

REPUBLIQUE DU BÉNIN
-----0-----
PRESIDENCE DE LA REPUBLIQUE



AUTORITE DE REGULATION DE L'ELECTRICITÉ
CONSEIL NATIONAL DE REGULATION



CONSULTATION PUBLIQUE N°005/2021

**RELATIVE A L'ELECTRIFICATION HORS RESEAU DE CINQ (05)
LOCALITES DANS LE DEPARTEMENT DU BORGOU, PAR
L'ENTREPRISE PARAS ENERGY DANS LE CADRE DU PROJET
OCEF/MCA-BENIN II**

Août 2021

AVIS DE PRESSE

CONSULTATION PUBLIQUE RELATIVE AUX CONDITIONS TARIFAIRES DES ENTREPRISES GDS, ASEMI, AKUO, PARAS, ENERGICITY DANS LE CADRE DE LA "FACILITÉ D'ÉNERGIE PROPRE HORS-RÉSEAU" DÉNOMMÉE OCEF DU MCA-BÉNIN II DE CERTAINES LOCALITÉS DES COMMUNES DE GOGOUNOU, KANDI, SÈGBANA, KÉROU, KOUANDÉ, NATTINGOU, TOUCOUNTOUNA, KALALÉ, N'DALI, PÈRÈRÈ, BASSILA, DJOUGOU, TCHAOUROU, BANTÈ, OUESSÈ, SAVÈ, APLAHOUÉ, KÉTOU, DJIDJA, ZOGBODOMEY.

Le 09 septembre 2015, le Millenium Challenge Corporation (MCC) a signé avec le Gouvernement du Bénin un deuxième Accord de Don (Compact) essentiellement axé sur l'énergie électrique.

Il se compose de quatre projets dont le projet "Accès à l'énergie Hors-Réseau" et plus particulièrement l'activité "Facilité d'Énergie Propre Hors-Réseau" (Off-Grid Clean Energy Facility - OCEF) qui contribuera à accroître l'accès à l'électricité pour la majorité de la population actuellement non desservie dans les zones rurales et péri-urbaines en réduisant les coûts initiaux de raccordement et les obstacles à l'investissement dans le secteur de l'énergie électrique.

Conformément à l'article 61.2 de loi N°2020-05 du 1er avril 2020, relatif aux régimes de l'électrification hors-réseau, à l'alinéa 2, l'ABERME a soumis à l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE) une série de demandes d'approbation de conventions de concession hors-réseau pour l'électrification de certaines localités des communes ci-dessus citées par les différents promoteurs dans le cadre du projet OCEF/MCA-Bénin II.

L'article 4 du décret 2018-415 du 12 septembre 2018 portant réglementation de l'électrification hors-réseau en République du Bénin fait obligation à toute personne désireuse d'installer ou d'exploiter un système d'électrification hors-réseau de détenir un titre d'exploitation hors-réseau qui ne peut être pour les entreprises concernées qu'une convention de concession pour l'électrification hors-réseau (capacité totale cumulée supérieure à 500 kVA).

La convention de concession implique une approbation préalable des conditions tarifaires, conformément à l'article 69 du code de l'électricité relatifs aux principes de fixation des tarifs réglementé qui dispose que :

« Compte tenu des variations des coûts, les tarifs réglementés sont définis par période de vingt-quatre (24) mois et sont révisibles sur décision de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Cette révision doit prendre en compte notamment les cas de modifications substantielles des conditions techniques ou technologiques, ou les circonstances économiques ayant présidé à la définition des éléments de structuration financière du projet. »

Par ailleurs, l'article 7 du décret N°2009-189 du 13 mai 2009 portant création, attributions et fonctionnement de l'ARE, dispose : « pour l'exercice de ses fonctions, le Conseil National de Régulation doit veiller à garantir les intérêts de toutes les parties (pouvoirs publics, consommateurs et exploitants) notamment en organisant régulièrement des sessions ou audiences de consultation où toutes les parties sont représentées ... ».

Dans ce cadre, l'ARE lance une consultation publique afin de recueillir les avis des acteurs concernés sur les éléments présentés par les entreprises au soutien de leurs requêtes. La consultation se tiendra du 02 au 09 septembre 2021.

Aussi, l'ARE invite-t-elle toutes les personnes intéressées, à formuler au plus tard le jeudi 09 septembre 2021 à 17 heures, leurs observations, commentaires ou recommandations sur le document de consultation publique posté sur le site de l'ARE, www.arenbj.com et également disponible en version papier à son siège.

Ces observations, commentaires ou recommandations sont à adresser à l'ARE :

- Par courrier au Président de l'ARE et déposé au siège de l'ARE sis à la Haie Vive, villa N°186 ; ou
- Par courrier électronique à l'adresse consultation@are.bj.

Le Président de l'Autorité de Régulation de l'Électricité



Gbédonougbo Claude GBAGUIDI



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 des entreprises GDS, ASEMI, PARAS et ENERGICITY 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>Etes-vous ressortissant ou habitant de l'une des communes ci-dessous ? Si oui, précisez votre localité :</p> <p>Gogounou : ILOUGOU <input type="checkbox"/></p> <p>Kandi : FOUAY <input type="checkbox"/> BODEROU <input type="checkbox"/></p> <p>Sègbana : KOUTE <input type="checkbox"/> LETE <input type="checkbox"/> GBARANA <input type="checkbox"/></p> <p>Kérou : YAKRIGOROU <input type="checkbox"/> DJOLINI <input type="checkbox"/> GOROBANI <input type="checkbox"/> NASSOUKOU <input type="checkbox"/></p> <p>Kalalè : MATCHORE <input type="checkbox"/> GBESSAKPEROU <input type="checkbox"/></p> <p>N'dali : KORI <input type="checkbox"/></p>	OUI	NON

	<p>Pèrèrè : DIGUIDIROU <input type="checkbox"/> BOUGNAKOU <input type="checkbox"/> GOUNKPADE <input type="checkbox"/> SONON <input type="checkbox"/></p> <p>Tchaourou : WARI MARO <input type="checkbox"/> WORIA <input type="checkbox"/></p> <p>Bantè : OKOUTA-OSSE <input type="checkbox"/></p> <p>Dassa-Zoumè : FITA <input type="checkbox"/> ASSIYO <input type="checkbox"/> GBEDAVO <input type="checkbox"/> GOUNSOE <input type="checkbox"/> ZOUTO <input type="checkbox"/> ATCHERIGBE <input type="checkbox"/></p> <p>Ouèssè : IDADJO <input type="checkbox"/></p> <p>Savè : DJABATA <input type="checkbox"/></p> <p>Aplahoué : AGNAME <input type="checkbox"/> AGODOGOUI <input type="checkbox"/> GOUGOUTA <input type="checkbox"/> HONTONOU <input type="checkbox"/> VOLLY-LATADJI <input type="checkbox"/> TAKPATCHIOME <input type="checkbox"/></p> <p>Idigny : EFFEOUTE <input type="checkbox"/></p> <p>Djidja : SAWLAKPA <input type="checkbox"/> KOHOUGAN <input type="checkbox"/> LOBETA <input type="checkbox"/> GBADAGBA <input type="checkbox"/></p> <p>Zogbodomey : AGOITA <input type="checkbox"/> BOLAME <input type="checkbox"/> DOME-AGA <input type="checkbox"/> DOME-CENTRE <input type="checkbox"/> GBAFFO HON <input type="checkbox"/></p>		
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 ? (Cochez la case appropriée)		

	A 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"/>
10	Si non, quel tarif maximum accepteriez-vous ? (en FCFA/kWh)
11	Êtes-vous d'accord pour le montant des frais de raccordement proposés ? OUI <input type="checkbox"/> NON <input type="checkbox"/>
12	Si non, quel montant maximum accepteriez-vous ? (en FCFA)
13	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"/> Elevé <input type="checkbox"/>
14	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"/> Elevé <input type="checkbox"/>
15	Quelles suggestions faites-vous sur le document de consultation publique ? (<i>Veillez inscrire votre réponse ci-dessous</i>)
16	<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	iii
Liste des tableaux	iv
INTRODUCTION.....	1
I. PRESENTATION DE PARAS ENERGY.....	3
II. PRESENTATION DU PERIMETRE DE CONCESSION ET DU MODELE D'ELECTRIFICATION.....	4
II.1. Contexte	4
II.2. Identification des localités hors-réseau	5
II.3. Périmètre de concession.....	6
II.4. Modèle d'électrification hors-réseau.....	7
III. PRESENTATION DU PROJET	9
III.1. Données générales du projet	9
III.2. Données sur l'offre et la demande énergétique du projet	9
III.3. Description des mini-réseaux et spécifications techniques	14
IV. PRINCIPES ET METHODOLOGIE DE DETERMINATION DU TARIF.....	21
IV.1. Préambule.....	21
IV.2. Objectifs de l'ARE	21
IV.3. Définitions	23
IV.4. Principes généraux de la tarification	24
IV.5. Principes tarifaires	24
IV.6. Approche de la régulation tarifaire	26
IV.7. Procédure de fixation des tarifs	27
IV.8. Taux de rentabilité normal	28
IV.9. Classes de tarifs	28
IV.10. Ajustement des tarifs et période de révision tarifaire	28
IV.11. Tarifs de raccordement.....	28
IV.12. Publication des tarifs.....	29
I. PROJECTIONS SUR LA PERIODE DU TITRE D'EXPLOITATION	29
V.1. Le marché	29
V.2. Les investissements.....	31
V.2.1. La production	31
V.2.2. Distribution et branchement.....	32
V.3. Les charges d'exploitation	33
II. LES PREMIERES CONCLUSIONS DE L'ARE	35
VI.1. La détermination des revenus requis.....	35

VI.2. Le revenus requis	46
VI.3. La grille tarifaire	46
III. REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES	48
IV. PRESENTATION DU MODELE DE CONVENTION DE CONCESSION ET DU PROJET DE REGLEMENT DE SERVICES	48
V. ANNEXES.....	50
ANNEXE 1 : MODELE DELA CONVENTION DE CONCESSION.....	50
ANNEXE 2 : PROJET DE REGLEMENT DE SERVICES.....	104
ANNEXE 3 : SCHEMA UNIFILAIRE TYPE DES CENTRALES DE PRODUCTION POUR CHAQUE LOCALITE	127
ANNEXE 4 : TRACES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	128
ANNEXE 5 : FICHE TECHNIQUE DES MODULES PV.....	133
ANNEXE 8 : CAPACITE ORGANISATIONNELLE.....	153

Liste des figures

Figure 1: Mini-centrale solaire PV construite par Paras Energy & Natural Resources Ltd.....	4
Figure 3 : Configuration de mini-réseau	7
Figure 4: Evolution de la consommation spécifique des différentes catégories d'abonnés sur la durée de la concession	10
Figure 5 : Comparaison entre l'évolution annuelle des abonnés de la concession (les 05 localités) et le nombre de ménages de la concession sur la durée d'exploitation	11
Figure 6 : Evolution annuelle du taux d'électrification de la concession (les 05 localités) sur la durée d'exploitation.....	11
Figure 7 : Evolution du nombre de clients par km de réseau BT de la concession (les 05 localités) sur la durée d'exploitation	12
Figure 8 : Evolution annuelle de l'offre fournie (énergie produite par solaire PV + batterie + GE) par PARAS ENERGY et de la demande des abonnés dans les 05 localités sur la durée de la concession.....	13
Figure 9 : Evolution annuelle du taux d'hybridation du projet sur la durée de la concession.....	13
Figure 10 : Schéma unifilaire de principe d'un mini-réseau type dans les localités...	17
Figure 11 : Caractéristiques des panneaux solaires PV choisies.....	18
Figure 12 : Le marché - Evolution de la consommation spécifique des catégories de clients	30

Liste des tableaux

Tableau 1: Périmètre de concession de PARAS ENERGY et les coordonnées de ses points constitutifs	6
Tableau 2: Catégories d'usagers déterminées par PARAS ENERGY	8
Tableau 3: Données du projet de PARAS ENERGY	9
Tableau 4: Données techniques du projet de PARAS ENERGY.....	16
Tableau 7: Investissements pour extension	33
Tableau 8: Charges d'exploitation sur la période de concession	34
Tableau 9: Paramètres généraux et macro-économiques.....	36
Tableau 10: Paramètres de coûts.....	36
Tableau 11: Paramètres financiers.....	37
Tableau 12: Paramètres de vente des services de branchement	38
Tableau 13: Paramètres des investissements initiaux et de l'extension.....	39
Tableau 14: Paramètres des investissements initiaux et de l'extension.....	40
Tableau 15: Paramètres des investissements initiaux sur la durée d'amortissement et les dotations aux amortissements	40
Tableau 16: Valeurs des différentes charges d'exploitation prévues sur les 10 premières années d'exploitation.....	42
Tableau 17: Valeurs des différentes charges d'exploitation prévues sur les 10 dernières années d'exploitation.....	43
Tableau 18: Comparaison des CMPC	44
Tableau 19: Grille tarifaire	47
Tableau 20: Frais de branchement autorisés par l'ARE	47
Tableau 21: Dépenses mensuelles probables par catégories de consommateurs ...	47

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, l'entreprise PARAS ENERGY 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 PARAS ENERGY à partir du 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** ;

■ Par courrier électronique à l'adresse consultation@are.bj ;

■ En demandant à être entendues par l'ARE, la requête devant être déposée au plus tard le

I. PRESENTATION DE PARAS ENERGY

Paras Energy & Natural Resources Ltd., créée en 2002, est une entreprise énergétique de renommée internationale qui fournit à tous ses clients une alimentation stable et fiable en termes de production et de distribution d'énergie. *Paras Energy* fournit également des services EPC et de maintenance pour les sous-stations, les lignes de transmission et les stations de réduction et de mesure de la pression.

La vision de *Paras Energy* est de générer au minimum 20 Gigawatts d'énergie, y compris l'énergie solaire, à la fin de 2024 et de devenir un leader international dans la fourniture de solutions énergétiques. En obtenant cette vision, Paras a encouragé les partenariats avec des entreprises EPC partageant la même passion pour une énergie fiable. *Smart Roof Solar Solutions Pvt.* est une entreprise certifiée ISO 9001: 2008 spécialisée dans la fourniture de solutions clés en main dans les espaces à énergie solaire couvrant les établissements résidentiels, institutionnels, industriels et commerciaux au niveau international. La mission de Smart Roof est de diriger l'innovation dans l'adaptation et l'application de technologies dans le secteur de l'énergie solaire. Paras Energy, spécialiste du réseau de distribution et du toit intelligent dans les solutions clés en main solaires, a collaboré en 2016 pour le succès de l'appel d'offres pour le mini-réseau IOCL et a achevé la réalisation du mini-réseau de 50 kW en 2017. En 2018, la collaboration a été réalisée conjointement la centrale solaire de 22 MW en Ouganda. Paras Energy a participé à la conception et à l'exécution de la sous-station 132KV, tandis que *Smart Roof* était le moteur de la solution innovante clé en main solaire. Paras Energy a également participé à l'appel d'offres pour le projet d'électrification rurale de 330 kW au Cameroun en 2018. Les fruits de cette collaboration incluent des technologies de haute performance pour le réseau solaire et le réseau de distribution, rendant ainsi les projets productifs.

En 2019, *Paras Energy & Natural Resources Ltd.* a été sélectionné par le Gouvernement du Bénin et le Millenium Challenge Account Bénin II à travers un processus compétitif pour électrifier cinq (05) communautés hors réseau dans le département Borgou et plus précisément dans les localités de Gounkparé, Diguirou, Sonon, Bougnakou et Kori d'ici juin 2022. L'entreprise prévoit de réaliser des mini-réseaux avec stockage d'une capacité d'environ 1,237 MWc (4,488 MWh de stockage en batterie Plomb-Carbone) 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 cinq villages au Bénin. La transition énergétique du Bénin est engagée avec ces solutions d'avenir. Le système a été conçu pour répondre aux besoins énergétiques jusqu'à 5 ans d'environ 1.990 ménages, 34 activités

productives et 70 infrastructures sociocommunautaires. Les composants en fin de vie seront remplacés et les capacités de production seront augmentées pour suivre l'évolution de la consommation jusqu'à l'année 20 et desservir près de 3.931 ménages, 54 activités productives et 113 infrastructures sociocommunautaires. 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.



Figure 1: Mini-centrale solaire PV construite par Paras Energy & Natural Resources Ltd.

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

II.1. Contexte

Le taux de pauvreté au Bénin est autour 40% selon la Banque Mondiale, et 65% de la population béninoise appartiendrait au P20 (20% des personnes les plus pauvres du monde). Les habitants des zones rurales que PARAS ENERGY souhaite desservir sont clairement dans cette catégorie. Par ailleurs leurs moyens de subsistance et leur qualité de vie sont particulièrement dépréciés par un taux d'électrification rural inférieur à 20%.

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'Energie Electrique (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 No 2020 - 05 DU 1^{er} Avril 2020 portant code de l'électricité en République du Bénin et du décret No 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 PARAS ENERGY a sollicité ses partenaires comme Smart Roof Solutions Pv Ltd. pour développer, installer et exploiter des ménages dans les 05 localités ciblées hors-réseau du Bénin. Ce groupement entend développer des mini-réseaux pour l'électrification rurale alimentés par une source solaire renouvelable complétée de capacités de stockage.

L'entreprise PARAS ENERGY 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 cinq (05) localités choisies.

Après l'analyse du dossier introduit par l'entreprise PARAS ENERGY (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 PARAS ENERGY après avoir obtenu les accords des autorités locales a réalisé plusieurs enquêtes socio-économiques dans plusieurs villages avant de choisir les 05 localités retenues dans ce projet.

II.3. Périmètre de concession

En termes de périmètre de déploiement, PARAS ENERGY a sélectionné 05 communautés dans le département du Borgou et dans les communes de N'Dali et Pèrèrè.

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

LOCALITES	Département	Commune	Arrondissement	Localisation générale		Localisation du site d'implantation de la centrale dans chaque localité	
				X	Y	X	Y
BOUGNAKOU	BORGOU	PERERE	GUINAGOUROU	482065	1050235	9°27'40"N	2°56'09"E
DIGUIDIROU	BORGOU	PERERE	GNINSY	515475,575	1061866,29	9°27'47"N	2°56'24"E
GOUNKPARE	BORGOU	PERERE	GUINAGOUROU	493137,496	1045801,37	9°32'32"N	2°53'29"E
KORI	BORGOU	N'DALI	BORI	445096,058	1100236,62	9°32'13"N	2°53'24"E
SONON	BORGOU	PERERE	GUINAGOUROU	487874,694	1054557,18	9°30'56"N	2°50'03"E

II.4. Modèle d'électrification hors-réseau

L'objectif global de PARAS ENERGY est d'améliorer les moyens de subsistance (accroître les revenus et l'accès aux services sociaux) de la population rurale grâce à l'installation du réseau électrique à travers les mini-réseaux à partir des énergies renouvelables. Les objectifs spécifiques du projet sont les suivants :

- Créer des conditions favorables à la création d'emplois et générer des revenus pour la population locale en renforçant ses compétences en établissant des camps de formation permettant de former les habitants de chaque village à l'énergie solaire (notions de base et installation) ;
- Fournir une énergie moderne, abordable et durable à 5 villages ruraux auparavant démunis et dispersés ;
- Pour améliorer la prestation des services sociaux tels que l'éducation, la santé et la communication aux personnes dans les zones cibles par l'offre d'énergie propre ;
- Pour permettre aux communautés villageoises en particulier les femmes et les enfants des possibilités économiques et l'accès aux technologies qui peuvent entraîner leur mode de vie par l'engagement et de financement du secteur privé ;
- Sensibiliser au moins 15 associations / groupes sur l'utilisation rationnelle des énergies renouvelables.

PARAS ENERGY envisage installer des mini-centrales solaires photovoltaïque dans 5 villages situés hors-réseau avec stockage de batteries et des générateurs diesel pour assurer le back-up.

