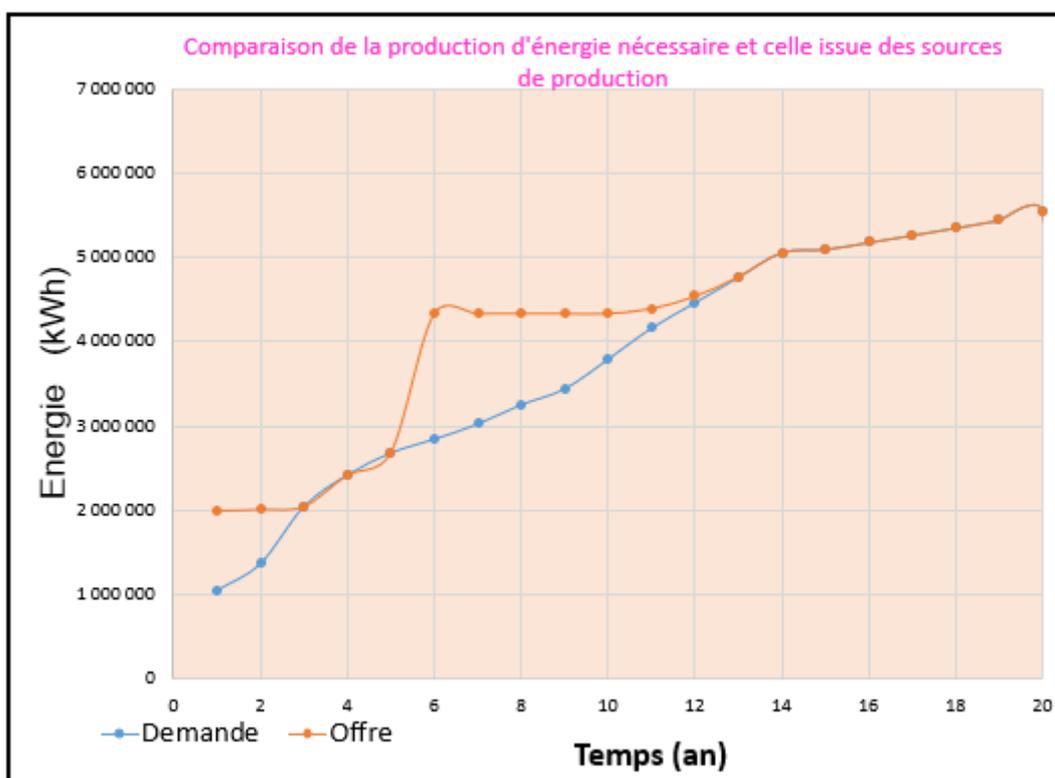


Figure 5: Évolution annuelle de l'offre fournie (énergie produite par solaire PV + batterie + GE) par [Mionwa] et de la demande

L'analyse de la figure montre que la demande de toute la concession sera satisfaite par l'offre proposée par l'entreprise sur la durée de la concession en utilisant les trois sources d'énergie.

Le taux d'hybridation étant la part du Diesel dans la production totale (offre de l'entreprise). Ce taux ne doit pas excéder 30%.

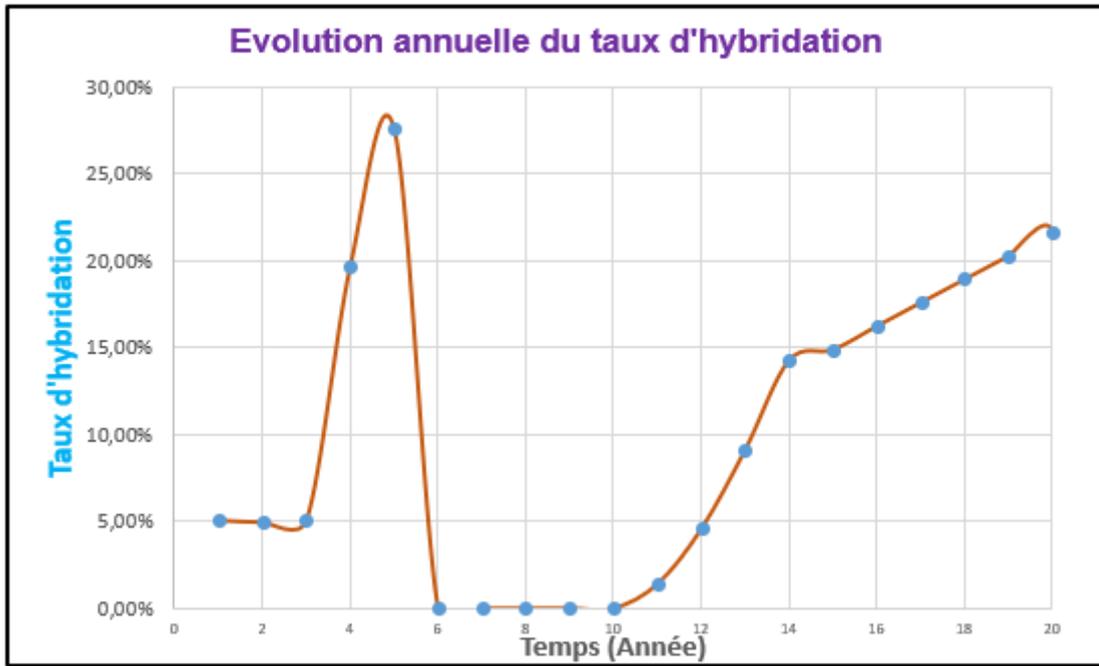


Figure 6: Évolution annuelle du taux d'hybridation du projet sur la durée de la concession

Le taux annuel d'hybridation du système de production de MIONWA croît de 5% environ en année 1 à 27,5% en année 5. Ce taux diminue à 0% à l'année 6 de réinvestissement avant de croître à nouveau progressivement à 21,6% en fin d'exploitation (année 20). Le taux d'hybridation de la concession se situe entre 0% et 27,5% sur toute la durée du titre d'exploitation (20 ans).

III.3. Description des mini-réseaux et spécifications techniques

L'objectif de la conception de MIONWA est de fournir l'énergie la moins chère à ses clients sur plus de 20 ans d'exploitation.

Le dimensionnement de la centrale conduit à 40 centrales solaires pour alimenter les 40 localités comme le montre les données du tableau suivant :

Localité	Champ PV (kWc)	Onduleur PV (kVA)	Batteries (kWh)	Groupe Électrogène (kVA)	Réseau BT (km)
Adjadi bata	34	50	102	30	13
Aglamidjodji	49	50	146	30	5
Agonhohoun	13	18	39	17	3
Agonlin	29	30	87	22	4
Ahomey gbekpa	97	100	292	45	8
Ahomey hounmey	29	30	87	22	5
Akon gberé	9	18	26	17	2
Amontika	58	50	175	30	4
Atossokpadji	13	18	39	17	2
Attakplakanme	29	30	87	22	4
Ayedjoko	22	24	65	17	3
Azokangoudo	24	30	73	22	4
Boubouhou	17	24	52	17	4
Dannou	24	30	73	22	4
Deme	24	30	73	22	5
Djagbalo	24	24	71	17	4
Djalouma	19	24	58	17	2
Don akadjamey	107	100	321	45	13
Edjebemegon	17	24	52	17	5
Fongbodji	39	50	117	30	4
Gbegbome houekokome	29	30	87	22	4
Gbessou	44	50	131	30	5
Gbowele	15	18	45	17	3
Gogbo	29	30	87	22	4
Kaka tehou	39	50	117	30	4
Kinto dokpakpa	15	18	45	17	5
Konkondji	39	50	117	30	4
Koto ayivedji	24	24	71	17	4
Kotokpa	44	50	131	30	7
Kpakpavissa	24	30	73	22	4
Lakpo	49	50	146	30	5
Okpa	19	24	58	17	2
Oukanmey	49	50	146	30	7
Samionta	19	24	58	17	5
Sinlita	58	50	175	30	9
Sogbedji	24	30	73	22	3
Sovlegni	15	18	45	17	2
Tinou	44	50	131	30	6
Vekky dogbodji	22	24	65	17	4
Zame	34	50	102	30	5

III.3.1 Unité de production

Chacune des 40 mini centrales solaires photovoltaïques disposera d'une capacité variante entre de 9 kWc et 107 kWc, avec une batterie innovante Lithium Ion LFP de capacité de stockage entre 26 kWh et 321 kWh et un groupe électrogène d'une puissance variant entre 17 kVA et 45 kVA. L'hybridation de l'unité de génération permet de s'adapter au mieux à la courbe de charge estimée de chacune des 40 localités tout en garantissant une fiabilité et un taux d'énergie renouvelable annuelle supérieur à 70%.

- ✓ Le champ solaire est constitué des modules solaires de type monocristallin de 440 Wc chacun.
- ✓ Il est prévu le stockage de l'énergie avec des batteries Lithium LFP (LiFePO4), ces dernières ne nécessitant pas de maintenance particulière. Ce sont des unités de 150 Ah à 48 V et 210 Ah à 38,4 V.
- ✓ L'onduleur réseau (convertisseur-chargeur) sera triphasé aura une puissance totale variant entre 18 à 100 kVA. Cette puissance sera obtenue en combinant des onduleurs de puissances 6 kVA, 8 kVA, 30 kVA et 100 kVA. Cet onduleur convertira le courant continu des panneaux solaires en un courant alternatif triphasé (400 V de tension efficace entre phases). Il permet de réguler le chargement et le déchargement des batteries et commande le démarrage du groupe électrogène.
- ✓ Le coffret EMS est le coffret de pilotage de la centrale hybride solaire de façon autonome. Son composant principal est un automate avec un écran de supervision. Plusieurs composants annexes sont intégrés dans ce coffret fabriqué en tôle d'acier haute résistance.
- ✓ Les composants de l'unité de génération et stockage (hors panneaux PV et groupe électrogène) seront logés dans un container aménagé qui aura une salle pour le contrôle, une autre pour les batteries et une 3ieme pour l'électronique de puissance. La salle des batteries sera climatisée ou avec extraction d'air ; les salles électriques et de contrôle seront ventilées.

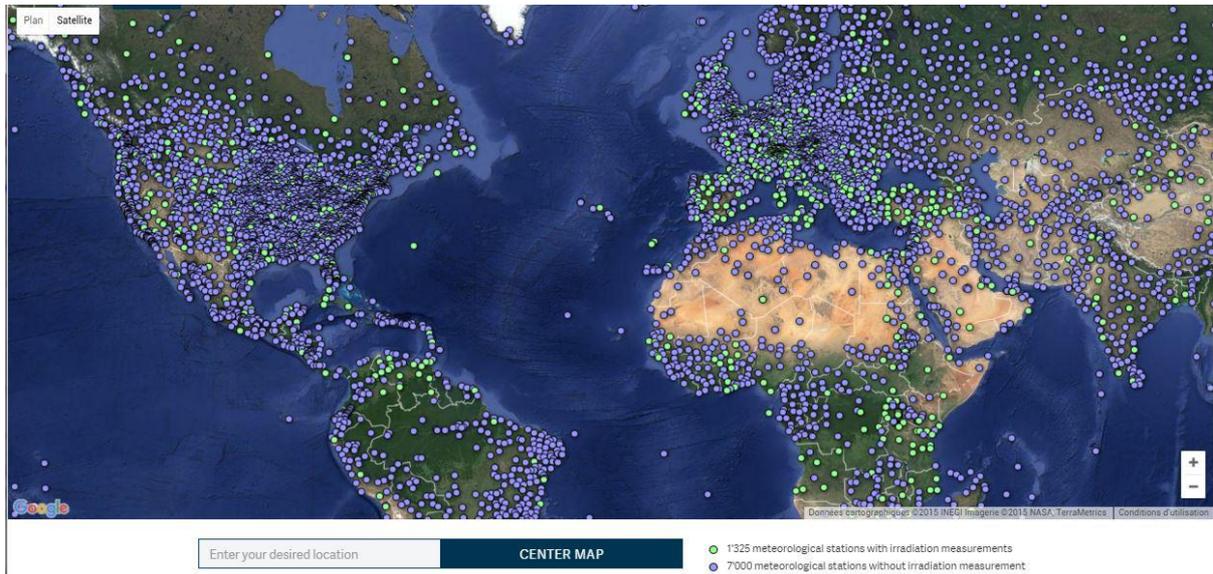


Figure 8: Base de données Meteonorm 7.2

La base de données Meteonorm contient un total de 8'325 stations météorologiques. Pour les applications mondiales, plusieurs bases de données internationales différentes sont incluses.

Consommation

Le principal paramètre d'entrée est la consommation d'énergie du village pour l'année 5, comme demandé par l'OCEF.

Définition du système

Les systèmes autonomes sont toujours organisés autour d'un stockage batterie, préalablement défini par la consommation d'énergie et l'autonomie.

Dans le processus de dimensionnement, la capacité de la batterie proposée est déterminée en fonction de l'autonomie requise du système, exprimée en jours.

L'autonomie est définie comme le temps pendant lequel la charge peut être satisfaite avec la batterie seule, sans aucune entrée solaire, en partant bien entendu d'un état de batterie « pleine charge ». Avec des charges non constantes (définition saisonnière ou mensuelle, utilisation hebdomadaire), cela est considéré comme le pire cas sur l'année.

L'autonomie définie par MIONWA est de 1 jour, couvrant le reste de l'énergie nécessaire au générateur diesel, avec un maximum de 10% de la production totale.

Cette valeur est la probabilité que les besoins de l'utilisateur ne puissent pas être satisfaits (c'est-à-dire la fraction de temps lorsque la batterie est déconnectée en raison de la sécurité du régulateur "Faible charge"). Elle peut être comprise comme le complément de la « fraction solaire » (bien qu'elle soit décrite en termes de temps plutôt qu'en termes d'énergie). Pendant le processus de dimensionnement, l'exigence LOL permet de déterminer la taille du générateur photovoltaïque nécessaire, pour une capacité de batterie donnée.

À chaque heure, la simulation réalise un équilibre entre la production PV (en fonction de l'irradiance) et les besoins de l'utilisateur. La différence doit être dérivée dans la batterie, soit positivement (charge) soit négativement (décharge).

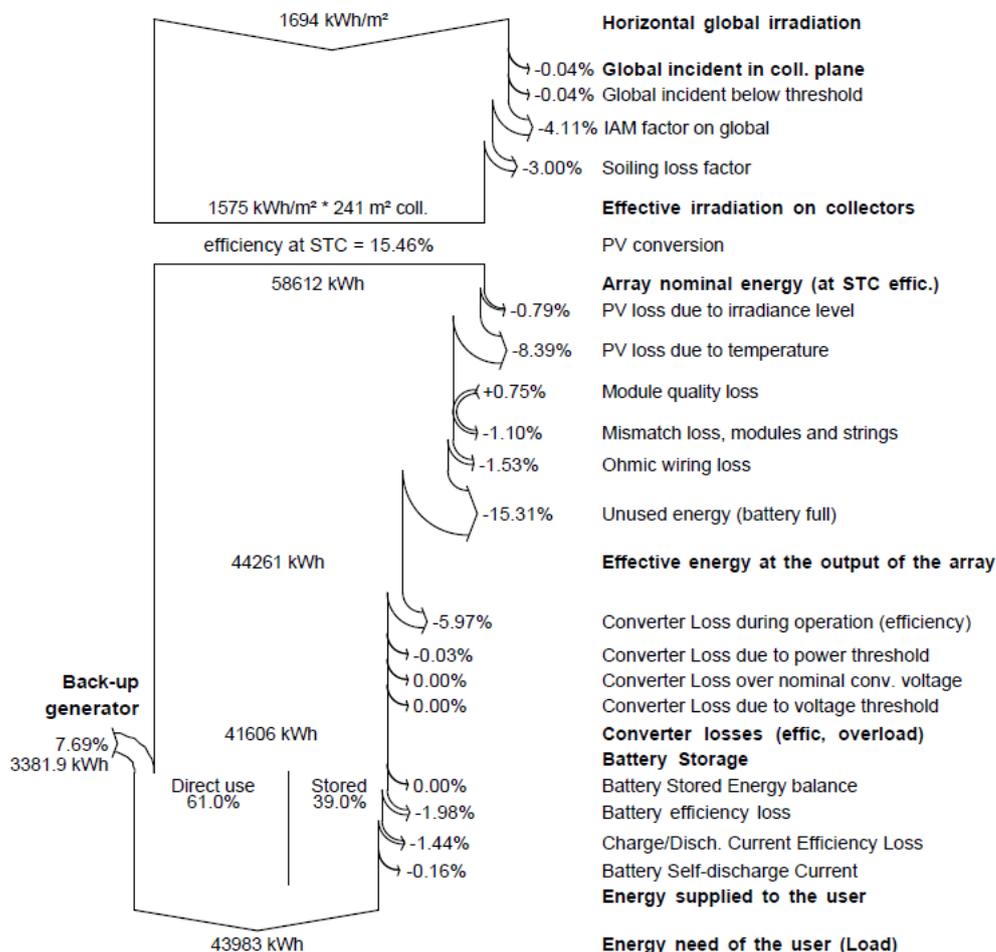


Figure 9: Diagramme de pertes du logiciel PVsyst

❖ Les panneaux solaires et les supports

- Technologie envisagée des panneaux (Modules PV)

Les panneaux solaires proposés pour notre Projet sont des modules de haute qualité en **silicium cristallin** de marque **JINKO (ou similaire)**. Cette technologie est certifiée par différentes normes de qualité comme ISO 9001, ISO 14001 et ISO 45001. De même, elle est certifiée par les normes IEC61215, IEC61730 et UL1703. Cet équipement résiste à une température allant jusqu'à 85°C.

Caractéristiques principales :



5 Busbar Solar Cell

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Efficiency

Higher module conversion efficiency (up to 20.58%) benefit from half cell structure (low resistance characteristic).



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



Severe Weather Resilience

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



- ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory
- IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product

Nomenclature:

JKMxxxM-66/78H-V

Code	Cell	Code	Certification
nu	Full	nu	1000V
H	Half	V	1500V

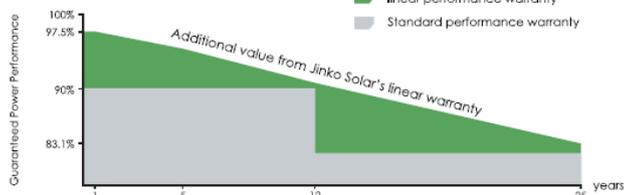


Figure 10: Caractéristiques des panneaux solaires PV choisies

- Structures PV

Les panneaux solaires seront fixés à une structure avec un châssis en aluminium anti-corrosion fixé dans le sol :

- Soit par des micropieux qui seront enfoncés dans le sol grâce à une machine auto-batteuse si les études géotechniques le permettent.
- Soit par plots béton dans le cas contraire. Les plots bétons seront réalisés sur place par une entreprise locale.

Les tables de modules photovoltaïques seront composées de 2 lignes en format portrait et inclinées à 10°.

- Technologie envisagée de l'électronique (Onduleurs PV et batteries)

La technologie envisagée pour les onduleurs PV est un convertisseur de la marque **SMA, ALPHA (ou similaire)**. Le modèle et le nombre de ces convertisseurs varie selon la taille des projets.

Tableau 4: Caractéristiques des onduleurs choisis

Technical data	Sunny Island 4.4M	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Operation on the utility grid or generator			
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 172.5 V to 264.5 V		
Rated grid frequency / permitted frequency range	50 Hz / 40 Hz to 70 Hz		
Maximum AC current for increased self-consumption (grid operation)	14.5 A	20 A	26 A
Maximum AC power for increased self-consumption (grid operation)	3.3 kVA	4.6 kVA	6 kVA
Maximum AC input current	50 A	50 A	50 A
Maximum AC input power	11500 W	11500 W	11500 W
Stand-alone or emergency power operation			
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 202 V to 253 V		
Rated frequency / frequency range (adjustable)	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz		
Rated power (at Unom, Inom / 25 °C / cos φ = 1)	3300 W	4600 W	6000 W
AC power at 25 °C for 30 min / 5 min / 3 sec	4400 W / 4600 W / 5500 W	6000 W / 6800 W / 11000 W	8000 W / 9100 W / 11000 W
AC power at 45 °C continuously	3000 W	3700 W	5430 W
Rated current / maximum output current (peak)	14.5 A / 60 A	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Total harmonic distortion output voltage / power factor at rated power	< 5% / -1 to +1	< 1.5% / -1 to +1	< 1.5% / -1 to +1
Battery DC input			
Rated input voltage / DC voltage range	48 V / 41 V to 63 V	48 V / 41 V to 63 V	48 V / 41 V to 63 V
Maximum battery charging current / rated DC charging current / DC discharging current	75 A / 63 A / 75 A	110 A / 90 A / 103 A	140 A / 115 A / 130 A
Battery type / battery capacity (range)	Li-Ion ¹⁾ , FLA, VRLA / 100 Ah to 10000 Ah (lead-acid) 50 Ah to 10000 Ah (li-Ion)		
Charge control	IUoU charge procedure with automatic full charge and equalization charge		
Efficiency / self-consumption of the device			
Maximum efficiency	95.5 %	95.8 %	95.8 %
No-load consumption / standby	1.8 W / 6.8 W	25.8 W / 6.5 W	25.8 W / 6.5 W
Protective devices (equipment)			
AC short-circuit / AC overload	● / ●		
DC reverse polarity protection / DC fuse	- / -		
Overtemperature / battery deep discharge	● / ●		
Overvoltage category as per IEC 60664-1	III		

Technologie envisagée des batteries

La technologie envisagée pour les batteries est LFP de la marque ALPHA INCELL (ou similaire).

Tableau 5: Caractéristiques des batteries choisies

Enclosure Size	19" 4U
Lithium Chemistry	LFP
Rated Voltage	48 V
Capacity Ah	150 Ah
Energy Wh	7200 Wh
Calendar Life @ 80% SOC	15 years
Peak Discharge Power	6kW for 60 seconds
Discharge Cutoff Current	100 A
End-of-Discharge Voltage (LVBD)	39 V
Charge Cutoff Current	100 A
Charge Current Limitation (CLD)*	100 A
Charge Voltage for 100% SOC	54.75 V
Charge Voltage for 80% SOC	52 V
Operating Temperature Charging	0 to +55°C
Operating Temperature Discharging	-20 to +60°C
Storage Temperature	-20 to +60°C
Weight (Kg)	Approx. 74 Kg
Dimensions (mm)	W 440 D 577 H 173
Circuit breaker	100 A, BMS Controlled, single pole
IP class	IP20
Communication Protocols	RS485, RJ45 (2) ports, Modbus
Safety Standards	IEC62619, IEC62368, UN38.3
Management & Monitoring	Software for PC (Incell Studio) included for full local monitoring and management. Remote connection via Modbus

Safe

All our products are designed with your safety in mind – thoroughly verified and certified for safe operation.

Simple

Advanced technology made super easy to use. easy to install, maintenance free, charge control.

Strong

Works in all conditions and environments. Extra protection against dust and moisture for prolonged life.

Smart

Automatic balancing, automatic reconnect, remote monitoring options and much more.

Secure

Our unique, patented Anti-Theft Device disables function of batteries if removed from site. It's prepared for optional GPS tracker.

Sustainable

The lifetime is extraordinary long. It's small, light, maintenance free and can be remotely controlled.

III.3.2. Sites de production

Le processus de sécurisation foncière est toujours en cours. Les sites peuvent subir de petites modifications mais les études topographiques préliminaires sont disponibles.

III.3.3. Réseaux de distribution

❖ Monophasé/triphasé

Le réseau de distribution est en triphasé pour le réseau principale et monophasé pour les raccordements secondaires.

❖ Type de poteau/câble envisagé

Les câbles DC, qui assurent les liaisons des panneaux photovoltaïques entre eux et celles des panneaux aux onduleurs, seront des câbles solaires conçus pour répondre aux exigences des normes internationales des fermes solaires.

Les câbles AC assurant les liaisons entre les onduleurs et les armoires AC seront des câbles U-1000 AR2V. Ces câbles seront en aluminium gainé PVC, isolant de classe II et non propagateur de flamme (C2). Ils seront protégés par des chemins de câble capotés ou dans des gaines lorsque enterrés.

Le projet envisage dès la première année la construction d'un réseau de distribution basse tension pour couvrir la demande de tout usager sur le périmètre d'électrification accordé avec les autorités locales. Ce réseau aérien prévoit :

- Environ 100 poteaux par village d'une hauteur de 9m en bois traités issus de forêts gérées durablement et/ou béton produit localement au Bénin.
- Environ 5000 mètres linéaires par village de câbles préassemblé et torsadé Vultylène $3 \times 70 \text{mm}^2 + 54.6 \text{mm}^2 + 2 \times 16 \text{mm}^2$ en aluminium ainsi que l'ensemble des équipements nécessaire pour l'ancrage, la connexion et le branchement des câbles.
- Le système de mise à la terre du neutre du réseau BT
- Les luminaires complets de 2800 lm pour équiper les axes principaux et les environs des infrastructures sociales (écoles, centres de santé, etc.)

L'entretien du réseau électrique consiste majoritairement à l'entretien des espaces verts proches des poteaux et câbles électriques.

❖ **Éclairage Public : Demande à modéliser**

Le besoin en éclairage public a été pris en compte dans la modélisation de la demande globale des localités. Le coût est déjà pris en compte dans la détermination du tarif.

III.3.4. Raccordement

❖ **Type de compteurs**

Les compteurs seront fournis par Spark, Steamaco (ou similaire). Ces compteurs permettent de mettre en place une procédure de paiement «Pay As You Go» (ou schéma de prépaiement). Les compteurs en prépaiement garantissent le recouvrement des factures de tous les usagers par paiement mobile, sans transfert de cash pour limiter les problèmes de suivi, perte ou vol de liquidités.

Ces compteurs intelligents permettent de collecter de l'information sur les consommations et facturations des clients à distance. Il s'agit de véritables outils d'analyse pour nous permettre d'affiner notre offre, de détecter des fraudes ou défaillances système, ou encore d'arbitrer sur des règles de délestage si besoin.

❖ **Préciser la gestion technique et commerciale en fonction du type de facturation envisagée**

Les clients prépayent leur consommation par une plateforme de paiement mobile. Leur compte client est directement crédité sur le compteur de la quantité correspondante en kWh. Une fois le crédit consommé, l'alimentation en énergie des clients est automatiquement coupée sans intervention manuelle. Ce système est clé dans la pérennité du modèle économique, par un contrôle fin des paiements et du recouvrement des factures.

❖ Description du système de comptage de l'énergie aux clients

Vous trouverez ci-dessous des informations relatives à notre système de comptage de l'énergie aux clients :

En préambule, un site web sera mis en place. Ce site détaillera l'ensemble des informations utiles pour les utilisateurs ainsi que les documents nécessaires à la bonne utilisation des services.

Le site permettra également aux utilisateurs de faire et suivre leur démarche en ligne en complément des démarches terrains.

Étape 1 : Pré demande de raccordement

Afin de garantir la bonne information des Utilisateurs et Utilisateurs potentiels, l'ensemble des documents seront accessibles dans nos points de vente ainsi que sur notre site internet :

- L'ensemble des contrats-types pour la fourniture de Services ;
- Le détail des conditions d'éligibilité à un raccordement à un Mini-Réseau ou à la fourniture d'une Installation Alternative (comme par exemple des installations intérieures certifiées conformes par CONTRELEC) ;
- Des formulaires de demande de raccordement simples ;
- Des informations sur les tarifs en vigueur ;
- Des informations sur la manière de surveiller sa consommation d'énergie électrique et d'accéder aux relevés de consommation, d'utiliser l'électricité de manière efficace et sûre ;
- Des informations sur le fonctionnement des Services et des équipements et leur utilisation ;
- Les notices d'utilisation des équipements fournis ;
- Des informations sur la procédure de traitement des réclamations.

Si la position géographique ou le besoin d'énergie du client, ne sont pas compatibles à un raccordement sur le réseau mini-grid, l'Opérateur pourra refuser la connexion de manière motivée.

Une solution alternative sera proposée soit directement par l'Opérateur soit avec un partenaire via des solutions par kits solaires par exemple.

Étape 2 : Demande de raccordement

Pour chaque nouvelle demande de raccordement un contrat sera signé avec l'utilisateur et donnera lieu au paiement d'un acompte. La signature du contrat sera suivie du raccordement au réseau et de l'installation d'un compteur prépayé pour chaque usager.

Lorsque le raccordement sera réalisé, le client signera un document accusant la bonne réception et le bon fonctionnement de son installation qui initiera la date de démarrage de son contrat.

La tarification proposée se divise tout d'abord en différents types de paiement.

Étape 3 : Signature contrat de raccordement et service

Le contrat pour la fourniture d'énergie électrique conclu avec chaque utilisateur des services jusqu'à la fin de la concession, comprendra :

- Les informations principales sur le fournisseur d'énergie électrique ainsi que ses coordonnées ;
- Les caractéristiques techniques des équipements fournis à l'utilisateur : notamment des fiches techniques sur la bonne utilisation ;
- Les conditions d'utilisation du service fourni à l'utilisateur : notamment des informations sur la puissance fournie, sur la façon d'optimiser sa consommation d'électricité ;
- Le niveau garanti de qualité du service ;
- Les délais et modalités de raccordement de l'utilisateur ;
- Les modalités de mise à disposition des équipements fournis à l'utilisateur ;
- Les conditions d'entretien, d'inspection et de réparation des équipements ;
- Les détails sur les tarifs pratiqués et les frais annexes ;
- Les modalités de facturation ;
- La durée du contrat ;
- Les conditions et modalités de résiliation ;
- Les conditions d'interruption du service et les modalités de rétablissement ;
- Les coordonnées du Service Après-Vente (SAV) ;

Les conditions relatives à chaque contrat seront définies en fonction des besoins spécifiques des utilisateurs (niveau de consommation, niveau de puissance, disponibilité, etc.)

Le Contrat-type sera réalisé à l'obtention de la licence et sera soumis à l'approbation de l'ARE avant d'être proposé aux utilisateurs. Toute modification de ce contrat sera de même soumise au préalable à l'approbation de l'ARE.

Étape 4 : Utilisation du service [Paiement, facturation, plainte, augmentation de puissance, augmentation de prix, ...etc.]

Les bénéficiaires du service d'électrification seront équipés de compteurs intelligents à prépaiement mobile.

La gestion du compte abonné est entièrement réalisée par téléphone mobile. Aucune capacité technique particulière n'est requise.

Pour toute intervention de maintenance ou service après-vente, nos opérateurs locaux présent dans les localités accompagneront les bénéficiaires.

L'ensemble des fonctionnalités seront disponibles sur simple envoi de sms.

Une brève formation des clients et un guide d'utilisation sera également mis à disposition pour toute manipulation du compteur.

Concernant le mode de paiement et de facturation, la solution choisie est le prépaiement mobile. Le projet prévoit d'équiper tous les ménages raccordés avec un compteur intelligent grâce auquel ils pourront contrôler leur consommation et prépayer leur redevance sans problème de recouvrement des factures pour l'opérateur.

Sur demande de l'utilisateur, et par défaut à chaque nouveau paiement, une facture numérique sera adressée.

Le client pourra demander un duplicata de facture papier dans une agence.

En cas d'augmentation de tarif suivant les tarifs du réseau national, les clients seront informés par sms de l'évolution tarifaire et des notifications seront faites en agence et lors des paiements précédent l'évolution tarifaire.

Les prix ainsi déterminés s'appliquent de plein droit au Contrat suivant la date d'entrée en vigueur de ces nouveaux barèmes.

IV. PRINCIPES ET METHODOLOGIE DE DETERMINATION DU TARIF

IV.1. Préambule

En application des articles 69, 70 et 72 de la loi n° 2020-05 du 1er avril 2020 portant Code de l'Électricité en République du Bénin et du décret n° 2018-415 du 12 septembre 2018 portant réglementation de l'électrification hors-réseau (EHR), la présente partie a pour objet de préciser et proposer la méthodologie et les paramètres servant de base à la détermination de la rémunération des activités de MIONWA, à la régulation et à la fixation des tarifs applicables à ses clients.

IV.2. Objectifs de l'ARE

L'objectif général visé par l'ARE à travers la politique tarifaire est de veiller à ce que MIONWA puisse se maintenir en activité et continuer à réaliser des investissements à un niveau optimal et de manière efficace sans qu'elle extraie des rentes excessives qui pénaliseraient les consommateurs. L'ARE doit également veiller à ce que l'équilibre économique et financier du secteur soit assuré afin de limiter les besoins financiers qui pourraient peser sur d'autres secteurs ou le Gouvernement. Dans une situation de monopole naturel, il est nécessaire de réguler les tarifs pour éviter que les entreprises n'abusent de leur position pour extraire des rentes. L'objectif de la régulation des tarifs est donc de minimiser le prix payé par les consommateurs tout en respectant un certain nombre de contraintes, telles que la fourniture du service à un niveau spécifié et le

maintien de la capacité financière du secteur, pour attirer les capitaux nécessaires aux investissements.

L'objectif général se décline en objectifs spécifiques suivants :

- Le recouvrement intégral des coûts afin de s'assurer de la viabilité financière du secteur : MIONWA doit recouvrer intégralement ses coûts afin de s'assurer de sa viabilité financière et de la pérennité de ses activités. Ces coûts incluent les coûts récurrents tels que les coûts des opérations en cours et les coûts de maintenance, l'amortissement, et un retour raisonnable sur le capital total engagé.
- **L'efficacité productive c'est-à-dire l'utilisation aussi efficiente que possible de la capacité du système électrique** : Si les tarifs sont fixés à des niveaux trop élevés, la capacité des infrastructures existantes risque de rester sous-utilisée, se traduisant ainsi par un gaspillage des ressources. En revanche, s'ils sont fixés à des niveaux trop bas, la demande sera excédentaire et la quantité d'énergie disponible dans le court terme sera rationnée. La pression de la demande inciterait alors MIONWA à accroître la capacité des infrastructures, ce qui ne répond pas toujours à une allocation optimale des ressources.
- **L'efficacité allocative est l'expansion du système électrique en fonction d'une évolution de la demande qui soit en rapport avec le coût réel des ressources engagées** : En d'autres termes, la politique de tarification doit révéler, à travers son incidence sur la demande, si et dans quelle mesure les usagers sont disposés à payer pour un certain accroissement de la capacité du système électrique.
- **Une structure tarifaire simple et transparente de répartition des charges** : Les clients actuels et futurs doivent pouvoir évaluer les charges dont ils seront redevables et planifier leur consommation d'électricité en conséquence. Les clients doivent comprendre la structure de répartition des charges s'ils doivent répondre aux signaux des prix pour des tarifs reflétant les coûts.
- **L'équité sociale de manière à permettre l'accès à l'électricité pour les populations à faibles revenus** : En fait, sur le plan purement théorique, les décisions d'investissement doivent être basées strictement sur des critères d'efficacité et une meilleure répartition des revenus doit être recherchée par la fiscalité générale combinée avec des transferts aux personnes économiquement faibles. Or dans la réalité, l'État n'a ni les moyens ni une capacité administrative suffisante pour réaliser une telle redistribution des revenus. En outre, rien ne garantit a priori que même si celle-ci était faisable, elle n'entraînerait pas plus de distorsions dans les décisions des usagers et donc plus d'inefficacité, que si l'objectif d'équité était servi directement par la politique de tarification. C'est pour cette raison qu'il est opportun d'intégrer l'équité au sein de la politique de tarification du service public de fourniture de l'électricité.
- **Protection des usagers et de l'environnement** : La protection des usagers consistera à répartir correctement les risques entre MIONWA et les clients et à faire en sorte que la rémunération de MIONWA soit juste et raisonnable. Elle consiste

également à préserver autant que possible la compétitivité des opérateurs économiques béninois. Quant à la protection de l'environnement, elle consistera à respecter les normes environnementales, à œuvrer pour le développement des énergies propres, etc., et ce, conformément à la politique énergétique du pays¹.

IV.3. Définitions

Base des actifs régulés (RAB, Regulatory Asset Base) : Le montant du capital ou des actifs utilisés pour la fourniture de services, déduction faite des subventions d'investissements.

Coûts éligibles, revenus requis : Les coûts, revenus tels qu'ils ressortent du système comptable des opérateurs, reconnus et/ou autorisés par l'Autorité de régulation de l'Électricité (ARE), après concertation avec les opérateurs.

Période tarifaire : La période de temps pendant laquelle s'applique un système tarifaire (structure, classes tarifaires et formules d'ajustements).

Revenu requis : Le revenu permettant la couverture par l'opérateur, via la tarification aux clients, de la totalité des coûts reconnus par l'Autorité de Régulation de l'Électricité incluant les frais généraux, les charges d'exploitation et de maintenance, y compris ceux liés à la collecte des paiements, l'amortissement des investissements et actifs éligibles, la fiscalité applicable, et un rendement adéquat sur le capital.

Return on Revenue – ROR ou taux de rentabilité normale : Le taux de rentabilité normal (ROR) est égal au coût moyen pondéré du capital (CMPC ou WACC en anglais). Il représente une mesure de la rentabilité d'une entreprise.

Titre d'exploitation EHR :

- Concession
- Autorisation EHR

Vérité des coûts : Consiste en ce que les tarifs doivent refléter tous les coûts y compris les coûts d'exploitation encourus pour l'approvisionnement des consommateurs en électricité. Ces coûts sont comptabilisés de façon claire et transparente et vérifiés par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Ratio de couverture du service de la dette : Mesure la capacité du détenteur d'un titre d'exploitation EHR à remplir ses obligations au niveau de la dette (rapport du cash-flow disponible au service de la dette (remboursement du principal, intérêts et commissions)).

Ratio de la structure de financement : C'est le rapport des fonds propres et quasi fonds propres par le capital financier, c'est-à-dire l'ensemble des ressources financières

¹ Il s'agit d'intégrer la protection de l'environnement dans les principes tarifaires, sans préjuger du comment en tenir compte et des arbitrages par nature politiques à faire par les Autorités

investies (fonds propres et quasi-fonds propres + dettes financières à moyen / long terme + dettes financières à court terme).

WACC (Weighted Average Capital Cost) : Désigne le coût moyen pondéré du capital (CMPC).

IV.4. Principes généraux de la tarification

En matière de tarification et de régulation d'un service public, la règle générale est de reconnaître le droit du détenteur d'un titre d'exploitation (concession ou autorisation) à l'équilibre financier et à l'équilibre régulateur de sa concession.

Les tarifs appliqués aux usagers finaux de l'EHR doivent assurer l'équilibre économique et financier de l'activité d'un titulaire d'un titre d'exploitation EHR pour garantir la viabilité et la rentabilité des investissements qu'il a réalisés dans le périmètre de sa concession ou de son autorisation et de la subvention qui lui a été éventuellement accordée.

Les tarifs sont basés sur la vérité des coûts et prennent en compte notamment les coûts d'investissement, d'exploitation, de maintenance, de renouvellement et de développement du système EHR, y compris la rémunération du capital investi par des détenteurs de titres d'exploitation EHR, les impôts et les taxes.

Il s'agit de déterminer le « **niveau tarifaire moyen** » qui est associé au schéma de financement des investissements proposé y compris la subvention et permet d'assurer l'autonomie financière des détenteurs de titre d'exploitation EHR.

IV.5. Principes tarifaires

En tenant compte de la situation et du contexte du pays, les principes tarifaires retenus pour le Bénin sont les suivants :

- 1) **Accès des tiers au réseau** : il sera garanti pour tout client éligible, producteur ou distributeur, un accès libre, équitable et transparent à un niveau quelconque de tension (HT, MT ou BT), sous réserve du respect du code du réseau et des conventions standard d'interconnexion au réseau.
- 2) **Principe d'unicité du réseau** : les coûts du réseau sont partagés par tous les clients en fonction du niveau de tension utilisé (cf. tarification en cascade). Le tarif applicable est établi en fonction du niveau de connexion du client (indépendant du niveau de tension de l'injecteur).
- 3) **Tarification en cascade** : la tarification proposée s'inscrit dans la logique de l'approche marginale. Les tarifs sont cumulatifs du haut vers le bas, à savoir de la Production vers la Distribution en passant par le Transport ($P \rightarrow T \rightarrow D$)², ceci quel que

² Production \rightarrow Transport \rightarrow Distribution.

soit le niveau de tension de l'injecteur. C'est l'application du principe de tarification marginale à l'ensemble du secteur électrique.

- 4) **Tarification timbre-poste** : les tarifs sont uniques pour chaque niveau de tension, pertes comprises, quels que soient les points d'injection et de soutirage, et ce, pour l'ensemble du périmètre de la concession.
- 5) **Distinction entre tarifs régulés (transport et distribution) et préconcurrentiels (production et commercialisation)³** : la base de l'ouverture concurrentielle est la distinction entre :
 - a) D'une part, les activités qui pourront effectivement être soumises au régime concurrentiel, à savoir la production et la commercialisation de l'énergie avec les hypothèses de fluidité, d'atomicité et de transparence sous-jacentes au modèle de concurrence pure et parfaite. Dans ce cas, le mécanisme des prix est celui de l'offre et de la demande. Il résulte donc des forces du marché.
 - b) D'autre part, les activités qui resteront en situation de monopole pour des raisons techniques. C'est le cas du transport HT, de la répartition MT et de la distribution BT dans le périmètre concédé. Comme elles ne peuvent pas être exposées à la concurrence, les tarifs resteront régulés, c'est-à-dire fixés par le Régulateur.
- 6) **Transparence et neutralité (élimination des subventions croisées)** : dans la mesure du possible, et dans la perspective de réalisation des objectifs concurrentiels qui devraient prévaloir au terme de la période transitoire, s'étendant de la mise en œuvre de la nouvelle grille tarifaire à l'obtention de la situation d'équilibre, la tarification devra être neutre au regard du calcul économique de chaque niveau de la chaîne de production-transport-distribution.
- 7) **Distinction entre situation cible et mesures transitoires** : si la situation finale fait référence à une situation d'équilibre et de neutralité tarifaire envers les divers opérateurs connectés au réseau, la situation actuelle peut s'en éloigner sensiblement. Des mesures de soutien pourront être envisagées pendant la période transitoire.

IV.6. Approche de la régulation tarifaire

L'équilibre financier est assuré lorsque les capitaux mobilisés par le détenteur d'un titre d'exploitation EHR (Capitaux propres et emprunts) et les recettes de la vente de services électriques permettent de couvrir les dépenses d'investissement (CAPEX), les charges d'exploitation et de maintenance (OPEX) et le service de la dette comprenant le remboursement du principal, intérêts et commissions des emprunts contractés. Deux critères financiers principaux servent normalement de repère à l'analyse :

³ Situation cible du moins.

- i. Le ratio de couverture de la dette (ADSCR : Annual Debt Service Cover Ratio) ;
- ii. Le ratio de structure financière.

L'équilibre réglementaire est assuré lorsque les exigences de rémunération des capitaux investis (capitaux propres et emprunts) sont satisfaites. La juste rémunération du concessionnaire est déterminée par l'approche de régulation par le taux de rendement ou régulation en Cost+, qui considère que les besoins en Ressources ou Revenus requis (RR) doivent couvrir :

- Les coûts éligibles et raisonnables d'exploitation et de maintenance (OPEX) ;
- L'amortissement des investissements (D(CAPEX)) ;
- Les impôts et taxes (T), non compris les impôts sur les sociétés ;
- La rémunération de la base d'actifs régulés (RAB) au taux de rentabilité normal (ROR).

Ainsi, les conditions tarifaires doivent permettre de respecter l'équation suivante :

$$\text{RR} = \text{OPEX} + \text{D(CAPEX)} + \text{T} + \text{ROR} * \text{RAB}$$

La base d'actifs régulés pour chaque année (RAB) est obtenue à partir de la base d'actifs régulés initiale déterminée en début de concession (RAB0) et des dépenses d'investissement (CAPEX) éligibles déduites des amortissements.

$$\text{RAB} = \text{RAB0} - \text{Amortissement (RAB0)} + \sum \text{Investissements} - \text{Amortissement}(\sum \text{Investissements}) - (\sum \text{Subventions d'invest} - \sum \text{Reprises de subvention d'invest})$$

Le taux de rentabilité normal (ROR) est égal au coût moyen pondéré du capital (WACC). Ce dernier est calculé par pondération du coût des fonds propres et du coût de la dette, en faisant l'hypothèse de ratios financiers efficaces.

Les tarifs incluent un taux de rentabilité adéquat qui permet au concessionnaire ou exploitant d'attirer et de rémunérer correctement et équitablement les capitaux nécessaires aux investissements.

IV.7. Procédure de fixation des tarifs

Sur la base du modèle tarifaire prenant en compte les coûts éligibles, d'une rémunération normale du capital investi et de l'accompagnement financier octroyé, MIONWA établit une proposition de grille tarifaire basée sur un tarif moyen, qu'il soumet à l'Autorité de Régulation de l'Électricité pour approbation.

La grille tarifaire inclut cinq (05) classes tarifaires pour MIONWA.

Pour chaque classe tarifaire d'un service électrique facturé en kWh, MIONWA décline sa grille tarifaire en prime fixe et à une prime variable reflétant la quantité d'énergie consommée.

La proposition de tarif moyen est examinée par l'Autorité de Régulation de l'Électricité qui vérifie que l'ensemble des coûts est effectivement éligible et raisonnable, et que le niveau de rentabilité exigé par le promoteur est conforme au taux de rentabilité normal.

Une fois le niveau du tarif moyen validé, l'Autorité de Régulation de l'Électricité examine également la grille tarifaire proposée par le titulaire d'un titre d'exploitation, pour les différentes classes de consommation.

La validation du tarif moyen et de la grille tarifaire fait l'objet d'un avis motivé ou d'une décision de l'Autorité de Régulation de l'Électricité qui assure publiée sur son site.

IV.8. Taux de rentabilité normal

Le taux de rentabilité normal est considéré comme le taux de rentabilité sur capital qui prend en compte les risques auxquels sont assujettis les investisseurs. Il est suffisant pour permettre au concessionnaire d'attirer de nouveaux capitaux pour des investissements de maintenance lourde et pour les extensions de son activité.

IV.9. Classes de tarifs

Dans le cadre de l'électrification des quarante (40) localités, les classes tarifaires couvrent les ventes d'électricité à partir de mini-réseaux EHR et non celles de services électriques fournies par les kits solaires.

Conformément au code général des impôts, la première tranche des consommateurs est exonérée de la TVA. La consommation mensuelle facturée de cette première tranche est au plus égale à 10 kWh.

IV.10. Ajustement des tarifs et période de révision tarifaire

L'ajustement tarifaire obligatoire se fait sur la base périodique de vingt-quatre (24) mois. Au terme de chaque exercice comptable, l'opérateur soumet à l'Autorité de Régulation de l'Électricité, pour analyse, les états financiers et les budgets prévisionnels qui justifieront le niveau des tarifs pour la période à venir. Autrement dit, l'opérateur soumet à l'Autorité de Régulation de l'Électricité, son plan d'affaires actualisé.

Toutefois, le concessionnaire peut, lors de la présentation de son rapport annuel d'exploitation, introduire une requête motivée auprès de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

L'Autorité de Régulation de l'Électricité peut également initier une procédure de révision tarifaire sur la base de ce rapport.

IV.11. Tarifs de raccordement

Les tarifs de raccordement seront soumis pour approbation à l'Autorité de Régulation de l'Électricité qui vérifie le bordereau de prix des différents types de branchements et le niveau de marge appliqué.

Les frais de raccordement seront payés par l'abonné. Ils seront portés au contrat qui lie l'abonné à l'exploitant, ainsi que les modalités de paiements (paiement préalable au

raccordement, modalités de paiement différées sur les recharges ou paiement mensuel séparé).

IV.12. Publication des tarifs

La grille tarifaire de chaque exploitant EHR est publiée par l'ARE sur son site.

V. PROJECTIONS SUR LA PERIODE DU TITRE D'EXPLOITATION

Dans le cadre de la détermination de ses tarifs sur la première période tarifaire, l'opérateur fixe les projections des coûts. Ensuite, l'ARE valide suivant le « benchmarking » et après analyse, les coûts qu'elle juge raisonnable.

Ainsi, MIONWA a préparé ses projections de coûts sur la période à partir des hypothèses de son plan d'affaires préparé sur l'horizon 2041. Les projections des coûts portent sur :

1. Le marché
2. Les investissements
3. L'exploitation et
4. Les taxes.

V.1. Le marché

Sur la période de la concession, MIONWA considère l'hypothèse de cinq (05) catégories de consommateurs dont l'évolution de la demande en énergie est présentée sur le graphe ci-après :

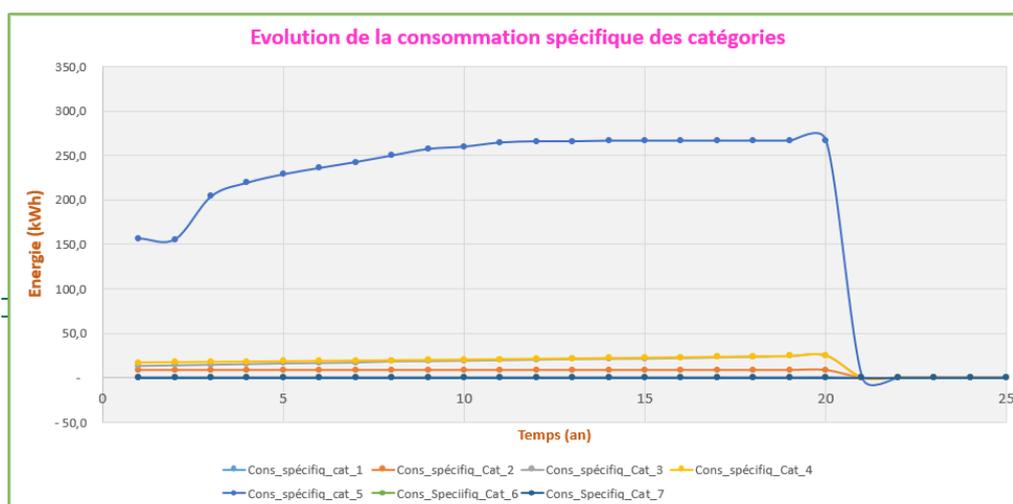


Figure 11: Le marché - Évolution de la consommation spécifique des catégories de clients

V.2. Les investissements

En général, le coût initial des investissements à l'installation effectués par MIONWA dans le cadre de ce projet s'élève à six milliards cent-quatre-vingt-cinq millions deux-cent-soixante-un mille neuf-cent-soixante-douze (6 185 261 972) francs CFA au cours de la période d'installation.

Les investissements initiaux ont subi une **baisse globale de 3,43%** et sont passés à cinq milliards neuf-cent-soixante-treize millions quatre-vingt-dix mille six-cent-vingt-huit (5 973 090 628) francs CFA.

