

REPUBLIQUE DU BÉNIN

-----0-----

PRESIDENCE DE LA REPUBLIQUE



AUTORITE DE REGULATION DE L'ELECTRICITE
Conseil National de Régulation



CONSULTATION PUBLIQUE N°001/2024

RELATIVE A L'ELECTRIFICATION HORS-RESEAU DE NEUF (09) LOCALITES
DANS LE DEPARTEMENT DE L'ALIBORI PAR LE GROUPEMENT ARESS/CH
2000 DANS LE CADRE DE LA MISE EN CONCESSION DE SOIXANTE-SIX (66)
MINI-RESEAUX SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES AU BENIN

DOCUMENT DE CONSULTATION

Mars 2024

AVIS DE PRESSE

CONSULTATION PUBLIQUE N°001/2024 RELATIVE A L'ELECTRIFICATION HORS-RESEAU DE NEUF (09) LOCALITES DANS LE DEPARTEMENT DE L'ALIBORI PAR LE GROUPEMENT ARESS/CH 2000 DANS LE CADRE DE LA MISE EN CONCESSION DE SOIXANTE-SIX (66) MINI-RESEAUX SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES AU BENIN

La Loi n°2020-05 du 1er 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.

Dans le cadre du Programme Régional de Développement des Energies Renouvelables et d'Efficacité Energétique (PRODERE) et du Projet de Valorisation de l'Energie Solaire (PROVES), l'Etat béninois a installé, entre 2014 et 2017, dans soixante-dix-huit (78) localités rurales non connectées au réseau de la SBEE, quatre-vingts (80) mini-réseaux solaires photovoltaïques de capacités variant entre 15 et 70 kWc.

L'exploitation des quatre-vingts (80) mini-réseaux solaires a été soit contractuellement défaillante, soit inexistante sur toute l'étendue du territoire national. Pour y remédier, l'Autorité de Régulation de l'Electricité (ARE) a adressé une requête au Centre pour les Energies Renouvelables et l'Efficacité Energétique de la CEDEAO (CEREEC) pour appuyer l'Etat béninois dans la recherche et la mise en œuvre d'une solution durable de mise en exploitation desdits mini-réseaux solaires photovoltaïques.

C'est alors qu'après un état des lieux des mini-réseaux de PROVES et PRODERE, l'Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie a lancé un processus d'appel d'offres pour la sélection de promoteurs privés en vue de la mise en exploitation durable de soixante-six (66) mini-réseaux. Dans le cadre de ce processus d'appel d'offres dont toutes les étapes ont été approuvées par l'ARE, le Groupement ARESS/CH 2000 a été sélectionné pour la mise en exploitation durable de neuf (09) mini-réseaux parmi les soixante-six concernés.

Pour ce faire, l'ARE lance une consultation publique afin de recueillir les avis des acteurs concernés sur les éléments présentés par le Groupement ARESS/CH2000 au soutien de sa requête de disposer d'une convention de concession pour l'exploitation des neuf (09) mini-réseaux d'électrification hors-réseau. En effet, l'article 7 du décret N°2009-189 du 13 mai 2009 portant création, attributions et fonctionnement de l'ARE, dispose que : « 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 ... ».

Ainsi, l'ARE invite toutes les personnes intéressées, à formuler leurs observations, commentaires ou recommandations sur le document de consultation publique posté sur le site de l'ARE, www.are.bj et également disponible en version papier à son siège. Ces observations, commentaires ou recommandations sont à adresser à l'ARE :

- Par courrier adressé au Président de l'ARE et déposé au siège de l'ARE sis au quartier GBETO – Avenue du Roi GUEZO, Rue 7.016, Porte 645, ou,*
- Par courrier électronique à l'adresse consultation@are.bj.*

A signé cet avis,

Le Président de l'ARE

**QUESTIONNAIRE RELATIF A LA CONSULTATION PUBLIQUE SUR LA MISE EN
EXPLOITATION DURABLE DES MINI-RESEAUX D'ELECTRIFICATION DES
LOCALITES DE BOGO BOGO, KASSA, KOMPA, LOUGOU MONSEY DENDI, SAAH,
SAM, SOKOTINDJI, ZOUGOU PANTROSSI PAR LA GROUPEMENT ARESS/CH 2000**

Ce questionnaire est élaboré dans le cadre de la consultation publique sur les conditions tarifaires du Groupement ARESS/CH 2000 retenu dans le cadre du processus d'appel à projets lancé par l'ABERME pour une mise en exploitation durable de neuf (09) mini-réseaux d'électrification rurale hors-réseau dans des localités du département de l'Alibori. Il s'agit des localités de Bogo Bogo, Kassa, Kompa, Lougou, Monsey Dendi, Saah, Sam, Sokotindji, Zougou Pantrossi (Lot 1 du projet 66 mini-réseaux).

En approuvant le rapport d'évaluation des offres du dossier d'appels à projets, l'ARE a retenu l'offre du Groupement ARESS/CH 2000 basée sur **un tarif moyen de 332 F CFA/kWh**.

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	Etes-vous ressortissant ou habitant de l'une des communes ci-dessous ? Si oui, précisez en surlignant. KARIMAMA (BOGO BOGO, KOMPA, MONSEY DENDI), MALANVILLE (KASSA), SEGBANA (LOUGOU, SOKOTINDJI), KANDI (SAAH, SAM), GOGOUNOU (ZOUGOU PANTROSSI).	OUI	NON
02	Savez-vous ce qu'est l'électrification hors réseau ? <i>(N.B. : Si non, donner à la personne enquêtée la définition de l'électrification hors-réseau et poursuivre le questionnaire)</i>	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.) <i>(N.B. : Si non, expliquer sommairement à la personne enquêtée le cadre réglementaire de l'électrification hors-réseau et poursuivre le questionnaire)</i>	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	<p>Comme un raccordement au réseau de la SBEE n'est possible que dans 5 ans voire 10 ans plus tard, accepteriez-vous que l'ARE approuve l'électrification de ces localités maintenant (dans un délai d'un an au plus) par un privé, en l'occurrence ARESS-CH2000 ? (Cochez la case appropriée)</p> <p>Oui <input type="checkbox"/> Village(s) : _____</p> <p>Non <input type="checkbox"/> Village (s) : _____</p>
09	<p>Êtes-vous d'accord pour le tarif proposé ? OUI <input type="checkbox"/> NON <input type="checkbox"/></p>
10	<p>Si non, quel tarif maximum accepteriez-vous ? (en FCFA/kWh)</p> <p>_____</p>
11	<p>Les frais de raccordement proposés sont de <u>5 000 FCFA</u> pour les ménages de faible consommation et de <u>10 000FCFA</u> pour les autres catégories de clients.</p> <p>Êtes-vous d'accord pour le montant des frais de raccordement proposés ?</p> <p>OUI <input type="checkbox"/> NON <input type="checkbox"/></p>
12	<p>Si non, quel montant maximum accepteriez-vous comme frais de raccordement ? (en FCFA)</p> <p>_____</p>
13	<p>Que pensez-vous de la prévision de la demande en électricité ? (Veuillez inscrire votre réponse ci-dessous)</p> <p>Faible <input type="checkbox"/> Moyen <input type="checkbox"/> Elevé <input type="checkbox"/></p> <p>Préciser la catégorie de client : _____</p>
14	<p>Que pensez-vous des dépenses d'investissement et coûts d'exploitation du Promoteur privé ? (Veuillez inscrire votre réponse ci-dessous)</p> <p>Faible <input type="checkbox"/> Moyen <input type="checkbox"/> Elevé <input type="checkbox"/></p>
15	<p>Quelles suggestions faites-vous sur le projet d'électrification de ces localités ? (Veuillez inscrire votre réponse ci-dessous)</p>
16	<p>Comment appréciez-vous le rôle de l'ARE dans le processus de l'électrification de ces localités ? (Veuillez inscrire votre réponse ci-dessous)</p>

Table des matières

Liste des figures	ii
Liste des tableaux.....	iii
INTRODUCTION.....	1
I. PRESENTATION DU GROUPEMENT ARESS/CH 2000	3
II. PRESENTATION DU PERIMETRE DE CONCESSION ET DU MODELE D'ELECTRIFICATION	4
III. PRESENTATION DU PROJET	8
III.1. Données générales du projet.....	8
III.2. Données sur l'offre et la demande énergétique du projet.....	9
III.3. Description des mini-réseaux et spécifications techniques.....	12
IV. PRINCIPES ET METHODOLOGIE DE DETERMINATION DU TARIF	20
V. PROJECTIONS SUR LA PERIODE DU TITRE D'EXPLOITATION.....	20
V.1. Le marché	21
V.2. Les investissements initiaux	21
V.3 Les investissements pour extension	22
V.4. Les charges d'exploitation	23
VI. LES PREMIERES CONCLUSIONS DE L'ARE.....	24
VI.1. La détermination des revenus requis.....	24
VI.2. Le revenus requis.....	31
VI.3. La grille tarifaire.....	32
VII. REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES.....	33
VIII. PRINCIPALES DISPOSITIONS DU TITRE D'EXPLOITATION ET DU REGLEMENT DE SERVICES	33

Liste des figures

Figure 1 : Carte des points de ventes de ARESS	3
Figure 2: Répartition géographique des villages de la concession.....	6
Figure 3 : Evolution de la consommation spécifique des différentes catégories d'abonnés sur la durée de la concession.....	10
Figure 4 : Comparaison entre l'évolution annuelle des abonnés de la concession.....	11
Figure 5 : Evolution du nombre de clients par km de réseau BT	11
Figure 6 : Evolution annuelle de l'offre fournie (énergie produite par solaire PV + batterie + GE) et de la demande des abonnés sur la durée de la concession	12
Figure 7 : Vue globale type du mini-réseau.....	13
Figure 8 : Travaux de câblage d'un site solaire PV	14
Figure 9 : Mode de branchement des clients abonnés.....	15
Figure 10 : Image satellite de la localité de BOGO BOGO.....	18
Figure 11 : Réseau électrique de distribution BT de la localité.....	19

Liste des tableaux

Tableau 1: Périmètre de concession du Groupement	5
Tableau 2 : Catégories d'usagers	8
Tableau 3 : Données du projet.....	8
Tableau 4 : Estimation de la demande d'énergie	9
Tableau 5 : Spécifications techniques des principaux composants des installations au niveau des mini-réseaux.....	16
Tableau 6 : Détails des coûts d'investissements initiaux.....	21
Tableau 7 : Investissements pour extension.....	22
Tableau 8 : Hypothèses macroéconomiques, d'exploitation et d'investissement	25
Tableau 9 : Détails et Coûts de référence de l'exploitation	27
Tableau 10 : Comparaison des CMPC	30
Tableau 11 : Grille tarifaire	32
Tableau 12 : Frais de branchement autorisé par l'ARE.....	32
Tableau 13 : Dépenses mensuelles probables par catégories	33

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.

Dans ce cadre, l'Agence Béninoise de l'Électrification Rurale et de la Maîtrise d'Énergie (ABERME) avec l'appui de partenaires techniques et financiers a instruit des projets d'investissement sollicitant le bénéfice des mesures d'encouragement, visant l'électrification hors-réseau des localités très éloignées du réseau de distribution de la SBEE et fondés sur la mise en concession du service public de l'électricité.

En effet, 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 de la loi N° 2020-005 du 1^{er} avril 2020 portant code de l'électricité en République qui précise le régime juridique de l'électrification hors-réseau, 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 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.

Par contre, antérieurement à la mise en place de ce cadre propice pour l'électrification hors-réseau, l'Etat béninois avait installé dans le cadre du Programme Régional de Développement des Energies Renouvelables et d'Efficacité Énergétique (PRODERE) et du Projet de Valorisation de l'Énergie Solaire (PROVES), entre 2014 et 2017, dans soixante-dix-huit (78) localités rurales non connectées au réseau de la SBEE, quatre-vingts (80) mini-réseaux solaires photovoltaïques de capacités variant entre 15 et 70 kWc.

L'exploitation de ces quatre-vingts (80) mini-réseaux solaires a été soit contractuellement défectueuse, soit inexistante sur toute l'étendue du territoire national. Pour y remédier, l'Autorité

de Régulation de l'Electricité (ARE) a adressé une requête au Centre pour les Energies Renouvelables et l'Efficacité Energétique de la CEDEAO (CEREED) pour appuyer l'Etat béninois dans la recherche et la mise en œuvre d'une solution durable de mise en exploitation desdits mini-réseaux solaires photovoltaïques.

A ce jour, leur situation se présente ainsi qu'il suit :

- treize (13) mini-réseaux avaient été installés dans des localités qui sont actuellement proches du réseau de la SBEE. En conséquence, l'ABERME a décidé de raccorder ces localités au réseau de la SBEE et de redéployer les équipements des treize (13) mini-réseaux dans des localités non encore électrifiées ;
- un (01) mini-réseau reste à construire ;
- soixante-six (66) mini-réseaux restent à mettre en exploitation durable par les promoteurs privés.

Dans le cadre d'un processus d'appel à projets lancé par l'ABERME et dont toutes les étapes ont été approuvées par l'ARE, le Groupement ARESS/CH 2000 a été sélectionné pour la mise en exploitation durable de neuf (09) mini-réseaux parmi les soixante-six concernés.

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

L'Autorité de Régulation de l'Électricité, invite toutes personnes intéressées à formuler dans les délais qui leur seront communiqués, des observations, commentaires ou recommandations sur les éléments contenus dans le présent document :

1. Par courrier adressé au Président de l'ARE et déposé au **siège de l'ARE sis au quartier GBETO – Avenue du Roi GUEZO, Rue 7.016, Porte 645** ;
2. Par courrier électronique à l'adresse info@are.bj ;
3. En demandant à être entendues par l'ARE.

I. PRESENTATION DU GROUPEMENT ARESS/CH 2000

Le GROUPEMENT ARESS/CH 2000 est un groupement de deux Sociétés spécialisées dans la vente d'équipements solaires, la maintenance et la supervision des systèmes solaires, l'audit, le conseil et la supervision de projet d'énergie, le Pay As You Go et la distribution d'énergie en Moyenne et basse tension.

La société African Renewable Energy Systems & Solutions (ARESS), créée le 22 octobre 2012, entreprise de droit béninois, est le mandataire et chef de fil du Groupement. Elle a su développer une expertise locale transversale répondant aux standards internationaux dans le domaine de l'accès à l'énergie en zone rurale, périurbaine et urbaine. ARESS adresse ainsi différentes cibles de marché grâce à la multitude de ses corps de métiers. ARESS représente plusieurs fabricants internationaux d'équipements, d'accessoires et de composants dans le domaine de l'énergie renouvelable.

Dans le domaine de la vente des équipements solaires, ARESS compte donc plus de 1 500 références de produits en stock avec des garanties fournisseurs jusqu'à 20 ans. ARESS dispose d'un service d'assistance et d'après-vente personnalisé pour les produits.

ARESS compte plus de 14 points de ventes en Afrique de l'Ouest respectivement au Bénin (depuis 2016), au Togo (depuis 2018), au Burkina Faso (depuis 2018) et au Sénégal (2019).

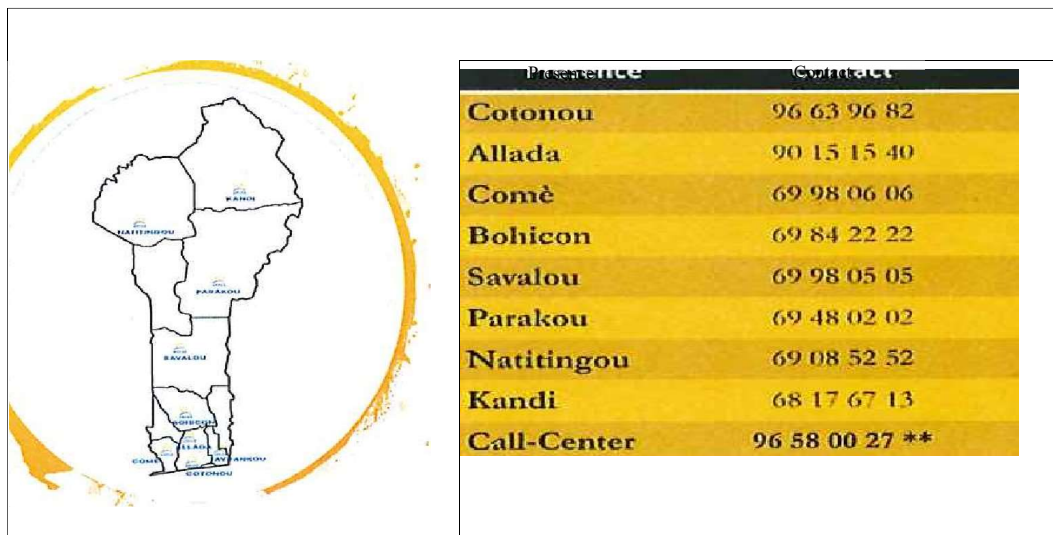


Figure 1 : Carte des points de ventes de ARESS

ARESS installe, maintient, dépanne et supervise des systèmes solaires de toute capacité aussi bien pour les usages productifs que pour les usages résidentiels. A ce jour, plus de 600 kWc de projets ont été réalisés par nos équipes au Bénin. ARESS intervient depuis 2014 au contrôle et au suivi de réalisation et d'exécution de travaux dans les énergies renouvelables.

ARESS a été mobilisé sur un portefeuille de projets supérieur à quinze milliards de FCFA au cours des cinq dernières années dans le cadre des projets PROVES et PRODERE avec l'UEMOA. Les missions réalisées par ARESS concernent la supervision de la fourniture, de l'installation, et de la mise en service de plus 5 000 lampadaires solaires, **plus de 50 mini centrales solaires d'une puissance de 20 kWc à 50 kWc**, plus de 40 systèmes d'adduction d'eau villageoise, **plus de 140 km de réseaux basses tensions et des centaines de kits solaires domestiques**. Au total, ARESS a eu à charge de **superviser plus de 2 MWc d'installations solaires** cumulées au cours des cinq dernières années.

La société CH 2000, partenaire à ARESS dans le Groupement ARESS/CH 2000 est une société spécialisée dans la distribution d'énergie en Moyenne et Basse Tension qui opère au Togo depuis 19 ans. Avec un Chiffres d'Affaires estimé à près d'un milliard, CH 2000 assure la maîtrise d'ouvrage d'infrastructures énergétiques et intervient de plus en plus dans le développement de l'énergie photovoltaïque. Au cours des dernières années, elle a construit, deux (02) centrales solaires PV avec stockage en site isolé au Togo : il s'agit des centrales solaires de 100 kWc chacune, construites dans les régions des Savanes et de la Kara.

La société ARESS, en groupement avec GDS International SAS avait signé en 2022 avec l'ABERME, après avis favorable de l'ARE, une convention de concession d'électrification hors-réseau de douze (12) localités dans les départements des Collines, du Borgou, de l'Atacora et de l'Alibori dans le cadre du projet OCEF/MCA-BENIN II.

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

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, le Gouvernement du Bénin, en dehors du périmètre susceptible d'être attribué à la Société Béninoise d'Energie Electrique (SBEE) pour l'électrification par raccordement au réseau conventionnel, autorise toute personne physique ou morale ayant la capacité, de produire, de distribuer et de commercialiser l'énergie électrique selon des conditions fixées dans la Loi N° 2020 - 05 du 1^{er} Avril 2020 portant code de l'électricité en République du Bénin.

C'est comptant sur cet environnement propice à l'investissement privé dans l'électrification hors-réseau que le GROUPEMENT ARESS/CH 2000, dans le cadre de la réponse à l'appel à projet pour la mise en concession de soixante-six (66) mini-réseaux solaires photovoltaïques au Bénin, a sollicité développer des mini-réseaux d'électrification rurale alimentés par des minicentrales solaires photovoltaïques avec stockage d'électricité dans les neuf (09) localités suivantes :

Tableau 1: Périmètre de concession du Groupement

LOCALITES	Département	Commune	Arrondissement	Cordonnées GPS
Bogo Bogo	Alibori	Karimama	BOGO-BOGO	Long : 31P511815 Lat : 1338053
Kassa	Alibori	Malanville	MADEKALI	Long : 31P555539 Lat : 1278555-
Kompa	Alibori	Karimama	KOMPA	Long : 31P503757 Lat : 1349056
Lougou	Alibori	Segbana	LOUGOU	Long : 31P540624 Lat : 1229097
Monsey Dendi	Alibori	Karimama	MONSEY	Long : 31P491571 Lat : 1358851
Saah	Alibori	Kandi	SAAH	Long : 31P0507116 Lat : 1235282
Sam	Alibori	Kandi	SAM	Long : 31P471044 Lat : 1219219
Sokotindji	Alibori	Segbana	SOKOTINDJI	Long : 31P546856 Lat : 1199421
Zougou Pantrossi	Alibori	Gogonou	ZOUNGOU- PANTROSSI	Long : 31P498265 Lat : 1186519

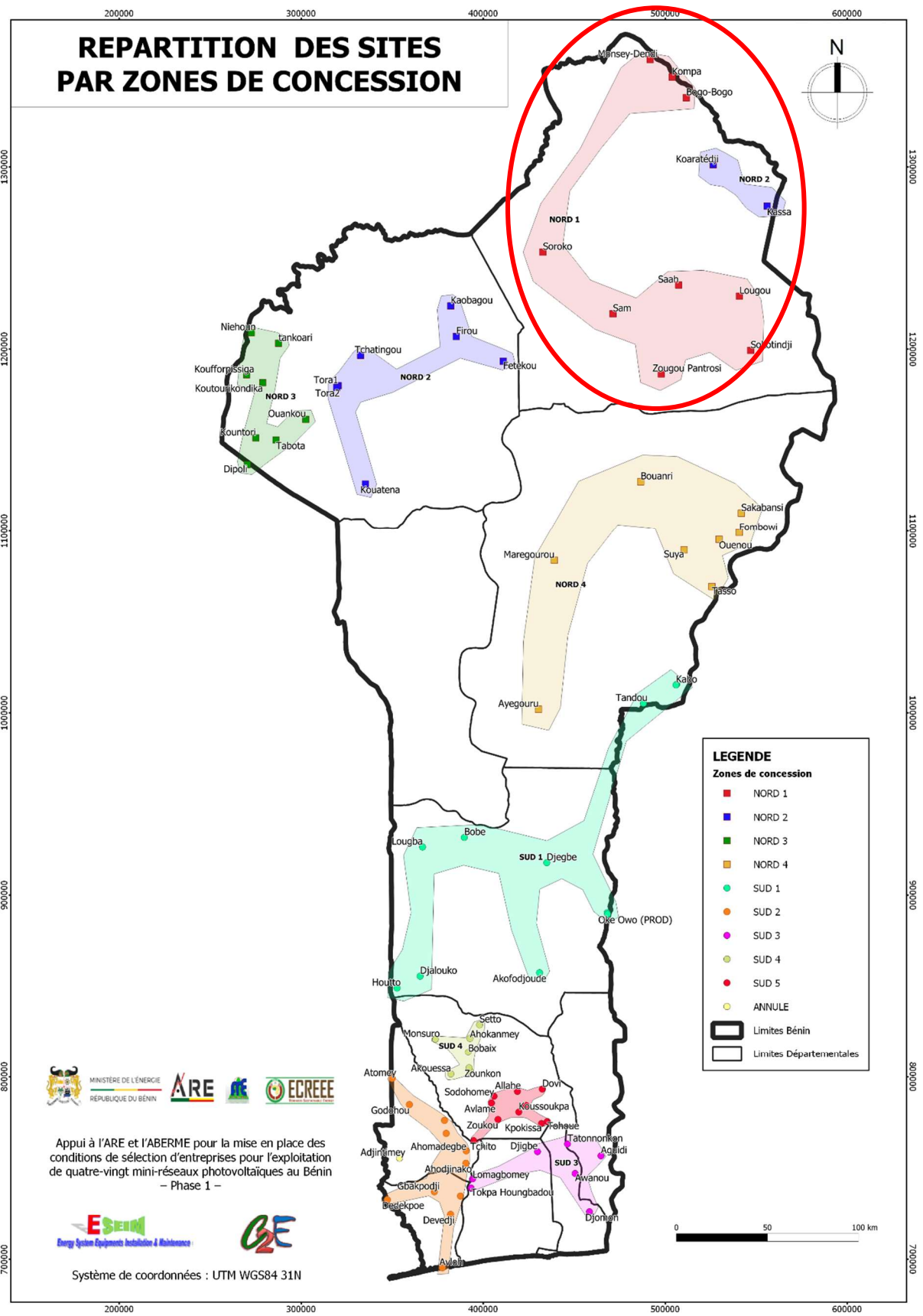


Figure 2: Répartition géographique des villages de la concession

L'objectif **global du projet du GROUPEMENT ARESS/CH 2000** est de contribuer au développement socio-économique des communautés rurales du Bénin à travers l'accès durable à l'électricité.

Les objectifs spécifiques du projet sont :

- Réhabiliter les systèmes EHR existants sur chacun des sites des neuf (09) localités rurales de la concession ;
- Produire et distribuer une électricité qui s'appuie sur une énergie propre, renouvelable, efficace et durable, via des mini-réseaux pour des usages résidentiels, productifs et communautaires.

L'approche proposée est basée sur :

- la réhabilitation et le renforcement des centrales solaires existantes puis la construction, l'exploitation et la maintenance de neuf (09) mini-réseaux solaires hybrides dans les localités précitées ;
- la promotion de l'utilisation productive de l'électricité visant à accroître la demande en énergie des mini réseaux et le développement des activités agricoles au sein des communautés
- un service continu, abordable et solaire.

La réalisation du projet nécessite la réalisation des travaux d'équipements en :

- Système solaire photovoltaïque,
- Groupe Electrogène.
- Réseau Basse Tension.

Le GROUPEMENT ARESS/CH 2000 propose un service de vente d'électricité au compteur et a catégorisé ses clients potentiels en cinq catégories de clients en fonction de leurs usages.

Il s'agit de :

- Catégorie 1 (Branchement social) : pour ménages à consommation basse "social " (essentiellement les ménages à très faibles revenus) ;
- Catégorie 2 (Branchement CAT2) : pour ménages à consommation moyenne ;
- Catégorie 3 (Branchement CAT3) : pour ménages à consommation relativement élevée ;
- Catégorie 4 (Branchement CAT4) : pour activités génératrices de revenu (moulins, buvette, boutiques, artisanat, poissonnerie, soudure, lieux de culte, ...)
- Catégorie 5 (Branchement CAT5) : pour infrastructures sociales (écoles primaires, collèges, centres de santé, ...).

En ce qui concerne l'éclairage public dans la localité, il a déjà été pris en compte dans la détermination du tarif. Le GROUPEMENT ARESS/CH 2000 doit offrir ce service à titre gratuit.

Le tableau ci-dessous présente les différentes catégories de clients et leurs consommation spécifiques moyennes attendues.

Tableau 2 : Catégories d'usagers

Catégories de clients	Utilisation typique de l'électricité
Catégorie 1 ménages à consommation faible	Éclairage / Téléphone /Radio ...
Catégorie 2 : ménages à consommation moyenne	Éclairage / Téléphone / Radio/TV+ Décodeur, ...
Catégorie 3 : ménages à consommation élevée	Éclairage/Téléphone / Radio/ TV/ Décodeur/ Réfrigérateur/ventilateur / moteurs électriques, ...
Catégorie 4 : activités génératrices de revenu	Eclairage / amplificateur / ventilateur / réfrigérateur / congélateur / machine à coudre / photocopieuse / ordinateurs / imprimantes / poste à souder, ...
Catégorie 5 : infrastructures sociales	Eclairage / photocopieuse / ordinateurs / imprimantes / équipements médicaux, ...

Le service électrique fourni par le GROUPEMENT ARESS/CH 2000 n'inclut pas les frais des installations électriques intérieures des clients. Les installations électriques intérieures seront proposées en sus aux clients qui le souhaitent.

L'énergie électrique devra être délivrée en Basse Tension alternative par le générateur hybride (Solaire-diesel). Un dispositif limiteur assurera le calibrage de la puissance disponible en fonction du type de service.

III. PRESENTATION DU PROJET

III.1. Données générales du projet

Les données générales du projet se présentent comme sur les tableaux suivants :

Tableau 3 : Données du projet

DONNÉES DESCRIPTIVES AGRÉGÉES		Valeurs			
N°	Données	Existant (à réhabiliter)	A compléter en année 1	A compléter entre la 2 ^{ème} et la 12 ^{ème} année d'exploitation	Total
1	Nombre de villages			9	
2	Nombre de mini réseaux :			9	

DONNÉES DESCRIPTIVES AGRÉGÉES		Valeurs			
N°	Données	Existant (à réhabiliter)	A compléter en année 1	A compléter entre la 2 ^{ème} et la 12 ^{ème} année d'exploitation	Total
3	Longueur en km de lignes BT	31,5	0	36,5	68
4	Puissance de champ PV (kWc) :	332,52	20	714	1066,52
5	Puissance cumulée des groupes électrogènes (kVA) :	0	112,5	450	562,5
6	Capacité batteries de stockage existantes (kWh)	1044	0	4600	4644
7	Année de dimensionnement de la centrale :	3			
8	Taux d'hybridation théorique maximal annoncé :	30%			
9	Investissement total initial (M FCFA)		333,28		
10	Investissements pour les extensions entre la 2 ^{ème} et la 12 ^{ème} année d'exploitation (M FCFA)			1 981,1	
11	Prépaiement O/N	0			
12	Compteurs communicants O/N	0			

Décomposition du revenu requis (incluant les revenus des branchements)		Valeurs
1	Charges d'exploitation (FCFA)	1 273 009 403
2	Charges d'amortissement (FCFA)	2 817 546 070
3	Taxes (FCFA)	32 096 143
4	Coût du financement (FCFA)	1 950 595 357
5	Valeur résiduelle (FCFA)	345 981 617
6	Revenu des branchements (F CFA)	-18 310 000
Revenu requis (F CFA)		6 400 918 590

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

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

Tableau 4 : Estimation de la demande d'énergie

Catégories	An 1 (kWh/mois)	An 2 (kWh/mois)	An 3 (kWh/mois)	An 4 (kWh/mois)	An 5 (kWh/mois)
Catégorie 1 (Branchement Social)	2,96	3,08	3,22	3,36	3,51

Catégorie 2 (Branchement CAT 2)	17,83	18,50	19,27	20,10	20,95
Catégorie 3 (Branchement CAT 3)	44,02	45,64	47,46	49,42	51,29
Catégorie 4 (Branchement CAT 4)	122,84	127,66	132,69	137,94	143,38
Catégorie 5 (Branchement CAT 5)	93,60	90,93	92,34	93,45	92,87

La consommation évolue d'environ 6% sur la durée de la concession.

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

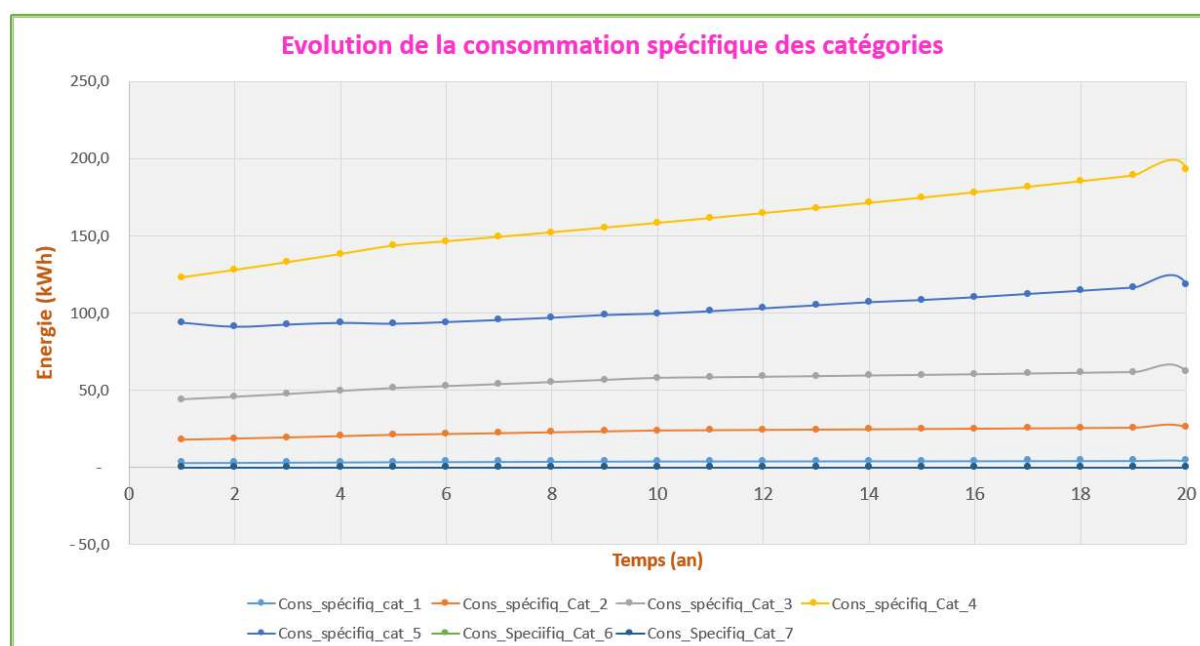


Figure 3 : Evolution de la consommation spécifique des différentes catégories d'abonnés sur la durée de la concession

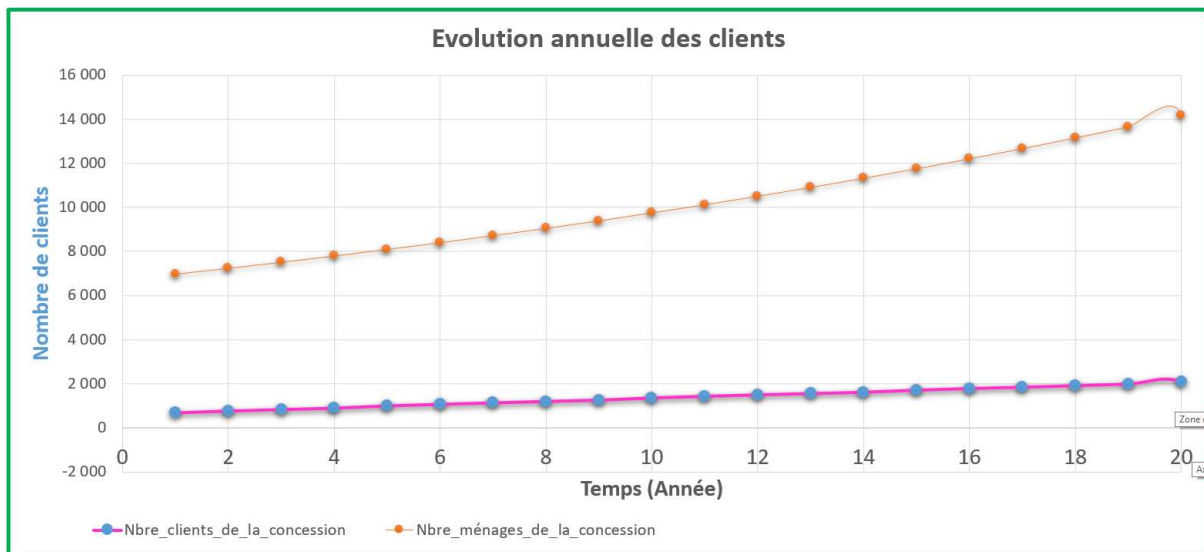


Figure 4 : Comparaison entre l'évolution annuelle des abonnés de la concession

La figure 4 montre l'évolution annuelle, catégorie par catégorie, des clients du GROUPEMENT ARESS/CH 2000 dans les neuf (09) localités pendant la durée de la concession. Le nombre de clients passe de 685 en année 1 à 2091 en année 20. Le taux d'électrification en année 1, avoisine 10%.