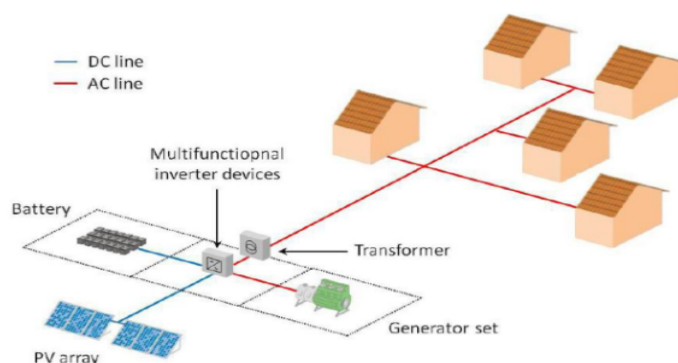


Figure 2 : Configuration de mini-réseau

PARAS ENERGY divise ses clients potentiels en 5 segments en fonction de leurs usages probables. Ces profils sont un composé de :

- Trois catégories de clients domestiques dites ménages sont disponibles. Ainsi, on distingue les ménages à faibles revenus, les ménages à revenus moyens et les ménages à revenus élevés ;
- Une catégorie composée des activités génératrices de revenus (AGR) comme les unités de transformation agricoles, les buvettes, ateliers de soudure, scierie, télécentre, coiffure, moulin... désignée par "Commerciale" ;
- Une catégorie des infrastructures communautaires/publiques comme la police républicaine, centre de santé, école, lycée et/ou collège, dispensaire... désignée par "Catégorie Institutionnelle".

En effet, son approche générale pour évaluer et concevoir la demande, est basée sur les données issues du PDEHR concernant la catégorisation des ménages qui sont en cohérence avec les données de terrains relevés. Il y a aussi les données issues des enquêtes de terrain croisées avec des données recueillies lors d'autres enquêtes en Guinée, Madagascar et la bibliographie.

Le tableau ci-dessous présente les différentes catégories d'usagers 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'usagers déterminées par PARAS ENERGY

Catégories	Moyenne (kWh/an)	Moyenne (kWh/jour)	Utilisation typique de l'électricité	Proportion de consommation (%)
Ménages à faibles revenus	122	0,33	Éclairage/Téléphone...	7,1%
Ménages à revenus moyens	487	1,33	Éclairage/Téléphone/Radio/TV...	48,9%
Ménages à revenus élevés	852	2,33	Éclairage/Téléphone/Radio/ TV/Ventilateur ...	28,6%
Commercial (Activités Génératrices de Revenus AGR) - Très élevé/commercial	1 947	5,33	Moulins, soudure, boutiques,	11,2%
Institutionnel - (École, centre de santé, églises, mosquées, dispensaires...)	1 460	4,00	• Centre de santé : réfrigérateur pour vaccins, éclairage • École : Éclairage / lecteur multimédia	4,1%

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 sont essentiellement alimentées par énergie renouvelable : solaire PV + Batteries Plomb-carbone. 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 par un outil interne développé par Blue Solutions 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 : PVSyst, plus précis sur le périmètre, a été utilisé 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 PARAS ENERGY

Données descriptives agrégées		
1	Nombre de villages :	5
2	Nombre de mini réseaux :	5
3	Km de lignes BT :	23
4	Puissance PV année 1 (kWc) :	856
5	Puissance thermique année 1 (kVA) :	300
6	Capacité batteries année 1 (kWh) :	2 198
7	Année de dimensionnement centrale :	20
8	Taux d'hybridation théorique annoncé :	30%
9	Réinvestissements réseaux :	5
13	Prépaiement O/N	O
14	Compteurs communicants O/N	O
15	Investissement total (M FCFA) :	1 747
Décomposition du revenu requis (incluant revenus des branchements)		
	Charges d'exploitation (FCFA)	2 284 503 875
	Charges d'amortissement (FCFA)	2 282 462 137
	Taxes (FCFA)	29 387 906
	Coût du financement (FCFA)	1 186 884 164
	Valeur résiduelle (FCFA)	94 343 109

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

La consommation moyenne par client dans les premières années :

Catégories	Année 1 (kWh/mois)	Année 2 (kWh/mois)	Année 3 (kWh/mois)	Année 4 (kWh/mois)	Année 5 (kWh/mois)
Branchement CAT 1	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Branchement CAT 2	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Branchement CAT 3	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
Branchement CAT 4	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Branchement CAT 5	120,0	120,0 </td <td>120,0</td> <td>120,0</td> <td>120,0</td>	120,0	120,0	120,0

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

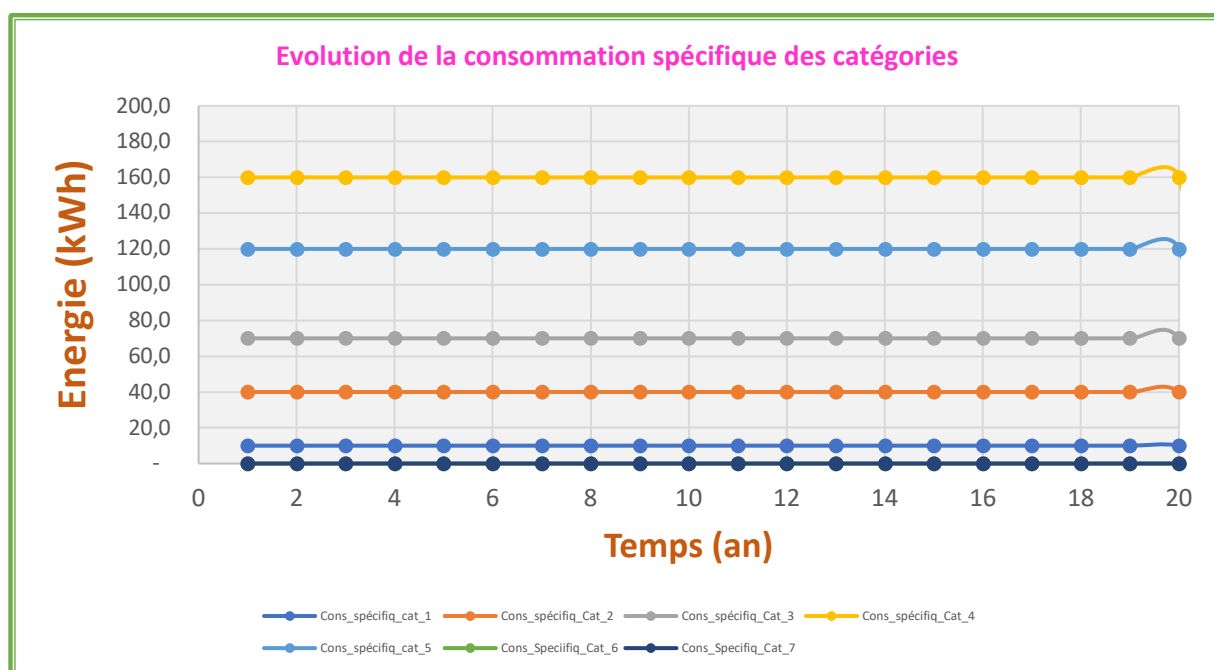


Figure 3: Evolution de la consommation spécifique des différentes catégories d'abonnés sur la durée de la concession

La figure 4 montre une quasi constance au niveau de toutes les catégories d'abonnés.

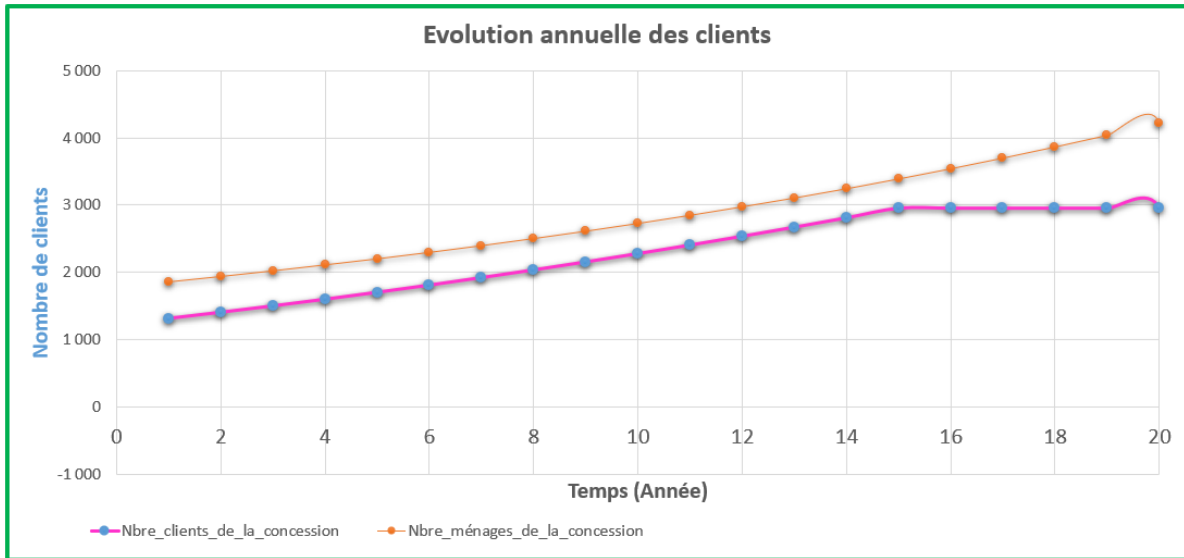


Figure 4 : Comparaison entre l'évolution annuelle des abonnés de la concession (les 05 localités) et le nombre de ménages de la concession sur la durée d'exploitation

La figure 5 montre l'évolution annuelle des clients de PARAS ENERGY dans les 05 localités pendant la durée de la concession. Elle passe de 1.316 clients à l'année 1 à 2.954 à la l'année 15 et reste constant à 2.954 sur les cinq dernières années de la durée d'exploitation.

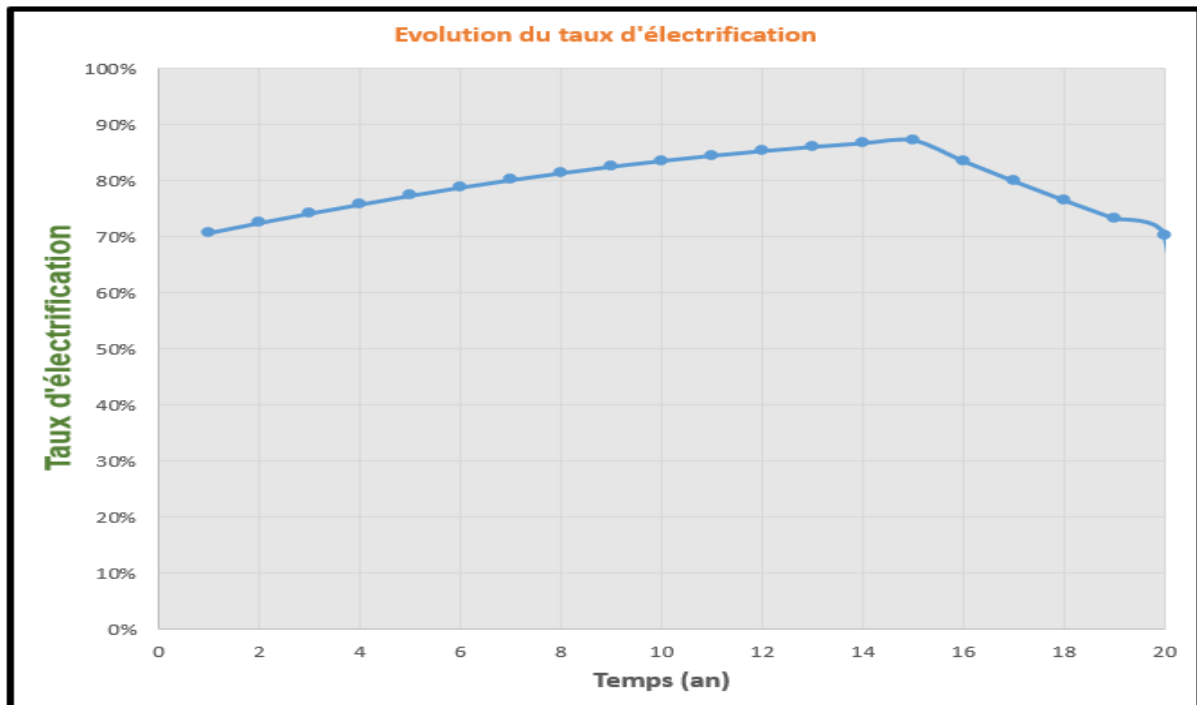


Figure 5 : Evolution annuelle du taux d'électrification de la concession (les 05 localités) sur la durée d'exploitation

Au niveau de la figure 6, en année 1, le taux d'électrification croît de 71% en année 1 à 87% en année 15 et ce taux décroît de 87% à 70% de l'année 16 à l'année 20 (année de la fin de la concession).

En considérant, les longueurs de réseau Basse Tension (BT) à construire pendant la période de la concession, l'évolution du ratio abonné/km est présentée à la figure 6 ci-dessous.

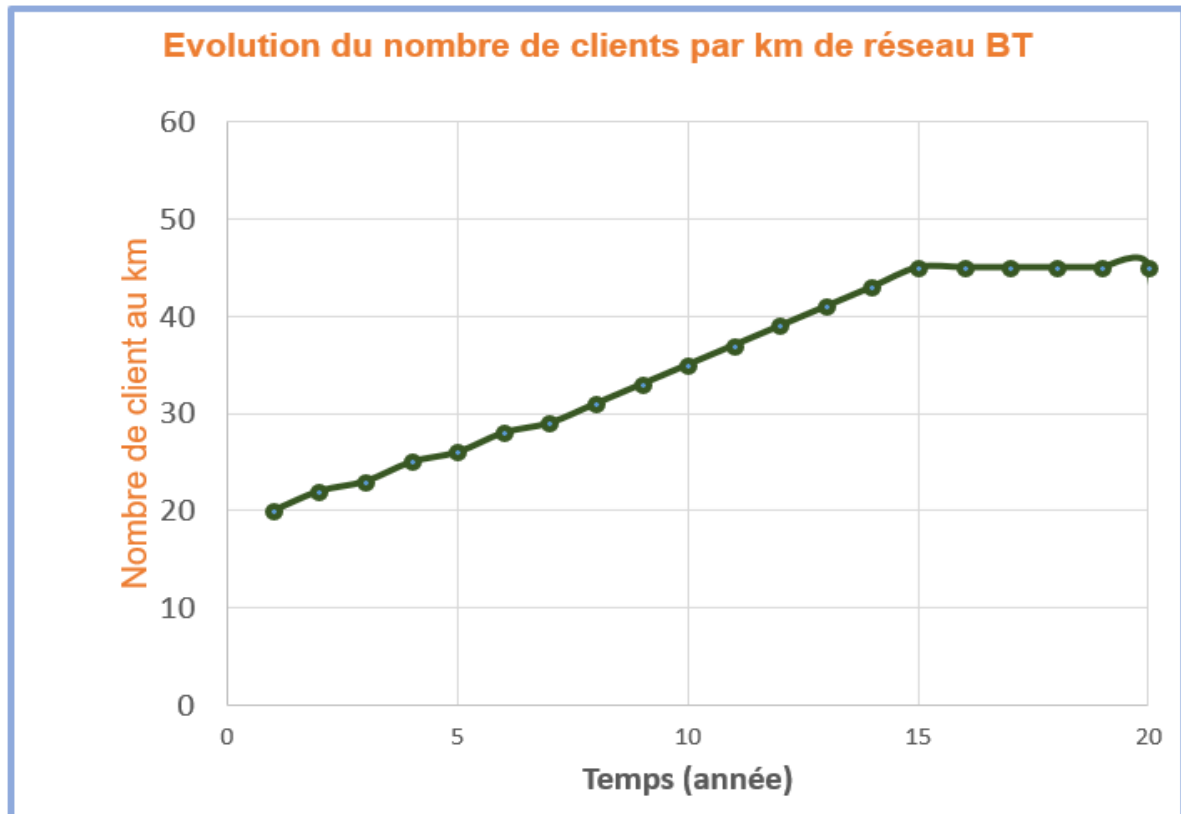


Figure 6 : Evolution du nombre de clients par km de réseau BT de la concession (les 05 localités) sur la durée d'exploitation

Ce ratio du nombre d'abonnés/km croît entre l'année 1 et l'année 15 de 20 à 45 et se maintient à 45 sur les cinq (05) dernières années de la concession (Année 20).

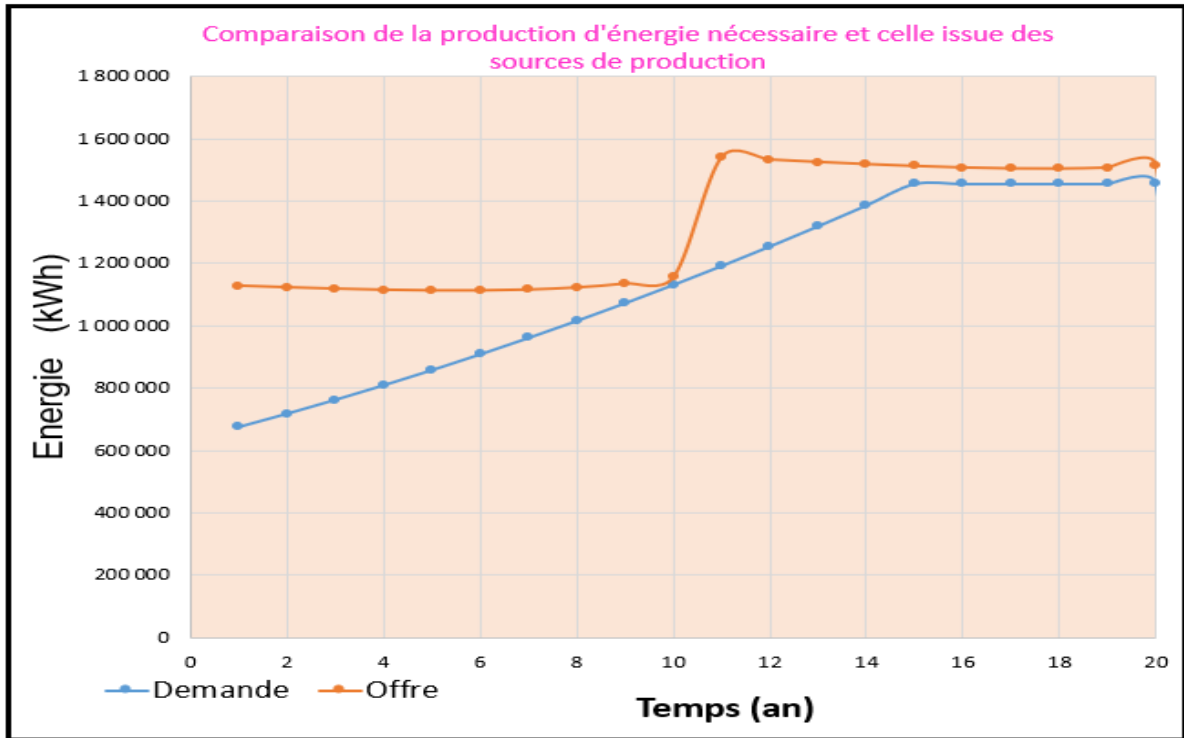


Figure 7 : Evolution annuelle de l'offre fournie (énergie produite par solaire PV + batterie + GE) par PARAS ENERGY et de la demande des abonnés dans les 05 localités sur la durée de la concession

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%.