C'est le résultat des coûts finaux retenus par l'ARE, dans un premier temps, après ses enquêtes, comparaisons et vérifications pour chacune des rubriques composant lesdits investissements ; et dans un second temps, convenus avec MIONWA après plusieurs échanges d'explication et de clarification.

V.2.1. La production

- Modules solaires et supports des modules

La capacité totale des champs à installer par MIONWA est de 1.314 kWc. Le coût FOB au kWc des modules est de 195.220 FCFA et celui des supports à 91 601 FCFA.

Ces ratios de coûts sont acceptables au regard du benchmarking des coûts des modules et supports PV réalisés par l'ARE.

Le coût FOB des modules et supports PV s'élève à trois-cent-soixante-seize millions sept-cent-quatre-vingt-dix mille neuf-cent-soixante-sept (376 790 967) francs CFA. L'ARE a estimé raisonnable ce montant et l'a validé sans modification.

- Batteries

La capacité totale de stockage est de 3939,84 kWh. MIONWA propose des batteries lithium-fer-phosphate avec des unités de 7200 Wh de capacité en moyenne de 150 Ah (à 48 V). Le coût FOB du kWh est de 213 034 FCFA. Ce qui fait un coût total FOB de 839 320 685,64 FCFA pour la capacité de stockage.

Au regard du benchmarking réalisé par l'ARE, elle a estimé raisonnable ce montant et l'a validé.

- Électronique de puissance

Le coût de revient total de l'électronique de puissance (FOB + Transport + Taxe d'importation) de 542 512 639 F CFA se décompose comme suit :

1. Onduleurs batteries : 298 929 891 F CFA
2. Onduleur / convertisseur PV : 79 402 067 F CFA

3. Tableaux électriques, câbles, etc. : 164 180 681 F CFA

MIONWA a prévu un coût de revient total de génie civil de 386 413 855 F CFA.

Au regard du benchmarking réalisé par l'ARE, elle a estimé raisonnable ce montant et l'a validé.

- Groupe électrogène

MIONWA a prévu un coût de revient total pour le groupe électrogène (GE) de 358 919 767 F CFA.

V.2.2. Distribution et branchement

Les projections de MIONWA reposent sur la prise en compte du maximum de clients par le réseau BT. La longueur totale de réseau BT à construire par MIONWA au démarrage du projet est de 180 km pour un coût total FOB de 1 360 631 868,83 F CFA ; ce qui revient à un coût par km de 7 559 066 F CFA.

En ce qui concerne les branchement, MIONWA prévoit un branchement initial de 10 728 clients pour un coût total FOB (compteurs, câble, tableau d'abonné) de 1 233 048 612,26 F CFA. Il est rappelé que les compteurs de MIONWA doivent être validés par l'ANM.

Du Benchmarking réalisé et des références des coûts des projets récents (ABERME, SBEE, ...) l'Autorité de Régulation de l'Électricité a fixé le coût de la construction du réseau BT conformément au cahier des charges du réseau BT à 9 000 000 F CFA/km.

V.2.3. Autres immobilisations

- Éclairage public

Le coût FOB relatif à l'éclairage public, validé par l'ARE s'élève à **86 860 031,78 FCFA**.

V.2.4. Les investissements pour extension

Le coût des investissements pour extensions (coût de revient des extensions) par MIONWA pendant la période d'exploitation de ce projet s'élève à un milliard sept-cent-dix-huit millions cinq-cent-un mille cinq-cent-cinquante-cinq (1 718 501 555) francs CFA.

Tableau 6: Investissements pour extensions (coûts FOB)

NOUVEAUX INVESTISSEMENTS POUR EXTENSIONS									
1	Panneaux PV	k/wc	1 751,04	124 135 310,87	1 885 892,02	22 789 185,41	8,25%	10 241 163,15	159 051 551
2	Structures PV	k/wc	1 751,04	130 438 121,39	884 899,63	10 693 158,19	8,25%	10 766 095	152 842 274
3	Onduleurs hybrides	k/w	2 211,00	318 053 536,51	3 303 229,24	47 166 759,25	8,25%	26 239 422	395 363 007
4	Autres coûts électriques (tableaux élec, câbles, matériel, etc.)	Localité	40,00	60 009 583,32	563 617,56	3 721 863,76	8,25%	4 950 791	69 245 885
5	Batteries	k/wh	4 377,60	421 621 998,18	4 522 052,99	54 644 647,23	8,25%	34 783 815	515 572 513
6	Extension BT + Branchement (Poteaux, Câbles, Concrets, tableaux d'armoire)	Branchements	3 656,50	367 703 860,22	1 879 888,37	22 716 637,09	8,25%	30 335 568	422 635 954
7	Conception, Construction et Gestion	Localité	40,00	3 790 400,00				0	3 790 400
8			-					0	0
9			-					0	0
10			-					0	0
11			-					0	0
12			-					0	0
13			-					0	0
14			-					0	0
15			-					0	0
16			-					0	0
17			-					0	0
18			-					0	0
19			-					0	0
20			-					0	0
21			-					0	0
22			-					0	0
23			-					0	0
24			-					0	0
25			-					0	0
								TOTAL	1 718 501 555

COMMENTAIRE GÉNÉRAL

Les investissements pour extensions ont connu une **hausse globale de 7,83 %** par rapport au montant initialement prévu de 1 593 784 855FCFA.

Elle est le résultat des coûts finaux retenus par l'ARE, dans un premier temps, après ses enquêtes, comparaisons et vérifications pour chacune des rubriques composant lesdits investissements ; et dans un second temps, convenus avec MIONWA après plusieurs échanges d'explication et de clarifications.

ANNEE 6 : Le coût de revient validé par l'ARE pour les expansions des équipements à la **sixième année est de 311 893 826 F CFA.**

ANNEE 10 : Le coût de revient validé par l'ARE pour les expansions des équipements et de réseau à la **dixième année est de 1 406 607 729 F CFA.**

V.3. Les charges d'exploitation

Les charges opérationnelles de MIONWA s'élèvent à quatre milliards cinquante-neuf millions huit-cent-trente-six mille soixante-huit (4 059 836 068) francs CFA sur une période d'exploitation de 20 ans.

Tableau 7: Charges d'exploitation sur la période de concession

N°	CHARGES D'EXPLOITATION SUR LA PÉRIODE DE CONCESSION	COÛTS PROPOSÉS PAR MIONWA SA (en F CFA)	MONTANTS AUTORISÉS PAR L'ARE (en FCFA)	ÉCART (en F CFA)	ÉCART (en %)
1	O&M des mini-réseaux	472 720 721	436 000 000	-36 720 721	-7,77%
2	Salaires et Charges sociales	1 776 982 445	784 863 959	-992 118 486	-55,83%
3	Autres coûts fixes	2 273 658 290	1 602 832 522	-670 825 768	-29,50%
4	Carburants	919 103 735	1 236 139 588	317 035 853	34,49%
5	Achat d'électricité au réseau	0	0	0	na
	TOTAL	5 442 465 190	4 059 836 068	-1 382 629 121	-25,40%

COMMENTAIRE GÉNÉRAL

Le coût validé par l'ARE est de 4 059 836 068 FCFA.

Les charges d'exploitation sur toute la période d'exploitation ont subi une **baisse globale de 25,40%**.

Elle est le résultat des coûts finaux retenus par l'ARE après l'analyse de chacune des rubriques composant lesdites charges, et des séances d'arbitrage effectuées avec MIONWA.

V.3.1. Les charges d'opération et de maintenance

O&M des mini-réseaux

Le montant annuel des coûts d'opération et maintenance des mini-réseaux proposé par MIONWA reste inchangés pendant la durée de la concession.

V.3.2. Les charges fixes

Salaires et charges sociales

Il a été retenu un montant annuel de masse salariale et charges fixes de **39 243 198 F CFA**. Ce montant annuel reste invariable pendant toute la durée de la concession.

V.3.3. Les charges variables

- **Carburant**

Il est retenu pour MIONWA un montant total de 1 236 139 588 FCFA pour l'achat de carburant sur la période d'exploitation.

- **Achat d'électricité du réseau**

Il n'est pas prévu que MIONWA achète de l'électricité du réseau de la SBEE sur la période d'exploitation.

V.3.4. Les taxes

Les impôts et taxes auxquels MIONWA est soumis, au cordon douanier, s'élèvent à un maximum de 8,25% de la valeur CAF ou valeur en douane. En régime intérieur, sont pris en compte par le régulateur tous impôts et taxes prévus par la loi.

VI. LES PREMIERES CONCLUSIONS DE L'ARE

À l'issue des analyses, les premières conclusions de l'ARE sont faites sur :

1. la détermination des revenus requis de MIONWA sur la période de l'Autorisation ;
2. la détermination de la structure tarifaire de MIONWA sur la période de l'Autorisation ;
3. les principes et méthodologie de détermination des tarifs.

VI.1. La détermination des revenus requis

Les revenus requis de référence sont déterminés à partir :

1. des hypothèses macroéconomiques, d'exploitation et d'investissement ;
2. des coûts de référence des investissements ;
3. des coûts de référence de l'exploitation ;
4. de la rémunération de la base tarifaire à un taux de rentabilité normal (CMPC)
5. des taxes ;

VI.1.1. Les hypothèses macroéconomiques, d'exploitation et d'investissement

Tableau 8: Paramètres macro-économiques

PARAMÈTRES GÉNÉRAUX	VALEURS/NATURES	UNITÉS
Nom de l'Entreprise	Mionwa Generation SA	
Nom du Projet	Mionwa - Windgen & Sunkofa - mini réseaux solaires	
Nombre de localités	40	
Durée de la période d'exploitation	20	ans
PARAMÈTRES MACRO-ÉCONOMIQUES	VALEURS/NATURES	UNITÉS
INFLATION		

Inflation générale	0,00%	pourcentage annuel
Inflation des prix du carburant	0,75%	pourcentage annuel
MONNAIE		
Monnaie locale	Francs CFA	FCFA
Monnaie d'investissement	dollar	\$
Taux de change avec la monnaie locale pour 1	545,00	FCFA pour 1 unité de la devise

Tableau 9: Paramètres de coûts

TOUS LES MONTANTS SONT EXPRIMÉS EN HORS TAXES		
CHARGES FIXES		
Salaires moyens (y compris charges sociales employeurs et assurance santé) - équipe de supervision	241 956	FCFA/mois
Nombre d'hommes-mois	63,00	mois/an
Salaires Opérateur local (Charges sociales incluses)	50 000	FCFA/mois
Nombre d'hommes-mois non-qualifiés	480,00	mois/an
Diverses charges fixes	80 141 626,08	FCFA/an
CHARGES VARIABLES		
Consommation spécifique Diesel	0,29	litre/kWh
Coût du carburant (Diesel) (hors taxes)	441	FCFA/litre (hors taxes)
Coût carburant par kWh (hors taxes)	128	FCFA/kWh (hors taxes)

Tableau 10: Paramètres financiers

PARAMÈTRES FINANCIERS	VALEURS/NATURES UNITÉS	
TAXES		
Impôts sur les Sociétés (IS)	0%	
Montant minimum d'impôt	-	FCFA
SOURCES DE FINANCEMENT - Investissement Initial		
Subvention initiale	45,62%	pourcentage de l'investissement initial
Fonds propres	54,38%	pourcentage de l'investissement initial
Prêt concessionnel		pourcentage de l'investissement initial
Prêt commercial		pourcentage de l'investissement initial
Conditions du Prêt concessionnel		
Durée		ans
Période de grâce		ans
Taux d'intérêt		%
Conditions du Prêt commercial		
Durée		ans
Période de grâce		ans
Taux d'intérêt		%
SOURCES DE FINANCEMENT - Extensions		
Année du ré-investissement principal à financer		ans
Subvention au ré-investissement	-	en FCFA
Fonds propres	-	en FCFA
Prêt concessionnel (Ré-investissement)	-	en FCFA
Prêt commercial (Ré-investissement)	-	en FCFA
Conditions du Prêt concessionnel (Extensions)		
Durée		ans
Période de grâce		ans
Taux d'intérêt		%
Conditions du Prêt commercial (Extensions)		
Durée		ans
Période de grâce		ans
Taux d'intérêt		%
FINANCE CARBONE		
Inclure la finance carbone à l'analyse financière	non	oui/non
Teneur en carbone de la production de Diesel évitée		kgCO ₂ /kWh
Prix du crédit carbone		FCFA/tCO ₂ eq
Frais d'inscription et de validation		FCFA
Frais de vérification annuelle		FCFA/an
REDEVANCES VARIABLES		
Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE)	0,50%	pourcentage des ventes d'électricité
Autres redevances		

Tableau 11: Paramètre de vente des services de branchement

VENTES DES SERVICES DE BRANCHEMENT	
Offre Résidentiel Social	5 000 FCFA
Type A - Résidentiel	10 000 FCFA
Type B - Résidentiel	10 000 FCFA
Tarif PME	10 000 FCFA
Tarif - industriel / productif	10 000 FCFA

VI.1.2. Les coûts de référence des investissements

Les coûts de référence des investissements (initiaux, renouvellements et extensions) se présentent comme suit :

Tableau 12: Paramètres des investissements initiaux et de l'extension

Équipements	Unité	Quantité	- coût de revient en FCFA
Panneaux PV	kWc	1 314	296 120 335
Structures PV	kWc	1 314	138 945 799
Onduleurs batteries	kW	1 474	298 929 891
Onduleurs / convertisseur PV	kW	1 474	79 402 067
Monitoring, SCADA	ens	40	
Autres coûts électriques (tableaux élec, câbles, monitoring, etc.)	ens	40	164 180 681
Batteries	kWh	3 940	967 731 342
Groupe électrogène	kVA	955	358 919 767
Génie civil, local technique et aménagement terrain	site	40	386 413 855
Réseau MT (câbles, supports, transformateurs, appareillage et accessoires)	km		
Réseau BT (câbles, supports, MALT et accessoires)	km	180	1 561 251 072
Éclairage public	unité	400	99 667 163
Branchement (compteurs, câbles, tableau d'abonné)	Unité	10 728	1 414 856 224
Plateforme de gestion des abonnés	Unité	40	

Études de conception / exécution	Unité	40	16 350 000
Assurances	forfait	40	21 800 000
Acquisition terrain	forfait	40	40 294 000
Formation	forfait	40	5 909 009
Coûts de Développement de Projet Années 1 et 2	forfait		122 319 421
Autres	forfait		1
Total			5 973 090 628

Tableau 13: Nouveaux investissement pour extension

NOUVEAUX INVESTISSEMENTS POUR EXTENSIONS			
Équipements	Unité	Quantité	En FCFA - coût de revient
Panneaux PV	kWc	1 751	159 051 551
Structures PV	kWc	1 751	152 842 274
Onduleurs hybrides	kW	2 211	395 363 007
Autres coûts électriques (tableaux élec, câbles, monitoring, etc.)	Localité	40	69 245 855
Batteries	kWh	4 378	515 572 513
Extension BT + Branchement (Poteaux, Câbles, compteurs, tableau d'abonné)	Branchements	3 657	422 635 954
Conception, Construction et Gestion	Localité	40	3 790 400
Total			1 718 501 555

Tableau 14: Paramètres des investissements initiaux sur la durée d'amortissement et les dotations aux amortissements

INVESTISSEMENTS INITIAUX	DURÉE D'AMORTISSEMENT		TAUX D'AMORTISSEMENT	COÛT DE REVIENT (en FCFA)
Panneaux PV	20	ans	5,00%	296 120 335
Structures PV	20	ans	5,00%	138 945 799
Onduleurs batteries	10	ans	10,00%	298 929 891
Onduleurs / convertisseur PV	10	ans	10,00%	79 402 067
Monitoring, SCADA	10	ans	10,00%	0
Autres coûts électriques (tableaux élec, câbles, monitoring, etc.)	20	ans	5,00%	164 180 681
Batteries	10	ans	10,00%	967 731 342
Groupe électrogène	10	ans	10,00%	358 919 767

Génie civil, local technique et aménagement terrain	20	ans	5,00%	386 413 855
Réseau MT (câbles, supports, transformateurs, appareillage et accessoires)	20	ans	5,00%	0
Réseau BT (câbles, supports, MALT et accessoires)	20	ans	5,00%	1 561 251 072
Éclairage public	10	ans	10,00%	99 667 163
Branchement (compteurs, câbles, tableau d'abonné)	20	ans	5,00%	1 414 856 224
Plateforme de gestion des abonnés	20	ans	5,00%	0
Études de conception / exécution	20	ans	5,00%	16 350 000
Assurances	20	ans	5,00%	21 800 000
Acquisition terrain	20	ans	5,00%	40 294 000
Formation	20	ans	5,00%	5 909 009
Coûts de Développement de Projet Années 1 et 2	20	ans	5,00%	122 319 421
Autres	20	ans	5,00%	1
				5 973 090 628

VI.1.3. Les coûts de référence de l'exploitation

Les coûts d'exploitation sont composés des éléments ci-dessous :

- des pièces et consommables ;
- des charges de personnel ;
- des frais de maintenance des véhicules et de la consommation de carburant ;
- des autres frais généraux ; et
- des aléas sur les coûts de fonctionnement.

Les charges d'exploitation (OPEX)

Tableau 15: Les charges d'exploitation (OPEX) du projet sur la durée de la concession (20 ans)

ANNÉES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Montants en FCFA										
CHARGES (HORS TVA)	148 002 367	149 942 271	154 676 839	203 693 684	238 774 570	141 184 824				
OPÉRATIONS ET MAINTENANCES	21 800 000									
Opérations et maintenances - 40 sites - incluant coût de déplacement et remplacement de pièces	21 800 000	21 800 000	21 800 000	21 800 000	21 800 000	21 800 000	21 800 000	21 800 000	21 800 000	21 800 000
CHARGES FIXES	119 384 824									
Salaires et Charges sociales	39 243 198	39 243 198	39 243 198	39 243 198	39 243 198	39 243 198	39 243 198	39 243 198	39 243 198	39 243 198
Autres coûts fixes	80 141 626	80 141 626	80 141 626	80 141 626	80 141 626	80 141 626	80 141 626	80 141 626	80 141 626	80 141 626
CHARGES VARIABLES	6 817 543	8 757 447	13 492 015	62 508 860	97 589 746	0	0	0	0	0
Carburants	6 817 543	8 757 447	13 492 015	62 508 860	97 589 746	0	0	0	0	0
Achat d'électricité au réseau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ANNÉES	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CHARGES (HORS TVA)	149 246 085	169 624 085	202 176 019	243 114 923	249 040 116	261 655 624	274 800 414	288 494 556	302 758 871	317 911 523
OPÉRATIONS ET MAINTENANCES	21 800 000									
Opérations et maintenances - 40 sites - incluant coût de déplacement et remplacement de pièces	21 800 000	21 800 000	21 800 000	21 800 000	21 800 000	21 800 000	21 800 000	21 800 000	21 800 000	21 800 000
CHARGES FIXES	119 384 824									
Salaires et Charges sociales	39 243 198	39 243 198	39 243 198	39 243 198	39 243 198	39 243 198	39 243 198	39 243 198	39 243 198	39 243 198
Autres coûts fixes	80 141 626	80 141 626	80 141 626	80 141 626	80 141 626	80 141 626	80 141 626	80 141 626	80 141 626	80 141 626
CHARGES VARIABLES	8 061 261	28 439 261	60 991 195	101 930 099	107 855 292	120 470 800	133 615 590	147 309 732	161 574 047	176 726 699
Carburants	8 061 261	28 439 261	60 991 195	101 930 099	107 855 292	120 470 800	133 615 590	147 309 732	161 574 047	176 726 699
Achat d'électricité au réseau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VI.1.4. La rémunération de la base tarifaire à un taux de rentabilité normal (CMPC)

La base tarifaire est constituée des capitaux investis (hors coûts de branchement et compteurs) à rémunérer au promoteur. Elle est calculée à partir des investissements réalisés desquels sont déduits les montants des amortissements.

VI.1.4.1 Rémunération de la base tarifaire (le CMPC)

La rémunération des capitaux investis est déterminée à partir du taux de rentabilité normal défini plus bas et de la valeur des actifs nets (Base Tarifaire) de l'opérateur. Elle est fixée à partir du coût du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) calculé selon les hypothèses ci-après :

Face à la problématique de détermination du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC ou WACC en anglais) à appliquer au Bénin, l'approche retenue par l'ARE consiste en l'utilisation des données effectives de CMPC collectées dans plusieurs pays comparables, et relatives aux secteurs d'activités auxquels pourraient appartenir les entreprises exploitant les mini-réseaux. Ces CMPC collectés ont été calculés pour chacun des pays et secteur suivant une méthodologie développée par l'entreprise Finance 3.1 à travers son service WACC Expert. Ladite méthodologie est présentée en annexe du présent document.

SOURCE

WACC Expert est un service proposé par Finance 3.1, entreprise française de modélisation financière. Il fournit un outil en ligne pour le calcul du coût du capital et du CMPC pour une centaine de pays et différentes industries⁴.

COMPARABLES ET DONNÉES

Le Bénin ne figurant pas parmi les pays étudiés, une comparaison est faite avec la moyenne des pays d'Afrique Sub-Saharienne représentés – 14 pays (hors Afrique du Sud).

L'activité spécifique des opérateurs de mini-réseaux (installation et exploitation de systèmes décentralisés de production / distribution + vente d'électricité) n'est pas répertoriée mais cette activité du secteur électrique non conventionnel peut être considérée à mi-chemin entre les « Utilities » (compagnies d'électricité) et « Industrial goods & services », le secteur privé des biens & services industriels, pour lesquels les estimations de CMPC sont disponibles :

4 Méthodologie employée décrite sur www.waccexpert.com/Home/OurMethodology

Tableau 16: Comparaison de CMPC

(a) CMPC « Utilities »				(b) CMPC « Industrial goods/services »			(c) Moyenne (a+b)		
Pays	min	Moy	MAX	min	Moy	MAX	min	Moy	MAX
Angola	6,1%	8,9%	13,1%	8,8%	11,4%	14,7%	7,4%	10,2%	13,9%
Botswana	4,9%	7,5%	11,2%	7,5%	9,8%	12,7%	6,2%	8,6%	11,9%
Cameroun	7,3%	9,2%	14,3%	9,9%	11,8%	15,8%	8,6%	10,5%	15,0%
Congo	6,7%	8,5%	13,6%	9,4%	11,1%	15,1%	8,0%	9,8%	14,4%
RD Congo	8,4%	10,3%	15,4%	11,0%	12,9%	16,9%	9,7%	11,6%	16,2%
Éthiopie	7,0%	9,8%	13,9%	9,7%	12,3%	15,4%	8,3%	11,0%	14,6%
Ghana	8,5%	10,4%	15,6%	11,4%	13,1%	17,3%	9,9%	11,8%	16,4%
Mozambique	6,7%	9,4%	13,5%	9,3%	11,9%	15,0%	8,0%	10,6%	14,2%
Namibie	5,3%	7,9%	11,9%	7,8%	10,3%	13,4%	6,5%	9,1%	12,6%
Nigéria	6,6%	8,4%	13,5%	9,3%	11,0%	15,1%	8,0%	9,7%	14,3%
Ouganda	6,8%	9,5%	13,5%	9,4%	12,0%	15,1%	8,1%	10,7%	14,3%
Rwanda	7,8%	10,5%	14,6%	10,4%	13,0%	16,1%	9,1%	11,8%	15,4%
Senegal	6,5%	8,2%	12,9%	9,0%	10,6%	14,4%	7,7%	9,4%	13,6%
Zambie	6,7%	9,5%	13,7%	9,4%	12,1%	15,3%	8,0%	10,8%	14,5%
Moyenne SSA (14 pays)	6,8%	9,1%	13,6%	9,4%	11,7%	15,1%	8,1%	10,4%	14,4%
Afrique du Sud	5,1%	7,8%	11,6%	7,7%	10,1%	13,1%	6,4%	8,9%	12,3%
Maroc	5,5%	7,2%	11,9%	8,0%	9,6%	13,3%	6,8%	8,4%	12,6%
Tunisie	6,6%	8,3%	13,2%	9,3%	10,8%	14,7%	7,9%	9,6%	14,0%
France	3,6%	5,1%	11,0%	6,0%	7,5%	12,0%	4,8%	6,3%	11,5%

Des valeurs minimum, moyenne et maximum sont listées en fonction des caractéristiques de financement propres à chaque entreprises et activités.

Lorsque l'on observe les résultats moyens issus des deux secteurs listés pour l'Afrique sub-saharienne, **la valeur du CMPC varie entre 8,1% et 14,4%, avec une moyenne à 10,4%.**

Ces valeurs sont relativement proches des résultats d'autres pays du continent (Afrique du sud, Maroc, Tunisie) variant entre 6,4% et 14% et avec une moyenne à 9%. Par comparaison, le CMPC obtenu en France varie entre 4,8% et 11,5% avec une moyenne à 6,3%.

CMPC RETENU

Le CMPC retenu par l'ARE pour l'année 2021 est de 10,4%.

ÉTAPES

1. Identification des pays comparables ;
2. Identification des catégories de secteurs auxquels pourraient appartenir les entreprises exploitant des mini-réseaux ;
3. Détermination des CMPC minimum, moyen et maximum par pays et par secteur;
4. Calcul de la moyenne des différents CMPC obtenus par nature (minimum, moyen et maximum) pour chaque pays et pour chaque secteur ;
5. Calcul de la moyenne des différents CMPC par nature et par chaque pays pour l'ensemble des secteurs ;
6. Calcul de la moyenne des CMPC moyen par nature pour l'ensemble des pays ;
7. Obtention de l'intervalle des moyennes de CMPC par nature pour l'ensemble des pays.

Choix du CMPC moyen des moyennes de CMPC par nature comme CMPC à appliquer au Bénin.

VI.1.5. Les taxes

Les impôts et taxes auxquels MIONWA est soumis, au cordon douanier, s'élèvent à un maximum de 8,25% de la valeur CAF ou valeur en douane. En régime intérieur, sont pris en compte par le régulateur tous impôts et taxes prévus par la loi.

VI.2. Le revenu requis

Les revenus requis du titulaire de l'Autorisation doivent lui permettre de couvrir ses charges raisonnables d'exploitation et de maintenance (OPEX), les amortissements des investissements demeurant dans son périmètre D(CAPEX), les éventuels impôts et taxes (T) et la rémunération de sa base tarifaire (RAB) au taux de rentabilité normal (ROR).

$$\mathbf{RR = OPEX + D(CAPEX) + T + ROR * RAB}$$

Le Revenu Requis, pour couvrir les dépenses d'exploitation, les amortissements et la rémunération de la base tarifaire au cours de la période de l'Autorisation est évaluée à **18 659 858 404 FCFA.**

VI.3. La grille tarifaire

Sur la base des hypothèses et des conditions de référence indiquées plus haut, la grille tarifaire applicable par MIONWA dans l'ensemble des 40 localités se présente comme suit :

Tableau 17: Grille tarifaire

Catégories	Nb d'abonnés sur la période de la concession	Consommation totale sur la période de la concession	Primes fixes (FCFA/mois)	Tarif variable FCFA/kWh
Offre Résidentiel Social	1 397	378 664	600	200,00
Type A - Résidentiel	2 082	5 310 065	1 000	281,92
Type B - Résidentiel	8 638	28 685 126	1 000	231,94
Tarif PME	1 250	4 518 602	1 500	231,94
Tarif - industriel / productif	562	30 223 867	5 000	200,00
Total	13 929	69 116 324		

Les **frais de branchement** autorisés par l'ARE pour être appliqués par MIONWA dans l'ensemble des 40 localités se présentent comme suit :

Tableau 18: Frais de branchement autorisé par l'ARE

Catégories	Coût de branchement (F CFA)
Offre Résidentiel Social	5 000
Type A - Résidentiel	10 000
Type B - Résidentiel	10 000
Tarif PME	10 000
Tarif - industriel / productif	10 000

Les dépenses mensuelles probables par catégorie :

Tableau 19: Dépenses mensuelles probables par catégories

Catégories	Consomma tion moyenne mensuelle	Primes fixes	Tarif variable	Dépense mensuelle (prime fixe et variable)	TVA	Fonds d'Électrifica tion Rurale	Dépenses totale TTC / mois (F CFA)
	(kWh/mois)	(F CFA/mois)	FCFA/k Wh	HT (F CFA)	(18%) FCFA	(3F/kWh)	
Offre Résidentiel Social	0,53	600	200,00	706,46	0,00	1,60	708,06
Type A - Résidentiel	8,43	1 000	281,92	3 377,55	0,00	25,30	3 402,85
Type B - Résidentiel	13,38	1 000	231,94	4 102,40	738,43	40,13	4 880,96
Tarif PME	17,03	1 500	231,94	5 450,68	981,12	51,10	6 482,90
Tarif-industriel / productif	156,43	5 000	200,00	36 285,71	6531,43	469,29	43 286,43

VII. REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES

L'ajustement tarifaire obligatoire se faisant sur la base périodique de vingt-quatre (24) mois, la prochaine révision tarifaire de MIONWA, dans le cadre de l'électrification de ses 40 localités est fixé à octobre 2023.

VIII. PRESENTATION DU MODELE DE CONVENTION DE CONCESSION ET DU PROJET DE REGLEMENT DE SERVICES

VII.1. PRESENTATION DE LA CONVENTION DE CONCESSION

Conformément à l'article 13 de la loi N°2020-05 du 1er avril 2020 portant code de l'électricité en République du Bénin, l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE) doit émettre un avis conforme en vue de la délivrance d'un titre d'exploitation hors réseau à la société MIONWA GENERATION SA.

En effet, au terme de l'article 24, de la loi susvisée, les activités de production, de transport, de distribution et d'importation de l'énergie électrique pour les besoins du public constituent une mission de service public. Ces activités peuvent être confiées par toute autorité concédante désignée par la loi, à toute personne morale de droit public ou privé au moyen de conventions, de délégation de service public ou de tout autre contrat.

Les activités de production, de distribution, de commercialisation, destinées à satisfaire les besoins des localités non raccordées au réseau du distributeur national sont soumises au régime de la Convention de Concession ou de l'Autorisation.

S'agissant de la convention de concession, l'article 61.2 du Code de l'électricité indique que c'est l'acte juridique par lequel l'autorité concédante accorde à une personne morale de droit public ou de droit privé, le droit de construire, d'exploiter et d'assurer la maintenance à ses risques et périls d'un système d'électrification hors-réseau d'une capacité totale cumulée supérieure à 500 KVA.

La convention de concession est signée entre l'ABERME et le promoteur après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité. À cet égard, l'ARE a adopté le 17 juin 2021 un modèle de Convention de Concession après des discussions avec toutes les parties prenantes dont MIONWA.

Ce modèle adopté par l'ARE comprend :

1. un préambule ;
2. huit chapitres ;
3. cinquante-cinq articles ;
4. vingt-trois annexes.

Le contenu de la convention de concession couvre l'ensemble des éléments mentionnés aux articles 47 et 48 de la loi n°2020-05 du 1^{er} avril 2020 ainsi qu'à l'article 12 du décret n°2018-415 du 12 septembre 2018.

Le modèle de Convention de Concession est joint en annexe.

VIII.2. PRESENTATION DU PROJET REGLEMENT DE SERVICES

En ce qui concerne le règlement de service, conformément à l'article ... de la convention de concession, Il régit les relations entre le Titulaire et ses Abonnés et précise les engagements réciproques du Titulaire et des Abonnés dans le Périmètre de la concession.

L'ABERME, avec la participation de toutes les parties prenantes, a engagé des discussions avec le promoteur MIONWA pour l'élaboration d'un projet de règlement de service. Ce projet sera adopté au plus tard six mois à compter de la date d'entrée en vigueur de la convention de concession.

Le projet de règlement de service proposé comprend sept chapitres, dix-sept articles et cinq annexes.

Son contenu aborde les questions relatives au raccordement au réseau, aux installations électriques intérieures, aux compteurs et gestionnaires de consommation, à la tarification, la réclamation clients, la fraude, etc.

Le projet de règlement de service est joint en annexe.

ANNEXES

ANNEXE 1 : MODELE DE LA CONVENTION DE CONCESSION

Sommaire

Préambule :	56
Chapitre I : Caractéristiques générales de la Convention	57
Article 1 : Définitions	57
Article 2 : Objet de la Convention -Principales obligations des Parties	62
Article 3 : Nature de la Convention	63
Article 4 : Durée de la Convention	63
Article 5 : Durée des Travaux– Durée de l'Opération Commerciale.....	63
Article 6 : Documents contractuels.....	64
Article 7 : Liste des Annexes.....	64
Article 8 : Prise d'Effet de la Convention	65
Article 9 : Non versement de tout ou partie des fonds du cofinancement MCA Bénin II	66
Article 10 : Périmètre de la Concession	67
Article 11 : Exclusivité	67
Article 12 : Caractéristiques des Installations.....	67
Article 13 : Exécution des travaux et Mise en Service.....	67
Article 14 : Contrôle des travaux	68
Article 15 : Dispositions relatives à la sous-traitance	69
Article 16 : Causes de Retard exemptées de pénalités.....	69
Chapitre III : Exploitation du service	70
Article 17 : Exploitation commerciale	70
Article 18 : Contrôle de l'exploitation commerciale.....	70
Article 19 : Indicateurs de performance.....	70
Article 20 : Assurances	71
Article 21 : Arrivée du réseau électrique national de distribution.....	72
Chapitre IV : Régime financier de la Convention de Concession	73
Article 22 : Dispositions générales relatives au financement	73
Article 23 : Principe et méthodologie tarifaires	73
Article 24 : Impôts et taxes.....	73
Article 25 : Redevances	73
Article 26 : Transfert de capitaux	73
Article 27 : Pénalités	74
Article 28 : Garanties d'achèvement des travaux.....	75
Article 29 : Mise en Régie	76

Chapitre V : Fin de la Convention de concession	76
Article 30 : Résiliation de la Convention pour manquement du Concessionnaire à ses obligations	76
Article 31 : Résiliation de la Convention pour manquement du Concédant à ses obligations.....	77
Article 32 : Conséquences de la fin anticipée de la Convention.....	77
Article 33 : Indemnisation en cas de résiliation de la Convention	78
Article 34 : Reprise des Biens à la fin de la Convention.....	80
Article 35 : Biens de retour.....	81
Article 36 : Biens de Reprise.....	82
Article 37 : Biens Propres.....	82
Article 38 : Inventaire	82
Chapitre VI : Dispositions relatives au Concessionnaire	82
Article 39 : Modification de l'actionnariat du Concessionnaire	82
Article 40 : Cession de la Convention	83
Chapitre VII : Règlement des différends.....	83
Article 41 : Règlement amiable des différends.....	83
Article 42 : Arbitrage.....	83
Article 43 : Droit applicable à la Convention et langue	84
Chapitre VIII : Dispositions finales	84
Article 44 : Modification de la Convention par avenant	84
Article 45 : Fait du Prince et Force Majeure Politique	84
45.1 Fait du Prince.....	84
45.2 Force majeure Politique	85
45.3 Conséquences du Fait de Prince et de la Force Majeure Politique.....	85
Article 46 : Bouleversement de l'équilibre économique de la Convention.....	85
Article 47 : Force Majeure	86
Article 48 : Éthique.....	88
Article 49 : Formation du personnel technique local du Concessionnaire, et transfert de compétences.....	88
Article 50 : Rapport annuel.....	89
Article 51 : Obligations d'informations du Concessionnaire	89
Article 52 : Contrôle et sanction par l'Autorité de Régulation de l'Électricité	89
Article 53 : Élection de domicile et notifications	89
Article 54 : Indépendance des stipulations de la Convention.....	89
Article 55 : Les droits d'enregistrement.....	90
LES ANNEXES :	91

Entre :

L'AGENCE BENOISE D'ELECTRIFICATION RURALE ET DE MAITRISE D'ENERGIE en abrégé **ABERME**, agissant au nom et pour le compte de l'État béninois, Établissement Public à but non lucratif doté de la personnalité morale et de l'autonomie organisationnelle et financière, ayant son siège social à Fidjrossè Cotonou, et ayant pour Identifiant Fiscal Unique (IFU) : 4201641583511, Boite postale :10 BP 302, Tél.: (229) 21 38 05 99 – Fax.: (229) 21 31 38 68. Email : me.aberme@gouv.bj, Site web : www.aberme.bj, **représentée par son Directeur Général**, domicilié au siège de ladite Agence, agissant au nom et pour le compte de l'État béninois conformément au Décret N°2018-415 du 12 septembre 2018 portant Réglementation de l'Électrification Hors-Réseau en République du Bénin,

Ci-après dénommé « **le Concédant** »
D'une part

Et

[DÉNOMINATION], la société [*Type de société*] au capital social de [*Montant du capital social*] ayant son siège social au [*Adresse du siège*] (Bénin), immatriculée au [*Nom du registre*] sous le numéro [*Numéro d'immatriculation*], représentée pour la signature de la Convention par [M. <ou> Mme] [*Prénom*] [*NOM*], son [*Titre/Mandat social du signataire*] domicilié au siège de ladite société et ayant en cette qualité tous pouvoirs à l'effet de conclure la présente Convention au nom et pour le compte de celle-ci

(Ci-après dénommé le **Concessionnaire**).

Le Concédant et le Concessionnaire sont conjointement dénommés **Les Parties** et, individuellement, **Partie**.

EN PRÉSENCE DE :

[DÉNOMINATION], La société [*Type de société*] au capital social de [*Montant du capital social*] ayant son siège social au [*Adresse du siège*] ([Pays du siège]), immatriculée au [*Nom du registre*] sous le numéro [*Numéro d'immatriculation*], représentée pour la signature de la présente Convention par [M. <ou> Mme] [*Prénom*] [*Nom*], son [*Titre/Mandat social du signataire*] domicilié au siège de ladite société et ayant en cette qualité tous pouvoirs à l'effet de conclure la présente Convention au nom et pour le compte de celle-ci

(Ci-après dénommer l'**Attributaire de la Concession**).

Préambule :

Les Parties, préalablement à la conclusion de la Convention ont exposé ce qui suit :

Les activités de production, de transport, de distribution et d'importation de l'énergie électrique pour le besoin du public constituent une mission de service public. Ces activités peuvent être confiées par l'État à toute personne de droit public ou privé au moyen d'accord ou de Convention (Concession ou autres).

Dans le cadre de la promotion de l'économie nationale et dans le but de permettre un accès universel à l'énergie électrique, le Gouvernement de la République du Bénin a décidé de développer des projets d'électrification hors réseau. Pour ce faire, aux termes du Décret N°2018-415 du 12 septembre 2018 portant Réglementation de l'Électrification Hors-Réseau en République du Bénin, le Gouvernement de la République du Bénin a désigné l'Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie (ABERME) comme autorité concédante

Toute personne désireuse d'installer ou d'exploiter un système d'électrification doit détenir un titre d'exploitation délivré par le Concédant, après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

L'attributaire a été retenu aux termes du deuxième appel à propositions de projets lancé le 6 décembre 2018 par l'OCEF.

L'attributaire de la Concession a immatriculé le Concessionnaire au Bénin qui est désigné Partie à la Convention et Titulaire de l'ensemble des droits et obligations.

Conformément à l'article 13 de la loi 2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Électricité en République du Bénin, l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE) a émis l'avis conforme n° 2021/008/CNR/ARE relatif à l'approbation du modèle de Convention de Concession en vue de la délivrance d'un titre d'exploitation hors-réseau à la société.

Ceci exposé, il a été convenu entre **Les Parties** ce qui suit :

Chapitre I : Caractéristiques générales de la Convention

Article 1 : Définitions

Aux termes de la Convention, et de ses Annexes on entend par :

ABERME	Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie.
Accord de cofinancement MCA-Bénin II	Accord de cofinancement du Millenium Challenge Account Bénin II (MCA Bénin II) dont l'exécution conditionne la réalisation de la mission globale déterminée par l'Article 2 sous réserve de la mise en œuvre éventuelle des dispositions de l'Article 9.
Actionnaires	Les actionnaires de la société titulaire de la Convention de Concession tels que mentionnés en Annexe 8, modifiée éventuellement par la mise en œuvre de l'article 39 de la Convention.
Annexe	Un document listé à l'article 7 de la Convention.
Attributaire	Attributaire : La société qui a été retenue à la suite à l'appel à projets lancé par l'OCEF (Indiquer le nom)
Autorisation de Mise en Service	Désigne l'autorisation délivrée par le Concédant selon les modalités exposées à l'Article 5 dans les trente (30) jours calendaires suivant la réception par le Concédant de la Demande de Réception Technique adressée par le Concessionnaire, sauf si des Réserves Majeures ont été formulées lors de l'Inspection.
Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE)	Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE), Autorité administrative indépendante dotée de la personnalité morale et de l'autonomie financière mise en place pour veiller au respect des textes administratifs et réglementaires par les différents acteurs publics ou privés intervenant dans le secteur de l'électricité et chargée de protéger l'intérêt des opérateurs publics ou privés et des consommateurs et de garantir la continuité et la qualité du service, l'équilibre financier du secteur et son développement harmonieux.
Biens de Retour	Terrains, ouvrages, équipements, installations, biens meubles réalisés ou acquis par le Concessionnaire et indispensables à l'exécution du service Objet de la Convention de Concession, remis au Concédant à la fin de la Convention.
Biens de Reprise	Biens meubles utiles, sans être indispensables, au bon fonctionnement du service Objet de la Convention et pouvant devenir, après la fin de la Convention, la propriété du Concédant si cette dernière exerce la faculté de reprise moyennant le paiement au Concessionnaire d'une indemnité équivalente à leur valeur nette comptable.
Biens Propres	Biens meubles qui demeurent la propriété du Concessionnaire après la fin de la Convention.

Bonnes Pratiques	Les pratiques, méthodes, standards, normes et actes relatifs à la conception, la construction, les essais et tests, la mise en service, l'exploitation et la maintenance, y compris l'approvisionnement en pièces de rechange, des ouvrages et équipements généralement suivis ou approuvés au niveau international par les producteurs d'énergie électrique hors réseau, lesquelles pratiques, méthodes et standards, normes et actes sont compatibles avec les lois en vigueur en matière de construction, de sécurité et d'environnement.
Cahier des Charges	Document figurant à l'Annexe 2 relatif aux aspects techniques des Installations et travaux à la charge du Concessionnaire au titre de la présente Convention.
Causes de Retard exemptées de pénalités	Déoulant des évènements visés à l'article 16.1 de la Convention
Changement de Contrôle	Désigne la situation dans laquelle l'actionnaire ultime du Concessionnaire ne détiendrait plus, directement ou indirectement, 51% du capital social et des droits de vote du Concessionnaire.
Changement de Lois	<p>a) une situation aux termes de laquelle l'une des exonérations mentionnées dans ce présent contrat viendrait à être supprimée ou réduite, alors que le Concessionnaire a rempli toutes les obligations légales en la matière;</p> <p>b) tout changement dans les Lois Applicables postérieurement à la Date d'Entrée en Vigueur de la Convention ;</p> <p>c) une modification des termes et conditions d'une autorisation postérieurement à son octroi ou sa délivrance ;</p> <p>d) le retrait, l'abrogation ou le non-renouvellement de toute autorisation, ou son renouvellement selon des termes et conditions moins favorables au Concessionnaire, sauf dans l'hypothèse où une autorisation est retirée, abrogée ou non-renouvelée par suite d'un manquement du Concessionnaire ;</p> <p>e) la promulgation, l'annulation, l'entrée en vigueur, la suspension, le non-renouvellement, l'abrogation ou la modification des Lois Applicables, ou un changement dans l'interprétation ou l'application des Lois Applicables, postérieurement à la Date de Signature (en ce notamment compris l'imposition de toute nouvelle taxe ou de tout nouvel impôt ou une modification de l'application d'un impôt existant qui entraînerait une fiscalité plus lourde pour le Concessionnaire, ses actionnaires ou les Bailleurs de Fonds).</p>
Concédant	L'Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie agissant au nom et pour le compte de l'État du Bénin.

Conditions Préalables	Toutes approbations, autorisations, décisions, permis, attestations, accords, immatriculations, mises à disposition et autres formalités prévues par l'Article 8.1 et 8.2 dont la levée dans le délai prévu par l'Article 8.3 sous la forme prévue par l'Article 8.4 conditionne la Prise d'Effet de la Convention. La non réalisation des Conditions Préalables est exclue toute indemnisation à la demande d'une Partie ou de l'autre.
Convention	Désigne la présente Convention et l'ensemble de ses Annexes.
Concession	Désigne le mode de réalisation de la mission définie à l'Article 2.
Concessionnaire	[Dénomination], société [Type de société] au capital social de [Montant du capital social] ayant son siège social au [Adresse du siège] ([Pays du siège]), immatriculée au [Nom du registre] sous le numéro [Numéro d'immatriculation], représentée pour la signature de la présente convention par [M. <ou> Mme] [Prénom] [Nom], son [Titre/Mandat social du signataire] domicilié au siège de ladite société et ayant en cette qualité tous pouvoirs à l'effet de conclure la Convention au nom et pour le compte de celle-ci
Date d'Entrée en Vigueur :	date de signature de la Convention
Date de prise d'Effet	Date à laquelle les conditions préalables prévues à l'article 8-1 et 8-2 de la Convention sont levées et à partir de laquelle la Convention produit ses effets.
Date de Prise d'Effet de la Résiliation	<i>À définir. Voir Article 33.</i>
Date d'Ouverture de Chantier	<i>À définir. Voir Article 5.</i>
Date d'Opération Commerciale	Date citée dans l'Autorisation de Mise en Service du Concédant, ou à défaut date d'une Inspection par le Concédant, dix (10) jours ouvrés après la transmission du rapport des essais de mise en service à l'Autorité de Régulation de l'Électricité. Voir Article 5.
Documents de Financement	toute Convention de prêt, acte de Sûreté, contrat avec toute agence de crédit à l'exportation, garantie, contrat de subordination, hypothèque, Convention de fiducie, contrat inter-créanciers, accord ou titre relatif à un financement obligataire, instruments de couverture et tout autre accord ou document relatif au financement du Projet, , conclu par ou pour le compte du Concessionnaire ou ses Actionnaires avec, notamment, son ou ses Prêteur(s) pour les besoins de financement de tout ou partie du Projet, y compris les modifications, compléments, extensions, renouvellements et remplacements de ce financement ou refinancement, à l'exclusion de tous Fonds Propres d'Actionnaires et accords de couverture s'y rapportant.
Droit Applicable	Le Droit Applicable à la Convention est le droit du Bénin. La langue de la Convention est le français. Voir Article 43.

Durée de la Convention	À la signification déterminée par l'Article 4.
Durée de l'Opération Commerciale	Période de vingt (20) années commençant à courir pour compter de la date de la première Autorisation de Mise en Service délivrée par le Concédant.
Durée des Travaux	Au sens de l'Article 5, douze (12) mois à compter de la Date d'Ouverture du Chantier par site.
Entité Étatique	Désigne tous services de l'État du Bénin, doté de la personnalité morale ou non, relevant de l'administration centralisée, déconcentrée ou décentralisée, dont émane une mesure individuelle ou générale ayant pour effet direct ou indirect, de rendre l'exécution de la Convention plus difficile pour le Concessionnaire.
Fait du Prince	À la signification déterminée par l'Article 45.1
Fonds Propres	les apports en capitaux propres et/ou financements subordonnés apportés par les Actionnaires.
Francs CFA	le Franc de la Communauté Financière Africaine, monnaie ayant cours légal dans les pays de l'Union Économique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA)
Force Majeure	À la signification déterminée par l'Article 47
Force Majeure Politique	À la signification déterminée par l'Article 45.2
Inspection	Au sens de l'Article 5, inspection technique du site effectuée par le Concédant au titre de l'article 34 du Décret 2018-415 portant réglementation de l'électrification hors réseau en République du Bénin, localité par localité, en concertation avec le Concessionnaire et éventuellement d'autres parties prenantes en vue de la délivrance de l'Autorisation de Mise en Service.
Installations	Installations de production, de transport ou de distribution et, plus généralement, toutes infrastructures et constructions exploitées ou détenues par des opérateurs du secteur de l'électricité et destinées à la production, au transport et à la distribution de l'énergie électrique.
Installations de production	À définir
Localité (s)	un ou plusieurs villages inclus dans le Périmètre de la Convention.
Lois Applicables	la Constitution du Bénin, tout traité et tout accord international ayant force obligatoire au Bénin, toute loi, règlement, ordonnance, Décret, arrêté ou autre texte de nature réglementaire (y compris tout document susmentionné relatif à une taxe, redevances, prélèvements, impôts, droit de douane ou aux questions de sécurité ou d'environnement) en vigueur et ayant force obligatoire dans l'État, tout jugement, , toute instruction ou toute autre exigence ou restriction venant ou émanant de l'État ou de toute Entité Étatique ayant force

	obligatoire pour les Parties, tout avis d'une autorité de régulation, y compris l'Autorité de Régulation de l'Électricité, ainsi que les normes techniques en vigueur, ayant force obligatoire et étant d'effet direct en droit béninois s'il en existe.
Manquement Grave	Au sens des Articles 2, 16.2, 27, 29, 30, 31 et 33.1, une inobservation ou violation d'une obligation déterminée par l'Article 30, de nature à compromettre durablement le bon fonctionnement de la Concession.
Mise à Disposition	tous les terrains, équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires indispensables au service de production et de distribution d'électricité dans le Périmètre de la Concession et défini par l'Annexe 19 remis gratuitement par le Concédant au Concessionnaire pour réaliser la mission déterminée par l'Article 2.
Mise en Régie	À la signification déterminée par l'Article 29.
Modification Significative des Prestations	Au sens de l'Article 13.2, tout projet du Concessionnaire de modification significative des modalités techniques de production, de distribution et de commercialisation de l'électricité, dans le Périmètre de la Concession. Ceci inclut notamment : - Modification ayant un impact significatif sur le tarif (tel qu'approuvé en Annexe 18) - Modification ayant un impact significatif sur le dossier technique (tel que défini en Annexe 1)
Partie(s)	ensemble ou séparément, le Concédant et/ou le Concessionnaire.
Pénalités pour retard dans la réalisation des travaux	les sommes dues par le Concessionnaire au titre de l'Article 27-1 pour retard dans la Durée des Travaux visés à l'Article 5.
Pénalités pour tout autre Retard	les sommes dues par le Concessionnaire au titre de l'Article 27-2 pour retard dans les délais prévus par les articles 14, 15, 20, 38, 39 et 50.
Périmètre de Concession	Des limites administratives ou physiques spécifiées à l'Annexe 2 de la Convention.
Projet	Projets d'électrification hors réseau faisant partie de Concession définie dans la Convention
Règlement de Service	Règlement approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité dans les conditions de l'Article 8.1 et figurant en Annexe 3.
Règlement Tarifaire	Règlement approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité dans les conditions de l'Article 8.1 et figurant en Annexe 18.