En considérant, les longueurs de réseau Basse tension à construire pendant la période de la concession, l'évolution du ratio abonné/km est présentée à la figure 5 ci-dessous.

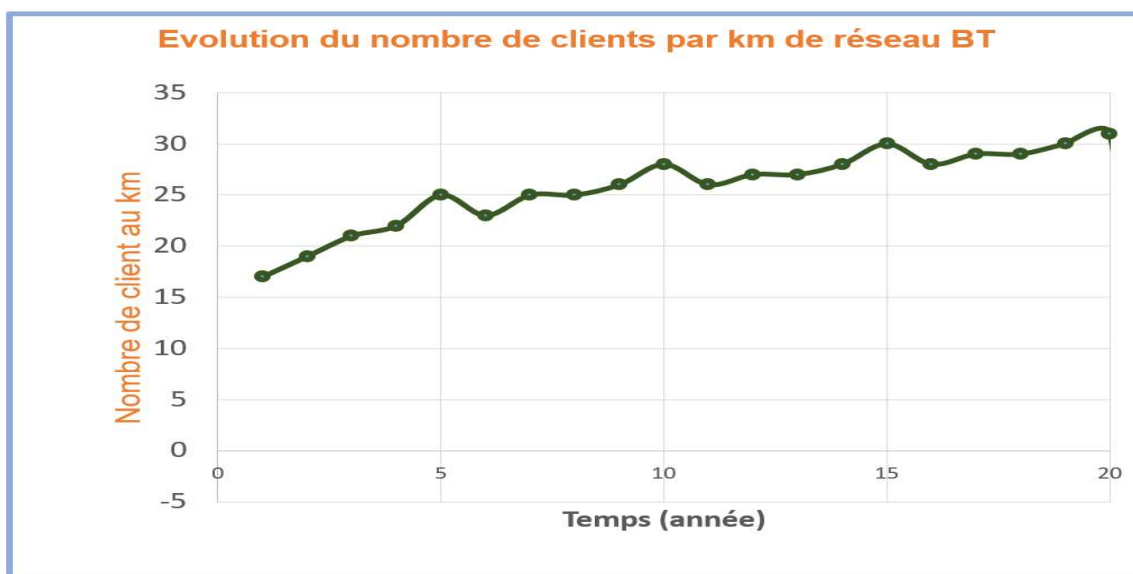


Figure 5 : Evolution du nombre de clients par km de réseau BT

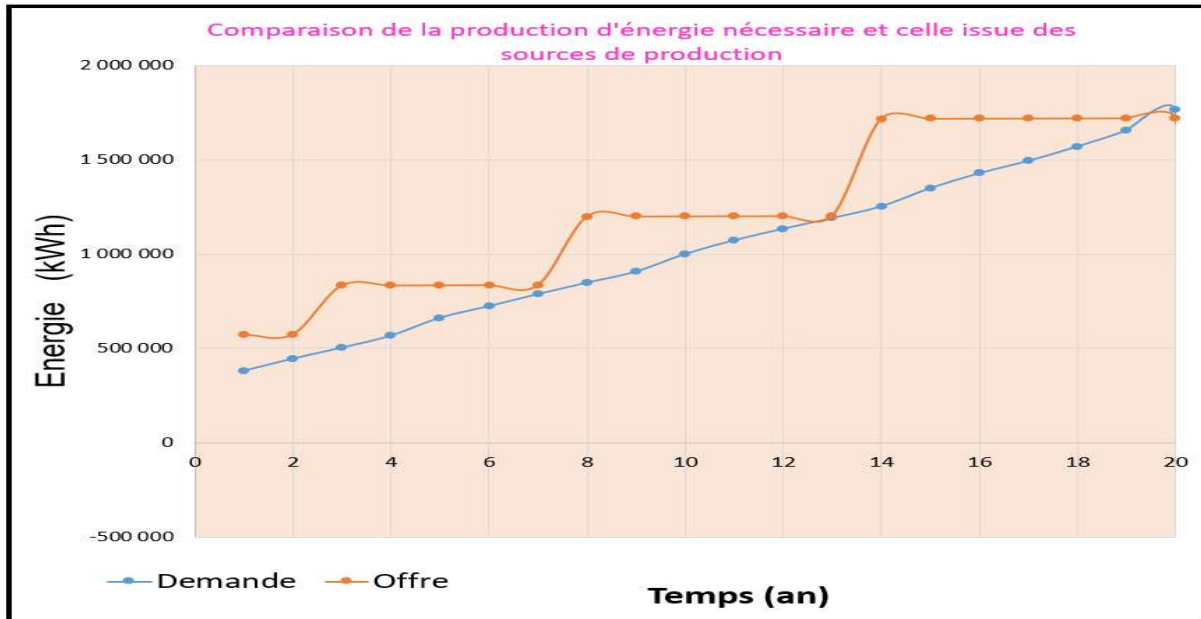


Figure 6 : Evolution annuelle de l'offre fournie (énergie produite par solaire PV + batterie + GE) et de la demande des abonnés sur la durée de la concession

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 sources d'énergie mises en jeu.

Le taux d'hybridation représentant la part du Diesel dans la production totale (offre de l'entreprise), n'excède pas 30%.

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

Les mini-réseaux à installer et/ou à réhabiliter par le GROUPEMENT ARESS/CH 2000 sont des systèmes hybrides constitués de panneaux solaires photovoltaïques, de batteries avec un réseau de distribution est triphasé qui permet un raccordement des clients (ménages et professionnels) en mono ou triphasé. Ce système sera couplé avec un groupe électrogène qui soutiendra la production énergétique.

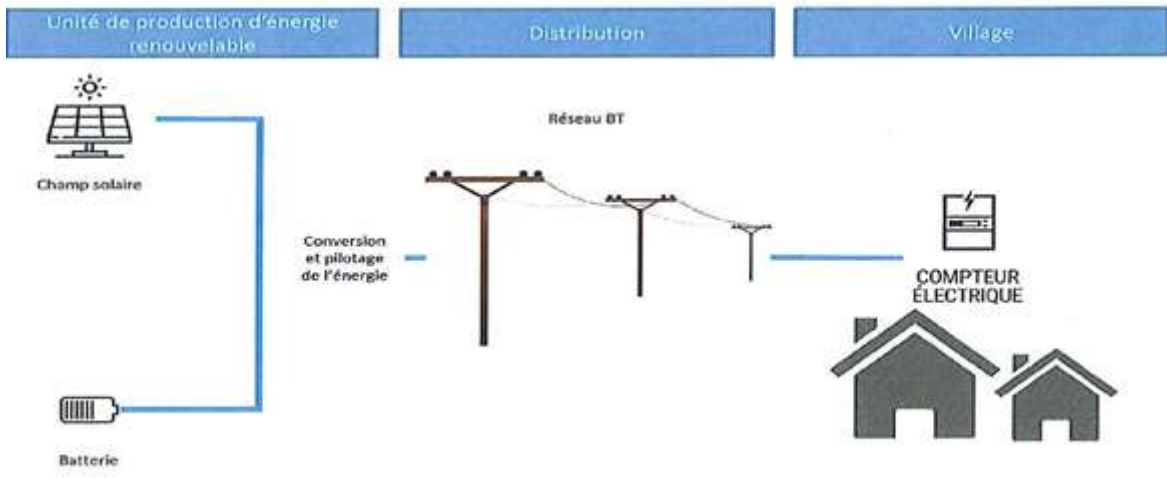


Figure 7 : Vue globale type du mini-réseau

Pour des raisons organisationnelles, le GROUPEMENT ARESS/CH 2000 a standardisé au mieux pour les différentes localités de sa concession, les gammes de puissance et la technologie utilisée pour les unités de production (GU) et l'électronique de puissance. Ceci permet en effet :

- Une meilleure connaissance de l'équipement, donc, une installation et une maintenance plus faciles ;
- Une formation plus facile pour les opérateurs ;
- Une meilleure gestion des coûts.

Pour la réhabilitation des systèmes existants au niveau de chacune des neuf (09) localités de la concession, l'unité de génération sera renforcée avec les composants tels que :

- des panneaux solaires de marque JA Solar, qui sont de type monocristallin répondant à toutes les exigences et conformités internationales, avec une garantie de 90% de rendement à 10 ans, et 80% à 25 ans. Ces dernières sont posées sur des longrines béton ;
- un groupe électrogène ;
- Les onduleurs réseaux synchrones sont dans le jargon technique connus sous l'appellation de onduleurs du bus AC fournis par SOLAX (Ces onduleurs qui prennent une tension DC jusqu'à 1000 VDC fournissent en sortie une puissance en régime triphasé de 380/400 VAC (3 phases + neutre) et disposent de MPPT à très haut rendement, dont l'efficacité est supérieure à 99%) ;

- Les convertisseurs bi directionnels de marque Victron Energy permettant une gestion intelligente des flux d'énergie entre la production, la consommation et l'énergie secours ;
- le câblage et les protections électriques ;
- un système de contrôle à distance pour suivre la puissance générée, le niveau de charge des batteries, le fonctionnement du groupe électrogène, les alarmes, etc. L'unité de commande et de contrôle déportée sera exploitée dans le pilotage intelligent du système. Les terminaux développés par le fournisseur Victron Energy seront également exploités pour piloter les solutions techniques.



Figure 8 : Travaux de câblage d'un site solaire PV

A partir de la deuxième année, les batteries existantes seront renforcées par des batteries de type Lithium ou des batteries classiques en fonction de ce qu'impose chaque site et seront stockées dans une pièce séparée des autres équipements. Un rack de pose sera prévu pour faire office de banc.

L'emplacement de l'unité de génération est maintenu sur les sites respectifs, en leur emplacement initial et entouré par une clôture.

Chacun des mini réseaux sera constitué de la manière suivante:

- Un réseau principal (RP) : sections 3x70 mm² + 1x54,6 mm² + 1x16 mm², ou 3x35 mm² + 1x54,6 mm²+ 1x16 mm² ;
- Des antennes réseaux secondaires (RS), de section 4x16 mm² ;
- Des antennes réseaux tertiaires (RT), de section 2x16 mm².

Le réseau de distribution est constitué :

- des poteaux en bois traité, en béton ou métallique de 8 mètres minimum ;
- des câbles de distribution de type torsadés ou préassemblés avec leurs accessoires.

Les poteaux bois seront impérativement traités avec pénétration du produit sur une épaisseur minimale de 20 mm : traitement par injection de créosote sous pression en autoclave. Les supports seront choisis pour pouvoir résister aux contraintes verticales, longitudinales et transversales engendrées par le poids des conducteurs, dans les conditions de vent les plus extrêmes. Ils seront de la classe C, D ou E suivant les efforts auxquels sera soumis chaque support. La distance maximale entre deux poteaux sera de 50m.

L'âme des câbles sera en aluminium pour l'ensemble de la distribution, phase et neutre pour les câbles torsadés, le neutre porteur sera en Almelec pour les câbles préassemblés. L'ensemble des câbles du réseau aérien sera conçu pour usage extérieur, avec une enveloppe noire résistante aux UV. Les câbles des canalisations torsadées triphasées seront impérativement numérotés afin de pouvoir repérer, à tout endroit du réseau, chaque phase et le neutre. Ce réseau de distribution permettra d'alimenter les clients en courant alternatif. Il répond aux normes de qualité internationales et est conforme aux standards Béninois. La connexion chez le client sera faite avec un crochet fixé au mur ou un potelet.

Dans le cadre du projet, il est prévu de faire les travaux d'intérieur pour les primo abonnés, principalement des femmes bénéficiaires du projet. Les systèmes de comptage se feront à l'aide de compteur à prépaiement, de type STS installés à proximité des usagers. Ils devront permettre non seulement un comptage et le contrôle de l'énergie mais aussi l'enregistrement des données.



Figure 9 : Mode de branchement des clients abonnés.

Les caractéristiques techniques se présentent comme le précisent les données du tableau ci-après par localité.

Tableau 5 : Spécifications techniques des principaux composants des installations au niveau des mini-réseaux

	Unité	BOGO BOGO	KASSA	KOMPA	LOUGOU	MOSSEY	SAAH	SAM	SOKOTINDJI	ZOUGOU PANTROSSI
Panneaux PV	kWc	29	30	39	39	39	29	39	39	49
Structures PV	kWc	29	30	39	39	39	29	39	39	49
Onduleurs batteries	kW	20	28	41	41	41	20	41	41	41
Onduleurs / convertisseur PV	kW	29	30	38	38	38	29	38	38	48
Batteries	kWh	60	144	120	120	120	60	120	120	180
Groupe électrogène	kVA	12,5	12,5	12,5	12,5	13	12,5	13	12,5	12,5
Réseau BT	km	3	2,5	4	4	4	3	4	4	3
Eclairage public	unité	30	25	40	40	40	30	40	40	30
Branchement (compteurs, câbles, etc.)	Unité	60	90	93	87	113	53	86	84	166

III.3.1 Unité de production

Les différentes fiches techniques des principaux équipements sont en annexe.

III.3.2. Sites de production

Au niveau de chacune des zones identifiées pour abriter les mini-réseaux, il est identifié un terrain pour l'unité de génération. 100% des parties prenantes, notamment les propriétaires de terrains, communautés locales et mairies concernées sont d'accord pour la transaction à effectuer. Les titres de propriétés (ADC) sont disponibles pour tous ces terrains et/ou des arrêtés de mise à disposition sont élaborés pour 90% des sites concernés.

III.3.3. Réseaux de distribution

Des tracés du réseau ont été convenus au niveau de chacune des localités, avec les autorités locales en tenant compte des contraintes techniques. Les figures 10 et 11 présentent deux exemples-type de tracé du réseau de distribution (image satellite et tracé) dans la localité de BOGO BOGO. Les caractéristiques techniques ou types de câblage et de poteaux sont indiquées en Annexe. Les tracés du réseau de l'ensemble des neuf (09) localités peuvent également être consultés en Annexe 3.

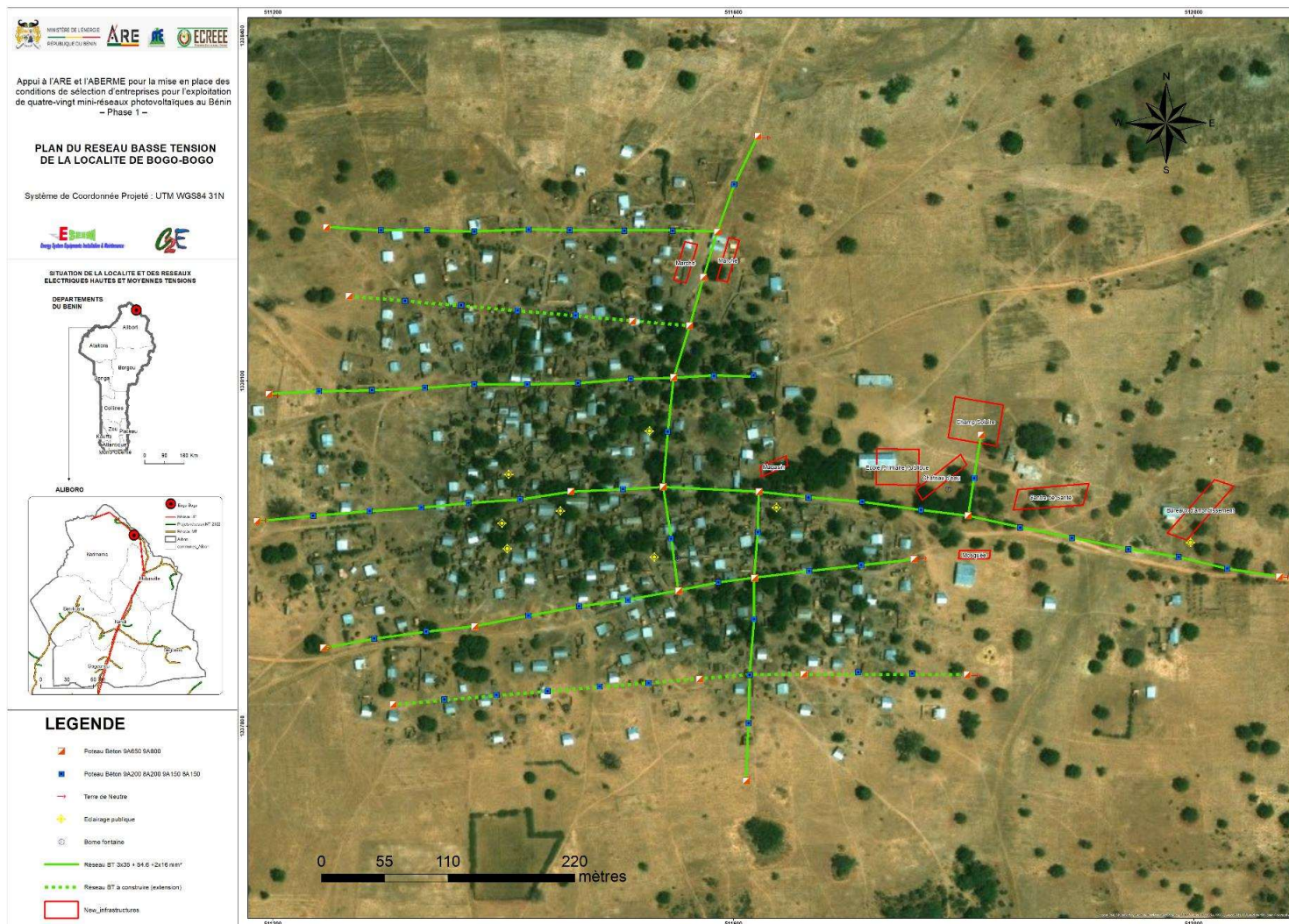


Figure 10 : Image satellite de la localité de BOGO BOGO

Plan du Réseau Electrique de la Localité de BOGO-BOGO



LEGENDE

- Réseau BT 3x50 + 54,6 + 2x16 mm²
- Réseau BT 3x70 + 54,6 + 2x16 mm²
- Réseau BT 3x35 + 54,6 + 2x16 mm²
- Réseau BT 4x16 mm²
- Réseau BT à construire (extension)
- ▲ Poteau béton 9A650 et 9B650
- ✓ Poteau béton 9B160, 9B190 et 9A200
- Poteau béton 12A650
- Poteau béton 12A800
- ★ Eclairage public
- + Terre de neutre
- Piste ou Chaussée
- ⊙ Borne Fontaine
- ▣ Habitation
- Végétation



REPUBLIQUE DU BENIN
MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE

Projet d'appui à l'AIRE et l'ABERME pour la mise en place des conditions de sélection d'entreprises pour l'exploitation de quatre-vingt mini-réseaux photovoltaïques au Bénin - Phase 1 -

Plan de réseau électrique de la localité de BOGO-BOGO
Commune de KARIMAMA



GROUPEMENT ESEIM - C2E

DATE: FÉVRIER 2016

Figure 11 : Réseau électrique de distribution BT de la localité

IV. PRINCIPES ET METHODOLOGIE DE DETERMINATION DU TARIF

Le tarif de vente de l'électricité aux clients du GROUPEMENT ARESS/CH 2000, est déterminé conformément au règlement d'application n° 2021-001/CNR/ARE du 23 juillet 2021 portant principes, méthodologie de détermination et de révision des conditions tarifaires de l'électricité (voir Annexe 7).

V. PROJECTIONS SUR LA PERIODE DU TITRE D'EXPLOITATION

Dans le cadre du processus d'appel à projets lancé, le 29 décembre 2020, par l'ABERME et dont toutes les étapes ont été approuvées par l'ARE, le Groupement ARESS/CH 2000 a été sélectionné pour la mise en exploitation durable de neuf (09) mini-réseaux parmi les soixante-six concernés.

Ainsi, le GROUPEMENT ARESS/CH 2000 a préparé ses projections de coûts sur la période à partir des hypothèses de son plan d'affaires sur l'horizon 2044.

L'analyse approfondie du modèle tarifaire du Groupement par l'Autorité de Régulation de l'Electricité (ARE) a permis de faire les observations et recommandations suivantes :

OBSERVATIONS	RECOMMANDATIONS
<ul style="list-style-type: none">- L'impôt sur les sociétés a été pris en compte dans la détermination du tarif ;- Les années d'extension ont été mal appliquées, car les extensions ont été prises en compte dès la première année d'exploitation alors que cela ne devrait pas être ;- Les durées d'amortissement utilisées pour le CAPEX ne correspondent pas à celles généralement utilisées pour les équipements mentionnés ;- Le taux des taxes à l'importation ne correspond pas au taux retenu ;- Les capacités des panneaux PV ne sont pas suffisantes pour l'ensemble des localités.	<ul style="list-style-type: none">- L'impôt sur les sociétés ne doit pas être pris en compte, conformément à la méthodologie tarifaire requérant ;- Qu'en matière de charges, seuls les investissements, les charges d'exploitation et les redevances soient pris en compte dans la détermination du tarif ;- Corriger les années d'extension ;- Les durées d'amortissement au CAPEX doivent être corrigées ;- Le taux des taxes à l'importation doit être corrigé ;- Les capacités des panneaux PV doivent être revues et corrigées pour toutes les localités ;- Les frais de branchement doivent être pris en compte.

Après prise en compte de ces observations, 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, le GROUPEMENT ARESS/CH 2000 considère l'hypothèse de 5 catégories de consommateurs dont l'évolution de la demande en énergie est présentée à la figure 3.

V.2. Les investissements initiaux

Le coût des investissements initiaux du GROUPEMENT ARESS/CH 2000 dans le cadre de son projet est de **trois cent trente-trois millions deux cent quatre-vingt-trois mille trois cent onze francs CFA (333 283 311 F CFA)**, pour les neuf (09) localités du périmètre de sa concession.

Le tableau ci-après présente pour tout le projet, le détail des coûts d'investissement initial prévus.

Tableau 6 : Détails des coûts d'investissements initiaux

N°	INVESTISSEMENTS INITIAUX	Unité	Quantité	DURÉE D'AMORTISSEMENT (an)	TAUX D'AMORTISSEMENT	COÛT DE REVIENT (en FCFA)
1	Panneaux PV	kWc	20,00	20	5,00%	28 379 524
2	Structures PV	kWc	-	20	5,00%	0
3	Onduleurs bidirectionnel	kW	-	10	10,00%	0
4	Onduleurs PV	kW	20,00	10	10,00%	0
5	Monitoring, SCADA	ens	9,00	20	5,00%	15 181 306
6	Autres coûts électriques (tableaux élec, câbles, monitoring, etc.)	ens	9,00	20	5,00%	20 925 000
7	Batteries	kWh	-	10	10,00%	0
8	Groupe électrogène	kVA	112,50	10	10,00%	44 131 426
9	Génie civil, local technique et aménagement terrain	site	-	20	5,00%	0

N°	INVESTISSEMENTS INITIAUX	Unité	Quantité	DURÉE D'AMORTISSEMENT (an)	TAUX D'AMORTISSEMENT	COÛT DE REVIENT (en FCFA)
10	Réseau MT (câbles, supports, transformateurs, appareillage et accessoires)	km	-	20	5,00%	0
11	Réseau BT (câbles, supports, MALT et accessoires)	km	31,50	20	5,00%	7 875 000
12	Eclairage public	unité	315,00	20	5,00%	60 598 125
13	Branchement (compteurs, câbles, tableau d'abonné)	Unité	832,00	20	5,00%	58 541 600
14	Plateforme de gestion des abonnés	Unité	9,00	20	5,00%	19 319 574
15	Etudes de conception / exécution	Unité	-	20	5,00%	27 000 000
16	Assurances	forfait	9,00	20	5,00%	12 176 202
17	Acquisition terrain	forfait	-	20	5,00%	0
18	Formation	forfait	-	20	5,00%	0
	Frais structuration financement	forfait	9,00	20	5,00%	39 155 556
	Autres	forfait	-	10	10,00%	0
TOTAL (F CFA)						<u>333 283 311</u>

V.3 Les investissements pour extension

Le coût des investissements pour extension envisagés par le GROUPEMENT ARESS/CH 2000 pendant la période d'exploitation de ce projet s'élève à **un milliard-neuf-cent-quatre-vingt-un millions cent un mille sept cent cinquante-quatre (1 981 101 754) F CFA.**

Tableau 7 : Investissements pour extension

Nouveaux Investissements pour les extensions	Unité	Quantité	N ^{ième} année de la première extension (an)	Durée d'amortissements (an)	Coût extensions (F CFA)
1er Augmentation capacité PV + Support + Onduleur	kWc	165,00	2	20	77 319 841
2eme Augmentation capacité PV + Support + Onduleur	kWc	227,00	7	20	85 250 648

Nouveaux Investissements pour les extensions	Unité	Quantité	N^{ième} année de la première extension (an)	Durée d'amortissements (an)	Coût extensions (F CFA)
3eme Augmentation capacité PV + Support + Onduleur	kWc	322,00	12	20	104 227 146
1er Remplacement des batteries et augmentation de capacité	kWh	2 610,00	2	10	479 105 172
2ème Augmentation de capacité des batteries	kWh	1 990,00	12	10	255 706 324
Agrandissement du réseau BT	km	36,11	4	20	338 287 380
1er Augmentation de capacité des Onduleurs bidirectionnel	kVA	1 080,00	2	10	176 031 066
2ème Augmentation de capacité des Onduleurs bidirectionnel	kVA	495,00	12	10	80 680 905
Remplacement onduleur PV	kVA	600,00	9	10	38 387 057
Branchements année 2 à 10	unité	605,00	2	20	74 005 113
Branchements année 11 à 20	unité	739,00	12	20	90 396 328
Agrandissement du réseau EP	unité	365,00	5	20	70 216 875
Groupe Electrogène	kVA	450,00	2	10	111 487 900
Total					1 981 101 754

V.4. Les charges d'exploitation

Les charges opérationnelles s'élèvent à **un milliard deux-cent soixante-treize millions neuf mille quatre cent trois (1 273 009 403) F CFA** sur une période d'exploitation de 20 ans.

Ces charges intègrent :

- Les frais d'Opération et maintenance ;
- Les activités commerciales de stimulation de la demande ;
- Les frais administratifs, assurances, bancaires, comptabilité ;
- L'acquisition d'équipements pour les nouveaux branchements d'abonnés supplémentaires ;
- Les frais de paiement mobile ;
- Les frais de patente, et ;
- Des provisions pour des aléas (autres couts fixes) ;
- L'achat de carburant et l'entretien du groupe électrogène ;

- Etc.

Les impôts et taxes auxquels le GROUPEMENT ARESS/CH 2000 est soumis, au cordon douanier, s'élèvent à un maximum de 8,25% de la valeur CAF ou valeur en douane. En régime intérieur, sont pris en compte par le régulateur tous impôts et taxes prévus par la loi.

VI. LES PREMIERES CONCLUSIONS DE L'ARE

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

- la détermination des revenus requis du GROUPEMENT ARESS/CH 2000 sur la période de la convention de concession ;
- la détermination de la structure tarifaire du GROUPEMENT ARESS/CH 2000 sur la période de la convention de concession ;
- 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 (Tableau 8 ci-après) ;
- des coûts de référence des investissements (tableaux 7 et 8) ;
- des coûts de référence de l'exploitation (tableau 9);
- de la rémunération de la base tarifaire à un taux de rentabilité normal (CMPC)
- des taxes.

Tableau 8 : Hypothèses macroéconomiques, d'exploitation et d'investissement

N°	PARAMÈTRES	VALEURS/NATURES	UNITÉS
1	PARAMÈTRES GÉNÉRAUX		
	Nom de l'Entreprise	GROUPEMENT ARESS/CH 2000	
	Nom du Projet	Un service continu, abordable et solaire	
	Nombre de localités	09	
	Durée de la période d'exploitation	20	ans
2	PARAMÈTRES MACRO-ÉCONOMIQUES		
	Inflation générale	0%	Pourcentage annuel
	Inflation des prix du carburant	0,75%	Pourcentage annuel
	Monnaie locale	Francs CFA	FCFA
	Monnaie d'investissement	euro	\$
	Taux de change avec la monnaie locale pour 1	655,96	FCFA pour 1 unité de la devise
3	PARAMÈTRES DE COÛTS		
	CHARGES FIXES		
	Rémunération et charges sociales du personnel	293 000	FCFA/mois
	Nombre d'hommes-mois pour personnel	120	mois/an
	Autres charges	100 000	FCFA/mois
	Nombre d'hommes-mois pour autres charges	0,00	mois/an
	Assurances du personnel	529 250	FCFA/an
	CHARGES VARIABLES		
	Consommation spécifique Diesel	0,29	litre/kWh
	Coût du carburant (Diesel) (hors taxes)	441	FCFA/litre (hors taxes)
	Coût carburant par kWh (hors taxes)	128	FCFA/kWh (hors taxes)
4	PARAMÈTRES FINANCIERS	VALEURS/NATURES	UNITÉS
	TAXES		
	Impôts sur les Sociétés (IS)	0%	

N°	PARAMÈTRES	VALEURS/NATURES	UNITÉS
	Montant minimum d'impôt	150 000	FCFA
5	SOURCES DE FINANCEMENT - Investissement Initial		
	Fonds propres	80,00%	Pourcentage de l'investissement initial
	Prêt commercial	20,00%	Pourcentage de l'investissement initial
	Durée du prêt	2	ans
	Période de grâce	0	ans
	Taux d'intérêt du prêt commercial	10,00%	%
6	SOURCES DE FINANCEMENT - Extensions		
	Année du réinvestissement principal à financer	3	ans
	Fonds propres	150 000 000	en FCFA
	Prêt commercial (Réinvestissement)	1 000 000 000	en FCFA
	Durée du prêt	10	ans
	Période de grâce	1	ans
	Taux d'intérêt	9,00%	%
7	FINANCE CARBONE		
	Inclure la finance carbone à l'analyse financière	non	oui/non
8	REDEVANCES VARIABLES		
	Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE)	0,50%	Pourcentage des ventes d'électricité
	Autres redevances		
9	PARAMÈTRES COMMERCIAUX	VALEURS/NATURES	UNITÉS
	POPULATION		
	Nombre d'habitants - Année 0	56 347	en nombre de personnes
	VENTES DES SERVICES DE BRANCHEMENT		
	Branchement Social	5 000	FCFA
	Branchement CAT 2	10 000	FCFA
	Branchement CAT 3	10 000	FCFA
	Branchement CAT 4	10 000	FCFA
	Branchement CAT 5	10 000	FCFA

Tableau 9 : Détails et Coûts de référence de l'exploitation

ANNÉES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Montants en FCFA											
CHARGES D'EXPLOITATION (HORS TVA)		54 522 594	54 922 861	58 036 524	58 372 588	58 874 873	59 576 223	59 920 633	60 931 686	61 249 749	61 749 140
1	OPÉRATIONS ET MAINTENANCES	17 903 194	18 182 979	21 833 686	22 100 656	22 500 178	23 132 017	23 403 131	24 343 503	24 591 994	24 984 127
	O&M Champ PV	772 952	772 952	1 134 698	1 134 698	1 134 698	1 134 698	1 134 698	1 632 372	1 632 372	1 632 372
	O&M Stockage	2 088 000	2 088 000	5 220 000	5 220 000	5 220 000	5 220 000	5 220 000	5 220 000	5 220 000	5 220 000
	O&M Réseau	2 542 248	2 542 248	2 542 248	2 542 248	2 542 248	2 914 248	2 914 248	3 100 248	3 100 248	3 100 248
	O&M Monitoring	4 954 560	4 954 560	4 954 560	4 954 560	4 954 560	4 954 560	4 954 560	4 954 560	4 954 560	4 954 560
	O&M Administration	5 600 000	5 600 000	5 600 000	5 600 000	5 600 000	5 600 000	5 600 000	5 600 000	5 600 000	5 600 000
	Mobile Money Fee	1 535 912	1 797 624	2 035 142	2 291 748	2 675 855	2 925 269	3 185 388	3 431 483	3 669 538	4 045 583
	Transport diesel	139 522	157 595	77 038	87 402	102 817	113 243	124 238	134 840	145 276	161 364
	Entretien GE	270 000	270 000	270 000	270 000	270 000	270 000	270 000	270 000	270 000	270 000
2	CHARGES FIXES	35 689 250	35 689 250	35 689 250	35 689 250	35 689 250	35 689 250	35 689 250	35 689 250	35 689 250	35 689 250
	Salaires et Charges sociales	35 160 000	35 160 000	35 160 000	35 160 000	35 160 000	35 160 000	35 160 000	35 160 000	35 160 000	35 160 000
	Autres coûts fixes	529 250	529 250	529 250	529 250	529 250	529 250	529 250	529 250	529 250	529 250
3	CHARGES VARIABLES	930 150	1 050 633	513 588	582 683	685 446	754 955	828 252	898 933	968 505	1 075 763
	Carburants	930 150	1 050 633	513 588	582 683	685 446	754 955	828 252	898 933	968 505	1 075 763

ANNÉES		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Montants en FCFA											
CHARGES D'EXPLOITATION (HORS TVA)		62 517 894	62 851 413	67 394 181	68 377 679	68 904 094	69 713 892	70 079 255	70 688 764	71 161 302	73 164 057
1	OPÉRATIONS ET MAINTENANCES	25 665 455	25 923 619	30 394 105	31 299 387	31 707 599	32 416 582	32 695 401	33 205 061	33 566 187	35 428 284
	O&M Champ PV	1 632 372	1 632 372	1 632 372	2 338 324	2 338 324	2 338 324	2 338 324	2 338 324	2 338 324	2 338 324
	O&M Stockage	5 220 000	5 220 000	9 200 000	9 200 000	9 200 000	9 200 000	9 200 000	9 200 000	9 200 000	9 200 000
	O&M Réseau	3 472 248	3 472 248	3 720 248	3 658 248	3 658 248	4 030 248	4 030 248	4 216 248	4 216 248	4 216 248
	O&M Monitoring	4 954 560	4 954 560	4 954 560	4 954 560	4 954 560	4 954 560	4 954 560	4 954 560	4 954 560	4 954 560
	O&M Administration	5 600 000	5 600 000	5 600 000	5 600 000	5 600 000	5 600 000	5 600 000	5 600 000	5 600 000	7 000 000
	Mobile Money Fee	4 341 797	4 588 658	4 820 301	5 069 899	5 460 381	5 782 241	6 048 078	6 356 762	6 701 175	7 142 174
	Transport diesel	174 478	185 782	196 624	208 356	226 087	241 209	254 191	269 168	285 880	306 978
	Entretien GE	270 000	270 000	270 000	270 000	270 000	270 000	270 000	270 000	270 000	270 000
2	CHARGES FIXES	35 689 250	35 689 250	35 689 250	35 689 250	35 689 250	35 689 250	35 689 250	35 689 250	35 689 250	35 689 250
	Salaires et Charges sociales	35 160 000	35 160 000	35 160 000	35 160 000	35 160 000	35 160 000	35 160 000	35 160 000	35 160 000	35 160 000
	Autres coûts fixes	529 250	529 250	529 250	529 250	529 250	529 250	529 250	529 250	529 250	529 250
3	CHARGES VARIABLES	1 163 189	1 238 544	1 310 826	1 389 041	1 507 245	1 608 060	1 694 605	1 794 453	1 905 865	2 046 523
	Carburants	1 163 189	1 238 544	1 310 826	1 389 041	1 507 245	1 608 060	1 694 605	1 794 453	1 905 865	2 046 523

VI.2. 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.