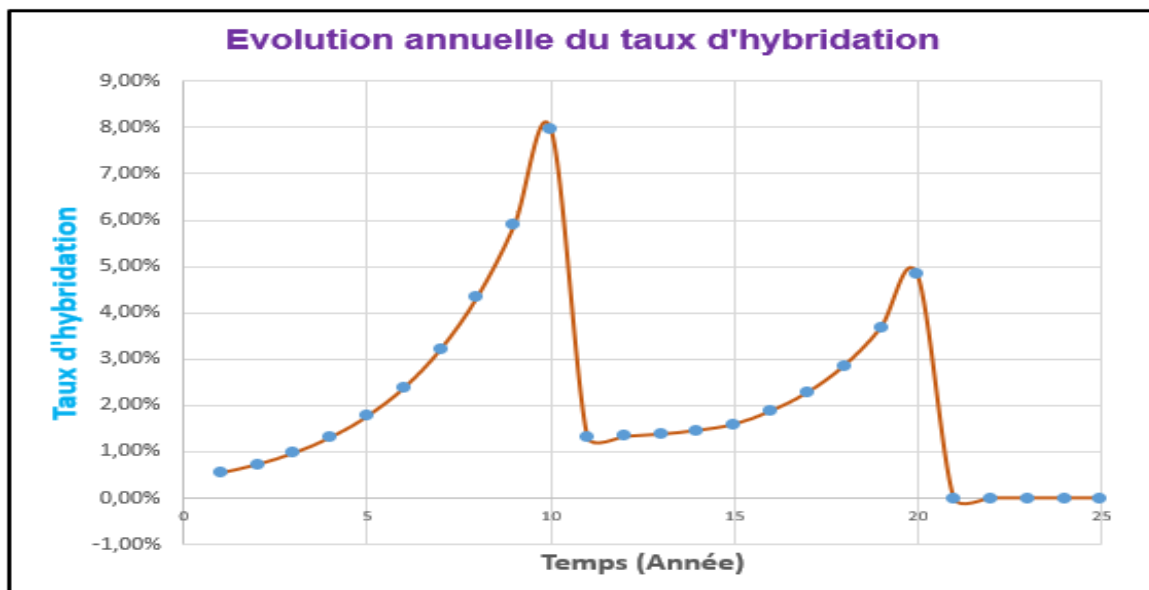


Figure 8 : Evolution annuelle du taux d'hybridation du projet sur la durée de la concession

Le taux annuel d'hybridation du système de production de PARAS ENERGY croît de 0,54% environ en année 1 à 7,98% en année 10. Ce taux diminue jusqu'à 1,31% à l'année 11 de réinvestissement avant de croître faiblement jusqu'à 4,84% en fin d'exploitation (année 20). Le taux d'hybridation de la concession se situe entre 0,54% et 7,98% sur toute la durée du titre d'exploitation (20 ans).

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

Le projet proposé est un projet de mini-réseau solaire hors réseau pour fournir de l'électricité à 5 localités différentes (à savoir Bougnakou, Gounkpare, Diguidirou, Sonon et Kori) dans la commune de N'Dali et Pèrèrè du département de Borgou en République du Bénin. Pour atteindre l'objectif du projet, des panneaux solaires d'une capacité cumulée de 1,237 MW seraient installés avec environ 4 MWh de stockage sur batterie et 840 kVA de générateurs diesel pour fournir une alimentation électrique ininterrompue aux consommateurs finaux. Le système de mini-réseau solaire photovoltaïque (PV) est comme tout autre système de production d'énergie électrique en termes de sortie, sauf que la source d'énergie est le rayonnement solaire et le système de stockage de batterie. La conversion du rayonnement solaire en énergie électrique est basée sur les principes photovoltaïques. Cependant, les principes de fonctionnement de la charge connectée et d'interfaçage avec d'autres systèmes électriques restent les mêmes. Bien que les panneaux solaires photovoltaïques produisent de l'énergie lorsqu'ils sont exposés à la lumière du soleil, combinés à un stockage de batterie et à un générateur diesel, le système global assure une alimentation électrique fiable et ininterrompue 24 heures sur 24 aux clients. Un certain nombre d'autres composants sont également nécessaires pour conduire, contrôler, convertir et distribuer correctement l'énergie produite par le réseau. L'électricité générée dans ce projet sera utilisée pour alimenter diverses charges résidentielles, commerciales et institutionnelles dans ces 5 villages.

Les composantes majeures de chaque mini-réseau se présentent comme suit :

- 1. Panneaux solaires** - Modules solaires PV basés sur la technologie PV courante pour les projets de mini-réseaux
- 2. Onduleurs PV hybrides** - Le système onduleur hybride sera connecté à la sortie CC des panneaux solaires PV, à la sortie CC de la batterie et à la sortie CA du générateur diesel. Il est proposé de convertir le courant continu en courant alternatif avec la charge de la batterie et de fournir une alimentation électrique de secours à partir des générateurs diesel en cas d'indisponibilité du système.
- 3. Batteries de stockage d'énergie** – La technologie des batteries de stockage sera basée sur l'acide au plomb ou toute autre solution de batterie courante avec la

possibilité d'utiliser des batteries au plomb carbone basées sur la nanotechnologie qui ont une durée de vie nettement plus élevée et de meilleures courbes de charge / décharge tout en n'étant pas chères en tant que batteries au lithium.

4. **Générateur diesel** - Les générateurs diesel seront couplés à des onduleurs hybrides et seront utilisés en cas d'indisponibilité de l'installation photovoltaïque et du stockage des batteries. Ceci est utilisé pour assurer une alimentation électrique de 24 heures aux clients finaux.
5. **Réseau de distribution LT** - Il sera composé de conducteurs et de câbles LT ACSR qui seront installés pour distribuer l'électricité produite dans la centrale photovoltaïque aux clients finaux.
6. **Compteur prépayé intelligent** - Des compteurs prépayés intelligents seront utilisés pour le comptage et la facturation aux clients.

Les réseaux de panneaux solaires produiraient de l'électricité CC qui serait combinée au DCDB et alimenterait les onduleurs. Ces onduleurs sont des onduleurs hybrides qui seraient également connectés à des batteries pour convertir le courant continu en courant alternatif. Ils chargeront également les batteries en agissant comme des onduleurs bidirectionnels lorsque le générateur photovoltaïque produira de l'électricité pendant la journée. Associés à des générateurs diesel et des batteries, ces onduleurs hybrides assureront une alimentation électrique de 24 heures aux consommateurs via une boîte de jonction CA et un réseau de distribution. Le réseau de distribution sera composé de conducteurs LT ACSR et de câbles pour l'alimentation électrique de l'installation photovoltaïque aux clients finaux. Le comptage, la facturation et la collecte seront gérés par un dispositif de mesure intelligent prépayé qui sera installé pour chaque client individuel. Le système proposé sera décentralisé et chaque village sera composé d'une ou plusieurs centrales photovoltaïques afin d'assurer la qualité de l'énergie fournie aux clients et de réduire les pertes dans le système.

Tableau 4: Données techniques du projet de PARAS ENERGY

Localités	Champ (kWc)		Groupe Electrogène GE (kVA)	Onduleur Hybride (kW)		Bancs de batteries (kWh)		Réseau BT (km)	
	Capacité	Composition ou Observations	Capacité	Capacité	Composition ou Observations	Capacité	Composition ou Observations	Longueur	Composition ou Observations
GOUNKPARE	335	540 PV 305 - 335 Wc	100	300		1 176		17,16	
DIGUIROU	159	360 PV 335Wc	80	150		576		11,27	
SONON	228	450 PV 335Wc	80	200		816		11,41	
BOUGNAKOU	279	720 PV 335Wc	80	250		984		15,48	
KORI	236	720 PV 335Wc	80	200		840		11	

III.3.1 Unité de production

Chacune des 05 mini centrales solaires photovoltaïque disposera d'une capacité variée entre de 159 kWc et 335 kWc, avec un banc de batterie Plomb-Carbone de capacité de stockage égale à 252 kWh ou 504 kWh et un groupe électrogène d'une puissance variant entre 80 kVA et 100 kVA. L'hybridation de l'unité de génération permet de s'adapter au mieux à la courbe de charge estimée de chacune des 05 localités tout en garantissant une fiabilité et un taux d'énergie renouvelable supérieur à 90%.

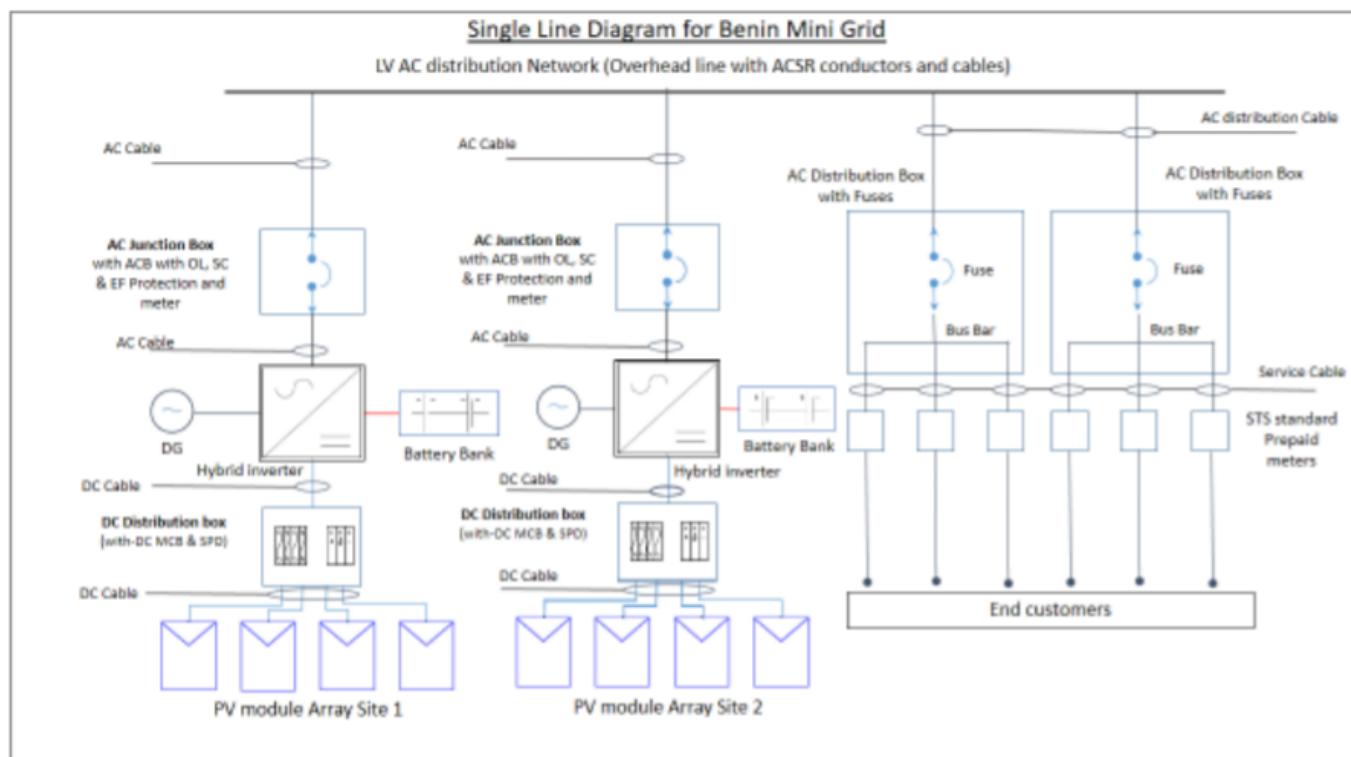


Figure 9 : Schéma unifilaire de principe d'un mini-réseau type dans les localités

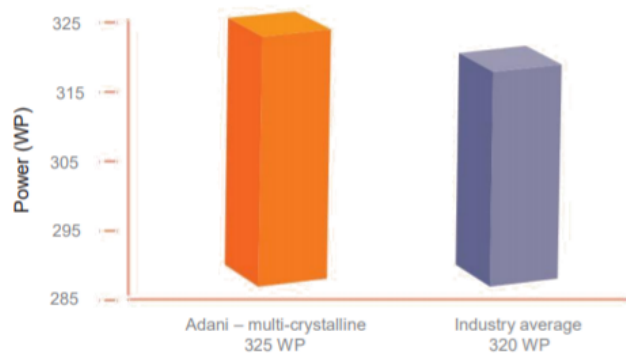
➤ Les panneaux solaires et les supports

- **Technologie envisagée des panneaux (Modules PV)**

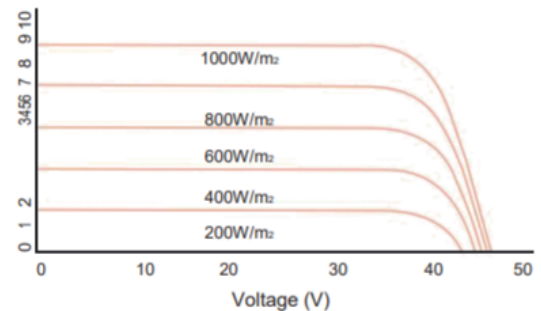
Les panneaux solaires proposés pour notre Projet sont des modules de haute qualité en **polycristallin** de marques **JINKO** ou **adani solar**. Nous proposons un système polycristallin avec le nombre le plus élevé (5 BB) de barres. Les cellules à cinq barres (5BB) constituent actuellement l'une des principales tendances en matière de conception de cellules et de modules solaires. Le nombre plus élevé de barres omnibus réduit la longueur effective des doigts entre les barres, ce qui diminue les pertes de résistance des doigts, ainsi que les

impacts des microfissures, qui augmenteront les performances globales du panneau solaire. Le module serait un TIER-1 conforme aux normes IEC. La fiche technique du module est jointe pour référence.

Significant advantages of Adani 5BB multi-crystalline module



Current-voltage curve



Note: Data is based on the comparison of the Adani-72 cells standard multi (325Wp) with industry's average of 320 Wp module for a scale of 1 MW installation and cost reduction will vary from site to site.

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 selon le site.

- **Technologie envisagée de l'électronique (Onduleurs hybrides)**

La technologie envisagée pour ce projet est un onduleur hybride intelligent de marque **Consul Neowatt de modèle Sunbird 3000 (Hybrid PCU) de puissance allant de 10 à 100 kW**. Cet onduleur est une génération d'inverseurs tendance pour les applications solaires utilisant l'énergie solaire. La fonctionnalité IGBT améliorée et la production d'énergie par phase permettent à l'onduleur de commencer à produire de l'énergie du matin jusqu'au soir, ajoutant ainsi de la valeur à l'investissement. Il est conforme aux normes IEC et sa fiche technique est jointe pour référence.

- **Technologie envisagée des batteries**

Nous proposons un stockage d'électricité basé sur des solutions de batteries au plomb-acide avec la possibilité d'utiliser **des batteries au Plomb-carbone de marque TCN2-1000 (2V1000Ah) avec une tension de charge de 2V** à base de nanotechnologies qui ont une durée de vie nettement supérieure et de meilleures courbes de charge / décharge tout en ne coûtant pas cher comme les batteries au lithium. Les batteries sont conformes aux normes IEC. La fiche de données correspondante est jointe pour référence.

- **Type de bus et tension du bus/batteries**

Le type de bus utilisé est DC/AC et AC/DC à travers un onduleur hybride.

- **Solution containerisée ou non**

Le promoteur n'utilisera pas de solution conteneurisée.

- **Hybride ou non (%hybridation)**

Le promoteur a opté pour un système avec groupe électrogène en back up afin de limiter la dépendance aux énergies fossiles, et a limité le taux d'hybridation à plus 90% sur toute la durée de la concession.

III.3.2. Sites de production

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

III.3.3. Réseaux de distribution

Le réseau de distribution est intégralement en triphasé. Il sera construit conformément au cahier des charges.

- **Eclairage Public : Demande à modéliser**

Le besoin en éclairage public a été pris en compte dans la modélisation de la demande globale des localités. Sa distribution se fera comme un service et ne sera pas pris en compte dans la facturation des ménages.

III.3.4. Raccordement

- **Type de compteurs**

Les compteurs sont fournis par notre partenaire *L&T Meters*. Ces compteurs permettent de mettre en place une procédure de paiement « PayAsYouGo ». Les compteurs existent en triphasé et en monophasé. La version triphasée est désignée par *Three Phase Prepayment Meter Atria* et la version monophasée est désignée par *Single Phase Prepayment Meter Taurus*. Ces compteurs fonctionnant en mode de 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.

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 PARAS ENERGY, 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 PARAS ENERGY 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 : PARAS ENERGY 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'efficience 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 PARAS ENERGY 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'Etat 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 PARAS ENERGY et les clients et à faire en sorte que la rémunération de PARAS ENERGY 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.

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

et des arbitrages par nature politiques à

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 quasifonds propres par le capital financier, c'est-à-dire l'ensemble des ressources financières 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 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.

² Production → Transport → Distribution.

³ Situation cible du moins.

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 :

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

L'équilibre régulateur 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 :

$$RR = OPEX + D(CAPEX) + T + ROR * RAB$$

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.

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

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, PARAS ENERGY 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 PARAS ENERGY.

Pour chaque classe tarifaire d'un service électrique facturé en kWh, PARAS ENERGY 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 publie 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 05 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.

I. 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, PARAS ENERGY 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 :

- ⇒ Le marché
- ⇒ Les investissements
- ⇒ L'exploitation et
- ⇒ Les taxes.

V.1. Le marché

Sur la période de la concession, PARAS ENERGY considère l'hypothèse de 5 catégories de consommateurs dont l'évolution de la demande en énergie est présentée sur le graphe ci-après :

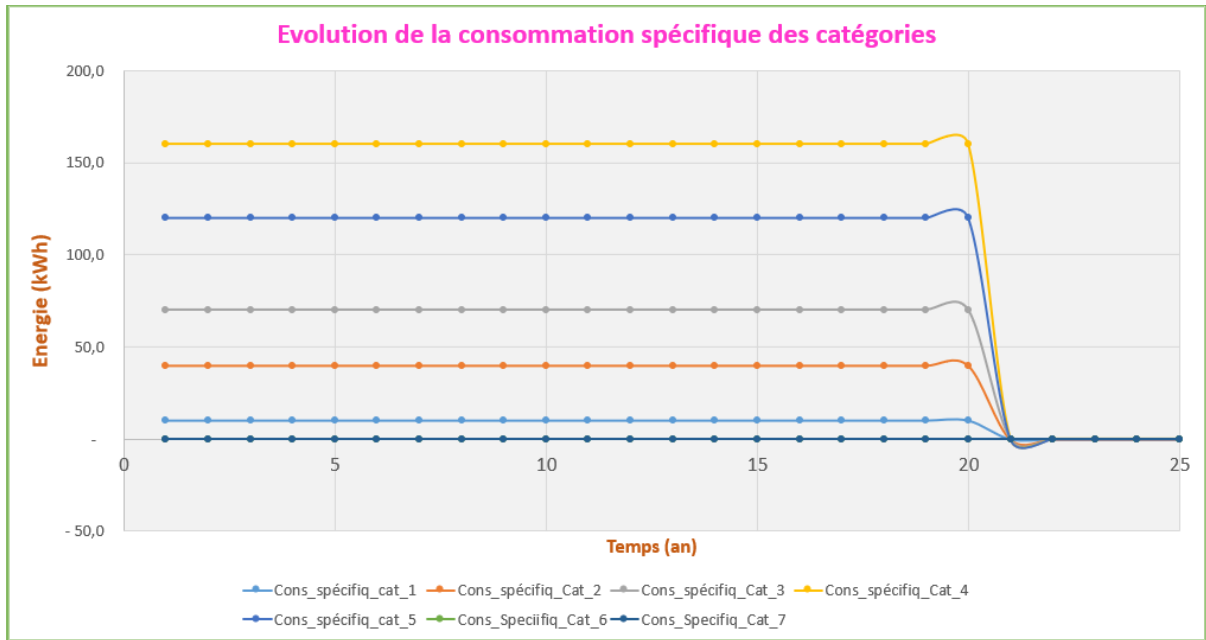


Figure 11 : Le marché - Evolution de la consommation spécifique des catégories de clients

V.2. Les investissements

En général, le coût des investissements à l'installation effectués par PARAS ENERGY dans le cadre de ce projet s'élève à un milliard sept cent quarante-six millions huit-cent-quarante-neuf mille neuf-cent-quarante-trois (1 746 849 943) FCFA au cours de la période d'installation.

Les investissements initiaux ont ainsi subi une **diminution globale de 35,50%** par rapport à ce qui avait été proposé par PARAS ENERGY.

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 PARAS ENERGY 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 PARAS ENERGY est de 856 kWc. Le coût FOB au kWc des modules est de 135 327 FCFA et celui des supports à 51 300 FCFA.

Ces ratios de coûts sont **raisonnables** 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 cent cinquante-neuf millions sept cent cinquante-trois mille cinquante-huit virgule soixante-neuf (159 753 058,69) Francs CFA. L'ARE a estimé raisonnable ce montant et l'a validé.