Réserves Majeures	Au sens de l'Article 5, désignent les Réserves portant sur le non-respect des normes et des spécifications techniques des matériels et Installations conformément aux exigences légales et/ou du Cahier des Charges et le non-respect des règles de l'art, dont la levée conditionne la réception provisoire en vue de la délivrance de l'Autorisation de Mise en Service.
Sous-Traitant(s)	<i>Voir Article 15.</i>

Article 2 : Objet de la Convention -Principales obligations des Parties

Le Concédant confie au Concessionnaire, qui l'accepte, la mission globale de :

1. concevoir, financer, construire, exploiter, entretenir et renouveler les Installations, équipements et branchement des abonnés nécessaires à l'électrification des Localités figurant à l'Annexe 2 de la Convention ;
2. assurer la vente d'électricité ou de services électriques aux abonnés dans le périmètre de sa Concession tel que définie à l'Annexe 2 de la Convention.

Le Concessionnaire s'engage à exécuter les obligations mises à sa charge au titre de la Convention, à ses risques et périls, sous le contrôle du Concédant conformément aux stipulations de la Convention et perçoit en contrepartie la rémunération prévue par la Convention.

Au titre de la Convention, le Concessionnaire est soumis aux principales obligations suivantes :

- le Concessionnaire réalise et exploite les Installations à ses risques et périls. Pendant toute la Durée de la Concession, le Concessionnaire assure seul toutes les responsabilités techniques, financières, juridiques et de sécurité aussi bien pour la conception, la construction, l'exploitation, l'entretien-maintenance et le financement des Installations.
- Le Concessionnaire est seul responsable vis-à-vis de son personnel et des tiers de tout accident, dégât et dommage de quelque nature et origine qu'ils soient, résultant de l'exécution de la Convention.
- Le Concessionnaire s'engage à respecter ses obligations au titre de la Convention, ainsi que toute autre exigence nécessaire à la mise en œuvre de la Convention, conformément aux autorisations requises notamment l'acquisition ou la location sur toute la Durée de la Convention des immeubles nus ou bâtis devant recevoir les Installations du Concessionnaire.

Dans le cadre de l'exécution de la Convention, le Concessionnaire fera ses meilleurs efforts afin de respecter le principe d'équité de traitement des clients, le principe de continuité du service, dans le respect de la sécurité des personnes et des biens ainsi que de la protection de l'environnement.

Au titre de ses obligations générales dans le cadre de la Convention, le Concédant :

- s'engage à coopérer de bonne foi avec le Concessionnaire et à prendre, dans les délais requis, les actes et décisions qui lui incombent et qui sont nécessaires à l'exécution de la Convention ;
- délivrera et/ou renouvellera ou, le cas échéant, fera ses meilleurs efforts afin que les Entités Étatiques compétentes délivrent et/ou renouvellent, dans des délais

raisonnables permettant la réalisation des Installations conformément aux stipulations de la Convention, et/ou au Droit Applicable, les autorisations requises valablement demandées par le Concessionnaire dans le cadre de la Convention, et/ou du Droit Applicable, sous réserve que le Concessionnaire satisfasse aux conditions requises par le Droit Applicable pour bénéficier des autorisations requises ;

- autorise le Concessionnaire et tout autre Sous-Traitant, sous réserve des stipulations de la Convention à employer le personnel, travailleurs et employés expatriés qu'ils jugeront nécessaires pour la conception, la construction, l'exploitation, l'entretien-maintenance et le financement des Installations dans le respect des conditions requises par le Droit Applicable en matière sociale et de travail ;
- s'engage à faciliter la libre entrée et sortie de la République du Bénin du personnel, travailleurs et employés expatriés, ensemble avec leurs familles et personnes à charge, y compris l'obtention des permis de travail appropriés pour ces expatriés et pour leurs familles et personnes à charge sous réserve que ces derniers soient en conformité avec le Droit Applicable en matière d'entrée et de sortie du territoire ;
- s'engage à ne rien entreprendre qui pourrait compromettre ou perturber la réalisation du Projet ; s'engage à n'imposer à l'égard du Concessionnaire ou de ses affiliés ou Sous-Traitants aucune mesure qui puisse être considérée comme discriminatoire.

Article 3 : Nature de la Convention

La Convention est conclue et s'interprète conformément au Droit Applicable et en vigueur en République du Bénin et notamment mais non exclusivement la loi n°2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Électricité en République du Bénin et le Décret n°2018-415 du 12 septembre 2018 portant Réglementation de l'Électrification Hors-Réseau en République du Bénin et leurs versions ultérieures.

Article 4 : Durée de la Convention

Sous réserve de la survenance d'un cas de fin anticipée de la Convention, ou d'une Cause de Retard exemptée de pénalités entraînant sa prorogation, la Convention est conclue pour une durée commençant à courir à compter de la Date de Prise d'Effet et expirant à la fin de la Durée de l'Opération Commerciale. À l'expiration de ce délai et sous réserves des dispositions prévues par la loi 2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Électricité en son article 60.8, les Installations seront transférées au Concédant, conformément à l'article 34 (Reprise des Biens à la fin de la Convention) de la Convention.

Article 5 : Durée des Travaux– Durée de l'Opération Commerciale

La durée de réalisation des Installations (Durée des Travaux), est de douze (12) mois à compter de la Date d'Ouverture du Chantier par Localité (Annexe 23) sachant que les

travaux sur l'ensemble des Localités doivent être entamés dans un délai de six mois à compter de la Date de Prise d'Effet de la Convention.

La mise en Opération Commerciale se fait Localité par Localité et intervient après l'obtention de l'Autorisation de Mise en Service délivrée par le Concédant.

La Durée de l'Opération Commerciale est de vingt (20) années à compter de la date de la première Autorisation de Mise en Service délivrée par le Concédant.

L'Autorisation de Mise en Service sera délivrée au plus tard dans les trente (30) jours calendaires suivant la réception par le Concédant de la demande d'Inspection adressée par le Concessionnaire, sauf si des Réserves Majeures ont été formulées lors de l'Inspection effectuée à cet effet.

À défaut de procéder à ladite Inspection dans le délai susmentionné, le Concessionnaire procède aux essais de mise en service, en transmet le rapport au Concédant et à l'Autorité de Régulation de l'Électricité et procède à la mise en Opération Commerciale dans un délai de dix (10) jours ouvrés et le cas échéant le Concédant est tenu de délivrer l'Autorisation de Mise en Service après ce dernier délai.

Article 6 : Documents contractuels

Les documents annexés à la Convention dont la liste figure à l'article 7 font partie intégrante de la Convention avec laquelle ils forment un ensemble indissociable. En cas de non-conformité ou de divergence dans l'interprétation entre les clauses de la Convention et de ses Annexes, la Convention prédomine.

Article 7 : Liste des Annexes

Annexe 1 : Dossier technique (Consistance des études, caractéristiques des Installations et travaux à la charge du Concessionnaire etc.)

Annexe 2 : Périmètre de la Concession et plan de situation

Annexe 3 : Règlement de service

Annexe 4 : Procédures et normes d'entretien et de maintenance des Installations

Annexe 5 : Avantages fiscaux et douaniers

Annexe 6 : Plan de gestion environnemental et social et Certificat de Conformité Environnemental ou fiche de vérification de conformité environnementale dûment remplie

Annexe 7 : Modèle tarifaire de l'ARE

Annexe 8 : Actionnariat et statuts de la société de projet

Annexe 9 : Garanties de bonne exécution des travaux au profit du Concédant

Annexe 10 : Accord de cofinancement du MCA-Bénin II

Annexe 11 : Documents de Financement

Annexe 12 : Assurances

Annexe 13 : Liste des pièces à fournir pour l'autorisation de la Direction Générale du Trésor pour le transfert de devises à l'étranger

Annexe 14 : Inventaire des Biens de la Concession

Annexe 15 : Titres de propriété ou contrat de bail des sites de construction des centrales conformes à la législation en vigueur

Annexe 16 : Plan de formation du personnel technique et local et transfert de compétences

Annexe 17 : Décision tarifaire de l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE)

Annexe 18 : Mise à Disposition

Annexe 19 : Cahier de charges Distribution et Production / Code réseau

Annexe 20 : Principes et méthodologie tarifaires

Annexe 21 : Liste des essais de performance

Annexe 22 : Modèle de lettre de notification de Date d'Ouverture de Chantier

Article 8 : Prise d'Effet de la Convention

La Convention signée par le Concédant après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité prend effet quand les Conditions Préalables suivantes seront cumulativement remplies :

8.1 : Conditions Préalables à la charge du Concédant

- Approbation par l'Autorité de Régulation de l'Électricité du Règlement de service (Annexe 3) ;
- Décision tarifaire de l'Autorité de Régulation de l'Électricité (Annexe 17).

8.2 : Conditions Préalables à la charge du Concessionnaire :

- Accord de cofinancement MCA-Bénin II signé, le cas échéant (Annexe 10) ;
- Titres de propriété ou contrat de bail des sites de construction des centrales conformes à la législation en vigueur ;
- Obtention des accords de financement des prêteurs / confirmation des prêteurs ou de leurs représentants que toutes les conditions préalables au premier tirage de la dette au titre des contrats de financement (autre que toute condition préalable relative à la Prise d'Effet de la Convention) ont été satisfaites, si applicable (Annexe 11).
- Dans le cas où aucun prêteur n'intervient dans le financement du Projet, obtention des accords de financement des investisseurs en Fonds Propres (ou instruments assimilés tels que prêt actionnaire) que toutes les conditions préalables au premier tirage en Fonds Propres (autre que toute condition préalable relative à l'entrée en vigueur de la Convention) ont été satisfaites,
- Plan de formation du personnel technique et local et de transfert de compétences (Annexe 16) ;
- Transmission au Concédant de la copie authentique des titres de propriétés ou des baux afférents aux terrains acquis ou loués dans le cadre de l'exécution de la Convention (Annexe 15) ;
- La remise au Concédant du Certificat de Conformité Environnementale et du plan

- de gestion des impacts environnementaux et sociaux (Annexe 6) ;
- La remise au Concédant des études d'exécution détaillée par localité telles que figurant au Dossier technique (Annexe 1) ;
 - La remise au Concédant de la Garantie Bancaire prévue à l'article 28 (Annexe 9).
 - La remise au Concédant de l'Extrait du Registre du Commerce et du Crédit Mobilier (RCCM) du Bénin et des statuts portant composition de l'actionnariat de la société de projet (Annexe 8).
 - La remise au Concédant des attestations d'assurances prévues à l'article 20 (Annexe 12).

8.3 : Délai de levée des conditions préalables

Les Conditions Préalables ci-dessus devront être levées dans les neuf (09) mois suivant la signature de la Convention, faute de quoi la Convention est considérée comme étant caduque et aucune Partie ne sera tenue de verser une indemnité quelconque à l'autre. Les Parties à la Convention peuvent néanmoins convenir d'un commun accord d'une prolongation du délai de Prise d'Effet de la Convention qui ne peut excéder trois (03) mois. En tout état de cause les Parties s'engagent à réaliser toutes les démarches nécessaires et prendre toutes les mesures requises à cet égard afin de permettre au Concessionnaire d'être en mesure de respecter le calendrier prévu aux termes de l'Accord de cofinancement MCA Bénin II (Annexe 10). Le Concédant appuiera notamment le Concessionnaire pour faciliter les démarches à réaliser dans le cadre de la procédure d'obtention des autorisations administratives.

8.4 : Constatation de Prise d'Effet de la Convention

Un procès-verbal constatant la levée des Conditions Préalables à la Prise d'Effet de la Convention sera établi par les Parties au plus tard quinze (15) jours ouvrés après la levée de la dernière des Conditions Préalables énoncées aux articles 8.1 et 8.2. Une copie du procès-verbal du constat de la levée des Conditions Préalables est transmise à l'Autorité de Régulation de l'Électricité dans un délai de trois (03) jours ouvrables à compter de la date de sa signature.

Il est précisé que les Conditions Préalables énoncées aux articles 8.1 et 8.2 ci-dessus sont stipulées dans l'intérêt commun des Parties, lesquelles ne pourront renoncer unilatéralement qu'aux Conditions Préalables dont la réalisation ne leur incombe pas.

Article 9 : Non versement de tout ou partie des fonds du cofinancement MCA Bénin II

Dans le cas où le Concessionnaire ne serait plus en mesure de bénéficier de tout ou partie de la subvention accordée dans le cadre de l'Accord de co-financement MCA Bénin II, pour quelque raison que ce soit, cette situation sera considérée comme un

Bouleversement de l'Équilibre Économique de la Convention et traitée conformément aux dispositions de l'article 46 de la Convention.

Article 10 : Périmètre de la Concession

Le service concédé est assuré à l'intérieur du Périmètre géographique fixé par la Convention (Périmètre de la Concession). Le Périmètre de la Concession est défini par des limites administratives ou physiques spécifiées à l'Annexe 2 de la Convention.

Article 11 : Exclusivité

Le Concessionnaire à l'exclusivité de l'exploitation des Installations de production, de distribution et de vente d'électricité dans le Périmètre de sa concession, indépendamment du régime de propriété de ces dernières. Il a également l'exclusivité de la vente de services énergétiques dans le Périmètre de sa Concession.

Pour l'exécution de la Convention, le Concessionnaire reconnaît que lorsqu'un promoteur d'énergie distribuée telle que les kits solaires ou autres, ayant bénéficié de subventions de l'État ou d'autres Partenaires Techniques et Financiers est préalablement installé dans le Périmètre de Concession du Concessionnaire, il lui est fait obligation de négocier de bonne foi avec le promoteur préalablement installé pour aboutir à un accord commercial d'énergie distribuée pour la commercialisation de ses produits, étant entendu que le promoteur devra coopérer de bonne foi à l'obtention de cet accord. À défaut d'accord commercial satisfaisant pour le promoteur de mini-réseaux, la Concession du promoteur de mini-réseau prend priorité sur la commercialisation des kits solaires.

Chapitre II : Conception, réalisation, entretien et renouvellement des Installations

Article 12 : Caractéristiques des Installations

Les caractéristiques des Installations du Projet du Concessionnaire sont détaillées en Annexe 1 par localité.

Article 13 : Exécution des travaux et Mise en Service

Le Concessionnaire s'engage à construire et mettre en service les Installations pour chaque Localité conformément aux caractéristiques stipulées en Annexe 1 Dossier technique (Consistance des études, caractéristiques des Installations et travaux à la charge du Concessionnaire).

13.1 : Caractéristiques des travaux

Les travaux doivent être exécutés conformément aux Bonnes Pratiques, méthodes, standards, normes et actes relatifs à la conception, la construction, les essais et tests, la mise en service, l'exploitation et la maintenance, y compris l'approvisionnement en pièces de rechange, des ouvrages et équipements des Installations généralement suivis ou approuvés au niveau international par les producteurs indépendants d'énergie électrique dans le domaine de l'électricité, et dans la mesure où ces pratiques,

méthodes et standards, normes et actes sont compatibles avec les lois en vigueur en matière de construction, de sécurité et d'environnement.

La mise en service des Installations interviendra à l'issue du déroulement des essais de performance à la satisfaction des Parties et de l'obtention de l'Autorisation de Mise en Service délivrée par le Concédant. La liste des essais de performance à effectuer avant la mise en service est fournie par le Concessionnaire au plus tard six (06) mois avant la date prévisionnelle de fin des travaux et sera insérée à la Convention en Annexe 21.

Le Concessionnaire pourra démarrer les travaux dans une localité donnée lorsque les conditions suivantes sont vérifiées :

- La Date de Prise d'Effet de la Convention est effective au sens de l'article 8 de la Convention
- Spécifiquement, pour la localité concernée par la réalisation des travaux le Concessionnaire a fourni au Concédant :
 - le Certificat de Conformité Environnementale et le plan de gestion des impacts environnementaux et sociaux (Annexe 6).
 - les études d'exécutions détaillée pour la localité telles que figurant au Dossier technique (Annexe 1)
 - les documents de présomption de propriété pour les domaines sélectionnés pour l'installation de la centrale dans la localité

13.2 : Modification des prestations

Tout projet de Modification Significative des prestations mises à la charge du Concessionnaire relatives aux modalités techniques de production, de distribution et de commercialisation dans le Périmètre de la Concession, doit être approuvé préalablement par le Concédant après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

La demande transmise au Concédant doit être accompagnée d'une note indiquant clairement les justifications et modalités de cette modification. Si le Concédant considère que le projet de modification est de nature à compromettre la bonne exécution de la Convention, il fait connaître son opposition motivée dans un délai d'un (01) mois à compter de la réception du projet de modification. À défaut, le Concédant est considéré comme ayant accepté la modification.

Article 14 : Contrôle des travaux

Le Concédant contrôle l'exécution des obligations du Concessionnaire pour ce qui concerne la réalisation des travaux. Le Concessionnaire communique au Concédant chaque trimestre, le calendrier prévisionnel permettant d'apprécier l'état d'avancement des travaux. Le Concessionnaire est tenu d'apporter son concours au Concédant et de lui laisser le libre accès à tout point du chantier, sur demande du Concédant. Les vérifications opérées et les observations formulées par le Concédant concernant la réalisation des travaux n'ont pas pour effet de dégager le Concessionnaire de sa responsabilité concernant la conformité de l'ouvrage aux prescriptions de la Convention. En aucun cas, le Concédant ne pourra s'immiscer dans la gestion des travaux effectués par le Concessionnaire ni entraver la réalisation desdits travaux.

Article 15 : Dispositions relatives à la sous-traitance

Le Concessionnaire est personnellement responsable de l'exécution de la Convention. Le Concessionnaire confie la réalisation de ses obligations conventionnelles à des Sous-Traitants de son choix et placés sous sa responsabilité, conformément aux dispositions du Code de l'Électricité en République du Bénin. Le Concessionnaire s'engage conformément à l'article 38 du Code de l'Électricité en République du Bénin que la part réservée à la Sous-Traitance locale ne peut être inférieure à 15% du montant du Projet.

Le Concessionnaire transmet au Concédant, dans le délai d'un (1) mois suivant la Date de Prise d'Effet de la Convention, la liste de ses contrats de sous-traitance des prestations relatives à l'exécution de la Convention.

Cette liste porte les indications suivantes : identité du Sous-Traitant, objet du contrat, montant fixe ou prévisionnel du contrat, durée, date de signature.

Cette liste fait l'objet de mises à jour en cas d'ajouts ou modifications des Sous-Traitants préalablement déclarés. À cet effet, elle est transmise tous les trois (03) mois jusqu'à la Date de Mise en Service, et postérieurement à la Date de Mise en Service, elle est transmise annuellement.

Article 16 : Causes de Retard exemptées de pénalités

16.1 : Événements considérés comme Causes de Retard exemptées de pénalités

Sont des « Causes de Retard exemptées de pénalités » les événements suivants lorsqu'ils ont pour effet un délai supplémentaire dans la réalisation des Installations au cours de la Durée des Travaux :

- a. retrait, modification ou annulation d'un permis ou d'une autorisation par une décision de justice ou d'une Entité Étatique compétente, ainsi que la non-délivrance ou le non-renouvellement d'un permis ou d'une autorisation dans les délais prévus par les textes en vigueur en République du Bénin lorsque les motifs de la non délivrance ou le refus de délivrance ou du retrait ou encore de l'annulation du titre sont imputables au Concédant ;
- b. découverte de vestiges archéologiques ou biens à caractère culturel ou coutumier ;
- c. découverte de caractéristiques géologiques, y compris toute pollution ou contamination, non connues, non raisonnablement envisageables, non révélées par les études préalables pour lesquelles les lois et règlements en vigueur ou les pratiques internationales reconnues imposent des mesures de protection particulières, si le Concessionnaire apporte la preuve qu'une telle découverte rend impossible le respect des délais fixés à l'article 5 ;

16.2 : Effets des Causes de Retard exemptées de pénalités

En cas de survenance d'une Cause de Retard exemptée de pénalités, le Concessionnaire en informe le Concédant et l'Autorité de Régulation de l'Électricité en leur adressant par courrier avec accusé de réception et par courrier électronique (i) une

description de l'événement constituant une Cause de Retard exemptée de pénalités et (ii) l'estimation détaillée de l'impact financier de la Cause de Retard exemptée de pénalités ainsi que la conséquence sur la Durée des Travaux et pour la poursuite de l'exécution de la Convention.

Les Parties se réuniront sous l'égide de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, dans un délai de quinze (15) Jours ouvrés à compter de la date de réception de la notification susvisée, afin d'examiner les mesures permettant de limiter les retards dans l'exécution des travaux ou de l'exploitation de la Concession. Les pénalités prévues par l'article 27 ne sont pas applicables durant cette période et la Durée des Travaux est prorogée au jour le jour de la durée du retard.

Les surcoûts engendrés par une Cause de Retard exemptée de pénalités seront supportés par le Concessionnaire dans la limite d'un montant plafonné à un virgule cinq pour cent (1,5%) du montant des investissements initiaux hors taxes considérés dans le Modèle tarifaire de l'ARE (Annexe 7 Modèle tarifaire de l'ARE), toutes Causes de Retard exemptées de pénalités cumulées sur la durée totale de la Convention. Au-delà de ce plafond, les montants des surcoûts susmentionnés hors taxes sont supportés exclusivement par le Concédant.

Le taux de 1,5% a été mis pour respecter l'équité dans l'application de la pénalité car les promoteurs n'ont pas les mêmes montants d'investissement.

Chapitre III : Exploitation du service

Article 17 : Exploitation commerciale

L'exploitation commerciale du service aux abonnés est effectuée dans les conditions fixées à l'Annexe 3 de la Convention.

Article 18 : Contrôle de l'exploitation commerciale

Le Concédant contrôle l'exécution des obligations du Concessionnaire pour ce qui concerne l'exploitation commerciale du service aux abonnés dans les conditions prévues par le Règlement de Service en Annexe 3. Sous réserve de l'Article 29 de la Convention, le Concédant ne pourra s'immiscer en aucun cas dans l'Opération Commerciale assurée par le Concessionnaire.

Article 19 : Indicateurs de performance

Le Concessionnaire est responsable du respect des indicateurs de performance auxquels il est tenu, tels que figurant à l'Annexe 1 et/ou à l'Annexe 3 selon le cas et tout autre indicateur raisonnable défini d'un commun accord entre le Concédant, l'Autorité de Régulation de l'Électricité et le Concessionnaire permettant d'apprécier les performances financières, techniques et commerciales, selon le cas. Les indicateurs de performance ne pourront évoluer pendant toute la Durée de la Convention sans l'accord préalable et écrit de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

En cas de non-respect persistant des critères de performance par le Concessionnaire, le Concédant se réserve le droit, après une mise en demeure qui ne peut excéder quatre-vingt-dix (90) jours calendaires, de résilier la Convention conformément aux dispositions de l'article 30.

Article 20 : Assurances

À partir de la Date de Prise d'Effet de la Convention, le Concessionnaire devra couvrir sa responsabilité professionnelle et délictuelle dans le cadre des activités réalisées au titre de la Concession par la souscription et le maintien, de polices d'assurance, telles qu'exigées par la loi applicable, auprès de compagnies d'assurance notoirement solvables représentées au Bénin, internationalement reconnues ; notamment les assurances suivantes :

- une assurance tous risques chantier couvrant tous les risques de perte physique ou de dommages aux ouvrages permanents et temporaires, y compris les bâtiments, les installations techniques et tout autre équipement de la Concession, pour une cause qui n'est pas exclue par ailleurs. Elle devra être souscrite au plus tard à la Date d'Ouverture du Chantier et restée valide jusqu'à la Date de l'Opération Commerciale, à moins que les Parties n'en conviennent autrement.
- une assurance des biens couvrant tout risque de perte ou dommage physique (y compris bris des machines) affectant des biens de la Concession, y compris les bâtiments, les installations techniques et tout autre équipement de la Concession, pour une cause qui n'est pas exclue par ailleurs. Cette assurance aura un montant égal à la valeur à neuf (valeur complète) des Installations. Elle devra être souscrite à partir de la date de mise en service et devra être maintenue pendant la Durée de la Convention, à moins que les Parties n'en conviennent autrement.
- une assurance commerciale tous risques responsabilité civile, avec un plafond minimal de dédommagement de cent millions (100 000 000) de FCFA par événement, étant précisé que cette police d'assurance comprendra, , une couverture spécifique incluant les dommages corporels et la mort accidentelle mais ne sera pas limitée à ces cas uniquement ;
- toutes autres assurances qui sont habituelles, souhaitables ou nécessaires pour se conformer aux exigences locales, telles que l'assurance contre les accidents du travail en relation avec tous les travailleurs employés par le Concessionnaire, assurance sur le transport maritime de la marchandise ou en relation avec son exploitation et l'assurance de responsabilité civile sur tout véhicule appartenant au Concessionnaire.

Le Concessionnaire doit fournir au Concédant à la Date de Prise d'Effet de la Convention et une fois par année à leur signature ou à leur renouvellement, une copie de chacune des attestations des polices d'assurance auxquelles le Concessionnaire a souscrit précisant la nature de ces polices et les montants minimums de couverture. Il fournira sur simple demande du Concédant toute preuve du paiement des primes d'assurances.

Si pour une cause quelconque pendant la Durée de la Convention, une des polices d'assurances du Concessionnaire était résiliée ou suspendue, le Concessionnaire devra en aviser le Concédant dans les plus brefs délais et assurer le remplacement immédiat de la police concernée. Aucune opération du Concessionnaire dans le cadre de la

présente Convention ne pourra avoir lieu en l'absence des couvertures requises par la loi applicable, telles que prévues ci-dessus.

Le non-respect par le Concessionnaire des stipulations du présent article afférente à la transmission au Concédant des attestations des polices d'assurance à la Date de Prise d'Effet et annuellement à leur signature ou renouvellement, entrainera l'application par le Concédant des pénalités prévues à l'article 27.2 (Pénalités pour tout autre retard). Les certificats des polices d'assurances souscrites par le Concessionnaire en application du présent article seront insérés au fur et à mesure de leur souscription en temps utiles en Annexe 12 de la Convention.

Article 21 : Arrivée du réseau électrique national de distribution

En cas d'extension du réseau national de distribution dans l'une quelconque des Localités se trouvant dans le Périmètre de la Concession, le Concessionnaire et le gestionnaire du réseau électrique national de distribution devront se réunir pour envisager les options à retenir sous l'égide de l'Autorité de Régulation de l'Électricité conformément à la réglementation en vigueur et aux stipulations de la Convention.

Dans cette situation, le Concessionnaire peut choisir l'une des options ci-après :

(i) soit, le Concessionnaire continue son activité dans son périmètre en qualité de détenteur d'un titre d'exploitation. Il pourra alors acheter de l'électricité à partir du réseau Moyenne Tension afin de compléter sa propre production à un tarif négocié avec le gestionnaire du réseau électrique national de distribution et approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Le Concessionnaire pourra également vendre son surplus de production d'électricité au gestionnaire du réseau électrique national de distribution à un tarif négocié et approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

(ii) soit, le Concessionnaire conclut un contrat de vente d'électricité pour le reste de Durée de la Convention avec le gestionnaire du réseau électrique national de distribution pour l'injection de l'énergie électrique produite par l'unité de production électrique du mini-réseau concerné sur le réseau électrique national de distribution. Dans ce cas, les Biens de Retour relatifs à la distribution sur la localité concernée (à l'exception de l'unité de production électrique) sont cédés à leur valeur résiduelle au gestionnaire du réseau électrique national de distribution, les Biens de Reprise relatifs à la distribution sur la localité concernée pouvant également être cédés moyennant une indemnisation à convenir par les Parties. Le tarif de vente de l'électricité est négocié avec le gestionnaire du réseau électrique national de distribution et approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité ;

(iii) soit, le Concessionnaire cède au gestionnaire du réseau électrique national de distribution les Biens de Retour y compris l'unité de production électrique, à leur valeur nette comptable. Dans ce cas, la Convention ne sera plus applicable entre les Parties *pour ce qui concerne la localité concernée et raccordée au réseau électrique national de distribution*. Le Concessionnaire sera en droit d'obtenir le versement par le Concédant de l'indemnité visée à l'article 33.2.2 de la Convention, au prorata applicable pour la Localité concernée.

Le Concédant fera ses meilleurs efforts pour assister le Concessionnaire dans cette situation et permettre la mise en œuvre d'un accord équitable pour le Concessionnaire.

Chapitre IV : Régime financier de la Convention de Concession

Article 22 : Dispositions générales relatives au financement

Le Concessionnaire assure à ses frais, risques et périls le financement de la Concession. Il supporte l'ensemble des charges relatives à l'exécution de ses obligations en application de la Convention. La rémunération du Concessionnaire est principalement constituée des recettes perçues et liées à la production et à la vente d'électricité et de services énergétiques aux abonnés dans le périmètre de la concession où il est titulaire d'un droit exclusif conformément à l'Article 11 (Exclusivité) de la Convention.

Ces recettes sont calculées sur la base des tarifs proposés par le Concessionnaire et approuvés par l'Autorité de Régulation de l'Électricité tel que figurant en Annexe 17 et évoluant suivant la procédure décrite à l'Annexe 20.

Article 23 : Principe et méthodologie tarifaires

Le principe et la méthodologie tarifaires sont précisés à l'Annexe 20 et correspondent aux caractéristiques du projet. Le Concessionnaire perçoit auprès de ses abonnés les paiements conformément aux dispositions tarifaires émises par l'Autorité de Régulation de l'Électricité. Elles sont révisées après approbation par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Article 24 : Impôts et taxes

Le Concessionnaire est assujéti aux règles fiscales de droit commun sous réserve des dispositions du Code de l'Électricité en matière fiscale et de toute autre disposition ou texte d'application en vigueur en matière fiscale et douanière et applicable à la Concession et qui lui accorde des avantages fiscaux et douaniers dérogatoires, tels que définis en Annexe 5 (Avantages fiscaux et douaniers), du droit commun conformément à l'article 78 du Code de l'Électricité.

Article 25 : Redevances

Le Concessionnaire est soumis à une redevance annuelle de régulation et une redevance domaniale, conformément à la réglementation en vigueur. Toute augmentation ou baisse de l'une et/ou l'autre de ces redevances fera l'objet d'un ajustement des tarifs proposés par le Concessionnaire et approuvés par l'Autorité de Régulation de l'Électricité selon la procédure décrite à l'Annexe 20.

Article 26 : Transfert de capitaux

Le Concessionnaire effectue les transferts de devises à l'étranger dans les conditions prévues par la législation et la réglementation en vigueur au Bénin. Le Concédant

s'engage à faire ses meilleurs efforts pour apporter toute son assistance au Concessionnaire afin de lui permettre d'effectuer de tels transferts en temps utiles.

Article 27 : Pénalités

Sauf en cas de Force Majeure et de Causes de Retard exemptées de pénalités, le Concédant peut appliquer des pénalités au Concessionnaire en cas de manquement de ce dernier à ses obligations au titre de la Convention.

Le Concédant se réserve la faculté, en fonction du degré de gravité de la faute du Concessionnaire et sous réserve du respect des dispositions de la Convention, de ne pas faire application de pénalités, mais de faire usage directement des dispositions prévues à l'Article 29 (Mise en régie) de la Convention et/ou tenter une action en responsabilité.

Les pénalités appliquées par le Concédant sont libératoires à l'égard du Concessionnaire, mais sans préjudice des éventuels dommages et intérêts dus à des clients ou à des tiers.

27.1 : Pénalités pour retard dans la réalisation des travaux

En cas de dépassement imputable au Concessionnaire de la Durée des Travaux prévu par l'article 5 de la Convention, des pénalités financières d'un montant de soixante-dix mille (70 000) Frans CFA par jour calendaire de retard sont appliquées. Cette pénalité sera applicable après une période de grâce de soixante (60) jours calendaires suivant la notification qui sera faite par le Concédant au Concessionnaire pour l'informer de l'application de cette pénalité, sauf si le Concessionnaire a remédié au retard visé par la notification avant l'expiration de cette période de grâce.

Ce retard ne peut excéder trois-cent-soixante-cinq (365) jours calendaires. Passé ce délai, le Concédant se réserve le droit, après un préavis de soixante (60) jours calendaires, de résilier la Convention conformément aux dispositions de l'article 30.

27.2 : Pénalités pour tout autre retard

En cas de retard dans la réalisation de toute autre obligation contractuelle que celle visée à l'article 5 de la Convention, des pénalités financières d'un montant de soixante-dix mille (70 000) FCFA par Jour calendaire de retard et par manquement constaté seront applicables au titre des manquements ci-après conformément aux stipulations de la Convention :

- retard du Concessionnaire au titre de son obligation de communication trimestrielle au Concédant du calendrier prévisionnel permettant d'apprécier l'état d'avancement des travaux, en application de l'Article 14 de la Convention ;
- retard du Concessionnaire au titre de son obligation de communication au Concédant de la liste des contrats de sous-traitance à la Date de Prise d'Effet de la Convention et ultérieurement en cas de mises à jour nécessaires, en application de l'Article 15 de la Convention ;
- retard du Concessionnaire au titre de son obligation de transmission au Concédant des attestations de polices d'assurance à la Date de Prise d'Effet de la Convention

et annuellement à leur signature ou renouvellement, en application de l'Article 20 de la Convention;

- retard du Concessionnaire au titre de son obligation de mise à jour annuelle de l'inventaire, en application de l'Article 38 de la Convention ;
- retard du Concessionnaire au titre de son obligation d'information au Concédant sur tout projet de modification de la répartition de son capital social dans les deux (02) mois précédant la réalisation de cette modification, en application de l'Article 39 de la Convention ;
- retard du Concessionnaire au titre de son obligation de remise au Concédant du rapport annuel dans les huit (08) mois suivant la clôture de l'exercice considéré, en application de l'Article 50 de la Convention.

Le Concédant devra notifier au Concessionnaire l'application de la pénalité et l'obligation contractuelle concernée par le retard évoqué. La pénalité ne sera exigible qu'à l'issue d'un délai de trente (30) jours calendaires suivant la réception de cette notification par le Concessionnaire, sauf si le Concessionnaire a remédié au retard reproché avant l'expiration de ce délai.

Ce retard ne peut excéder 180 jours calendaires. Passé ce délai, le Concédant se réserve le droit, après un préavis de soixante (60) jours calendaires, de résilier la Convention conformément aux dispositions de l'article 30.

27.3 : Plafond des pénalités

Le montant des pénalités pour retard dans la réalisation des travaux est plafonné à un montant de vingt-cinq millions cinq cent cinquante-cinq mille (25 550 000) francs CFA.

Le montant des pénalités pour tout autre retard est plafonné annuellement à un montant de douze millions six cent mille (12 600 000) francs CFA, valeur janvier 2020 actualisée selon l'indice des prix à la consommation, publié au Bénin.

27.4 : Modalités de paiement des pénalités

La somme mensuelle cumulée des pénalités dues au Concédant est payable par le Concessionnaire au plus tard le premier jour du mois suivant le terme du trimestre considéré, sous réserve de l'application des délais de grâce et remédiassions.

Article 28 : Garanties d'achèvement des travaux

Le Concessionnaire constituera, à la Date de Prise d'Effet de la Convention, au profit du Concédant, une garantie bancaire à première demande, pour un montant égal à deux virgule cinq pour cent (2,5%) du montant des investissements initiaux hors taxes considérés dans le Modèle tarifaire de l'ARE (Annexe 7 Modèle tarifaire de l'ARE),

Auprès d'un établissement de crédit de premier rang préalablement accepté par le Concédant. Il s'engage à maintenir ou faire maintenir cette garantie jusqu'à deux (2) mois à compter de la Date d'Opérations Commerciales des Installations. Cette garantie est annexée à la Convention (Annexe 9).

Article 29 : Mise en Régie

Sauf en cas de Force Majeure ou de Causes de Retard exemptées de pénalités, la mise en régie peut être décidée par le Concédant à tout moment en cas de faute ou manquement grave du Concessionnaire au titre de ses obligations en application de la Convention et mettant en cause la continuité du service public.

La Mise en Régie peut être mise en place sur tout ou partie des missions du Concessionnaire soit pendant la Durée des Travaux, soit pendant la Durée de l'Opération Commerciale.

La mise en régie est précédée d'une mise en demeure notifiée et dûment détaillée au Concessionnaire par lettre recommandée avec accusé de réception confirmée par courriel, par laquelle le Concédant enjoint le Concessionnaire de remédier aux fautes ou manquements identifiés, dans un délai qui ne peut être inférieur à soixante (60) jours calendaires. Si à l'expiration du délai imparti dans la mise en demeure qui ne peut être inférieur à soixante (60) jours, la mise en demeure est restée sans effet, le Concédant peut, aux frais et aux risques du Concessionnaire, prescrire l'établissement d'une régie provisoire, totale ou partielle.

Les excédents de dépenses qui résultent de la Mise en Régie seront à la charge du Concessionnaire, dans la limite d'un plafond de quarante-deux millions (42 000 000) de francs CFA.

La mise en régie cesse dès que le Concessionnaire démontre qu'il est en mesure de remplir ses obligations au moyen de justificatifs appropriés. À défaut, au terme d'un délai de soixante (60) jours calendaires de Mise en Régie, le Concédant peut notifier au Concessionnaire la résiliation de la Convention sans autres formalités.

Chapitre V : Fin de la Convention de concession

Article 30 : Résiliation de la Convention pour manquement du Concessionnaire à ses obligations

Sauf cas de Force Majeure ou de Causes de Retard exemptées de pénalités, le Concédant peut prononcer la résiliation de la Convention aux torts et aux frais du Concessionnaire en cas de faute ou manquement grave du Concessionnaire dans le cadre de l'exécution des obligations essentielles mises à sa charge en application de la Convention, après avis de l'Autorité de Régulation de l'Électricité. La résiliation est précédée d'une mise en demeure détaillée de remédier aux manquements visés ci-dessous adressée par le Concédant au Concessionnaire par lettre recommandée avec accusé de réception et par courriel. La résiliation est notifiée par le Concédant si le Concessionnaire n'a pas rempli ses obligations dans le délai.

À compter de l'expiration du délai fixé dans la mise en demeure qui ne peut être inférieur à soixante (60) jours calendaires et en cas d'échec de la procédure de conciliation prévue à l'Article 41, la résiliation peut être prononcée par le Concédant.

Les manquements du Concessionnaire justifiant la résiliation sont les suivants :

- Retard de plus de douze (12) mois par rapport à la Durée des Travaux, dès lors que ce retard est imputable exclusivement au Concessionnaire ;
- Interruption répétée ou durable de l'exploitation remettant en cause substantiellement la continuité du service public ;
- Tout autre manquement particulièrement grave du Concessionnaire dans le cadre de l'exécution des obligations essentielles mises à sa charge en application de la Convention ;
- non-respect persistant des critères de performances définis dans le Règlement de Service ;
- impossibilité d'assurer l'exécution de ses obligations contractuelles, après une Mise en Régie;
- atteinte des plafonds de pénalités au titre de l'article 27.

L'application des pénalités ne prive pas le Concédant de la faculté de mettre en œuvre la résiliation au titre du présent article. Pendant la période de préavis qui conduit à la résiliation, les pénalités de retard ou d'exploitation continuent à s'appliquer pleinement.

Article 31 : Résiliation de la Convention pour manquement du Concédant à ses obligations

En cas de manquements du Concédant à l'une de ses obligations contractuelles (telles que décrite dans l'article 2) rendant impossible l'exécution des obligations du Concessionnaire dans les termes de la Convention, le Concessionnaire, après envoi d'une mise en demeure de remédier auxdits manquements restée sans effet dans un délai qui ne peut être inférieur à soixante (60) jours calendaires, peut notifier par tous moyens écrits au Concédant la résiliation de la Convention aux torts et aux frais du Concédant.

À compter de l'expiration du délai fixé dans la mise en demeure qui ne peut être inférieur à soixante (60) jours et en cas d'échec de la procédure de conciliation prévue à l'Article 41, la résiliation peut être prononcée par le Concessionnaire.

Article 32 : Conséquences de la fin anticipée de la Convention

En cas de fin anticipée de la Convention, soit d'un commun accord entre le Concédant et le Concessionnaire, soit en cas de résiliation pour défaillance du Concessionnaire, soit en cas de résiliation pour défaillance du Concédant, soit en cas de survenance d'un évènement de Force Majeure, un nouveau Concessionnaire ou à défaut, le Concédant est subrogé au Concessionnaire dans tous ses droits et obligations au titre de la Concession et entre immédiatement et directement en possession des Biens de Retour, et éventuellement des Biens de Reprise.

Le nouveau Concessionnaire, ou à défaut le Concédant, prend la suite des obligations autres que financières régulièrement déjà contractées par le Concessionnaire en matière de sous-traitance, locations, marchés, autorisations et permissions de toute nature, sauf dans le cas où ces obligations sont à l'origine de la fin anticipée de la Convention.

Article 33 : Indemnisation en cas de résiliation de la Convention

33.1 : Indemnisation en cas de résiliation pour manquements du Concessionnaire à ses obligations

33.1.1 : Indemnisation en cas de résiliation avant la Date de l'Opération Commerciale des Installations

Dans le cas où la résiliation prévue à l'article 30 interviendrait avant la Date de l'Opération Commerciale des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires dans le périmètre de la Convention, le Concessionnaire a droit à une indemnité correspondant à la somme (A-B-C-D+E) des éléments suivants :

- A. Valeur nette comptable des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- B. Frais de remise en état des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires dûment justifiés à la Date de Prise d'Effet de la résiliation.
- C. Montant du préjudice réel, direct et certain correspondant aux coûts d'arrêt du chantier calculés sur la base des frais engagés ou qu'il est prévu d'engager. Ce montant est plafonné à 20 % de la valeur nette comptable des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires.
- D. Montant représentant le préjudice forfaitaire correspondant aux troubles induits par la faute du Concessionnaire égal à 20 % de la valeur nette comptable des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires.
- E. Impôts et taxes à payer éventuellement au titre de la perception de l'indemnité.

L'indemnité versée au Concessionnaire par le Concédant ne peut être inférieure au montant total des encours réels et dûment justifiés par les Documents de Financement et/ou du montant des Fonds Propres, selon le cas, à la date de résiliation anticipée de la Convention augmenté des frais encourus et justifiés par le Concessionnaire du fait de la rupture des contrats de Documents de Financement, figurant à l'Annexe 11.

L'indemnité est versée en Franc CFA, en appliquant le taux de change applicable à la date de paiement de l'indemnité, dans un délai de quatre-vingt-dix (90) jours calendaires à compter de la Date de Prise d'Effet de la Résiliation. Tout retard de paiement de cette indemnité portera intérêt moratoire au taux de base d'escompte de la Banque Centrale des États de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) majoré d'un (01) point à compter de la date d'exigibilité de l'indemnité.

33.1.2 : Indemnisation en cas de résiliation après la Date de l'Opération Commerciale des Installations

Dans le cas où la résiliation prévue à l'article 30 interviendrait après la Date de l'Opération Commerciale des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires dans le Périmètre de la Convention, le Concessionnaire a droit à une indemnité correspondant à la somme (A-B-C+D) des éléments suivants :

- A. Valeur non amortie des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- B. Frais de remise en état des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires dûment justifiés à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.

- C. Montant représentant le préjudice forfaitaire correspondant aux troubles induits par la faute du Concessionnaire égal à 20% de la valeur nette comptable des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires.
- D. Impôts et taxes à payer éventuellement au titre de la perception de l'indemnité.

L'indemnité versée au Concessionnaire par le Concédant ne peut être inférieure à un montant égal au montant des encours réels et dûment justifiés par les Documents de Financement, à la date de résiliation anticipée de la Convention augmenté des frais encourus et justifiés par le Concessionnaire du fait de la rupture de Documents de Financement, figurant à l'Annexe 11.

L'indemnité est versée en Franc CFA en appliquant le taux de change applicable à la date de paiement de l'indemnité, dans un délai de quatre-vingt-dix (90) jours calendaires à compter de la Date de Prise d'Effet de la Résiliation. Tout retard de paiement de cette indemnité portera intérêt moratoire au taux de base d'escompte de la Banque Centrale des États de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) majoré d'un (01) point à compter de la date d'exigibilité de l'indemnité.

33.2 : Indemnisation en cas de résiliation pour manquement du Concédant, en cas de Force Majeure naturelle et politique et toutes autres causes

33.2.1 : Indemnisation en cas de résiliation pour manquement du Concédant à ses obligations et en cas de Force Majeure Politique avant la Date de l'Opération Commerciale des Installations

Dans le cas où la résiliation prévue interviendrait pour les causes prévues à l'article 31, avant la Date de l'Opération Commerciale des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires dans le périmètre de la Convention, le Concessionnaire a droit à une indemnité correspondant à la somme (A+B+C+D+E) des éléments suivants :

- A. Valeur nette comptable des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- B. Frais encourus et justifiés par le Concessionnaire pour rupture des contrats de sous-traitance à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- C. Frais encourus et justifiés par le Concessionnaire pour rupture de Documents de Financement à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- D. Valeur actualisée, sur la Durée de la Convention, des flux futurs de dividendes et des intérêts des financements subordonnés apportés par les Actionnaires indiqués dans le modèle financier à la Date d'Entrée en Vigueur de la Convention. Le taux d'actualisation est le TRI fonds propres en valeur nominale du cas de base du modèle tarifaire.
- E. Impôts et taxes à payer éventuellement au titre de la perception de l'indemnité.

L'indemnité est versée en Franc CFA, dans un délai de quatre-vingt-dix (90) jours calendaires à compter de la Date de Prise d'Effet de la Résiliation. Tout retard de paiement de cette indemnité portera intérêt moratoire au taux de base d'escompte de la Banque Centrale des États de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) majoré d'un (01) point à compter de la date d'exigibilité de l'indemnité.

33.2.2 : Indemnisation en cas de résiliation pour manquement du Concedant à ses obligations et en cas de Force Majeure Politique après la mise en service commerciale des Installations

Dans le cas où la résiliation prévue interviendrait pour les causes prévues à l'article 31, après la mise en service commerciale des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires dans le Périmètre de la Convention, le Concessionnaire a droit à une indemnité correspondant à la somme (A+B+C+D+E) des éléments suivants après déduction des indemnités d'assurance qui auront été effectivement perçues par le Concessionnaire (lequel devra tout mettre en œuvre pour les recouvrer dans les meilleurs délais) en vertu des polices d'assurances contractées par le Concessionnaire.

- A. Valeur non amortie des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- B. Frais encourus et justifiés par le Concessionnaire pour rupture des contrats de sous-traitance à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- C. Frais encourus et justifiés par le Concessionnaire pour rupture de Documents de Financement à la Date de Prise d'Effet de la résiliation.
- D. Valeur actualisée, sur la durée restante de la Concession, des flux futurs de dividendes et des intérêts des financements subordonnés apportés par les Actionnaires indiqués dans le modèle financier à la Date de la Prise d'Effet de la Convention. Le taux d'actualisation est le TRI fonds propres en valeur nominale du cas de base du modèle tarifaire.
- E. Impôts et taxes à payer éventuellement au titre de la perception de l'indemnité.

Au cas la résiliation n'interviendrait que moins de cinq (05) ans après la Date de l'Opération Commerciale de la Concession, le Concessionnaire recevra une indemnité égale à 50% du flux financier

L'indemnité est versée en Franc CFA, dans un délai de quatre-vingt-dix (90) jours calendaires à compter de la Date de Prise d'Effet de la Résiliation de la Convention.

Dans le cas d'une modification du Périmètre de la Concession conformément aux stipulations de l'article 21 de la Convention, cette indemnité est versée en Francs CFA, dans un délai de trente (30) jours calendaires à compter de la date de signature par les Parties de l'avenant stipulé à l'article 44 de la Convention.

Tout retard de paiement de cette indemnité portera intérêt moratoire au taux de base d'escompte de la Banque Centrale des États de l'Afrique de l'Ouest majoré d'un (1) point à compter de la date d'exigibilité de l'indemnité.

Article 34 : Reprise des Biens à la fin de la Convention

Sont réputés biens constitutifs de la Concession, l'ensemble des terrains, bâtiments, ouvrages et installations, appareils et leurs accessoires situés dans le Périmètre de la Convention ainsi que les objets mobiliers nécessaires à l'exécution de la Convention tel que stipulé à l'Annexe14.

À l'expiration du délai prévu à l'article 4 de la Convention, le Concessionnaire se trouvera subrogé dans tous les droits afférents à la concession par le Concédant. Le Concédant entrera immédiatement et gratuitement en possession des Biens de Retour. À dater du même jour, tous les produits de la Concession lui reviendront. Le cas échéant, les Biens de Reprise pourront être repris par le Concédant sur la base de leur valeur nette comptable. Les stocks et approvisionnements pourront être repris par le Concédant sur la base de leur valeur nette comptable. Le Concessionnaire sera tenu de remettre au Concédant en bon état d'entretien les Installations, les appareils et leurs accessoires afin que le Concédant puisse poursuivre l'exploitation dans des conditions économiques équivalentes.

Au plus tard trois (3) années avant l'expiration normale de la Durée de la Concession :

- le Concédant et le Concessionnaire établiront conjointement un plan de maintenance et réparations nécessaires sur les Biens de Retour et les Biens de Reprise afin que les objectifs de reprise des Installations dans les conditions économiques équivalentes soient effectivement satisfaites au terme de la durée de la Concession, étant entendu que le Concessionnaire ne prendra en charge aucune réparation qui serait due à l'usure normale des Biens de Retour ou des Biens de Reprise, pour autant qu'il soit déterminé que les stipulations de la Convention, le plan de maintenance, les caractéristiques techniques des Installations, les Bonnes Pratiques du secteur et les dispositions de la loi applicable ont bien été respectés par ce dernier.
- le Concessionnaire et le Concédant établiront conjointement un programme de réhabilitation environnementale du site comportant les mesures et interventions requises afin que les objectifs de cette Convention soient satisfaits conformément aux Bonnes Pratiques du secteur et aux lois environnementales.

Article 35 : Biens de retour

Les Biens de retour se composent des terrains, bâtiments, biens meubles, ouvrages, Installations, appareils et leurs accessoires qui sont affectés au service public objet de la Concession et nécessaires à son exécution y compris les biens ayant fait l'objet de prestations de maintenance et de renouvellement, réalisés ou acquis par le Concessionnaire ou éventuellement mis à disposition par le Concédant.

Ces biens sont incorporés automatiquement, obligatoirement et gratuitement dans le patrimoine du Concédant en fin de la Convention.

Les Biens de Retour sont inscrits en immobilisation à l'actif du bilan du Concessionnaire et font l'objet :

- d'un amortissement de caducité, inscrit au passif du bilan, et passé en charge au compte de résultat pour les Biens de Retour dont la durée de vie comptable dépasse la Durée de la Concession ; et
- d'un amortissement pour dépréciation, inscrit au passif du bilan et passé en charge au compte de résultat.