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 industries¹.

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.

¹ Méthodologie employée décrite sur www.waccexpert.com/Home/OurMethodology

Tableau 10 : Comparaison des CMPC

(a) CMPC « Utilities »				(b) CMPC « Industrial goods/services »			(c) Moyenne (a+b)/2		
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 est de 10,4%.

VI.3. Les étapes de détermination du CMPC

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

VI.4. Les taxes

Les impôts et taxes auxquels le GROUPEMENT ARESS/CH 2000 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.5. Le revenu requis

Les revenus requis du titulaire de la convention de concession 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).

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

Le Revenu Requis, pour couvrir les dépenses d'exploitation, les amortissements et la rémunération de la base tarifaire au cours de la période de la convention de concession est évaluée à **six milliards quatre cent millions neuf cent dix-huit mille cinq cent quatre-vingt-dix (6 400 918 590) FCFA.**

VI.6. La grille tarifaire

Sur la base des hypothèses et des conditions de référence indiquées plus haut, la grille tarifaire applicable par le GROUPEMENT ARESS/CH 2000 dans l'ensemble des localités concernées se présente comme suit :

Tableau 11 : Grille tarifaire

Catégories	Nb d'abonnés sur la période de la concession	Consommation totale sur la période de la concession (kWh)	Primes fixes (FCFA/mois)	Tarif variable FCFA/kWh
Catégorie 1 : ménages à consommation faible	520	336 014	1 500	133,10
Catégorie 2 : ménages à consommation moyenne	665	2 484 613	3 500	245,00
Catégorie 3 : ménages à consommation élevée	382	3 351 472	5 000	304,10
Catégorie 4 : activités génératrices de revenu	425	11 598 553	10 000	239,10
Catégorie 5 : infrastructures sociales	99	1 496 424	8 100	234,20
Total	2 091	19 267 076		

L'offre du Groupement ARESS/CH 2000 est basée sur **un tarif moyen de 332 F CFA/kWh**.

Les **frais de branchement** autorisés par l'ARE pour être appliqués par le GROUPEMENT ARESS/CH 2000 dans l'ensemble des localités se présentent comme suit :

Tableau 12 : Frais de branchement autorisé par l'ARE

Catégories	Coût de branchement (F CFA)
Branchement Social	5 000
Branchement CAT 2	10 000
Branchement CAT 3	10 000
Branchement CAT 4	10 000
Branchement CAT 5	10 000

Les dépenses mensuelles probables par catégorie se présentent comme suit :

Tableau 13 : Dépenses mensuelles probables par catégories

Catégories	Consommation moyenne mensuelle (kWh/mois)	Primes fixes (F CFA/mois)	Tarif variable FCFA/kWh	Dépense mensuelle HT (F CFA)	TVA (18%) FCFA	Fonds d'Électrification Rurale (3F/kWh)	Dépenses totale TTC / mois (F CFA)
Catégorie 1 : ménages à consommation faible	3,85	1 500,0	133,1	2 012,4	362,2	11,6	2 386,2
Catégorie 2 : ménages à consommation moyenne	22,92	3 500,0	245,0	9 115,4	1 640,8	68,8	10 824,9
Catégorie 3 : ménages à consommation élevée	55,73	5 000,0	304,1	21 947,5	3 950,5	167,2	26 065,2
Catégorie 4 : activités génératrices de revenu	159,49	10 000,0	239,1	48 134,1	8 664,1	478,5	57 276,7
Catégorie 5 : infrastructures sociales	102,1	8 100,0	234,2	32 011,8	5 762,1	306,3	38 080,2

VII. REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES

L'ajustement tarifaire obligatoire se fait sur une base périodique de vingt-quatre (24) mois. La prochaine révision tarifaire avec le GROUPEMENT ARESS/CH 2000, dans le cadre de la mise en concession des neuf (09) localités interviendra deux ans après l'autorisation de mise en exploitation.

VIII. PRINCIPALES DISPOSITIONS DU TITRE D'EXPLOITATION ET DU REGLEMENT DE SERVICES

Conformément à l'article 13 de la loi N°2020-05 du 1^{er} Avril 2020 portant code de l'électricité en République du Bénin, l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE) est chargée d'émettre un avis conforme sur tout titre d'exploitation hors réseau préalablement à sa délivrance au GROUPEMENT ARESS/CH 2000.

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

concedante 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 signée avec l'ABERME, après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité. Le modèle de la convention de concession type est présenté en annexe.

Les relations entre le titulaire du titre d'exploitation et particulièrement les droits des abonnés sont fixés dans un règlement de service. Le règlement de service approuvé par l'ARE est en annexe 1.

ANNEXES

Annexe 1	Règlement de service d'exploitation de système EHR
Annexe 2	Modèle type de convention de concession
Annexe 3	Tracé des mini-réseaux de distribution
Annexe 4	Etat des lieux des installations existantes
Annexe 5	Quelques fiches techniques
Annexe 6	Capacité organisationnelle du promoteur
Annexe 7	Règlement N°2021-001/CNR/ARE portant principes, méthodologie de détermination et de révision des conditions tarifaires de l'électricité

ANNEXE 1

Règlement de service d'exploitation de système EHR

RÉGLEMENT DE SERVICE D'EXPLOITATION DE SYSTEME D'ELECTRIFICATION HORS RÉSEAU AU BENIN

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

Table des matières

CHAPITRE I : DISPOSITIONS GENERALES	4
ARTICLE 1 : PRESENTATION GENERALE ET OBJET.....	4
ARTICLE 2 : DEFINITIONS	4
CHAPITRE II : RACCORDEMENT	6
ARTICLE 3 : RACCORDEMENT AU RÉSEAU	6
3.1 Obligation de raccordement à l'intérieur du Périmètre de la Concession ou de l'autorisation	6
3.2 Branchements.....	7
CHAPITRE III : COMPTEURS.....	9
ARTICLE 4 : COMPTEURS ET GESTIONNAIRES DE CONSOMMATION.....	9
4.1 Installation, entretien, garde et responsabilité	9
5.2 Vérification des compteurs – dysfonctionnement.....	10
ARTICLE 6 : INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES INTÉRIEURES	10
6.1 Obligation de réaliser les installations intérieures.....	10
6.2 Mise en place et entretien	10
6.3 Conditions de fonctionnement des installations électriques intérieures	11
6.4 Défaillance dans les Installations Intérieures	12
6.5 Modification du type des installations intérieures	12
6.6 Droit d'accès du Titulaire aux installations chez le Client	12
CHAPITRE IV : ABONNEMENTS, TARIFICATION, CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL	12
ARTICLE 7 : OBLIGATION DE CONSENTIR DES ABONNEMENTS.....	12
7.1 Conditions de souscription d'un Contrat d'abonnement.....	12
7.2 Responsabilités découlant de l'abonnement	13
7.3 Cas de refus d'un abonnement.....	14
7.4 Résiliation.....	14
7.5 Réabonnement.....	15
7.6 Migration entre services	15
ARTICLE 8 : TARIFICATION.....	15
ARTICLE 9 : CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL	15
9.1 Mesure de l'électricité	15
9.2 Facturation	16

CHAPITRE V : OBLIGATIONS DES CLIENTS	17
ARTICLE 10 : RESPECT DES DROITS DU TITULAIRE.....	17
ARTICLE 11 : RESPECT DES BIENS ET DES ÉQUIPEMENTS	18
11.1 Respect des ouvrages affectés au service public de l'électricité	18
11.2 Respect des éléments constitutifs des branchements et des compteurs	19
ARTICLE 12 : FRAUDES	19
CHAPITRE VI : OBLIGATIONS DU TITULAIRE	20
ARTICLE 13 : QUALITE DU SERVICE.....	20
13.1 Horaires de service.....	20
13.2 Qualité du courant.....	20
13.3 Perturbation de la fourniture.....	20
13.4 Rétablissement de la fourniture d'électricité	21
13.5 Information des Clients dans le cadre des interruptions de la fourniture d'énergie.....	21
ARTICLE 14 : RECLAMATIONS.....	21
ARTICLE 15 : RESPONSABILITÉS	22
CHAPITRE VII : DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES.....	22
ARTICLE 16 : DISPOSITIONS TRANSITOIRES	22
ARTICLE 17 : MODIFICATION ET DIFFUSION DU RÉGLEMENT DE IERVICE	23
17.1 Modification du Règlement de Service.....	23
17.2 Publication.....	23
17.3 Mise à disposition du Règlement de Service.....	23
Annexe 1 : Renseignements à fournir pour la demande d'abonnement	24
Annexe 2 : Indicateurs de performance	25
Annexe 3 : Critères minimums de sécurité des installations intérieures.....	28

CHAPITRE I : DISPOSITIONS GENERALES

ARTICLE 1 : PRESENTATION GENERALE ET OBJET

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 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Electricité 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 8.1 de la convention de concession, il régit les relations entre le Titulaire et ses Abonnés et précise les engagements réciproques entre le Titulaire et les Abonnés du Périmètre de la concession ou de l'autorisation d'électrification.

ARTICLE 2 : DEFINITIONS

Dans le présent Règlement de service, les termes et expressions utilisés ont la signification ci-après :

« 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 : (i) les frais de raccordement, (ii) le cas échéant, les frais payés pour la réalisation des installations intérieures (ou l'acompte), (iii) le cas échéant, la contribution initiale demandée pour l'installation d'un Système Solaire Individuel (SSI) (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 de la convention de concession ou de l'Acte d'Autorisation 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.

« 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 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.

« Avances Sur Consommation (ASC) » :

« 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 ou l'acte d'Autorisation 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 disjoncteur

« 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 de distribution ou Réseau » : désigne l'ensemble des lignes électriques et postes permettant l'acheminement de l'énergie électrique du point de production aux Points de Livraison.

«Système Solaire Individuel (SSI)» : désigne le Système solaire autonome qui permet de produire des services électriques individuels.

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), ses arrêtés 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 30 m du réseau existant, dès qu'il a au préalable souscrit à un Abonnement et qu'il a payé l'Apport Initial.

Au-delà de cette distance, le titulaire est tenu d'évaluer l'option la plus adéquate pour apporter un service électrique au demandeur, et de lui faire une proposition :

- Soit d'extension de réseau : à la charge du demandeur si l'extension n'est pas économiquement viable pour le titulaire et à la charge du titulaire dans le cas contraire ;
- Soit de Système Solaire Individuel ou autre solution d'accès, proposée soit par le titulaire lui-même ou par un partenaire de son choix. Dans le cas où aucune solution n'est acceptée par le Client, ce dernier sera libre de s'équiper avec le système individuel de son choix.

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.

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

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 lorsque cette extension n'est pas économiquement viable pour le titulaire. L'évaluation de ces coûts est établie par le Titulaire qui est tenu 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 déjà payés, 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

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, et de lui expliquer les exigences minimales de sécurité applicables aux 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

En rappel du cahier des charge applicable au Titulaire, ce dernier est responsable, avant la mise sous tension de l'installation d'un Client, de la vérification de la conformité aux conditions minimales de sécurité de l'installation intérieure de l'abonné à raccorder. Ces conditions minimales sont spécifiées à l'annexe 2 du Cahier des charges. Cette vérification sera formalisée par un procès-verbal de visite avant mise sous tension, signé par le client et l'agent mandaté par le Titulaire et annexé au contrat d'abonnement.

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.

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 intérieures 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 ;
- Résiliation de l'abonnement ;
- Défaut de paiement.

CHAPITRE III : COMPTEURS.

ARTICLE 4 : COMPTEURS ET GESTIONNAIRES DE CONSOMMATION

4.1 Installation, entretien, garde et responsabilité

Le Titulaire installe un système de gestion en vue de contrôler la consommation, la durée d'utilisation et/ou 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 obligatoirement approuvés par l'Autorité nationale chargée de la Normalisation, de la Métrologie et du Contrôle de la Qualité (ANM).

Les systèmes de comptage et de gestion de la consommation sont fournis, installés et plombés par le Titulaire. Celui-ci fournit également le disjoncteur de branchement. La limite de propriété du titulaire est la borne aval du disjoncteur.

Dans le cas où le compteur n'est pas installé sur support de ligne, le Client est tenu d'aménager 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 compteur 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, de contrôle et d'entretien.

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, 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 Client peut choisir de confier la réalisation des Installations intérieures à un tiers s'il 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 la faire valider par le Titulaire (cf article 2.9). Les modalités de financement et de paiement des Installations intérieures seront définies d'un commun accord entre le Client et le Titulaire.

6.2 Mise en place et entretien

Dans le cas où le Client choisit de faire faire son installation intérieure par le Titulaire, 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 Titulaire ne pourra en aucun cas être tenu pour responsable de tout dommage matériel, corporel ou de toute autre nature résultant d'un mauvais entretien, d'une mauvaise utilisation, ou d'un dysfonctionnement d'une installation intérieure.

6.3 Conditions de fonctionnement des installations électriques intérieures

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

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

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

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

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

Tout appareil ou partie de l'installation qui constituerait un danger ou une gêne pour le fonctionnement normal du Réseau de Distribution, notamment par défaut de protection efficace, doit être immédiatement isolé ou remplacé par le propriétaire, sous peine de suspension de la fourniture par le Titulaire.

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

6.4 Défaillance dans les Installations Intérieures

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

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

6.5 Modification du type des installations intérieures

Le Client est tenu d'informer le Titulaire de tout changement ou addition aux circuits de ses Installations Intérieures, afin que le Titulaire puisse venir en vérifier la conformité aux normes.

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.

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, selon le modèle de contrat établi par le Titulaire.

Toute personne désirant être alimentée en énergie électrique par réseau est tenue de régler au Titulaire, avant le raccordement au service de l'électricité, un Apport Initial selon les frais de branchement en vigueur fixés par le modèle tarifaire annexé à la Convention de concession.

Pour une personne physique, le contrat d'abonnement est souscrit par le propriétaire ou le locataire du bâtiment à alimenter ou le mandataire dûment habilité.

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, suivant la demande d'abonnement correspondante réalisée par téléphone ou auprès de l'opérateur local du Titulaire, sur présentation des pièces suivantes : :

a) Pour une personne physique :

- 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 que l'occupation est légale.

b) Pour une personne morale :

- 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 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 auprès de l'opérateur local du Titulaire, dont il dépend, conformément aux termes et conditions de son Contrat d'abonnement. Pour les Clients redevables d'une gamme de tarif comportant un forfait, ce forfait est dû pour tout mois calendaire entamé.

Dans le cas des compteurs à post-paiement, 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, le Titulaire procède à la suspension de la fourniture d'énergie, à la vérification d'absence de fraude, à la dépose éventuelle du compteur, 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 de tout équipement vendu au Client par le Titulaire avec des échéances de paiement, en ce compris les installations intérieures, le cas échéant.

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

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

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

7.5 Réabonnement

Tout ancien Client dont le contrat a été résilié doit payer 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 Avances Sur Consommation (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 applicables sont celles approuvées par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

ARTICLE 9 : CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL

9.1 Mesure de l'électricité

Pour les clients, 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 l'Éclairage Public
 - Un dispositif permettant la mise en service et hors service des installations
 - Un dispositif de protection des installations.

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

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

9.2 Facturation

9.2.1 Facturation Basse Tension Réseau

a. Facturation au kWh

Sur la base d'une échéance prévue par le contrat d'abonnement, les Clients facturés au kWh règlent 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 défalquée de la recharge d'unité en premier chef ;
- Les droits et taxes imposés par la législation en vigueur.

Dans le cas des compteurs à prépaiement, les redevances fixes mensuelles sont payées à chaque recharge du compteur.

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

- Le remboursement mensuel du préfinancement des installations intérieures, éventuellement

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

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

b. 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 a le droit de procéder à l'augmentation de la puissance souscrite, après en avoir informé le client.

CHAPITRE V : OBLIGATIONS DES CLIENTS

ARTICLE 10 : RESPECT DES DROITS DU TITULAIRE

10.1 Respect des droits du Titulaire

Le Client est tenu de respecter les droits du Titulaire découlant de la Concession ou de l'autorisation d'électrification 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.

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.

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 du Titulaire 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 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 affectés au service public. 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 pour le Titulaire d'intenter sans délai toute poursuite judiciaire tendant à définir les responsabilités tant civiles que pénales des auteurs des faits incriminés.

Le Titulaire doit faire constater toute fraude dans un procès-verbal dressé par un agent du Titulaire avec un élu local. 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 une estimation de la quantité d'énergie soustraite sur la période de la fraude ;
- 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) En dernier recours, 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, en en informant l'ARE.

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

Les horaires de service des villages alimentés par centrale autonome sont de façon continue.

13.2 Qualité du courant

La livraison se fait en principe en monophasé ou en triphasé. L'électricité est distribuée sous la forme d'un système triphasé ou monophasé à la fréquence 50Hz et sous la tension nominale 230 Volts entre phase et neutre et de 400 volts entre phases. Les tolérances admises par rapport aux valeurs nominales de la fréquence et de la tension sont respectivement de (+ ou -) 4% et (+ ou -) 10%.

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 l'ARE, 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 dans la convention de concession, 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, l'ARE 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 reste dans les limites contractuelles.

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

- Un Numéro d'appel d'urgence figurant sur le contrat d'Abonnement ;
- 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.

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 (radio de proximité s'il en existe une) au minimum 48 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.

ARTICLE 14 : RECLAMATIONS

Toute réclamation adressée au Titulaire doit être écrite en français par le Client ou son représentant. 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 dix (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 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'Electricité (ARE), conformément aux procédures en vigueur.

En cas de dommages dus à une interruption injustifiée ou à un comportement du réseau ne respectant pas les indicateurs de performance définis en annexe 2 dans la fourniture d'électricité par le Titulaire, le client est en droit de réclamer des dommages et intérêts.

Dans son retour, le Titulaire doit indiquer un délai raisonnable de résolution de problème, lorsque celui-ci est avéré. Si ce délai n'est pas tenu, le Client peut saisir l'Autorité de Régulation de l'Electricité (ARE).

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 a 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 par l'Autorité de Régulation de l'Electricité (ARE).

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 IERVICE

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'Autorité de Régulation de l'Electricité 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 1 : Renseignements à fournir pour la demande d'abonnement

Sur le client :

a. Personne physique

- Carte nationale d'identité, passeport ou carte de séjour ;
- Adresse
- Numéro de téléphone (portable) ;
- Profession.
- Numéro de police (pour les modifications de service)

b. Personne Morale

- Registre de commerce ou autorisation d'exercer ;
- Activité ;
- Document d'identité du représentant légal ;
- Numéro de téléphone (portable)
- Numéro de police (pour les modifications de service)

Annexe 2 : Indicateurs de performance

Tableau synthétique des indicateurs de performance des systèmes d'Electrification Hors Réseau (EHR) au Bénin			Version du : 18/03/2021	
<i>NB: Ce tableau doit être actualisé et intégrés aux rapports mensuels et annuels à transmettre à l'Autorité Compétente et à l'ARE.</i>				
Indicateur de Performance	Prescriptions	Suivi des performances		Gestion des non conformités
		Critères de non-conformité	Moyens de mesure et de vérification	Actions à mettre en œuvre
I. Qualité du service				
I.a. Continuité du service				
Durée d'interruption de fourniture (Départ centrale)	5% du temps de service au maximum (Interruptions programmées et non programmées)	Nombre d'heures d'interruption	- Statistiques des interruptions de service (Tenir un registre informatisé des interruptions) - Relevé compteur principal réseau BT et compteurs horaire totale / par départ	- Analyse des interruptions par rapport à la planification des interruptions programmées et taux cible d'indisponibilité non programmées - Revue du programme de maintenance / Renforcement des infrastructures
Durée max de suspension de fourniture pour un client (Par interruption)	48h maximum (Par interruption de service)	Dépassement du délai (Hors cas de force majeure)	- Registre d'exploitation (Statistiques des interruptions de service) - Système de suivi des réclamations - <i>Compilation des données des compteurs abonnés (Temps cumulé absence de fourniture)</i>	- Analyse des incidents - Revue de l'organisation pour les dépannages (moyens humains et matériels, stock de pièces de rechange sur site)
I.b. Tenue en tension et en fréquence				
Variation de fréquence	48 < F < 52 Hz pendant 100% du temps	Dépassement de seuil (Valeur moyenne sur 10 secondes)	- Compteur principal Réseau BT	- Analyse des incidents - Revue des modes de fonctionnement / Renforcement des infrastructures

Variation (lente) de tension	Valeurs efficaces de la tension (moyennée sur 10 minutes) dans la plage " 230/400 V +/- 10% " pendant 90% du temps	Dépassement du seuil de 10% du temps de la tension fournie hors plage +/- 10%	- Vérification suite à réclamation client / contrôle périodique ABERME - <i>Rapport consolidé des compteurs abonnés communicants</i>	- Analyse des non conformités (durée des variations, origine des variations de tension) - Revue des conditions d'exploitation / Renforcement des infrastructures
	Valeurs efficaces de la tension (moyennée sur 10 minutes) dans la plage " 230/400 V +/- 15% " pendant 100% du temps	Dépassement de seuil +/- 15%	- Vérification suite à réclamation client / contrôle périodique ABERME - <i>Rapport consolidé des compteurs abonnés communicants</i>	- Analyse des non conformités (durée des variations, origine des variations de tension) - Revue des conditions d'exploitation / Renforcement des infrastructures
I.c. Eclairage public				
Taux de luminaire défaillant	5% max	(i) Consommation EP réelle / Consommation calculée avec l'ensemble des lampes installées ou (ii) Constat de terrain	- Traitement des données des compteurs EP / Mécanisme de suivi des réclamations - Visite de contrôle	- Analyse des causes de défaillance - Revue de l'organisation pour la maintenance de l'EP / Protection contre le vandalisme
II. Performance des installations / services				
II.a. Energies renouvelables				
Taux de pénétration ENR	Moyenne annuelle de 70%	(i) Part de la production électrique d'origine renouvelable : Energie électrique d'origine renouvelable produite sur l'année /Production totale d'énergie sur la même période (ii) Différentiel en kWh entre la production électrique d'origine renouvelable de l'année et la production	- Compteurs de chaque centrale (PV, Diesel, etc) - Compteurs principal Réseau BT	- Analyse des causes de la déviation par rapport aux dernières prévisions (Demande réelle, disponibilité et performance des différentes sources de production, etc) - Revue des modes de fonctionnement / Revue du programme de maintenance / Revue des Renforcement des infrastructures - Révision du plan d'investissement

		théorique correspondant à l'objectif fixé		
II.b. Pertes				
Pertes Distribution Electrique	15 % max	(Energie injectée réseau BT – Energie vendue - Energie EP) / Energie injectée BT	- Compteur principal Réseau BT - Traitement des données des compteurs abonnés et EP - Tenir un registre (informatisé) des Energies Non Distribuée (END) en cas d'incident sur le réseau.	- Analyse et campagne de mesure supplémentaire pour déterminer les origines des pertes (techniques et non techniques) - Revue des modes de fonctionnement / Renforcement des infrastructures / Lutte contre la fraude
Consommation spécifique de la production diesel	Fiche fabricant		- Traitement des données du compteur groupe électrogène - Relevé des consommations de carburant / comptes d'exploitation	- Diagnostic du groupe - Revue du mode de fonctionnement
II.c. Gestion des abonnés				
Délais de branchement (Délais Moyen de Branchement au réseau depuis la date de paiement du devis (DMBpd))	3 semaines maximum (après validation du contrat d'abonnement et paiement des frais de raccordement)	Délai de branchement (DMBpd)	- Système de suivi des demandes de raccordement - Réclamations adressées à l'ARE	- Revue de l'organisation pour la réalisation des branchements (Moyens humains et matériel, stock sur site, etc)
Délais Moyens de résolution des plaintes techniques (DMRPT)	48 heures maximum (après enregistrement des plaintes des abonnés), sauf problème structurel de type chute de tension	Délais Moyens de résolution des plaintes techniques (DMRPT)	- Tenir un registre de dépannage standard - Réclamations adressées à l'ARE	- Revue de l'organisation pour la résolution des plaintes techniques (Moyens humains et matériel, stock sur site, etc)

Annexe 3 : Critères minimums de sécurité des installations intérieures

Composant	Spécification minimum	Commentaires
Tableau électrique de répartition (installation intérieure)		
Protection contre les courts-circuits et les surcharges	<ul style="list-style-type: none"> • Circuit principal et ensemble des sous-circuits protégé par des disjoncteurs de protection contre les surintensités • Présence d'un Appareil Général de Coupure et de Protection (AGCP) de type disjoncteur facilement accessible depuis l'intérieur du bâtiment principal et de même calibre que le disjoncteur de branchement du tableau d'abonné (Le disjoncteur de branchement du tableau abonné peut faire office d'AGCP s'il est facilement accessible) • Mise en place de disjoncteurs divisionnaires si les sections des fils du circuit inférieures correspondent à un calibre inférieur au disjoncteur de branchement • La section des fils des circuits électriques de l'installation intérieure doit correspondre au calibre des disjoncteurs sur lesquels ils sont raccordés : <ul style="list-style-type: none"> ○ 1.5 mm² : 10 A maximum ○ 2.5 mm² : 20 A maximum ○ 6 mm² : 32 A maximum 	
Protection contre les défauts d'isolement	<p>SLT – TT : Protection par DDR type disjoncteur situé à l'origine de l'installation</p> <p>SLT – TNS et TNC : Pas de dispositif particulier, coupure réalisée par le DPCC</p>	<p>La sensibilité du DDR doit être suffisante pour garantir une valeur limite de la tension de contact de 50 V, en considérant la résistance maximale de la prise de terre de l'installation intérieure.</p> <p>L'utilisation d'interrupteurs différentiels (sans détection des surintensités) en lieu et place de disjoncteurs différentiel n'est pas autorisée.</p>
Circuit électrique		
Type de câble	<ul style="list-style-type: none"> • Fil électrique isolé ou câble électrique (Ensemble de fils électriques isolés réunis dans une gaine protectrice) 	

	<ul style="list-style-type: none"> • Âme conductrice en cuivre 	
Nombre de conducteurs	<ul style="list-style-type: none"> • Circuit monophasé : <ul style="list-style-type: none"> - 3 (Phase, Neutre et Terre) pour les circuits alimentant des prises électriques - 2 (Phase, Neutre) pour les circuits alimentant uniquement des points d'éclairage. • Circuit triphasé : 5 (3 Phases, Neutre et Terre) 	Le contrôle de la présence de fil de terre pour chaque circuit pouvant alimenter des prises électriques est obligatoire.
Couleur des conducteurs	<ul style="list-style-type: none"> • Phase : Toutes les couleurs sauf bleu, vert et jaune, vert, jaune. • Neutre : Bleu • Terre : Jaune et Vert 	
Mode de pose	<ul style="list-style-type: none"> • Interdiction de circuits électriques non fixés aux parois • Seuls les câbles électriques à double isolation (Fils et enveloppe protectrice) peuvent se fixer directement sur les parois à l'aide de cavaliers– l'utilisation de clous, de ruban adhésif ou toutes autres attaches non prévues à cette fin est interdite. • Protection mécanique obligatoire pour les circuits réalisés en fils électriques avec gaine isolante non recouvert d'une gaine protectrice (Pose obligatoire sous conduit / plinthe / goulotte ou noyé sous conduit) • Pour les circuits installés à l'extérieur, la nature des fils / câbles électriques et des conduits doit être compatible 	
Connexions	<p>Les connexions entre conducteurs et entre conducteurs et autres matériels doivent :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Assurer une continuité électrique durable • Présenter une tenue mécanique appropriée • Être protégées et non accessibles directement (A l'intérieur d'une boîte de dérivation, goulotte, ...) • Être accessibles pour vérification et dépannage. <p>Par conséquent, les connexions doivent être réalisées en utilisant des accessoires conçus à cet effet :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Boîtes de dérivation, Connecteurs automatiques / domino électriques / cosses bout à bout à l'intérieur d'une boîte d'encastrement ou sous goulotte, etc. 	<p>Par conséquent, les connexions doivent être réalisées en utilisant des accessoires conçus à cet effet : Domino électriques, boîtes de dérivation, etc.</p> <p>La réalisation de jonction ou dérivation directe par</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • Les raccordements électriques encastrés dans la maçonnerie sont interdits • La réalisation de jonction ou dérivation par épissure (Extrémités des fils à connecter torsadés ensemble et recouverte de scotch électrique) est interdite • La présence de fils électriques dénudés est interdite (Obligation de protection des extrémités non raccordées) 	
Prises électriques	Ensemble des prises équipées d'une broche de neutre, raccordée à la prise de terre via un conducteur de protection	
Mise à la terre		
Prise de terre	<p>SLT – TT :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prise de terre des masses de l'installation intérieure réalisée par un piquet de terre enfoui dans le sol, et raccordé au tableau électrique par un conducteur principal de protection en cuivre nu de section 25mm² minimum • Résistance maximale de la prise de terre compatible avec la sensibilité du DDR : <ul style="list-style-type: none"> ○ 500 mA : 100 Ω ○ 300 mA : 166 Ω ○ 30 mA : 1660 Ω 	<p>La présence d'une prise de terre dédiée à l'installation électrique à raccorder est obligatoire.</p> <p>La vérification de la valeur de la mise à la terre de l'installation intérieure est obligatoirement réalisée par le Concessionnaire.</p>

SLT : Schéma de Liaison à la Terre

DDR : Dispositif Différentiel Résiduel

ANNEXE 2

Modèle type de convention de concession

LOGO AUTORITE
COMPETENTE

Logo
PROMOTEUR

CONVENTION DE CONCESSION D'ELECTRIFICATION HORS-RESEAU DE LOCALITÉS

N°/xxxxxx/xxxxx/xxxxx/SA

par et entre

L'AUTORITE CONCEDANTE
(XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX)

Et

.....