- Batteries

La capacité totale de stockage est de 2.198 kWh. PARAS ENERGY propose des batteries Plomb-Carbone avec des unités de 2V de capacité de 1.000 Ah. Le coût FOB du kWh est de 162 040 FCFA. Ce qui fait un coût total FOB de 356 164 595,86 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 171 110 692 F CFA se décompose comme suit :

- Onduleurs hybrides : 81 218 264 F CFA
- Monitoring, SCADA : Non applicable
- Tableaux électriques, câbles, etc. : 89 892 428 F CFA

PARAS ENERGY a prévu un coût de revient total de développement et d'ingénierie de 494 188 284 F CFA.

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

- Groupe électrogène

PARAS ENERGY a prévu un coût total (FOB + Transport + Taxe d'importation) pour le groupe électrogène (GE) de 41 012 545 F CFA.

V.2.2. Distribution et branchement

Les projections de PARAS ENERGY reposent sur la prise en compte du maximum de clients par le réseau BT. La longueur totale de réseau BT à construire par PARAS ENERGY au démarrage du projet est de 23 km pour un coût total de 205 340 030 F CFA ; ce qui revient à un coût par km de 8 927 827 F CFA.

En ce qui concerne les branchements, PARAS ENERGY prévoit un branchement initial de 1 316 clients pour un coût total (compteurs, câble, tableau d'abonné) de 164 355 978 F CFA. Il est rappelé que les compteurs de PARAS ENERGY 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

- Eclairage public

Le coût total (FOB + Transport + Taxe d'importation) relatif à l'éclairage public, validé par l'ARE s'élève à **23 544 713 FCFA**.

V.2.4. Les investissements pour extension

Le coût des investissements pour extensions (coût de revient des extensions) par PARAS ENERGY pendant la période d'exploitation de ce projet s'élève à cent-trente-sept million deux-cent-quatre-vingt-deux mille cinq-cent-trente-sept (137 282 537) F CFA.

Tableau 5: Investissements pour extension

NOUVEAUX INVESTISSEMENTS POUR EXTENSIONS												
1	Panneaux PV	kVc	501,00	41247 793,05	3 628 800,00	1 955 200,00	3 386 310,75	648 000,00	122 688,00	8,25%	3 702 318,93	54 291 111
2	Structures PV	kVc	425,00	15 636 240,00	1 360 800,00	583 200,00	9 820 301,18	1 879 200,00	355 795,20	8,25%	1 402 255,80	31 037 792
3	Onduleurs batteries	kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
4	Onduleurs / convertisseur PV	kV	225,00	16 082 181,82	2 916 000,00	124 971,43	1 088 457,03	208 285,71	39 435,43	8,25%	1 350 837,00	19 185 768
5	Monitoring, SCADA	ens	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
6	Autres coûts électriques (tableaux elec, cables, monitoring, etc.)	ens	4,80	24 455 520,00	1 360 800,00	583 200,00	1 683 195,38	324 000,00	61 344,00	8,25%	2 129 846,40	30 607 866
7	Batteries	kVh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
8	Groupe électrogène	kVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
9	Génie civil, local technique et aménagement terrain	site	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
10	Réseau MT (câbles, supports, transformateurs, appareillage et accessoires)	km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
11	Réseau BT (câbles, supports, MALT et accessoires)	km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
12	Eclairage public	unité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
13	Branchement (compteurs, câbles, tableau d'abonné)	Unité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
14	Plate forme de gestion des abonnés	Unité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
15	Etudes de conception / exécution	Unité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
16	Assurances	forfait	5,00	-	-	-	2 160 000,00	-	-	-	-	2 160 000
17	Acquisition terrain	forfait	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
18	Formation	forfait	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
19	Kits solaires	unité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
20	Autres	forfait	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
21			-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
22			-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
23			-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
24			-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
25			-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
TOTAL											137 282 537	

COMMENTAIRE GÉNÉRAL

Initialement non prévus par PARAS ENERGY, les investissements pour extensions ont dû être rajoutés.

Ceci 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 PARAS ENERGY après plusieurs échanges d'explication et de clarification.

V.3. Les charges d'exploitation

Les charges opérationnelles de PARAS ENERGY s'élèvent à deux milliards trois-cent-cinquante millions soixante-trois mille neuf-cent-trente (2 350 063 930) F CFA sur une période d'exploitation de 20 ans.

Tableau 6: Charges d'exploitation sur la période de concession

N°	CHARGES D'EXPLOITATION SUR LA PÉRIODE DE CONCESSION	COÛT PROPOSÉ PAR PARAS ENERGY (en F CFA)	MONTANT AUTORISÉ PAR L'ARE (en FCFA)	ÉCART (en F CFA)	ÉCART (en %)
1	O&M des mini-réseaux	1 101 691 459	1 101 691 459	0	0,00%
2	Salaires et Charges sociales	1 020 000 000	960 000 000	-60 000 000	-5,88%
3	Autres coûts fixes	409 197 960	229 560 056	-179 637 904	-43,90%
4	Carburants	320 965 705	58 812 416	-262 153 289	-81,68%
5	Achat d'électricité au réseau	0	0	0	0
	TOTAL	2 851 855 124	2 350 063 930	-501 791 193	-17,60%

COMMENTAIRE GÉNÉRAL

Le coût total des charges d'exploitation validé par l'ARE s'élève à **2 350 063 930 F CFA**.

Les charges d'exploitation sur toute la période d'exploitation ont subi une **baisse globale de 17,60%**.

Tel 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 PARAS ENERGY.

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 PARAS ENERGY évolue de 33 318 000 FCFA à l'année 1 à 84 192 927 F CFA à l'année 20. Cela fait une moyenne de 55 084 573 F CFA pour les frais d'opérations et de maintenance des mini-réseaux sur la période 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 **48 000 000 F CFA** au début de la concession (année 1). Ce montant annuel reste invariable pendant toute la durée de la concession.

V.3.3. Les charges variables

- **Carburant**

Il est prévu par PARAS ENERGY, l'achat de carburant d'un montant annuel de 320 511 F CFA au début de la concession (année 1). Mais la moyenne de ce coût sur toute la période de la concession est de 2 940 621 F CFA.

- **Achat d'électricité du réseau**

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

V.3.4. Les taxes

Les impôts et taxes auxquels PARAS ENERGY 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.

II. LES PREMIERES CONCLUSIONS DE L'ARE

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

- la détermination des revenus requis de PARAS ENERGY sur la période de l'Autorisation ;
- la détermination de la structure tarifaire de PARAS ENERGY sur la période de l'Autorisation
- les principes et méthodologie de détermination des tarifs.

VI.1. La détermination des revenus requis

Les revenus requis de référence sont déterminés à partir :

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

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

Tableau 7: Paramètres généraux et macro-économiques

1 PARAMÈTRES GÉNÉRAUX	VALEURS/NATURES UNITÉS
Nom de l'Entreprise	Paras Energy
Nom du Projet	Le développement durable de cinq (5) localités dans le département de Borgou par l'offre d'électricité propre et abordable à l'énergie solaire
Nombre de localités	5,00
Durée de la période d'exploitation	20 ans
2 PARAMÈTRES MACRO-ÉCONOMIQUES	VALEURS/NATURES UNITÉS
INFLATION	
Inflation générale	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	545,82 FCFA pour 1 unité de la devise

Tableau 8: Paramètres de coûts

3 PARAMÈTRES DE COÛTS	VALEURS/NATURES UNITÉS
TOUS LES MONTANTS SONT EXPRIMÉS EN HORS TAXES	
CHARGES FIXES	
Salaires Technicien	300 000,00 FCFA/mois
Nombre d'hommes-mois techniciens	120,00 mois/an
Salaires Opérateur local (Charges sociales incluses)	100 000,00 FCFA/mois
Nombre d'hommes-mois non-qualifiés	120,00 mois/an
Diverses charges fixes	11 478 002,78 FCFA/an
CHARGES VARIABLES	
Consommation spécifique Diesel	0,20 litre/kWh
Coût du carburant (Diesel) (hors taxes)	440,00 FCFA/litre (hors taxes)
Coût carburant par kWh (hors taxes)	88 FCFA/kWh (hors taxes)

Tableau 9: Paramètres financiers

4 PARAMÈTRES FINANCIERS	VALEURS/NATURES	UNITÉS
TAXES		
Impôts sur les Sociétés (IS)		
Montant minimum d'impôt		FCFA
SOURCES DE FINANCEMENT - Investissement Initial		
Subvention initiale	47,77%	pourcentage de l'investissement initial
Fonds propres	20,99%	pourcentage de l'investissement initial
Prêt concessionnel	0,00%	pourcentage de l'investissement initial
Prêt commercial	31,25%	pourcentage de l'investissement initial
Conditions du Prêt concessionnel		
Durée		ans
Période de grâce		ans
Taux d'intérêt		%
Conditions du Prêt commercial		
Durée	10	ans
Période de grâce	1	ans
Taux d'intérêt	10,00%	%
SOURCES DE FINANCEMENT - Extensions		
Année du ré-investissement principal à financer	11	ans
Subvention au ré-investissement	-	en FCFA
Fonds propres	93 707 151	en FCFA
Prêt concessionnel (Ré-investissement)	-	en FCFA
Prêt commercial (Ré-investissement)	93 707 151	en FCFA
Conditions du Prêt concessionnel (Extensions)		
Durée		ans
Période de grâce		ans
Taux d'intérêt		%
Conditions du Prêt commercial (Extensions)		
Durée	9	ans
Période de grâce	1	ans
Taux d'intérêt	10,00%	%
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 10: Paramètres de vente des services de branchement

VENTES DES SERVICES DE BRANCHEMENT		
Branchement CAT 1	5 000	FCFA
Branchement CAT 2	5 000	FCFA
Branchement CAT 3	10 000	FCFA
Branchement CAT 4	10 000	FCFA
Branchement CAT 5	10 000	FCFA
Branchement CAT 6		FCFA
Branchement CAT 7		FCFA
Tarif d'achat d'électricité du réseau		FCFA/kWh (hors taxes)

VI.1.2. Les coûts de référence des investissements

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

Tableau 11: Paramètres des investissements initiaux et de l'extension

Panneaux PV	kWc	856,00	115 840 258,69
Structures PV	kWc	856,00	43 912 800,00
Onduleurs batteries	kW	-	-
Onduleurs / convertisseur PV	kW	750,00	67 009 090,91
Monitoring, SCADA	ens	-	-
Autres coûts électriques (tableaux élec, câbles, monitoring, etc.)	ens	5,00	71 328 600,00
Batteries	kWh	2 198,00	356 164 595,86
Groupe électrogène	kVA	300,00	31 752 000,00
Génie civil, local technique et aménagement terrain	site	-	-
Réseau MT (câbles, supports, transformateurs, appareillage et accessoires)	km	-	-
Réseau BT (câbles, supports, MALT et accessoires)	km	23,00	170 182 151,85
Eclairage public	unité	200,00	16 200 000,00
Branchement (compteurs, câbles, tableau d'abonné)	Unité	1 316,00	127 772 016,97
Plate forme de gestion des abonnés	Unité	-	-
Etudes de conception / exécution	Unité	-	-
Assurances	forfait	5,00	-
Acquisition terrain	forfait	5,00	-
Formation	forfait	-	-
Kits solaires	unité	-	-
Autres	forfait	5,00	140 857 848,15

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

NOUVEAUX INVESTISSEMENTS POUR EXTENSION			
Panneaux PV	kWc	501,00	41 247 793,05
Structures PV	kWc	425,00	15 636 240,00
Onduleurs batteries	kW	-	
Onduleurs / convertisseur PV	kW	225,00	16 082 181,82
Monitoring, SCADA	ens	-	
Assurances	forfait	5,00	2 160 000,00

Tableau 13: 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%	154 753 812
Structures PV	20 ans	5,00%	92 287 348
Onduleurs batteries	ans	0,00%	0
Onduleurs / convertisseur PV	20 ans	5,00%	81 218 264
Monitoring, SCADA	ans	0,00%	0
Autres coûts électriques (tableaux élec, câbles, monitoring, etc.)	20 ans	5,00%	89 892 428
Batteries	10 ans	10,00%	400 226 541
Groupe électrogène	10 ans	10,00%	41 042 545
Génie civil, local technique et aménagement terrain	ans	0,00%	0
Réseau MT (câbles, supports, transformateurs, appareillage et accessoires)	ans	0,00%	0
Réseau BT (câbles, supports, MALT et accessoires)	20 ans	5,00%	205 340 030
Eclairage public	20 ans	5,00%	23 544 713
Branchement (compteurs, câbles, tableau d'abonné)	20 ans	5,00%	164 355 978
Plate forme de gestion des abonnés	ans	0,00%	0

Etudes de conception / exécution		ans	0,00%	0
Assurances	20	ans	5,00%	10 800 000
Acquisition terrain	20	ans	5,00%	22 000 000
Formation		ans	0,00%	0
Kits solaires	20	ans	5,00%	0
Autres	20	ans	5,00%	461 388 284

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 14: Valeurs des différentes charges d'exploitation prévues sur les 10 premières années d'exploitation

ANNÉES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CHARGES (HORS TVA)	93 116 514	94 923 210	96 875 051	99 003 371	101 351 648	103 980 757	106 976 527	110 460 613	114 606 141	119 660 220
OPÉRATIONS ET MAINTENANCE	33 318 000	34 983 900	36 733 095	38 569 750	40 498 237	42 523 149	44 649 307	46 881 772	49 225 860	51 687 153
Opération des équipements	5 400 000	5 670 000	5 953 500	6 251 175	6 563 734	6 891 920	7 236 516	7 598 342	7 978 259	8 377 172
Maintenance des équipements	1 755 000	1 842 750	1 934 888	2 031 632	2 133 213	2 239 874	2 351 868	2 469 461	2 592 934	2 722 581
Dépenses de réparation	5 103 000	5 358 150	5 626 058	5 907 360	6 202 728	6 512 865	6 838 508	7 180 433	7 539 455	7 916 428
Facturation des services	7 290 000	7 654 500	8 037 225	8 439 086	8 861 041	9 304 093	9 769 297	10 257 762	10 770 650	11 309 183
Autres coûts	13 770 000	14 458 500	15 181 425	15 940 496	16 737 521	17 574 397	18 453 117	19 375 773	20 344 561	21 361 790
CHARGES FIXES	59 478 003	59 478 003	59 478 003	59 478 003	59 478 003	59 478 003	59 478 003	59 478 003	59 478 003	59 478 003
Salaires et Charges sociales	48 000 000	48 000 000	48 000 000	48 000 000	48 000 000	48 000 000	48 000 000	48 000 000	48 000 000	48 000 000
Autres coûts fixes	11 478 003	11 478 003	11 478 003	11 478 003	11 478 003	11 478 003	11 478 003	11 478 003	11 478 003	11 478 003
CHARGES VARIABLES	320 511	461 308	663 953	955 619	1 375 408	1 979 605	2 849 218	4 100 838	5 902 278	8 495 064
Carburants	320 511	461 308	663 953	955 619	1 375 408	1 979 605	2 849 218	4 100 838	5 902 278	8 495 064
Achat d'électricité au réseau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau 15: Valeurs des différentes charges d'exploitation prévues sur les 10 dernières années d'exploitation

ANNÉES	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CHARGES (HORS TVA)	115 234 449	118 059 821	121 062 655	124 267 994	127 709 250	131 431 707	135 497 647	139 993 670	145 041 168	150 811 518
OPÉRATIONS ET MAINTENANCE	54 271 511	56 985 087	59 834 341	62 826 058	65 967 361	69 265 729	72 729 016	76 365 466	80 183 740	84 192 927
Opération des équipements	8 796 031	9 235 833	9 697 624	10 182 505	10 691 631	11 226 212	11 787 523	12 376 899	12 995 744	13 645 531
Maintenance des équipements	2 858 710	3 001 646	3 151 728	3 309 314	3 474 780	3 648 519	3 830 945	4 022 492	4 223 617	4 434 798
Dépenses de réparation	8 312 249	8 727 862	9 164 255	9 622 468	10 103 591	10 608 770	11 139 209	11 696 169	12 280 978	12 895 027
Facturation des services	11 874 642	12 468 374	13 091 793	13 746 382	14 433 701	15 155 386	15 913 156	16 708 814	17 544 254	18 421 467
Autres coûts	22 429 879	23 551 373	24 728 942	25 965 389	27 263 658	28 626 841	30 058 183	31 561 092	33 139 147	34 796 104
CHARGES FIXES	59 478 003	59 478 003	59 478 003	59 478 003	59 478 003	59 478 003	59 478 003	59 478 003	59 478 003	59 478 003
Salaires et Charges sociales	48 000 000	48 000 000	48 000 000	48 000 000	48 000 000	48 000 000	48 000 000	48 000 000	48 000 000	48 000 000
Autres coûts fixes	11 478 003	11 478 003	11 478 003	11 478 003	11 478 003	11 478 003	11 478 003	11 478 003	11 478 003	11 478 003
CHARGES VARIABLES	1 484 935	1 596 731	1 750 311	1 963 933	2 263 886	2 687 975	3 290 629	4 150 201	5 379 425	7 140 588
Carburants	1 484 935	1 596 731	1 750 311	1 963 933	2 263 886	2 687 975	3 290 629	4 150 201	5 379 425	7 140 588
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 :

Tableau 16: Comparaison des CMPC

Comparaison de CMPC	(a)	(b)	(c)
	CMPC « Utilities »	CMPC « Industrial goods/services »	Moyenne (a+b)

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

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 subsaharienne, **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 PARAS ENERGY 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 : **5 815 228 018 FCFA.**

VI.3. La grille tarifaire

Sur la base des hypothèses et des conditions de référence indiquées plus haut, la grille tarifaire applicable par PARAS ENERGY dans l'ensemble des 12 localités se présente comme suit :

Tableau 17: Grille tarifaire

Catégories	Nombre d'abonnés sur la période de la concession	Consommation totale sur la période de la concession	Primes fixes (FCFA/mois)	Tarif variable FCFA/kWh
Branchement CAT 1	760	1 483 800	800,00	193,00
Branchement CAT 2	1 669	11 956 800	2 700,00	200,00
Branchement CAT 3	472	6 342 000	5 500,00	200,00
Branchement CAT 4	37	1 420 800	5 500,00	205,00
Branchement CAT 5	16	460 800	2 700,00	205,00
Total	2 954	21 664 200		

Les **frais de branchement** autorisés par l'ARE pour être appliqués par PARAS ENERGY dans l'ensemble des 12 localités se présentent comme suit :

Tableau 18: Frais de branchement autorisés par l'ARE

Catégories	Coût de branchement (F CFA)
T1 - Usager domestique 1 : Ménages à revenu bas (les plus pauvres) ou à utilisation faible	5 000
T2 - Usager domestique 2 : Ménages à revenu moyen (relativement pauvres) ou utilisation moyenne	5 000
T3 - Usager domestique 3 : Ménages à revenu élevé (relativement aisés) ou à utilisation élevée	10 000
T4 - Activités productrices de revenus ou à utilisation Très Élevée/Commerciale	10 000
T5 - Services publics ou communautaires	10 000

Les dépenses mensuelles probables par catégorie :

Tableau 19: Dépenses mensuelles probables par catégories de consommateurs

Catégories	Consommation moyenne mensuelle	Primes fixes (F CFA/mois)	Tarif variable FCFA/k Wh	Dépense mensuelle HT (F CFA)	TVA (18%) FCFA	Fonds d'Électrification Rurale (3F/kWh)	Dépenses totale TTC / mois (F CFA)
	(kWh/mois)						
T1 - Utilisation Faible	8,07	800	193,00	1 557,51	0,00	24,21	1 581,72
T2 - Utilisation Moyenne	20,80	2 700	200,00	4 160,00	522,00	62,40	4 744,40
T3 - Utilisation Élevée	46,34	5 500	200,00	9 268,00	1 026,00	139,02	10 433,02
T4 - Utilisation Très Élevée/Commerciale	176,80	5 500	205,00	36 244,00	1 026,90	530,40	37 801,30
T5 - Utilisation Service Public	16,04	2 700	205,00	3 288,20	522,90	48,12	3 859,22

III. REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES

L'ajustement tarifaire obligatoire se faisant sur la base périodique de vingt-quatre (24) mois, la prochaine révision tarifaire de PARAS ENERGY, dans le cadre de l'électrification de ses 05 localités est fixée à août 2023.