Article 36 : Biens de Reprise

Les Biens de Reprise se composent des biens autres que les biens de retour, qui peuvent éventuellement être repris par le Concédant en fin de Concession sur la base de leur valeur nette comptable, conformément à l'Article 34 de la Convention. Ces biens appartiennent au Concessionnaire tant que le Concédant n'a pas usé de son droit de reprise au plus tard à la fin de la Concession.

Article 37 : Biens Propres

Les Biens Propres se composent des biens non financés par des ressources de la Concession. Ces biens ne sont grevés d'aucune clause de retour obligatoire ou facultatif. Ils demeurent la propriété du Concessionnaire pendant et après la fin de la Convention.

Article 38 : Inventaire

Au plus tard, trois (3) mois après la Date de l'Opération Commerciale, un inventaire est établi contradictoirement à l'initiative et aux frais du Concessionnaire. Ces documents sont approuvés par le Concédant, annexés à la Convention (Annexe 14) et mis à jour tous les ans par le Concessionnaire. À défaut d'approbation expresse de l'inventaire par le Concédant, l'approbation est considérée comme acquise dans les quatre (04) mois qui suivent la remise de l'inventaire au Concédant. La nomenclature et l'inventaire sur support informatique sont tenus à la disposition du Concédant sur simple demande.

Chapitre VI : Dispositions relatives au Concessionnaire

Article 39 : Modification de l'actionnariat du Concessionnaire

L'Attributaire s'engage à créer une société de Projet régulièrement immatriculée au Bénin (le Concessionnaire) dont l'objet exclusif est d'exécuter la mission qui lui est confiée au titre de la Convention. Le Registre de Commerce, les statuts de la société ainsi que la répartition du capital figurent en Annexe 8. Le Concessionnaire s'engage à informer préalablement le Concédant de tout projet de modification de la répartition du capital au minimum deux (02) mois avant la réalisation de celui-ci.

Le Concessionnaire devra fournir au Concédant une présentation synthétique des nouveaux actionnaires proposés et toutes les informations techniques, juridiques et financières qu'il jugera nécessaires pour que le Concédant puisse statuer sur la modification dans la répartition du capital. Le Concédant dispose d'un délai de deux (02) mois à compter de la réception de la notification du projet de modification dans la répartition du capital pour faire connaître son éventuelle opposition. À défaut de réponse dans ce délai, le Concédant est réputé avoir accepté le projet de modification dans la répartition du capital.

À partir de la Date de Prise d'Effet de la Convention jusqu'à l'expiration de la Durée des Travaux prévue par l'article 5 de la Convention, le Concédant peut s'opposer sans justification à toute modification dans la répartition du capital de la société.

Après la mise en exploitation commerciale prévue par l'article 5 de la Convention, les associés peuvent librement céder leurs titres, sauf si le Concédant démontre, dans un délai de deux (02) mois visé à l'alinéa 2 du présent article, que cette modification est susceptible d'affecter les garanties, capacités juridiques, techniques et financières du Concessionnaire ou sa capacité à assurer la continuité du service.

Ne sont pas considérés comme une modification dans la répartition du capital, les modifications du capital social dont il ne résulterait pas un Changement de Contrôle de la société, les cessions et transferts de titres réalisés par les associés ou les augmentations de capital au profit de sociétés de leur groupe et les transferts résultant de la réalisation d'une sûreté consentie aux prêteurs.

Article 40 : Cession de la Convention

La cession partielle ou totale de la Convention doit faire l'objet d'une autorisation préalable écrite du Concédant après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité. Le tiers à qui la Convention est cédée doit présenter des garanties financières, techniques et juridiques suffisantes et être, en outre, capable d'assurer la continuité de l'exploitation. En tout état de cause, aucune cession de la Convention ne peut intervenir avant l'Autorisation de Mise en Service des Installations délivrée par le Concédant.

Chapitre VII : Règlement des différends

Article 41 : Règlement amiable des différends

Les Parties à la Convention s'efforcent de régler à l'amiable tout différend qui découlerait de son exécution, son interprétation, sa validité ou sa résiliation. La procédure de règlement amiable n'est pas suspensive de l'exécution de la Convention. À défaut de règlement à l'amiable sous trente (30) jours calendaires à compter de la date de notification du différend par une Partie à l'autre Partie, le différend sera soumis obligatoirement à l'Autorité de Régulation de l'Électricité qui rendra une proposition de conciliation dans les quarante-cinq (45) jours calendaires de sa saisine par l'une ou l'autre des Parties.

Si l'une ou l'autre des Parties décide de ne pas appliquer la proposition de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, l'une ou l'autre des Parties à la Convention pourra soumettre le différend à l'arbitrage, dans les conditions de l'article 42.

Article 42 : Arbitrage

Dans l'hypothèse où le différend n'aurait pas été résolu entre les Parties par le biais d'un règlement amiable conformément à l'article 41 ci-dessus, tout différend découlant de la Convention ou en relation avec celle-ci sera tranché définitivement et irrévocablement aux termes d'une procédure arbitrale soumise au Règlement d'arbitrage de la Cour Commune de Justice et d'Arbitrage OHADA (le Règlement d'Arbitrage CCJA) en vigueur à la date de la notification du différend.

Le tribunal arbitral sera composé de trois (3) arbitres. Conformément au Règlement d'Arbitrage CCJA, chacune des Parties désignera un arbitre, et le troisième, qui sera le président du tribunal arbitral, sera désigné d'un commun accord entre les deux arbitres. Si les deux arbitres ne s'accordent pas sur le choix du troisième arbitre dans un délai de trente (30) jours calendaires à compter de la désignation du dernier des deux co-arbitres, la nomination sera faite, à la demande d'une Partie, par la Cour Commune de Justice et d'Arbitrage conformément au Règlement d'Arbitrage CCJA.

Le siège de l'arbitrage sera situé à Abidjan, Côte d'Ivoire et aura pour langue de procédure le français.

Article 43 : Droit applicable à la Convention et langue

Le Droit Applicable à la Convention est la législation en vigueur en la matière en République du Bénin.

La langue de la Convention est le français.

Chapitre VIII : Dispositions finales

Article 44 : Modification de la Convention par avenant

Les Parties conviennent de se réunir afin d'apporter d'un commun accord des modifications nécessaires à la Convention, après approbation de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, dans le cas de Changement de Lois, d'une évolution significative des besoins, d'une modification du périmètre de la Concession, de l'arrivée du réseau électrique national de distribution (conformément aux stipulations de l'article 21 de la Convention) ou d'une innovation technologique, affectant l'exécution de la Convention sans entraîner un Bouleversement de son Équilibre Économique et de son objet.

En tout état de cause, tout changement ou modification doit se faire par la prise d'avenant.

Dans le cas où les Parties ne parviendraient pas à s'accorder sur les modifications nécessaires à la Convention, les Parties pourront mettre fin à la Convention, d'un commun accord ou dans les conditions des Articles 30 ou 31 de la Convention, selon le cas.

Article 45 : Fait du Prince et Force Majeure Politique

45.1 Fait du Prince

La Partie qui évoque l'existence d'un fait extérieur aux Parties à la Convention consistant en une mesure prise par la personne publique, en une autre qualité que celle de Concédant et ayant pour effet de rendre plus difficile l'exécution de la Convention, en informe l'autre Partie, dans les mêmes conditions que celles prévues pour un cas de Force Majeure.

45.2 Force majeure Politique

- tout acte de guerre (déclarée ou non), invasion, conflit armé ou acte de forces ennemies étrangères, blocus, embargo, révolution, insurrection, troubles sociaux, acte de terrorisme ou sabotage ;
- les grèves à l'échelle nationale, grèves du zèle ou grèves perlées qui s'étendent au-delà de la Centrale ou qui sont de nature politique, telles que, par exemple et sans portée limitative, les actions syndicales associées à un parti politique au Bénin ou dirigées contre un tel parti, ou les actions syndicales dirigées contre le Concessionnaire (ou ses sous-traitants) comme composantes d'actions syndicales à grande échelle à l'encontre de sociétés ou de sites dont la propriété ou la gestion se trouve entre des mains étrangères.
- les changements législatifs
- les actes de rébellion, émeutes, troubles sociaux, acte ou campagne de terrorisme ou de sabotage de nature politique, dans chaque cas, au Bénin ;
- une contamination radioactive ou un rayonnement ionisant, ayant pour origine le Bénin ;
- tout défaut d'obtenir ou omission dans une licence, un permis, une autorisation ou un consentement qui doit avoir existé pendant trente (30) jours consécutifs ou plus.

45.3 Conséquences du Fait de Prince et de la Force Majeure Politique

Les conséquences directes et indirectes de la survenance du Fait de Prince et de la Force Majeure Politique sont soumises au même régime que celui stipulé par l'article 33.2.2 de la Convention.

Article 46 : Bouleversement de l'équilibre économique de la Convention

Toute Partie est tenue d'exécuter ses obligations contractuelles même si les circonstances en rendent l'exécution plus onéreuse qu'on aurait raisonnablement pu le prévoir au moment de la conclusion de la Convention.

Si, indépendamment du fait ou de la volonté du Concessionnaire, des dispositions législatives ou réglementaires nouvelles, des contraintes techniques de toute nature ou, de façon générale, des événements graves et imprévus, du fait ou non du Concédant, ont pour conséquence d'altérer l'équilibre économique et financier de l'exploitation des activités concédées, et si le déséquilibre qui en résulte ne peut être corrigé par une augmentation des Tarifs, les Parties conviennent, sur la notification écrite de l'une ou l'autre d'entre elles, de renégocier les termes de la Convention.

Les Parties s'obligent, dans un délai raisonnable après que la présente clause ait été évoquée, à négocier de nouvelles conditions contractuelles prenant raisonnablement en compte les conséquences de l'évènement ou de Changement de Lois après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Lorsque le paragraphe 2 de la présente clause est applicable, mais que des stipulations contractuelles alternatives prenant raisonnablement en compte les effets de l'évènement évoqué n'ont pas été acceptées, la Partie ayant évoqué la présente clause est en droit de notifier la résiliation de la Convention conformément à ses stipulations

après mise en demeure, d'accepter les stipulations contractuelles alternatives, restée sans effet dans un délai qui ne peut être inférieur à soixante (60) jours calendaires. Dans ce cas, l'article 33.2 reste pleinement applicable.

Article 47 : Force Majeure

1. Sauf disposition contractuelle contraire, expresse ou implicite, lorsqu'une Partie n'exécute pas une ou plusieurs de ses obligations, les conséquences énumérées aux paragraphes 4 à 9 du présent article seront applicables si et dans la mesure où cette Partie prouve que :

- [a] son défaut d'exécution est dû à un évènement hors de son contrôle ; et
- [b] elle n'aurait pu raisonnablement prévoir la survenance de cet évènement au moment de la conclusion de la Convention ; et
- [c] elle n'aurait pu raisonnablement éviter ou surmonter les effets de cet évènement.

2. Lorsqu'une Partie à la Convention n'exécute pas une ou plusieurs de ses obligations contractuelles en raison du défaut d'exécution des obligations d'une tierce partie qu'elle avait chargée d'accomplir tout ou partie de ses obligations contractuelles, les paragraphes 4 à 9 s'appliqueront uniquement à la Partie contractante :

- [a] si et dans la mesure où la Partie contractante satisfait les conditions prévues au paragraphe 1 de la présente clause ; et
- [b] si et dans la mesure où la Partie contractante démontre que les mêmes conditions sont réunies dans le chef du tiers.

3. À défaut de preuve contraire, et sauf disposition contractuelle contraire, qu'elle soit expresse ou implicite, une Partie évoquant le présent article sera présumée avoir satisfait aux conditions énumérées aux paragraphes 1 (a) et (b) ci-dessus en cas de survenance d'un ou plusieurs des évènements suivants :

- [a] guerre (déclarée ou non), conflit armé ou menace sérieuse de conflit armé (y compris, mais sans limitation, agression, blocus, embargo militaire), hostilités, invasion, acte d'un ennemi étranger, mobilisation militaire de grande envergure ;
- [b] guerre civile, émeute, révolution, rébellion, force militaire ou usurpation de pouvoir, insurrection, désordre ou chaos social, violence perpétrée par la foule, acte de désobéissance contre l'autorité de l'État ;
- [c] acte de terrorisme, sabotage ou piraterie ;
- [d] acte de l'autorité, qu'elle soit légitime ou non, soumission à toute loi ou ordre, règle, règlement ou directive émanant d'un Gouvernement, couvre-feu, expropriation, spoliation, saisie de biens, réquisition, nationalisation ;
- [e] calamité, peste, épidémie, pandémie, catastrophe naturelle, y compris, mais sans limitation, orage violent, cyclone, typhon, tornade, tremblement de terre, éruption volcanique, glissement de terrain, inondation, dommages ou destructions causés par la foudre, sécheresse ;
- [f] explosion, incendie, destruction de machines, d'équipements, d'usines et de tous types d'installations ;

[g] conflits sociaux généralisés, y compris, mais sans limitation, boycott, grève et lock-out, grève du zèle, occupation d'usines et de locaux.

4. Une Partie évoquant le présent article avec succès est libérée, sous réserve du paragraphe 6 ci-après, de son devoir d'exécuter ses obligations contractuelles, et ce à compter du moment où l'évènement de Force Majeure empêche cette exécution, à la condition qu'une notification en soit donnée dans les cinq (05) jours ouvrés à l'autre Partie, ou à défaut d'une prompt notification, à compter du moment où l'autre Partie a été avisée de l'évènement.

5. Une Partie évoquant avec succès le présent article est libérée, sous réserve du paragraphe 6 ci-dessous, de toute responsabilité au titre des dommages ou de toute autre réparation pour inexécution contractuelle à compter du moment indiqué au paragraphe 4 ci-dessus.

6. Lorsque l'effet de l'obstacle ou de l'évènement évoqué est temporaire, les conséquences prévues aux paragraphes 4 et 5 ci-dessus seront applicables uniquement dans la mesure et aussi longtemps que l'obstacle ou l'évènement évoqué empêcheront la Partie qui l'évoque d'exécuter ses obligations contractuelles. Lorsque ce paragraphe est applicable, la Partie évoquant la présente clause aura l'obligation d'aviser l'autre Partie dès que l'obstacle ou l'évènement évoqué aura cessé d'empêcher l'exécution de ses obligations contractuelles.

7. Une Partie évoquant le présent article a l'obligation de prendre toutes mesures raisonnables afin de limiter les effets de l'obstacle ou de l'évènement évoqué sur l'exécution de ses obligations contractuelles.

8. Lorsque la durée de l'obstacle évoqué conformément au paragraphe 1 du présent article, ou de l'évènement évoqué conformément au paragraphe 3 du présent article a pour effet de priver de manière substantielle une ou les deux Parties de ce qu'elles étaient raisonnablement en droit d'attendre de la Convention et s'étend sur une durée supérieure à six (06) mois, chaque Partie est en droit de mettre fin à la Convention en notifiant dans un délai raisonnable sa cessation à l'autre Partie.

9. La Durée de la Convention est prorogée au jour le jour de la durée des obstacles liés au cas de Force Majeure.

En conséquence, aucune Partie ne sera considérée comme n'ayant pas respecté ses obligations en raison d'un manquement ou d'un retard dans le respect de ses obligations en vertu ou en application de la Convention et dont l'exécution est retardée, entravée ou empêchée du fait d'un ou de plusieurs Cas de Force Majeure.

Chaque Partie s'acquittera de ses obligations en vertu de la Convention dans la mesure où l'exécution de ces obligations n'est pas retardée, entravée ou empêchée par un Cas de Force Majeure.

Aucune des Parties ne pourra se prévaloir d'un Cas de Force Majeure pour s'exempter d'une obligation de paiement au titre de la Convention.

Le cas échéant, la Partie qui, par son action ou par son inaction, aurait substantiellement aggravé les conséquences causées initialement par un Cas de Force Majeure, ne sera pas fondée à se prévaloir dudit Cas de Force Majeure.

Article 48 : Éthique

Les Parties déclarent et garantissent respecter les normes de droit international et du droit béninois ainsi que leurs éventuelles évolutions pendant la Durée de la Convention, relatives :

- (i) aux droits humains et libertés fondamentales de la personne humaine, notamment l'interdiction (a) de recourir au travail des enfants et à toute autre forme de travail forcé ou obligatoire ; (b) de procéder à toute forme de discrimination au sein de son entreprise ou à l'égard de ses fournisseurs ou Sous-Traitants ;
- (ii) aux embargos, trafics d'armes et de stupéfiants et au terrorisme ;
- (iii) aux échanges commerciaux, licences d'importations et d'exportations et aux douanes ;
- (iv) à la santé et à la sécurité des personnels et des tiers ;
- (v) au travail, à l'immigration, à l'interdiction du travail clandestin ;
- (vi) à la protection de l'environnement ;
- (vii) aux infractions économiques, notamment la corruption, la fraude, le trafic d'influence (ou infraction équivalente dans le droit national applicable au présent contrat), l'escroquerie, le vol, l'abus de biens sociaux, la contrefaçon, le faux et usage de faux, et toute infraction connexe ;
- (viii) à la lutte contre le blanchiment d'argent ;
- (ix) au droit de la concurrence.

Les Parties s'engagent à collaborer activement afin d'assurer le respect de cette clause et de leurs obligations légales respectives.

Article 49 : Formation du personnel technique local du Concessionnaire, et transfert de compétences

Le Concessionnaire présente un plan de formation du personnel technique local et de transfert de compétences (Annexe 16), conformément à l'article 50 de la loi n°2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Électricité en République du Bénin et à l'article 12 du Décret n°2018-415 du 12 septembre 2018 portant réglementation de l'électrification hors réseau en République du Bénin, au profit de son personnel technique afin de lui Permettre d'exploiter et de maintenir ses Installations jusqu'à la fin de la Concession.

Les formations pourront être organisées « on-the-job » c'est-à-dire durant l'exploitation des Installations de la Concession. Le lieu de la formation est ainsi essentiellement compris dans le périmètre de la Concession, mais pourra également être en tout autre lieu approprié, déterminé à la discrétion du Concessionnaire.

À l'issue de la période de Concession, le plan de formation du personnel technique établi par le Concessionnaire devra notamment permettre à son personnel technique, d'être en mesure de réaliser les tâches suivantes, sous réserve d'adaptations considérées comme nécessaires ou appropriées par le Concessionnaire au regard des missions spécifiques qui seront confiées à son personnel technique en pratique :

- gestion du stock de pièces de rechange ;

- maintenance préventive ;
- maintenance corrective de premier niveau ;
- reporting mensuel et annuel ;
- étude et analyse de performance des Installations de la Concession ;
- suivi en temps réel du système de supervision avec diagnostic des erreurs ;
- gestion du nettoyage ;
- gestion de la sécurité des Installations de la Concession ;
- etc.

Article 50 : Rapport annuel

Le Concessionnaire remettra au Concédant et à l'Autorité de Régulation de l'Électricité, au plus tard dans les six (06) mois suivant la clôture de l'exercice, un rapport annuel comportant un compte-rendu technique et les états financiers, certifiés de la société Concessionnaire.

Article 51 : Obligations d'informations du Concessionnaire

Le Concessionnaire s'engage à porter à la connaissance du Concédant et de l'Autorité de Régulation de l'Électricité les informations ci-après :

- l'ensemble des faits ou évolutions susceptibles d'entraver gravement le bon fonctionnement des Installations,
- l'ensemble des faits ou évolutions dont il a connaissance ayant ou susceptibles d'avoir un impact financier sur la Convention,
- les éléments d'informations nécessaires au suivi de la Convention (technique, économique, budgétaire, comptable et financier) et au contrôle de sa bonne exécution.

Article 52 : Contrôle et sanction par l'Autorité de Régulation de l'Électricité

L'Autorité de Régulation de l'Électricité dispose d'un pouvoir de contrôle de la bonne exécution de la Convention par le Concessionnaire conformément à la réglementation en vigueur ainsi que d'infliger des sanctions en cas de manquements du Concessionnaire à ses obligations.

Article 53 : Élection de domicile et notifications

Pour l'exécution de la Convention et de ses suites, les Parties élisent domicile à leurs adresses respectives susmentionnées.

Toute notification doit être faite aux domiciles élus par lettre recommandée avec accusé de réception ou par lettre délivrée par porteur contre une décharge ou par courrier électronique avec accusé de réception.

Article 54 : Indépendance des stipulations de la Convention

Au cas où une disposition de la Convention ou de ses Annexes se révélerait nulle en totalité ou en partie et dans la mesure où la loi applicable le permet, cette nullité

n'affectera pas la validité du reste de la Convention.

Article 55 : Les droits d'enregistrement

La Convention, établie en sept (07) exemplaires originaux doit être soumise à la formalité d'enregistrement conformément à la législation en vigueur.

Fait à Cotonou, le

Pour le Concédant :

Pour le Concessionnaire :

Jean-Francis E.TCHEKPO,
Directeur Général de l'ABERME

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

LES ANNEXES :

N° d'ordre	Intitulé	Fichiers	Observations
Annexe 1	Dossier technique (Consistance des études, caractéristiques des Installations et travaux à la charge du Concessionnaire etc.)		Requis à la signature de la Convention (à compléter après les études d'exécutions)
Annexe 2	Périmètre de la concession et plan de situation		Requis à la signature de la Convention
Annexe 3	Règlement de service		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 4	Procédures et normes d'entretien et de maintenance des Installations		Requis à la signature de la Convention
Annexe 5	Avantages fiscaux et douaniers		Requis à la signature de la Convention
Annexe 6	Plan de gestion environnemental et social et Certificat de Conformité Environnemental ou fiche de vérification de conformité environnementale dûment remplie		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 7	Modèle tarifaire de l'ARE		Requis à la signature de la Convention
Annexe 8	Actionnariat et statuts de la société de projet		- Concessionnaire : Requis à la signature de la Convention - Société de projet : Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 9	Garanties au profit du Concédant		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 10	Accord de cofinancement du MCA-Bénin II		Requis pour la prise d'effet de la Convention mais déjà disponible
Annexe 11	Documents de Financement		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 12	Assurances		Assurances requises
Annexe 13	Liste des pièces à fournir pour l'autorisation de la Direction Générale du Trésor pour le transfert de devises à l'étranger		Concessionnaire : Requis à la signature de la Convention

Annexe 14	Inventaire des Biens de la Concession		Requis au plus tard, trois (03) mois après la Date de l'Opération Commerciale
Annexe 15	Titres de propriété ou contrat de bail des sites de construction des centrales conforme à la législation en vigueur		Requis au plus tard trois (03) mois après la mise en service
Annexe 16	Plan de formation du personnel technique et local et de transfert de compétences		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 17	Décision tarifaire de l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE)		Requis à la signature de la Convention
Annexe 18	Mise à Disposition		Requis à la signature de la Convention
Annexe 19	Cahier de charges distribution et production / Code réseau		Requis à la signature de la Convention
Annexe 20	Principes et méthodologie tarifaires		Requis à la signature de la Convention
Annexe 21	Liste des essais de performance		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 22	Modèle de lettre de notification de Date d'Ouverture de Chantier		Requis au plus tard six (06) mois avant l'inspection et la mise en service

ANNEXE 2 : PROJET DE RÈGLEMENT DE SERVICE

RÈGLEMENT DE SERVICE D'UNE EXPLOITATION D'ELECTRIFICATION RURALE HORS RÉSEAU AU BENIN

Table des matières

CHAPITRE I : DISPOSITIONS GENERALES	95
ARTICLE 1 : OBJET ET CHAMP D'APPLICATION	95
ARTICLE 2 : DEFINITIONS	95
CHAPITRE II : RACCORDEMENT	97
ARTICLE 3 : RACCORDEMENT AU RÉSEAU	97
3.1 Obligation de raccordement à l'intérieur du Périmètre de Concession ou d'autorisation	97
3.2 Branchements.....	97
ARTICLE 4 : INSTALLATION SYSTÈME SOLAIRE DECENTRALISE	100
4.1 Eléments constitutifs d'un Système Solaire Décentralisé « SSD »	100
4.2 Réalisation d'une installation de SSD	101
4.3 Délais de réalisation d'une installation de SSD et des installations intérieures. 101	
4.4 Typologie des SSD.....	101
4.5 Entretien et renouvellement des SSD.....	101
CHAPITRE III : COMPTEURS, ET INSTALLATIONS INTÉRIEURES	102
ARTICLE 5 : COMPTEURS ET GESTIONNAIRES DE CONSOMMATION	102
5.1 Installation, entretien, garde et responsabilité	102
5.2 Vérification des compteurs – dysfonctionnement.....	102
ARTICLE 6 : INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES INTÉRIEURES	103
6.1 Obligation de réaliser les installations intérieures.....	103
6.2 Mise en place et entretien.....	104
6.3 Conditions de fonctionnement des installations électriques intérieures	104
6.4 Défaillance dans les Installations Intérieures.....	105
6.5 Modification du type des installations intérieures	105
6.6 Droit d'accès du Titulaire aux installations chez le Client.....	105
CHAPITRE IV : ABONNEMENTS, TARIFICATION, CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL	106
ARTICLE 7 : OBLIGATION DE CONSENTIR DES ABONNEMENTS	106
7.1 Conditions de souscription d'un contrat d'abonnement	106
7.2 Responsabilités découlant de l'abonnement.....	107

7.3 Cas de refus d'un abonnement.....	107
7.4 Résiliation	107
7.5 Réabonnement	108
7.6 Migration entre services.....	108
ARTICLE 8 : TARIFICATION	108
8.1 Structure tarifaire	109
8.2 Modifications tarifaires	109
ARTICLE 9 : CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL.....	109
9.1 Mesure de l'électricité	109
9.2 Facturation.....	110
9.2.2 Facturation des systèmes solaires décentralisés.....	111
CHAPITRE V : OBLIGATIONS DES CLIENTS.....	112
ARTICLE 10 : RESPECT DES DROITS DU TITULAIRE	112
ARTICLE 11 : RESPECT DES BIENS CONCÉDÉS ET DES ÉQUIPEMENTS	113
11.1 Respect des ouvrages affectés au service public de l'électricité	113
11.2 Respect des éléments constitutifs des branchements et des compteurs	114
ARTICLE 12 : FRAUDES	114
CHAPITRE VI : OBLIGATIONS DU TITULAIRE.....	115
ARTICLE 13 : QUALITE DU SERVICE	115
13.1 Horaires de service.....	115
13.2 Qualité du courant	115
13.3 Perturbation de la fourniture	115
13.4 Rétablissement de la fourniture d'électricité	116
13.5 Information des Clients dans le cadre des interruptions de la fourniture d'énergie 117	
ARTICLE 14 : RECLAMATIONS.....	117
ARTICLE 15 : RESPONSABILITÉS.....	117
CHAPITRE VII : DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES	118
ARTICLE 16 : DISPOSITIONS TRANSITOIRES	118
ARTICLE 17 : MODIFICATION ET DIFFUSION DU RÉGLEMENT DE IERVICE.....	118
17.1 Modification du Règlement de Service	118
17.2 Publication.....	118
17.3 Mise à disposition du Règlement de Service.....	118

CHAPITRE I : DISPOSITIONS GENERALES

ARTICLE 1 : OBJET ET CHAMP D'APPLICATION

Le présent Règlement de service est établi en application du cadre légal et réglementaire de l'électrification hors réseau au Bénin notamment des dispositions de la loi n° 2020-05 du 1er avril 2020 portant Code de l'Électricité en République du Bénin, ainsi que celles du décret n°2018-415 du 12 septembre 2018 portant réglementation de l'électrification hors-réseau en République du Bénin.

Conformément à l'article ... de la convention de concession, Il régit les relations entre le Titulaire et ses Abonnés et précise les engagements réciproques du Titulaire et des Abonnés dans le Périmètre de la concession.

ARTICLE 2 : DEFINITIONS

Dans le présent Règlement de service, Les termes et expressions précédés d'une majuscule, sous réserve des cas où le contexte n'en impose autrement, doivent être interprétés de la façon suivante :

« Abonnés » désigne les clients du Titulaire localisés dans le périmètre de sa concession ou de l'autorisation d'électrification et liés à ce dernier par un Contrat d'abonnement de fourniture de services électriques.

« Abonnement » ou « Contrat d'abonnement » désigne le document contractuel liant le Titulaire et l'abonné et définissant les modalités de la fourniture de services électriques.

« Apport Initial » : est composé des frais de souscription initiaux comportant, selon le cas, (i) les frais de raccordement, (ii) l'acompte payé pour la réalisation des installations intérieures ou de la totalité de ces derniers, (iii) le cas échéant, la contribution initiale demandée pour l'installation d'un Système Solaire Décentralisé (SSD) (que ce soit dans le cas de la fourniture de services ou de la vente de système)

« Autorité Concédante » : désigne l'ABERME représentant l'État, partie et signataire de la convention de concession.

« Autorité Compétente » : désigne l'ABERME représentant l'État, partie et signataire de l'Acte d'Autorisation.

« Avenant au contrat » : désigne tout document contractuel portant toute modification du contrat ou de ses annexes.

« Branchement » : désigne toute partie du réseau ou autres composants électriques nécessaires au raccordement des installations intérieures du client au réseau électrique du Titulaire.

« Cahier des charges » désigne une annexe du contrat consacrée aux obligations et spécifications techniques de la fourniture d'électricité par le Titulaire.

« Client » : désigne toute personne physique ou morale ayant souscrit un Contrat d'Abonnement avec le Titulaire.

« Titulaire » : désigne la société d'Énergie détenteur d'un titre d'exploitation hors réseau

« Extension de réseau » : désigne un ouvrage de distribution à établir pour alimenter une ou plusieurs installations non encore desservies.

«Frais des installations intérieures» désigne l'ensemble des coûts liés à la réalisation des installations intérieures y compris, le cas échéant, la fourniture initiale de lampes LED.

« Frais de déplacement » : désigne les frais à payer par le client lorsqu'il provoque le déplacement d'un agent du Titulaire pour des raisons injustifiées ou pour cause de convenance personnelle. Les frais de déplacement sont exigibles avant le déplacement. Ils sont remboursables si les raisons du déplacement sont justifiées

« Frais de coupure ou de remise » : désigne les frais exigibles par le Titulaire pour la suspension et/ou le rétablissement de la fourniture d'électricité suite à une défaillance du client, en cas de coupure.

« Frais de retard de paiement » : désigne les frais imputés à tout client, à la suite d'un retard dans le paiement de sa facture. Les frais de retard sont exigibles dès que le retard de paiement est constaté par le titulaire.

« Frais de migration entre service » : désigne les frais de prestation exigibles par le Titulaire pour la modification d'un niveau de service à la suite d'une demande d'un client.

« Frais de contrôle et d'étalonnage des compteurs » : désigne les frais exigibles par le Titulaire pour le contrôle et l'étalonnage de compteur sur demande du client.

« Frais de déplacement de compteur » : désigne les frais exigibles par le Titulaire pour le déplacement d'un compteur à la suite de la demande du client.

« Installations intérieures » : désigne les installations électriques du client ne faisant pas partie de la concession et situées en aval du Point de Livraison.

« Classe tarifaire » : désigne le service auquel le client souscrit.

« Périmètre de la concession d'électrification hors-réseau » : désigne la zone géographique attribuée au Titulaire, telle que désignée dans la Convention de concession d'électrification hors-réseau du Titulaire.

« Point de livraison » : désigne le point à partir duquel l'électricité est mise à la disposition du Client. Il correspond aux bornes de sorties du compteur pour les clients réseau et du régulateur pour les clients SSD.

« Point de raccordement » : désigne le point situé sur le tableau électrique (côté intérieur) à l'extrémité du câble du client où seront raccordées les prises des clients.

« Puissance souscrite » : désigne la puissance maximale que le client désire avoir à sa disposition pour satisfaire ses besoins en énergie.

« Renforcement du réseau » : désigne l'opération ayant pour effet d'augmenter les capacités de transit de l'énergie électrique.

« Réseau » : désigne l'ensemble des lignes électriques et postes, destiné à la conduite de l'énergie électrique depuis les lignes sources jusqu'aux installations électriques des clients.

« Réseau de distribution » : désigne l'ensemble des lignes électriques et postes permettant l'acheminement de l'énergie électrique du point de production aux Points de Livraison à des tensions inférieures ou égales à 33 kV et à une fréquence de 50 Hz.

«SSD» : désigne le Système solaire décentralisé, qui permet de produire des services électriques autonomes.

Outre les définitions visées ci-dessus, les définitions données dans le décret n°2018-415 du 12 septembre 2018 portant réglementation d'électrification hors réseau en République du Bénin (Décret EHR), son arrêté d'application et les Conventions de concession et acte d'Autorisation d'électrification hors-réseau sont applicables au présent règlement.

CHAPITRE II : RACCORDEMENT

ARTICLE 3 : RACCORDEMENT AU RÉSEAU

3.1 Obligation de raccordement à l'intérieur du Périmètre de la Concession ou de l'autorisation

Le Titulaire est tenu de raccorder au Réseau de distribution, toute personne physique ou morale qui en fait la demande, pour autant que ce branchement soit situé à l'intérieur du Périmètre de la concession du titulaire et à condition que le point de livraison du demandeur soit situé à moins de 35 m du réseau existant, dès qu'il a au préalable souscrit à un Abonnement et qu'il a payé l'Apport Initial.

Toutefois le Titulaire n'est pas tenu de raccorder un Client dont le Point de livraison est situé dans un site impropre au raccordement comme entre autres les zones inondables, les zones marécageuses, les bâtiments dangereux (tels que des bâtiments construits avec des matériaux présentant un risque d'inflammabilité élevé, par exemple de la paille, ou des matériaux précaires ne permettant pas de garantir la solidité de l'ouvrage), les sites exposés à des risques d'éboulements, les zones non constructibles ou toute zone interdite à la construction ou à l'implantation d'ouvrage électrique par les autorités compétentes.

3.2 Branchements

Les Branchements sont des biens affectés au service public de l'électricité et ce, quel que soit leur mode de financement.

Les Clients sont tenus de veiller à ne pas altérer le bon fonctionnement des équipements constitutifs des Branchements et de faciliter l'accès de ces installations

aux agents du Titulaire pour les besoins de contrôle, d'entretien, de renouvellement, et le cas échéant, de dépose.

Le Client doit permettre au Titulaire d'installer, gratuitement, sur sa propriété, à des endroits appropriés estimés par ce dernier, sécurisés et convenus, les équipements nécessaires à la fourniture, au contrôle et à la mesure de l'électricité, y compris les Points de raccordement et de livraison.

Le Client doit également consentir, gratuitement, au Titulaire le droit à l'usage du tréfonds pour l'installation, le raccordement, l'exploitation, l'utilisation et l'entretien de ses équipements et le droit de sceller tout point permettant un raccordement avant comptage.

3.2.1 Typologie des branchements

Les Clients sont raccordés par le Titulaire en monophasé (2 fils).

Toutefois, à la demande du Client, le Titulaire peut réaliser un raccordement en triphasé (4 fils).

Ces branchements seront traités comme indiqués à l'article 3.2.3, pour ce qui concerne la prise en charge des travaux.

3.2.2 Surplomb des propriétés privées

Le surplomb de la propriété d'un tiers est effectué dans les conditions prévues à l'article [58] du code de l'Électricité en République du Bénin, relatif aux Servitudes sur les propriétés privées.

Dans le cas d'une fausse déclaration de propriété par le demandeur sur un terrain ou un local à surplomber, le Titulaire décline toute responsabilité, et le demandeur supportera en conséquence toute indemnisation et/ou frais de rétablissement de réseau, voire le cas échéant, pourra être exposé à des poursuites judiciaires.

En outre, le Titulaire ne peut être tenu responsable pour les surplombs existant avant la reprise des installations qui lui sont transférées.

3.2.3 Cas d'extension ou de renforcement de Réseau de Distribution

Les coûts d'extension ou de renforcement de Réseau, nécessaires au branchement d'un nouveau Client sont à la charge du Client. L'évaluation de ces coûts est établie par le Titulaire qui est tenue de réaliser les travaux. Les frais d'études et d'établissement du devis des travaux seront à la charge du client .

Le Client versera alors au Titulaire une contribution forfaitaire pour frais d'étude, avant établissement de l'évaluation du coût des travaux.

La durée de validité du devis des travaux est de 90 jours, à compter de la date de sa remise au Client. Passé ce délai, une actualisation de ce devis pourra être nécessaire.

Avant le démarrage des travaux, le Client est tenu de régler le montant des coûts restants déduction faite des frais d'études, les modalités de paiement seront

déterminées d'un commun accord entre le Client et le Titulaire. En aucun cas, le Client ne peut prétendre percevoir des frais de participation en cas de raccordement de tout nouveau Client sur cette extension.

3.2.4. Délais de réalisation des branchements et des installations intérieures

Le branchement d'un Client sera réalisé à partir du moment où sa demande d'abonnement est validée. Cette validation interviendra dans les 30 jours qui suivent sa demande au cours d'une visite chez le Client afin notamment de valider avec ce dernier les conditions de mise en place des installations intérieures. Cette validation sera formalisée par la signature d'un procès-verbal de visite qui indique entre autres les types d'installations intérieures retenus par le client. Ce procès-verbal de visite sera signé par le client et l'agent mandaté par le Titulaire.

Dans le cas où le titulaire propose des solutions standards d'installations intérieures au prorata du nombre de pièces équipées, ces solutions feront l'objet d'une validation technique sur dessin de CONTRELEC ou d'une personne agréée pour la mise à la terre et les protections et d'une vérification et validations des bordereaux de prix proposés au client approuvés et publiés par l'ARE.

Aucune installation ne sera validée sur des surfaces en paille ou autres matériaux susceptibles de s'enflammer. Dans ce cas, le Titulaire pourra proposer au client sous réserve du paiement des frais additionnels d'abonnement une solution de raccordement alternative plus sécurisée. En cas de refus de cette solution alternative, et/ou du non-paiement de la totalité des frais additionnels susmentionnés, la demande de raccordement sera rejetée par le Titulaire, les frais d'abonnement seront donc restitués au client.

La réalisation des branchements et des installations intérieures interviendra à partir de la date de validation de la demande d'abonnement du client dans un délai maximum de trois (03) mois.

Ce délai s'applique également au cas-d'un réabonnement, de travaux de déplacement du compteur à la demande du Client.

Au terme de l'installation, un procès-verbal est signé contradictoirement par le Client et le Titulaire.

3.2.5 Entretien, renouvellement et dépose :

- **Entretien et renouvellement des branchements :**

Les branchements doivent être maintenus en permanence en bon état de marche par le Titulaire, qui en assure l'entretien et le renouvellement pendant toute la durée de la Concession.

Le client doit signaler au Titulaire dans les plus brefs délais toute situation anormale constatée.

- **Dépose des branchements :**

Un branchement pourra être déposé à l'initiative du Titulaire notamment (sans s'y limiter) dans l'un des cas suivants :

- Modification apportée à un branchement existant sans autorisation préalable du Titulaire ;
- Établissement ou existence d'un branchement, établi par un tiers sans l'accord formel du Titulaire (branchements frauduleux) ;
- Revente ou cession d'énergie par le Client à des tiers ;
- Refus d'accès au compteur, aux canalisations et autres appareils constitutifs du branchement par le ou les Client(s) ;
- Refus d'accès aux installations intérieurs par le ou les Client(s) ;
- Raccordement mis en service avant la réception de l'installation ou avant l'installation du compteur;
- Remise en service frauduleuse après coupure ;
- Branchement présentant un danger pour les personnes et les biens ;
- Absence de rechargement de son compteur par le Client au cours d'une période de deux (02) mois (intermittente ou consécutive) et après plusieurs relances du Titulaire ;
- Résiliation de l'abonnement.

ARTICLE 4 : INSTALLATION SYSTÈME SOLAIRE DECENTRALISE

Le Titulaire pourra, à sa seule discrétion, équiper d'un système Solaire Décentralisé (SSD) tout consommateur situé dans son périmètre, qui en fait la demande, et que le Titulaire estime ne pouvoir connecter directement à son réseau. Le Titulaire pourra également mettre le consommateur concerné en relation avec un promoteur de SSD de son choix.

Le système Solaire Décentralisé est la propriété du Titulaire, ou du promoteur de SSD, selon la cas qui en confie la responsabilité, la garde et l'entretien courant au client. qui en confie la responsabilité, la garde et l'entretien courant au Client.

4.1 Éléments constitutifs d'un Système Solaire Décentralisé « SSD »

Un SSD comprend obligatoirement les éléments suivants :

- Module(s) Solaire Décentralisé (s) d'une puissance correspondant à celle du niveau de service souscrit ;
- Support de module SSD. ;
- Régulateur de charge de batterie ;
- Batterie de stockage électrochimique ;
- Coffret de protection de batterie ;
- Câbles électriques de raccordement de ces composants.

Il comprend en cas de besoin un onduleur.

4.2 Réalisation d'une installation de SSD

À la demande du Client pour l'installation d'un SSD, le Titulaire effectue une visite chez le demandeur pour définir avec ce dernier l'implantation des principaux composants du système et établir le schéma de l'installation à valider par le Client.

Après acceptation de la demande d'abonnement par le Titulaire et règlement de l'Apport Initial par le Client, le Titulaire procède à l'installation au terme de laquelle un procès-verbal de réception est signé contradictoirement par le Client et le Titulaire.

4.3 Délais de réalisation d'une installation de SSD et des installations intérieures.

L'installation de SSD et la réalisation des installations intérieures sont effectuées dans les délais précisés au point 3.2.6 ci-dessus.

4.4 Typologie des SSD

Le Titulaire met à la disposition des Clients les types de SSD correspondant aux niveaux de service souscrits tels que défini dans le cahier des charges du contrat de concession ou de l'autorisation.

4.5 Entretien et renouvellement des SSD

Les SSD doivent être maintenus par le Titulaire en permanence en bon état de marche, qui en assure l'entretien global et le renouvellement pendant toute la durée du contrat avec le Client. Toutefois le Client est chargé du nettoyage hebdomadaire du panneau photovoltaïque, conformément aux prescriptions contenues dans le guide de l'utilisateur qui lui est remis à l'installation par le Titulaire.

Le Titulaire ne peut être tenu responsable des vols et détériorations affectant des installations individuelles photovoltaïques relevant de la Concession ou de l'autorisation.

En cas de détérioration du fait du Client ou de vol de ses installations, le remplacement sera effectué par le Titulaire au prix du marché et aux frais du Client.

Le Titulaire et le Client peuvent convenir des modalités d'apurement des frais de remplacement des dites installations, sur une base calendaire à définir par accord entre les parties.

Le Titulaire peut également proposer au Client une assurance collective pour le vol.

CHAPITRE III : COMPTEURS, ET INSTALLATIONS INTÉRIEURES

ARTICLE 5 : COMPTEURS ET GESTIONNAIRES DE CONSOMMATION

5.1 Installation, entretien, garde et responsabilité

Le Titulaire installe un système de gestion de la consommation en vue de contrôler la durée d'utilisation et la puissance appelée par les Clients facturés au forfait. Le Titulaire installe un système de comptage en vue de mesurer l'énergie consommée par les Clients facturés au kWh.

Les compteurs de facturation d'électricité doivent être d'un modèle approuvé et étalonné par l'Autorité nationale chargée de la Normalisation, de la Métrologie et du Contrôle de la Qualité ou tout autre organisme agréé.

Les systèmes de comptage et de gestion de la consommation sont fournis, installés et plombés par le Titulaire. Ils constituent la limite de propriété du Titulaire.

Le Client est tenu de fournir les emplacements nécessaires pour l'installation. Ces emplacements devront être situés à proximité du branchement et accessible à tout moment pour permettre d'effectuer facilement les lectures et de procéder aisément aux opérations de vérification et d'entretien. Le local devra être sec et correctement aéré, tout en étant à l'abri de la poussière. Il est interdit de le placer dans les cuisines, salles de bain, chambres, penderies etc. Le tableau doit être placé à environ 1,5 m du sol.

Les systèmes de comptage et les appareils de contrôle sont entretenus par le Titulaire. Toutefois, le Client doit s'assurer qu'aucun élément extérieur ne vienne gêner leur fonctionnement ou les endommager. En cas de dégradation imputable au Client ou de vol, les frais de réparation ou de remplacement seront à la charge de ce dernier.

Les appareils de comptage et de contrôle sont placés sous la responsabilité du Client qui en assure la garde, l'entretien courant suivant les prescriptions du Titulaire. Le client doit signaler sans délai au Titulaire toute altération (bris du plombage, rotation anormale du compteur etc.) ou tout dysfonctionnement.

Les installations doivent être en permanence accessibles pour les agents du Titulaire ou tout agent mandaté par le Titulaire aux fins de relevé et de contrôle.

En cas d'anomalie, il sera dressé un constat par un agent assermenté conformément aux dispositions de l'article 12 du présent Règlement de Service.

Le Titulaire peut prendre toute disposition qu'il juge utile pour garantir que la totalité de l'énergie consommée fait l'objet d'un enregistrement par les compteurs et s'assurer qu'il n'existe aucun risque de soustraction des consommations d'énergie à son insu et contre son gré.

5.2 Vérification des compteurs – dysfonctionnement

Tout Client peut demander la vérification de son compteur par les agents du Titulaire.

À cet effet, un rendez-vous sera pris et une inspection sur place sera proposée dans un délai de (10) dix jours à compter de la réception de la réclamation du Client. En cas d'anomalie ou de défectuosité de l'appareil de comptage ou de contrôle, il sera procédé à son remplacement ainsi qu'au redressement de la facturation en conséquence.

Dans le cas où après vérification par les agents du Titulaire, la réclamation du Client n'est pas justifiée (erreur constatée inférieure à 3%), l'intégralité des Frais de Contrôle et d'Étalonnage sera à la charge du client.

ARTICLE 6 : INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES INTÉRIEURES

6.1 Obligation de réaliser les installations intérieures

Le préfinancement et la réalisation des Installations Intérieures pour les Clients des niveaux de service correspondant au tarif S1 à 5 et T,T1 à T3 (solaires et réseaux) incombent au Titulaire. Pour les Clients du niveau de service du tarif T4 la réalisation des installations intérieures peut-être réalisée par un tiers si le client le souhaite ; elle devra cependant être respectueuse des normes techniques en la matière. Le client peut également en confier la réalisation au Titulaire. Il lui sera fait à ce moment un devis qui tiendra compte des spécificités de son installation, ainsi que des conditions de paiement. Dans le cas où le Client fait réaliser son installation par un tiers, il devra obtenir l'homologation de CONTRELEC ou de toute personne habilitée.

Le Titulaire a l'obligation d'installer toute protection adéquate des biens et des personnes

Les éléments constitutifs de l'installation intérieure à préfinancer et à réaliser par le Titulaire se présentent par niveau de service forfaitaire comme suit :

- **Kits solaires**
 - S1 : 5 points lumineux au maximum avec interrupteurs et une prise n'excédant pas 15 W ;
 - S2 : 7 points lumineux au maximum avec interrupteurs et 2 prises n'excédant pas 15 W chacune;
 - S3 : 12 points lumineux au maximum avec interrupteurs, 2 prises n'excédant pas 15 W chacune et une prise n'excédant pas 50 W.
 - S3 et 4 : en fonction de la demande du client (kits de taille supérieur à 100 Wc avec un onduleur 220V pour prises de courants ou un convertisseur DC/AC ;
- **Installations intérieures des bâtiments raccordés au mini-réseaux**
 - T, T1 à T2(*introduire la notion de solution standard d'installation intérieure au prorata de pièces équipées à calibrer en fonction de la taille des bâtiments*)
 - T3 et 4 en fonction de la demande du Client.

Après l'apport personnel, le remboursement par le Client au Titulaire du solde du préfinancement des installations intérieures sera étalé sur une durée allant de 12 mois à une durée maximum de 36 mois. En cas de résiliation de l'abonnement par le client et

de son fait (défaut de paiement, fraude), le solde du préfinancement des installations intérieures sera réglé en une seule traite au moment de la résiliation.

6.2 Mise en place et entretien

La livraison des installations intérieures au Client par le Titulaire fait l'objet d'un procès-verbal de réception signé contradictoirement et qui transfère au Client la propriété des équipements.

Ces Installations Intérieures sont utilisées et entretenues par le Client, conformément aux normes et règlements techniques en vigueur et sont placées sous son entière responsabilité.

L'installation et l'entretien des installations électriques intérieures sont réalisés de manière à éviter tout problème de fonctionnement du Réseau de Distribution, à ne pas compromettre la sécurité des personnes qui interviennent sur ces installations dans le cadre du service, et à empêcher l'usage illicite et frauduleux de l'énergie électrique.

Le Client doit procéder au renouvellement des équipements d'usure (dont les ampoules) avec des équipements équivalents à ceux installés à l'origine par le Titulaire. Le Titulaire peut se charger de ce renouvellement sur demande du Client et aux frais de ce dernier.

Le Titulaire ne pourra en aucun cas être tenu pour responsable de tout dommage matériel, corporel ou de toute autre nature résultant d'un mauvais entretien, d'une mauvaise utilisation, ou d'un dysfonctionnement d'une installation intérieure.

6.3 Conditions de fonctionnement des installations électriques intérieures

Les installations électriques intérieures (et les appareillages) de tout Client doivent fonctionner de manière à :

- éviter des perturbations dans l'exploitation des installations des autres Clients et du réseau du Titulaire ;
- ne pas compromettre la sécurité des agents du Titulaire et du public ;
- éviter l'usage illicite ou frauduleux de l'énergie électrique.

Le Client est seul responsable de toute anomalie sur ses propres installations ainsi que des dommages causés, y compris celles pouvant causer des dommages à la collectivité ou aux tiers, tant par l'installation, que par le fonctionnement des ouvrages installés par ses soins. Il doit donc éviter toutes modifications intempestives.

Le type, les caractéristiques et le réglage des appareils de protection du Client doivent permettre la protection du Client et du Titulaire du titre d'exploitation hors réseau.

Le Client doit informer immédiatement le cessionnaire de toute défectuosité électrique ou mécanique de son installation électrique susceptible de perturber le réseau du Titulaire, de nuire à l'alimentation des autres Clients ou de mettre en danger la sécurité des personnes ou des biens.

Tout appareil ou partie de l'installation qui constituerait un danger ou une gêne pour le fonctionnement normal du Réseau de Distribution, notamment par défaut de protection

efficace, doit être immédiatement isolé ou remplacé par le propriétaire, sous peine de suspension de la fourniture par le Titulaire .

Tout Client désirant utiliser un moyen quelconque de production autonome d'électricité doit équiper ses installations d'appareils de commutation et de protection appropriés de sorte à ne jamais réinjecter de l'énergie sur le réseau.

6.4 Défaillance dans les Installations Intérieures

Le Titulaire peut, à tout moment, isoler les installations du client après l'avoir informé en cas de défaillance grave de ces dernières, produisant un déclenchement des protections du réseau.

Le Titulaire peut par la suite, sans formalité ni préavis, refuser ou interrompre la fourniture de l'énergie électrique s'il est reconnu que les Installations Intérieures sont défectueuses ou non conformes aux normes et aux règlements en vigueur.