Année

Sommaire

Préambule :	6
Chapitre I : Caractéristiques générales de la Convention	7
Article 1 : Définitions	7
Article 2 : Objet de la Convention -Principales obligations des Parties	13
Article 3 : Nature de la Convention.....	15
Article 4 : Durée de la Convention.....	15
Article 5 : Durée des Travaux– Durée de l'Opération Commerciale	15
Article 6 : Documents contractuels.....	16
Article 7 : Liste des Annexes	16
Article 8 : Prise d'Effet de la Convention	17
Article 9 : Non versement de tout ou partie des fonds du cofinancement	19
Article 10 : Périmètre de la Concession	19
Article 11 : Exclusivité	19
Chapitre II : Conception, réalisation, entretien et renouvellement des Installations.....	20
Article 12 : Caractéristiques des Installations	20
Article 13 : Exécution des travaux et Mise en Service	20
Article 14 : Contrôle des travaux	21
Article 15 : Dispositions relatives à la sous-traitance.....	21
Article 16 : Causes de Retard exemptées de pénalités	22
Chapitre III : Exploitation du service	23
Article 17 : Exploitation commerciale	23
Article 18 : Contrôle de l'exploitation commerciale	23
Article 19 : Indicateurs de performance.....	23
Article 20 : Assurances	24
Article 21 : Arrivée du réseau électrique national de distribution	25
Chapitre IV : Régime financier de la Convention de Concession	26
Article 22 : Dispositions générales relatives au financement.....	26
Article 23 : Principe et méthodologie tarifaires	27
Article 24 : Impôts et taxes.....	27
Article 25 : Redevances	27
Article 26 : Transfert de capitaux.....	27
Article 27 : Pénalités	27
Article 28 : Garanties d'achèvement des travaux	29
Article 29 : Mise en Régie	30
Chapitre V : Fin de la Convention de concession	30
Article 30 : Résiliation de la Convention pour manquement du Concessionnaire à ses obligations	30

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

Entre :

NOM ET ADRESSE DE L'AUTORITE COMPETANTE

(Ministère de l'Energie, de l'Eau et des Mines)

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 **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°2022-474 du 03 août 2022 portant réglementation de l'électrification hors-réseau en République du Bénin, le Gouvernement de la République du Bénin a désigné la structure en charge de l'Électrification rurale, habilitée par le Ministère en charge de l'Énergie à délivrer les titres d'exploitation hors réseau comme autorité concédante (autorité compétente)

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 :

Accord de cofinancement	Accord de cofinancement 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 (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	Découlant des événements visés à l'article 16.1 de la Convention
Changement de Contrôle	Désigne la situation dans laquelle l'actionnaire ultime du Concessionnaire ne détiendrait plus, directement ou indirectement, 51% du capital social et des droits de vote du Concessionnaire.
Changement de Lois	<p>a) une situation aux termes de laquelle l'une des exonérations mentionnées dans ce présent contrat viendrait à être supprimée ou réduite, alors que le Concessionnaire a rempli toutes les obligations légales en la matière ;</p> <p>b) tout changement dans les Lois Applicables postérieurement à la Date d'Entrée en Vigueur de la Convention ;</p> <p>c) une modification des termes et conditions d'une autorisation postérieurement à son octroi ou sa délivrance ;</p>

	<p>d) le retrait, l'abrogation ou le non-renouvellement de toute autorisation, ou son renouvellement selon des termes et conditions moins favorables au Concessionnaire, sauf dans l'hypothèse où une autorisation est retirée, abrogée ou non-renouvelée par suite d'un manquement du Concessionnaire ;</p> <p>e) la promulgation, l'annulation, l'entrée en vigueur, la suspension, le non-renouvellement, l'abrogation ou la modification des Lois Applicables, ou un changement dans l'interprétation ou l'application des Lois Applicables, postérieurement à la Date de Signature (en ce notamment compris l'imposition de toute nouvelle taxe ou de tout nouvel impôt ou une modification de l'application d'un impôt existant qui entraînerait une fiscalité plus lourde pour le Concessionnaire, ses actionnaires ou les Bailleurs de Fonds).</p>
Concédant	La <u>structure en charge de l'Électrification rurale, habilitée par le Ministère en charge de l'Énergie à délivrer les titres d'exploitation hors réseau</u> et agissant au nom et pour le compte de l'État du Bénin.
Conditions Préalables	Toutes approbations, autorisations, décisions, permis, attestations, accords, immatriculations, mises à disposition et autres formalités prévues par l'Article 8.1 et 8.2 dont la levée dans le délai prévu par l'Article 8.3 sous la forme prévue par l'Article 8.4 conditionne la Prise d'Effet de la Convention. La non réalisation des Conditions Préalables est exclue toute indemnisation à la demande d'une Partie ou de l'autre.
Convention	Désigne la présente Convention et l'ensemble de ses Annexes.
Concession	Désigne le mode de réalisation de la mission définie à l'Article 2.
Concessionnaire	[Dénomination], société [Type de société] au capital social de [Montant du capital social] ayant son siège social au [Adresse du siège] ([Pays du siège]), immatriculée au [Nom du registre] sous le numéro [Numéro d'immatriculation], représentée pour la signature de la présente convention par [M. <ou> Mme] [Prénom] [Nom], son [Titre/Mandat social du signataire] domicilié au siège de ladite société et ayant en cette qualité tous pouvoirs à l'effet de conclure la Convention au nom et pour le compte de celle-ci

Date d'Entrée en Vigueur :	Date de signature de la Convention
Date de prise d'Effet	Date à laquelle les conditions préalables prévues à l'article 8-1 et 8-2 de la Convention sont levées et à partir de laquelle la Convention produit ses effets.
Date de Prise d'Effet de la Résiliation	<i>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 21 du Décret N°2022-474 du 03 août 2022 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 : <ul style="list-style-type: none"> - Modification ayant un impact significatif sur le tarif (tel qu'approuvé en Annexe 17) - 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 17.
Réserves Majeures	Au sens de l'Article 5, désignent les Réserves portant sur le non-respect des normes et des spécifications techniques des matériels et Installations conformément aux exigences légales et/ou du Cahier des Charges et le non-respect des règles de l'art, dont la levée conditionne la réception provisoire en vue de la délivrance de l'Autorisation de Mise en Service.
Sous-Traitant(s)	<i>Voir Article 15.</i>

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Article 3 : Nature de la Convention

La Convention est conclue et s'interprète conformément au Droit Applicable et en vigueur en République du Bénin et notamment mais non exclusivement la loi n°2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Electricité en République du Bénin et le Décret N°2022-474 du 03 août 2022 portant Réglementation de l'Electrification Hors-Réseau en République du Bénin et leurs versions ultérieures.

Article 4 : Durée de la Convention

Sous réserve de la survenance d'un cas de fin anticipée de la Convention, ou d'une Cause de Retard exemptée de pénalités entraînant sa prorogation, la Convention est conclue pour une durée commençant à courir à compter de la Date de Prise d'Effet et expirant à la fin de la Durée de l'Opération Commerciale. À l'expiration de ce délai et sous réserves des dispositions prévues par la loi 2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'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.

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

La durée de réalisation des Installations (Durée des Travaux), est de douze (12) mois à compter de la Date d'Ouverture du Chantier par Localité (Annexe 23) sachant que les travaux sur l'ensemble des Localités doivent être entamés dans un délai de six mois à compter de la Date de Prise d'Effet de la Convention.

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

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

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

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.

Article 6 : Documents contractuels

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

Article 7 : Liste des Annexes

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

Annexe 2 : Périmètre de la Concession et plan de situation

Annexe 3 : Règlement de service

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

Annexe 5 : Avantages fiscaux et douaniers

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

Annexe 7 : Modèle tarifaire de l'ARE

Annexe 8 : Actionnariat et statuts de la société de projet

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

Annexe 10 : Accord de cofinancement

Annexe 11 : Documents de Financement

Annexe 12 : Assurances

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

Annexe 14 : Inventaire des Biens de la Concession

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

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

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

Annexe 18 : Mise à Disposition

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

Annexe 20 : Principes et méthodologie tarifaires

Annexe 21 : Liste des essais de performance

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

Article 8 : Prise d'Effet de la Convention

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

8.1 : Conditions Préalables à la charge du Concédant

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

8.2 : Conditions Préalables à la charge du Concessionnaire :

- Accord de cofinancement signé, le cas échéant (Annexe 10) ;
- Titres de propriété ou contrat de bail des sites de construction des centrales conformes à la législation en vigueur ;
- Obtention des accords de financement des prêteurs / confirmation des prêteurs ou de leurs représentants que toutes les conditions préalables au premier tirage de la dette au titre des contrats de financement (autre que toute condition préalable relative à la Prise d'Effet de la Convention) ont été satisfaites, si applicable (Annexe 11).
- Dans le cas où aucun prêteur n'intervient dans le financement du Projet, obtention des

accords de financement des investisseurs en Fonds Propres (ou instruments assimilés tels que prêt actionnaire) que toutes les conditions préalables au premier tirage en Fonds Propres (autre que toute condition préalable relative à l'entrée en vigueur de la Convention) ont été satisfaites,

- Plan de formation du personnel technique et local et de transfert de compétences (Annexe 16) ;
- Transmission au Concédant de la copie authentique des titres de propriétés ou des beaux afférents aux terrains acquis ou loués dans le cadre de l'exécution de la Convention (Annexe 15) ;
- La remise au Concédant du Certificat de Conformité Environnementale et du plan de gestion des impacts environnementaux et sociaux (Annexe 6) ;
- La remise au Concédant des études d'exécution détaillée par localité telles que figurant au Dossier technique (Annexe 1) ;
- La remise au Concédant de la Garantie Bancaire prévue à l'article 28 (Annexe 9).
- La remise au Concédant de l'Extrait du Registre du Commerce et du Crédit Mobilier (RCCM) du Bénin et des statuts portant composition de l'actionnariat de la société de projet (Annexe 8).
- La remise au Concédant des attestations d'assurances prévues à l'article 20 (Annexe 12).

8.3 : Délai de levée des conditions préalables

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

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

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, pour quelque raison que ce soit, cette situation sera considérée comme un Bouleversement de l'Équilibre Économique de la Convention et traitée conformément aux dispositions de l'article 46 de la Convention.

Article 10 : Périmètre de la Concession

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

Article 11 : Exclusivité

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

Pour l'exécution de la Convention, le Concessionnaire reconnaît que lorsqu'un promoteur d'énergie distribuée telle que les kits solaires ou autres, ayant bénéficié de subventions de l'État ou d'autres Partenaires Techniques et Financiers est préalablement installé dans le Périmètre de Concession du Concessionnaire, il lui est fait obligation de négocier de bonne foi avec le promoteur préalablement installé pour aboutir à un accord commercial d'énergie distribuée pour la commercialisation de ses produits, étant entendu que le promoteur devra coopérer de bonne foi à l'obtention de cet accord. 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 II : Conception, réalisation, entretien et renouvellement des Installations

Article 12 : Caractéristiques des Installations

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

Article 13 : Exécution des travaux et Mise en Service

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

13.1 : Caractéristiques des travaux

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

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

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

- La Date de Prise d'Effet de la Convention est effective au sens de l'article 8 de la Convention
- Spécifiquement, pour la localité concernée par la réalisation des travaux le Concessionnaire a fourni au Concédant :
 - le Certificat de Conformité Environnementale et le plan de gestion des impacts environnementaux et sociaux (Annexe 6).

- les études d'exécutions détaillée pour la localité telles que figurant au Dossier technique (Annexe 1)
- les documents de présomption de propriété pour les domaines sélectionnés pour l'installation de la centrale dans la localité

13.2 : Modification des prestations

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

Article 14 : Contrôle des travaux

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

Article 15 : Dispositions relatives à la sous-traitance

Le Concessionnaire est personnellement responsable de l'exécution de la Convention. Le Concessionnaire confie la réalisation de ses obligations conventionnelles à des Sous-Traitants de son choix et placés sous sa responsabilité, conformément aux dispositions du Code de l'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.

Article 16 : Causes de Retard exemptées de pénalités

16.1 : Événements considérés comme Causes de Retard exemptées de pénalités

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

- a. retrait, modification ou annulation d'un permis ou d'une autorisation par une décision de justice ou d'une Entité 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 III : Exploitation du service

Article 17 : Exploitation commerciale

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

Article 18 : Contrôle de l'exploitation commerciale

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

Article 19 : Indicateurs de performance

Le Concessionnaire est responsable du respect des indicateurs de performance auxquels il est tenu, tels que figurant à l'Annexe 1 et/ou à l'Annexe 3 selon le cas et tout autre indicateur

raisonnable défini d'un commun accord entre le Concédant, l'Autorité de Régulation de l'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.

Article 20 : 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.

Article 21 : Arrivée du réseau électrique national de distribution

En cas d'extension du réseau national de distribution dans l'une quelconque des Localités se trouvant dans le Périmètre de la Concession, le Concessionnaire et le gestionnaire du réseau électrique national de distribution devront se réunir pour envisager les options à retenir sous l'égide de l'Autorité de Régulation de l'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 IV : Régime financier de la Convention de Concession

Article 22 : Dispositions générales relatives au financement

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

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

Article 23 : Principe et méthodologie tarifaires

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

Article 24 : Impôts et taxes

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

Article 25 : Redevances

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

Article 26 : Transfert de capitaux

Le Concessionnaire effectue les transferts de devises à l'étranger dans les conditions prévues par la législation et la réglementation en vigueur au Bénin. Le Concédant s'engage à faire ses meilleurs efforts pour apporter toute son assistance au Concessionnaire afin de lui permettre d'effectuer de tels transferts en temps utiles.

Article 27 : Pénalités

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

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

Article 28 : Garanties d'achèvement des travaux

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

Auprès d'un établissement de crédit de premier rang préalablement accepté par le Concédant. Il s'engage à maintenir ou faire maintenir cette garantie jusqu'à deux (2) mois à compter de la

Date d'Opérations Commerciales des Installations. Cette garantie est annexée à la Convention (Annexe 9).

Article 29 : Mise en Régie

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

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

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

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

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

Chapitre V : Fin de la Convention de concession

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

Sauf cas de Force Majeure ou de Causes de Retard exemptées de pénalités, le Concédant peut prononcer la résiliation de la Convention aux torts et aux frais du Concessionnaire en cas de faute ou manquement grave du Concessionnaire dans le cadre de l'exécution des obligations essentielles mises à sa charge en application de la Convention, après avis de l'Autorité de Régulation de l'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.

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

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

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

Article 32 : Conséquences de la fin anticipée de la Convention

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

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

Article 33 : Indemnisation en cas de résiliation de la Convention

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

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

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

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

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

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

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

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

- A. Valeur non amortie des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- B. Frais de remise en état des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires dûment justifiés à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- C. Montant représentant le préjudice forfaitaire correspondant aux troubles induits par la faute du Concessionnaire égal à 20% de la valeur nette comptable des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires.
- D. Impôts et taxes à payer éventuellement au titre de la perception de l'indemnité.

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

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

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

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

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

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

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

33.2.2 : Indemnisation en cas de résiliation pour manquement du 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.

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

Sont réputés biens constitutifs de la Concession, l'ensemble des terrains, bâtiments, ouvrages et installations, appareils et leurs accessoires situés dans le Périmètre de la Convention ainsi que les objets mobiliers nécessaires à l'exécution de la Convention tel que stipulé à l'Annexe 14. À l'expiration du délai prévu à l'article 4 de la Convention, le Concessionnaire se trouvera subrogé dans tous les droits afférents à la concession par le Concédant. Le Concédant entrera immédiatement et gratuitement en possession des Biens de Retour. À dater du même jour, tous les produits de la Concession lui reviendront. Le cas échéant, les Biens de Reprise pourront être repris par le Concédant sur la base de leur valeur nette comptable. Les stocks et approvisionnements pourront être repris par le Concédant sur la base de leur valeur nette

comptable. Le Concessionnaire sera tenu de remettre au Concédant en bon état d'entretien les Installations, les appareils et leurs accessoires afin que le Concédant puisse poursuivre l'exploitation dans des conditions économiques équivalentes.

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

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

Article 35 : Biens de retour

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

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

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

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

Article 36 : Biens de Reprise

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

Article 37 : Biens Propres

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

Article 38 : Inventaire

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

Chapitre VI : Dispositions relatives au Concessionnaire

Article 39 : Modification de l'actionnariat du Concessionnaire

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

Le Concessionnaire devra fournir au Concédant une présentation synthétique des nouveaux actionnaires proposés et toutes les informations techniques, juridiques et financières qu'il jugera nécessaires pour que le Concédant puisse statuer sur la modification dans la répartition du

capital. Le Concédant dispose d'un délai de deux (02) mois à compter de la réception de la notification du projet de modification dans la répartition du capital pour faire connaître son éventuelle opposition. À défaut de réponse dans ce délai, le Concédant est réputé avoir accepté le projet de modification dans la répartition du capital.

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 sureté consentie aux prêteurs.

Article 40 : Cession de la Convention

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

Chapitre VII : Règlement des différends

Article 41 : Règlement amiable des différends

Les Parties à la Convention s'efforcent de régler à l'amiable tout différend qui découlerait de son exécution, son interprétation, sa validité ou sa résiliation. La procédure de règlement amiable n'est pas suspensive de l'exécution de la Convention.

À défaut de règlement à l'amiable sous trente (30) jours calendaires à compter de la date de notification du différend par une Partie à l'autre Partie, le différend sera soumis obligatoirement à l'Autorité de Régulation de l'Electricité qui rendra une proposition de conciliation dans les quarante-cinq (45) jours calendaires de sa saisine par l'une ou l'autre des Parties.

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

Article 42 : Arbitrage

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

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

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

Article 43 : Droit applicable à la Convention et langue

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

La langue de la Convention est le français.

Chapitre VIII : Dispositions finales

Article 44 : Modification de la Convention par avenant

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

technologique, affectant l'exécution de la Convention sans entraîner un Bouleversement de son 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.

Article 45 : Fait du Prince et Force Majeure Politique

45.1 Fait du Prince

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

45.2 Force majeure Politique

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

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

Les conséquences directes et indirectes de la survenance du Fait 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.

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

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

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

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

Lorsque le paragraphe 2 de la présente clause est applicable, mais que des stipulations contractuelles alternatives prenant raisonnablement en compte les effets de l'évènement évoqué n'ont pas été acceptées, la Partie ayant évoqué la présente clause est en droit de notifier la résiliation de la Convention conformément à ses stipulations après mise en demeure, d'accepter les stipulations contractuelles alternatives, restée sans effet dans un délai qui ne peut être inférieur à soixante (60) jours calendaires. Dans ce cas, l'article 33.2 reste pleinement applicable.

Article 47 : Force Majeure

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

[a] son défaut d'exécution est dû à un évènement hors de son contrôle ; et

[b] elle n'aurait pu raisonnablement prévoir la survenance de cet évènement au moment de la conclusion de la Convention ; et

[c] elle n'aurait pu raisonnablement éviter ou surmonter les effets de cet évènement.

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

[a] si et dans la mesure où la Partie contractante satisfait les conditions prévues au paragraphe 1 de la présente clause ; et

[b] si et dans la mesure où la Partie contractante démontre que les mêmes conditions sont réunies dans le chef du tiers.

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

[a] guerre (déclarée ou non), conflit armé ou menace sérieuse de conflit armé (y compris, mais sans limitation, agression, blocus, embargo militaire), hostilités, invasion, acte d'un ennemi étranger, mobilisation militaire de grande envergure ;

[b] guerre civile, émeute, révolution, rébellion, force militaire ou usurpation de pouvoir, insurrection, désordre ou chaos social, violence perpétrée par la foule, acte de désobéissance contre l'autorité de l'État ;

[c] acte de terrorisme, sabotage ou piraterie ;

[d] acte de l'autorité, qu'elle soit légitime ou non, soumission à toute loi ou ordre, règle, règlement ou directive émanant d'un Gouvernement, couvre-feu, expropriation, spoliation, saisie de biens, réquisition, nationalisation ;

[e] calamité, peste, épidémie, pandémie, catastrophe naturelle, y compris, mais sans limitation, orage violent, cyclone, typhon, tornade, tremblement de terre, éruption volcanique, glissement de terrain, inondation, dommages ou destructions causés par la foudre, sécheresse ;

[f] explosion, incendie, destruction de machines, d'équipements, d'usines et de tous types d'installations ;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Article 48 : 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.

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

Le Concessionnaire présente un plan de formation du personnel technique local et de transfert de compétences (Annexe 16), conformément à l'article 50 de la loi n°2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Electricité en République du Bénin et à l'article 9 du Décret N°2022-474 du 03 août 2022 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.

Article 50 : Rapport annuel

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

Article 51 : Obligations d'informations du Concessionnaire

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

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

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

L'Autorité de Régulation de l'Electricité dispose d'un pouvoir de contrôle de la bonne exécution de la Convention par le Concessionnaire conformément à la réglementation en vigueur ainsi

que d'infliger des sanctions en cas de manquements du Concessionnaire à ses obligations.

Article 53 : 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.

Article 54 : Indépendance des stipulations de la Convention

Au cas où une disposition de la Convention ou de ses Annexes se révélerait nulle en totalité ou en partie et dans la mesure où la loi applicable le permet, cette nullité n'affectera pas la validité du reste de la Convention.

Article 55 : Les droits d'enregistrement

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

Fait à Cotonou, le

Pour le Concédant :

Pour le Concessionnaire :

ANNEXES :

N° d'ordre	Intitulé	Fichiers (lien)	Observations
Annexe 1	Dossier technique (Consistance des études, caractéristiques des Installations et travaux à la charge du Concessionnaire etc.)		Requis à la signature de la Convention (à compléter après les études d'exécutions)
Annexe 2	Périmètre de la concession et plan de situation		Requis à la signature de la Convention
Annexe 3	Règlement de service		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 4	Procédures et normes d'entretien et de maintenance des Installations		Requis à la signature de la Convention
Annexe 5	Avantages fiscaux et douaniers		Requis à la signature de la Convention
Annexe 6	Plan de gestion environnemental et social et Certificat de Conformité Environnemental ou fiche de vérification de conformité environnementale dûment remplie		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 7	Modèle tarifaire de l'ARE		Requis à la signature de la Convention
Annexe 8	Actionnariat et statuts de la société de projet.		- Concessionnaire : Requis à la signature de la Convention - Société de projet : Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 9	Garanties au profit du Concédant.		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 10	Accord de cofinancement		Requis pour la prise d'effet de la Convention, le cas échéant

Annexe 11	Documents de Financement		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 12	Assurances.		Assurances requises
Annexe 13	Liste des pièces à fournir pour l'autorisation de la Direction Générale du Trésor pour le transfert de devises à l'étranger		- Concessionnaire : Requis à la signature de la Convention
Annexe 14	Inventaire des Biens de la Concession		Requis au plus tard, trois (03) mois après la Date de l'Opération Commerciale
Annexe 15	Titres de propriété ou contrat de bail des sites de construction des centrales conforme à la législation en vigueur		Requis au plus tard trois (03) mois après la mise en service
Annexe 16	Plan de formation du personnel technique et local et de transfert de compétences		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 17	Décision tarifaire de l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE)		Requis à la signature de la Convention
Annexe 18	Mise à Disposition		Requis à la signature de la Convention
Annexe 19	Cahier de charges distribution et production / Code réseau		Requis à la signature de la Convention
Annexe 20	Principes et méthodologie tarifaires		Requis à la signature de la Convention
Annexe 21	Liste des essais de performance		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 22	Modèle de lettre de notification de Date d'Ouverture de Chantier		Requis au plus tard six (06) mois avant l'inspection et la mise en service