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

9.1. 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 PARAS ENERGY.

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. A 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 PARAS ENERGY.

Ce modèle adopté par l'ARE comprend :

- Un préambule ;
- Huit chapitres ;
- Cinquante-cinq articles ;

- 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 1 ;

9.2 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 PARAS ENERGY 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 2.

V. ANNEXES

ANNEXE 1 : MODELE DELA CONVENTION DE CONCESSION



Logo
PROMOTEUR

**CONVENTION DE CONCESSION D'ELECTRIFICATION
HORS-RESEAU DE LOCALITÉS**

N°/ABERME/DERU/SA

par et entre

**L'AUTORITE CONCEDANTE
(AGENCE BENINOISE D'ELECTRIFICATION RURALE – ABERME)**

Et

.....

2020

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.....	64
Article 3 : Nature de la Convention.....	66
Article 4 : Durée de la Convention.....	66
Article 5 : Durée des Travaux– Durée de l’Opération Commerciale	66
Article 6 : Documents contractuels.....	67
Article 7 : Liste des Annexes	67
Article 8 : Prise d’Effet de la Convention	68
Article 9 : Non versement de tout ou partie des fonds du cofinancement MCA Bénin II.....	70
Article 10 : Périmètre de la Concession	70
Article 11 : Exclusivité	70
Chapitre II : Conception, réalisation, entretien et renouvellement des Installations.....	71
Article 12 : Caractéristiques des Installations.....	71
Article 13 : Exécution des travaux et Mise en Service	71
Article 14 : Contrôle des travaux	72
Article 15 : Dispositions relatives à la sous-traitance	73
Article 16 : Causes de Retard exemptées de pénalités	73
Chapitre III : Exploitation du service.....	75
Article 17 : Exploitation commerciale	75
Article 18 : Contrôle de l’exploitation commerciale.....	75
Article 19 : Indicateurs de performance.....	75
Article 20 : Assurances.....	75
Article 21 : Arrivée du réseau électrique national de distribution	77
Chapitre IV : Régime financier de la Convention de Concession.....	78
Article 22 : Dispositions générales relatives au financement	78
Article 23 : Principe et méthodologie tarifaires	79
Article 24 : Impôts et taxes	79
Article 25 : Redevances	79
Article 26 : Transfert de capitaux.....	79
Article 27 : Pénalités.....	79
Article 28 : Garanties d’achèvement des travaux.....	82

Article 29 : Mise en Régie	82
Chapitre V : Fin de la Convention de concession	83
Article 30 : Résiliation de la Convention pour manquement du Concessionnaire à ses obligations	83
Article 31 : Résiliation de la Convention pour manquement du Concédant à ses obligations	84
Article 32 : Conséquences de la fin anticipée de la Convention	84
Article 33 : Indemnisation en cas de résiliation de la Convention	85
Article 34 : Reprise des Biens à la fin de la Convention.....	89
Article 35 : Biens de retour	90
Article 36 : Biens de Reprise	90
Article 37 : Biens Propres	90
Article 38 : Inventaire.....	90
Chapitre VI : Dispositions relatives au Concessionnaire.....	91
Article 39 : Modification de l'actionnariat du Concessionnaires	91
Article 40 : Cession de la Convention	92
Chapitre VII : Règlement des différends	92
Article 41 : Règlement amiable des différends.....	92
Article 42 : Arbitrage.....	92
Article 43 : Droit applicable à la Convention et langue.....	93
Chapitre VIII : Dispositions finales.....	93
Article 44 : Modification de la Convention par avenant	93
Article 45 : Fait du Prince et Force Majeure Politique	94
45.1 Fait du Prince	94
45.2 Force majeure Politique	94
45.3 Conséquences du Fait de Prince et de la Force Majeure Politique	94
Article 46 : Bouleversement de l'équilibre économique de la Convention.....	95
Article 47 : Force Majeure	95
Article 48 : Ethique	98
Article 49 : Formation du personnel technique local du Concessionnaire, et transfert de compétences.....	99
Article 50 : Rapport annuel.....	100
Article 51 : Obligations d'informations du Concessionnaire	100
Article 52 : Contrôle et sanction par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.....	100
Article 53 : Election de domicile et notifications	100
Article 54 : Indépendance des stipulations de la Convention.....	100
Article 55 : Les droits d'enregistrement.....	101

Entre :

L'AGENCE BENINOISE D'ELECTRIFICATION RURALE ET DE MAITRISE D'ENERGIE en abrégé **ABERME**, ayant son siège social à Cotonou, Quartier Fidjrossè, carré N°....., créée par Décret n°2004-151 du 29 Mars 2004 et régie par Décret n°2009-150 du 30 Avril 2009 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'Etat béninois conformément au Décret N°2018-415 du 12 septembre 2018 portant Réglementation de l'Electrification Hors-Réseau en République du Bénin,

Ci-après dénommé « **le Concédant** »

D'une part

Et

[DENOMINATION], 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 :

[DENOMINATION], 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'Etat 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'Electrification Hors-Réseau en République du Bénin, le Gouvernement de la République du Bénin a désigné l'Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie (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'Electricité.

L'attributaire a été retenu aux termes de l'appel à projet.....

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'Electricité en République du Bénin, l'Autorité de Régulation de l'Electricité (ARE) a émis l'avis conforme N°relatif à l'approbation de la Convention 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'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie.
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	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; b) tout changement dans les Lois Applicables postérieurement à la Date d'Entrée en Vigueur de la Convention ;

	<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'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie 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 exclut 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>A définir. Voir Article 33.</i>
Date d'Ouverture de Chantier	<i>A 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'Electricité. 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	A 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	A 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	A la signification déterminée par l'Article 47
Force Majeure Politique	A 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	A 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 Etatique ayant force obligatoire pour les Parties, tout avis d'une autorité de régulation, y compris l'Autorité de Régulation de l'Electricité, 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	A 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>

Chapitre II : 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 Etatiques 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.

Chapitre III : 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'Electricité en République du Bénin et le Décret n°2018-415 du 12 septembre 2018 portant Réglementation de l'Electrification Hors-Réseau en République du Bénin et leurs versions ultérieures.

Chapitre IV : 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'Electricité 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.

Chapitre V : 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.

A 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'Electricité 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.

Chapitre VI : 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.

Chapitre VII : 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

Annexe 23: Garantie de démentiement des Installations de production

Chapitre VIII : 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 18).

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 17) ;
- Transmission au Concédant de la copie authentique des titres de propriétés ou des beaux afférents aux terrains acquis ou loués dans le cadre de l'exécution de la Convention (Annexe 16);
- 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'Electricité 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.

Chapitre IX : 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.

Chapitre X : 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.

Chapitre XI : Exclusivité

Le Concessionnaire a l'exclusivité de l'exploitation des Installations de production, de distribution et de vente d'électricité dans le Périmètre de la concession, indépendamment du régime de propriété de ces dernières. Il a également l'exclusivité de la vente des 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. A 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 XII : Conception, réalisation, entretien et renouvellement des Installations

Chapitre XIII : Caractéristiques des Installations

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

Chapitre XIV : 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 22.

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 5).
 - 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'Electricité.

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.

Chapitre XV : 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.

Chapitre XVI : 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'Electricité en République du Bénin. Le Concessionnaire s'engage conformément à l'article 38 du Code de l'Electricité 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. A 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.

Chapitre XVII : 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 Etatique 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 XVIII : Exploitation du service

Chapitre XIX : Exploitation commerciale

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

Chapitre XX : 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.

Chapitre XXI : 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'Electricité 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.

Chapitre XXII : Assurances

A 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.

Chapitre XXIII : 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'Electricité 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 XXIV : Régime financier de la Convention de Concession

Chapitre XXV : 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 18 et évoluant suivant la procédure décrite à l'Annexe 21.

Chapitre XXVI : Principe et méthodologie tarifaires

Le principe et la méthodologie tarifaires sont précisés à l'Annexe 21 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.

Chapitre XXVII : Impôts et taxes

Le Concessionnaire est assujéti aux règles fiscales de droit commun sous réserve des dispositions du Code de l'Electricité 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'Electricité.

Chapitre XXVIII : 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 21.

Chapitre XXIX : 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.

Chapitre XXX : 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 intenter 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.

Chapitre XXXI : 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).

Chapitre XXXII : 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 XXXIII : Fin de la Convention de concession

Chapitre XXXIV : 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'Electricité. 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.

Chapitre XXXV : 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.

Chapitre XXXVI : 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 événement 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.

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 Concédant 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.

Chapitre XXXVIII : 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'Annexe 19.

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.

Chapitre XXXIX : 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.

Chapitre XL : 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.

Chapitre XLI : 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.

Chapitre XLII : 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 15) 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 XLIII : Dispositions relatives au Concessionnaire

Chapitre XLIV : Modification de l'actionnariat du Concessionnaires

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 connaitre 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.

A 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.

Chapitre XLV : 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 XLVI : Règlement des différends

Chapitre XLVII : 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.

Chapitre XLVIII : 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.

Chapitre XLIX : 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 L : Dispositions finales

Chapitre LI : 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 Equilibre Economique 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.

Chapitre LII : 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 du Prince et de la Force Majeure Politique sont soumises au même régime que celui stipulé par l'article 33.2.2 de la Convention.

Chapitre LIII : 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.

Chapitre LIV : 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 l 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.

Chapitre LV : Ethique

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.

Chapitre LVI : 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 17), conformément à l'article 50 de la loi n°2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Electricité 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.

A 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.

Chapitre LVII : 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.

Chapitre LVIII : 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.

Chapitre LIX : 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.

Chapitre LX : Election 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.

Chapitre LXI : 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.

Chapitre LXII : 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

ANNEXES :

N° d'ordre	Intitulé	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 Économique et financier sur la base du modèle-type fourni par 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	Acte administratif fixant le régime fiscal et douanier applicable à la Convention, le cas échéant dans le cas d'une demande d'agrément au code des investissements.	Requis pour la prise d'effet de la Convention, si le Concessionnaire est éligible au code des investissements

Annexe 14	Liste des pièces à fournir pour l'autorisation de la Direction Générale du Trésor pour le transfert de devises à l'étranger.	Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 15	Inventaire des Biens de la Concession	Requis au plus tard trois (03) mois après la mise en service
Annexe 16	Conventions d'acquisition ou de bail des sites de construction des centrales	Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 17	Plan de formation du personnel technique et local et de transfert de compétences	Requis à la signature de la Convention
Annexe 18	Décision tarifaire de l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE)	Requis à la signature de la Convention (elle est fait suite à l'avis favorable de l'ARE)
Annexe 19	Mise à Disposition	Requis à la signature de la Convention
Annexe 20	Cahier de charges distribution et production / Code réseau	Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 21	Principes et méthodologie tarifaires	Requis à la signature de la Convention
Annexe 22	Liste des essais de performance	Requis au plus tard six (06) mois avant l'inspection et la mise en service
Annexe 23	Lettre de notification de date d'ouverture de chantier	Requis pour la prise d'effet de la Convention

ANNEXE 2 : PROJET DE REGLEMENT DE SERVICES

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

Table des matières

CHAPITRE I : DISPOSITIONS GENERALES	106
ARTICLE 1 : OBJET ET CHAMP D'APPLICATION	106
ARTICLE 2 : DEFINITIONS	106
CHAPITRE II : RACCORDEMENT	108
ARTICLE 3 : RACCORDEMENT AU RÉSEAU	108
3.1 Obligation de raccordement à l'intérieur du Périmètre de Concession ou d'autorisation	108
3.2 Branchements	108
ARTICLE 4 : INSTALLATION SYSTÈME SOLAIRE DECENTRALISE	110
4.1 Eléments constitutifs d'un Système Solaire Décentralisé « SSD »	110
4.2 Réalisation d'une installation de SSD.....	111
4.3 Délais de réalisation d'une installation de SSD et des installations intérieures.	111
4.4 Typologie des SSD.....	111
4.5 Entretien et renouvellement des SSD	111
CHAPITRE III : COMPTEURS, ET INSTALLATIONS INTÉRIEURES	111
ARTICLE 5 : COMPTEURS ET GESTIONNAIRES DE CONSOMMATION	111
5.1 Installation, entretien, garde et responsabilité.....	111
5.2 Vérification des compteurs – dysfonctionnement.....	112
ARTICLE 6 : INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES INTÉRIEURES.....	112
6.1 Obligation de réaliser les installations intérieures	112
6.2 Mise en place et entretien	113
6.3 Conditions de fonctionnement des installations électriques intérieures.....	114
6.4 Défaillance dans les Installations Intérieures	114
6.5 Modification du type des installations intérieures	114
6.6 Droit d'accès du Titulaire aux installations chez le Client.....	115
CHAPITRE IV : ABONNEMENTS, TARIFICATION, CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL	115
ARTICLE 7 : OBLIGATION DE CONSENTIR DES ABONNEMENTS	115
7.1 Conditions de souscription d'un contrat d'abonnement.....	115
7.2 Responsabilités découlant de l'abonnement.....	116
7.3 Cas de refus d'un abonnement	116
7.4 Résiliation.....	117
7.5 Réabonnement.....	117
7.6 Migration entre services	117
ARTICLE 8 : TARIFICATION	117
8.1 Structure tarifaire.....	117
8.2 Modifications tarifaires.....	118
ARTICLE 9 : CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL.....	118

9.1 Mesure de l'électricité.....	118
9.2 Facturation	118
9.2.2 Facturation des systèmes solaires décentralisés.....	120
CHAPITRE V : OBLIGATIONS DES CLIENTS	120
ARTICLE 10 : RESPECT DES DROITS DU TITULAIRE.....	120
ARTICLE 11 : RESPECT DES BIENS CONCÉDÉS ET DES ÉQUIPEMENTS	122
11.1 Respect des ouvrages affectés au service public de l'électricité	122
11.2 Respect des éléments constitutifs des branchements et des compteurs.....	122
ARTICLE 12 : FRAUDES	122
CHAPITRE VI : OBLIGATIONS DU TITULAIRE	123
ARTICLE 13 : QUALITE DU SERVICE.....	123
13.1 Horaires de service	123
13.2 Qualité du courant.....	123
13.3 Perturbation de la fourniture.....	124
13.4 Rétablissement de la fourniture d'électricité.....	124
13.5 Information des Clients dans le cadre des interruptions de la fourniture d'énergie	125
ARTICLE 14 : RECLAMATIONS.....	125
ARTICLE 15 : RESPONSABILITÉS.....	125
CHAPITRE VII : DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES.....	126
ARTICLE 16 : DISPOSITIONS TRANSITOIRES	126
ARTICLE 17 : MODIFICATION ET DIFFUSION DU RÉGLEMENT DE IERVICE	126
17.1 Modification du Règlement de Service.....	126
17.2 Publication.....	126
17.3 Mise à disposition du Règlement de Service	126

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'Electricité 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 signée 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

A 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 souscrit 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. A 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 :

- Eviter 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 ;
- Eviter 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. A 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 arriérés 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.

A 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 déchu 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'Electricité 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'Electricité, 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'Electricité.

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'Electricité, ou à l'initiative de cette dernière.

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

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 (**A revoir**)
 - 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'Electricité.

9.2.1 Facturation Basse Tension Réseau

a. Clients au tarif forfaitaire :

A 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 délais 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

A 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.

A 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. ~~et sont des biens concédés par l'Etat au Titulaire~~. 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.

A 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 po

ur 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

A 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%.

~~Pour la desserte par SDD, les niveaux de tension usuels sont de 6V, 12 V, 24V et 48V. Les sections des conducteurs sont choisies de sorte que les chutes de tension soient :~~

- Inférieures à trois pour cent (3%) entre le champ PV et le régulateur de charge ;
- Inférieures à un pour cent (1%) entre la batterie et le régulateur de charge et les charges ;
- Inférieures à cinq pour cent (5%) entre le régulateur de charge et les charges ;

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'Electricité.

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

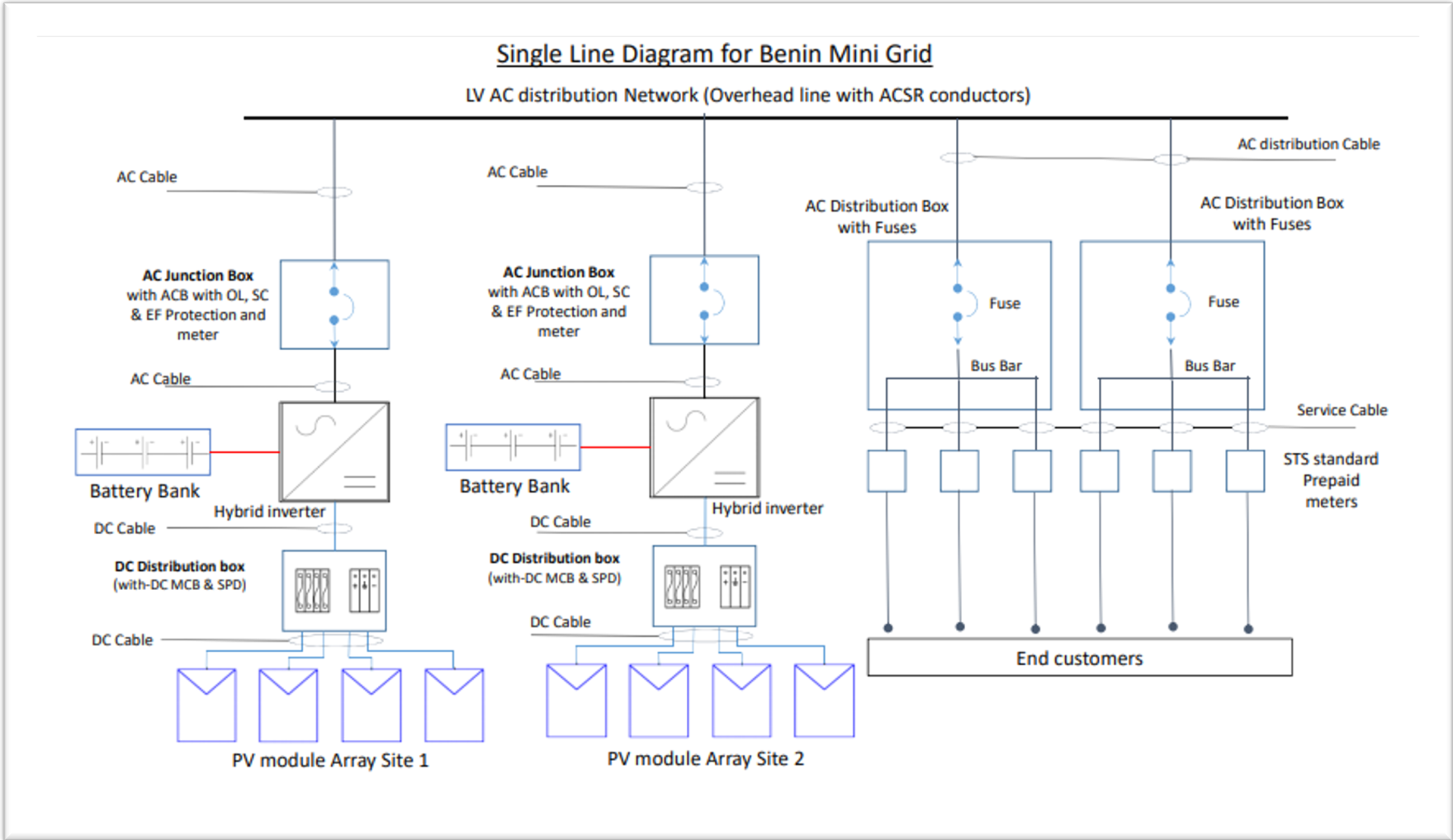
Le Règlement sera publié par tout moyen approprié, notamment le Bulletin Officiel et le site internet de l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