6.5 Modification du type des installations intérieures

Le Client est tenu de n'apporter aucun changement ni addition aux circuits de ses Installations Intérieures sans accord préalable écrit du Titulaire. Cet accord ne constitue pas une garantie du fonctionnement des Installations Intérieures du Client. Les vérifications effectuées par le Titulaire sont opérées dans le seul but d'empêcher toute perturbation au réseau de distribution.

Tout Client désirant passer à un niveau de service supérieur, est tenu de faire une demande de modification et d'adaptation de ses Installations Intérieures au niveau de service demandé. Après accord du Titulaire, le Client procède à sa charge à la mise à niveau technique de ses Installations Intérieures en adéquation avec le niveau de service supérieur demandé et en conformité avec les normes et règlements en vigueur.

Ces travaux de modification réalisés par le Client font l'objet d'une réception par le Titulaire pour validation. À l'issue de cette validation, le Titulaire doit permettre au Client de contracter le niveau de service demandé par la signature d'un avenant au contrat d'abonnement et le paiement des frais relatifs conformément aux dispositions du paragraphe 7.6 du présent Règlement de Service.

6.6 Droit d'accès du Titulaire aux installations chez le Client

Le Client doit permettre aux représentants du Titulaire de pénétrer dans sa propriété dans les cas suivants :

- pour interrompre ou rétablir la fourniture de l'électricité ;
- pour procéder à l'installation, l'exploitation, l'inspection, l'entretien, la réparation, la modification ou l'enlèvement de l'équipement appartenant au Titulaire ;
- pour procéder au dépannage ou au contrôle des installations intérieures ;
- pour vérifier si l'utilisation de l'électricité par le Client est conforme aux clauses du contrat d'abonnement ;
- pour effectuer les relevés et contrôle des compteurs.

Les représentants du Titulaire doivent être munis des documents d'identification établis par celui-ci.

CHAPITRE IV : ABONNEMENTS, TARIFICATION, CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL

ARTICLE 7 : OBLIGATION DE CONSENTIR DES ABONNEMENTS

7.1 Conditions de souscription d'un contrat d'abonnement

Les renseignements utiles pour l'instruction d'une demande d'abonnement sont récapitulés à l'annexe 1 du présent Règlement de Service.

Cinq niveaux de services sont contractuels aussi bien pour les Clients alimentés par extension réseau que ceux disposant des systèmes solaires décentralisés.

Les modèles de contrats d'abonnement sont joints en annexe au présent Règlement de Service. Les dispositions du présent Règlement du Service ainsi que les clauses contenues dans les modèles de contrats d'abonnement (Réseau et solaire) sont d'application immédiate à l'égard du Titulaire et de tous les Clients.

Toute demande de puissance supérieure à 3 kW sera satisfaite dans la limite technique permise par le réseau ou dans le cadre d'une extension ou renforcement du réseau de distribution suivant les conditions évoquées à l'article 3.2.3 du présent Règlement de Service.

La souscription d'un contrat d'abonnement est nécessaire pour bénéficier du service de l'électricité. Il sera conclu entre le Titulaire et le demandeur, et établit conformément aux modèles joints en annexe du présent Règlement de Service.

Toute personne désirant être alimentée en énergie électrique par réseau ou voie solaire est tenue de régler au Titulaire, avant le raccordement au service de l'électricité, un Apport Initial selon le tarif en vigueur fixé par l'Autorité de régulation.

Pour une personne physique, le contrat d'abonnement est souscrit par le propriétaire, le locataire ou le mandataire.

Pour une personne morale, le contrat est signé par son représentant légal ou par toute personne dûment habilitée.

Le contrat d'abonnement est établi au nom du demandeur sur présentation des pièces suivantes :

a) Pour une personne physique :

- Demande d'abonnement signée par le souscripteur ;
- Copie de la Carte Nationale d'identité (CNI) pour les souscripteurs de nationalité béninoise ou de la carte de séjour ou le passeport pour les étrangers ;

Le Titulaire pourra s'il le juge nécessaire, également demander une copie du contrat de bail ou l'autorisation du propriétaire pour les locataires, de l'acte d'achat ou le titre de propriété pour les propriétaires, de l'acte de jouissance en cas de conventions ou toute pièce légale justifiant l'occupation du légale.

b) Pour une personne morale :

- Demande d'abonnement signée par le représentant légal du souscripteur ;
- Copie de la carte Nationale d'identité (CNI) du gérant ;
- Copie du registre de commerce ;

Le Titulaire pourra s'il le juge nécessaire également demander une copie du contrat de bail ou l'autorisation du propriétaire pour les locataires, de l'acte d'achat ou le titre de propriété pour les propriétaires, de l'acte de jouissance en cas de conventions ou toute pièce justifiant que l'occupation est légale.

c) Et éventuellement pour les deux cas :

- Procuration pour un mandataire ;
- Autorisation du délégataire pour les locaux administratifs ;

Toute pièce fournie par le souscripteur, à l'exception des formulaires du Titulaire, doit être certifiée conforme et en cours de validité.

7.2 Responsabilités découlant de l'abonnement

Les droits et obligations découlant de l'abonnement sont attachés à la personne physique ou morale souscriptrice d'un contrat d'abonnement avec le Titulaire.

Le Client demeure responsable envers le Titulaire de toutes les consommations d'électricité relatives à son contrat d'abonnement tant que ce dernier n'est pas résilié.

Le souscripteur d'un contrat d'abonnement est tenu de respecter les obligations prévues au présent Règlement.

Lorsque le Client n'utilise pas l'électricité conformément aux clauses de son contrat, il est responsable de toutes les conséquences qui en découlent.

7.3 Cas de refus d'un abonnement

L'abonnement et la fourniture d'énergie électrique peuvent être refusés par le Titulaire si les installations intérieures du Client ne sont pas établies en conformité avec la réglementation et les normes en vigueur et/ou sont susceptibles d'entraîner :

- Des perturbations dans l'exploitation de tout ou partie du réseau (fluctuation de tension, fluctuations de fréquence) ;
- L'usage illicite ou frauduleux de l'énergie électrique ;
- Des situations dangereuses pour les personnes et les biens

Tout Client ayant des arriérés de paiement pourra se voir refuser tout nouvel abonnement tant que ces arrières n'auront pas été intégralement réglés.

7.4 Résiliation

Le Client peut à tout moment résilier son contrat en se présentant au point commercial du Titulaire, dont il dépend. Un préavis d'un mois est à observer. Pour les clients au forfait, tout mois calendaire entamé est dû.

Tout contrat présentant des impayés est passible d'une résiliation d'office, après coupure de courant qui peut intervenir un mois après la date limite de paiement, et huit jours après une mise en demeure du Client défaillant.

À la cessation de l'abonnement, et selon que le Client est raccordé au réseau ou alimenté par un système solaire, le Titulaire procède à la suspension de la fourniture d'énergie, à la vérification d'absence de fraude, à la dépose éventuelle du compteur, des équipements de contrôle ou du kit photovoltaïque, et à l'établissement d'un décompte de résiliation qui détermine la dette résiduelle du Client vis-à-vis du Titulaire. Ce décompte tient compte des montants restant dus au titre du remboursement du préfinancement des installations intérieures, le cas échéant.

En cas de décès d'un Client, ses héritiers ou ses ayants droit deviennent débiteurs de toutes les sommes restantes éventuellement dues au Titulaire, ou créanciers des sommes dues par le Titulaire au Client décédé, en vertu de l'abonnement initial.

Cependant, ils doivent procéder à la résiliation dudit contrat en bonne et due forme sous peine d'être déchus de toute action en rétablissement en cas de suspension d'énergie.

Le contrat d'abonnement peut être résilié d'office en cas de manquement à une ou plusieurs dispositions contractuelles.

7.5 Réabonnement

Un ancien Client dont le contrat a été résilié : il paye au titre de son réabonnement, l'avance sur consommation et le cas échéant, le solde débiteur de son contrat résilié, ainsi que les impayés de tous ses contrats ;

Le réabonné doit le cas échéant, assurer le paiement des mensualités restant du remboursement du préfinancement des installations intérieures réalisées par le Titulaire dans le cadre de l'abonnement résilié.

7.6 Migration entre services

Le changement de niveau de service, dans le respect des dispositions du paragraphe 6.5 du présent Règlement, doit faire l'objet d'un avenant en relation avec le niveau de service choisi.

Pour le passage à un niveau de service supérieur, le Client doit verser au Titulaire la différence entre les ASC des deux niveaux de service.

Tout changement du niveau de service à la demande du Client est conditionné par le règlement des Frais de migration fixes à l'annexe 7.

ARTICLE 8 : TARIFICATION

Les dispositions tarifaires sont issues des décisions de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

8.1 Structure tarifaire

Les modalités de tarification et la structure des tarifs approuvées par l'Autorité de Régulation de l'Électricité intègre :

- Des tarifs au forfait pour les Clients alimentés en SSD (S1 à S4) ou en mini-réseaux (tarif T)
- Des tarifs au kWh pour les Clients alimentés par mini-réseau (T1 à T4);
- Les niveaux de ces tarifs aux conditions économiques de référence, approuvés par décision de l'Autorité de Régulation de l'Électricité à la date de signature du Contrat de Concession, sont présentes à l'annexe 6 du présent Règlement.

Toutefois et dans la limite des tarifs fixés par l'Autorité de Régulation de l'Électricité, le Titulaire pourra faire des offres commerciales selon la demande de la clientèle. Ces offres devront être validées par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

8.2 Modifications tarifaires

L'ajustement des tarifs se fait tous les trois ans. Les tarifs peuvent être ajustés annuellement sur proposition du Titulaire et après approbation de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, ou à l'initiative de cette dernière.

Les tarifs appliqués aux Clients sont ceux approuvés par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

ARTICLE 9 : CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL

9.1 Mesure de l'électricité

Pour les clients de type (T1 à T4 au kWh), l'énergie vendue est mesurée par le compteur. Le calibre et le type des compteurs sont fixés par le Titulaire d'après les caractéristiques des installations à alimenter.

Un compteur distinct est installé à chaque point de livraison-

Les appareils de mesure, de contrôle et de protection comprennent notamment :

- Pour les Clients domestiques, commerciaux, productifs et communautaires :
 - un compteur d'énergie active fourni par le Titulaire.;
 - un disjoncteur agréé, limitant la puissance appelée à la puissance souscrite du Client ;
 - une mise à la terre de l'installation
- Pour les Clients Éclairage Public
 - un dispositif permettant la mise en service et hors service des installations
 - un dispositif de protection des installations.

Le Titulaire pose le compteur, calibre le disjoncteur et procède au scellage de la planchette du coupe-circuit à fusible et du disjoncteur.

Le Titulaire peut également installer des appareils de contrôle pour s'assurer que les consommations des usagers facturés au forfait sont en adéquation avec leur niveau de service.

9.2 Facturation

Les clients des niveaux de services des tarifs S1 à s4 des SSD et T des mini-réseaux sont soumis à la facturation forfaitaire. Les clients réseau des classes T1 à T4 sont facturés à la consommation.

Ces deux types de tarif (réseau et forfait) sont appliqués dans le respect des modalités de tarification approuvées par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

9.2.1 Facturation Basse Tension Réseau

a. Clients au tarif forfaitaire :

À l'échéance mensuelle prévue par le contrat d'abonnement, le Client au tarif forfaitaire règle au Titulaire à l'avance suivant les modalités de prépaiement convenu un montant forfaitaire comprenant les éléments ci- après :

- le forfait hors taxes de la composante énergétique ;
- la prime fixe;
- les droits et taxes imposés par la législation en vigueur, et
- le remboursement mensuel du préfinancement des installations intérieures, le cas échéant ;

Le client peut payer à l'avance un ou plusieurs mois

Si le Client est en défaut de paiement, il fait l'objet d'une coupure de courant sur ses installations. Dans un délai d'un mois à compter de la date de la coupure, il fait l'objet d'une mise en demeure. Le client dispose alors d'un délai de 8 jours pour régler les deux mois de forfait auquel il est tenu. Au terme de ce délai le titulaire peut engager la procédure de résiliation du contrat et de dépose du matériel

Tout rétablissement de courant après coupure est conditionné par le règlement des frais correspondants.

Si le Client ne se manifeste pas pour le règlement de ses arriérés dans un délai de 30 jours à partir de la date de coupure de courant, il sera résilié d'office.

b. Facturation au kWh

Les Clients des catégories tarifaires T1 à T4 alimentés par le réseau sont facturés au kWh sur la base de compteurs à prépaiement.

Sur la base d'une échéance mensuelle prévue par le contrat d'abonnement, le Client des catégories T1 à T4 règle sur ses recharges d'électricité à l'exception du remboursement de ses installations intérieures, les éléments ci-après :

- La quantité d'énergie consommée facturée au prix du kWh de la catégorie ;

- La redevance fixe mensuelle, qui sera déflaquée de la recharge d'unité en premier chef ;
- Les droits et taxes imposés par la législation en vigueur.

Il rembourse sur un compte séparé et suivant une modalité de paiement convenue (à distance de préférence) :

- Le remboursement mensuel du préfinancement des installations intérieures, éventuellement

Si le Client ne règle pas deux mensualités de remboursement successives, il fera l'objet d'une coupure de courant sur ses installations et sera mis en demeure pour le paiement de ses arriérés de remboursement et de prime fixe non payée. Tout rétablissement de courant après coupure est conditionné par le règlement des frais correspondants.

Si le Client ne se manifeste pas pour le règlement de ses arriérés dans un délai de 5 jours à partir de la date de coupure de courant, il sera mis en demeure pour résiliation d'office.

c. Dépassement de la puissance souscrite

Le Client est tenu de maintenir son appel de puissance à tout moment dans la limite de son niveau de service et/ou de sa puissance souscrite conformément aux dispositions de son contrat d'abonnement.

Pour les Clients au kWh et en cas de dépassement répété de la puissance souscrite, le Titulaire procède à l'augmentation de la puissance souscrite.

9.2.2 Facturation des systèmes solaires décentralisés

Les Clients des systèmes solaires décentralisés ne disposent pas d'un système de comptage électriques. Ils sont soumis à la facturation forfaitaire contractuelle pour les différents niveaux de services (S1 à S4) et pour le tarif T des mini-réseaux.

Facturation

À la date d'échéance mensuelle prévue par son contrat d'abonnement, le Client alimenté par SSD règle au Titulaire, par le système de paiement convenu, les éléments du forfait ci-après :

- La composante énergétique mensuelle hors taxes, forfaitaire pour les niveaux de service S1 à S4);
- La redevance tableau de son niveau de service ;
- et le cas échéant, les droits et taxes imposés par la législation en vigueur
- Le remboursement mensuel du préfinancement des installations intérieures ;

Si le Client est en défaut de paiement, il fait l'objet d'une coupure de courant sur ses installations. Dans un délai d'un mois à compter de la date limite de paiement, il fait l'objet d'une mise en demeure. Le client dispose alors d'un délai de 8 jours pour régler

les deux mois de forfait auquel il est tenu. Au terme de ce délai le titulaire peut engager la procédure de résiliation du contrat et de dépose du matériel

CHAPITRE V : OBLIGATIONS DES CLIENTS

ARTICLE 10 : RESPECT DES DROITS DU TITULAIRE

10.1 Prérogatives du Titulaire en vertu de son titre d'exploitation

Le Client est tenu de respecter les droits du Titulaire découlant de la Concession et de la Licence visées au présent Règlement, ainsi que les biens concédés et de manière générale, tous les autres biens affectés au service public de l'électricité.

À ce titre, le Client est tenu :

- a) de respecter le droit de distribution exclusif du Titulaire sur son Périmètre de Distribution tel que défini à l'article 3 du présent Règlement. En conséquence, il est formellement interdit aux Clients de distribuer l'énergie électrique hors du point de livraison du Titulaire ;
- b) de n'effectuer aucune opération sur le branchement en amont d'un point de livraison (dérivations, démontage, etc.) ;
- c) de ne céder l'électricité ou la mettre à disposition d'un tiers en dehors de la propriété desservie.
- d) en cas de non-respect de ces dispositions, le Client s'expose à la suspension de son alimentation ou à la dépose du branchement ainsi qu'à des amendes et poursuites pénales.
- e) le Client doit utiliser l'électricité conformément aux termes du contrat d'abonnement (respect de la puissance souscrite, usage etc.), de façon à ne pas causer de perturbations au réseau du Titulaire , à ne pas nuire à la fourniture de l'électricité aux autres Clients et à ne pas mettre en danger la sécurité des représentants du Titulaire et des tiers.

10.2 Prérogatives des agents du Titulaire

Le Titulaire de l'Autorisation ou toute autre personne ou entité agissant sur son autorisation, a le droit d'accéder aux lieux et places, qui reçoivent ou ont reçu de l'énergie électrique, fournie par ledit Titulaire de l'Autorisation, aux fins de procéder à des travaux, à l'inspection des lieux, des lignes électriques, des instruments de mesure, ou de tout autre équipement technique lui appartenant, ou exploité par lui, de procéder au relevé des instruments de mesure, ou de procéder au remplacement des équipements lui appartenant ou exploités par lui.

Les agents du Titulaire de l'Autorisation ont, sous sa seule responsabilité, accès aux branchements des Abonnés et installations électriques intérieures pour tous relevés, vérifications et travaux utiles à l'exploitation, dans le respect des occupations privatives des propriétés et des constructions.

Le droit d'accès dont il est fait état aux alinéas précédents, ne peut être exercé qu'entre 8 heures et 18 heures, sauf en cas de circonstances exceptionnelles, tenant à l'Abonné ou au Titulaire de l'Autorisation et qui dûment justifiées permettraient l'exercice du droit d'accès à des heures différentes, notamment en cas d'interruptions du service nécessitant une intervention immédiate pour préserver la sécurité des Abonnés ou assurer le bon fonctionnement du réseau.

Tout refus par un Abonné de donner l'accès au compteur donne lieu à un rapport établi par le Titulaire de l'Autorisation ou l'Autorité Compétente et peut être suivi d'une suspension immédiate de la fourniture d'électricité à la discrétion du Titulaire de l'Autorisation d'exploitation hors réseau. L'accès au compteur peut être requis pour le relevé des consommations, la vérification de l'intégrité des installations ou pour des raisons de maintenance ou de sécurité, l'interruption ou le rétablissement du service de fourniture d'électricité ou, le cas échéant, aux fins de dépose des installations intérieures ou des équipements électriques dans les conditions du Contrat d'abonnement.

10.3 Prérogatives du Titulaire au titre des propriétés publiques ou privées

Le Titulaire de l'Autorisation dispose des prérogatives et des compétences à l'égard des propriétés publiques ou privées, nécessaires pour l'exploitation des installations, équipements et des ouvrages électriques situés sur le domaine public et pour les travaux qu'il conduit ou fait exécuter au titre de l'Autorisation, conformément aux dispositions de la loi.

Le Titulaire de l'Autorisation ne peut exercer les prérogatives et les compétences mentionnées ci-dessus, que dans l'intérêt du service autorisé et à la condition qu'il respecte les règles de sécurité publique et la commodité des habitants prévus par l'ensemble des textes en vigueur, ainsi que les normes et règles de fonctionnement et sécurité de la production, du transport et de la distribution d'énergie électrique qui peuvent être fixées par l'Autorité de Régulation.

En outre, le surplomb de la propriété d'un tiers est effectué dans les conditions de l'Article 3.2.2 du présent Règlement. Lors de la construction du réseau ou de son extension, il est de la responsabilité de chaque Abonné de s'assurer du consentement de tous tiers dont la propriété serait amenée à être traversée par tout élément du réseau ou de son extension, et d'obtenir tout droit ou servitude de passage associée

ARTICLE 11 : RESPECT DES BIENS CONCÉDÉS ET DES ÉQUIPEMENTS

11.1 Respect des ouvrages affectés au service public de l'électricité

Les installations de distribution d'électricité exploitées par le Titulaire constituent des ouvrages publics. Conformément aux stipulations de la Concession et Licence du Titulaire, ces biens sont inaliénables, imprescriptibles, insaisissables et protégés en application de la réglementation en vigueur contre les dégradations de toute nature, tentative d'appropriation, d'emprise ou d'occupation.

Toute détérioration de ces installations et ouvrages et, plus généralement, toute atteinte ou tentative d'atteinte à leur intégrité matérielle ou à leur fonctionnement est passible de poursuites et de peines prévues au code pénal, sans préjudice des droits à réparation à acquitter au Titulaire. De même, les biens réalisés par le Titulaire, même non concédés, mais qui participent à l'exploitation, l'entretien et le renouvellement des biens concédés sont considérés comme affectés au Service Public de l'électricité. Leur participation à une mission de service public leur confère le caractère d'insaisissabilité.

Tous travaux ou constructions, de quelque nature que ce soit, à l'intérieur des couloirs des lignes de distribution d'énergie électrique doivent se faire dans le respect de la réglementation en vigueur au Bénin.

11.2 Respect des éléments constitutifs des branchements et des compteurs

Les branchements, compteurs et tous les autres actifs affectés par le Titulaire à la réalisation de ses activités de distribution sont considérés comme des installations de distribution que les Clients doivent respecter pour leur bon fonctionnement.

À ce titre, sauf dérogation expresse du Titulaire, les Clients :

- a) Ne peuvent acquérir des compteurs et autres matériels et équipements nécessaires au raccordement au réseau du Titulaire qu'auprès de ce dernier ;
- b) Ne peuvent déplacer ou apporter une modification quelconque aux compteurs ou à leur plombage et à leur fonctionnement, au calibre du disjoncteur ;
- c) Sont tenus de veiller à la sauvegarde des équipements de branchement installés dans leurs propriétés. Le remplacement de ces équipements en cas de dommages accidentels, de vol ou autres dégradations imputables au Client sera à la charge de ce dernier.

ARTICLE 12 : FRAUDES

Tous les actes ayant pour objet ou pour effet de prendre de l'énergie électrique en dehors des quantités mesurées par le compteur, d'accéder à un service supérieur à celui offert par le niveau de service souscrit, de fausser les indications du compteur constituent des fraudes et donnent lieu à une action en réparation par toute voie de droit. Ils ouvrent le droit pour le Titulaire d'intenter sans délai toute poursuite judiciaire tendant à définir les responsabilités tant civiles que pénales des auteurs des faits incriminés.

Le Titulaire doit faire constater toute fraude dans un procès-verbal dressé par un agent assermenté. Au constat d'une fraude, le Titulaire est fondé à :

- a) Suspendre la fourniture d'énergie et en informer le Client ou son représentant ;
- b) Adresser au Client en fraude, une facture correspondant à la quantité d'énergie soustraite sur la période de la fraude. La formule appliquée pour la facturation de la fraude est donnée en annexe 8 ;
- c) Ajuster le niveau de service souscrit par le Client ;

- d) Facturer au Client en fraude, les frais de remise en conformité de l'installation et les frais de coupure et de rétablissement.
- e) Résilier le contrat du client d'office

À défaut de paiement de la facture de fraude par le Client, le Titulaire est en droit d'entamer des poursuites judiciaires à son encontre.

CHAPITRE VI : OBLIGATIONS DU TITULAIRE

ARTICLE 13 : QUALITE DU SERVICE

Le Titulaire est tenu de fournir le courant suivant les tranches horaires ci-dessous et selon des normes de qualité prévues au présent article de ce Règlement.

13.1 Horaires de service

- Pour les villages alimentés par centrale autonome : service de 0 à 24 heures.
- Pour les villages alimentés par kit solaire : service minimum de six (06) heures (19 h - 01 h).

La durée d'utilisation maximale, pour les Clients réseau des services 1, 2 et 3 factures au forfait, est de huit (08) heures par jour. Elle est de six (06) heures pour les clients solaires.

Ces conditions minimales de fournitures peuvent être ajustées par le Titulaire dans le cadre de sa politique commerciale.

13.2 Qualité du courant

La livraison se fait en principe en monophasé et sur demande en triphasé. L'électricité est distribuée sous la forme d'un système triphasé ou monophasé à la fréquence 50Hz et sous la tension nominale 220 Volts entre phase et neutre et de 380 volts entre phases. Les tolérances admises par rapport aux valeurs nominales de la fréquence et de la tension sont respectivement de (+ ou -) 5% et (+ ou -) 11%.

Lorsqu'un abonné informe qu'il croit recevoir de l'électricité en dehors des variations de tension autorisée :

- le Titulaire doit expliquer le problème à l'abonné et les mesures prises ou à prendre pour le résoudre dans un délai de dix (10) jours ouvrables à compter du 1er contact ;
- s'il ne peut expliquer le problème sans une visite, il doit rendre visite à l'abonné dans un délai de quinze (15) jours ouvrables à compter du 1er contact.

13.3 Perturbation de la fourniture

Les obligations de fourniture d'énergie suivant les tranches horaires et dans les normes de qualité prévues au présent article pourront être suspendues dans les cas suivants :

- Interruptions nécessaires pour procéder à l'entretien des ouvrages et équipements. Ces interruptions programmées sont portées, au moins soixante-

douze (72) heures à l'avance, à la connaissance de l'ABERME, de la Commune et des Clients ;

- Interruptions et défauts de qualité survenant sans faute imputable au Titulaire pour des raisons indépendantes de sa volonté notamment tels que : la force majeure telle que définie par la loi, le fait de tiers (dommages aux équipements du Titulaire), des phénomènes atmosphériques exceptionnels (foudre, pluies diluviennes...).

Pour les interruptions exigeant une réparation immédiate, le Titulaire est autorisé à prendre d'urgence les mesures nécessaires, sous réserve d'en aviser l'ABERME et la Commune au plus tard soixante-douze (72) heures après le début de l'interruption du service.

Dans tous les cas, le Titulaire devra prendre toutes les mesures nécessaires pour protéger ses installations et ouvrages. Il appartiendra aux clients de prendre les précautions nécessaires pour se prémunir des conséquences dommageables des interruptions et des défauts de qualité de la fourniture de l'énergie.

En l'état actuel de la technique, la fourniture d'électricité, malgré toutes les précautions prises, reste soumise à des aléas pouvant être à l'origine d'interruptions. Le Titulaire ne sera tenu à aucune indemnisation vis à vis des Clients du fait d'interruptions pour cas de force majeure.

Le Titulaire ne peut être tenue responsable des préjudices résultant d'une tension de fourniture en régime permanent qui n'excède pas les limites contractuelles.

Dans le cadre de sa politique commerciale, le Titulaire met en place :

- un Numéro d'appel d'urgence figurant sur le guide de l'utilisateur ;
- le cas échéant des points relais de proximité (comité villageois ou chef de village).

Il procède en outre à la diffusion de conseils de sécurité, d'entretien, d'utilisation économe, efficace et productive de l'électricité à l'attention des Clients des mini-réseaux. Pour les usagers solaires, le SDD est livré avec une notice d'utilisation spécifique, accompagnée d'une formation de base du Client sur l'utilisation et l'entretien du SDD s'appuyant sur une lecture attentive et commentée de la notice d'utilisation.

Par ailleurs les usagers solaires pourront s'adresser au relais local du Titulaire désigné en rapport avec le chef de village et chargé du recouvrement et du recueil de nouveau contrat pour les réclamations techniques ainsi que l'achat de consommables d'installations intérieures (ampoules, fusibles etc.).

13.4 Rétablissement de la fourniture d'électricité

Sauf cas de forces majeures, le Titulaire est tenu de remettre le courant dans un délai n'excédant pas soixante-douze (72) heures à compter de la date de règlement des impayés par le Client.

En cas de non rétablissement dans ce délai, Le Titulaire doit payer au Client concerné une pénalité d'un montant de 500 F CFA HT pour les Clients forfaitaires et 2000 F CFA HT pour les Clients au kWh.

13.5 Information des Clients dans le cadre des interruptions de la fourniture d'énergie

Dans les conditions ci-après :

- en cas d'interruption programmée justifiée par des travaux sur le Réseau, le Titulaire est tenu d'en informer les clients concernés par voie de presse dans un délai d'au moins 72 heures préalablement à la réalisation desdits travaux ;
- en cas d'interruption d'énergie liée à des incidents ou événements extérieurs (déclenchements de ligne, perturbations atmosphériques, accidents, effondrements de réseau, ou tout autre événement fortuit en dehors du contrôle du Titulaire), le Titulaire est tenu d'informer tout Client en faisant la demande, sur l'origine de cette interruption dans un délai de 72 heures à compter de la réception de ladite demande.
- en cas d'interruption injustifiée de la fourniture d'électricité à dix (10) Clients au moins au cours d'une période de plus de sept (7) jours, le Titulaire sera exposé à une pénalité pécuniaire définie à l'annexe 10.

ARTICLE 14 : RECLAMATIONS

Toute réclamation adressée au Titulaire doit être écrite en français par le Client ou son représentant dûment mandaté. La réclamation est déposée au point commercial du Titulaire dont dépend le Client ou au siège de la Direction Générale du Titulaire. Elle doit impérativement préciser le Numéro du Client, le Numéro de son contrat ainsi que toutes les précisions utiles au traitement de sa demande.

Le Titulaire doit expliquer au Client le problème et les mesures prises ou à prendre pour le résoudre, dans un délai de 10 jours ouvrables à compter de la date de réception de la réclamation.

Dans le cas où l'explication du problème nécessite une visite sur place, le Titulaire est tenu de rendre visite au Client dans un délai de 15 jours ouvrables à partir du premier contact, en vue d'enquêter sur le problème, de l'expliquer et dégager les mesures à entreprendre pour le résoudre.

Si le Client n'obtient pas un retour du Titulaire dans un délai de soixante (60) jours suivant sa réclamation, il peut saisir l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE), conformément aux procédures en vigueur.

ARTICLE 15 : RESPONSABILITÉS

Tout abonnement ou entente conclus en vertu du présent Règlement, toute installation effectuée par le Titulaire, tout raccordement du réseau à l'installation électrique du

Client, toute autorisation donnée par le Titulaire , toute inspection ou vérification effectuée par le Titulaire ne constituent et ne doivent être interprétés comme constituant une évaluation ou une garantie par le Titulaire :

- de la valeur fonctionnelle.
- de la sécurité des installations du Client ;
- de leur conformité à toute disposition législative ou réglementaire.

CHAPITRE VII : DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES

ARTICLE 16 : DISPOSITIONS TRANSITOIRES

Le présent Règlement de Service est applicable, au Titulaire et à ses Clients, dès son approbation et sa publication.

En cas de contradiction entre les dispositions des contrats d'abonnement existants et le présent Règlement, les dispositions du Règlement de Service prévalent.

ARTICLE 17 : MODIFICATION ET DIFFUSION DU RÉGLEMENT DE SERVICE

17.1 Modification du Règlement de Service

Le Règlement de Service ne peut être modifié qu'après avis de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

En cas de modification du titre d'exploitation affectant ses relations avec le Client, le Titulaire pourra proposer à l'ARE un amendement au Règlement du service pour prendre en compte les modifications pertinentes.

17.2 Publication

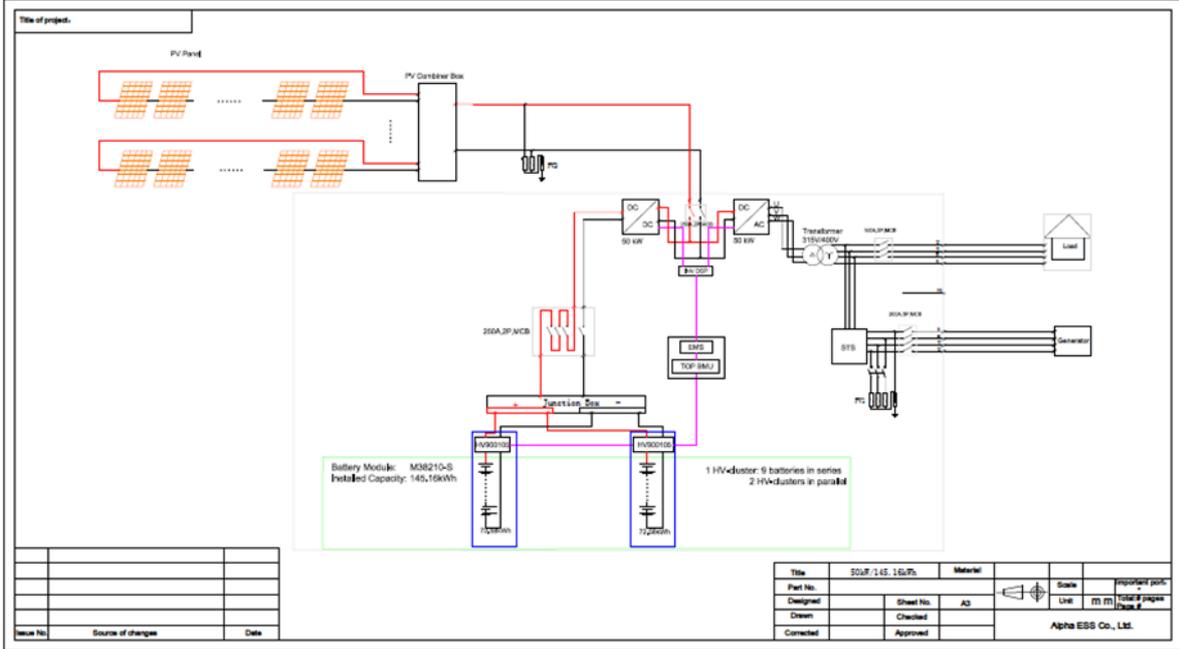
Le Règlement sera publié par tout moyen approprié, notamment le Bulletin Officiel et le site internet de l'Autorité de Régulation de l'Électricité

17.3 Mise à disposition du Règlement de Service

Le Titulaire est tenu de mettre une copie du Règlement de Service à la disposition du public dans ses points commerciaux.

Le Titulaire fera parvenir une copie du présent Règlement du Service dans un délai d'un mois à toute personne qui en fait la demande pour autant que celle-ci ait auparavant réglé les frais de reproduction et d'expédition de ladite copie.

ANNEXE 3 : SCHEMAS UNIFILAIRES DES CENTRALES DE PRODUCTION



ANNEXE 4 : PLANS DE CONCEPTION DES SUPPORTS PANNEAUX



ADIWATT is a company created in order to become a world leader in the manufacture and distribution of photovoltaic structures.

The goal of ADIWATT is to increase current market share and get closer to all their clients to make it much easier to fulfill their needs.

ADIWATT staff is technical and sales specialized in the PV market, with long experience in manufacturing, desing and marketing. From here, we welcome you to our group and hope to keep us in mind to your future projects.

As added value, ADIWATT has his own assembly staff, which throughout its extensive experience has developed the knowledge to install structures in any place and any condition.



2VBP

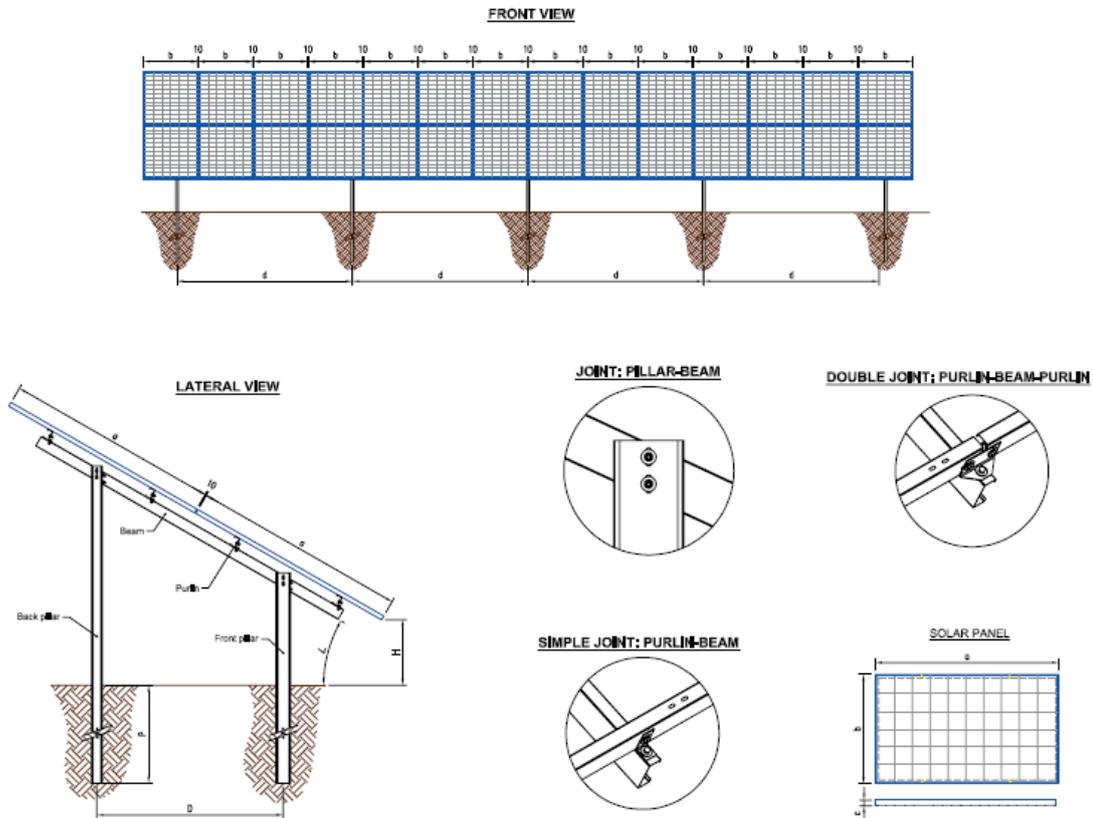
INNOVATIVE AND DISTINGUISHING CHARACTERISTICS:

- Flexible placement of photovoltaic modules
- Easy and quick assembling
- Options of foundation: Piling, drilling and concrete blocks.
- Own engineering department: Structures designed according to customer requirements.
- Weight reduction: Tailored dimensions of profiles.
- Complete structure and all bulk materials needed delivered.

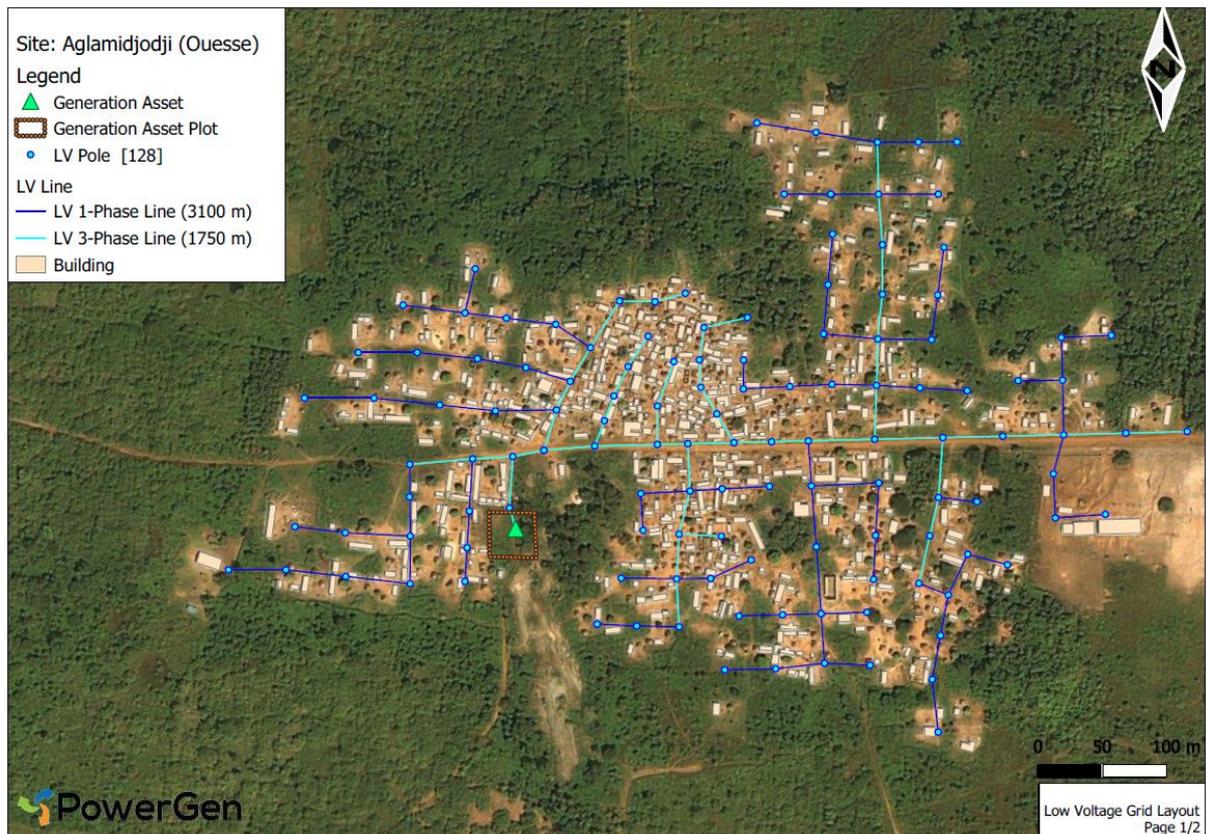
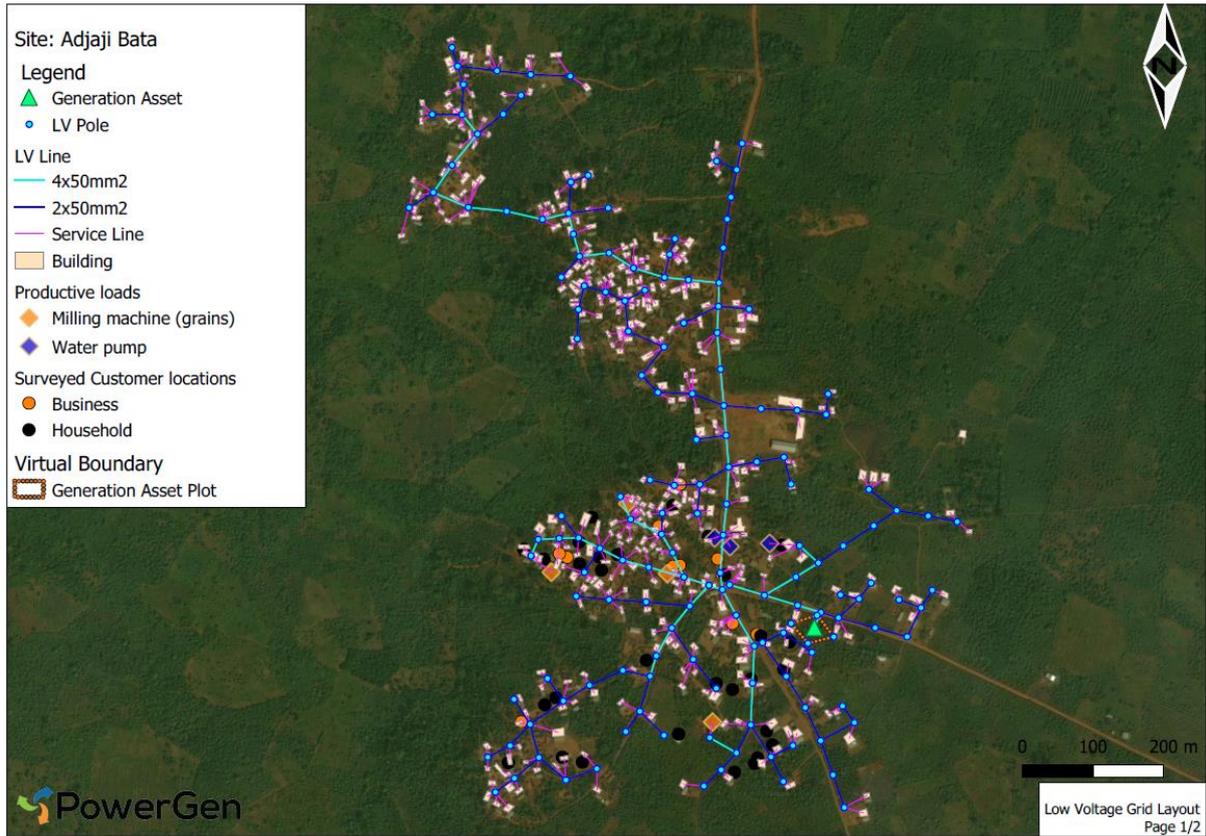
TECHNICAL CHARACTERISTICS:

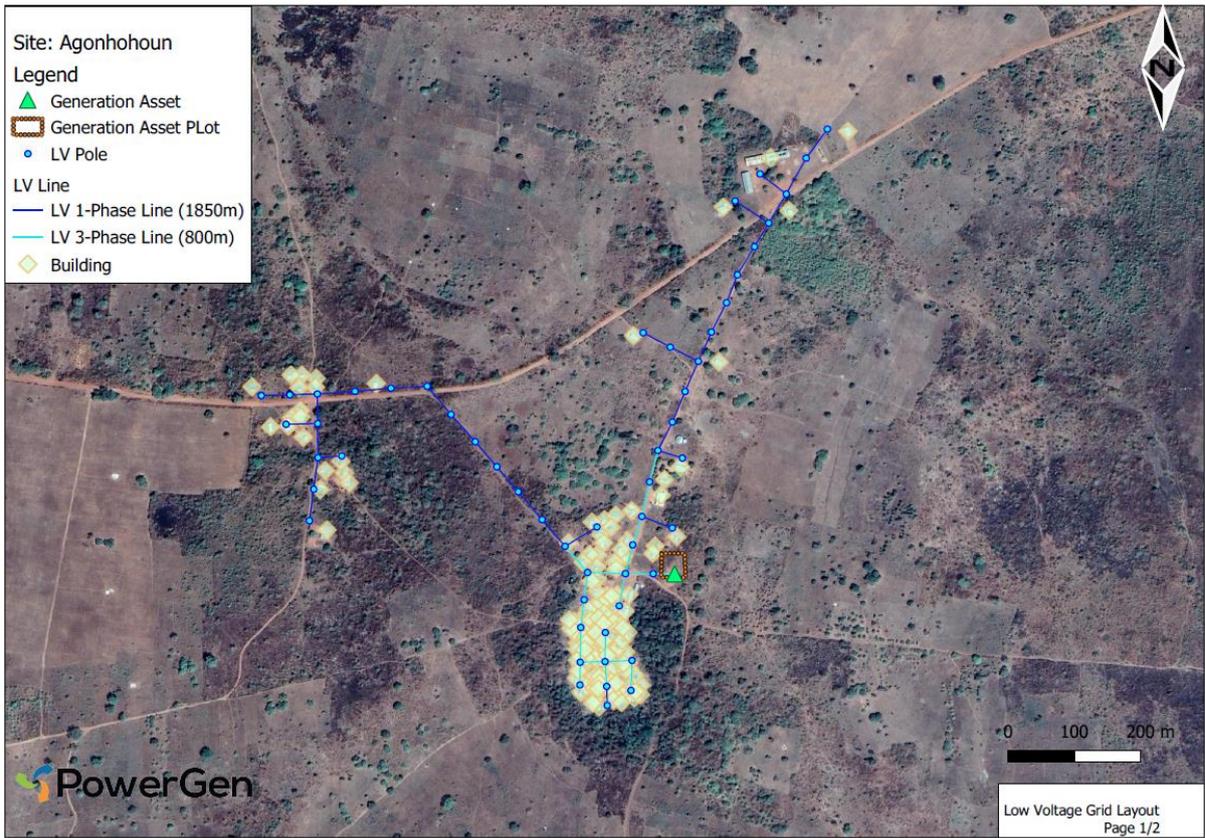
- The quality of steel for the piles is S275JR or S355JR with a subsequent treatment of hot dip galvanized according to the norm UNE EN ISO 1461, which gives 25 years of warranty for C5 environment. It also gives us the possibility of increasing the galvanizing thicknesses to reach a 25 year guarantee for a C5 environment.
- The quality of steel for the aerial part is S280GD, S320GD or S350GD with a coating of ZM310, which give it a warranty of 25 years even in C5 environment.
- The structures are adapted to the different dimensions and fixing characteristics of the panels in the market.
- Connections between all elements are bolted, not welded existing before or after the finishing process.
- Screws for the structure is ZINC/NIQUEL and the panel is INOX (antibolt optional).