ANNEXE 3

Tracé des mini-réseaux de distribution

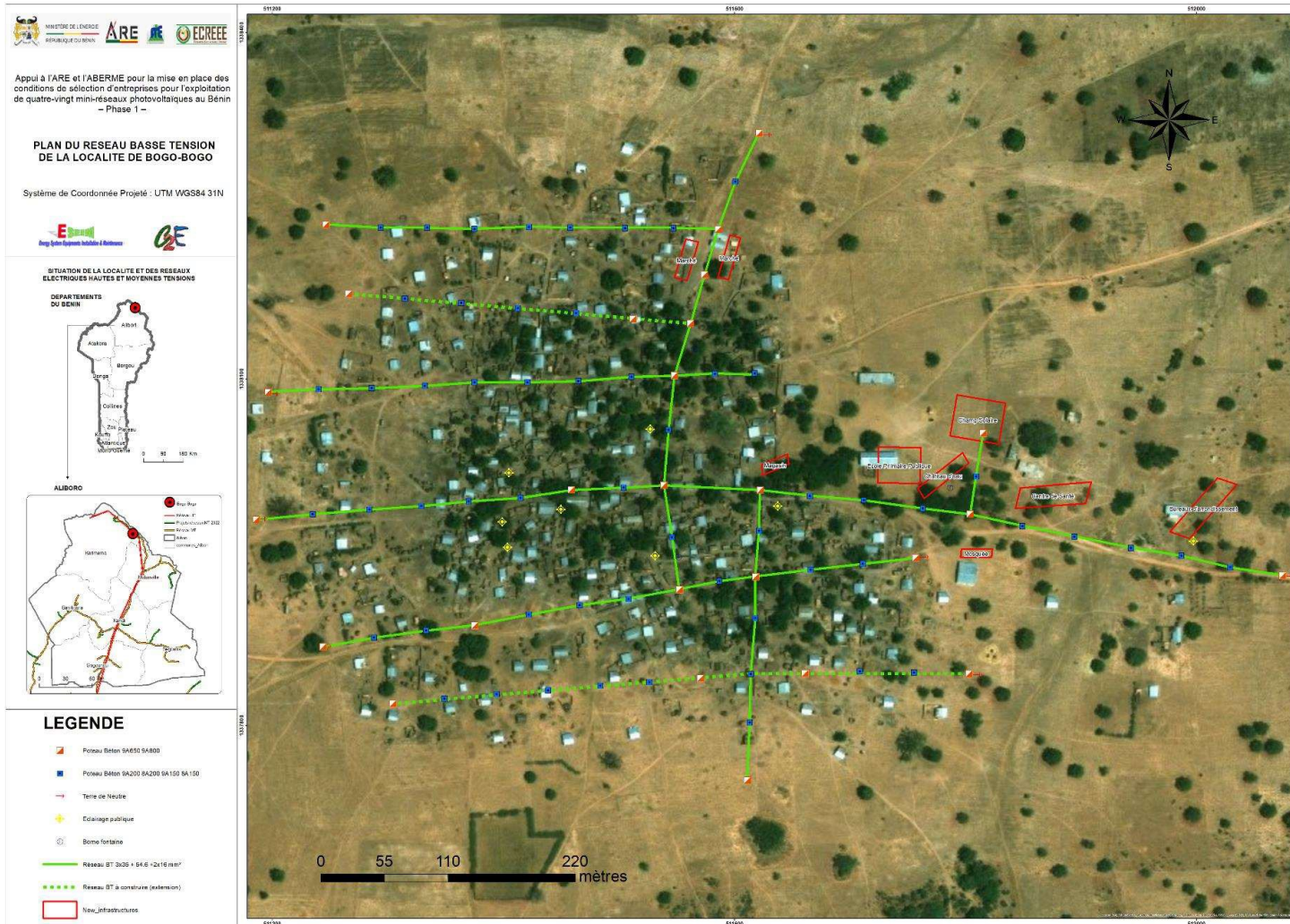


Figure 1: Image satellite de la localité de BOGO BOGO

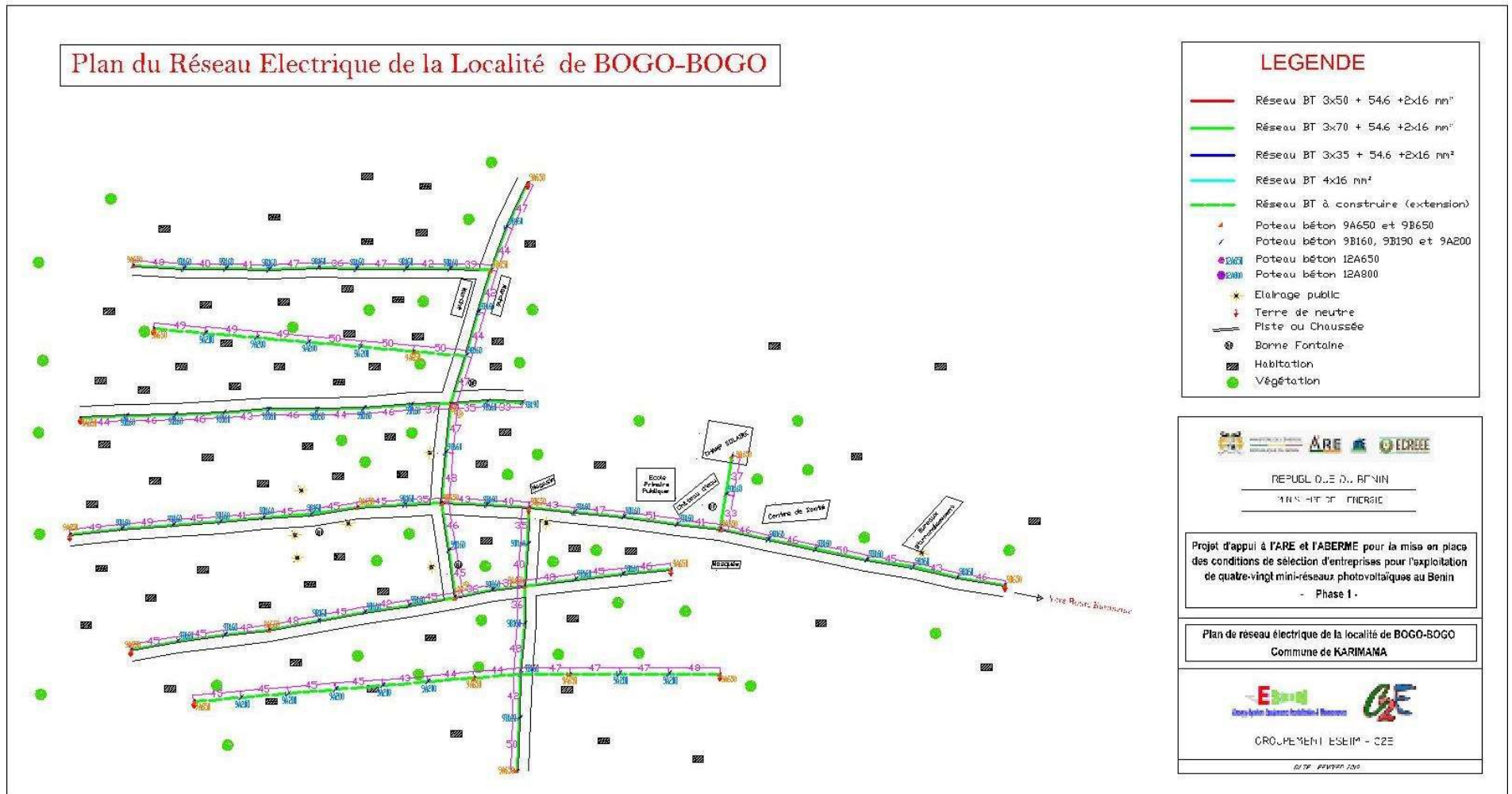


Figure 2 : Réseau électrique de distribution BT de la localité

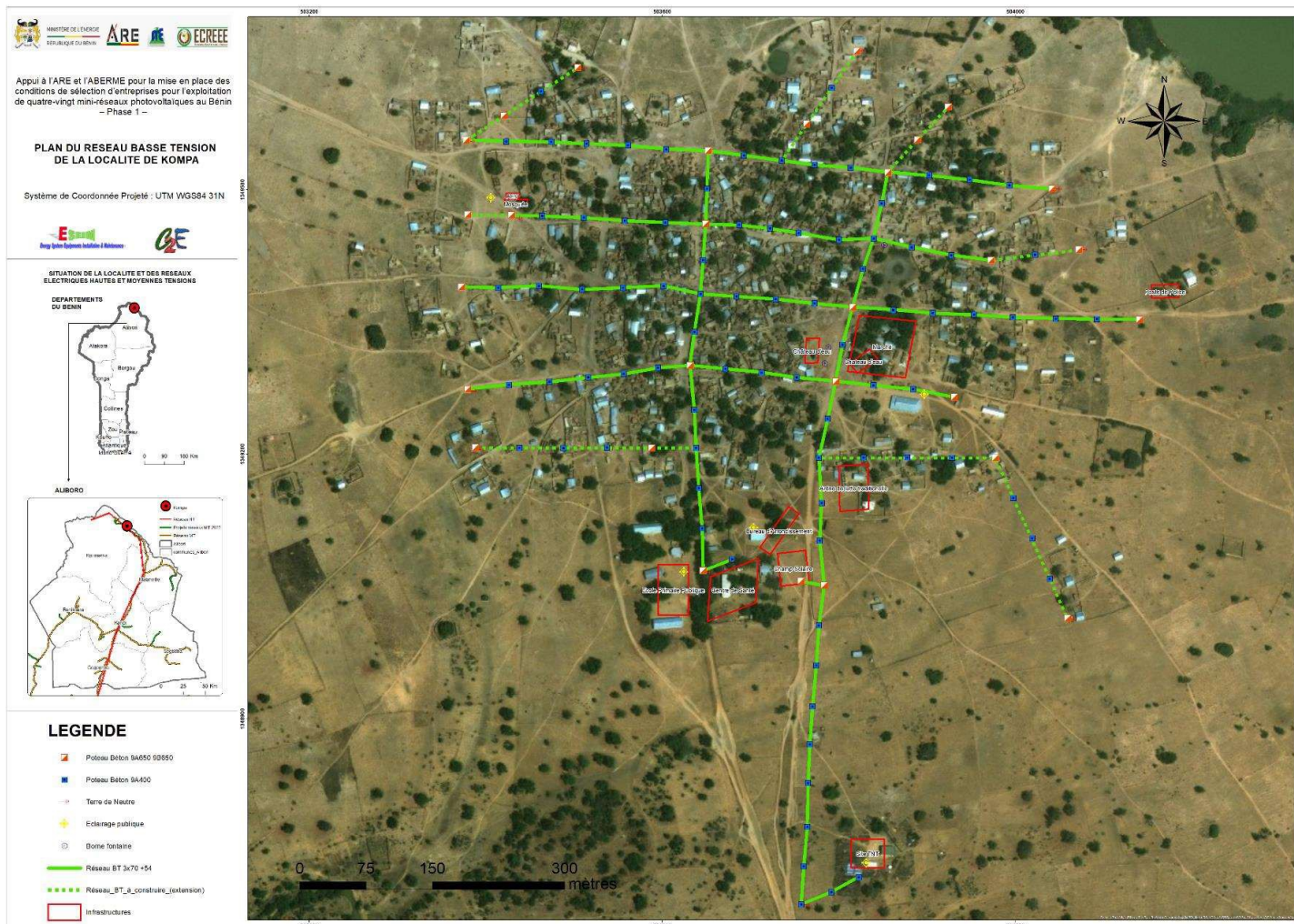


Figure 3 : Image satellite de la localité de KOMPA

Plan du Réseau Electrique de la Localité de KOMPA

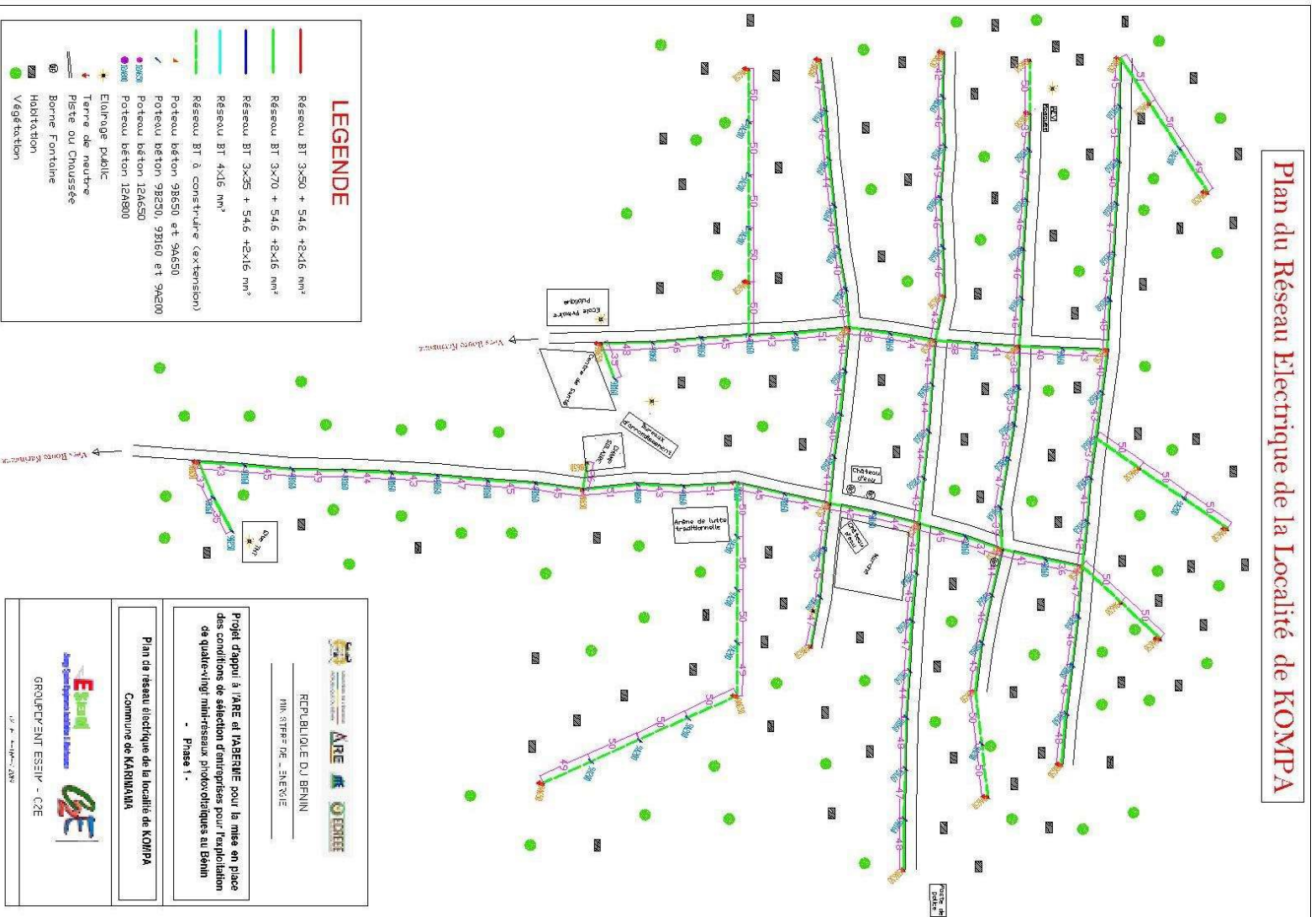


Figure 4 : Plan du réseau BT de la localité de KOMPA

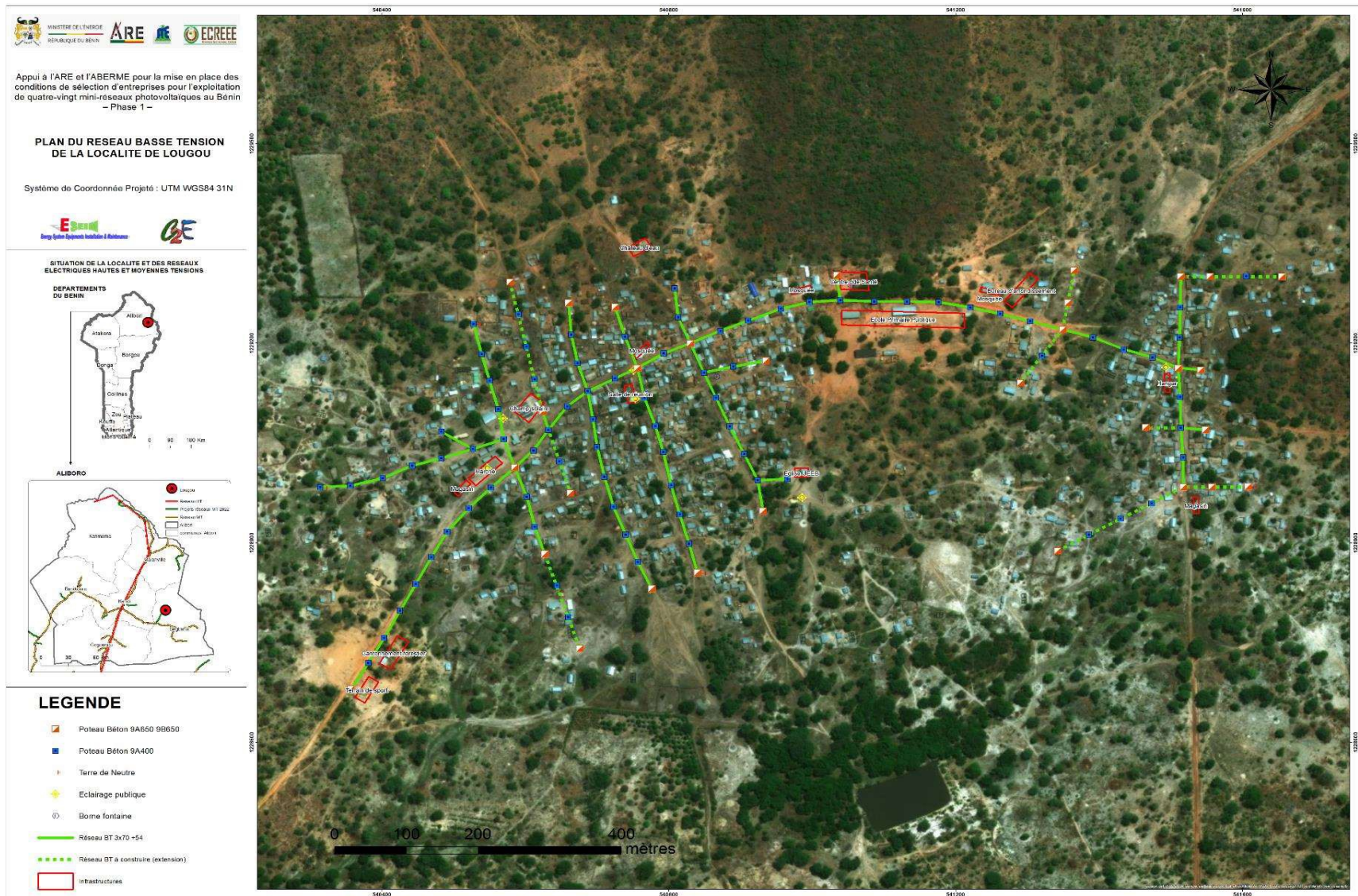


Figure 5 : Image satellite de la localité de LOUGOU

Plan du Réseau Electrique de la Localité de LOUGOU

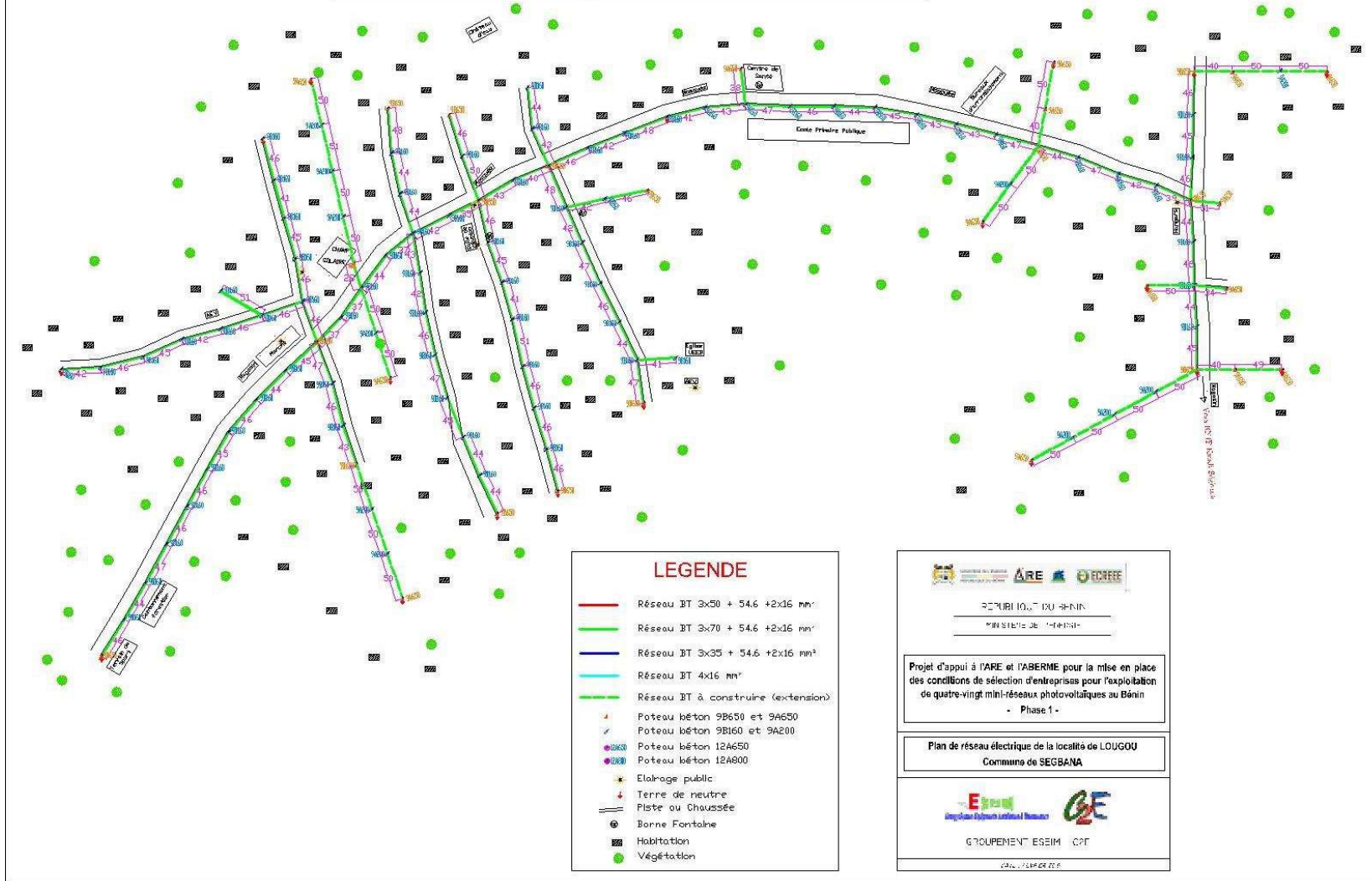


Figure 6 : : Plan du réseau BT de la localité de LOUGOU

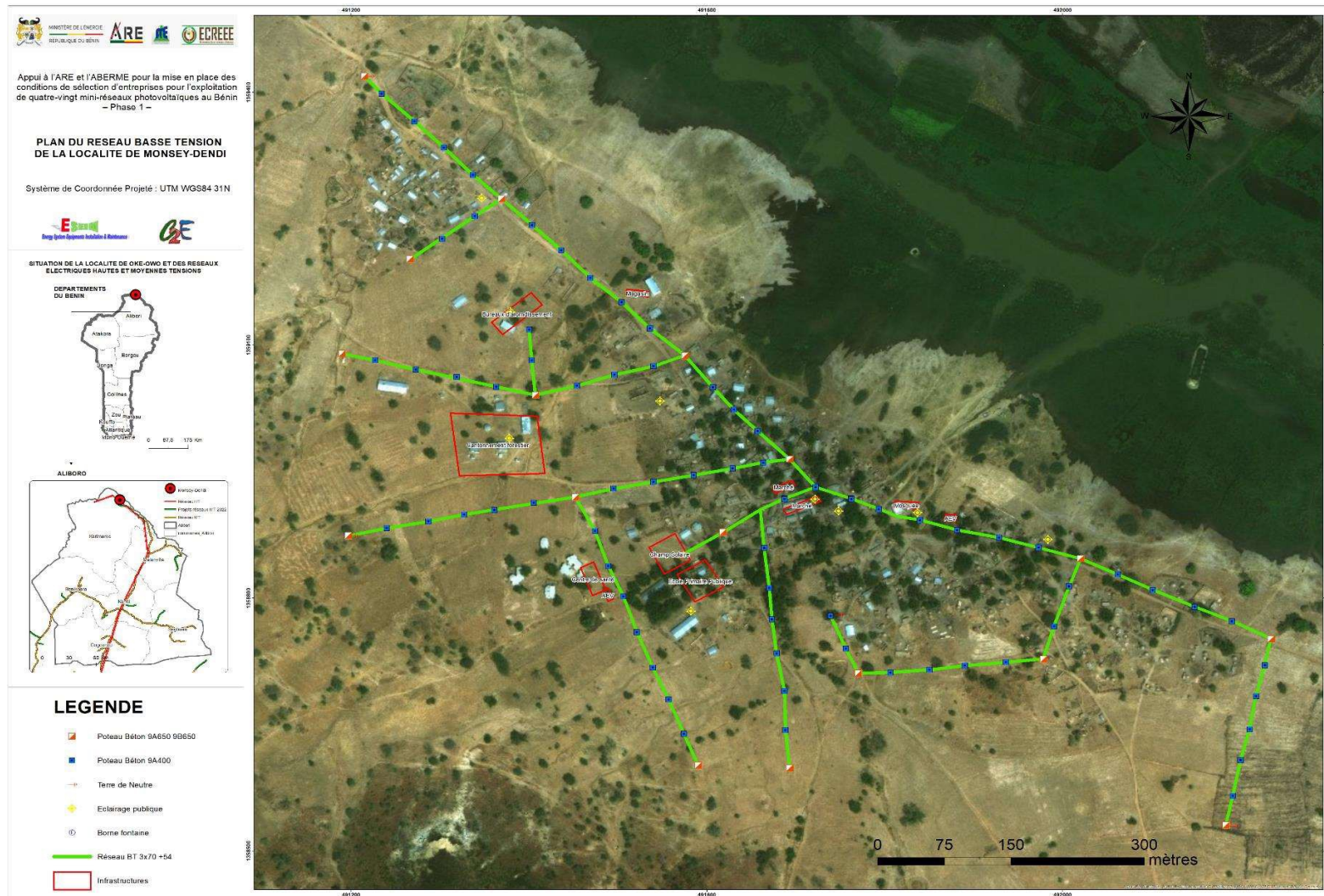


Figure 7 : Image satellite de la localité de MONSEY-DENDI

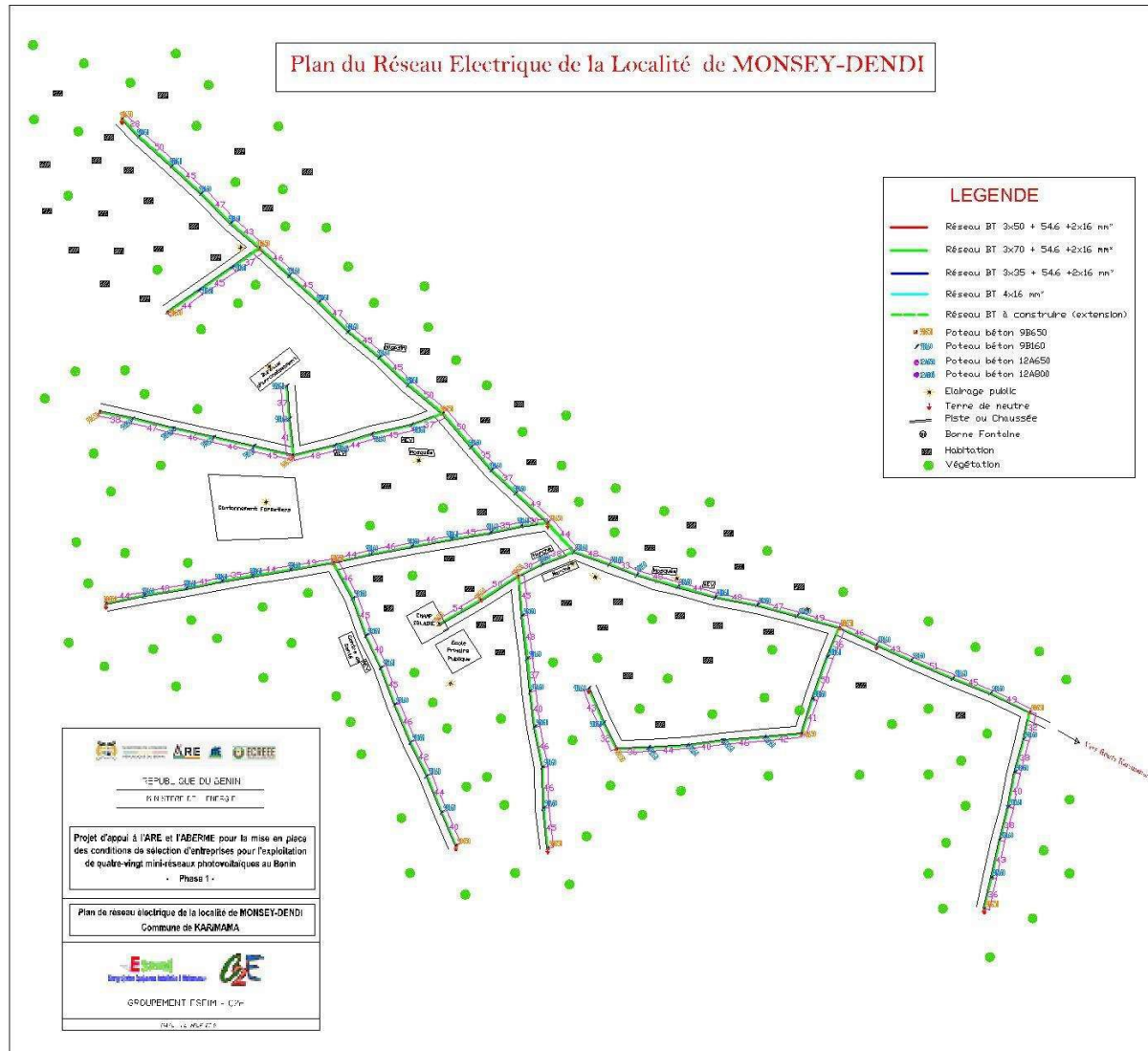


Figure 8 : : Plan du réseau BT de la localité de MONSEY-DENDI

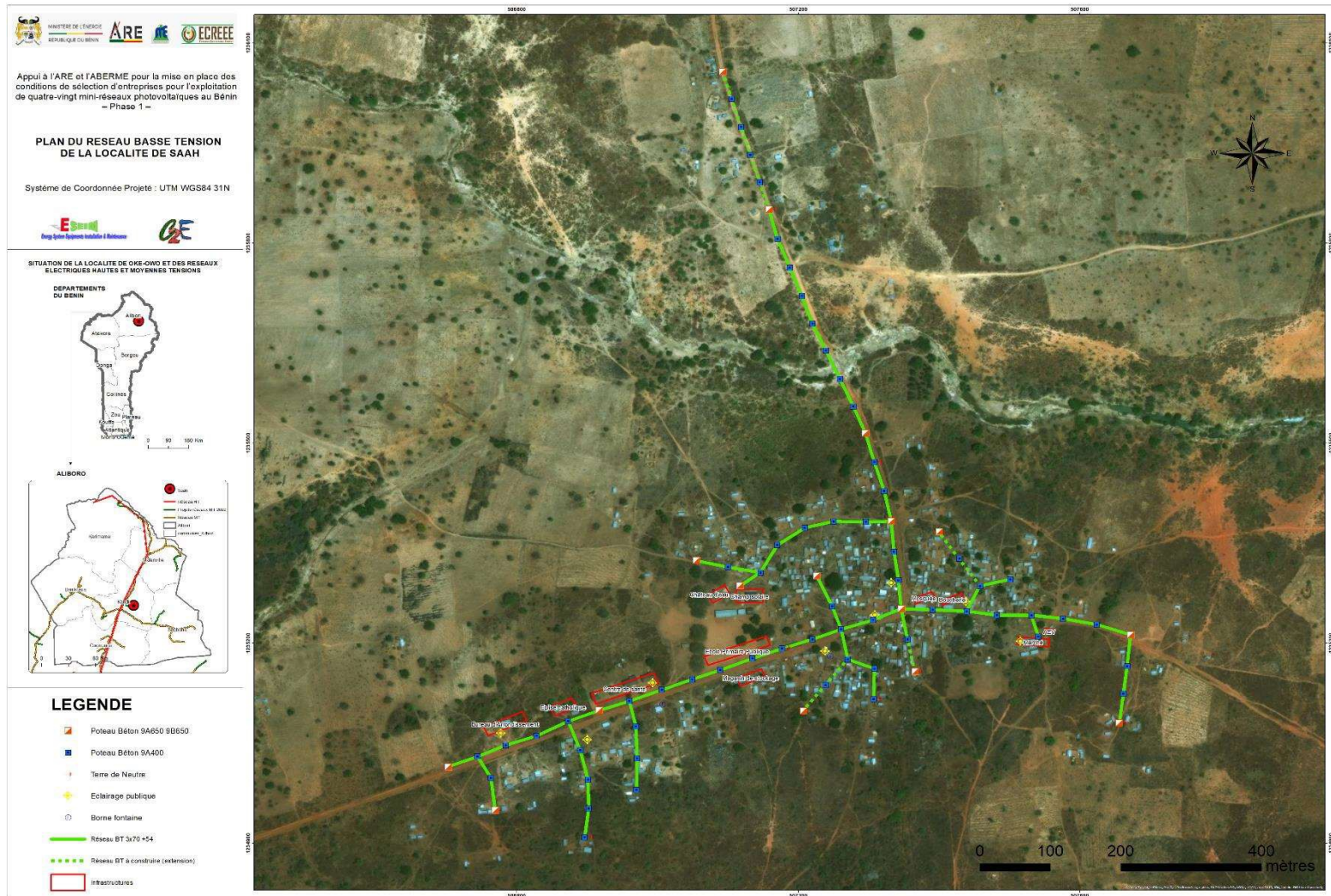


Figure 9 : Image satellite de la localité de SAAH

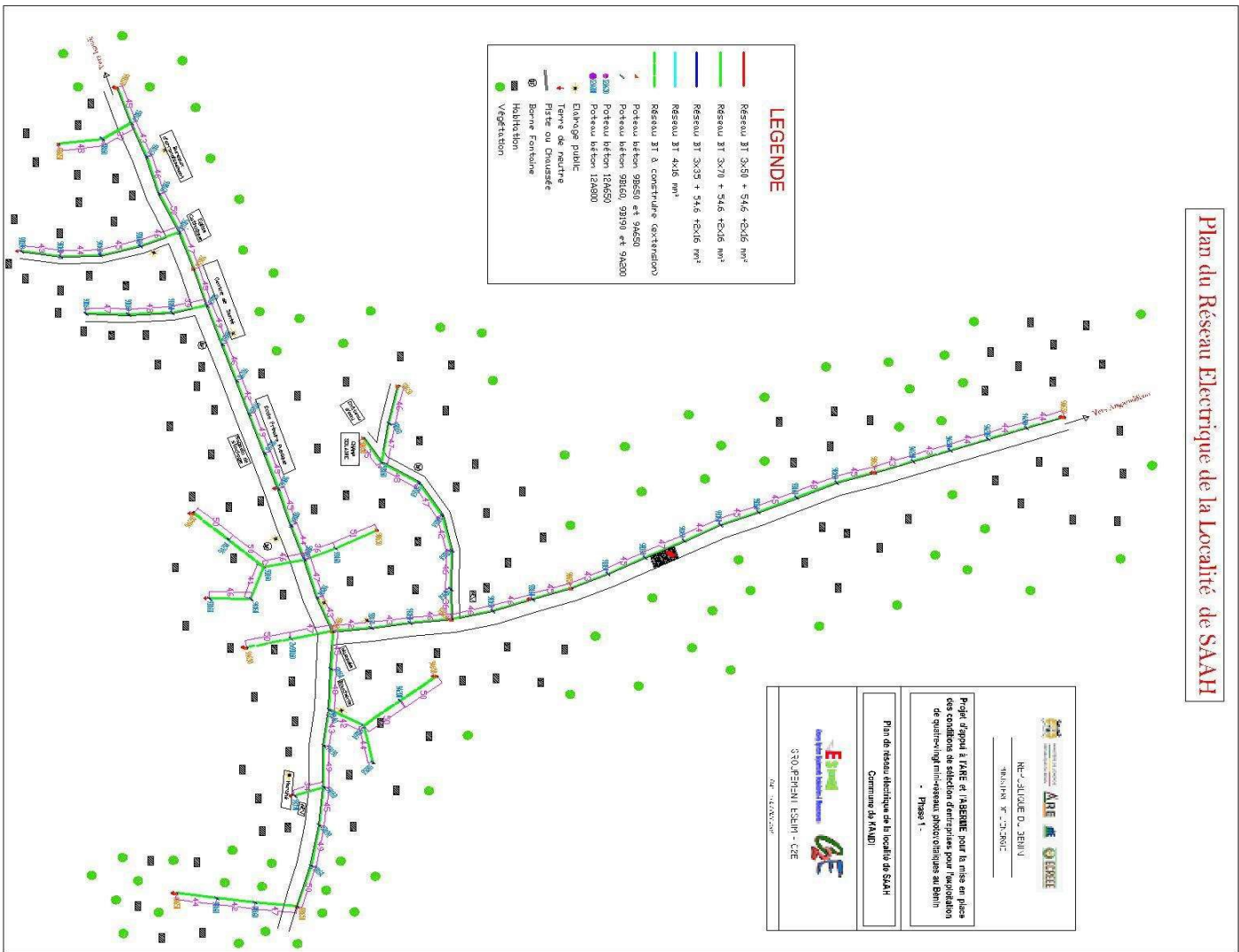


Figure 10: : Plan du réseau BT de la localité de SAAH

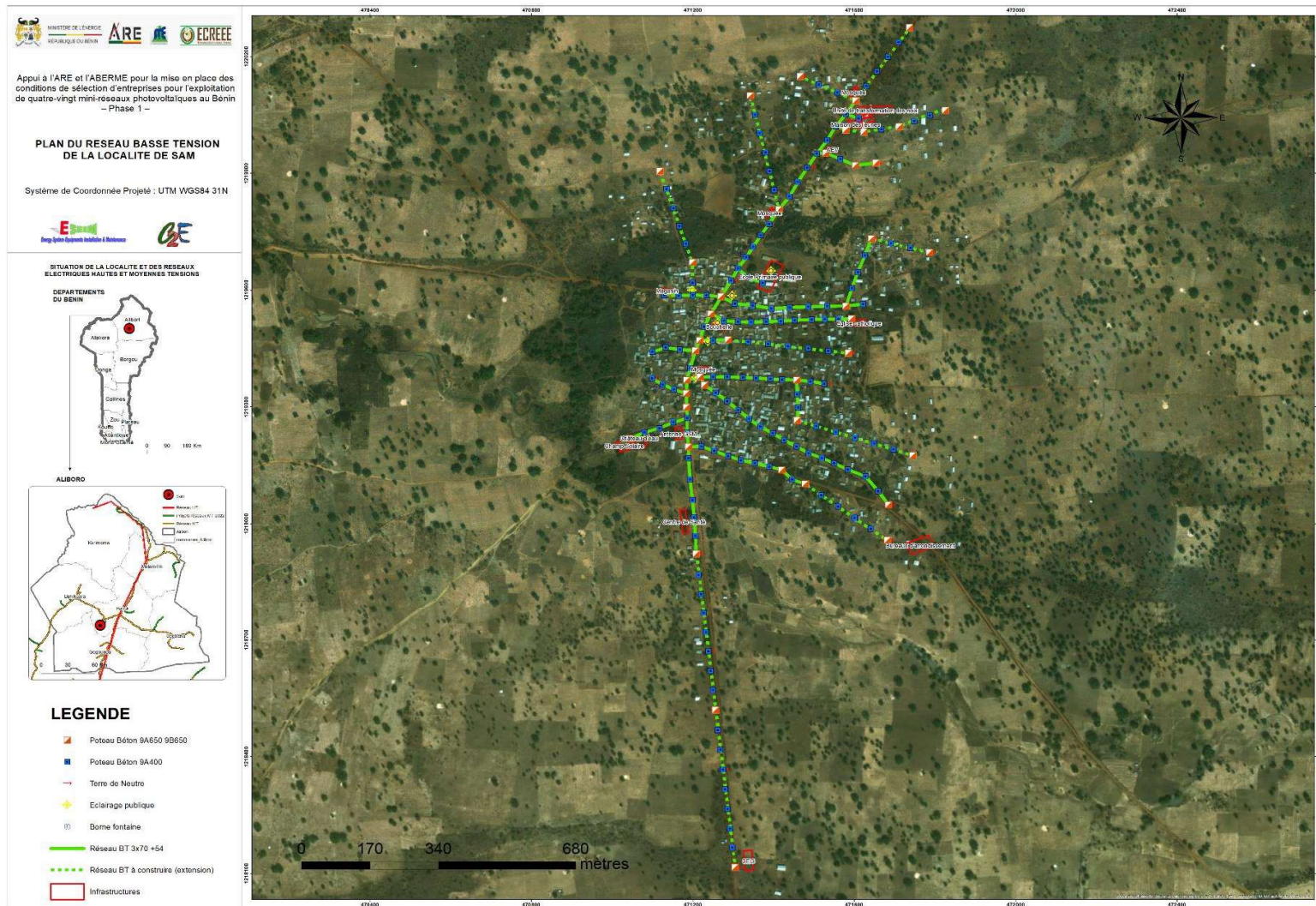


Figure 11 : Image satellite de la localité de SAM

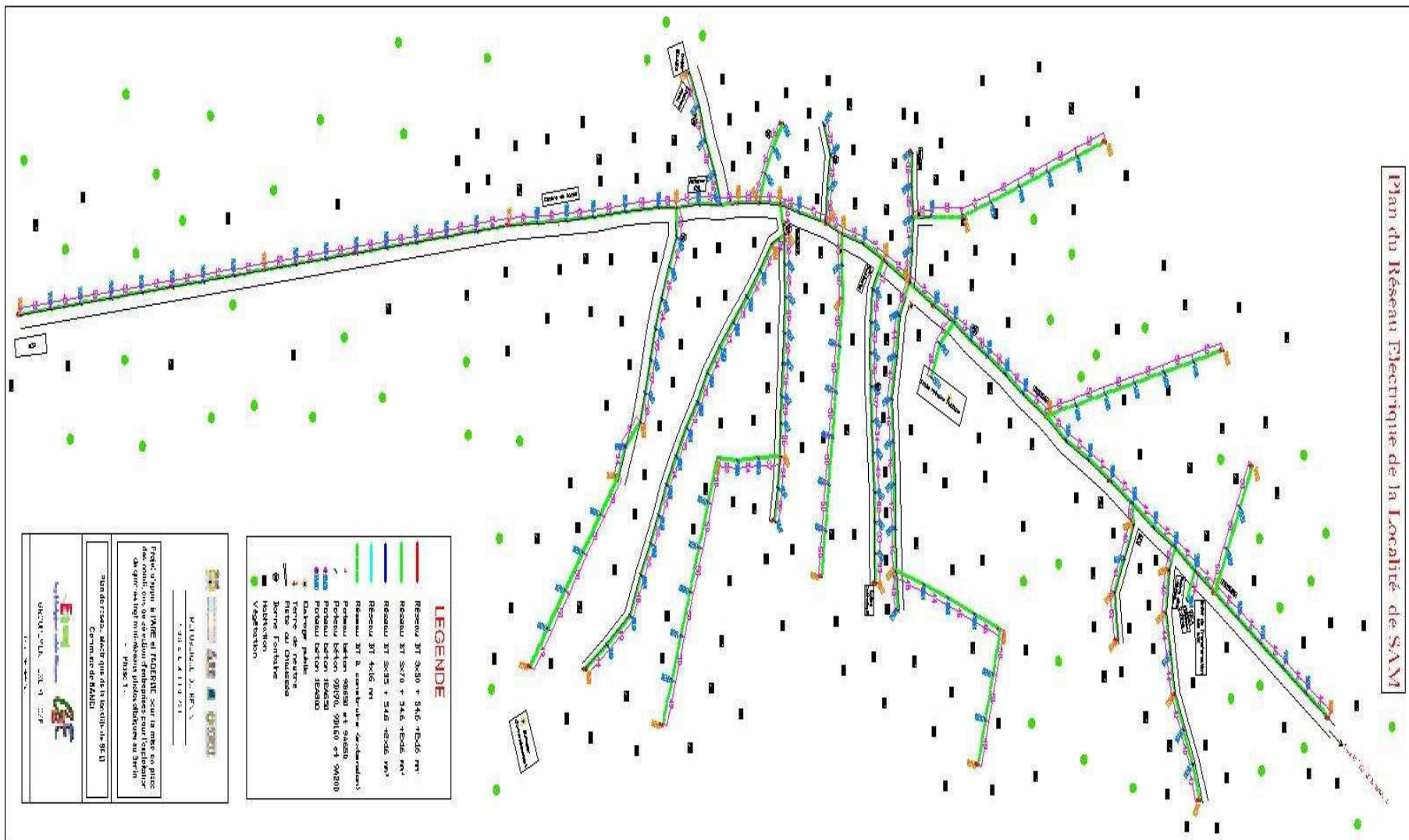


Figure 12 : Plan du réseau BT de la localité de SAM

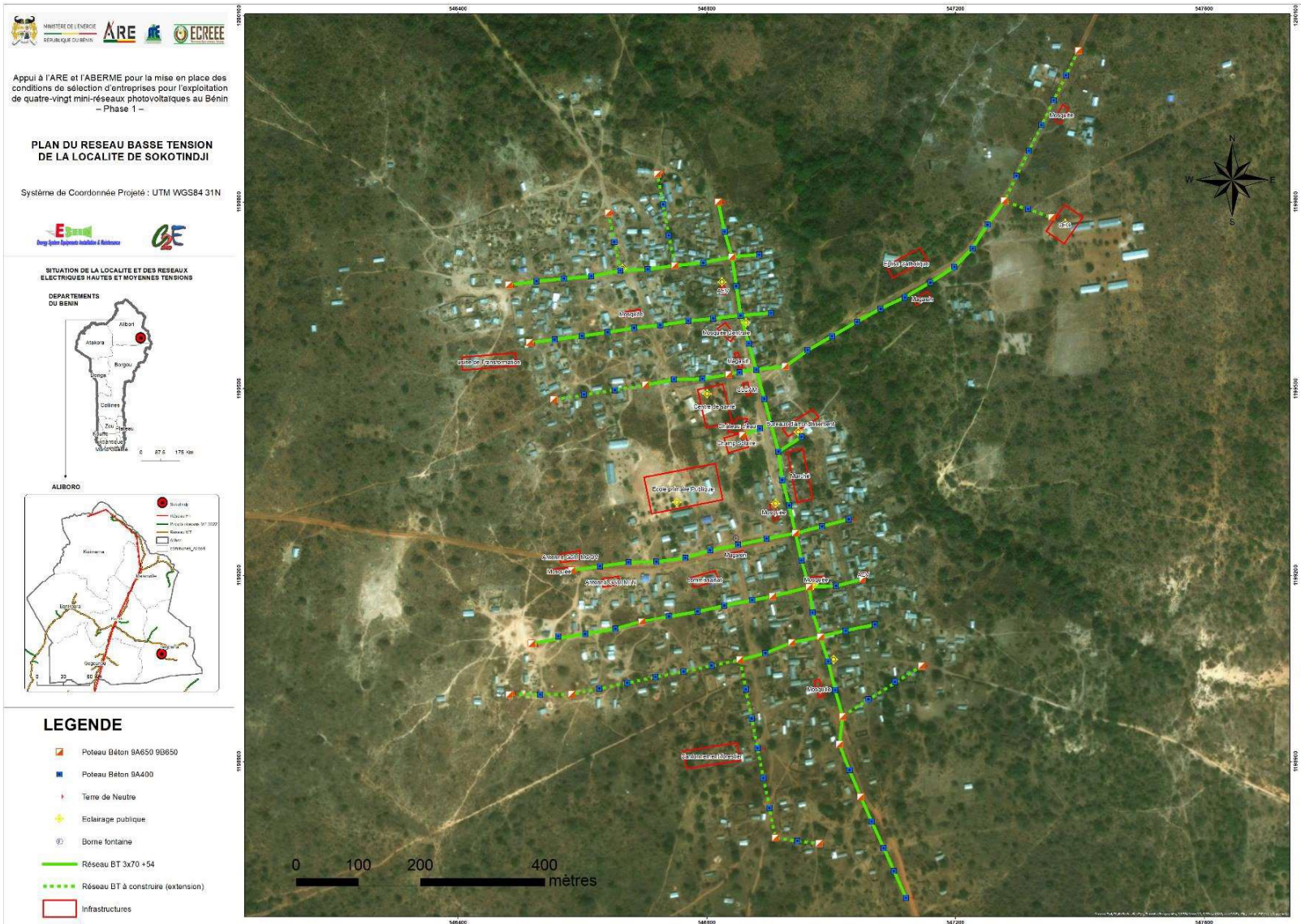
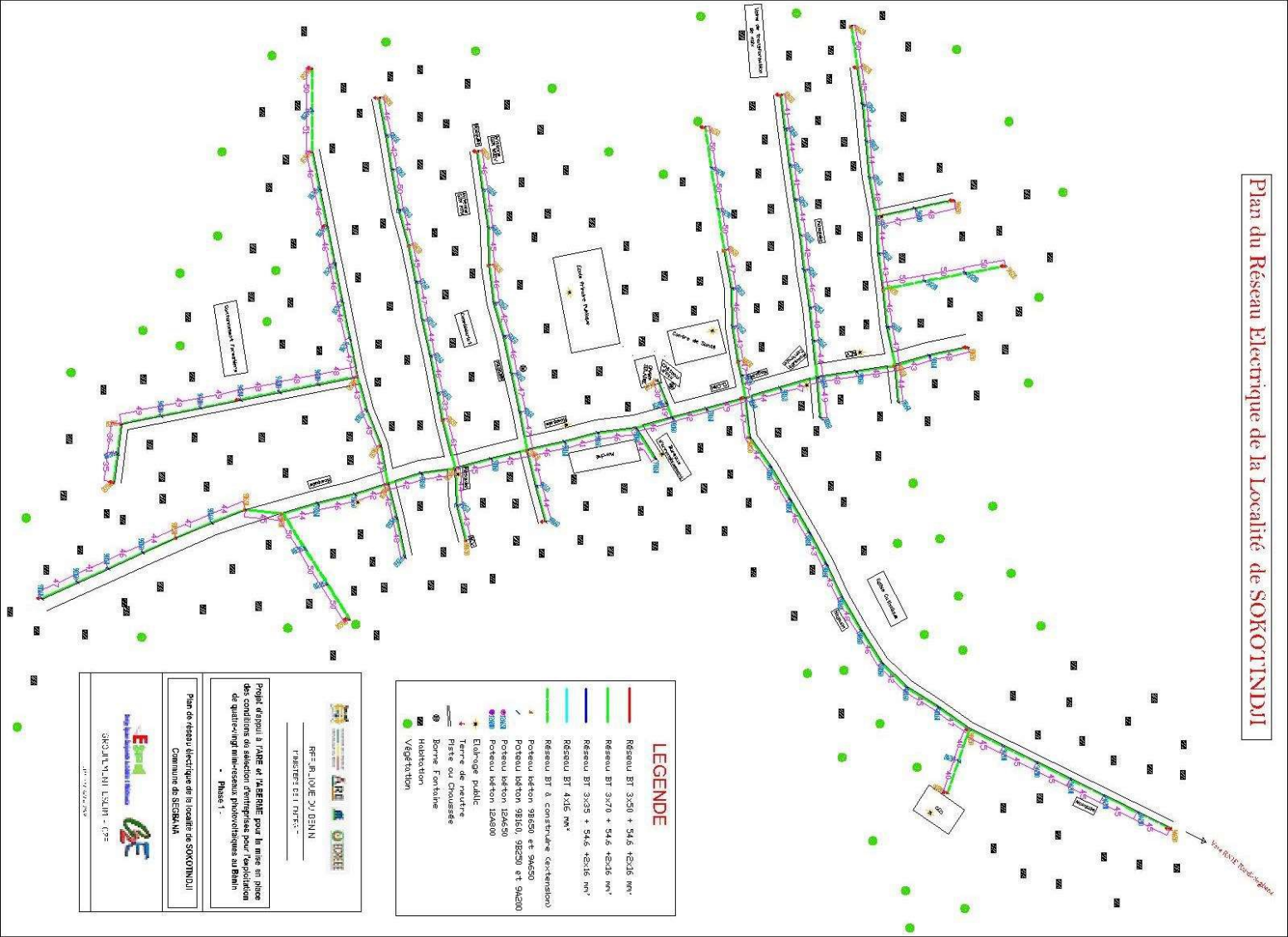
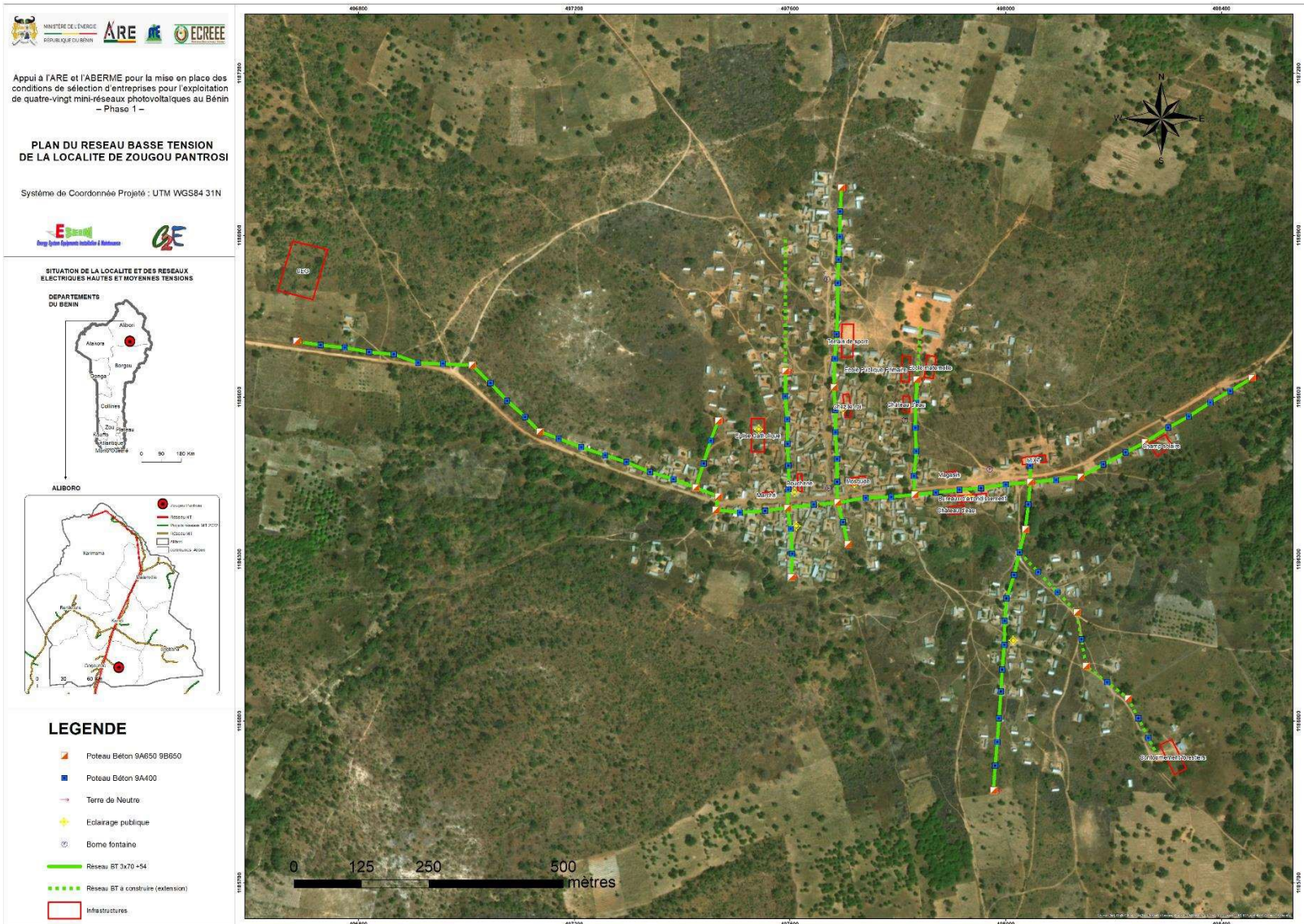


Figure 13 : Image satellite de la localité de SOKOTINDJI





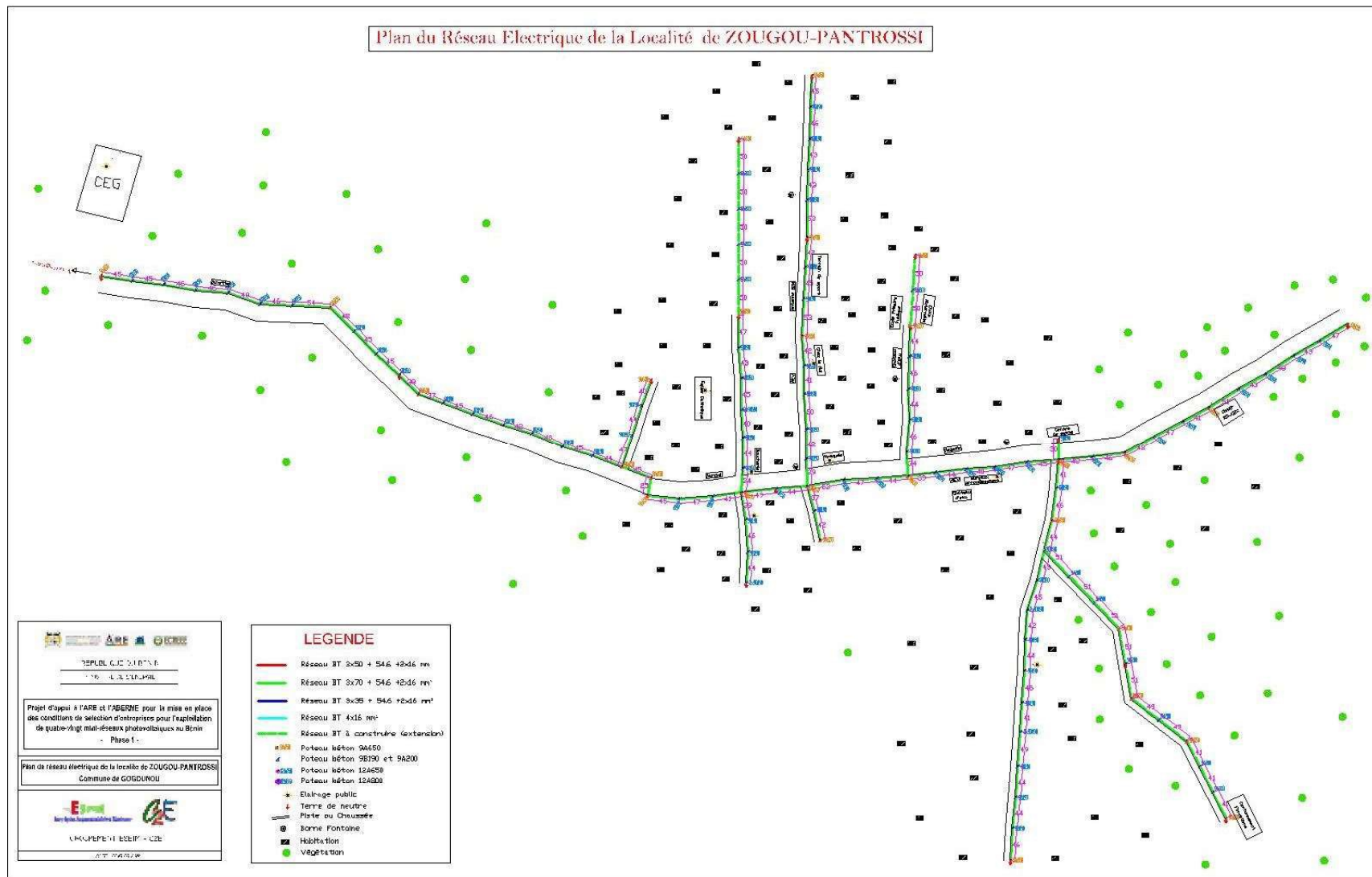


Figure 16 : Plan du réseau BT de la localité de ZOUGOU-PANTROSSI



Figure 17 : Image satellite de la localité de KASSA

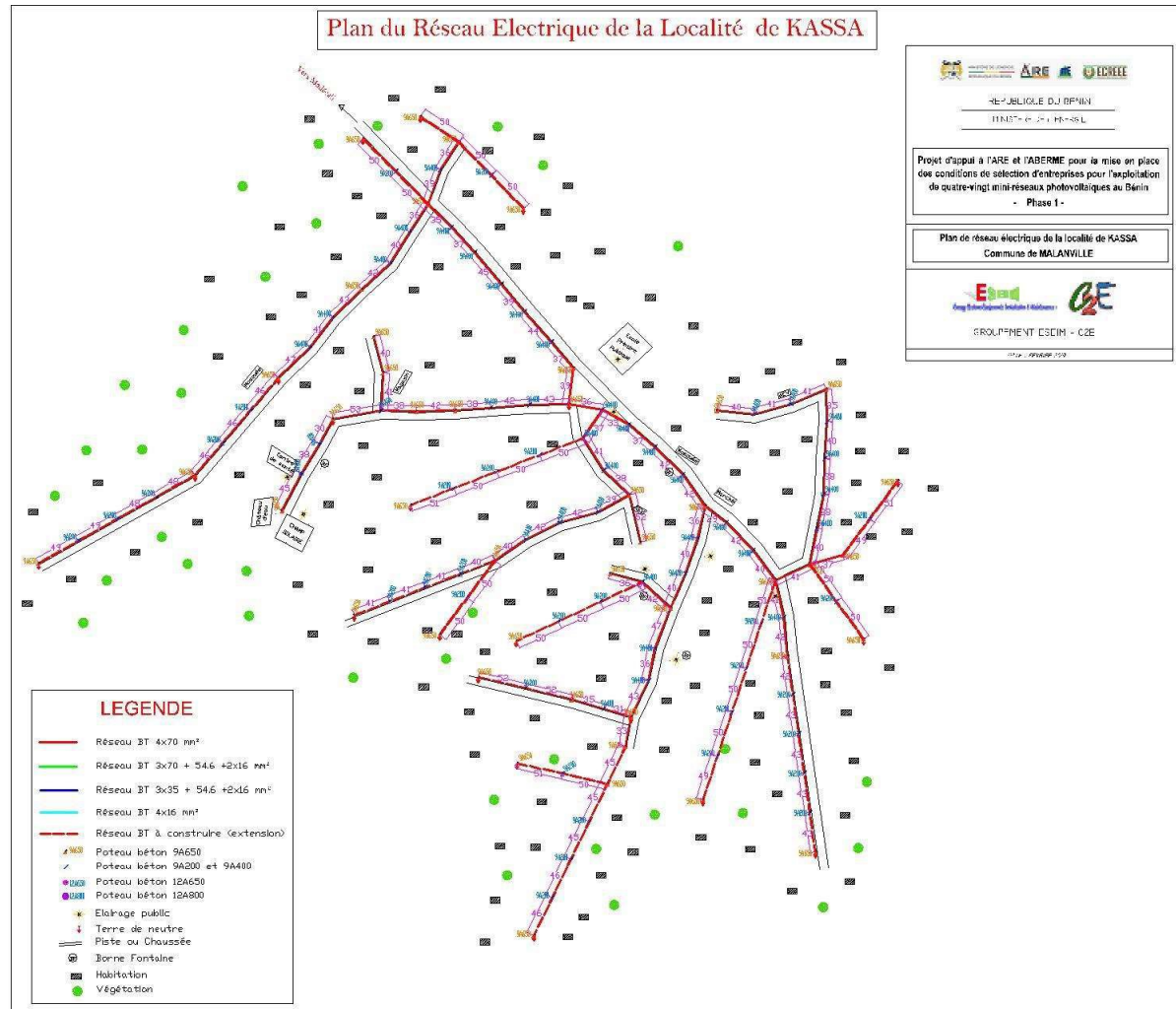


Figure 18 : Réseau électrique de distribution BT de la localité de KASSA

ANNEXE 4

Etat des lieux des installations existantes

4.1 Cas de BOGO BOGO

IT.	DESIGNATION	TYPE/CARACTERISTIQUES	QUANTITE	UNITE	VALEUR UNITAIRE	VALEUR TOTALE
1	PANNEAUX SOLAIRES	POLY	96	Wc	305	29 280
2	REGULATEUR	MPPT	6	kW	48	288
3	ONDULEURS CHARGEURS	Conext XW+8548	3	kW	6,8	20,4
4	BATTERIES	OPzV / 2V	24	Ah	2 500	2 500 Ah x 24V
5	SECTIONNEUR DC	SECTIONNEUR	1	A	100	100
6	MONITORING SYSTÈME	ComBox	1	U		
7	Réseau de distribution BT	Aluminium 3x70 + 54,6 + 2x16	2,835	km		
8	Poteaux électriques	poteaux de 9B160 poteaux de 9A650 poteaux de 9B650 poteaux de 9B190	48 13 05 01	U		67

4.2 Cas de KOMPA

IT.	DESIGNATION	TYPE/CARACTERISTIQUES	QUANTITE	UNITE	VALEUR UNITAIRE	VALEUR TOTALE
1	PANNEAUX SOLAIRES	POLY	128	Wc	305	39 040
2	REGULATEUR	MPPT	8	kW	48	384
3	ONDULEURS CHARGEURS	Conext XW+8548	6	kW	6,8	40,8
4	BATTERIES	OPzV / 2V	48	Ah	2 500	5000 Ah x 24V
5	SECTIONNEUR DC	SECTIONNEUR	2	A	100	200
6	MONITORING SYSTÈME	ComBox	1	U		
7	Réseau de distribution BT	Aluminium 3x70 + 54,6 + 2x16	1,2	km		
8	Poteaux électriques	poteaux de 9B650 poteaux de 9A200	12 12	U		24

4.3 Cas de LOUGOU

IT.	DESIGNATION	TYPE/CARACTERISTIQUES	QUANTITE	UNITE	VALEUR UNITAIRE	VALEUR TOTALE
1	PANNEAUX SOLAIRES	POLY	128	Wc	305	39 040
2	REGULATEUR	MPPT	8	kW	48	384
3	ONDULEURS CHARGEURS	Conext XW+8548	6	kW	6,8	40,8
4	BATTERIES	OPzV / 2V	48	Ah	2 500	5000 Ah x 24V
5	SECTIONNEUR DC	SECTIONNEUR	2	A	100	200
6	MONITORING SYSTÈME	ComBox	1	U		
7	Réseau de distribution BT	Aluminium 3x70 + 54,6 + 2x16	3,909	km		
8	Poteaux électriques	poteaux de 9B160 poteaux de 9B650 poteaux de 9A250	70 17 03	U		90

4.4 Cas de MONSEY DENDI

IT.	DESIGNATION	TYPE/CARACTERISTIQUES	QUANTITE	UNITE	VALEUR UNITAIRE	VALEUR TOTALE
1	PANNEAUX SOLAIRES	POLY	128	Wc	305	39 040
2	REGULATEUR	MPPT	8	kW	48	384
3	ONDULEURS CHARGEURS	Conext XW+8548	6	kW	6,8	40,8
4	BATTERIES	OPzV / 2V	48	Ah	2 500	5000 Ah x 24V
5	SECTIONNEUR DC	SECTIONNEUR	2	A	100	200
6	MONITORING SYSTÈME	ComBox	1	U		
7	Réseau de distribution BT	Aluminium 3x70 + 54,6 + 2x16	3,818	km		
8	Poteaux électriques	poteaux de 9B160 poteaux de 9B650	71 19	U		90

4.5 Cas de SAAH

IT.	DESIGNATION	TYPE/CARACTERISTIQUES	QUANTITE	UNITE	VALEUR UNITAIRE	VALEUR TOTALE
1	PANNEAUX SOLAIRES	POLY	96	Wc	305	29 280
2	REGULATEUR	MPPT	6	kW	48	288