17.3 Mise à disposition du Règlement de Service

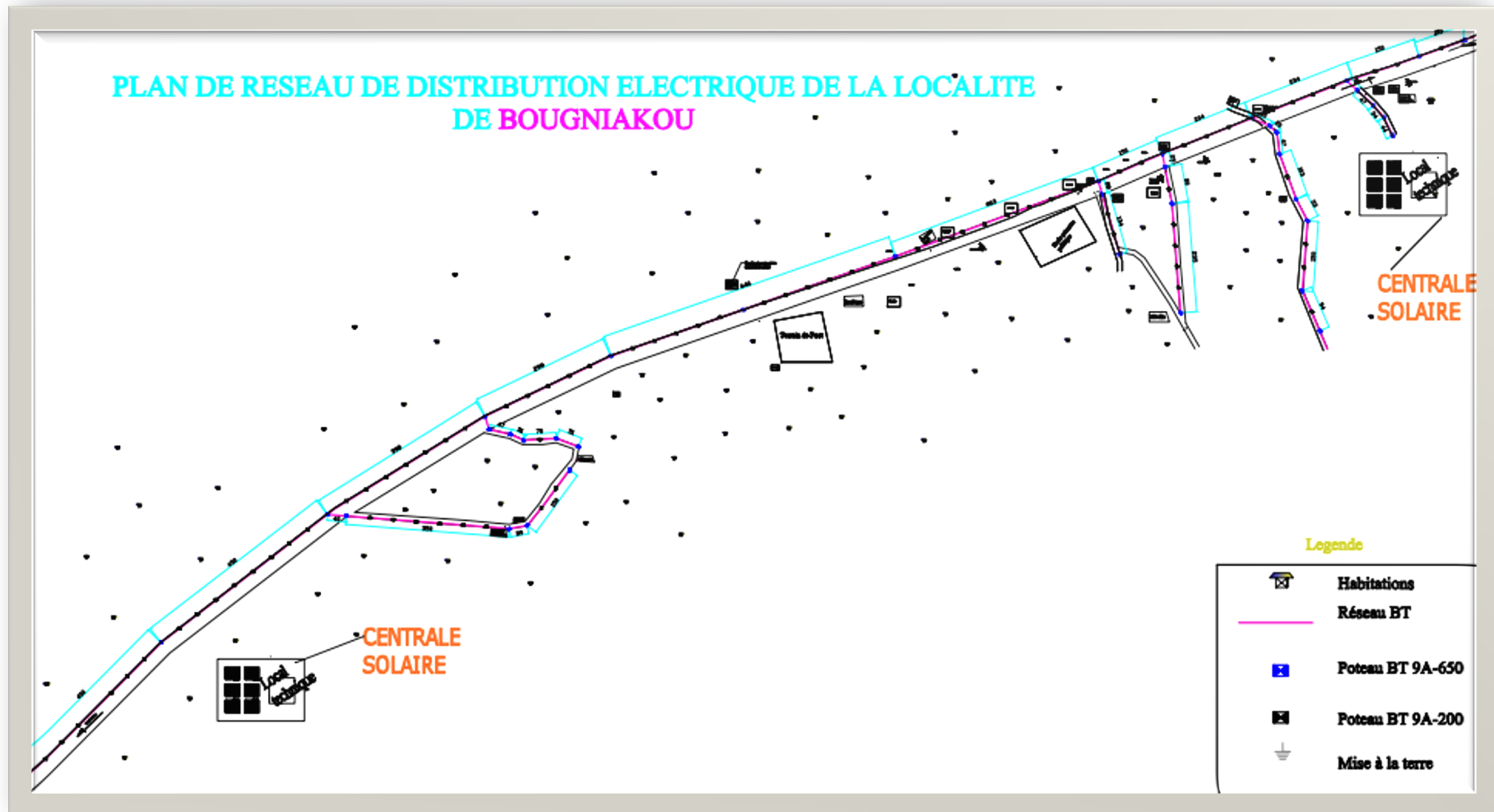
Le Titulaire est tenu de mettre une copie du Règlement de Service à la disposition du public dans ses points commerciaux.

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.

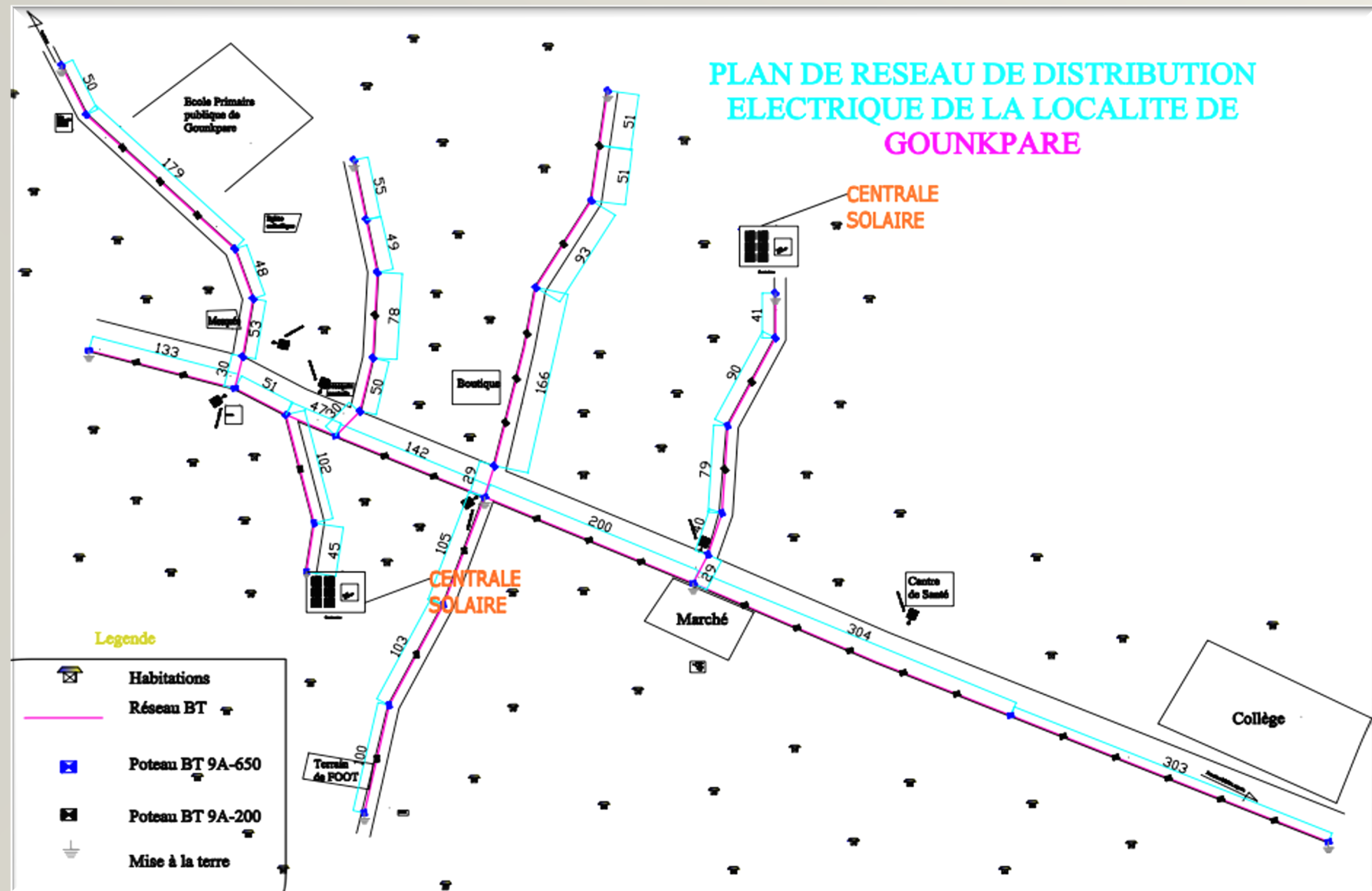
ANNEXE 3 : SCHEMA UNIFILAIRE TYPE DES CENTRALES DE PRODUCTION POUR CHAQUE LOCALITE

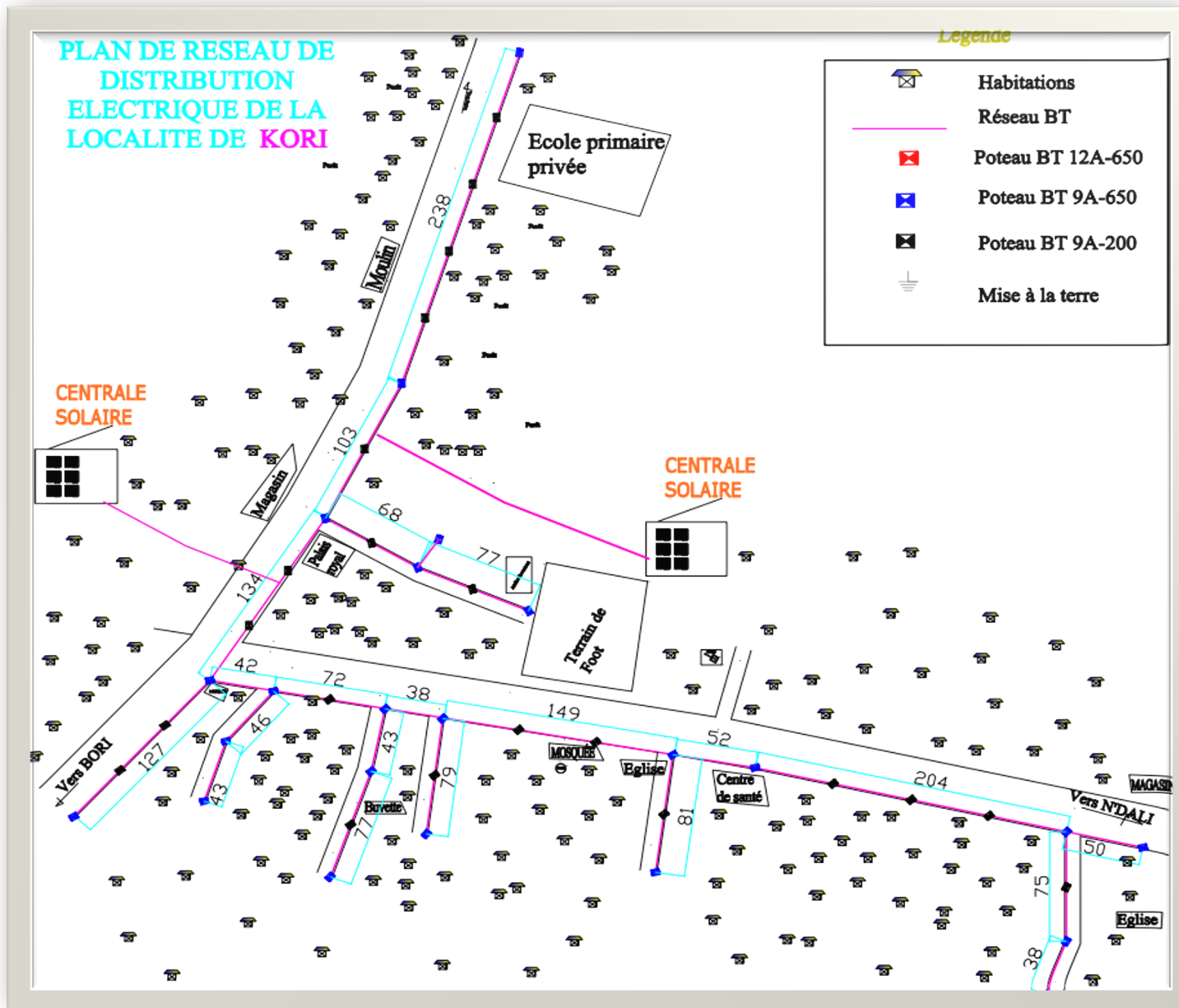


ANNEXE 4 : TRACES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION



PLAN DE RESEAU DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE DE LA LOCALITE DE GOUNKPARE





ANNEXE 5 : FICHE TECHNIQUE DES MODULES PV



5BB Multi-crystalline Solar PV Modules – 1000V series

ASP-7-AAA (AAA=305-335) | 72 Cells | 305-335 Wp

Highlights



More power/m² compared to industry average



Higher specific energy yield (kwh/kwp) due to superior cell + module engineering



Superior performance at NOCT and PCT conditions



Superior low light irradiation performance 200w/m²



5BB modules offer better performance against microcracks compared to 4BB & 3BB modules



Triple EL checking to ensure defect free modules

TIER-1

BANKABLE MODULES

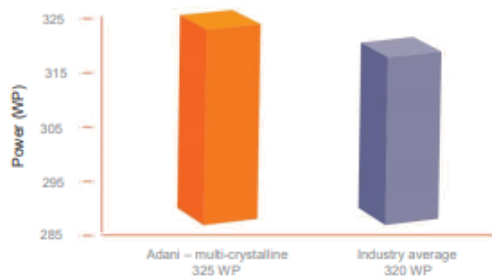
Reduces installation costs by 2%

Reduces transport costs by 2%

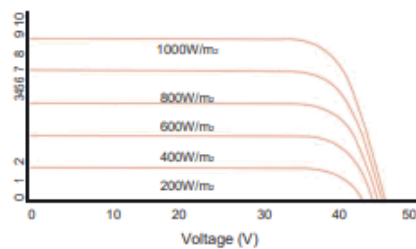
Reduces land costs by 2%

Reduces BOS costs by 2%

Significant advantages of Adani 5BB multi-crystalline module



Current-voltage curve

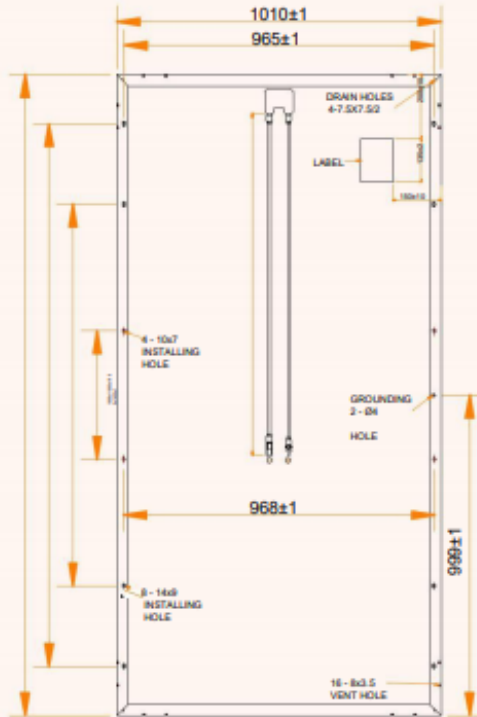


Note: Data is based on the comparison of the Adani-72 cells standard multi (325Wp) with industry's average of 320 Wp module for a scale of 1 MW installation and cost reduction will vary from site to site.

*As per Bloomberg New Energy Finance (BNEF) latest quarterly report, dated 14th August, 2018

Technical Data

Dimensions in mm



Packing information

Container	40'HC
Pallets/Container	22
Pieces/Container	682 (35 mm)/594(40 mm)

Warranty and certifications

Product warranty**

12 years of linear power warranty

Performance guarantee**

Power degradation < 2.5 % in first year
< 0.68 % / year in 2-25 years

Approvals and certificates: IEC 61215 Ed2, IEC 61730, IEC 61701, UL 1703, MCS, JET, CEC, CEC-Aus, IEC 62716, IEC 62782, IEC 60068-2-68, IEC 61853

MSPVLMCL.P01MSpec32



*Caution:

Please read safety and installation instructions before using the product.

Electrical data – All data measured to STC*

Peak power, (0 → 4.99 Wp)	305	310	315	320	325	330	335
$P_{max}(Wp)$	305.55	310.99	315.42	320.85	325.29	330.71	335.15
Maximum voltage, $V_{mpp}(V)$	35.55	35.99	36.42	36.85	37.29	37.71	38.15
Maximum current, $I_{mpp}(A)$	8.58	8.61	8.65	8.68	8.72	8.75	8.78
Open circuit voltage, $V_{oc}(V)$	43.79	44.23	44.67	44.97	45.26	46.4	46.5
Short circuit current, $I_{sc}(A)$	9.09	9.12	9.15	9.18	9.21	9.24	9.27
Module efficiency (%)	15.11	15.36	15.61	15.86	16.11	16.36	16.60

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C, air mass AM1.5 according to EN 60904-3. Average efficiency reduction of 4.5 % at 200 W/m² according to EN 60904-1. Except P_{mpp} , all other parameters have a tolerance of ±1-3 %, measurement uncertainty <3 %

Electrical parameters at NOCT

$P_{max} @ NOCT$	223.1	227.5	232	238.4	242.5	246.8	252.1
$V_{mpp} @ NOCT$	35.02	35.27	35.31	35.37	35.25	35.41	35.53
$I_{mpp} @ NOCT$	6.37	6.45	6.57	6.74	6.88	6.97	7.10
$V_{oc} @ NOCT$	41.99	42.22	42.31	42.67	42.77	42.92	43.16
$I_{sc} @ NOCT$	7.07	7.11	7.22	7.33	7.42	7.50	7.60

*NOCT irradiance 800 W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/sec

Temperature co-efficients (TC) and permissible operating conditions

TC of open circuit voltage ($\frac{\beta}{\alpha}$)	-0.31% /°C
TC of short circuit current ($\frac{\beta}{\alpha}$)	0.069% /°C
TC of power ($\frac{\gamma}{\alpha}$)	-0.40% /°C
Maximum system voltage	1000 V (IEC & UL)
NOCT	45°C ± 2°C
Temperature range	-40°C to + 85°C

Mechanical data

Length	1998 mm
Width	1010 mm
Height	35 mm/40 mm
Weight	23.5 Kg (35 mm) / 28 Kg (40mm)
Junction box	IP68
Cable and connectors	1200 mm length cable, MC4 & Amphenol compatible connectors
Application class	Class A (Safety class II)
Superstrate	High transmittance arc glass
Cells	72 multi-crystalline solar cells; 5 bus bars
Cell encapsulation	Superior dielectric strength & PID resistant EVA
Substrate	Tri layer backsheet
Frame	Anodized aluminium frame with twin wall profile
Mechanical load test as per IEC & UL	5400 Pa-front; 2400 Pa-back
Maximum series fuse rating	15 A

Note:

- The specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
- The electrical data given here is for reference purpose only.
- Please confirm your exact requirements with the sales representative while placing your order. All models sold will be as per MSPVL QAP.

** Warranty:

Please read Adani Solar warranty documents thoroughly.

Eagle 72

320-335 Watt

POLYCRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.
IEC61215, IEC61730 certified products.



(5BB)



KEY FEATURES



PID RESISTANT:

Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect is guaranteed under strict testing condition (85 C /85%RH,96hours)for mass production.



High Power Output:

With up to 335 Wp and 17.26 % efficiency, highest performing module of its kind on the market.



Low-light Performance:

Excellent performance in low-light environments.



Severe Weather Resilience:

Extremely weather resistant due to approval for increased snow and wind loads: 5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load.