ADIWATT.COM

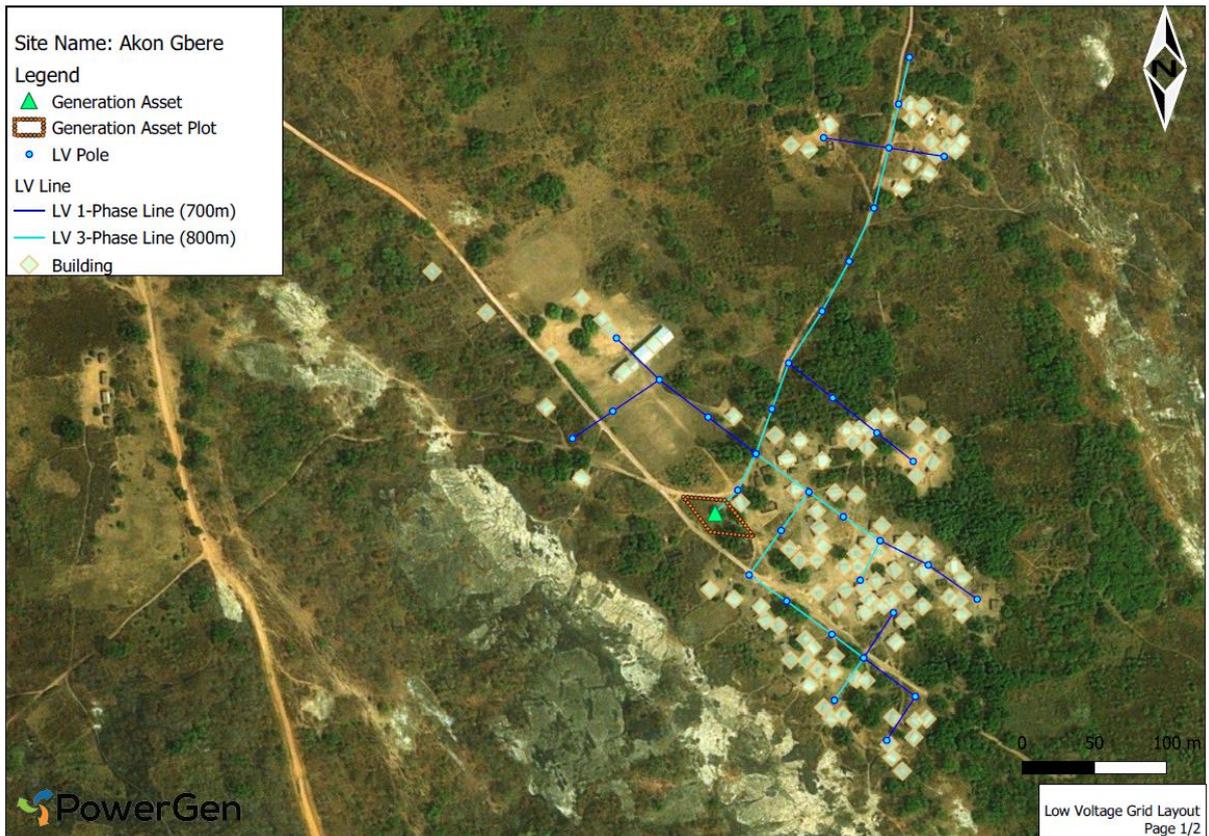
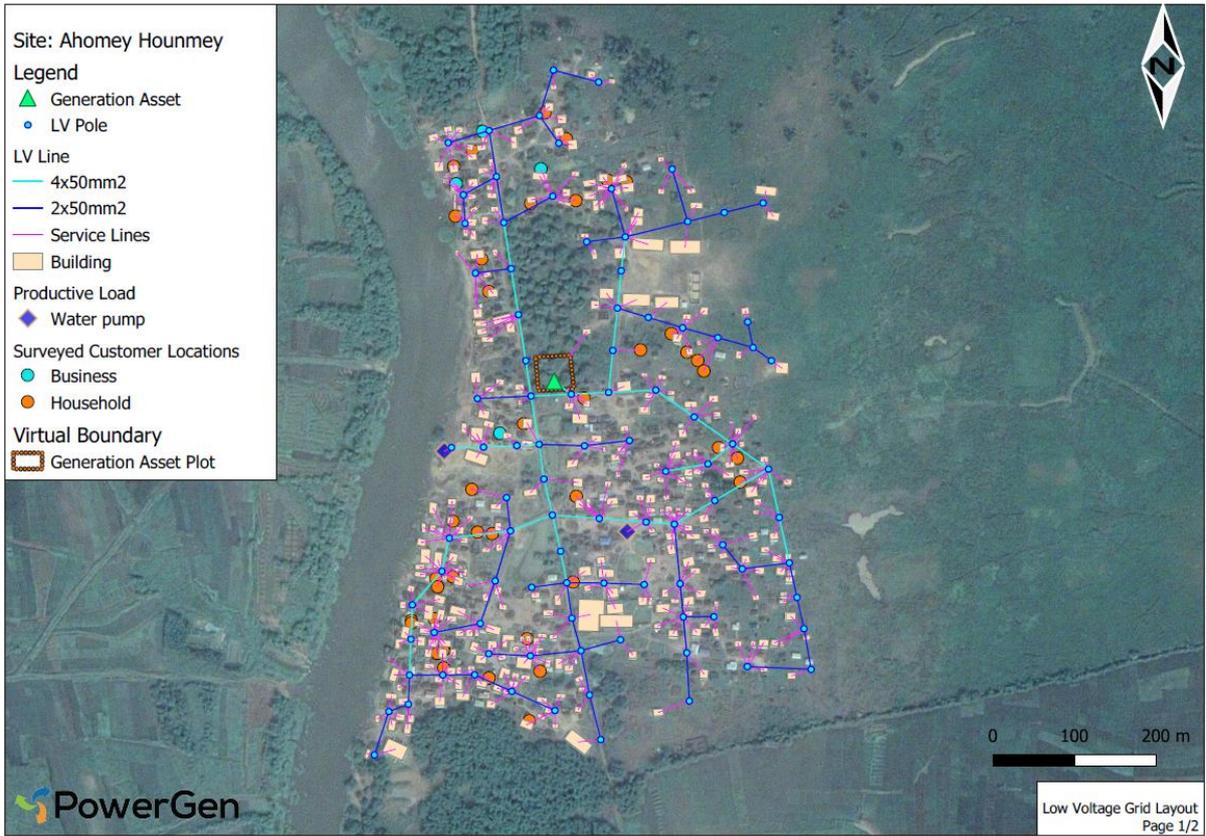


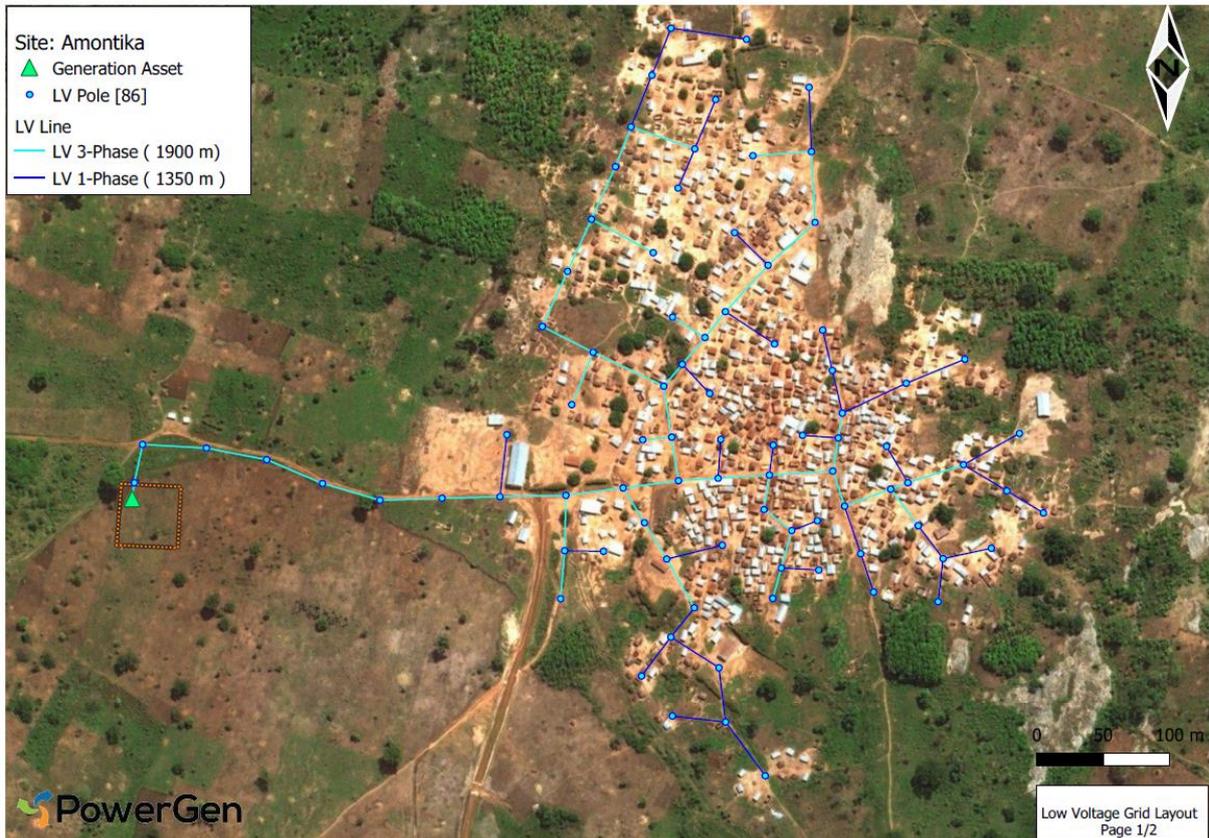
ANNEXE 5 : TRACES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

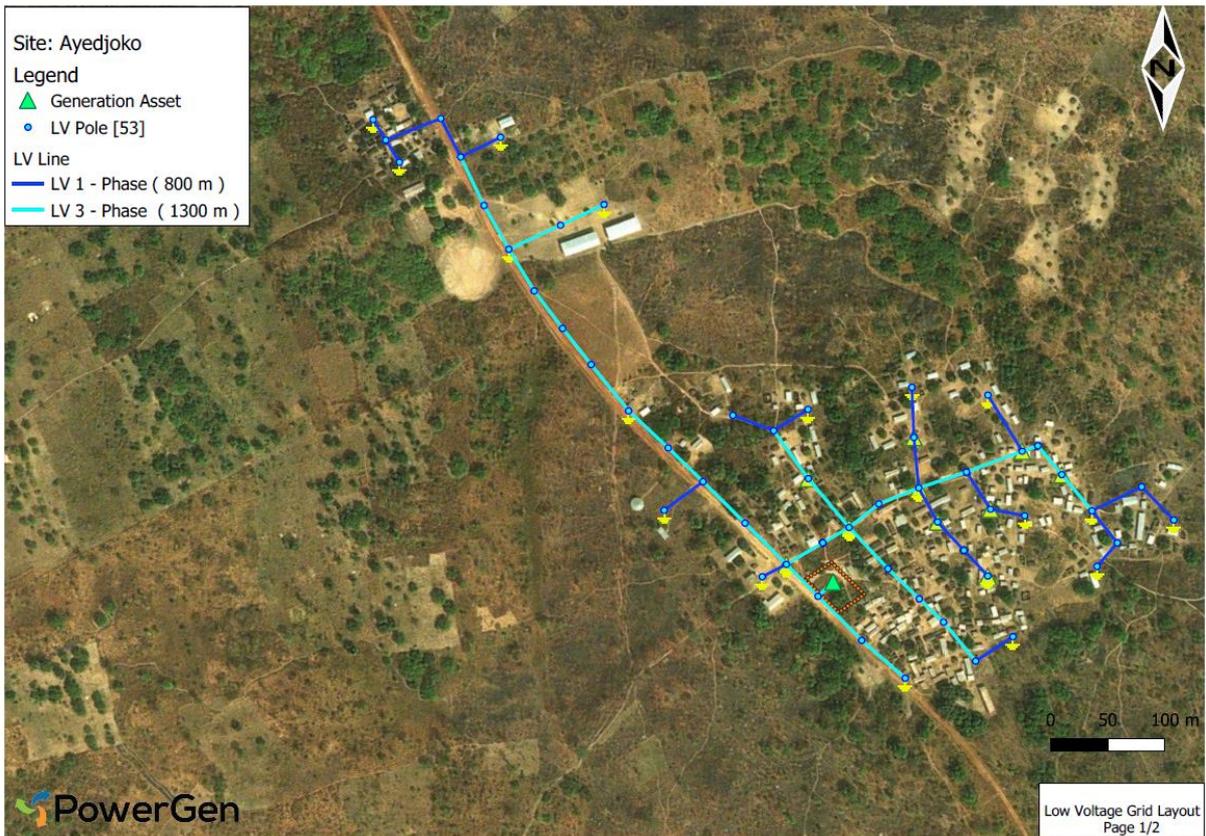
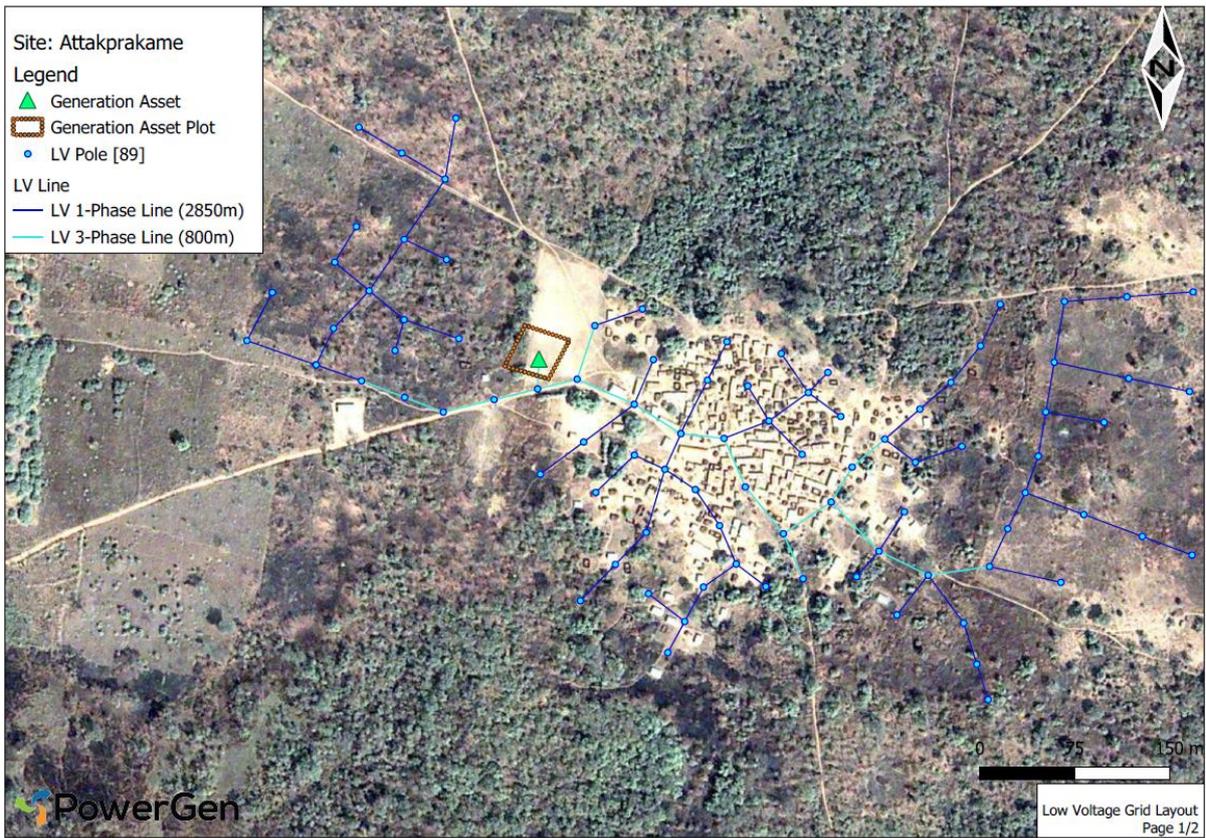


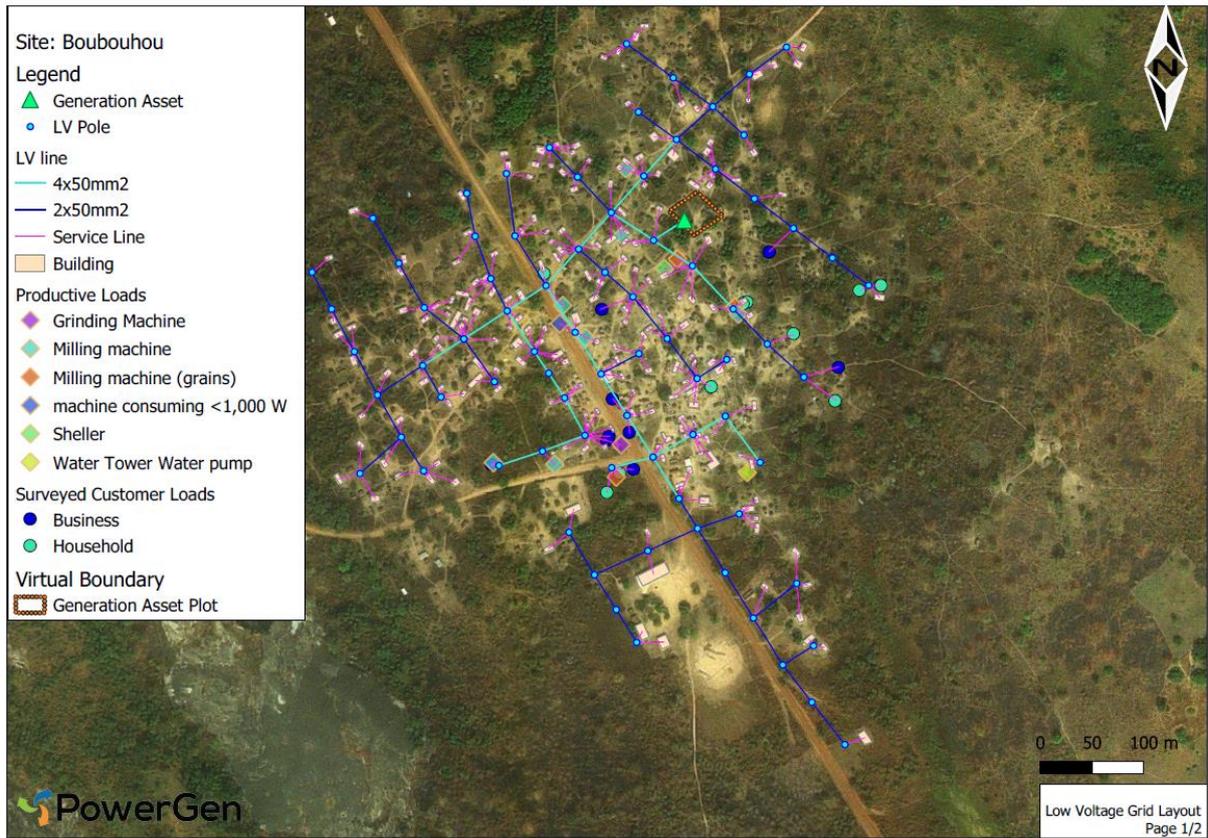
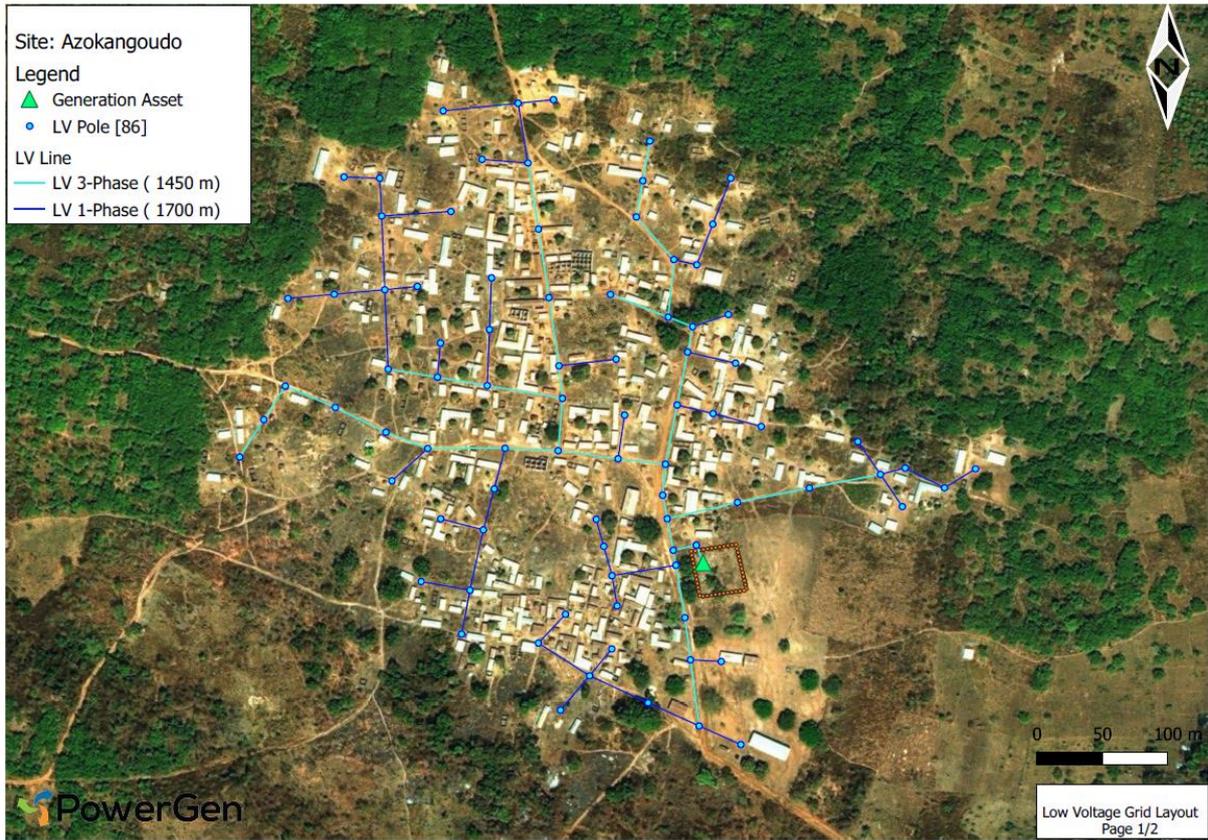


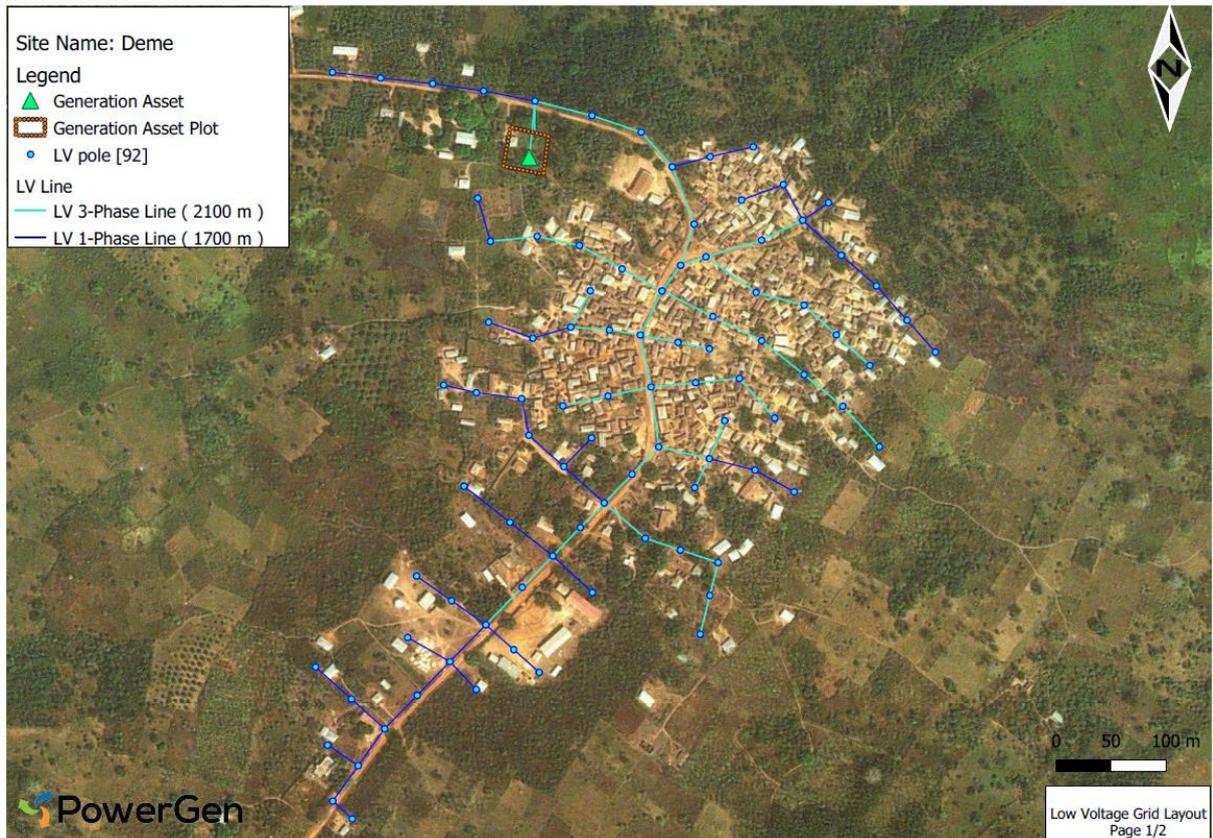
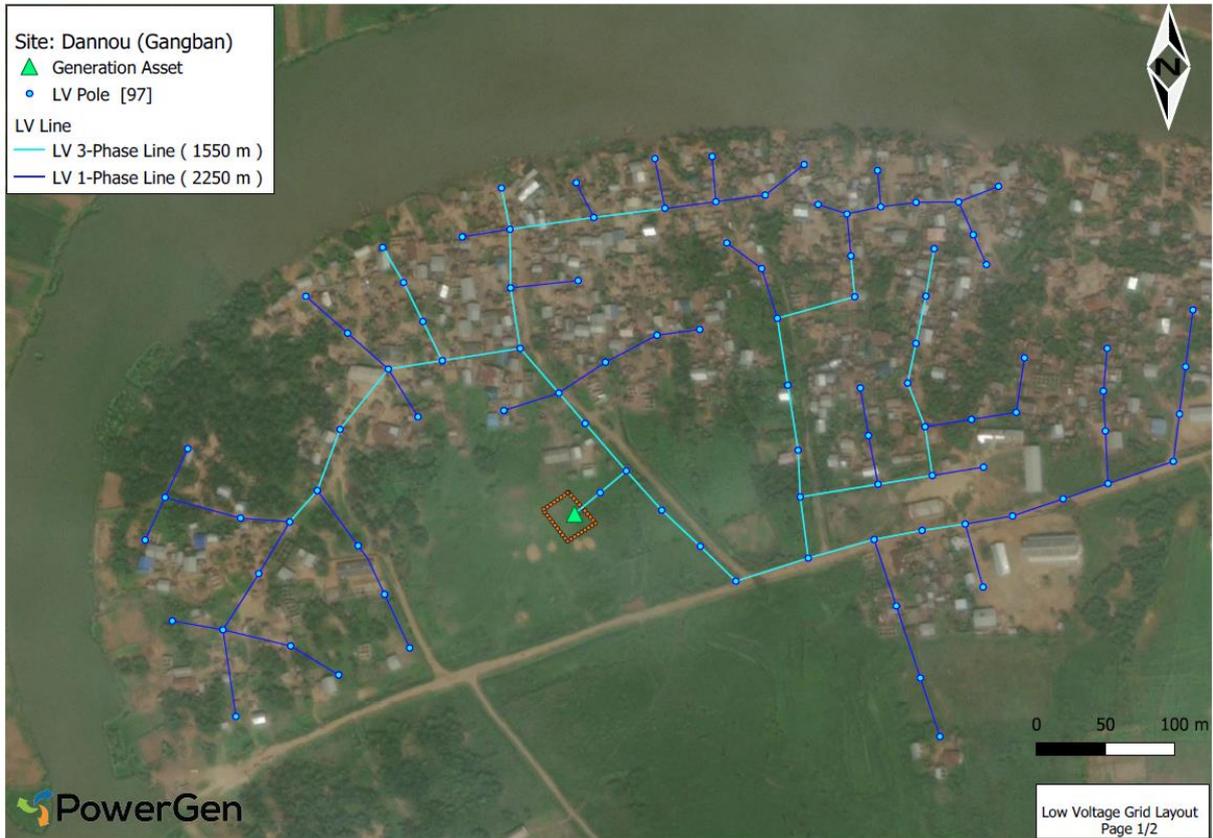


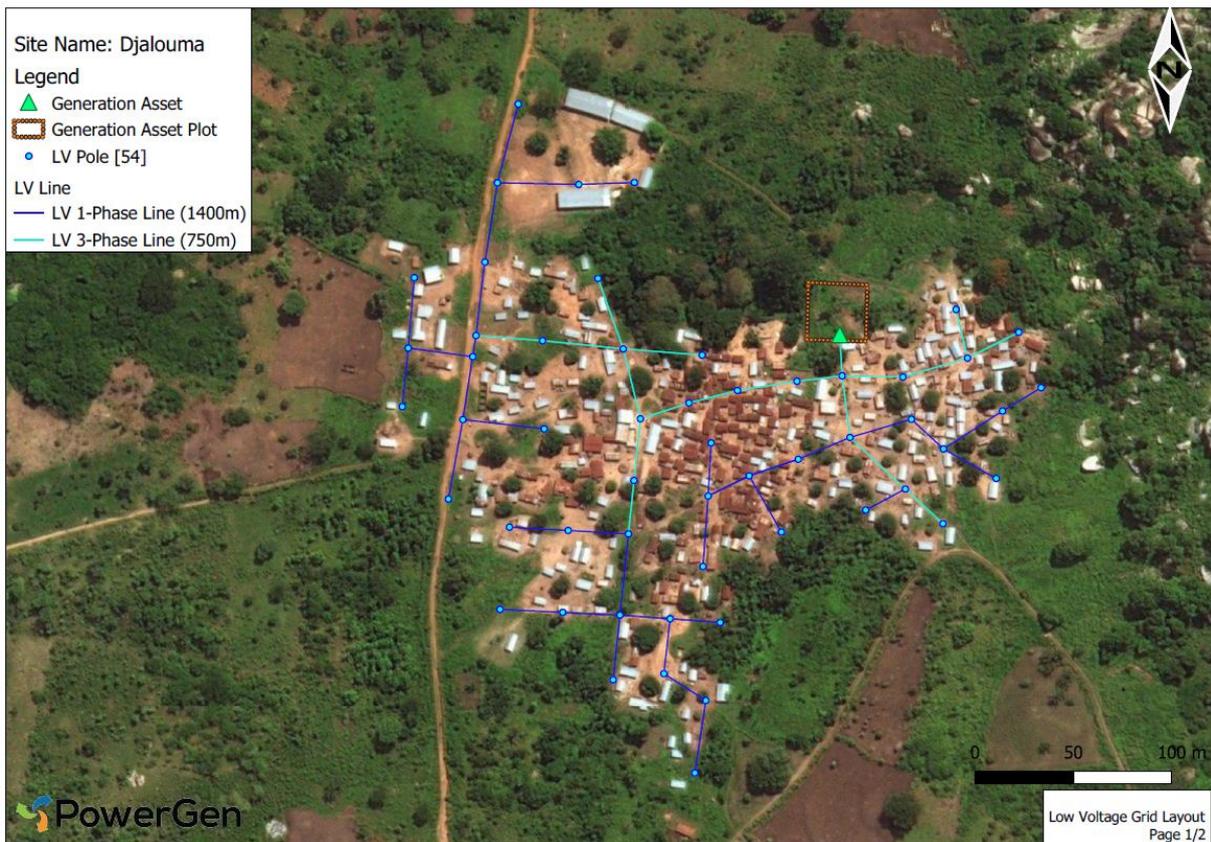
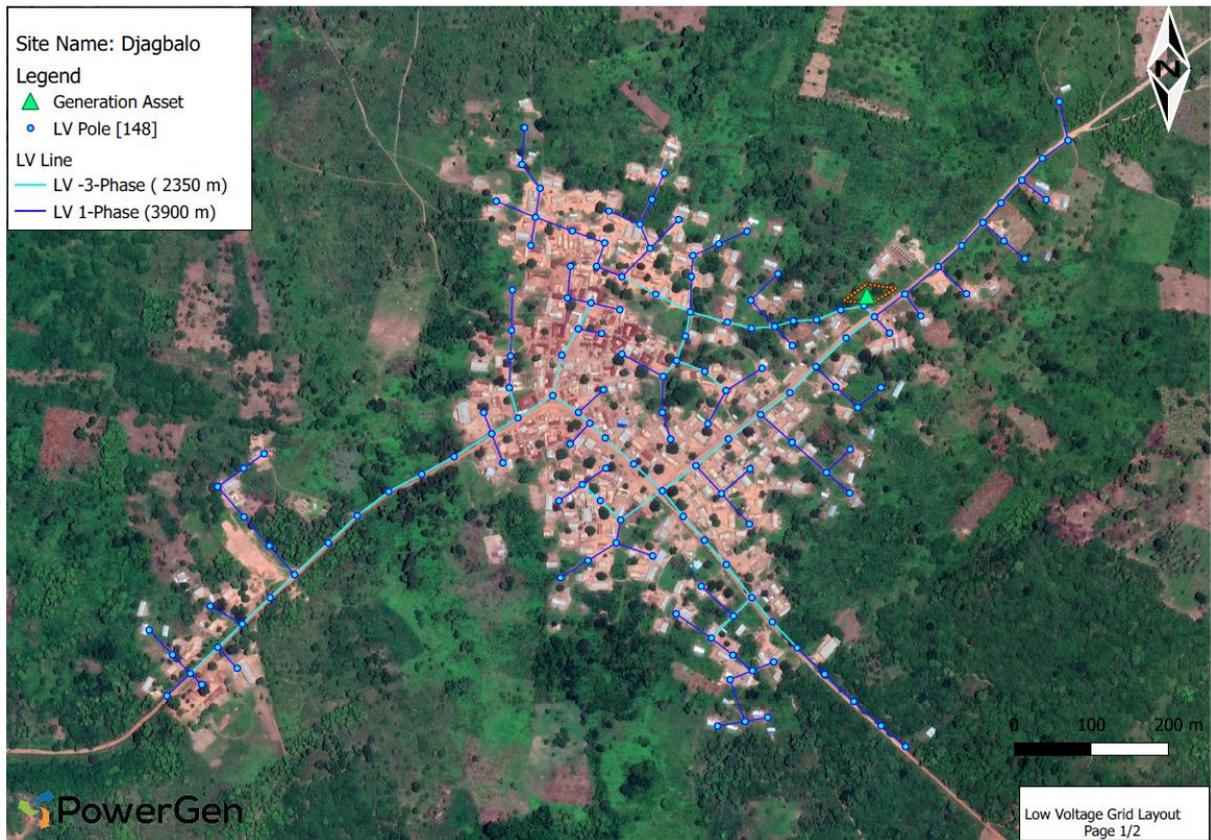


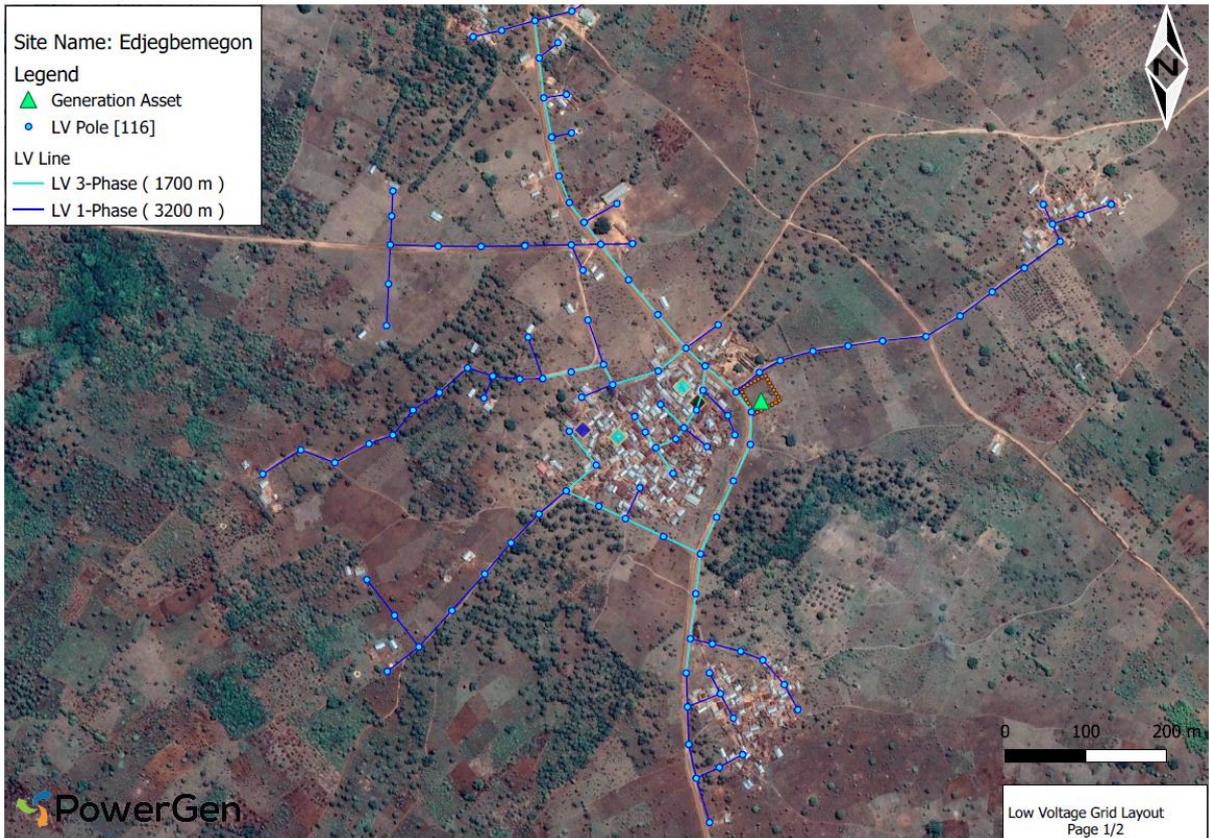
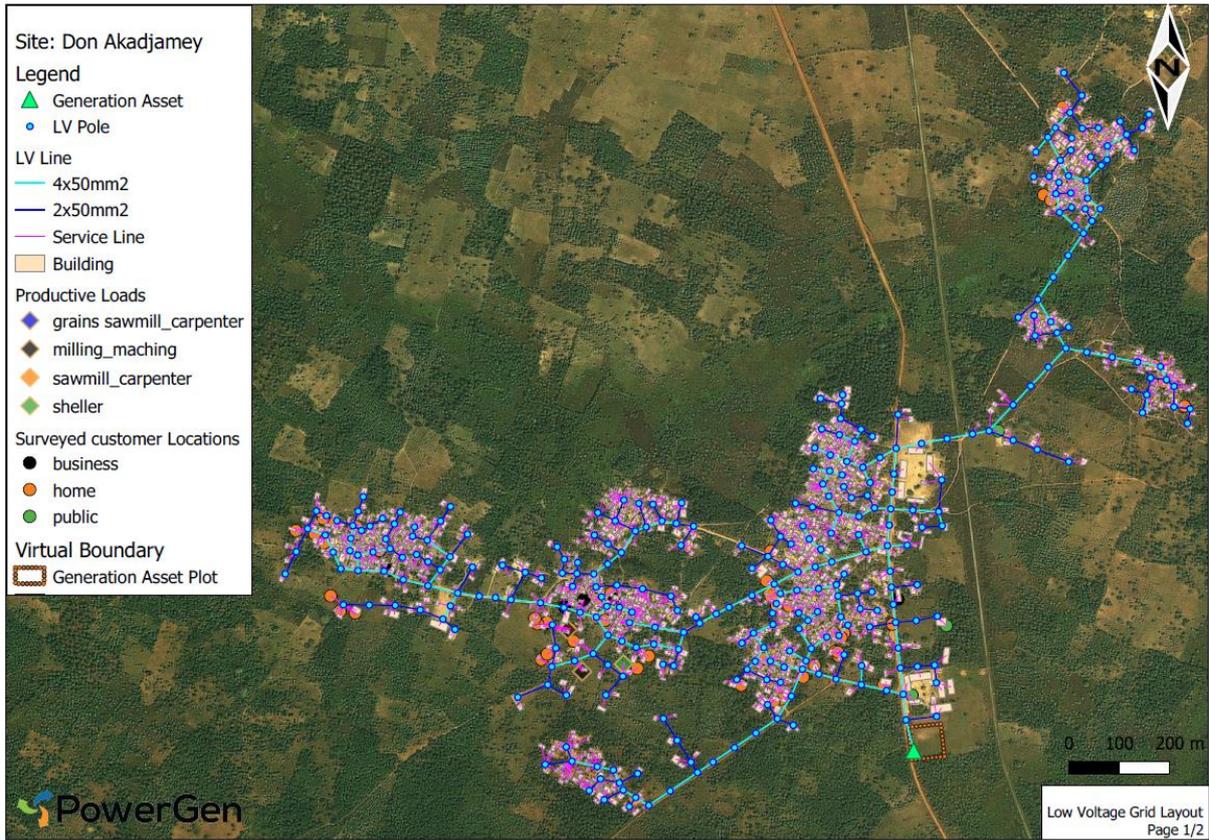


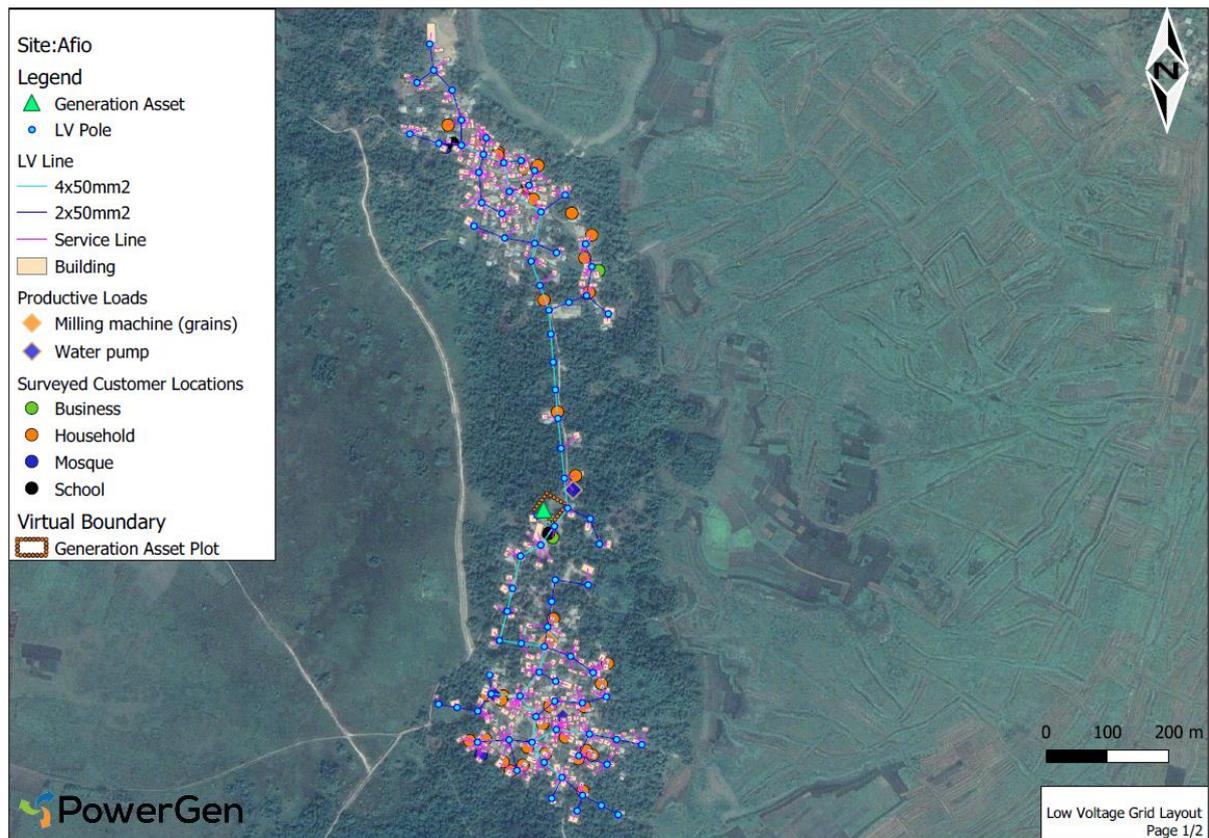
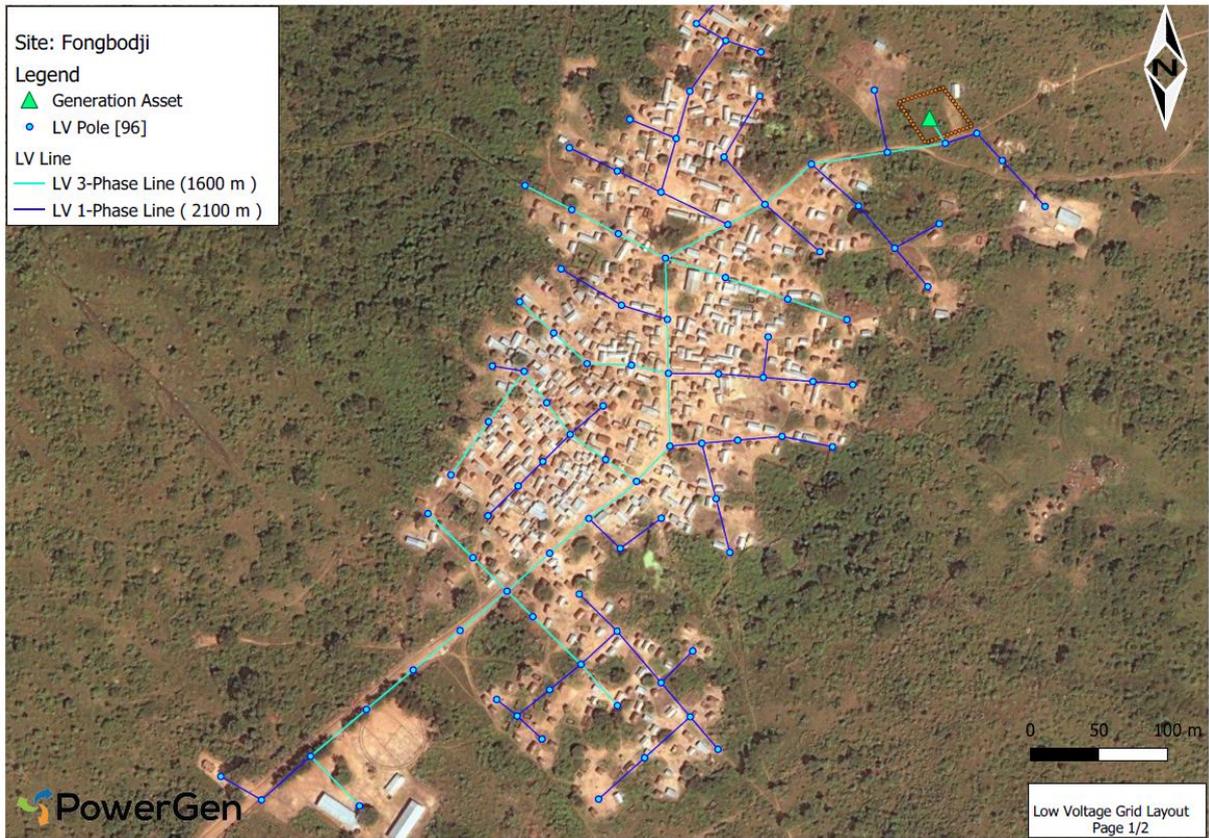


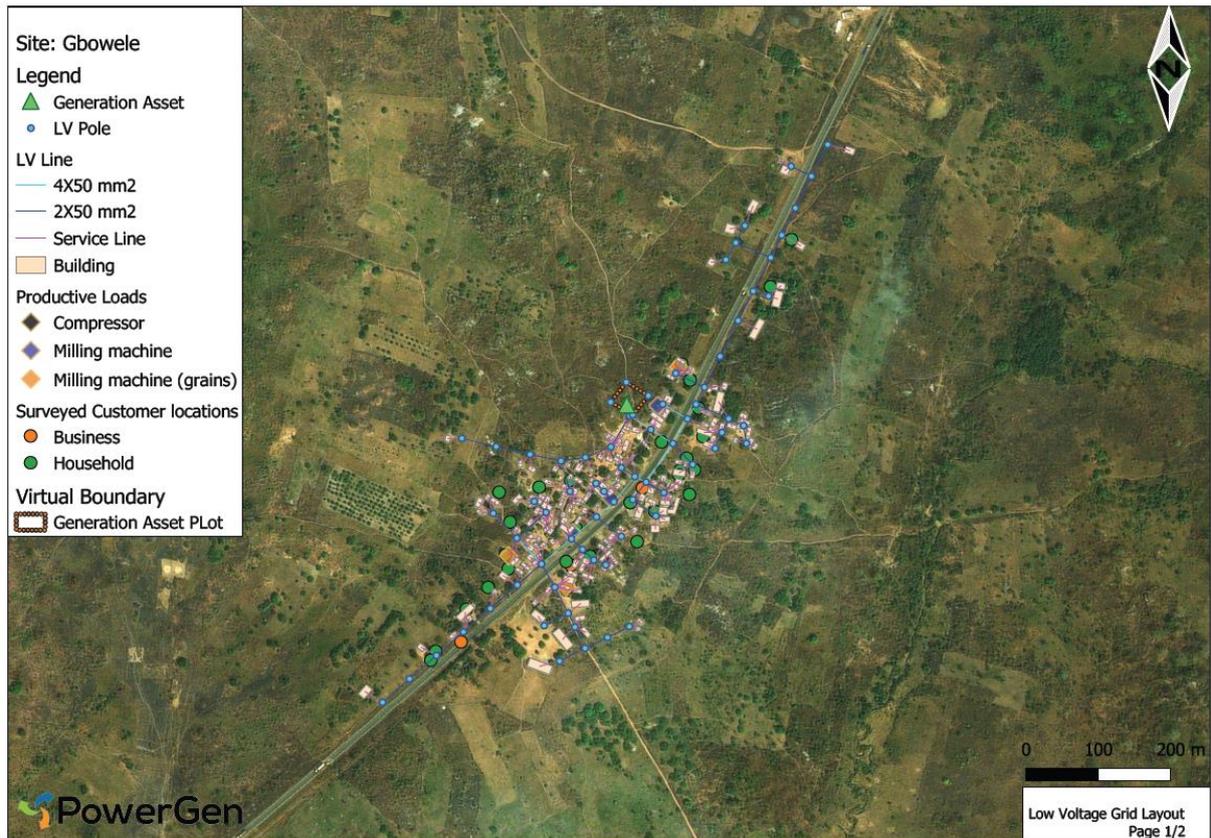
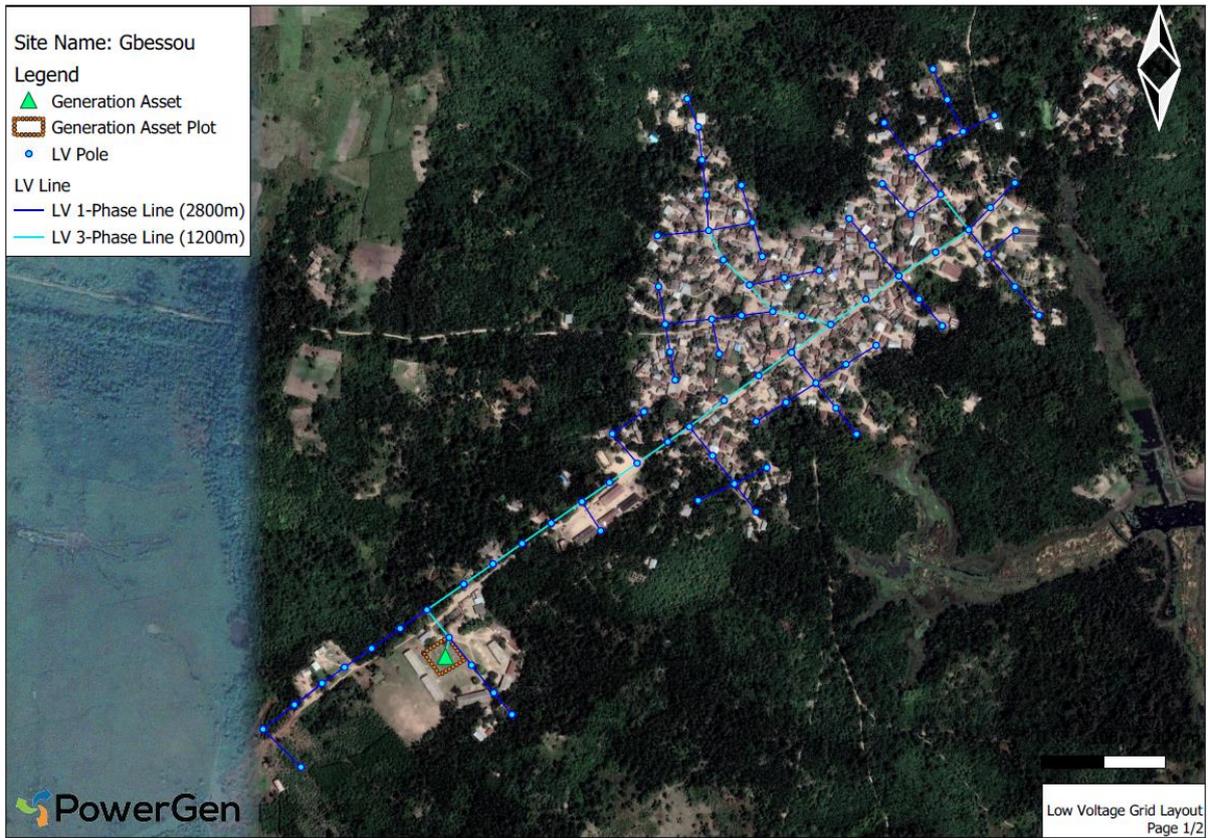