3	ONDULEURS CHARGEURS	Conext XW+8548	3	kW	6,8	20,4
4	BATTERIES	OPzV / 2V	24	Ah	2 500	2 500 Ah x 24V
5	SECTIONNEUR DC	SECTIONNEUR	1	A	100	100
6	MONITORING SYSTÈME	ComBox	1	U		
7	RESEAU DE DISTRIBUTION BT	Aluminium 3x70 + 54,6 + 2x16	2,916	km		
8	Poteaux électriques	poteaux de 9B160 poteaux de 9B650 poteaux de 9A190	47 12 08	U		67

4.6 Cas de SAM

IT.	DESIGNATION	TYPE/CARACTERISTIQUES	QUANTITE	UNITE	VALEUR UNITAIRE	VALEUR TOTALE
1	PANNEAUX SOLAIRES	POLY	128	Wc	305	39 040
2	REGULATEUR	MPPT	8	kW	48	384
3	ONDULEURS CHARGEURS	Conext XW+8548	6	kW	6,8	40,8
4	BATTERIES	OPzV / 2V	48	Ah	2 500	5000 Ah x 24V
5	SECTIONNEUR DC	SECTIONNEUR	2	A	100	200
6	MONITORING SYSTÈME	ComBox	1	U		
7	RESEAU DE DISTRIBUTION BT	Aluminium 3x70 + 54,6 + 2x16	4,214	km		
8	Poteaux électriques	poteaux de 9B160 poteaux de 9B650 poteaux de 9A190	89 23 01	U		113

4.7 Cas de SOKOTINDJI

IT.	DESIGNATION	TYPE/CARACTERISTIQUES	QUANTITE	UNITE	VALEUR UNITAIRE	VALEUR TOTALE
1	PANNEAUX SOLAIRES	POLY	128	Wc	305	39 040
2	REGULATEUR	MPPT	8	kW	48	384
3	ONDULEURS CHARGEURS	Conext XW+	6	kW	6,8	40,8
4	BATTERIES	OPzV / 2V	48	Ah	2 500	5000 Ah x 24V
5	SECTIONNEUR DC	SECTIONNEUR	2	A	100	200
6	MONITORING SYSTÈME	ComBox	1	U		
7	Réseau de distribution BT	Aluminium 3x70 + 54,6 + 2x16	3,965	km		
8	Poteaux électriques	poteaux de 9B160 poteaux de 9B650 poteaux de 9A250	67 24 01	U		92

4.8 Cas de ZOUGOU KPANTROSSI

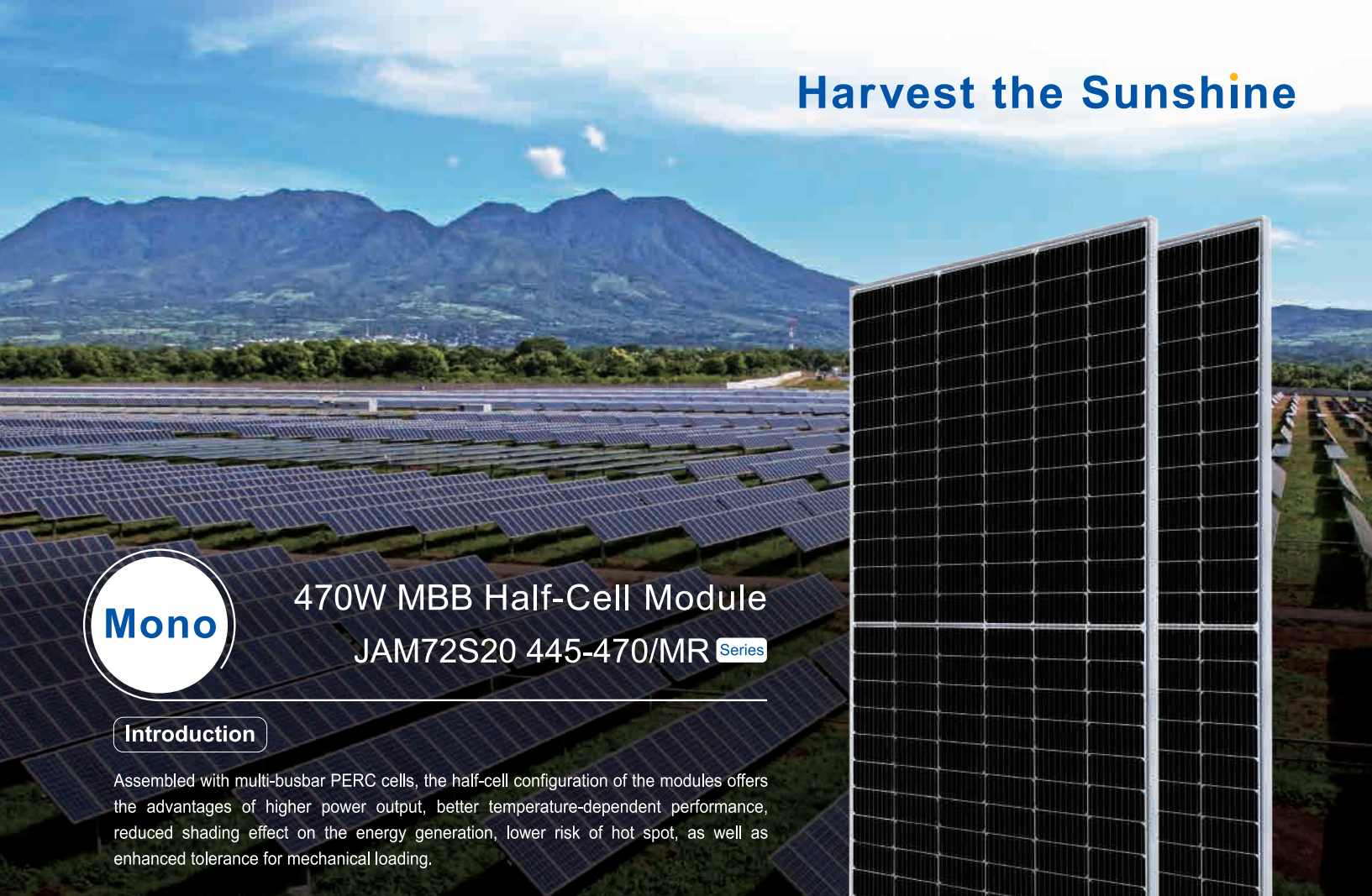
IT.	DESIGNATION	TYPE/CARACTERISTIQUES	QUANTITE	UNITE	VALEUR UNITAIRE	VALEUR TOTALE
1	PANNEAUX SOLAIRES	POLY	160	Wc	305	48 800
2	REGULATEUR	MPPT	10	kW	48	480
3	ONDULEURS CHARGEURS	Conext XW+8548	6	kW	6,8	41
4	BATTERIES	OPzV / 2V	72	Ah	2 500	7 500 Ah x 24V
5	SECTIONNEUR DC	SECTIONNEUR	3	A	100	300
6	MONITORING SYSTÈME	ComBox	1	U		
7	Réseau de distribution BT	Aluminium 3x70 + 54,6 + 2x16	2,835	km		
8	Poteaux électriques	poteau de 9A650 poteau de 9B650 poteaux de 9B190 poteaux de 9A160	13 05 01 48	U		67

4.9 Cas de KASSA

IT.	DESIGNATION	TYPE/CARACTERISTIQUES	QUANTITE	UNITE	VALEUR UNITAIRE	VALEUR TOTALE
1	PANNEAUX SOLAIRES	POLY	120	Wc	250	30 000
2	ONDULEURS PV	STP	2	kW	15	30
3	ONDULEURS CHARGEURS	SI 11	6	kW	4,6	28
4	BATTERIES	OPzV / 2V	96	Ah	1500	6000 Ah x 48V
5	SECTIONNEUR DC	BATFUSE	2	A	250	250
6	MONITORING SYSTÈME	SRC 2.0	2	U	1	2
7	Réseau de distribution BT	Aluminium 3x50+54,6+2x16	2,29	km		
8	Poteaux électriques	Poteau de 9A200 Poteau de 9A650	30 17	U		

ANNEXE 5

Quelques fiches techniques



470W MBB Half-Cell Module JAM72S20 445-470/MR Series

Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

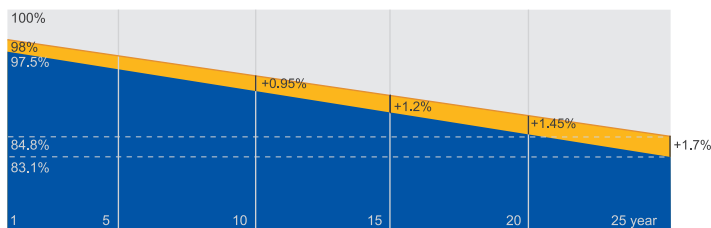


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



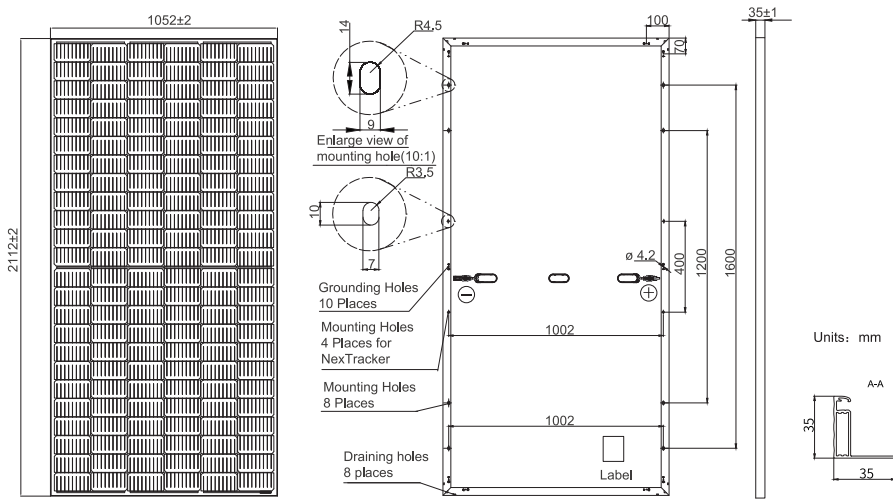
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

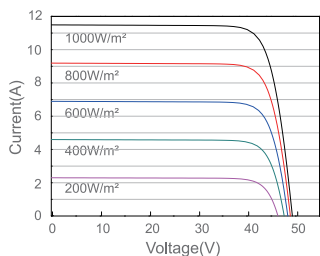
*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

OPERATING CONDITIONS

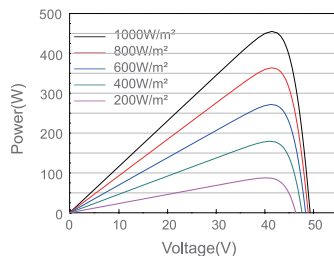
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 C ~+85 C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2 C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

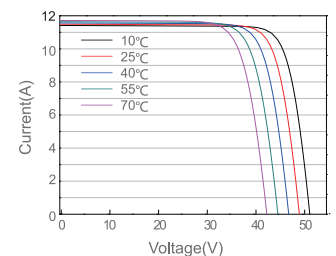
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



FRONIUS ECO

/ L'onduleur compact visant des rendements de pointe

/ Technologie
SnapInverter/ Communication de
données intégrée/ Smart Grid
Ready/ Dynamic Peak
Manager

/ Zéro feed-in



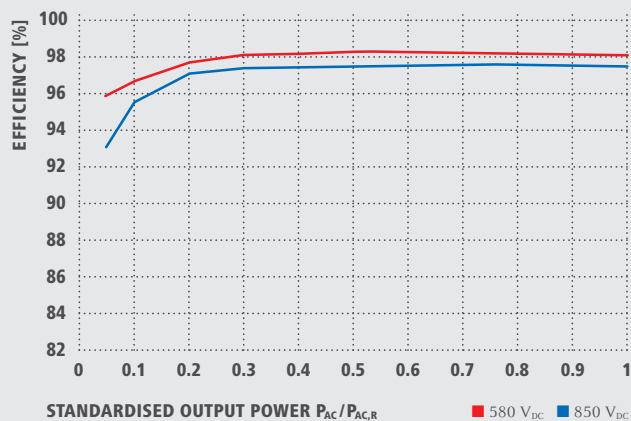
/ Le Fronius Eco triphasé dont les classes de puissance vont de 25,0 à 27,0 kW, répond de façon optimale aux exigences des grandes installations. Grâce à son faible poids et au système de montage SnapInverter, cet appareil sans transformateur peut être installé facilement et rapidement en intérieur comme en extérieur. La gamme SnapInverter établit de nouveaux standards en matière de sécurité par sa classe de protection IP 66. Son support mural peut recevoir jusqu'à 6 chaînes en direct et intègre des porte-fusibles pour la protection des 2 polarités. Également, une protection contre la surtension en option permet de passer en mode boîte de jonction DC intégrée.

CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES FRONIUS ECO

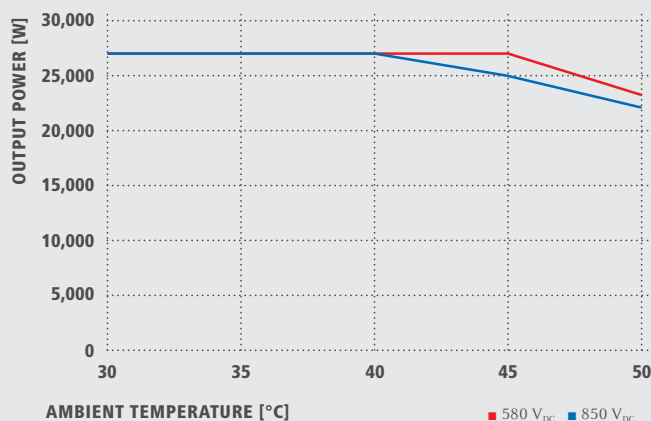
DONNÉES D'ENTRÉE	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Courant d'entrée max. ($I_{dc\ max}$)	44.2 A	47.7 A
Courant de court-circuit max. du champ de modules		71.6 A
Tension d'entrée min. ($U_{dc\ min}$)		580 V
Tension de démarrage d'injection ($U_{dc\ start}$)		650 V
Tension d'entrée nominale ($U_{dc,r}$)		580 V
Tension d'entrée max. ($U_{dc\ max}$)		1 000 V
Plage de tension MPP ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)		580 - 850 V
Nombre de trackers MPP		1
Nombre de connecteurs DC		6
Puissance max générateur PV ($P_{dc\ max}$)		37.8 kWc
DONNÉES DE SORTIE	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Puissance de sortie nominale AC ($P_{ac,r}$)	25 000 W	27 000 W
Puissance de sortie max.	25 000 VA	27 000 VA
Courant de sortie AC ($I_{ac\ nom}$)	37.9 A / 36.2 A	40.9 A / 39.1 A
Couplage au réseau (plage de tension)	3-NPE 380 V / 220 V ou 3-NPE 400 V / 230 V (+20 % / - 30 %)	
Fréquence (plage de fréquence)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Taux de distorsion harmonique	< 2.0 %	
Facteur de puissance ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.	
DONNÉES GÉNÉRALES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Dimensions (hauteur x largeur x profondeur)	725 x 510 x 225 mm	
Poids	35.7 kg	
Indice de protection	IP 66	
Classe de protection	1	
Catégorie de surtension (DC / AC) ¹⁾	1 + 2 / 3	
Consommation nocturne	< 1 W	
Concept d'onduleur	Sans transformateur	
Refroidissement	Refroidissement par air régulé	
Montage	Montage intérieur et extérieur	
Plage de température ambiante	-25 °C / +60 °C	
Humidité de l'air admise	0 - 100 %	
Altitude max.	2 000 m	
Technologie de raccordement DC	Bornes à vis 2.5 - 16 mm ² 6x DC+ et 6x DC-	
Technologie de raccordement AC	Bornes à vis 2.5 - 16 mm ² 5 pôles	
Certificats et conformité aux normes	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, CEI 62109-1/2, CEI 62116, CEI 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21	

¹⁾ Selon la norme CEI 62109-1. Rail de montage disponible pour la protection contre la surtension de type 2 en option.
Plus d'informations concernant la disponibilité des onduleurs sur le site www.fronius.com.

COURBE DE RENDEMENT FRONIUS ECO 27.0.3-S



TEMPÉRATURE DE DERATING FRONIUS ECO 27.0.3-S



CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES FRONIUS ECO

RENDEMENT	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Rendement max.	98.2 %	98.3 %
Rendement européen (η_{EU})	98.0 %	98.0 %
η à 5 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	95.1 / 91.5 %	95.9 / 93.1 %
η à 10 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	97.0 / 95.2 %	96.8 / 95.7 %
η à 20 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	97.8 / 96.9 %	97.7 / 97.1 %
η à 25 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	98.0 / 97.0 %	98.1 / 97.3 %
η à 30 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	98.1 / 97.2 %	98.1 / 97.4 %
η à 50 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	98.2 / 97.5 %	98.3 / 97.5 %
η à 75 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	98.2 / 97.5 %	98.2 / 97.6 %
η à 100 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	98.2 / 97.5 %	98.1 / 97.5 %
Rendement MPP		> 99.9 %

DISPOSITIFS DE PROTECTION	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Mesure d'isolation DC		Oui
Capacité de surcharge	Déplacement du point de fonctionnement dynamique, limitation de puissance	
Sectionneur DC		Oui
Support de fusible de chaîne intégré ²⁾		Oui
Protection inversion de polarité		Oui

INTERFACES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
WLAN / Ethernet (LAN)	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)	
6 entrées et 4 entrées/sorties numériques	Connexion au dispositif d'échange d'informations d'exploitation	
USB (connecteur de type A) ³⁾	Datalogging, mise à jour de l'onduleur par clé USB	
2x RS422 (connecteur RJ45) ³⁾	Fronius Solar Net	
Sortie signal ³⁾	Gestion de l'énergie (sortie relais à potentiel zéro)	
Datalogger et serveur Web	Intégrés	
Entrée extérieure ³⁾	Connexion compteur S0 / évaluation protection contre la surtension	
RS485	Modbus RTU SunSpec ou raccordement au compteur	

¹⁾ Et pour $U_{mpp, min} = U_{dc,r} / U_{mpp, max}$. ²⁾ En option avec 6 fusibles 15 A / 1 000 V au pôle positif. ³⁾ Également disponible dans la version light.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

NOUS AVONS TROIS DIVISIONS ET UNE PASSION : REPOUSSER LES LIMITES DU POSSIBLE.

/ Qu'il s'agisse des techniques de soudage, du photovoltaïque ou des techniques de charge de batterie, notre exigence est clairement définie : être le leader de l'innovation. Avec près de 3 700 collaborateurs dans le monde entier, nous repoussons les limites du possible, et plus de 800 brevets délivrés viennent le confirmer. Alors que les autres avancent lentement, nous progressons à pas de géant. Comme toujours. L'utilisation responsable de nos ressources constitue la base de l'action de notre entreprise.

Vous trouverez d'autres informations relatives à tous les produits Fronius ainsi qu'à nos partenaires commerciaux et représentants sur le site www.fronius.com

v06 Apr 2016 FR

Fronius France
ZAC du Moulin
8, rue du Meunier – BP 14061
95723 Roissy CDG Cedex
France
pv-sales-france@fronius.com
www.fronius.fr

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

Fronius Schweiz AG
Oberglatterstrasse 11
8153 Rümlang
Schweiz
pv-sales-swiss@fronius.com
www.fronius.ch

Convertisseur/chargeur Quattro

3 kVA - 15 kVA

Compatible avec les batteries au lithium-ion

www.victronenergy.com



Quattro
48/5000/70-100/100



Quattro
48/15000/200-100/100

Deux entrées CA avec un commutateur de transfert intégré

Le Quattro peut être connecté à deux sources CA indépendantes : par exemple le réseau public et un générateur, ou bien deux générateurs. Le Quattro se connectera automatiquement à la source active.

Deux sorties CA

La sortie principale a une fonction d'alimentation ininterrompue. En cas de défaillance du réseau ou de déconnexion de la puissance de quai ou du générateur, le Quattro prend la suite de l'alimentation des charges connectées. Ce transfert est si rapide (moins de 20 millisecondes) que le fonctionnement d'ordinateurs ou d'autres équipements électroniques sensibles raccordés ne seront pas perturbés.

La deuxième sortie n'est sous tension que lorsqu'un courant CA est disponible sur l'une des entrées du Quattro. Des charges qui ne déchargeraient pas la batterie – par exemple un chauffe-eau – peuvent être connectées à cette sortie.

Puissance virtuellement illimitée grâce au fonctionnement en parallèle

Jusqu'à 6 Quattro peuvent fonctionner en parallèle. Par exemple, six unités 48/10000/140 fourniront une puissance de 48 kW / 60 kVA en sortie et 840 A de capacité de charge.

Configuration triphasée

Trois unités peuvent être configurées pour une sortie triphasée. Mais ce n'est pas tout : jusqu'à 6 séries de trois unités peuvent être raccordées en parallèle pour fournir une puissance de 144 kW / 180 kVA et plus de 2500 A de capacité de charge.

PowerControl – S'adapter aux limites d'un générateur, de l'alimentation de quai ou du secteur

Le Quattro comporte un chargeur de batteries très puissant Il va donc tirer une grande quantité de courant depuis le générateur ou depuis le secteur (16 A par Quattro de 5 kVA à 230 VAC). Une limite de courant peut être configurée sur chaque entrée CA. Le Quattro prend alors en compte la demande de puissance d'autres charges CA en sortie et n'utilisera l'excédent que pour la charge, évitant ainsi toute surcharge du secteur ou du générateur.

PowerAssist – Davantage de puissance du quai ou du générateur

Cette fonction donne une dimension supplémentaire au principe du PowerControl en permettant au Quattro de compléter la capacité de la source alternative. En cas d'une demande de forte puissance de pointe, souvent requise pour une courte durée, le Quattro fournit à travers les batteries la puissance permettant de compenser le manque d'alimentation provenant du secteur ou du générateur. Et lorsque la demande diminuera, l'excédent de puissance sera utilisé pour recharger les batteries.

Énergie solaire. Énergie CA disponible même en cas de défaillance du réseau

Le Quattro peut être utilisé aussi bien hors réseau que connecté à un réseau PV ou à d'autres systèmes d'énergie alternative. Un logiciel de détection de perte de secteur est disponible.

Configuration du système

- Dans le cas des applications autonomes, il est possible de modifier des paramètres en quelques minutes à l'aide de la procédure de configuration par des interrupteurs DIP.
- Des applications en configuration parallèle ou triphasée peuvent être configurées avec les logiciels VE.Bus Quick Configure et VE.Bus System Configurator.
- Les applications d'autoconsommation, de réseau interactif et hors-réseau impliquant des convertisseurs rattachés au réseau et/ou des chargeurs solaires MPPT peuvent être configurées avec des assistants (logiciel spécifique pour des applications spécifiques).

Suivi et contrôle sur site

Plusieurs options sont disponibles : contrôleur de batterie, un tableau de commande MultiControl, Color Control GX et autres appareils GX, Smartphone ou tablette (Bluetooth Smart), ordinateur de bureau ou portable (USB ou RS232).

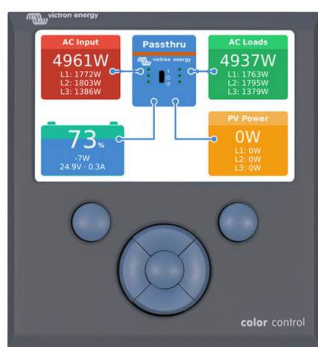
Suivi et contrôle à distance

Color Control GX et autres appareils GX.

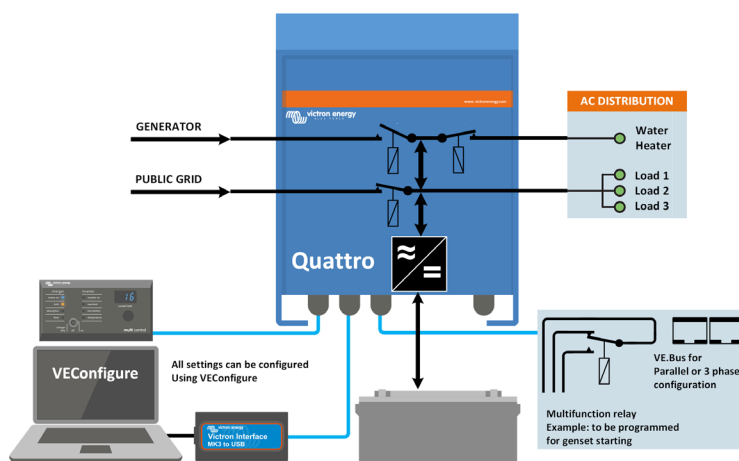
Les données peuvent être conservées et affichées sur notre site Web gratuit VRM (*Victron Remote Management*).

Configuration à distance

Si des systèmes disposant d'un Color Control GX et autres appareils GX sont connectés par Ethernet, il est possible d'y accéder et de modifier leur configuration.



Color Control GX, montrant une application PV



Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	Oui				
Commutateur de transfert intégré	Oui				
2 entrées CA	Plage de tension d'alimentation : 187-265 VCA Fréquence d'entrée : 45 – 65 Hz Facteur de puissance : 1				
Courant commutateur de transfert maximal (A)	2 x 50	2 x 100	2 x 100	2 x 100	2 x 100
CONVERTISSEUR					
Plage de tension d'entrée (V CC)	9,5 – 17 V 19 – 33 V 38 – 66 V				
Sortie (1)	Tension de sortie : 230 VCA ±2 % Fréquence : 50 Hz ±0,1 %				
Puissance de sortie cont. à 25°C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000	15000
Puissance de sortie en continue à 25°C (W)	2400	4000	6500	8000	12000
Puissance de sortie en continue à 40°C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Puissance de sortie en continue à 65°C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Puissance de crête (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Efficacité maximale (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Consommation à vide (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	60 / 60	60	110
Consommation à vide en mode AES (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	40 / 40	40	75
Consommation à vide en mode recherche (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	15 / 15	15	20
CHARGEUR					
Tension de charge « absorption » (VCC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Tension de charge « Float » (VCC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Mode stockage (VCC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Courant de charge de batterie de service (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Courant de charge de batterie de démarrage (A)	4 (modèles 12 V et 24 V uniquement)				
Sonde de température de batterie	Oui				
GÉNÉRAL					
Sortie Auxiliaire (A) (5)	25	50	50	50	50
Relais programmable (6)	3x	3x	3x	3x	3x
Protection (2)	a - g				
Port de communication VE.Bus	Pour un fonctionnement en parallèle ou triphasé, suivi à distance et intégration du système				
Port de communication universel	2x	2x	2x	2x	2x
On/off à distance	Oui				
Caractéristiques communes	Température de fonctionnement : -40 à +65 °C Humidité (sans condensation) : 95 % maxi.				
BOÎTIER					
Caractéristiques communes	Matériel et Couleur en aluminium (bleu RAL 5012) Degré de protection : IP 21				
Raccordement batterie	4 boulons M8 (2 connexions positives et 2 négatives)				
Connexion CA 230 V	Visser les bornes 13 mm ² (6 AWG)	Boulons M6	Boulons M6	Boulons M6	Boulons M6
Poids (kg)	19	34 / 30 / 30	45 / 41	51	72
Dimensions (H x L x P en mm)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	572 x 488 x 344
NORMES					
Sécurité	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1				
Émission, Immunité	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3				
Véhicules routiers	Modèles de 12 V et 24 V : ECE R10-4				
Système contre l'ilotage	Voir notre site Web.				
1) Peut être réglé sur 60 Hz ; 120 V / 60 Hz sur demande	3) Charge non linéaire, facteur de crête 3:1				
2) Touche de protection :	4) À 25 °C température ambiante				
a) court-circuit en sortie	5) S'éteint quand aucune source externe CA n'est disponible				
b) surcharge	6) Relais programmable qui peut être configuré comme une alarme générale, comme fonction de sous-tension CC ou de démarrage/arrêt du générateur				
c) tension de batterie trop élevée	Rendement CA : 230 V / 4 A				
d) tension de batterie trop faible	Rendement CC : 4 A jusqu'à 35 VCC, 1 A jusqu'à 60 VCC				
e) température trop élevée					
f) 230 VCA sur sortie du convertisseur					
g) ondulation de la tension d'entrée trop haute					

Fonctionnement et suivi contrôlé par ordinateur

Plusieurs interfaces sont disponibles :



Color Control GX et autres appareils GX

Suivi et contrôle. Localement et également à distance sur le [portail VRM](#).



Contrôleur de batterie BMV-712 Smart

Utilisez un Smartphone ou un autre dispositif avec une connexion Bluetooth afin de pouvoir :

- personnaliser vos paramètres,
- surveiller toutes les données cruciales sur un seul écran,
- voir l'historique des données, et mettre à jour le logiciel lorsque de nouvelles fonctions sont disponibles.

Interface MK3-USB VE.Bus à USB

Permet de se connecter à un port USB (voir « [A guide to VEConfigure](#) »)

Interface VE.Bus à NMEA 2000

Connecte l'appareil à un réseau d'électronique marine NMEA2000. Voir le [guide d'intégration NMEA2000 et MFD](#)



Tableau de commande numérique Multi Control

Une solution pratique et bon marché pour une surveillance à distance, avec un bouton rotatif pour configurer les niveaux de PowerControl et PowerAssist.



Clié électronique VE.Bus Smart

Elle mesure la tension et la température de la batterie, et elle permet de surveiller et de contrôler des Multi et des Quattros à l'aide d'un smartphone ou d'un autre appareil équipé de Bluetooth.



SmartSolar MPPT RS 450|100 et 450|200 - Isolé

Contrôleur de charge solaire de 5,76 kW et 11,52 kW avec entrée PV de 450 V

www.victronenergy.com



SmartSolar MPPT RS 450|100

Contrôleur de charge solaire avec suivi ultra-rapide du point de puissance maximale (MPPT)

Le MPPT RS SmartSolar est un contrôleur de charge solaire de 48 V avec une entrée PV de jusqu'à 450 VCC, et une sortie de 100 A ou 200 A. Il est utilisé dans des applications solaires raccordées ou non au réseau et requérant une puissance maximale de charge de batterie.

Plusieurs entrées de suivi MPPT indépendantes

Avec plusieurs traqueurs MPPT, vous pouvez optimiser la conception de votre panneau solaire pour un rendement maximal sur votre emplacement spécifique.

Connexions PV isolées pour davantage de sécurité

L'isolation galvanique complète entre les connexions PV et batterie apporte une sécurité supplémentaire à l'ensemble du système.

Large plage de tension du MPPT

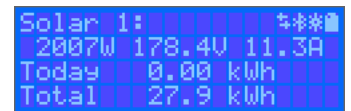
Plage d'exploitation PV de 80 – 450 VCC avec une tension de démarrage PV de 120 VCC.

Léger, efficace et silencieux

Grâce à la technologie à haute fréquence et à une nouvelle conception, ce puissant chargeur ne pèse que 7,9 kg pour le modèle de 100 A. De plus, il présente une excellente efficacité, une consommation en veille basse et un fonctionnement très silencieux.

Écran et Bluetooth

L'écran lit les paramètres de la batterie et du contrôleur. Les mêmes paramètres sont accessibles depuis un smartphone ou un dispositif ayant une fonction Bluetooth activée. De plus, la fonction Bluetooth peut aussi être utilisée pour configurer le système et modifier les paramètres à l'aide de VictronConnect.



Supervision de la résistance de l'isolation PV pour votre tranquillité d'esprit en cas de tensions supérieures

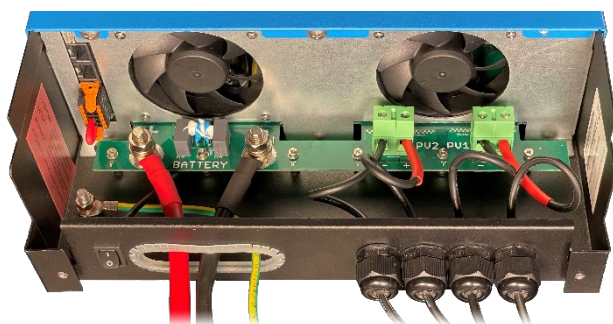
Le MPPT RS surveille en permanence le parc PV, et il peut détecter s'il y a des défaillances qui réduisent l'isolation des panneaux à un niveau de sécurité dangereux.

VE.Can et port VE.Direct

Permet de se connecter à un appareil GX pour la surveillance du système, la journalisation des données, et les mises à jour à distance du micrologiciel. VE.Can permet de raccorder jusqu'à 25 unités en parallèle et de synchroniser leur charge.

Connexions I/O

Connexions pour relais programmable, sonde de température, entrée numérique auxiliaire, et sonde de tension. L'entrée à distance est compatible avec le smallBMS de Victron ainsi qu'avec d'autres types de BMS ayant un signal « Autorisation-de-charge ».



À l'intérieur du SmartSolar MPPT RS 450|100

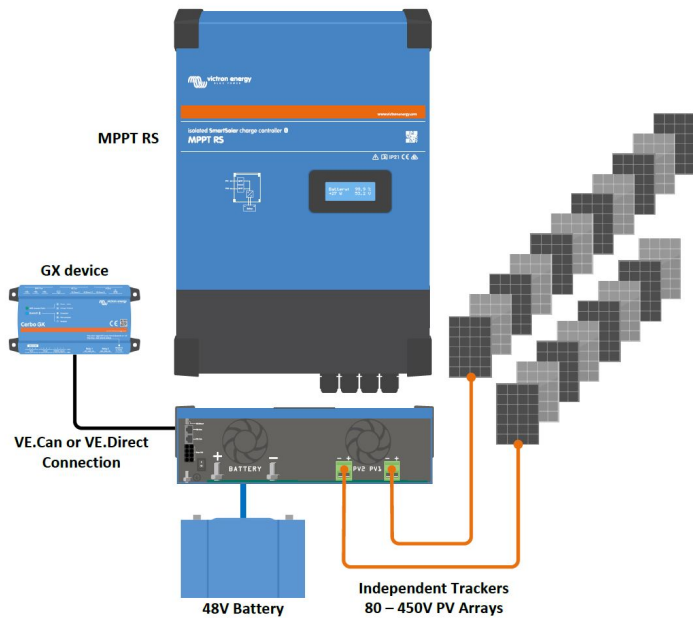
Configuration et surveillance avec VictronConnect...

La connexion Bluetooth Smart intégrée permet un réglage rapide des paramètres et de la supervision.

L'historique intégré sur 30 jours affiche le rendement individuel des traqueurs MPPT séparés.

Testez la démo de VictronConnect pour découvrir l'ensemble des configurations et afficher les options avec des exemples de données.



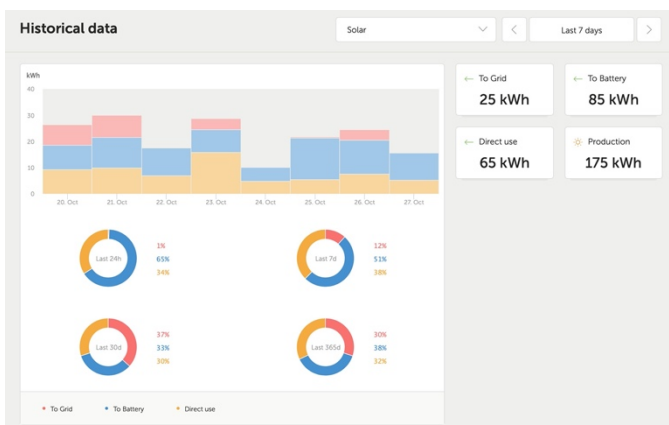
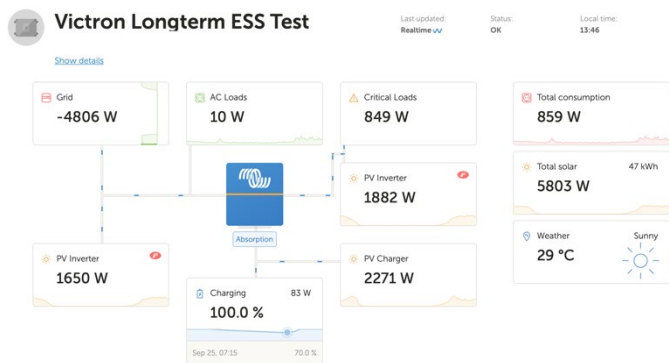


Exemple de système

Un MPPT RS de 100 A combiné à un appareil GX, pour recharger une batterie de 48 V avec deux chaînes PV solaires séparées.

Portail VRM

Si le MPPT RS est connecté à un appareil GX à l'aide d'une connexion Internet ou du GlobalLink 520 ayant une connectivité 4G intégrée, vous pouvez accéder à notre site Web gratuit de surveillance à distance (VRM). Il affichera toutes les données de votre système sous un format graphique complet. Vous pouvez recevoir les alertes par courriel.



SmartSolar MPPT RS isolé	450 100	450 200
CHARGEUR		
Tension de la batterie	48 V	
Courant de charge nominal	100 A	200 A
Puissance de charge maximale	5,8 kW à 57,6 V	11,5 kW à 57,6 V
Tension de recharge « d'absorption »	Configuration par défaut : 57,6 V (réglable)	
Tension de charge Float	Configuration par défaut : 55,2 V (réglable)	
Plage de tension programmable	Minimum : 36 V Maximum : 62 V	
Algorithme de charge	Adaptatif à étapes multiples (réglable)	
Sonde de température de la batterie	Inclus	
Efficacité maximale	96 %	
Autoconsommation	15 mA	
SOLAIRE		
Tension CC PV maximale	450 V	
Tension de démarrage	120 V	
Plage de tension d'exploitation du MPPT	80 – 450 V ⁽¹⁾	
Nombre de traqueurs	2	4
Courant d'entrée PV opérationnel max.	18 A par traqueur	
Courant de court-circuit PV max. ⁽²⁾	20 A par traqueur	
Capacité maximale du parc PV par traqueur ⁽³⁾	7200 Wp (450 V x 20 A) ⁽³⁾	
Niveau de défaillance Isolation PV ⁽⁴⁾	100 kΩ	
GÉNÉRAL		
Fonctionnement en parallèle synchronisé	Oui, jusqu'à 25 unités avec VE.Can	
Relais programmable ⁽⁵⁾	Oui	
Protection	Polarité inversée PV Court-circuit de sortie Surchauffe	
Communication de données	Port VE.Direct, Port VE.Can et Bluetooth ⁽⁶⁾	
Port d'entrée universel analogique/numérique	Oui, 2x	
Allumage/Arrêt à distance	Oui	
Plage de température d'exploitation	De - 40 à + 60 °C (refroidissement par ventilateur)	
Humidité (sans condensation)	maxi 95 %	
BOÎTIER		
Matériau et couleur	Acier, bleu RAL 5012	
Degré de protection	IP21	
Raccordement de la batterie	Écrous M8	
Poids	7,9 kg	13,7 kg
Dimensions (h x l x p) en mm	440 x 313 x 126	487 x 434 x 146
NORMES		
Sécurité	EN-IEC 62109-1, EN-IEC 62109-2	

1) La plage de tension d'exploitation du MPPT est limitée par la tension de la batterie – la Voc PV ne doit pas être 8 fois supérieure à la tension Float de la batterie. Par exemple, une tension Float de 52,8 V implique une Voc PV maximale de 422,4 V. Consultez le manuel du produit pour de plus amples renseignements.

2) Un courant de court-circuit supérieur pourrait endommager le contrôleur si le parc PV est branché en polarité inversée.

3) Une Voc maximale de 450 donne environ 360 Vmp. Le parc PV maximal est donc d'environ 360 V x 20 A = 7200 Wp

4) Le MPPT RS testera si le niveau d'isolation résistive est suffisant entre le PV+ et le GND, et le PV- et le GND. Si le niveau de résistance est inférieur au seuil, l'unité interrompra le processus de charge, affichera l'erreur, et enverra le signal d'erreur vers l'appareil GX (si connecté) pour une notification sonore et par courriel.

5) Relais programmable pouvant être configuré en alarme générale, de sous-tension CC ou comme fonction de démarrage/arrêt du générateur CC nominal : 4 A jusqu'à 35 VCC, 1 A jusqu'à 70 VCC

6) Le MPPT RS n'est actuellement pas compatible avec les réseaux VE.Smart

Contrôleurs de charge SmartSolar avec interface VE.Can

MPPT 150/70 VE.Can à MPPT 150/100 VE.Can



Contrôleur de charge SmartSolar MPPT 150/100-Tr VE.Can avec écran à brancher en option



Contrôleur de charge SmartSolar MPPT 150/100-Tr VE.Can sans écran



**Détection Bluetooth :
Sonde Smart Battery Sense**



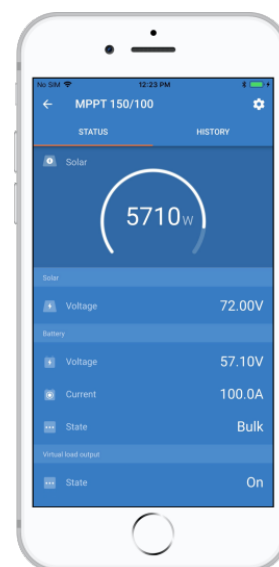
**Détection Bluetooth :
Contrôleur de batterie BMW-712 Smart**



Détection Bluetooth : SmartShunt



Écran à brancher SmartSolar



Suivi ultra-rapide du point de puissance maximale (MPPT)

En particulier lorsque le ciel est nuageux et que l'intensité lumineuse varie continuellement, un contrôleur MPPT ultra-rapide améliorera la production d'énergie jusqu'à 30 % par rapport aux contrôleurs de charge PWM et jusqu'à 10 % par rapport aux contrôleurs MPPT plus lents.

Détection avancée du point de puissance maximale en cas d'ombrage partiel

Si des nuages apparaissent, deux ou plusieurs points de puissance maximale (MPP) peuvent être présents sur la courbe de la tension d'alimentation.

Les MPPT conventionnels ont tendance à se bloquer sur un MPP local qui ne sera pas forcément le MPP optimal. L'algorithme novateur du SmartSolar maximisera toujours la production d'énergie en se bloquant sur le MPP optimal.

Efficacité de conversion exceptionnelle

Pas de ventilateur. Efficacité maximale dépassant les 98 %.

Algorithme de charge souple

Algorithme de charge entièrement programmable et huit algorithmes préprogrammés, à sélectionner avec un bouton rotatif (pour des informations détaillées, voir le mode d'emploi).

Protection électronique étendue

Protection contre la surchauffe et baisse de puissance lorsque la température est élevée.

Protection contre la polarité inversée PV et les courts-circuits PV.

Protection contre l'inversion de courant PV.

Bluetooth Smart intégré

La solution sans fil pour configurer, surveiller, mettre à jour et synchroniser les contrôleurs de charge SmartSolar.

Sonde de température interne et capteur externe en option pour la détection par Bluetooth de la tension, la température de la batterie et également du courant

Une sonde Smart Battery Sense, un contrôleur de batterie BMW-712 Smart ou un SmartShunt peuvent être utilisés pour transmettre à un ou plusieurs contrôleurs de charge SmartSolar la tension et la température de la batterie (ainsi que le courant dans le cas des BMW-712 ou des Smartshunt).

VE.Direct ou VE.Can

Pour une connexion de données câblée à un Color Control GX, à d'autres produits GX, à un ordinateur ou à d'autres périphériques.

Fonction de récupération de batteries entièrement déchargées

Cette fonction permettra de commencer un cycle de charge même si la batterie a été déchargée à zéro volt.

L'appareil se connectera à nouveau à une batterie au lithium-ion complètement déchargée disposant de la fonction de déconnexion interne.

VE.Can : la solution à plusieurs contrôleurs

Jusqu'à 25 unités peuvent être synchronisées par VE.Can, et jusqu'à 10 unités par Bluetooth

VE.Direct ou VE.Can

Pour une connexion de données câblée à un Color Control GX, à d'autres produits GX, à un ordinateur ou à d'autres périphériques.

Télécommande marche/arrêt

Pour se raccorder par exemple à un BMS de VE.BUS.

Relais programmable

Peut être programmé pour déclencher une alerte ou d'autres événements

En option : Écran LCD à brancher SmartSolar

Retirez simplement le joint en caoutchouc qui protège la prise sur le devant du contrôleur puis insérez l'écran.

Contrôleur de charge SmartSolar avec interface VE.Can	150/70 VE.Can	150/85 VE.Can	150/100 VE.Can (également disponible sans Bluetooth)
Tension de la batterie	12/24/48 V Sélection automatique (36 V : sélection manuelle)		
Courant de charge nominal	70 A	85 A	100 A
Puissance nominale PV, 12 V 1a, b)	1000 W	1200 W	1450 W
Puissance nominale PV, 24 V 1a, b)	2000 W	2400 W	2900 W
Puissance nominale PV, 36 V 1a, b)	3000 W	3600 W	4350 W
Puissance nominale PV, 48 V 1a, b)	4000 W	4900 W	5800 W
Courant max. de court-circuit PV 2)	50 A (30 A max. par connexion MC4) 70 A (30 A max. par connexion MC4)		
Tension PV maximale de circuit ouvert	150 V : maximum absolu dans les conditions les plus froides 145 V : maximum au démarrage et en fonctionnement		
Efficacité maximale	98 %		
Autoconsommation	Moins de 35 mA @ 12 V / 20 mA @ 48 V		
Tension de charge « d'absorption »	Configuration par défaut : 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (réglable avec : sélecteur rotatif, écran, VE.Direct ou Bluetooth)		
Tension de charge « maintien »	Configuration par défaut : 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (réglable : sélecteur rotatif, écran, VE.Direct ou Bluetooth)		
Tension de charge « d'égalisation »	Configuration par défaut : 16,2 V / 32,4 V / 48,6 V / 64,8 V (réglable)		
Algorithme de charge	Algorithme adaptatif à étapes multiples (huit algorithmes préprogrammés) ou algorithme défini par l'utilisateur.		
Compensation de température	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C		
Protection	Polarité inversée PV / Court-circuit de sortie / Surchauffe		
Température d'exploitation	-30 à +60 °C (puissance nominale en sortie complète jusqu'à 40 °C)		
Humidité	95 %, sans condensation		
Altitude maximale	5000 m (sortie nominale complète jusqu'à 2000 m)		
Conditions environnementales	Intérieur, sans climatisation		
Niveau de pollution	PD3		
Communication de données	VE.Can, VE.Direct et Bluetooth		
On/off à distance	Oui (connecteur à deux pôles)		
Relais programmable	DPST Puissance nominale CA : 240 VCA / 4 A Puissance nominale CC : 4 A jusqu'à 35 V DC, 1 A jusqu'à 60 V DC		
Fonctionnement en parallèle	Oui, fonctionnement en parallèle synchronisé avec le VE.Can (25 unités maxi.) ou le Bluetooth (10 unités maxi.).		
BOÎTIER			
Couleur	Bleu (RAL 5012)		
Bornes PV 3)	35 mm ² / AWG2 (modèles Tr) Deux paires de connecteurs MC4 (modèles MC4)	35 mm ² / AWG2 (modèles Tr) Trois paires de connecteurs MC4 (modèles MC4)	
Bornes de batterie	35 mm ² / AWG2		
Niveau de protection	IP43 (composants électroniques), IP22 (zone de connexion)		
Poids	3 kg	4,5 kg	
Dimensions (h x l x p) en mm	Modèles Tr : 185 x 250 x 95 Modèles MC4 : 215 x 250 x 95	Modèles Tr : 216 x 295 x 103 Modèles MC4 : 246 x 295 x 103	
NORMES			
Sécurité	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2		
TENDANCES ENREGISTRÉES			
Données enregistrées	La tension, le courant et la température de la batterie, ainsi que le courant de sortie de charge, la tension PV et le courant PV.		
Nombre de jours pendant lesquels les données des tendances sont stockées.	46		
<p>1a) Si une puissance PV supérieure est connectée, le contrôleur limitera la puissance d'entrée. 1b) La tension PV doit dépasser Vbat + 5 V pour que le contrôleur puisse démarrer. Ensuite, la tension PV minimale est de Vbat + 1 V. 2) Un panneau photovoltaïque avec un courant de court-circuit supérieur peut endommager le contrôleur. 3) Modèles MC4 : plusieurs paires de séparateurs peuvent être nécessaires pour mettre en parallèle les séries de panneaux solaires. Courant maximal par connecteur MC4 : 30 A (les connecteurs MC4 sont raccordés en parallèle à un tracker MPPT)</p>			



Grâce au VE.Can ou à la fonction Bluetooth, jusqu'à 25 ou 10 contrôleurs de charge, respectivement, peuvent être installés en série pour un processus de charge synchrone, et être connectés à un dispositif de contrôle Color Control GX ou tout autre appareil GX. Chaque contrôleur peut être supervisé individuellement, par exemple depuis un appareil de type Color Control GX et depuis le site Web VRM (VE.Can) ou depuis un Smartphone ou un iPad (Bluetooth)

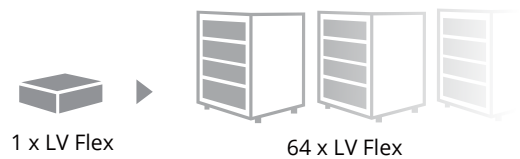
BATTERY-BOX LV FLEX

- Perfect 3U Format Modular Battery Offering Flexibility and Simple Installation.
- Scalable from 5 kWh to 320 kWh.
- Maximum Flexibility for any Application with up to 64 Modules Connected in Parallel.
- Compatible with Market Leading 1 and 3 Phase Inverters.
- Cobalt Free Lithium Iron Phosphate (LFP) Battery: Maximum Safety, Lifespan and Power.
- Capable of High-Powered Emergency-Backup and Off-Grid Function.
- Self-Consumption Optimization for Residential and Commercial Applications.