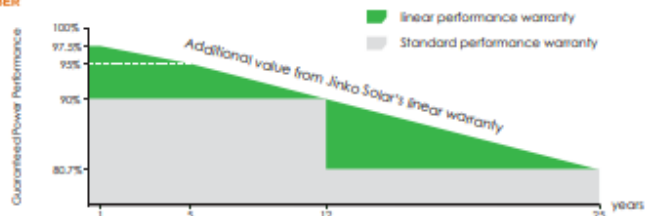


5 Busbar Solar Cell:

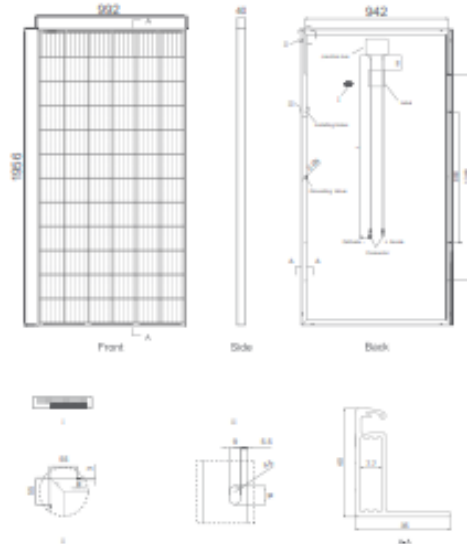
No power loss thanks to improved temperature co-efficient caused by 5 busbar solar cell.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings

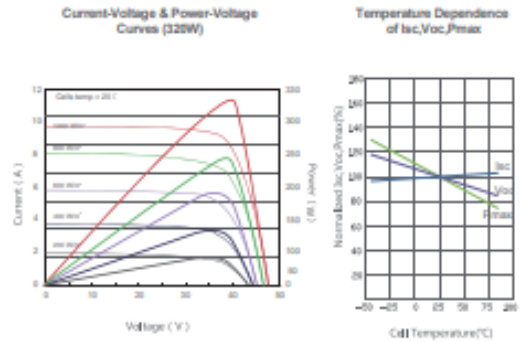


Packaging Configuration

(Two boxes=One pallet)

26pcs/box, 52pcs/pallet, 624 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² , Length: 900mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	238Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.86A	8.66A	6.91A	8.74A	6.97A	8.82A	7.02A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.7V	46.7V	44.0V	46.9V	44.2V	47.2V	44.4V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.30A	9.10A	7.34A	9.14A	7.38A	9.18A	7.43A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C							
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)							
Maximum series fuse rating	15A							
Power tolerance	0~+3%							
Temperature coefficients of Pmax	-0.4%/°C							
Temperature coefficients of Voc	-0.3%/°C							
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°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%

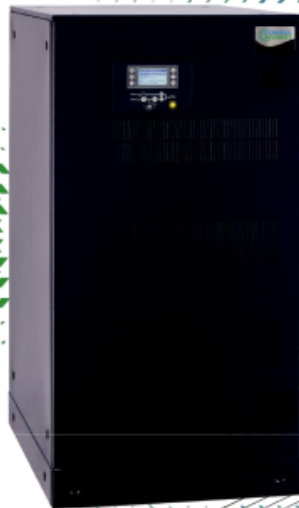
The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKM-335PP-60_1.0_rev2017

ANNEXE 6 : FICHES TECHNIQUES DES ONDULEURS HYBRIDES PROPOSES

Onduleur PV



Solar Inverter Three Phase Output



Special Features

- ❖ Multiple 32 bit DSP controllers
- ❖ Space Vector Modulation
- ❖ Battery less operation
- ❖ High efficiency
- ❖ True Bi-directional Solar Inverter
- ❖ Higher Array voltage capacity optionally available
- ❖ Inbuilt charge controller
- ❖ MPPT – Achieved through Incremental Conductance Algorithms
- ❖ Modular construction gives higher MTTR
- ❖ Battery charging through Grid up to 100%
- ❖ Selectable source feature – Grid / Battery
- ❖ DC fan for low power consumption
- ❖ Inbuilt isolation transformer for galvanic isolation
- ❖ 128 x 64 Graphics display
- ❖ PF correction while on mains / Grid supply (Line Interactive)
- ❖ Variable fan speed – for increased reliability, results into less fan noise

Sunbird 3000

10 to 100 kW

State-of-the-art R&D and Manufacturing facility

Service centres across India




Solar Inverter Sunbird 3000 - 10 to 100kW Three Phase Output

SPECIFICATIONS	MODEL	SUNBIRD 3000 (HYBRID PCU)						
	System Rating (KW)	10	15	20	25	30	50	100
Photovoltaic Input :-								
	MPPT Voltage Range /Voc (VDC)	165-265)/315			(330-480) / 750V			
	Maximum Input Current (A)	67	52	70	87	105	175	349
Mppt Base Charge Controller								
	Switching Element & Type of Charger	IGBT Device MPPT With PWM Switching						
Grid Input								
	Input Supply Phases /Nominal Voltage & Active filtering when load on mains (Load harmonic corrections) with 100% Load	3Phase 4 Wire / 415VAC(+10%, -15%), 50Hz						
	a. THDi ; b. PF ; c. Harmonic attenuation ratio	<5% ; > 0.9 ; up to 96%						
Battery								
	Battery Voltage	120V	240V (optional for 100KW in 360 & 480VDC)					
	Battery Type	SMF/VRLA/Wet Lead Acid/ TGel						
Output / Inverter								
	Switching Element & Control	IGBT 32 bit DSP controller with Space Vector technology						
	Nominal Output Voltage / (Output Waveform)	415VAC L-L (240VAC L-N) / (Pure Sine Wave)						
	Voltage regulation / Output Phases/ Frequency	± 2% / 3Phase 4 Wire / 50Hz						
	Load Power Factor	0.6 lag to 1 (Within KVA and KW rating)						
	Output voltage distortion with 100% linear load	< 2%						
	Overload at nominal output voltage for 10 / 1 minutes resp.	125% / 150%						
Environment								
	Operating Temperature (Storage Temperature)	Inverter : 0-50 °C (0-70 °C)						
	Max. Relative humidity @25°C	Up to 95% (non condensing)						
	Max. Altitude above sea level without de- rating	1000 m (For higher altitude complies with IEC/EN 62040-3)						
	Noise @ 1 meter (dBA ± 2dBA)	< 60dBA	< 62dBA	< 68dBA				
	Cooling	Forced Air						
Physical Characteristics								
	Ingress Protection (IP) of cabinet (Location)	IP20 Indoor (Free from corrosive gases & conductive dust)						
	Cable Entry / Colour	Bottom- Front / RAL 7016 Texture -Anthracite Grey						
Dimensions (WxDxH in mm)								
	Free standing, Floor Mounting, Modular Structure	10-30kW - 600 x 800 x 1200; 50kW - 600 x 800 x 1750; 100kW - 1000 x 900 x 1750						
Display & User Interface								
	Protection	Under/Over voltage for Input, Output, Array & Battery. Array & Battery reverse polarity. Output overload, short circuit, Over temperature, MCCB at Input, Output, Array & Battery path, Surge protection for Grid and Array, Wound Component OT; Inbuilt isolation transformer at inverter output						
	Display Parameter (128X64 Graphics LCD & Mimic)	Array/Battery/Grid - Voltage, Current, Power Output - Voltage, Current, Inv. H/S temp, Power Statics - Grid kWh, PV kWh, O/P kWh, Battery charging, Discharging						
	Indications (with Audible Alarm for all Faults)	MPPT Charger ON/OFF, Battery on Float, Battery on Boost, Battery low, Battery Charging/Discharging, Grid Switch ON, Inverter Switch ON, Grid ON, Load ON, Inverter ON						
	Audible Alarm / Data log & Events/ Communication	For Fault condition Built in Alarm log 240 numbers and Data log 268 numbers (expandable with SD card optional); Ethernet Based (RJ 45)/ RS232/ RMS with GPRS						
Reference Standards								
	Efficiency : IEC 61683 ; Environmental Testing : IEC 60068; Inverter Testing: IEC 62040 part III							
	Active filter function (for 1000E model) :Complies to IEEE 519; Islanding Certification (for 1000E model) :IEC 62116							

*Specification are subject to change

Contact:

ANNEXE 8 : FICHE TECHNIQUE DES BATTERIES



TNC2-1000 (2V1000Ah)

Pb-C技术
Lead Carbon
technology


AGM技术
AGM
separator

多元稀土合金
Multi-element
patent rare
earth alloy


PSeC技术
PSeC
technology

70%放电循环
70%DOD
>4200cycles


应用领域 Product Applications




太阳能
SOLAR ENERGY




风能
WIND ENERGY




家庭分布式储能电站
FAMILY DISTRIBUTED POWER STATION




集装箱储能电站
CONTAINER STORAGE POWER STATION




工业 INDUSTRIAL



不间断电源 UPS



电力 ELECTRIC POWER



配电/输电
POWER DISTRIBUTION & TRANSMISSION

产品特性 Product Specifications

额定电压 Nominal Voltage	额定容量 Rated Capacity (10hr)	内阻 Internal Resistance	短路电流 Short Circuit Current	推荐使用温度范围 Operating Temp. Range
2V	1000Ah@25°C (77°F, 1.80V/cell)	0.15mΩ@25°C(77°F)	8000A(5s)	放电 Discharge: -15~+50°C (5~122°F) 充电 Charge: 0~40°C (32~104°F) 储存 Storage: -15~+40°C (5~104°F) 最佳 Optimum: 25±3°C (77±5°F)

物理特性 Physical Specifications



材料 Material	端子 Terminal Type	尺寸 Dimensions				重量 Weight
		长 Length	宽 Width	高 Height	总高 TH	
ABS UL94-HB (参照 ABS UL94-V0)	17	210±1mm (8.27 inch.)	191±1mm (7.52 inch.)	646±2mm (25.4 inch.)	668.5±2mm (26.3 inch.)	70.0kg 154.4(lbs)

恒流放电参数 Constant Current Discharge(A)@25°C(77°F)

端电压/时间 E.V./Time	20min	30min	45min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h	72h	100h	120h
1.85V/cell	909	752	604	502	311	238	196	168	148	119	98.2	52.6	164	12.5	10.6
1.80V/cell	1010	806	635	525	325	249	202	172	151	122	100	53.6	167	12.8	10.8
1.75V/cell	1089	853	668	550	338	259	208	177	155	124	102	54.5	169	13.0	11.0
1.70V/cell	/	895	692	568	352	267	214	181	159	126	104	55.3	172	13.2	11.2
1.67V/cell	/	940	721	588	363	272	220	186	162	129	105	56.1	175	13.4	11.4
1.60V/cell	/	971	741	602	370	276	225	190	165	130	106	56.8	177	13.5	11.5

恒功率放电参数 Constant Power Discharge(W/cell)@25°C(77°F)

端电压/时间 E.V./Time	20min	30min	45min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h	72h	100h	120h
1.85V/cell	1735	1452	1178	983.0	613.2	472.0	389.1	334.0	295.1	237.4	197.5	107.4	334	25.6	21.8
1.80V/cell	1908	1541	1228	1023	637.3	491.7	399.9	342.0	301.1	242.7	200.5	109.0	339	26.0	22.1
1.75V/cell	2035	1617	1283	1065	659.8	508.2	409.7	350.3	306.6	246.9	203.7	110.6	344	26.4	22.4
1.70V/cell	/	1683	1322	1094	683.8	522.8	420.6	356.9	313.3	250.9	207.2	112.3	350	26.8	22.8
1.67V/cell	/	1757	1372	1128	703.6	530.6	430.9	364.8	318.4	255.3	209.6	113.8	354	27.1	23.1
1.60V/cell	/	1800	1398	1147	711.6	535.4	437.1	371.7	323.3	257.7	211.8	114.9	358	27.4	23.3

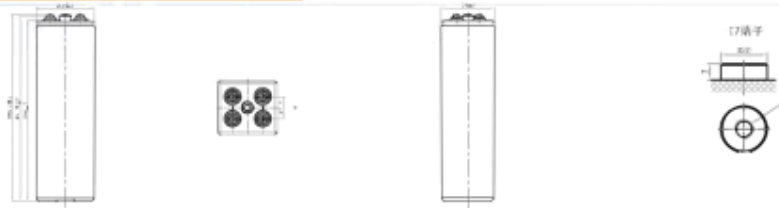
ISO9001 ISO14001 OHSAS18001 IEC ROHS CE  

Tianheng Battery Group Co., Ltd. Email: export@tianhenggroup.com Http://www.tianhenggroup.com



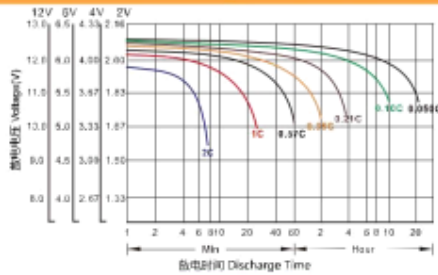
TNC 系列 TNC SERIES

外形尺寸 Battery Dimensions(mm)

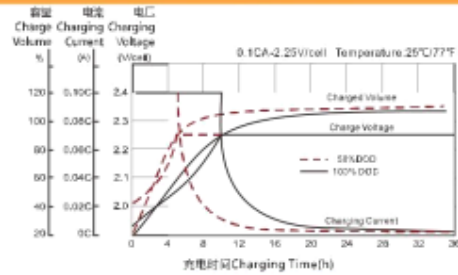


电性能 Electrical Characteristics

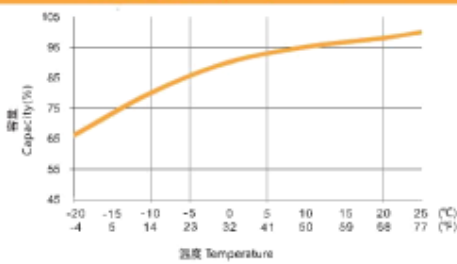
不同倍率放电特性 Discharge Characteristics(25°C/77°F)



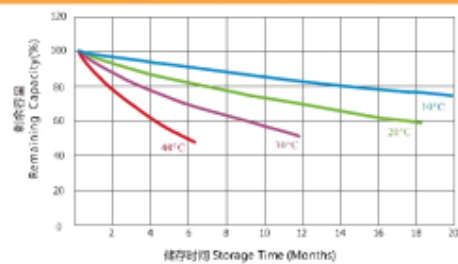
充电特性曲线 Charging Characteristics



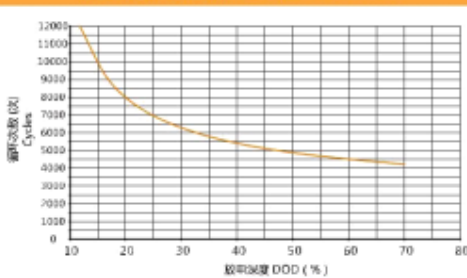
电池容量曲线 Capacity vs Temperature



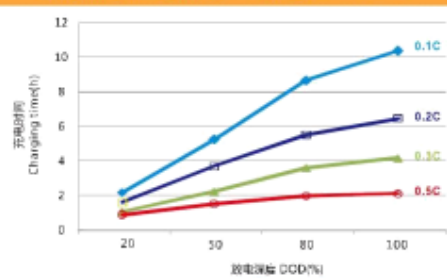
自放电曲线 Self-discharge vs Time



循环次数与放电深度 Cycle Life vs DOD



充电时间与放电深度 Charging Time vs DOD



充电电流 Charge Current

限流: $\leq 0.4C_{10}A$
Limited current: $\leq 0.4C_{10}A$

快速充电 Fast Charge

恒压 Constant voltage: 2.30 ~ 2.40V @ 25°C (77°F)
温度补偿系数 Temp. Coefficient: -4mV/°C

浮充充电 Float Charge

恒压 Constant voltage: 2.20 ~ 2.30V @ 25°C (77°F)
温度补偿系数 Temp. Coefficient: -3mV/°C

Tianheng Battery Group Co., Ltd.

Email: expert@tianhenggroup.com

www.tianhenggroup.com

ANNEXE 7 : FICHES TECHNIQUES DES COMPTEURS PROPOSES



Three Phase Prepayment Meter Atria



- Complying to IS15884
- Prepaid electricity distribution with simple numeric codes for recharge
- Dual source metering: separate energy registers and tariffs for utility (EB) and generator (DG) supply
- Current load cost and number of days left for usage shown on display
- Programmable friendly hours/days, holidays, slab/time-of-day tariff structure
- Relays provided for disconnection in all phases
- Optional consumer interface unit (CIU) available with USB dongle token carrier for recharging

L&T Meters®
THERIGHTMEASURE

Specifications		Display	
Connection	3 Phase 4 Wire	LCD	8 digit backlit display
Standards Applicable	IS 15884	LCD Indicators	Indication for relay status, tampers
Accuracy Class	CI 1.0	Display mode	Auto scroll, push button and high resolution modes
Rated Voltage	3 x 240V (P-N)	LED	Pulse LEDs for kWh and kVAh
Voltage Variation	-40% to +30%		
Current Rating	10-60 A 20-80 A		
Starting Current	0.2% of basic current		
Accuracy up to	120% of maximum current		
Frequency	50Hz		
Frequency Variation	-5% to +5%		
Power Consumption	As per IS 15884		
Operating Temperature	-10°C to +55°C		
Ingress Protection	IP 51		
Supported parameters (As per customer requirement)		Prepaid Features	
Instantaneous	Phase wise voltages, currents, System PF, Active power, reactive power and apparent power Frequency	Keypad	Encrypted STS based token entry using standard telephone keypad
Energy Measurement	4 quadrant measurement of kWh, kVAh, and kVAh	Prepaid token features	Emergency credit; specific and non-reusable tokens; provision to program friendly hours/days, holidays; slab/time-of-day tariff structure
Maximum Demand	kW and kVA along with date and time	Overload protection	Trip on over-drawal of current or exceeding sanctioned demand
Time of Day	Up to 8 registers	Buzzer	For low credit and emergency credit
Prepaid parameters	Tariff details (TOD/slab), fixed charges, minimum charges, other charges in EB and DG modes and applicable taxes Credit balance in INR Days left based on present month's average consumption	Communication	Optical port RS 485 port for connection of CIU (optional)
		Relay	Provided in all 3 phases complying to IS15884 with UC1/UC2
		DG supply sensing	Uses a signal of 24-440 V AC/DC
		Consumer Interface Unit (optional)	Display of meter parameters and token entry; LEDs provided for power ON/OFF and credit status
		Authenticated Billing Code	Provides details of cumulative kWh and available meter credit to utility



Single Phase Prepayment Meter Taurus



- Complying to IS15884
- Prepaid electricity distribution with simple numeric codes for recharge
- Current load cost and number of days left for usage shown on display
- Programmable friendly hours/days, holidays, slab/time-of-day tariff structure
- Relays provided for phase and neutral disconnection
- Optional consumer interface unit (CIU) available with USB dongle token carrier for recharging
- Balance and consumption indication LED in CIU and meter Token transfer using NFC (optional)

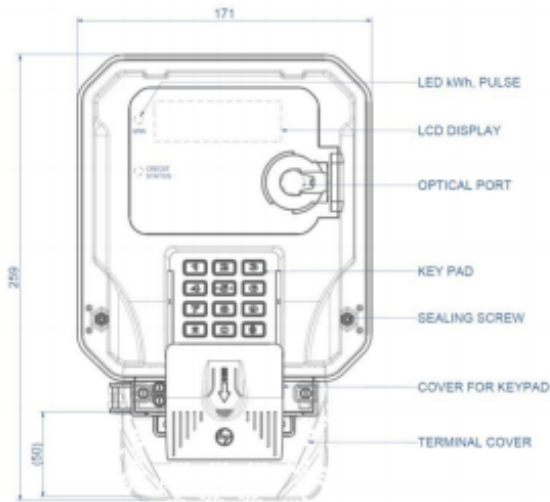
L&T Meters®
THERIGHTMEASURE

Specifications		Display	
Connection	1 Phase 2 Wire	LCD	8 digit backlit display
Standards Applicable	IS 15884	LCD Indicators	Indication for relay status, tampers
Accuracy Class	CI 1.0	Display mode	Auto scroll, push button and high resolution modes
Rated Voltage	230V / 240V (P-N)	LED	Pulse LEDs for kWh
Voltage Variation	-40% to +20%		
Current Rating	10-60 A		
Starting Current	0.2% of basic current		
Accuracy up to	120% of maximum current		
Frequency	50Hz		
Frequency Variation	-5% to +5%		
Power Consumption	As per IS 15884		
Operating Temperature	-10°C to +55°C		
Ingress Protection	IP 51		
Supported parameters (As per customer requirement)		Prepaid Features	
Instantaneous	Voltage, phase and neutral currents, PF, active power, reactive power and apparent power	Keypad	Encrypted STS based token entry using standard telephone keypad
Energy Measurement	4 quadrant measurement of kWh and kVAh	Prepaid token features	Emergency credit; specific and non-reusable tokens; provision to program friendly hours/days, holidays; slab/time-of-day tariff structure
Maximum Demand	kW and kVA along with date and time	Overload protection	Trip on over-drawal of current or exceeding sanctioned demand
Time of Day	Up to 8 registers	Buzzer	For low credit and emergency credit
Prepaid parameters	Tariff details (TOD/slab), fixed charges, minimum charges, other charges and applicable taxes Credit balance in INR	Communication	Optical port for local communication RS 485 port for connection of CIU (optional) NFC for token and data transfer(optional)
		Relay	Provided in both phase and neutral complying to IS15884 with UC1/UC2
		DG supply sensing	Uses a signal of 24-440 V AC/DC
		Consumer Interface Unit (optional)	Display of meter parameters and token entry; LEDs provided for power ON/OFF and credit status
		Authenticated Billing Code	Provides details of cumulative kWh and available meter credit to utility