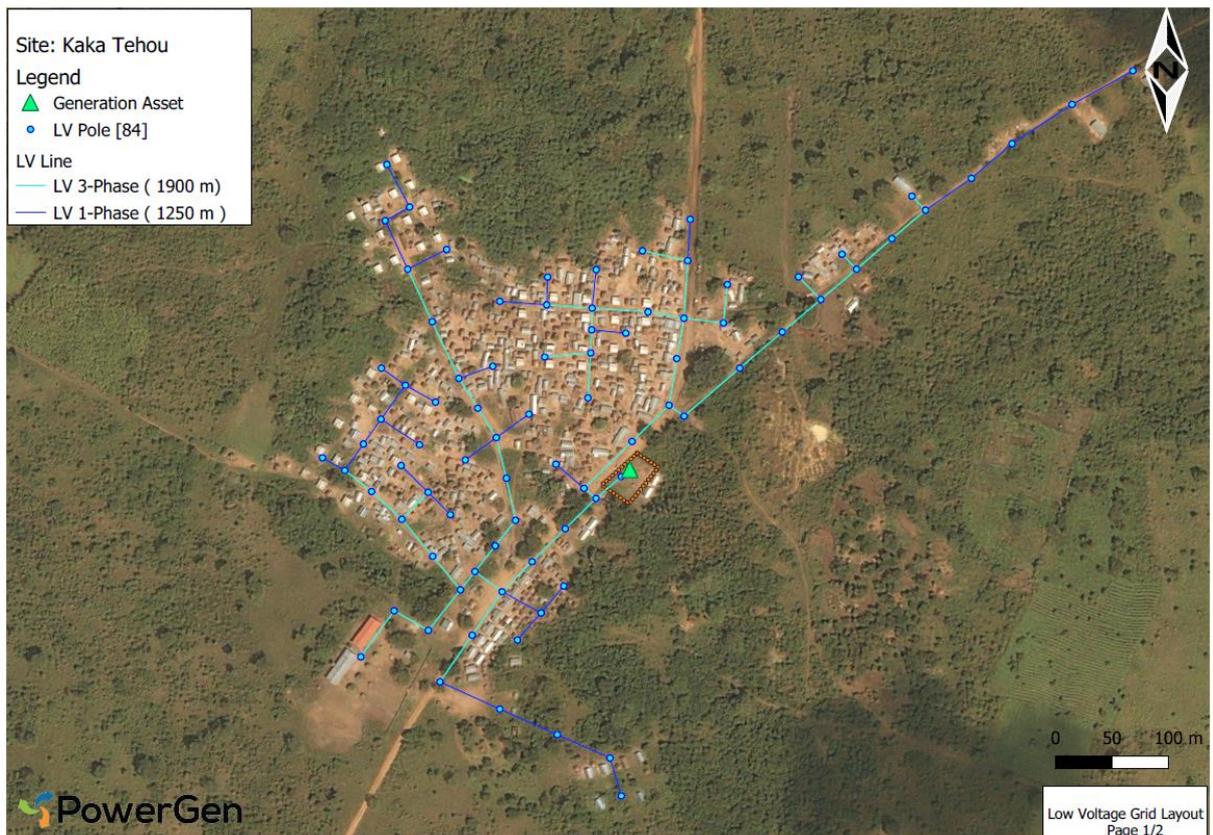
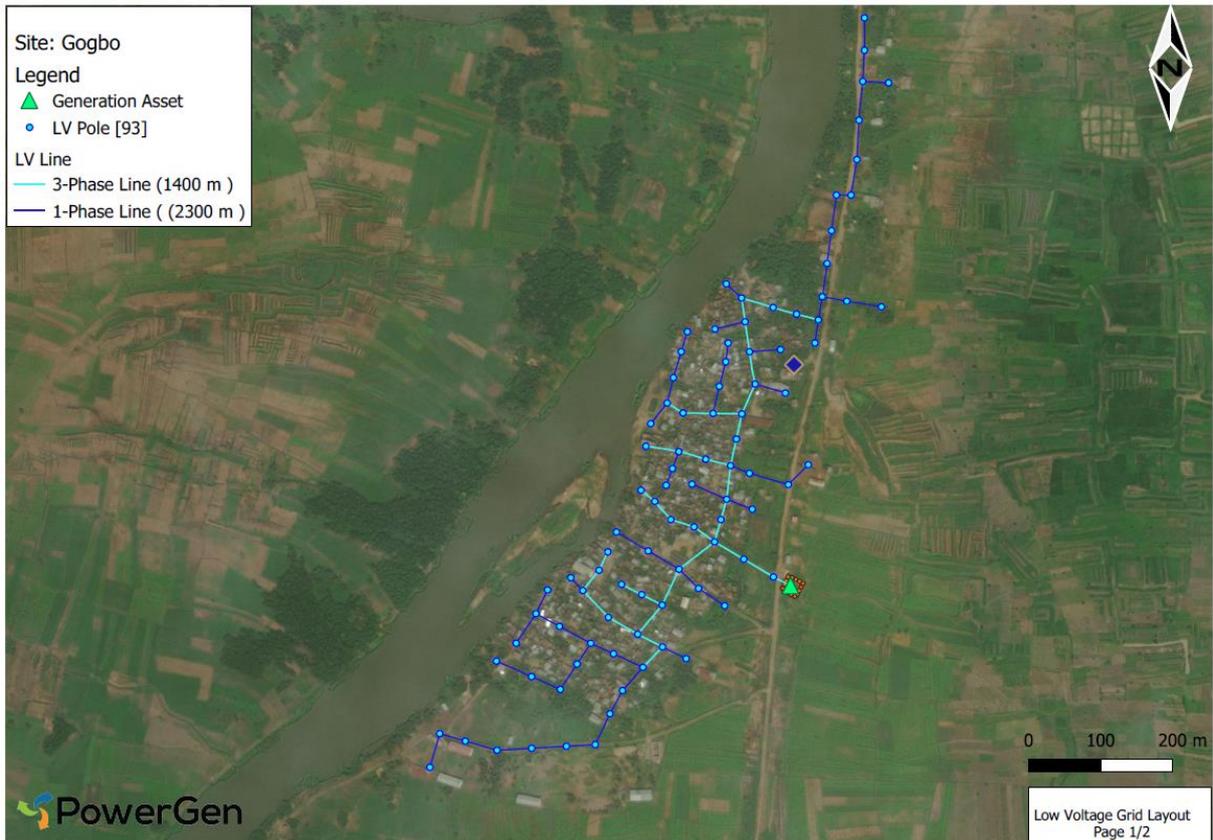


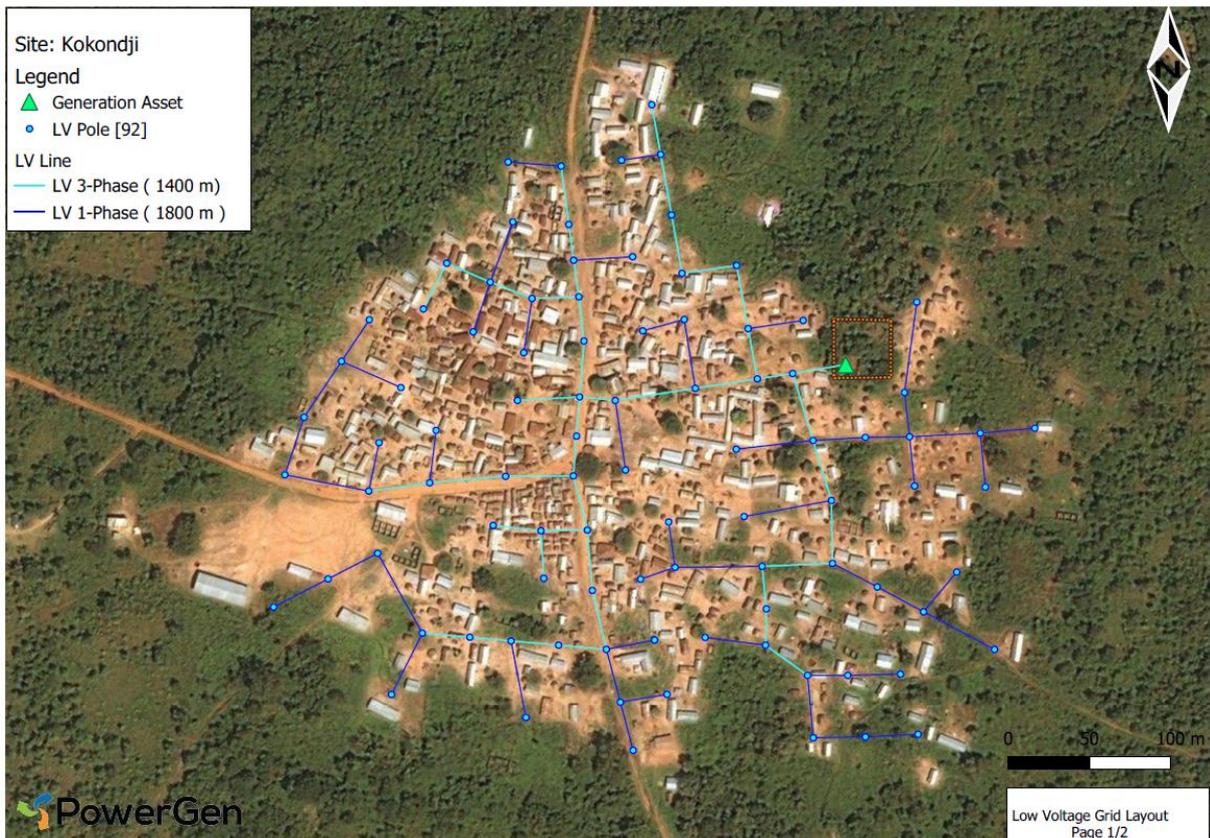
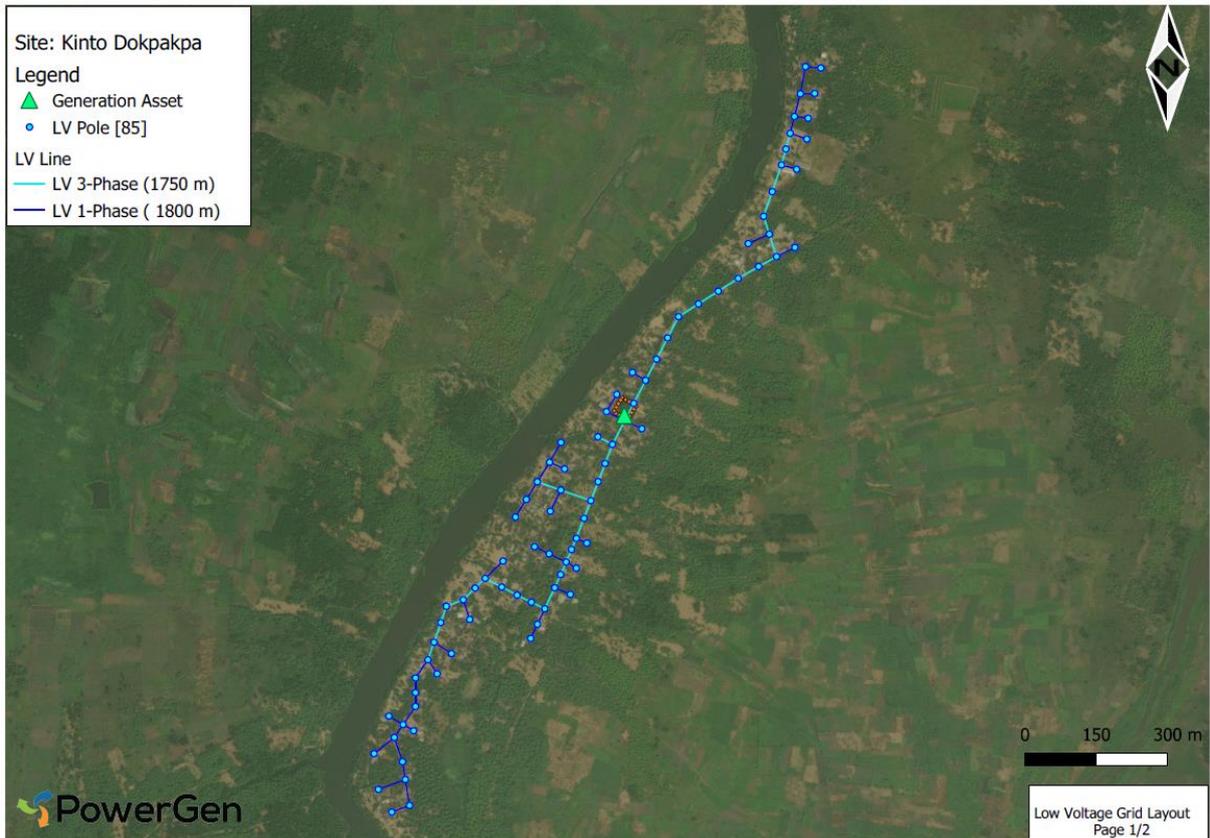


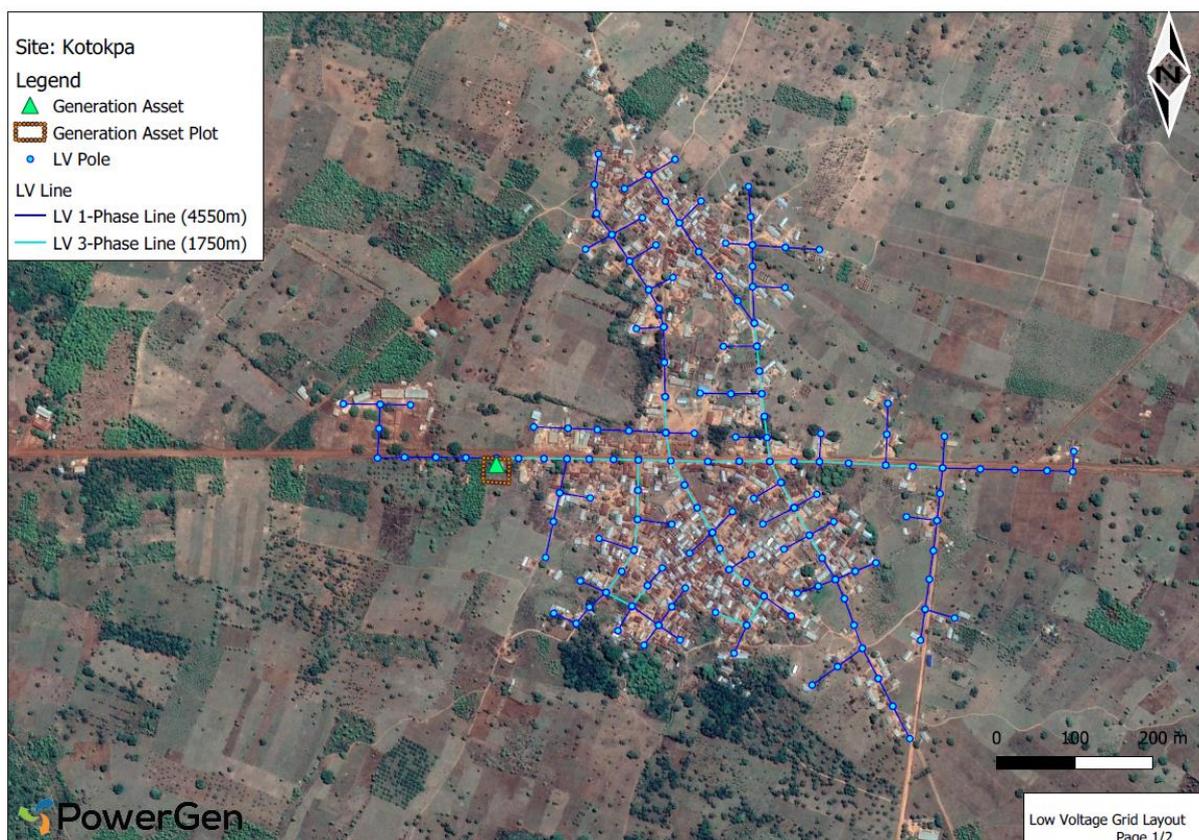
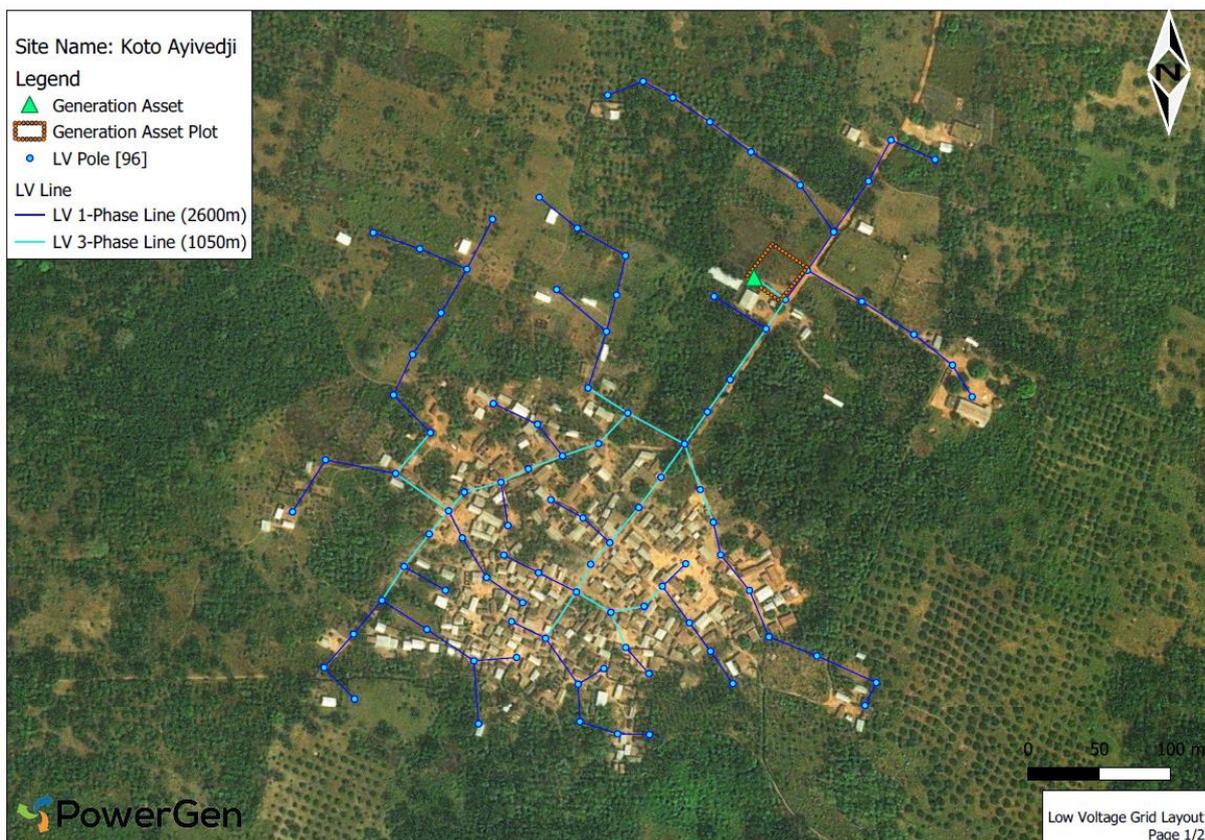


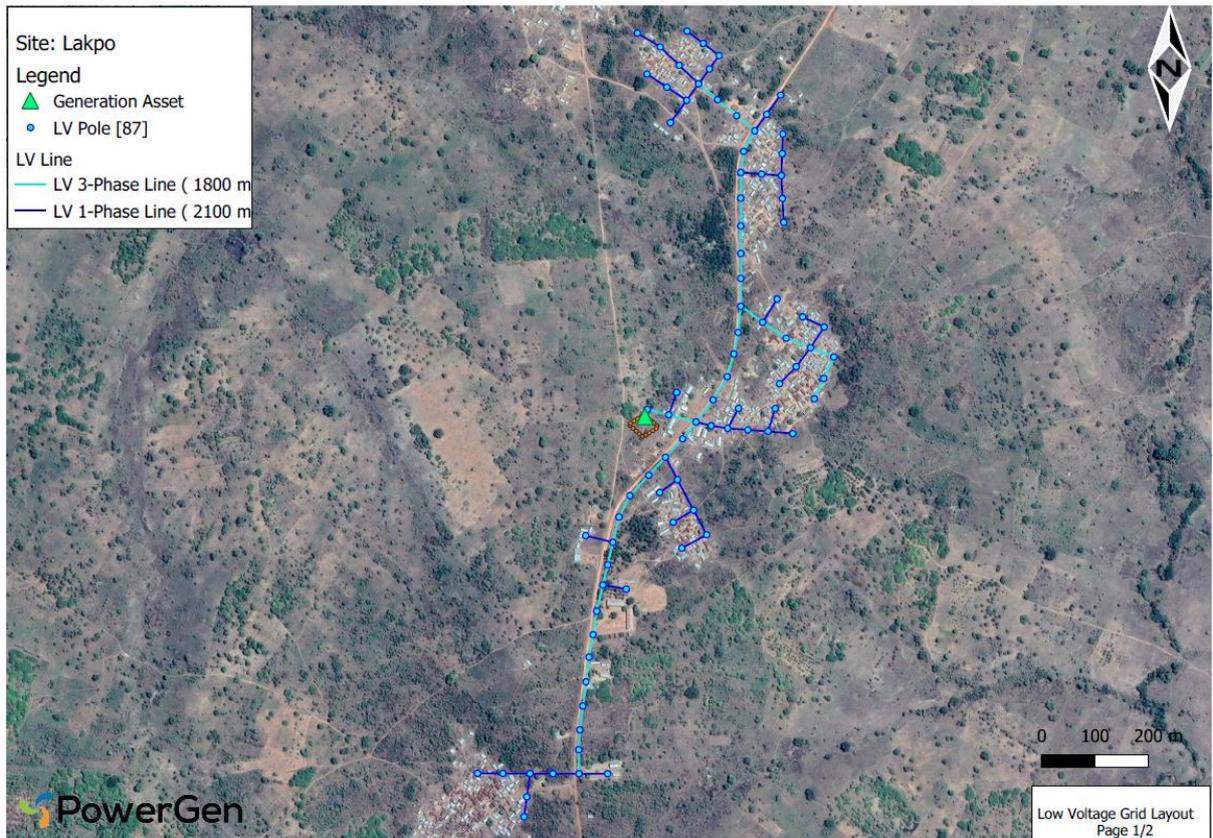
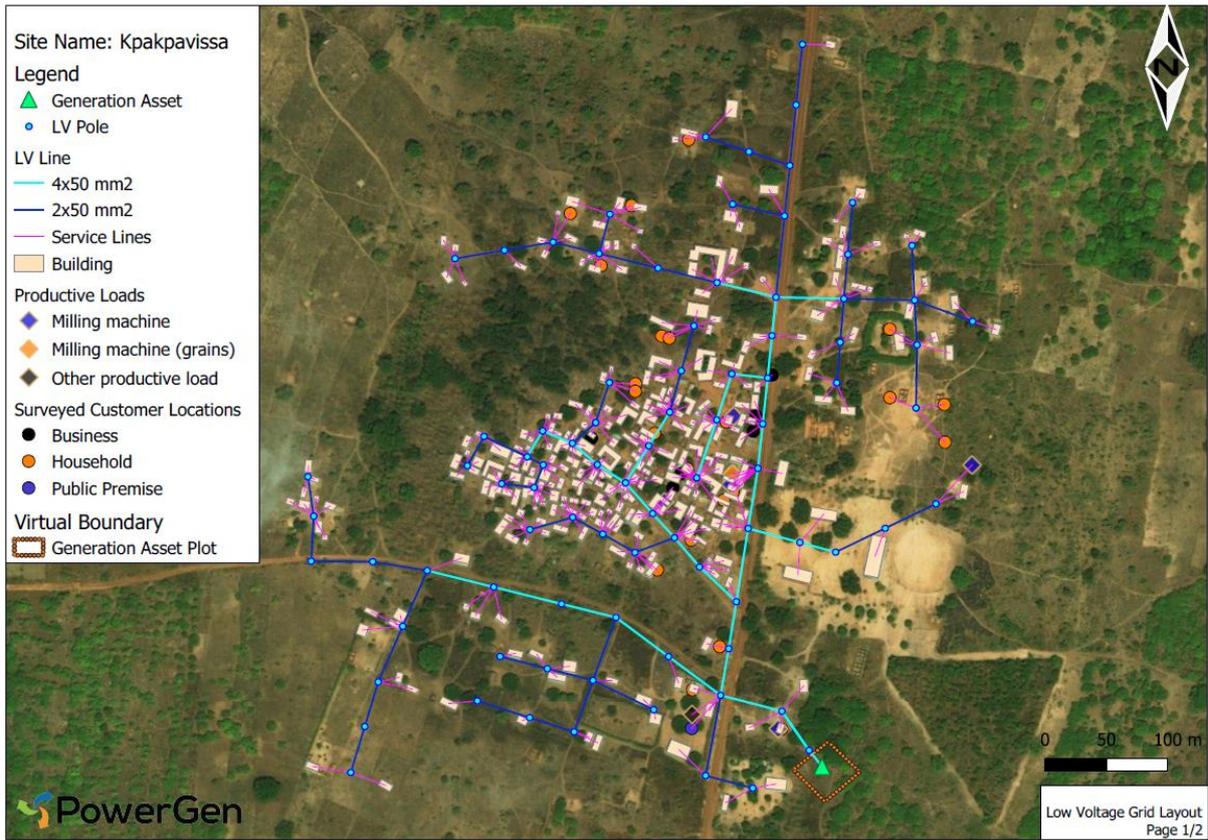


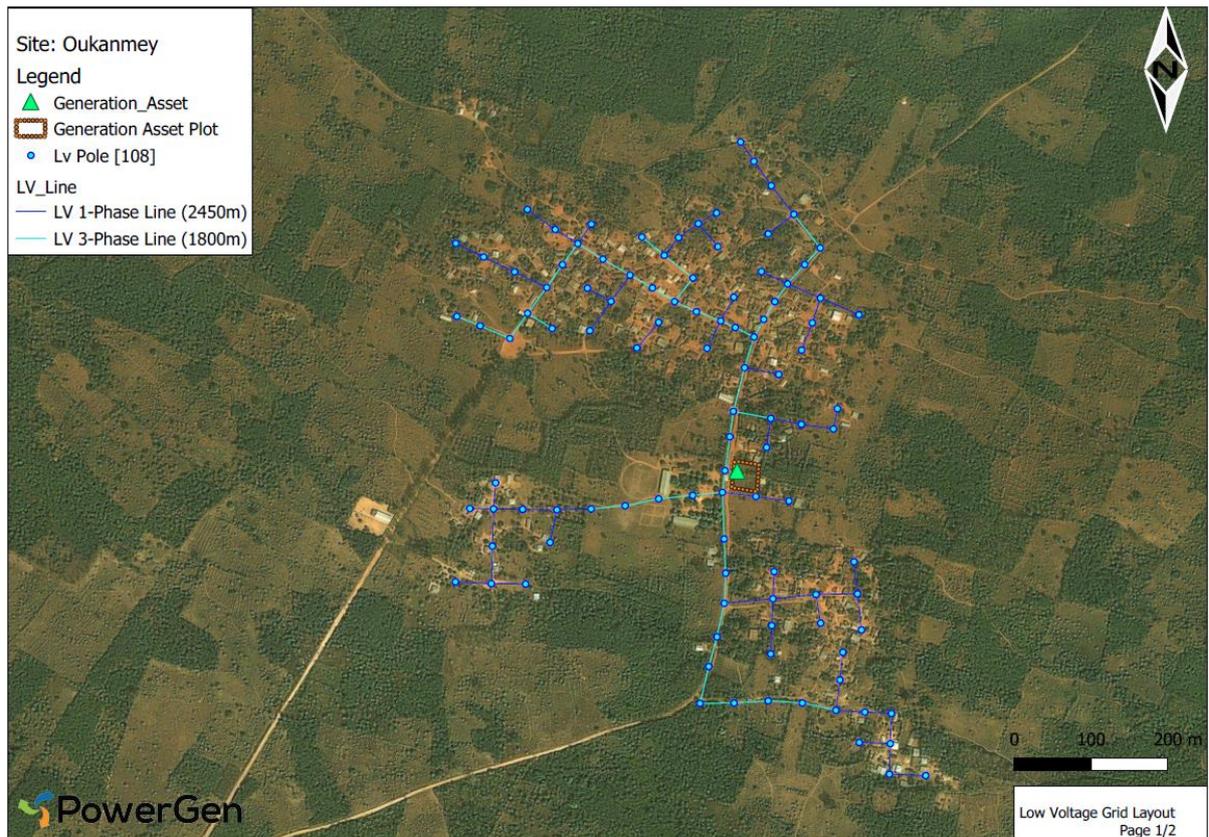
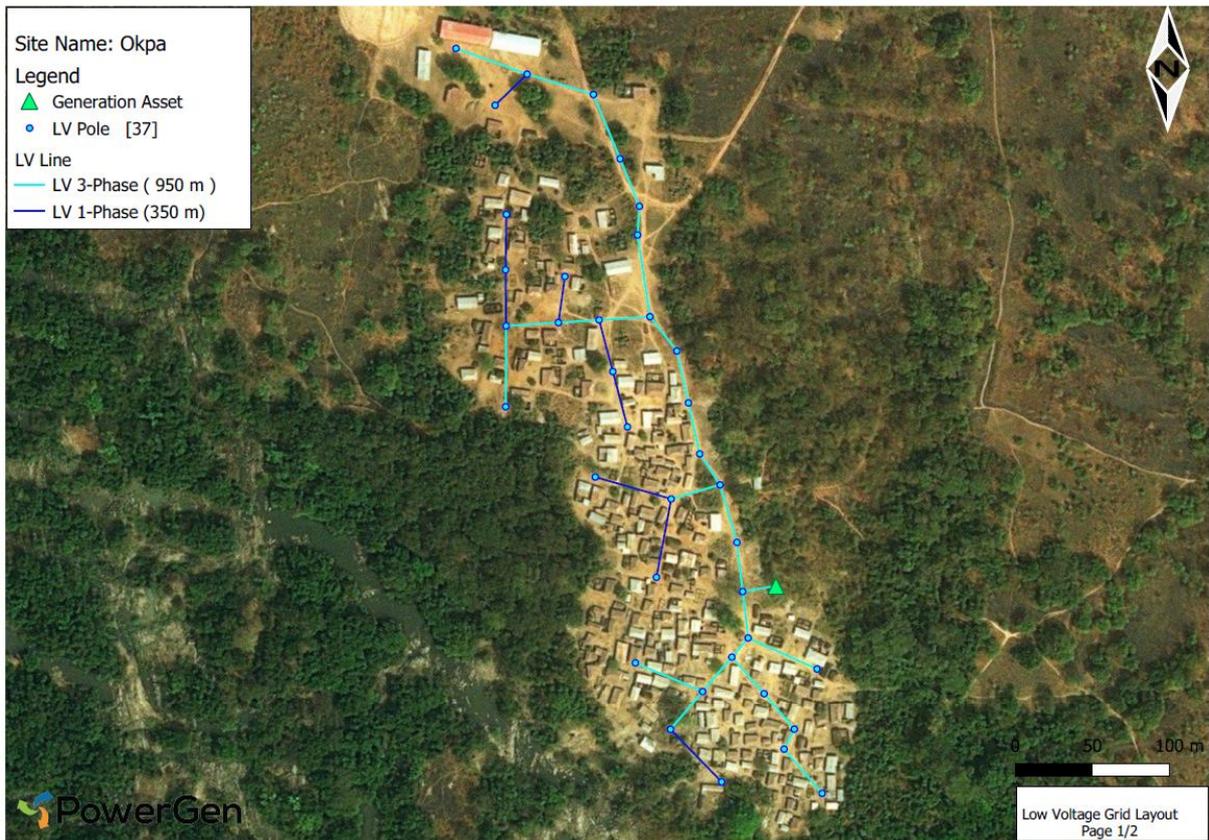


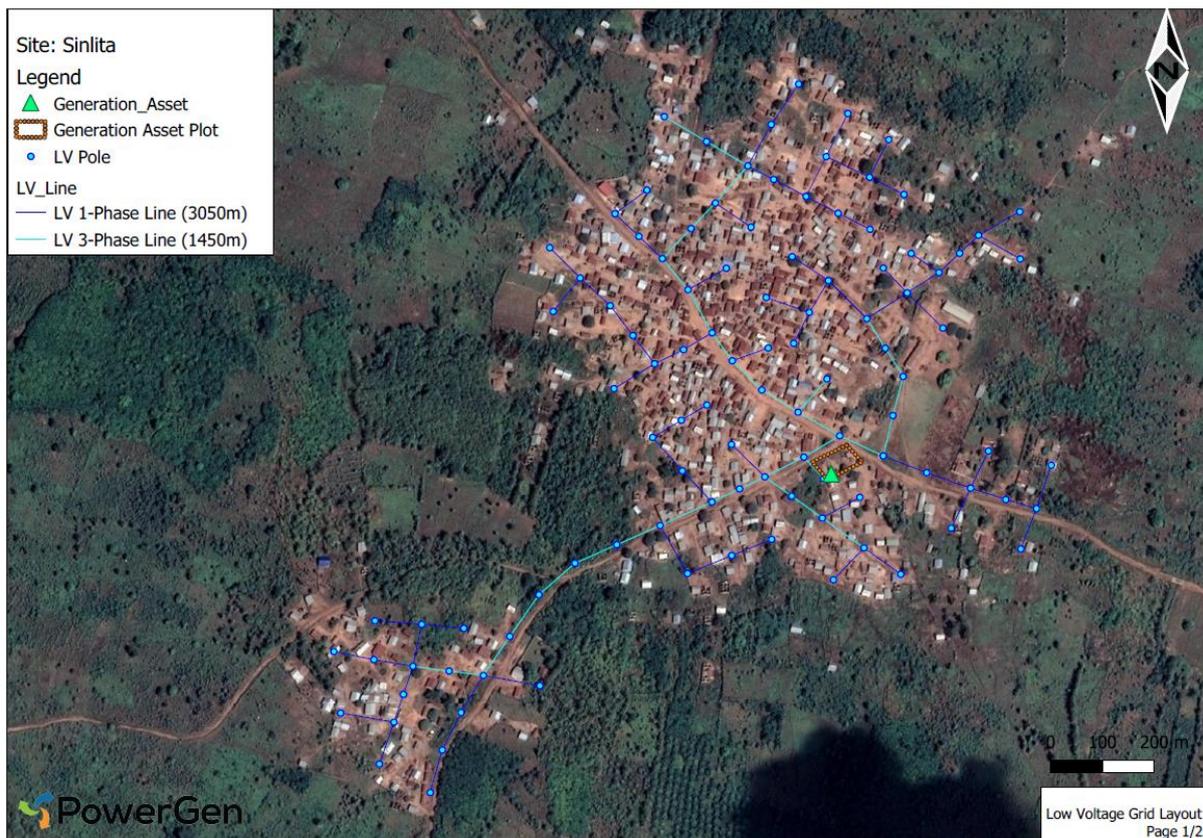
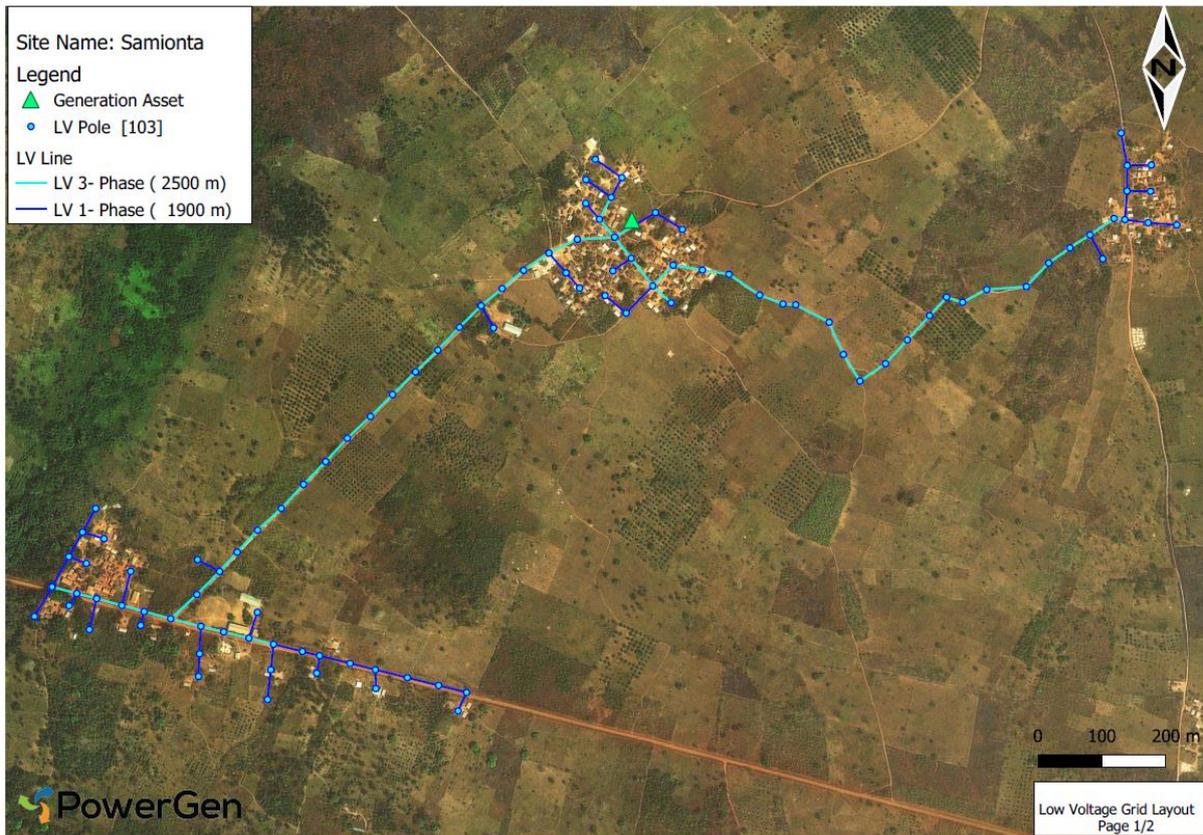


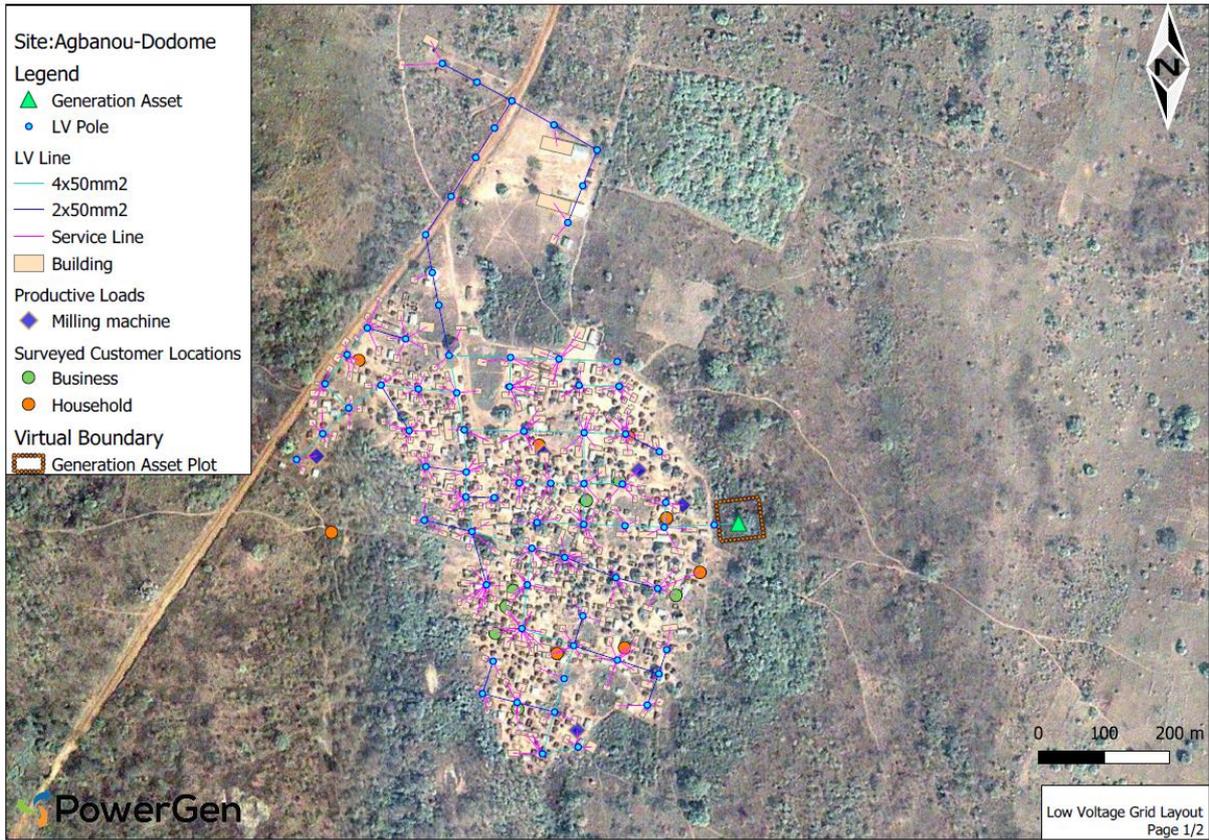


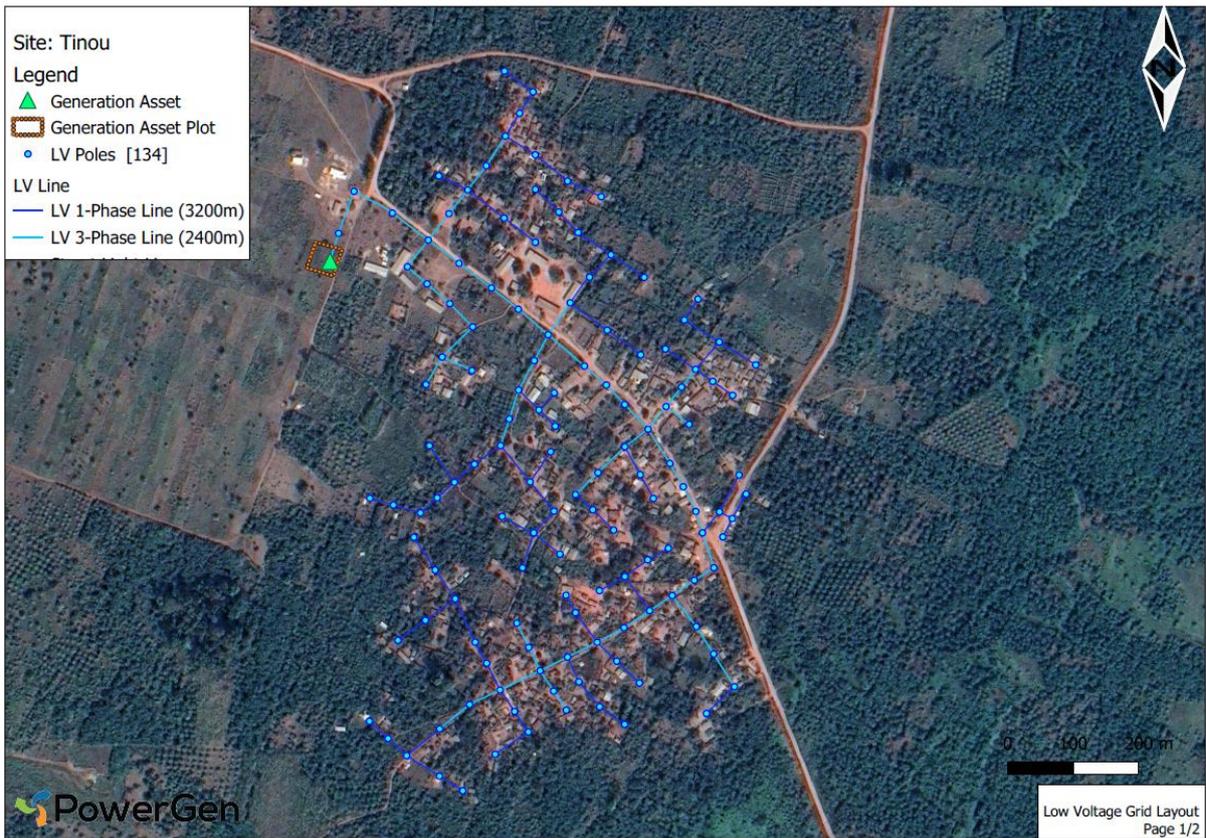


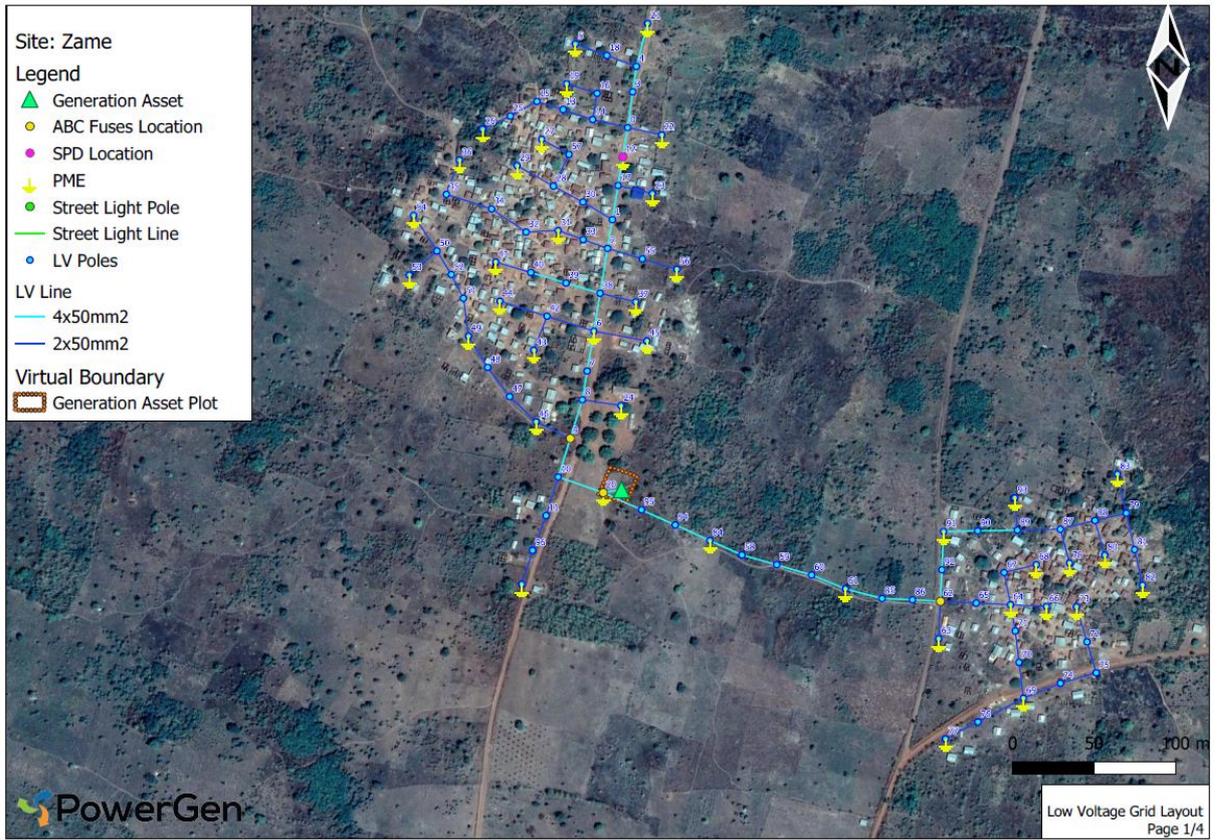












ANNEXE 6 : FICHE TECHNIQUE DES MODULES PV

Cheetah Plus HC 78M

425-445 Watt

MONO PERC HALF CELL MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Mono PERC 78 Cell



PERC



KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell
5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.

High Efficiency
Higher module conversion efficiency (up to 20.58%) benefit from half cell structure (low resistance characteristic).

PID Resistance
Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.

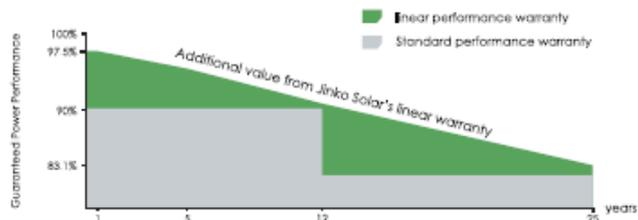
Low-light Performance
Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.