L&T Electrical & Automation

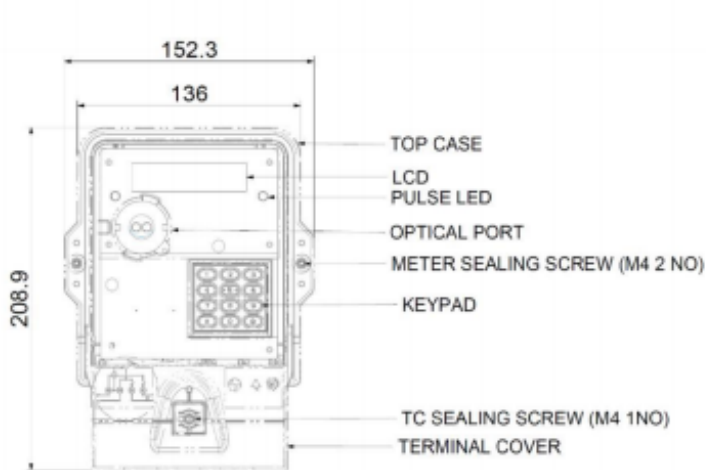
Metering & Protection Systems,
 Gate No. 1, KIAD8 Industrial Area, Hebbal - Hootagalli,
 Mysore - 570018 Tel: 0821-2405000 | Fax: 0821-2402172
 Email: Int-mps@Intebg.com Visit us at www.Intebg.com



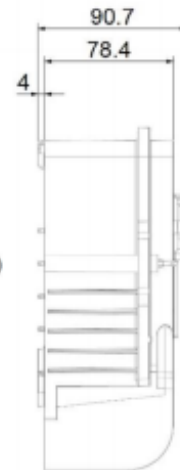
FRONT VIEW



SIDE VIEW



FRONT VIEW



LEFT SIDE VIEW



L&T Electrical & Automation

Metering & Protection Systems,
 Gate No. 1, KIADB Industrial Area, Hebbal - Hootagalli,
 Mysore - 570018 Tel: 0821-2405000 | Fax: 0821-2402172
 Email: Int-mps@Intebg.com Visit us at www.intebg.com

Détails du système de mesure de l'énergie

Détails de l'équipement -

Spécifications techniques -

Sl. Non.	La description	Caractéristiques
1.	Type de compteur	1 phase 2 fils, 3 fils de phase 4, Compteurs d'énergie intelligente statiques à courant total / LT-CT
2.	Classe de précision	Classe - 1
3.	Unité de mesure	kWh
4.	Enregistrements des paramètres énergétiques	Importer et exporter de l'énergie
5.	Mémoire non volatile (période de rétention)	3 années
6.	Batterie interne	Oui: pour le fonctionnement de l'affichage en mode panne
7.	Commutateur de charge	Interrupteur de limitation de charge intégré pour phase et neutre
8.	Courant de fonctionnement et courant maximal	Monophasé Ib = 5 ampères; Imax = 60 ampères Triphasé Ib = 20 ampères; Imax = 200 ampères
9.	Tension de fonctionnement	Vref = 240V +/- 10%. Cependant, le compteur doit résister à la tension maximale du système.
10.	Plage de facteur de puissance	Zero Lag - Unity - Zero Lead
11.	Fréquence de fonctionnement	F = 50 Hz ± 5%
12.	Ports de communication (deux quelconques)	a) Port optique avec conformité CEI 62056-21 b) Basé sur RF / BT
13.	Courant de démarrage	0,4% d'Ib
14.	Limite de précision	Conformité à la norme CEI 62053-21
15.	Tension d'impulsion	Conformité à CEI 62052-11 / CEI 60060-1
16.	Exigence générale de construction	Conformité à la norme CEI 62052-11
17.	Résistance à la chaleur et au feu	Conformité à la norme CEI 62052-11 (un matériau ignifuge sera utilisé)
18.	Résistance aux influences climatiques	Conformité à la norme CEI 62052-11
19.	Compatibilité électromagnétique (CEM)	Conformité à la norme CEI 62052-11
20.	Protection contre la poussière et l'eau	IP 51 (sans aspiration)
21.	Politique de sécurité	Accès aux données: selon le serveur DLMS / COSEM

		Sécurité du transport des données: protection cryptographique avec chiffrement et autre politique de sécurité selon la norme CEI
--	--	--

Unités d'interface client (CIU) -

Outre les compteurs, il y aurait une fourniture facultative d'unité d'interface client (CIU), à condition que les compteurs soient installés sur des poteaux et que le CIU soit fourni aux clients pour poinçonner les jetons de recharge à 20 chiffres.

Concentrateur de données -

Le concentrateur de données doit avoir les fonctionnalités suivantes -

- Transférer les données du compteur au concentrateur de données, puis au serveur central (qui sera installé plus tard) pour la gestion de l'énergie, la surveillance des données, la gestion de l'équilibre, le comptage et la facturation
- Notification par SMS du concentrateur de données au consommateur pour un solde faible, une recharge et d'autres offres.
- Protection de la tresse des données
- Fonctions de comptabilité énergétique

Boîtiers -

Les boîtiers de compteurs d'énergie seront conformes à la norme CEI

Le logiciel de mesure aura les fonctionnalités suivantes -

- Conçu pour le système prépayé
- Interface utilisateur graphique conviviale
- Déconnexion automatique / manuelle
- Suivi de l'état et des données en temps réel
- Alerte SMS aux téléphones mobiles des utilisateurs
- Génération de rapport différente - À distance ou en local
- Réglage de la charge
- Distributeur

Caractéristiques supplémentaires -

- Module de communication enfichable pour communication bidirectionnelle
- Interrupteur de déconnexion de connexion de charge intégré
- Installation de mise à niveau du micrologiciel à distance

- Dernier message GASP / restauration de l'alimentation
- Alerte de sabotage / événement au système central
- Lecture à la demande

Fonctionnalités de protection des revenus -

En examinant les besoins du marché ouest-africain, le compteur doit être conçu avec de riches fonctionnalités anti-fraude. Le compteur intelligent aura commuté / relais sur la phase et le neutre pour les compteurs monophasés, et toutes les phases et le neutre pour les compteurs triphasés. Le compteur enregistrera l'énergie dans le sens direct, c'est-à-dire que même si les fils de phase et de neutre sont permutés, le compteur enregistrera toujours l'énergie dans le sens direct uniquement. Quelques-unes des autres fonctionnalités RP sont répertoriées ci-dessous:

- Détection d'aimant
- Immunité haute tension
- Inversion de courant
- Échange de phase et neutre
- Neutre ouvert avec charge de terre
- Phase neutre permutée avec neutre mis à la terre
- Enregistrement magnétique
- Perturbation neutre
- Potentiel manquant
- Court-circuit / dérivation du TC
- Tension invalide

Caractéristiques tarifaires -

Le compteur à prépaiement et le système pourront prendre en charge différents types de tarifs pour différents types de clients. Les mises à jour des tarifs seront distribuées / livrées au compteur dans des codes de recharge étendus ou certains moyens de communication directement aux compteurs ou à l'aide d'appareils portatifs. . Peu de tarifs qui seront pris en charge sont:

- Tarif par catégorie / dalle
- Tarifs saisonniers
- Tarif forfaitaire

Noter -

Compte tenu de la faible connexion au réseau cellulaire dans la région, le système sera conçu en conséquence.

Normes applicables -

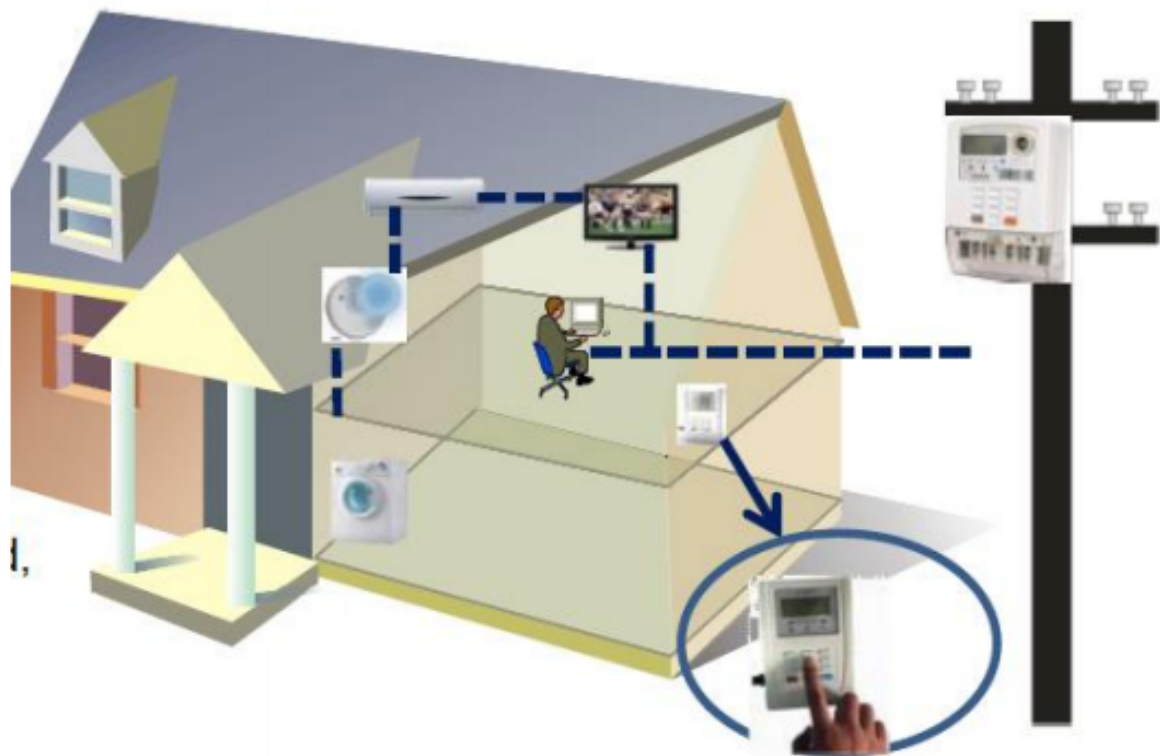
Sl. Non	Détails	Spécifications standard
1.	CEI 62052-11	Exigences en matière d'électricité (CA) Exigences générales Essais et conditions d'essai pour le compteur de wattheures statique AC pour les classes d'énergie active 1.0 et 2.0.
2.	CEI 62053-21	Compteur d'heures de wattheures statique AC pour les classes d'énergie active 1.0 et 2.0

3.	Norme CEI 62053-22	Compteurs statiques de wattheures à courant alternatif pour les classes d'énergie active 0,2S et 0,5S
4.	Norme CEI 62053-23	Compteurs var-heure statiques à courant alternatif pour l'énergie réactive (classes 2 et 3)
5.	Norme CEI 62055-41	Comptage d'électricité. Systèmes de prépaiement Partie 41: Spécification de transfert standard Protocole de couche d'application pour le système de transfert de jetons unidirectionnel.
6.	Norme CEI 62055-52	Comptage d'électricité. Systèmes de prépaiement Partie 52. Spécification de transfert standard - Protocole physique pour le support de jeton virtuel bidirectionnel pour une connexion locale directe.
7.	CEI 17025	Exigences générales relatives à la compétence des laboratoires d'essai et d'étalonnage des compteurs.
8.	CEI 60376	Équipement d'essai pour compteurs d'énergie électrique
9.	CEI 60068	Test environnemental
10.	CEI 62056	Échange de données pour la lecture des compteurs
11.	CEI 60044-1,2 et 3	Standard pour transformateur de courant

Installation de compteurs -

L'installation serait de préférence de type divisé pour une prévention contre les altérations et une gestion plus facile. L'unité de compteur principale serait installée hors de portée du client de préférence sur un poteau et l'unité d'interface client serait à l'intérieur des locaux du client. Quoique les clients puissent altérer l'UIU, aucun dommage ou dommage ne sera causé au compteur.

Lorsqu'un entretien ou une inspection est nécessaire, les techniciens auront facilement accès au compteur sans avoir besoin de demander la permission aux clients.



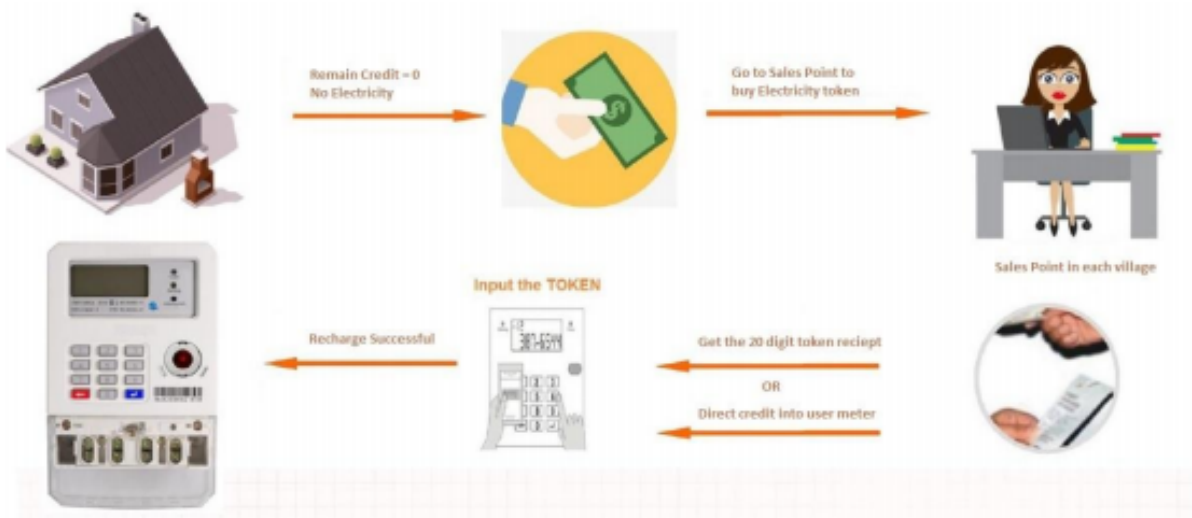
Mode de vente et de facturation -

Le système de comptage global serait de type à prépaiement et aucune facture d'électricité ne sera générée. Chaque client recevra un crédit au début du cycle en fonction de ses besoins en unités énergétiques et de sa volonté de payer.

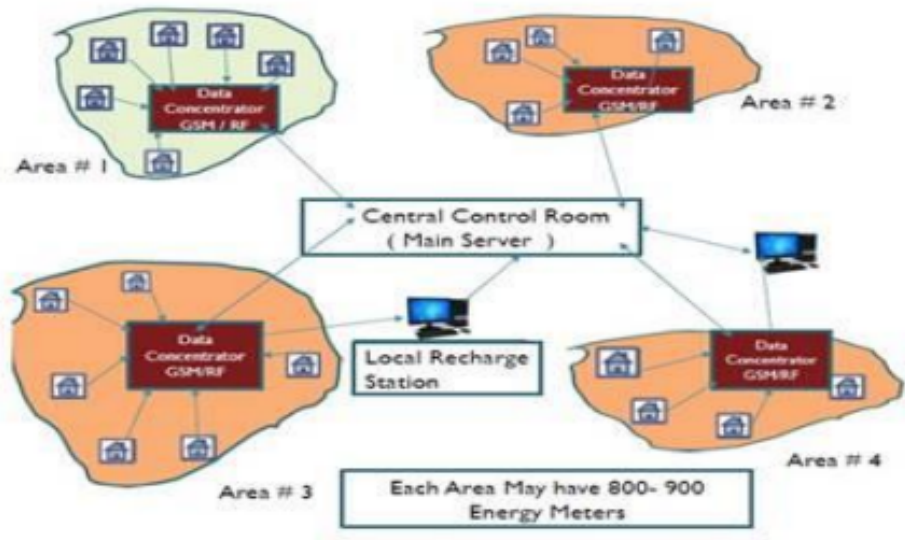
La recharge du compteur de prépaiement se fera de deux manières:

1. Recharge directe depuis le logiciel de vente en payant en espèces au bureau central du site de la centrale photovoltaïque situé dans chaque village
2. En saisissant le code de coupon de recharge à 12 chiffres par le client directement dans le compteur ou via l'unité d'interface client. Le client peut acheter ce code à 12 chiffres auprès du bureau du site ou des centres de point de vente en espèces ou par cartes. Le logiciel STS Vending Software sera installé sur quelques ordinateurs, ce qui en fera des centres de point de vente afin que les consommateurs puissent les visiter dans leur région et obtenir leurs jetons de recharge qu'ils ramèneront chez eux et les perforeront dans leurs compteurs ou en utilisant CIU.

L'illustration de vente est présentée dans la figure suivante -



L'architecture du système de comptage proposée est la suivante pour chaque village -

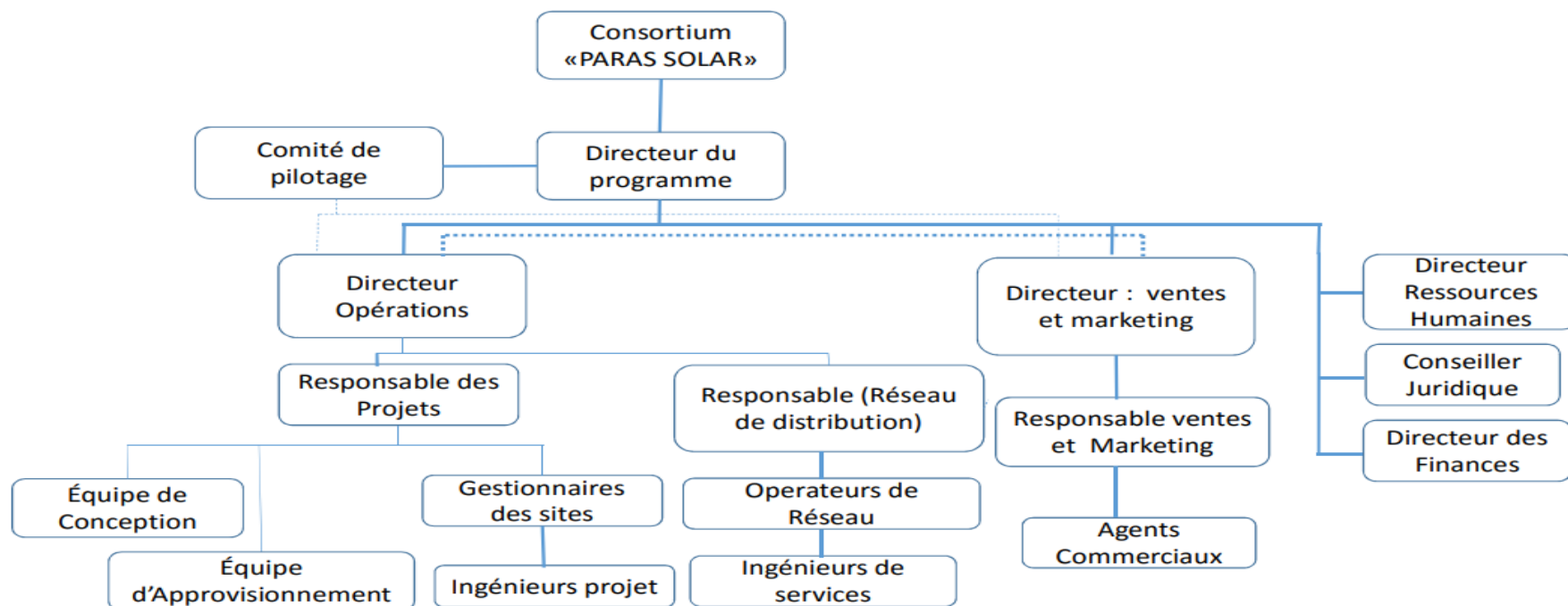


ANNEXE 8 : CAPACITE ORGANISATIONNELLE

Projet Bénin - Plan d'organisation et de recrutement

Structure organisationnelle au début du projet

Pour réaliser et exploiter nos projets au Bénin, l'organigramme suivant sera mis en œuvre, en s'appuyant sur les expertises complémentaires de PARAS ENERGY, SMART ROOF et ONG DEDRAS qui est le partenaire local.



Structure organisationnelle dans la phase d'exploitation et d'entretien des installations