Severe Weather Resistance
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

Durability Against Extreme Environmental Conditions
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



* ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory

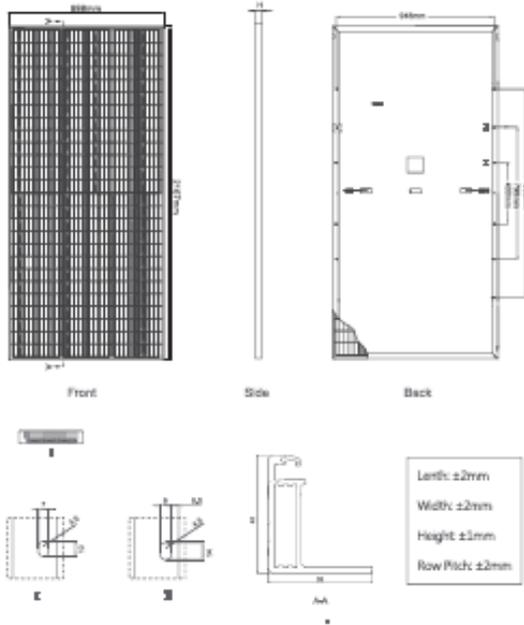
* IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product

Nomenclature:

JKMxxxM-66/78H-V

Code	Cell	Code	Certification
nu	Fu	nu	1000V
H	Half	V	1500V

Engineering Drawings

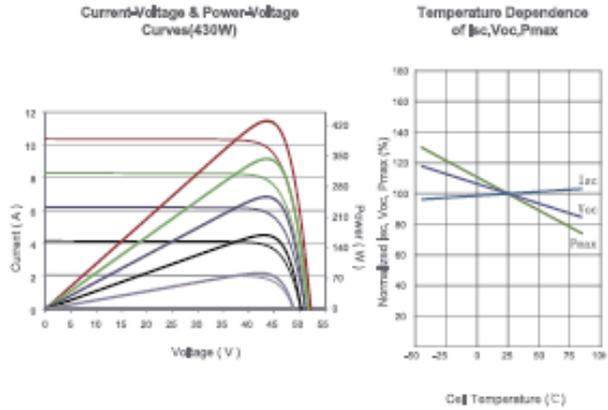


Packaging Configuration

(Two panels = One stack)

27pcs/pallet, 54pcs/stack, 540pcs/40' HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No. of cells	156 (6×26)
Dimensions	2167×998×40mm (85.31×39.29×1.57 inch)
Weight	24.5 kg (54.0 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 250mm, (-): 150 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM425M-78H		JKM430M-78H		JKM435M-78H		JKM440M-78H		JKM445M-78H	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	425Wp	316Wp	430Wp	320Wp	435Wp	324Wp	440Wp	327Wp	445Wp	331Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.23V	39.87V	43.49V	40.04V	43.55V	40.15V	43.65V	40.36V	43.72V	40.52V
Maximum Power Current (Imp)	9.83A	7.93A	9.89A	7.99A	9.99A	8.06A	10.08A	8.11A	10.18A	8.17A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.43V	48.44V	51.52V	48.53V	51.61V	48.61V	51.70V	48.70V	52.04V	49.02V
Short-circuit Current (Isc)	10.48A	8.46A	10.57A	8.54A	10.67A	8.62A	10.77A	8.70A	10.84A	8.76A
Module Efficiency STC (%)	19.65%		19.88%		20.11%		20.35%		20.58%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

ANNEXE 7 : FICHE TECHNIQUE DES ONDULEURS

SUNNY ISLAND 4.4M / 6.0H / 8.0H FOR ON-GRID AND OFF-GRID APPLICATIONS



Communicative

- Sunny Portal powered by ennexOS
- State-of-the-art communication via Ethernet and WLAN
- Webconnect
- Optimized data logging

Reliable

- 10-year warranty
- Very high overload capability
- IP54 for reliable operation in extreme environments

Flexible

- For use with self-consumption systems, battery backup systems and off-grid systems
- Ideal for retrofits or modular expansions of single- and three-phase systems

- Suitable for all lead-acid batteries and over 20 different lithium-ion batteries

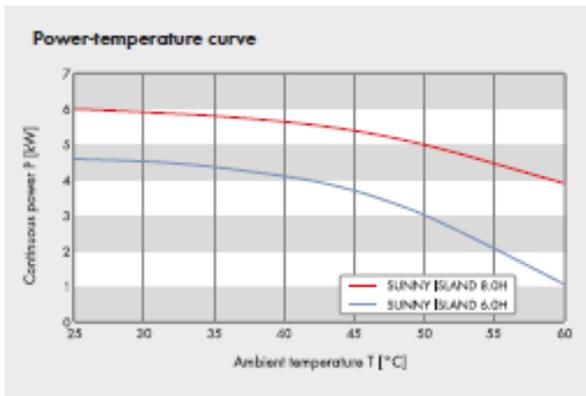
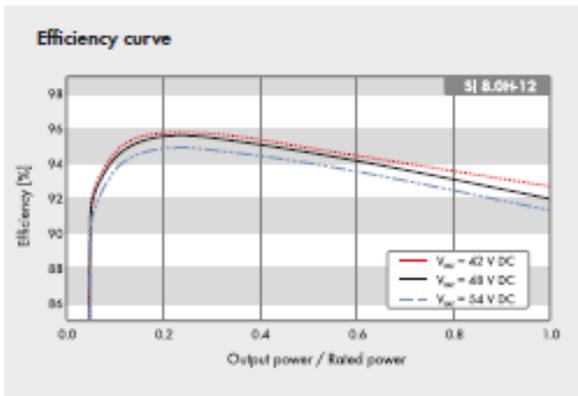
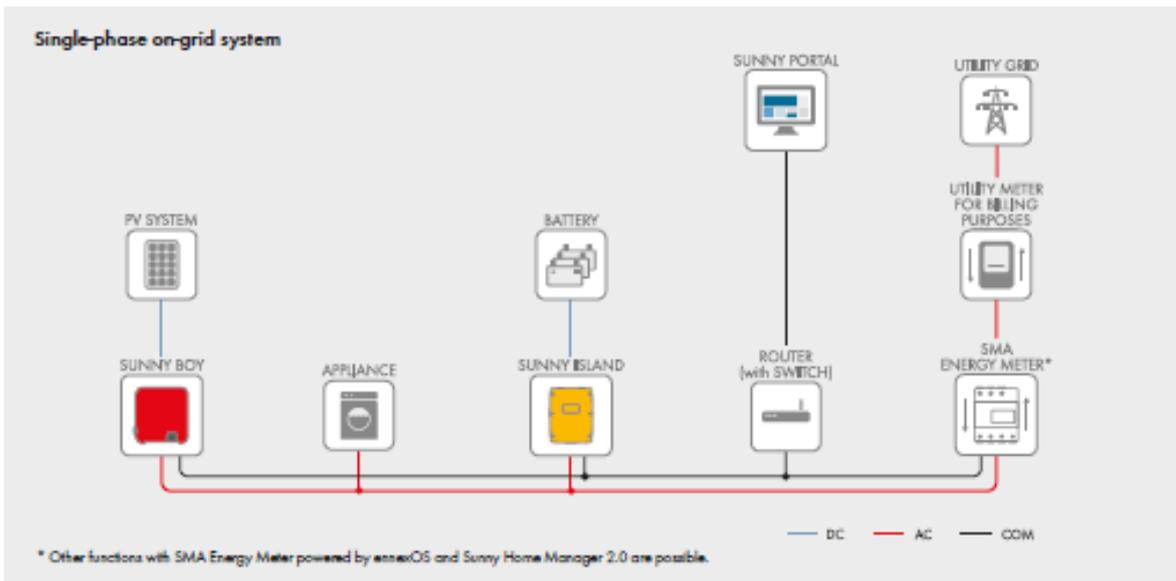
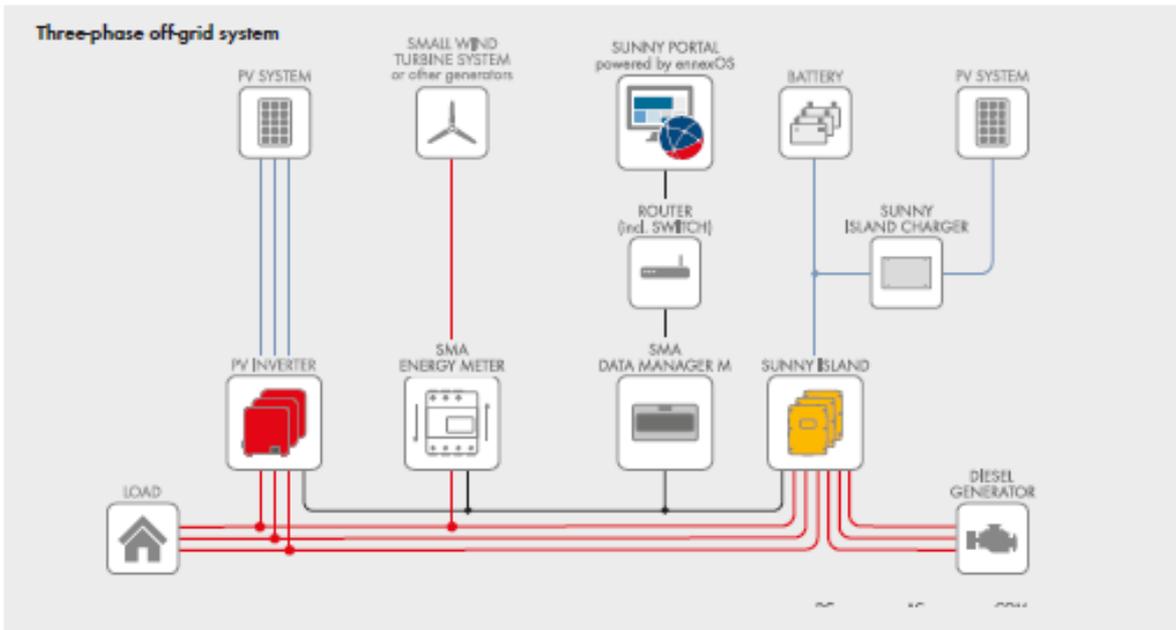
SUNNY ISLAND 4.4M / 6.0H / 8.0H

The most reliable all-purpose solution—easier than ever

The Sunny Island battery inverter supports a wide range of on- and off-grid installations with compelling product features—from operation in off-grid areas to home energy management. Users can benefit from SMA's experience in having installed more than 120,000 Sunny Island inverters installed worldwide. Thanks to its integrated user interface and standard WLAN and Ethernet interfaces, the Sunny Island 4.4M / 6.0H / 8.0H can be immediately and easily configured and monitored via smartphones or tablets. And being a core element in the SMA Flexible Storage System, the Sunny Island temporarily stores self-generated power, thus making it possible to use solar power around the clock.

Its high protection class, wide temperature range and exceptional overload capability always provide the kind of reliability needed for off-grid use. Intelligent load and energy management keeps the system running even in critical situations.

The Sunny Island is the ultimate all-purpose solution—and includes a 10-year warranty.



Technical data	Sunny Island 4.4M	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Operation on the utility grid or generator			
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 172.5 V to 264.5 V		
Rated grid frequency / permitted frequency range	50 Hz / 40 Hz to 70 Hz		
Maximum AC current for increased self-consumption (grid operation)	14.5 A	20 A	26 A
Maximum AC power for increased self-consumption (grid operation)	3.3 kVA	4.6 kVA	6 kVA
Maximum AC input current	50 A	50 A	50 A
Maximum AC input power	11500 W	11500 W	11500 W
Stand-alone or emergency power operation			
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 202 V to 253 V		
Rated frequency / frequency range (adjustable)	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz		
Rated power (at Unom, from / 25°C / cos φ = 1)	3300 W	4600 W	6000 W
AC power at 25 °C for 30 min / 5 min / 3 sec	4400 W / 4600 W / 5500 W	6000 W / 6800 W / 11000 W	8000 W / 9100 W / 11000 W
AC power at 45°C continuously	3000 W	3700 W	5430 W
Rated current / maximum output current (peak)	14.5 A / 60 A	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Total harmonic distortion output voltage / power factor at rated power	< 5% / -1 to +1	< 1.5% / -1 to +1	< 1.5% / -1 to +1
Battery DC input			
Rated input voltage / DC voltage range	48 V / 41 V to 63 V	48 V / 41 V to 63 V	48 V / 41 V to 63 V
Maximum battery charging current / rated DC charging current / DC discharging current	75 A / 63 A / 75 A	110 A / 90 A / 103 A	140 A / 115 A / 130 A
Battery type / battery capacity (range)	LiIon ¹⁾ , FLA, VRLA / 100 Ah to 10000 Ah (lead-acid) 50 Ah to 10000 Ah (LiIon)		
Charge control	IUoU charge procedure with automatic full charge and equalization charge		
Efficiency / self-consumption of the device			
Maximum efficiency	95.5 %	95.8 %	95.8 %
No-load consumption / standby	18 W / 6.8 W	25.8 W / 6.5 W	25.8 W / 6.5 W
Protective devices (equipment)			
AC short-circuit / AC overload	● / ●		
DC reverse polarity protection / DC fuse	- / -		
Overtemperature / battery deep discharge	● / ●		
Overvoltage category as per IEC 60664-1	III		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	467 mm / 612 mm / 242 mm (18.4 inches / 21.1 inches / 9.5 inches)		
Weight	44 kg (97 lbs)	63 kg (138.9 lbs)	63 kg (138.9 lbs)
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +14°F)		
Protection class as per IEC 62103	I		
Climatic category as per IEC 60721	3K6		
Degree of protection according to IEC 60529	IP54		
RoHS-II compliant	●		
Features / function			
WLAN, Speedwire / Webconnect / SI-SYSCAN (Multicluster)	● / ● / -	● / ● / ○	● / ● / ○
Direct connection to Sunny Portal via Webconnect	●		
Sunny Portal powered by enxOS via Energy Meter powered by enxOS or Data Manager M	●		
Micro SD memory card for extended data logging	○		
Display via smartphone, tablet, laptop / multifunction relay	● / 2		
Three-phase systems (including rotating magnetic field) ²⁾ / battery-backup function	● / ●		
State of charge calculation / full charge / equalization charge	● / ● / ●		
Battery temperature sensor / data cables	○ / ●		
Certificates and approvals	www.SMA-Solar.com		
Cover color yellow / aluminum white	○ / ○		
Warranty 5/10 years	● / ● ³⁾		
For off-grid applications			
Switching times for backup operation (without switch box or MC-Box) ⁴⁾	-	0 ms (high impedance) / 20 ms (low impedance)	
Automatic rotating magnetic field detection / generator support	● / ●		
Parallel connection / Multicluster	- / -	● / ●	● / ●
Integrated soft start	●		
Accessories			
For off-grid applications			
Multicluster boxes: MC-BOX-6.3 / MC-BOX-12.3 / MC-BOX-36.3	○		
Battery fuse ⁵⁾	○		
Sunny Island Charger: SIC50-MPT ¹⁾ / SI Charger Piggy Back SIC-PB ²⁾	○ / ○		
Data Manager M	○		
For on-grid applications			
Sunny Home Manager / SMA Energy Meter powered by enxOS	○ / ○		
Automatic transfer switch for battery backup ³⁾	○		
● Standard feature ○ Optional feature - Not available			
All specifications as of August 2019			
Type designation	SI4.4M-13	SI6.0H-13	SI8.0H-13

1) See "List of Approved Batteries" at www.SMA-Solar.com 2) 3 x Sunny Island 3) When registering, use the information sheet provided or Sunny Portal
4) See "SwitchoverTime-The11 | Version 1.1" at www.SMA-Solar.com 5) Procurement from external suppliers

ANNEXE 8 : FICHE TECHNIQUE DU CONTROLEUR DE CHARGE

YOUR
SMART
ENERGY



STORION T50/T100

COMMERCIAL &
INDUSTRIAL SERIES

CAPACITY ►

34.4 kWh modular
expandable to 1032.2 kWh



UPS ability

Off-grid ability

Modular design

Easy installation and
low maintenance

24/7 Monitoring with
local interface

STORION T50/T100



Model		Storion-T50/T100	
System Specification			
Model	Storion-T50	Storion-T100	
Nominal AC Power	50 kW	100 kW	
Max. PV Input Power	100 kW	200 kW	
Capacity Range	34.4 kWh ~ 1032.2 kWh (90% DoD)		
Battery Chemistry	LFP (LiFePO4)		
Application Environment	Indoor (Rack) / Outdoor (Container)		
Warranty	3 Year Product Warranty, 10 Year Performance Warranty		

Inverter Technical Specification				
Max. PV Input Current	220 A	440 A	Phase	Three-Phase
PV Input Voltage Range	520 ~ 900 V		Nominal AC Current	72 A 144A
MPPT Number	1		Off-grid Voltage Range	360 ~ 440 V
Battery Voltage Range	250 ~ 520 V		Rated Frequency	50 / 60 Hz
Max. Charging/Discharging Current	150 A	300 A	Backup	UPS (With STS Module)
Max. Charging/Discharging Power	50 kW	100 kW	Dimension (W x D x H)	800 x 800 x 2160 mm
Rated Voltage	400 V		Weight	520 kg 750 kg
Grid Voltage Range	340 ~ 460 V		Grid Regulation	AS 4777.2/3
Power Factor Range	1 (lagging) ~ 1 (leading)		Safety	IEC 62109-1&2

Battery Technical Specification		
Module Model	M48112-S	M38210-S
Module Weight	65 kg	62 kg
Module Dimension (W x D x H)	450 x 580 x 165 mm	326 x 560 x 222 mm
Max. Charging/Discharging Current	112 A (1C)	105 A (0.5C)
Module Capacity	5.7 kWh	8.1 kWh
Module Nominal Voltage	51.2 V	38.4 V
Cycle Life	≥ 6000	≥ 6000
Operating Temperature Range	-10 °C ~ 50 °C*	-10 °C ~ 50 °C*

High Voltage Control Box Technical Specification		
BMU Model	HV900112 <small>(TOP BMU required with 200V float one cluster)</small>	HV900105 <small>(TOP BMU required with 200V float one cluster)</small>
DC Voltage Range	200 ~ 900 V	200 ~ 900 V
Nominal Output Current	112 A	105 A
Battery Modules Connection	6 ~ 9 M48112-S in series in one cluster	8 ~ 12 M38210-S in series in one cluster
Clusters Connection	Max. 20 clusters in parallel	Max. 20 clusters in parallel

* When the temperature is below 0 °C or above 40 °C, the performance will be limited.



Headquarter Alpha-ESS Inc., USA

☎ +86 212 9022 0061
✉ info@alpha-ess.com
🌐 www.alpha-ess.com
📍 Juchao Road 800, Newing High Tech Industrial Development Zone, Nanjing City, 224001

Alpha-ESS America Co., Ltd.

☎ +86 212 9022 7028
✉ info@alpha-ess.com
🌐 www.alpha-ess.com
📍 Level 10, 28/F, 138 Morgan Road, 80P Southco, 210228

Customer Alpha-ESS America Pty Ltd.

☎ +61 492 500 520 (Direct)
☎ +61 1300 900 532 (Technical Support)
✉ sales@alpha-ess.com
🌐 www.alpha-ess.com.au
📍 Suite 1, Level 1, 520 Railway Road, Rossmore, NSW, 2150

Germany Alpha-ESS Europe GmbH

☎ +49 9113 4021 001
✉ sales@alpha-ess.de
🌐 www.alpha-ess.de
📍 Paul-Ehrlich-Strasse 1a, D-63225, Langen, Hessen

India Alpha-ESS India Pvt. Ltd.

☎ +91 22 229 229 20
✉ info@alpha-ess.in
🌐 www.alpha-ess.in
📍 Via Laxmi, 17/10111 Connaught Place, Gurgaon, 122002

France Alpha-ESS France Co., Ltd.

☎ +33 64 731 2026
✉ sales@alpha-ess.com
📍 2F, 16-A, Boulevard 11 July, 92 Ave. de la République, Paris

UK Alpha-ESS UK Ltd.

✉ uk@alpha-ess.com
📍 Drake House, Long Street, Reading, RG1 1AP

19" 4U / 150Ah Lithium Battery



SLB48-150-146-5
15S Series, Generation 5



Incell Smart Lithium Battery™ is an advanced power backup system for telecom use. Its rechargeable Lithium-Ion battery provides reliable power backup for hybrid, off-grid and grid-connected telecom sites worldwide.

Technical Specification

Enclosure Size	19" 4U
Lithium Chemistry	LFP
Rated Voltage	48 V
Capacity Ah	150 Ah
Energy Wh	7200 Wh
Calendar Life @ 80% SOC	15 years
Peak Discharge Power	6kW for 60 seconds
Discharge Cutoff Current	100A
End- of-Discharge Voltage (LVBD)	39V
Charge Cutoff Current	100A
Charge Current Limitation (CLD)*	100 A
Charge Voltage for 100% SOC	54.75 V
Charge Voltage for 80% SOC	52 V
Operating Temperature Charging	0 to +55°C
Operating Temperature Discharging	-20 to +60°C
Storage Temperature	-20 to +60°C
Weight (Kg)	Approx. 74 Kg
Dimensions (mm)	W 440 D 577 H 173
Circuit breaker	100A, BMS Controlled, single pole
IP class	IP20
Communication Protocols	RS485, RJ45 (2) ports, Modbus
Safety Standards	IEC62619, IEC62368, UN38.3
Management & Monitoring	Software for PC (Incell Studio) included for full local monitoring and management. Remote connection via Modbus

Safe

All our products are designed with your safety in mind - thoroughly verified and certified for safe operation.

Simple

Advanced technology made super easy to use, easy to install, maintenance free, charge control.

Strong

Works in all conditions and environments. Extra protection against dust and moisture for prolonged life.

Smart

Automatic balancing, automatic reconnect, remote monitoring options and much more.

Secure

Our unique, patented Anti-Theft Device disables function of batteries if removed from site. It's prepared for optional GPS tracker.

Sustainable

The lifetime is extraordinary long. It's small, light, maintenance free and can be remotely controlled.

*If the recharge current is 50A or higher, the battery will automatically reduce the charge current to 6-12A temporarily

Datasheet SLB48-150-146-5 Version 2

Incell International AB · Jan Stenbecks Torg 17, PO Box 1037, SE-164 21, Kista, Sweden · info@incellint.com
Phone: +46 8 5454 4000 · www.incellint.com

19" 4U / 150Ah Lithium Battery

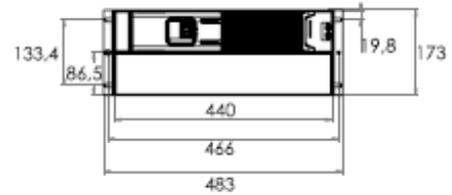


SLB48-150-146-5
15S Series, Generation 5

SOC vs Voltage @ RT

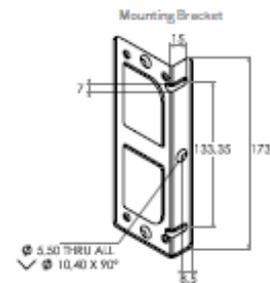
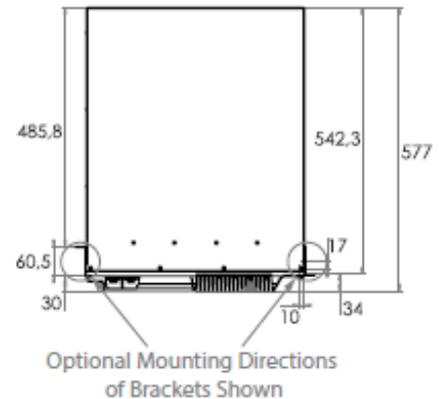
Batt V	3600 W	3000 W	2200 W	1800 W	900 W
48,00	35%	31%	23%	22%	20%
47,00	14%	13%	8%	8%	8%
46,00	6%	6%	4%	4%	4%
45,00	4%	4%	3%	3%	3%
44,00	3%	3%	2%	2%	2%
43,00	2%	2%	1%	1%	1%
42,00	2%	1%	1%	1%	1%
41,00	1%	1%	1%	1%	1%
40,00	0%	0%	0%	0%	0%
39,00	0%	0%	0%	0%	0%

Technical Drawings



Constant Power Discharge Performance @ RT

Batt V	3600 W	3000 W	2200 W	1800 W	900 W
48,00	1h20 min	1h45 min	2h26 min	2h54 min	6h20 min
47,50	1h32 min	1h57 min	2h40 min	3h13 min	6h45 min
47,00	1h41 min	2h7 min	2h55 min	3h31 min	7h20 min
46,50	1h47 min	2h14 min	3h00 min	3h39 min	7h25 min
46,00	1h49 min	2h16 min	3h2 min	3h41 min	7h30 min
45,50	1h50 min	2h17 min	3h3 min	3h43 min	7h30 min
45,00	1h51 min	2h18 min	3h4 min	3h44 min	7h35 min
44,50	1h52 min	2h19 min	3h5 min	3h45 min	7h35 min
44,00	1h53 min	2h20 min	3h6 min	3h46 min	7h40 min
43,50	1h53 min	2h20 min	3h7 min	3h47 min	7h43 min
43,00	1h53 min	2h21 min	3h8 min	3h48 min	7h46 min
42,50	1h54 min	2h21 min	3h8 min	3h49 min	7h48 min
42,00	1h54 min	2h21 min	3h9 min	3h49 min	7h50 min
41,50	1h55 min	2h22 min	3h9 min	3h50 min	7h52 min
41,00	1h55 min	2h22 min	3h9 min	3h50 min	7h53 min
40,50	1h55 min	2h22 min	3h10 min	3h50 min	7h54 min
40,00	1h55 min	2h23 min	3h10 min	3h51 min	7h55 min
39,50	1h56 min	2h23 min	3h10 min	3h51 min	7h56 min
39,00	1h56 min	2h23 min	3h10 min	3h51 min	7h57 min



Standard accessories included with this battery are: (1) communication cable, (1) pair of mounting brackets, (1) printed specification installation guide, and (1) CAN Bus/ MOD Bus Terminator

Datasheet SLB48-150-146-5 Version 2

Incell International AB · Jan Stenbecks Torg 17, PO Box 1037, SE-164 21, Kista, Sweden · info@incellint.com
Phone: +46 8 5454 4000 · www.incellint.com

YOUR
SMART
ENERGY



BATTERY M38210-S

COMMERCIAL &
INDUSTRIAL SERIES

CAPACITY ►
8.1 kWh modular



Modular
Plug & play
Safe
Long lifespan

BATTERY M38210-S



Model	M38210-S
Physical	
Battery Type	LFP (LiFePO4)
Cell Manufacturer	EVE
System Weight	62 kg
Dimension (W x D x H)	332 x 570 x 223 mm
IP Protection	IP20
Warranty	3 Year Product Warranty, 10 Year Performance Warranty
Electrical	
Energy Capacity	8.1 kWh
Usable Capacity	7.3 kWh
Depth of Discharge (DoD)	90%
Nominal Voltage	38.4 V
Operating Voltage Range	36 ~ 43 V
Internal Resistance	≤ 10 mΩ
Cycle Life	≥ 6000
Operation	
Max. Charging Current	105 A (0.5C)
Max. Discharging Current	105 A (0.5C)
Operating Temperature Range	-10 °C ~ 50 °C*
Humidity	15% ~ 85%
BMS	
Modules Connection	6 ~ 20 in series
Capacity	48.4 / 56.4 / 64.5 / 72.6 / 80.6 / 88.7 / 96.8 / 104.8 / 112.9 / 121.0 / 129.0 / 137.1 / 145.2 / 153.2 / 161.3 kWh
Power Consumption	< 2 W (Work), < 100 mW (Sleep)
Monitoring Parameters	System voltage, current, cell voltage, cell temperature, PCBA temperature.
Communication	CAN and RS-485 compatible
BMU Model	HV900105 (TOP BMU required with more than one parallel cluster)

* When the temperature is below 0 °C or above 40 °C, the performance will be limited.



Headquarter: Alpha ESS Co., Ltd.

☎ +86 213 6060 6061
✉ info@alpha-ess.com
🌐 www.alpha-ess.com
📍 Juhua Road 666, Nantong High-Tech Industrial Development Zone, Nantong City, 226000

Alpha ESS Suzhou Co., Ltd.

☎ +86 512 8820 7809
✉ info@alpha-ess.com
🌐 www.alpha-ess.com
📍 Level 15,3/FPC 156 Wangdun Road
SIP Suzhou, 215028

Australia: Alpha ESS Australia Pty. Ltd.

☎ +61 402 500 520 (Sales)
+61 1300 968 933 (Technical Support)
✉ australia@alpha-ess.com
🌐 www.alpha-ess.com.au
📍 Suite 1, Level 1, 530 Dotary Road, Alexandria, NSW, 2015

Germany: Alpha ESS Europe GmbH

☎ +49 810 3459 1801
✉ europe@alpha-ess.de
🌐 www.alpha-ess.de
📍 Paul-Ehrlich-Strasse 1a, D-43225
Langen, Hessen

Italy: Alpha ESS Italy S.r.l.

☎ +39 596 239 50
✉ info@alpha-ess.it
🌐 www.alpha-ess.it
📍 Via Loda, 17-4/10/3 Castellano
Grotte (MC)

Korea: Alpha ESS Korea Co., Ltd.

☎ +82 54 721 2004
✉ korea@alpha-ess.com
📍 2F, 19-4, Nohyeong 11-gil, Jeju-eil,
Jeju-do, Republic of Korea

UK: Alpha ESS UK Ltd.

✉ uk@alpha-ess.com
📍 Drake House, Long Street,
Dursley, gl11 4th

VMA_14_102019 | Text and images correspond to the current state of technology at the time of printing. Subject to modifications. All information is without guarantee in spite of careful editing - liability excluded.

ANNEXE 10 : FICHES TECHNIQUES EQUIPEMENTS DU RESEAU BT



**SOCIÉTÉ AFRICAINE
D'INVESTISSEMENT**
La développement outremer

Birni (Commune de Kouandé), PK 517 Route de Nadingou
01 BP 8217 Cotonou
Téléphone : (00 229) 21 008 089
Cell. : (00 229) 95 772 777
ROOM RB /10 B 5997 - IFU : 3 201 000 748 812
Courriel : sa_i_sarl@yahoo.fr

FICHES CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES

USINE DE PRODUCTION DE POTERUX EN BÉTON ARMÉ
DE CLASSE A ET C POUR LIGNES AÉRIENNES

Norme NF C 67-200

9 A 150

Classe : A
Hauteur totale : 9 m
Effort nominal : 150 daN

DESCRIPTION	PRECISIONS
Fournisseur	SAI SARL
Fabricant	SAI SARL
Dimensions	
• Section au sommet (cm ²)	11 x 16
• Section de base (cm ²)	18,2 x 34
• Hauteur totale (m)	9
• Hauteur utile (m)	7,35
• Fiche d'implantation	1,40 m
Paramètres techniques	
• Classe	A
• Effort nominal	150 daN
• Position du centre de gravité (distance en m du sommet)	5,22
• Repère de la fiche d'implantation (mm ²)	171 x 312
• Position des points de manutention	2,25 m du sommet et 6,25 m du sommet
• Charge de rupture	416 daN
• Poids approximatif (kg)	643
• Action du vent (daN)	42



**SOCIÉTÉ AFRICAINE
D'INVESTISSEMENT**
Avenons ensemble.

Birni (Commune de Kouandé), PK 507 Route de Nottigou
01 BP 6207 Cotonou
Téléphone : (00 229) 21 006 089
Cell. : (00 229) 85 772 777
RCCM 88 /13 8 5897 - IFU : 3 201 000 748 62
Courriel : sai_sarl@yahoo.fr

FICHES CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES

USINE DE PRODUCTION DE POTEAUX EN BETON ARME
DE CLASSE A ET C POUR LIGNES AERIENNES

Norme NF C 67-200

9 A 200

Classe : A
Hauteur totale : 9 m
Effort nominal : 200 daN

DESCRIPTION	PRECISIONS
Fournisseur	SAI SARL
Fabricant	SAI SARL
Dimensions	
• Section au sommet (cm ²)	11 x 16
• Section de base (cm ²)	18,2 x 34
• Hauteur totale (m)	9
• Hauteur utile (m)	7,35
• Fiche d'implantation	1,40 m
Paramètres techniques	
• Classe	A
• Effort nominal	200 daN
• Position du centre de gravité (distance en m du sommet)	5,22
• Repère de la fiche d'implantation (mm ²)	171 x 312
• Position des points de manutention	2,25 m du sommet et 6,25 m du sommet
• Charge de rupture	521 daN
• Poids approximatif (kg)	750 - 850
• Action du vent (daN)	48



**SOCIÉTÉ AFRICAINE
D'INVESTISSEMENT**
La développement autrement

Birni (Commune de Kouandé), PK 517 Route de Nabbingou
01 BP 8217 Cotonou
Téléphone : (00 229) 21 008 089
Cell. : (00 229) 95 772 777
ROOM RE /10 8 5997 - IFU : 3 201 000 748 812
Courriel : sa_i_sar@yahoo.fr

FICHES CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES

USINE DE PRODUCTION DE POTEAUX EN BÉTON ARMÉ
DE CLASSE A ET C POUR LIGNES AÉRIENNES

Norme NF C 67-200

8 A 150

Classe : A
Hauteur totale : 8 m
Effort nominal : 150 daN

DESCRIPTION	PRECISIONS
Fournisseur	SAI SARL
Fabricant	SAI SARL
Dimensions	
• Section au sommet (cm ²)	11 x 21
• Section de base (cm ²)	17,4 x 32,0
• Hauteur totale (m)	8
• Hauteur utile (m)	6,45
• Fiche d'implantation (m)	1,30
Paramètres techniques	
• Classe	A
• Effort nominal	150 daN
• Position du centre de gravité (distance en m du sommet)	4,55
• Repère de la fiche d'implantation (mm ²)	162 x 290
• Position des points de manutention	2,25 m du sommet et 5,25 m du sommet
• Charge de rupture	416 daN
• Poids approximatif (kg)	600
• Action du vent (daN)	40



**SOCIÉTÉ AFRICAINE
D'INVESTISSEMENT**
Le développement autrement

Birni (Commune de Kouandé), PK 517 Route de Néttingou
01 BP 8217 Cotonou
Téléphone : (00 229) 21 008 089
Cell. : (00 229) 95 772 777
ROOM AB / 10 B 5997 - IFU : 3 201 000 748 812
Journal : sai_sarl@yahoo.fr

FICHES CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES

USINE DE PRODUCTION DE POTERUX EN BETON ARMÉ
DE CLASSE A ET C POUR LIGNES AERIENNES

Norme NF C 67-200

8 A 200

Classe : A
Hauteur totale : 8 m
Effort nominal : 200 daN

DESCRIPTION	PRECISIONS
Fournisseur	SAI SARL
Fabricant	SAI SARL
Dimensions	
• Section au sommet (cm ²)	11 x 21
• Section de base (cm ²)	17,4 x 32,0
• Hauteur totale (m)	8
• Hauteur utile (m)	6,45
• Fiche d'implantation (m)	1,30
Paramètres techniques	
• Classe	A
• Effort nominal	200 daN
• Position du centre de gravité (distance en m du sommet)	4,55
• Repère de la fiche d'implantation (mm ²)	162 x 290
• Position des points de manutention	2,25 m du sommet et 5,25 m du sommet
• Charge de rupture	416 daN
• Poids approximatif (kg)	650 - 700
• Action du vent (daN)	42



**TECHNICAL & QUALITY ASSURANCE DEPARTMENT
CERTIFICATE OF CONFORMANCE**

Description: Cu/XLPE/PVC/SWA Power Cable
Materials : Copper
: XLPE Compound, UV-resistant
: PVC/Steel wire

Date: 9/2/2017
Drum No: TBA
Standard Reference: BS5467 IEC60502

Cable Construction Size & Technical Parameters

No.	ITEMS	UNIT	CABLE DESCRIPTION				
			4x16mm ²	4x25mm ²	4x35mm ²	4x50mm ²	4x70mm ²
1	Conductor:						
	Cross sectional area	mm ²	16	25	35	50	70
	Material		Plain Soft Copper				
	Conductor Diameter	mm	5.1	6.4	7.5	8.5	9.8
	No. and Dia of aluminum	Nos./mm	7/1.70	7/2.14	7/2.52	19/1.78	19/2.14
	Maximum resistance at 20°C (nΩm)	Ω/km	1.18	0.727	0.524	0.387	0.268
2	Insulation:						
	Material		XLPE	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE
	Nominal thickness	mm	0.7	0.9	0.9	1	1.1
	Overall Dia. Over insulation (Approx.)	mm	9.5	11.3	9.5	11.3	20
	Working Temp.	≥°C	90	90	90	90	90
3	Bedding Material		PVC	PVC	PVC	PVC	PVC
4	Armouring material		GSW	GSW	GSW	GSW	GSW
5	Sheathing/Jacketting						
	Material		PVC(FR)	PVC(FR)	PVC(FR)	PVC(FR)	PVC(FR)
	Sheathing/Jacketting thickness	mm	1.8	1.8	1.9	2	2.2
6	Approximate Dia over Sheath	mm	25.5	28	30.5	33.7	39.5
7	Weight of finished cable (Approx.):	kg/km	1530	2030	2525	3160	4555

MP Series

MPS20/MPS20S-1



Features

- High quality, reliable and complete generating sets.
- Every generating set carries a comprehensive test program which includes 25%, 50%, 75%, 100% , 110% loading test and series protecting function (example: Low oil pressure , High coolant temperature, over current/load etc.) check.
- Easy for operation and maintenance
- Compact structure & high-strength chassis.
- Base frame design incorporates an intergrade fuel tank for at least 8 hours running (up to 650KVA).
- The canopy body painting adopts the Henkel pretreatment process and the base frame painting adopts sandblasting +AkzoNobel powder, the paint warranty period can be 3 years.
- High-performance free-maintenance batteries with isolation switch.
- Anti- vibration pads are mounted between the engine/alternator feet and the base frame.
- Top lifting point and steel base frame with forklift holes, easy for transportation.
- Compliance with international electrical safety standards.
- Complete protection functions and safety labels.
- A large number of matching optional to meet the needs of various customers.



Photos are for reference only



Generating Set Technical Data	
Prime power(Output)	20 kVA/16kW
Standby power(Output)	22kVA/17.6kW
Rated frequency	50 Hz
Rated speed	1500 rpm
Rated voltage	400 /230V
Phase	3
Power factor	0.8
Noise level @ 7m dB(A)(only for silent type)	65
Engine model	404D-22G
Alternator model	S0L2-G1
Fuel consumption of 75% load	4.0Litres/h
Fuel consumption of 100% load	5.3Litres/h

Also available in the following voltages:
415/240V, 380/220V, 220/127V, 200/115V (According to customer requirements).

Rated Power/prime Power(PRP) :

Continuous running at variable load for unlimited periods with 10% overload available for 1 hour in any 12 hour period, in accordance with ISO8528.

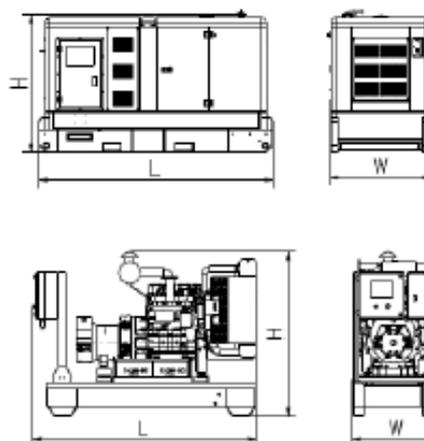
Standby Power/Emergency Standby Power (ESP):

The maximum power available during a variable electrical power sequence, no overload on these ratings, in accordance with ISO 8528.

Dimension, Weight, Fuel Tank Capacity

Generating set model	MPS20S-1	MPS20-1
Length(L) (mm)	1950	1435
Width(W) (mm)	770	500
Height(H) (mm)	1136	1150
Dry weight (kg)	755	415
Tank capacity(L)	65	58
The loading capacity (40'HC)	36 Sets	30 Sets

This data sheet is for reference only, Please contact the salesman before ordering.



Control System

All MPMC generating sets have a control cabinet mounted on the gen-set base frame.

NANO3 (ComAp)



Suitable for ≤ 250kVA Gen-sets

DSE4520 (Deepsea)



Suitable for >250kVA Gen-sets

DSE7320 (Deepsea)



Suitable for all series Gen-sets

The Controller LCD Display	NANO3 control system	DSE4520 control system	DSE7320 control system	Controller Optional
Voltage between phases(L-L)	✓	✓	✓	IL-NT-AMF25(ComAp) IC-NT-MINT(ComAp) DSE8610(Deepsea) HGM6120(SmartGen)
Voltage between neutral and phase(L-N)	✗	✓	✓	
Frequency	✓	✓	✓	
3 Phase current	✓	✓	✓	
Real power(kW) and apparent power(kVA)	✓	✓	✓	
Power factor	✓	✓	✓	
Engine speed	✓	✓	✓	
Running hours	✓	✓	✓	
Coolant temperature	✓	✓	✓	
Oil pressure	✓	✓	✓	
Battery voltage	✓	✓	✓	
LCD alarm indication	✓	✓	✓	
3 Phase mains (utility) sensing	✗	✓	✓	
Protecting Functions				
Emergency stop button	✓	✓	✓	
High coolant temperature	✓	✓	✓	
Low oil pressure	✓	✓	✓	
Over current/load	✓	✓	✓	
under/over speed, frequency & voltage	✓	✓	✓	
Low/High battery voltage	✓	✓	✓	
Low coolant level	Optional	Optional	Optional	

Optional:

Engine	Alternator	Fuel System	Generating Set
<input type="checkbox"/> Water Jacket Preheater <input type="checkbox"/> Oil Preheater <input type="checkbox"/> Oil manual pump	<input type="checkbox"/> PMG excitation <input type="checkbox"/> Space heater <input type="checkbox"/> Winding temperature measuring	<input type="checkbox"/> 12 / 24 hour base tank <input type="checkbox"/> Dual wall base fuel tank <input type="checkbox"/> Outside fuel tank <input type="checkbox"/> Automatic fuel feeding <input type="checkbox"/> Switch between external tank and base tank (three-way valve)	<input type="checkbox"/> Tools with the machine <input type="checkbox"/> Trailer



Generating Set Color:

Parts	Standard Color		Optional Color	
	RAL #	Reference	RAL #	Reference
Base frame	Jet black: RAL9005 RGB: 003/005/010		Blue grey: RAL7031 RGB: 003/005/010	
Canopy	Pure white: RAL9010 RGB: 250/255/255		Cream: RAL9001 RGB: 255/252/240	
	Traffic orange: RAL2009 RGB: 235/059/028		Traffic red: RAL3020 RGB: 199/023/018	
			Melon yellow: RAL1028 RGB: 255/140/026	

Generating Set Type & Trailer Optional:

SR2 Type Generating Set	Trailer Generating Set	ATS Cabinet

Our other related products:

Mobile Lighting Tower	Hybrid Energy Generator Station
<p>www.mpmclighttower.com</p>	<p>www.mpmc-china.com</p>

Contact Us



Shanghai office Add: 3rd Floor, Building 1, Powerlong City Plaza, No.2449 Jinhai Rd., Pudong district, Shanghai, China.
 Jiangsu factory Add: No.1199, Development Road, Haimen Harbor New Area, Haimen City, Jiangsu Province, China.

E mail : sales@mpmc-china.com

Website : www.mpmc-china.com

MP(whatsapp): +86-15000854420 (Sales Director)

ANNEXE 11 : CAPACITE ORGANISATIONNELLE

Projet Bénin - Plan d'organisation et de recrutement

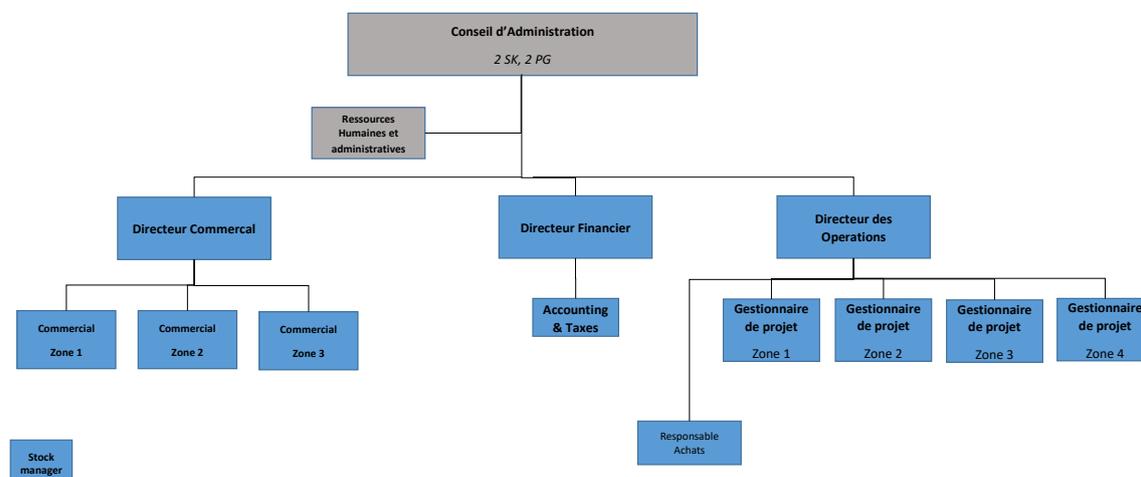
Structure organisationnelle

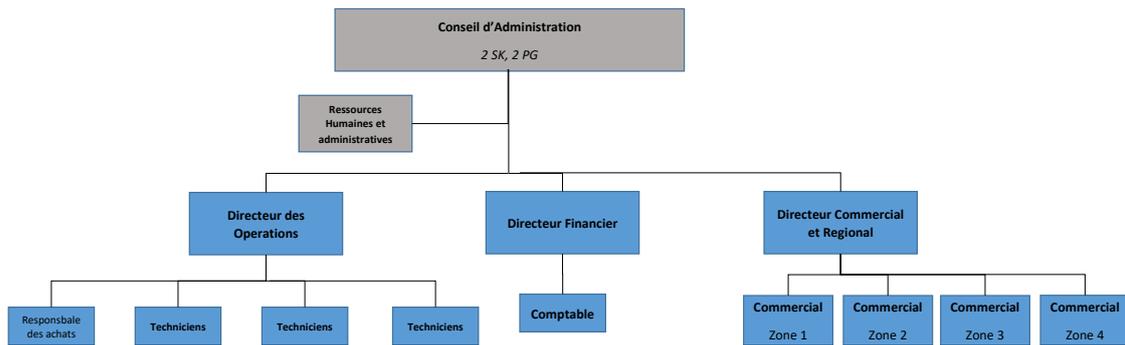
Pour réaliser et exploiter nos projets au Bénin, l'organigramme suivant sera mis en œuvre, en s'appuyant sur les expertises complémentaires de PowerGen Renewable et de Sunkofa Energy pour supporter la structure locale Mionwa.

Organigramme Mionwa



Organigramme – Phase Construction





La philosophie générale sous-jacente de cette organisation est d'avoir un siège à Bohicon couvrant les aspects administratifs, financiers, ainsi que les relations avec les autorités (ARE, ABERME) et apportant du support aux équipes terrain. Le bureau à Bohicon couvrira également les aspects plus opérationnels et commerciaux avec pour idée que le personnel de ce bureau est suffisamment proche des villages raccordés aux mini réseaux (2 à 3 heures de voyage maximum nécessaire pour se rendre sur site) et a donc une capacité d'intervention rapide si nécessaire. Ce bureau sera appuyé également par des opérateurs locaux qui seront présents sur site en permanence.

Mionwa – Bureau Centrale - Bohicon

Composée d'une équipe locale de 9 personnes au bureau central (HQ) de Mionwa. Les postes clés au niveau décisionnel seront :

- 1er Niveau : Les autres trois directions décisionnelles : Opérations, Financier et Commercial. Tous les trois responsables envers le Directeur des trois activités clés d'exécution : Opérations (achats, logistique, construction et opérations stricto sensu – en apportant un support au bureau de Bohicon notamment pour traiter des incidents techniques que le bureau à Bohicon n'est pas en capacité de traiter) ; Financier et Commercial (définition de la politique Commercial, Marketing, Ventes et Communication).

- 3eme Niveau : Postes de support aux Directions précédentes : Assistant Opérations (achat & logistique), Comptable (déjà recruté - internalisation de la comptabilité, de la paie et de la gestion de trésorerie) et Analyste Commercial (Analyste des activités/ suivi client et du lancement des nouvelles offres commerciales). Deux autres postes rapporteront directement au DG : un assistant administratif et un responsable Digital / IT (notamment responsable de outils de gestion de la plateforme de paiement et de suivi client).

Les deux membres du consortium, Sunkofa Energy & PowerGen, fourniront également du support à l'équipe de Mionwa pendant la phase d'exécution tel que décrits dans l'Accord de Partenariat.

Mionwa – Équipe Terrain - Bohicon

Pour la construction et opération des 40 mini-réseaux un bureau régional à Bohicon sera capable de gérer les systèmes et de les maintenir et offrir des services à nos clients (y compris les activités de stimulation de la demande) avec une équipe dédiée et des opérateurs locaux présents sur site.

- 1er Niveau. Directeur Régional : Relais local des activités opérationnels et commerciales. Lien direct avec le Comité de Direction du siège à Cotonou. Responsable des relations avec les Autorités locales

- 2eme Niveau : une équipe de personnels commerciaux et techniques qui assisteront nos clients avec nos offres commerciales, s'assureront également du suivi technique des installations et des opérations de maintenance qui ne peuvent être assurés par les opérateurs locaux. La méthodologie est que ces équipes fassent des visites régulières dans les villages (pour les commerciaux afin de suivre au plus près les besoins des usagers et leur fournir des formations le cas échéant (notamment sur l'usage des équipements utilisés) et pour les techniciens afin d'assurer les opérations de maintenance préventive et d'inspection des système de génération, de distribution et de connexion clients et interviennent également dès que nécessaire en cas de remontée d'information le nécessitant de la part des opérateurs locaux.

- 3eme Niveau : Opérateurs Locaux. Il s'agit des personnes qui habitent dans les villages où opèrent les mini-réseaux et qui s'assurent d'un lien direct permanent avec nos actuels ou futurs clients. Ils seront également formés pour avoir un savoir technique de base pour l'entretien de base de notre mini-réseau (nettoyage des panneaux PV ; vérification des batteries et électronique).

Une flotte de véhicules aux caractéristiques adaptées aux terrains (type 4 X4) afin de pouvoir permettre aux personnels de se rendre facilement sur sites en cas de besoin.

Le bureau à Bohicon bénéficiera également d'une zone de stockage afin d'entreposer notamment les pièces de rechange prévues dans le cadre de notre politique de maintenance. Le niveau de pièce de rechange est informé par les spécifications des équipementiers sélectionnés pour la fourniture des différents équipements lors de la passation de marché. Les exemples comprennent un pourcentage du nombre de panneaux solaire, des modules de batteries, des compteurs, des appareils des clients etc.

À noter que notre personnel technique sera équipé de matériel de protection conformément à la réglementation en vigueur.

En sus de l'organisation décrite ci-dessous la gestion s'appuiera sur un ensemble de plateformes digitale couvrant les sujets suivants :

- Surveillance à distance des mini réseaux (consommation/ génération d'alerte automatique en cas de problèmes techniques sur certains composants, reporting technique) via la plateforme AAMP/ Stellar utilisée par PowerGen
- Suivi des opérations de maintenance / des incidents techniques les opérations de maintenance via une plateforme (Stellar) déjà utilisé par PowerGen pour ces sites en opération au Kenya, en Tanzanie, en République Démocratique du Congo, au Nigéria et au Sierra Leone. Ce suivi est fait à distance par les équipes dans le bureau centrale et supporté par le bureau mère de PowerGen.
- Suivi des compteurs intelligents installés (status des compteurs et leur paramétrage notamment)
- Outil de suivi client (consommation, paiement, intégration avec le paiement par mobile). Il est en effet prévu en complément du personnel en charge de la suivi client que les clients puissent communiquer avec nous via SMS (ce qui facilitera la remontée d'information) et paient par mobile afin d'éviter les problèmes opérationnels liés la collecte de cash.