BATTERY-BOX LV FLEX

The BYD Battery-Box LV Flex is a lithium iron phosphate (LFP) battery module for use with an external inverter. The communications with the inverter is established through the Battery-Box Premium LV BMU (Battery Management Unit). Up to 64 LV Flex Modules in parallel can be managed by one BMU.



TECHNICAL PARAMETERS — LV Flex

Usable Energy [1]	5.0 kWh
Max Cont. Output Current [2]	70 A
Peak Output Current [2]	105 A, 5 s
Dimensions (H/W/D)	132x 482 x 525 mm
Weight	47 kg
Nominal Voltage	51.2 V
Operating Voltage	43.2 -57.6 V
Operating Temperature	-10 °C to +50°C
Battery Cell Technology	Lithium Iron Phosphate (cobalt-free)
Communication	CAN
Enclosure Protection Rating	IP20
Round-trip Efficiency	≥95%
Scalability	Max. 64 in Parallel (320 kWh)
Certification	IEC62619 / CE / UN38.3 / IEC62040/ CEC
Applications	ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid
Compatible Inverters	Refer to BYD Battery-Box LV Flex Minimum Configuration List
Nominal Capacity	5.0 kWh
Rated DC Power	3.6 kW
Max Charge and Discharge Power	5.4 kW
Max Charge and Discharge Current	105 A
Short Circuit Current	2500 A

OPTIONAL ACCESSORIES — Pre-wired LV Flex Cabinet

Capacity	Maximum 4 modules in one cabinet
Weight	35 kg
Dimension (W/D/H)	600x 600x 800 mm
Warranty	Three years
Enclosure Protection Rating	IP20

[1] DC Usable Energy, test conditions: 100% DOD, 0.2 C charge & discharge at + 25 °C. System Usable Energy may vary with different inverter brands.
 [2] Charge derating will occur between -10 °C and +15 °C.



S9000 DUAL

Gruppi elettrogeni CGM serie DUAL, 3000 giri, insonorizzati, con motore diesel ad avviamento elettrico con chiave e batteria. Sono dotati di selettore di tensione monofase / trifase e quadro manuale con connettore rapido per collegamento di ATS automatico. I gruppi a 3000 giri/mn sono adatti solo ad un uso di emergenza. Si sconsiglia l'uso per più di 6 ore continuative e per più di 500 ore l'anno.

CGM DUAL series generating sets, 3000 rpm, soundproofed, equipped with diesel engines with electric starting system with key and battery. They are equipped with a single-phase / three-phases voltage selector and manual panel with quick connector for an automatic ATS panel. 3000 rpm gensets have been designed for stand-by use only. Not recommended using for more than 6 hours continuously or more than 500 hours/year.

Groupes électrogènes série CGM DUAL, 3000 tr/min, insonorisés, équipés de moteurs diesel avec système de démarrage électrique avec clé et batterie. Ils sont équipés d'un sélecteur de tension monophasé / triphasé et d'un panneau manuel avec connecteur rapide pour un inverseur ATS automatique. Les groupes électrogènes à 3000 tr/min ont été conçus pour utilisation en stand-by. Il n'est pas recommandé d'utiliser pendant plus de 6 heures en continu ou plus de 500 heures/an.

Grupos electrógenos serie CGM DUAL, 3000 RPM, insonorizados, equipados con motores diesel con sistema de arranque eléctrico con llave y batería. Están equipados con un selector de voltaje monofásico / trifásico y un panel manual con conector rápido para un cuadro de conmutación automática. Los grupos electrógenos de 3000 RPM han sido desarrollados sólo para un uso de emergencia. No se recomienda utilizarlos más de 6 horas seguidas o más de 500 hr/año.

CGM DUAL Stromerzeugaggregate-Reihe, 3000 U/min, schallgedämmt, ausgestattet mit Dieselmotoren und elektrischem Startsystem. Sie sind mit einem einphasigen / dreiphasigen – Wechselschalter ausgestattet und einer manuellen Schalttafel mit Schnellkupplung für eine automatische Schalttafel. Die 3000 U/min Einheiten sind nur für den Notbetrieb geeignet. Eine kontinuierliche Anwendung von mehr als 6 Stunden und mehr als 500 Stunden pro Jahr wird nicht empfohlen.



*L'immagine è puramente a titolo dimostrativo
The image is only for demonstration purposes
Cette image est utilisée uniquement à des fins de démonstration
Las imágenes son puramente para fines de demostración
Das Bild dient nur zu Demonstrationszwecken*

400V + N		230V	
POTENZA DI EMERGENZA STAND-BY POWER PUISSANCE DE STAND-BY POTENCIA EN EMERGENCIA LEISTUNG IM NOTFALL		POTENZA DI EMERGENZA STAND-BY POWER PUISSANCE DE STAND-BY POTENCIA EN EMERGENCIA LEISTUNG IM NOTFALL	
kVA	kW	kVA	kW
9	7,2	7	5,6

PESO - WEIGHT POIDS - PESO GEWICHT	DIMENSIONI - DIMENSIONS DIMENSIONS - DIMENSIONES DIMENSIONEN		
kg	L [mm]	W [mm]	H [mm]
162	920	520	720



*Tutti i dati presenti sono contenuti nelle schede tecniche originali del motore e dell'alternatore. Essi sono indicativi e possono essere modificati in qualsiasi momento e senza preavviso.
All data can be found out in the original technical datasheet of the engine and the alternator. Values shown are nominal values, they can change in every moment and without warning.
Toutes les données sont transcrites dans les fiches techniques du moteur et de l'alternateur. Les valeurs sont nominales et ils peuvent changer à tout moment et sans avertissement
Todos los datos se pueden encontrar en la ficha técnica original del motor y del generador. Los valores mostrados son valores nominales, pueden cambiar en cualquier momento y sin previo aviso.
Alle die Daten sind in den Original-Datenblättern für Motoren und Generatoren enthalten. Sie sind indikativ und können jederzeit und ohne Vorankündigung geändert werden.*

DATI TECNICI
TECHNICAL DETAILS - CARACTERISTIQUES TECHNIQUES
FICHA TECNICA - TECHNISCHE DATEN

ELECTRICAL DATA	Tipo di sistema elettrico – <i>Electrical system type</i> – Type de système électrique Tipo de sistema eléctrico - Elektrischer Systeme	3F+N / 1F+N	~
	Fattore di potenza – <i>Power factor</i> – Facteur de puissance Factor de potencia – Leistungsfaktor	0,8	φ
	Tensione – <i>Voltage</i> – Tension Tensión - Spannung	230 400	V ~1 V ~3
	Frequenza – <i>Frequency</i> – Fréquence Frecuencia - Häufigkeit	50	Hz
	Amperaggio nominale – <i>Ampere rating</i> – Ampérage Amperaje - Nennstromstärke	25,2 11,4	A @ 230V A @ 400V
ENGINE DATA	Motore – <i>Engine</i> – Moteur Motor – Motor	CGM D12HP	
	Normativa emissioni – <i>Engine emissions standards</i> – Normes d'emissions rencontrées Normas de emisiones del motor – Emissionsvorschriften	STAGE V	
	Potenza motore – <i>Engine power</i> – Puissance du moteur Potencia del motor - Motorleistung	12 (9)	Hp (kW)
	Giri/mn – <i>Rpm</i> – Tours/min Rpm – U/min	3000	
	Numero di cilindri – <i>Nr. of cylinders</i> – Nr. de cylindres Nro. de cilindros – Nr. Zylinder	1	
	Sistema di avviamento – <i>Engine starting system</i> – Système de démarrage Sistema de arranque – Motor-Startsystem	Elettrico – <i>Electric starter</i> - Démarreur électrique Arrancador eléctrico - Elektrischer Start	
Cilindrata – <i>Displacement</i> – Déplacement Sistema de arranque del motor – Hubraum	498	cc	
FUEL CONSUMPTION DATA	Tipo di carburante – <i>Fuel type</i> – Type de carburant Tipo de combustible - Kraftstoffart	Diesel	
	Consumo – <i>Consumption</i> – Consommation Consumo – Konsum	2,1	lt/h @ 75%
	Capacità serbatoio – <i>Tank capacity</i> – Capacité du réservoir Capacidad del depósito - Tankinhalt	14	lt
	Autonomia – <i>Autonomy</i> – Autonomie Autonomía – Autonomie	6,7	h
ALTERNATOR DATA	Tipo – <i>Type</i> – Type Tipo – Type	Autoeccitato, con spazzole – <i>Self-excited, with brushes</i> - Auto-excité, avec balais Autoexcitado, con escobillas - Selbsterregt, mit Bürsten	
	Regolazione della tensione – <i>Voltage regulation</i> – Régulation de la tension Regulador de tensión – Spannungsregelung	AVR	
	Precisione della tensione – <i>Voltage precision</i> – Précision de la tension Precisión de la tensión - Spannungsgenauigkeit	± 1	%

ALLESTIMENTO STANDARD

STANDARD EQUIPMENT - EQUIPEMENT STANDARD
EQUIPO ESTÁNDAR - STANDARD AUSSTATTUNG



Cabina insonorizzata da esterno
Soundproof and weatherproof canopy
Capotage insonorisé et résistant aux intempéries

Cabina insonorizada y resistente a la intemperie
Schallgedämmte Außenkabine



Regolatore elettronico di tensione (AVR)
Automatic voltage regulator (AVR)
Régulateur électronique de tension (AVR)

Regulador electrónico de voltaje (AVR)
Elektronischer Spannungsregler



Carrellino per movimentazione manuale
Slow trolley for manual handling
Chariot pour manutention manuelle

Carro para manejo manual
Wagen für die manuelle Handhabung



Gommini antivibranti
Anti-vibration dampers
Amortisseurs de vibrations

Amortiguadores antivibratorios
Anti-Vibrations-Gummis



Liquidi di primo riempimento
First filling liquids
Remplissage initial des fluides

Primer llenado de líquidos
Flüssigkeiten zur Erstbefüllung



Avviamento elettrico con batteria 12V
Electric starting with 12V battery
Démarrage électrique avec batterie 12V

Arranque eléctrico con batería de 12V
Elektrischer Start mit 12V Batterie



Switch funzionamento trifase / monofase
Three-phase / single-phase operation switch
Commutateur de fonctionnement triphasé / monophasé

Conmutador de funcionamiento trifásico / monofásico
Dreiphasen / Einphasen - Wechselschalter



Quadro elettrico manuale con centralina elettronica:
-n.1 schuko e n.1 32A 3P 230V + n.1 16A 5P 400V prese CEE
-Interruttore magnetotermico con protezione differenziale
Electric manual panel with electronic control unit:
-n.1 schuko and n.1 230V 32A 3P + n.1 400V 16A 5P ECC sockets
-MCB with residual current protection
Panneau manuel électrique avec unité électronique :
-n.1 schuko et n.1 32A 3P 230V + n.1 16A 5P 400V prises CEE
-Disjoncteur MCB avec protection différentielle

Cuadro eléctrico manual con unidad de control electrónica:
-nro.1 schuko y nro.1 32A 3P 230V + nro.1 16A 5P 400V enchufes CEE
-Disyuntor MCB con protección de corriente residual
Manuelle Schalttafel mit elektronischem Steuergerät:
-n.1 Schuko-Steckdose und n.1 230V 32A 3P + n.1 400V 16A 5P CEE Steckdosen
-MCB mit Fehlerstromschutz

OPTIONAL

OPTIONS - OPTIONS
OPCIONES - OPTION



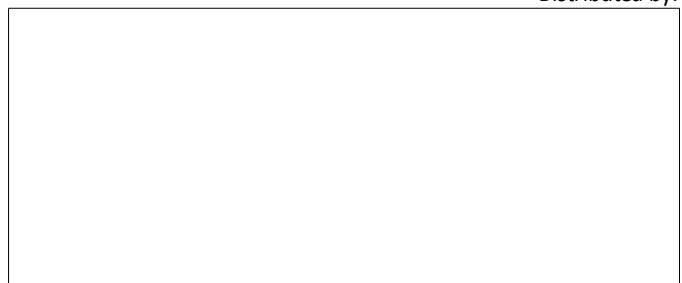
Quadro automatico con commutazione rete / gruppo
Automatic panel with transfer switch (ATS)
Panneau automatique avec inverseur (ATS)

Panel automático con commutación entre red eléctrica y generador
Automatisches Bedienfeld mit Notstromumschaltung

Distributed by:

C.G.M. GRUPPI ELETTROGENI SRL

Via Decima Strada, 3
36071 Arzignano (VI) – Italy
Tel. +39 0444-673712 / 674152 Fax. +39 0444-675384
C.F. & P. IVA 02844720247 REA 279734
www.cgmitalia.it
info@cgmitalia.it



ANNEXE 6

Capacité organisationnelle du promoteur

ANNEXE 6 : CAPACITE ORGANISATIONNELLE

ARESS et CH2000 disposent d'un savoir-faire en sa qualité d'opérateurs énergétiques privés et intégrés dans la sous-région. La multitude des corps de métiers, balayés dans la section de notre présentation témoigne de l'expertise quotidienne et de la passion qui animent leurs ouvrages au quotidien.

L'organigramme proposé pour les opérations régulières qui se décomposent en des corps de métiers techniques, comptables et financiers, risque et qualité, ventes, supports clients, après-vente et IIT, se présente comme sur la figure ci-après.

Afin de répondre de façon pratique à la mise en œuvre du projet, une équipe dédiée spéciale sera mise en place à savoir :

- un chef de projet
- un coordinateur par région
- une équipe technique
- une équipe comptable et financière
- un auditeur et
- un juriste.

Indépendamment de l'équipe du projet, des expertises et ressources tierces pourront être mobilisées dans la coordination et la gestion des opérations.

Le Consortium, composé de CH 2000 et d'ARESS, s'organisera sous la direction du chef de file et divisera la liste des tâches par pôles.

Il est à noter que le Consortium créera, conformément aux dispositions du règlement d'appel d'offres, une société de projet en vue de réaliser les activités soumises à Licence.

Direction Développement

La direction développement aura pour but de piloter le projet en phase amont (qualité, délais, coûts...). Elle est responsable de la coordination, de la performance des différentes disciplines impliquées et de la réponse à l'appel d'offre.

Direction Technique

La direction technique aura la responsabilité de tous les aspects techniques du projet : dimensionnement, plans d'installation, notes de calculs, estimation du productible, choix des équipements, etc. Durant la phase de préparation, elle pilote la conception de solutions techniques. Elle a la charge de produire et contrôler toute la documentation technique émise par le Consortium. Au niveau de l'organisation interne au Consortium, ARESS aura la direction technique globale du projet

Direction Juridique

La direction juridique aura pour but de vérifier que le projet est en accord avec les réglementations applicables tout au long du projet. Elle sera sous la responsabilité de GDS International.

Direction Achat

La direction achat aura la responsabilité de l'approvisionnement, du transport et du stockage en centre logistique de l'ensemble des équipements du projet. Elle sera sous la responsabilité de CH2000.

Direction Chantier

La direction chantier aura pour but de piloter et superviser la construction des mini-réseaux dans le respect des budgets alloués et du planning travaux. Cette direction sera la responsabilité de ARESS basée sur place.

Afin de mieux coordonner les actions du groupement et la communication entre les différents pôles, des procédures seront mises en place. Il est à noter que ces procédures et les relations internes au Consortium seront plus détaillées, notamment d'un point de vue juridique, si le groupement est lauréat.

Organisation des réunions

Des réunions sur les différentes échelles de direction, par téléphone ou visioconférence, seront organisées :

Réunion du comité de direction : La réunion du comité de direction a pour but de porter un regard sur l'avancée du projet et de prendre des décisions sur la globalité du projet. Il est en charge notamment de la gestion de projet, des aspects contractuels et du respect des engagements pris. Ce comité comprend les responsables de chaque pôle afin de coordonner au mieux l'action conjointe du groupement. La fréquence de ces réunions est variable car déterminé par le comité de direction lui-même en fonction des besoins. Des comptes rendus seront rédigés à la fin de chaque réunion.

Réunion du conseil technique : La réunion du conseil technique a pour but la surveillance des évolutions du projet au niveau technique et la prise de décision. Ce conseil comprend les responsables du pôle technique et du pôle développement. La fréquence de ces réunions est hebdomadaire et des comptes rendus seront rédigés à la fin de chaque réunion. En cas de décision critique à prendre, le conseil technique devra passer par le comité de direction pour validation.

Procédure de prise de décision:

En ce qui concerne la prise de décision, une procédure spécifique devra être suivie. Les décisions prises lors de ces réunions devront figurer dans les comptes rendus et devront être transmises à chaque organe stratégique du projet.

Les CVS, les diplômes et les attestations de disponibilités du personnel clé sont joints en annexe à la présente offre technique.

ANNEXE 7

**Règlement N°2021-001/CNR/ARE
portant principes, méthodologie de
détermination et de révision des
conditions tarifaires de l'électricité**



AUTORITE DE REGULATION DE L'ELECTRICITE

Conseil National de Régulation

REGLEMENT N°2021-001/CNR/ARE

PORTANT PRINCIPES, METHODOLOGIE DE DETERMINATION ET
DE REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE L'ELECTRICITE

Juillet 2021

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

TABLE DES MATIERES

ARTICLE 1 : OBJET	5
ARTICLE 3 : DEFINITIONS	6
ARTICLE 4 : PRINCIPES GENERAUX	7
ARTICLE 5 : PRINCIPES TARIFAIRES.....	8
ARTICLE 6 : APPROCHE BASEE SUR LE REVENU REQUIS	9
ARTICLE 7 : PROCEDURE DE FIXATION DES TARIFS.....	11
ARTICLE 8 : TAUX DE REMUNERATION	12
ARTICLE 9 : CLASSES DE TARIFS	12
ARTICLE 10 : TARIFS DE RACCORDEMENT	12
ARTICLE 11 : DEROULEMENT	12
ARTICLE 12 : AVIS	14
ARTICLE 13 : PUBLICATION DES TARIFS	14
ARTICLE 14 : RECOURS	14
ARTICLE 15 : ENTREE EN VIGUEUR	15
ARTICLE 16 : PUBLICATION DU PRESENT REGLEMENT	15

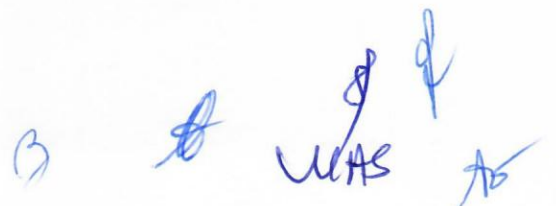
13
A
MAB
AS
2

LE CONSEIL NATIONAL DE REGULATION,

- Vu la Directive de la CEDEAO C/DIR/1/06/13 du 21 juin 2013 sur l'organisation du marché régional de l'électricité ;
- Vu le Code Bénino-Togolais de l'Electricité du 23 décembre 2003 ;
- Vu la Loi n°2007-21 du 16 octobre 2007 portant protection du consommateur en République du Bénin ;
- Vu la Loi n°2016-24 du 28 juin 2017 portant cadre juridique du partenariat public-privé en République du Bénin ;
- Vu la Loi n° 2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Electricité en République du Bénin ;
- Vu le Décret n° 2009-182 du 13 mai 2009 portant création, attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de Régulation de l'Electricité ;
- Vu le Décret n° 2015-074 du 27 février 2015 portant modification des articles 3, 8, 18 et 19 du Décret n° 2009-182 du 13 mai 2009 ;
- Vu le décret n°2018 – 072 du 12 mars 2018 portant Attributions, Organisation et Fonctionnement du Ministère de l'Energie ;
- Vu le Décret n°2019-446 du 09 octobre 2019 portant modification du Décret n°2015 – 074 du 27 Février 2015 ;
- Vu le Décret n°2019-453 du 09 octobre 2019 portant nomination des membres du Conseil National de Régulation de l'Autorité de Régulation de l'Electricité ;
- Vu le Décret n° 2020-586 du 23 décembre 2020 portant nomination de monsieur Laurent TOSSOU en qualité de membre du Conseil National de l'Autorité de Régulation de l'Électricité ;
- Vu le Règlement Intérieur du Conseil National de Régulation de l'Autorité de Régulation de l'Electricité adopté le 28 décembre 2016 ;

Après en avoir délibéré, le 23 juillet 2021 ;

A adopté le Règlement dont la teneur suit :



1- PREAMBULE

En matière de tarification et de régulation d'un service public, la règle générale est de reconnaître à l'opérateur un droit à l'équilibre financier et à l'équilibre régulateur de sa concession.

Le Bénin a opté pour une ouverture de son marché de l'électricité. Cette ouverture a été consacrée par la Loi portant Code de l'Electricité qui a posé les principes :

- (i) d'un recours à la production indépendante ;
- (ii) d'un accès des tiers au réseau (ATR) garantissant un accès libre, équitable et transparent aux acheteurs éligibles.

2- CADRE LEGAL ET REGLEMENTAIRE

L'article 68 (Ventes assujetties à la réglementation des tarifs) de la loi 2020-05 du 1er avril 2020 dispose :

« ...Les grilles tarifaires réglementées proposées par les opérateurs sont soumises à l'avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité et publiées par cette dernière. Les taxes et redevances sont calculées conformément aux textes en vigueur en la matière et clairement indiquées sur les factures des consommateurs. »

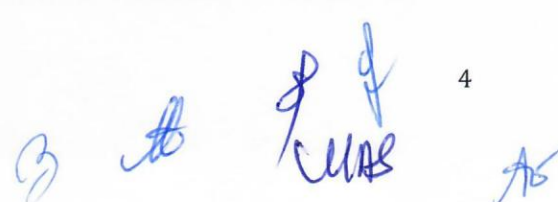
L'article 69 (Principes de fixation des tarifs réglementés) de la même loi dispose :

« Les tarifs réglementés sont des prix plafonds basés sur les coûts budgétisés permettant à l'opérateur de couvrir l'ensemble des dépenses et des charges justifiées par les besoins de l'exploitation. Ils comprennent un taux de rentabilité adéquat qui permet à l'opérateur d'attirer et de rémunérer correctement et équitablement les capitaux nécessaires aux investissements.

Ils incluent les coefficients d'ajustement des prix des principaux composants des coûts permettant de compenser l'effet de l'évolution des principaux paramètres économiques que l'opérateur ne maîtrise pas.

Ils sont transparents et non discriminatoires pour le même type d'opérateurs. Ils sont conformes à la politique énergétique de l'État et visent d'une part, à stimuler l'efficacité productive, dans l'utilisation de l'énergie électrique et à optimiser l'utilisation des capacités de production, de transport et de distribution et d'autre part, à assurer une

4



équité sociale, de manière à permettre l'accès à l'électricité pour les populations à faibles revenus.

Compte tenu des variations des coûts, les tarifs réglementés sont définis par période tarifaire de vingt-quatre (24) mois et sont révisables sur décision de l'Autorité de Régulation de l'Electricité. Cette révision doit prendre en compte notamment les cas de modification substantielles des conditions techniques ou technologiques, ou les circonstances économiques ayant présidé à la définition des éléments de structuration financière du projet. »

Enfin l'article 70 (Prix des branchements et autres services) dispose :

« Les prix des branchements et autres services aux consommateurs sont facturés sur la base d'un modèle de bordereau de prix approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité. »

3- OBJET ET DEFINITIONS

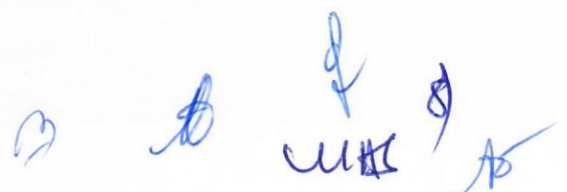
Article 1 : Objet

En application de la loi n° 2020-05 du 1er avril 2020 portant Code de l'Electricité en République du Bénin, le présent règlement a pour objet de préciser les principes, méthodologies et paramètres qui servent de base à la détermination de la rémunération des activités d'un titulaire de titre d'exploitation, à la régulation et à la fixation des tarifs applicables aux consommateurs.

Article 2 : Objectif de la politique de régulation des tarifs

L'objectif de la politique tarifaire est de veiller à ce que les entreprises du secteur de l'électricité puissent se maintenir en activité et continuer à réaliser des investissements à un niveau optimal et de manière efficace sans qu'elles en tirent des rentes excessives qui pénaliseraient les consommateurs et les autres parties prenantes. Cette politique 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 les autres secteurs ou sur le Gouvernement.

Dans une situation de monopole du service public, il est nécessaire de réguler les tarifs pour éviter que les entreprises n'abusent de leur position pour en tirer des rentes. L'objectif de la régulation des tarifs est donc d'optimiser 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.

Article 3 : Définitions

Au titre du présent Règlement, les termes suivants sont définis comme suit :

– **Base d'Actifs Régulés (BAR) :**

La BAR est déterminée sur la base de la valeur nette des actifs immobilisés déduction faite des subventions et participations reçues de tiers.

– **Coûts éligibles :**

Les coûts tels qu'ils ressortent du système comptable des opérateurs, reconnus et/ou autorisés par l'Autorité de Régulation de l'Electricité (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'Electricité 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 ;

– **Taux de Rémunération de la Base des Actifs Régulés (TR)**

Le taux de rémunération des actifs est égal au coût moyen pondéré du capital (CMPC). Le niveau de rémunération de l'opérateur doit, en effet, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir, par ailleurs, pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

6



– **Titre d'exploitation :**

- Concession
- Autorisation

– **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'Electricité.

– **Ratio de couverture du service de la dette :**

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

– **Ratio de la structure de financement**

C'est le rapport des fonds propres et quasi-fonds propres par le capital financier. Le capital financier est égal à l'ensemble des ressources financières investies (fonds propres et quasi-fonds propres + dettes financières à moyen / long terme + dettes financières à court terme).

4- PRINCIPES DE LA TARIFICATION

Article 4 : Principes généraux

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

Les tarifs appliqués aux usagers finaux doivent assurer l'équilibre économique et financier de l'activité du titulaire de titre d'exploitation 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, y compris la rémunération du capital investi par des détenteurs de titres d'exploitation, les impôts et les taxes.

G A S MAB AS

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.

Article 5 : Principes Tarifaires

En tenant compte de la situation et du contexte du pays, les principes tarifaires retenus 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 standards d'interconnexion au réseau ;

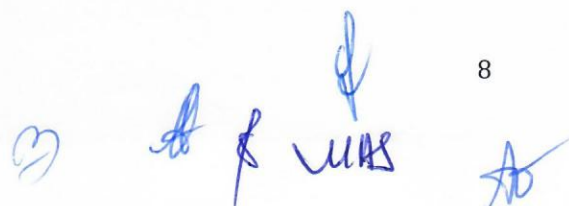
2) **Principe d'unicité du réseau** : les coûts du réseau sont partagés par tous les clients en fonction du niveau de tension utilisé (cf. tarification en cascade). Le tarif applicable est établi en fonction du niveau de connexion du client (indépendant du niveau de tension de l'injecteur) ;

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 (PRODUCTION→TRANSPORT→DISTRIBUTION→COMMERCIALISATION), 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 territoire national interconnecté.

5) **Distinction entre tarifs régulés (transport et distribution) et pré-concurrentiels (production et commercialisation)** : 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.

5- REGULATION TARIFAIRE

Article 6 : Approche basée sur le Revenu Requis

L'équilibre financier est assuré lorsque les capitaux mobilisés par le détenteur d'un titre d'exploitation (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 de financement.

Le ratio de couverture du service de la dette est une mesure de la capacité de la Société à remplir ses obligations au niveau de la dette. Il se calcule en rapportant le cash-flow disponible au service de la dette (remboursement du principal, intérêts et commissions).

Le ratio le plus couramment utilisé pour rendre compte de la structure de financement est le rapport des fonds propres et quasi-fonds propres par le capital financier. La notion de capital financier recouvre l'ensemble des ressources financières investies. Autrement dit, elle comprend les ressources financières permanentes (fonds propres et quasi-fonds propres + dettes financières à moyen / long terme) ainsi que les avances bancaires (dettes financières à court terme).

Il est difficile en pratique de proposer des seuils exacts pouvant s'appliquer d'une manière générale. Il est toutefois raisonnable de retenir les seuils suivants pour un Concessionnaire d'un service public :

- ratio de structure de financement : supérieur ou égal à 30% ;
- ratio ADSCR : supérieur ou égal à 1,2.

Handwritten signatures and initials in blue ink at the bottom right of the page, including a large signature and several smaller initials.

En respectant ces deux critères, la concession génèrera suffisamment de ressources lui permettant d'assurer l'équilibre financier de l'exploitation et, en conséquence, son autonomie 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, qui considère que les besoins en Ressources ou Revenus requis (RR) doivent couvrir :

- les frais initiaux (FI) ;
- les coûts éligibles et raisonnables d'exploitation et de maintenance (OPEX) ;
- l'amortissement des investissements (D(CAPEX)¹) ;
- les impôts et taxes (T) ;
- la rémunération de la base d'actifs régulés (BAR) à un taux qui est égal au CMPC tel que défini à l'article 8 du présent règlement.

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

$$\mathbf{RR = FI + OPEX + D(CAPEX) + T + TR * BAR}$$

La base d'actifs régulés pour chaque année (BAR) est obtenue à partir de la base d'actifs régulés initiale déterminée en début de concession (BAR0) et des dépenses d'investissement (CAPEX) éligibles déduites des amortissements et des subventions.

$$\mathbf{BAR = BAR0 - Amortissement (BAR0) + \sum Investissements - Amortissement (\sum Investissements) - (\sum Subventions d'investissement - \sum Reprises de subventions d'investissement)}$$

Handwritten signatures and initials in blue ink at the bottom right of the page.

6- FIXATION DU TARIF

Article 7 : Procédure de fixation des tarifs

Le mécanisme de fixation des Tarifs suivra la procédure suivante :

- pour la première période tarifaire, sur la base des coûts réels connus des années précédentes (le cas échéant) ou d'un benchmark et d'une prévision de la demande, du Programme d'Investissement défini dans le contrat de concession et du plan de financement associé, détermination par le titulaire du titre d'exploitation des coûts prévisionnels sur la durée de la concession (coûts d'exploitation, d'amortissement) ;
- pour les autres périodes tarifaires, sur la base des coûts éligibles connus des années précédentes, de la demande ainsi que des coûts prévisionnels du Programme d'investissement révisé mis à jour en fonction des dernières données connues relatives à la période tarifaire en cours, actualisation des coûts prévisionnels du reste des années de la concession (coûts d'exploitation, d'amortissement).

Le tarif moyen est calculé par le modèle tarifaire en annexe de la convention de concession, sur la base des données réelles et prévisionnelles actualisées rentrées par l'opérateur et qui lui permet d'atteindre le Revenu Requis sur la durée de la concession.

La proposition de tarif moyen est examinée par l'Autorité de Régulation de l'Electricité qui vérifie que l'ensemble des coûts est effectivement éligible et raisonnable, et que le niveau de rentabilité exigé par le promoteur est conforme à l'article 8 relatif au Taux de Rémunération.

Le nouveau tarif moyen calculé ne sera applicable que lorsqu'il s'écarte du tarif moyen en vigueur de 1% (en plus ou moins).

Les coûts de perte d'énergie des opérateurs ne sont pas adaptés ex-post. Les opérateurs sont ainsi incités à être plus efficaces sur la gestion de leurs pertes pour avoir un gain supplémentaire.

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

La validation du plan d'affaires, du tarif moyen et de la grille tarifaire fait l'objet d'un avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Electricité.



Article 8 : Taux de Rémunération

Le taux de Rémunération 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.

Ce Taux est équivalent au Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC ou WACC en anglais) et est fixé dans le modèle tarifaire afférent tel que défini en annexe du contrat de concession.

Article 9 : Classes de tarifs

Dans le cadre de l'électrification hors réseau (EHR), les classes tarifaires couvrent les ventes d'électricité à partir de mini-réseaux EHR.

Pour la vente d'électricité à partir d'un mini-réseau EHR, plusieurs tranches peuvent être prévues. Conformément au code général des impôts en vigueur, 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.

Article 10 : Tarifs de raccordement

Les tarifs de raccordement seront soumis pour approbation à l'Autorité de Régulation de l'Electricité 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).

7- PROCEDURE DE REVISION PERIODIQUE DES TARIFS

Article 11 : Déroulement

La révision périodique des conditions tarifaires sera effectuée selon la procédure suivante :

3 11 12 12



Phase préparatoire :

- Au démarrage de la révision des conditions tarifaires le titulaire d'un Titre d'Exploitation soumet à l'Autorité de Régulation de l'Electricité :

- une comparaison détaillée de sa performance financière, par rapport aux objectifs fixés en termes de recettes, frais d'exploitation, dépenses en capital et ratios de contrôle financier, sur la période écoulée ;

- des projections, avec un niveau de détail identique, des performances calculées au titre de la période nouvelle, réalisées à partir du plan d'affaires et du modèle tarifaire tel que défini en annexe du contrat de concession.

- La phase préparatoire ne peut excéder trente (30) jours.

Première consultation publique :

- Six (06) mois au moins avant l'expiration de la période où les conditions tarifaires sont en vigueur, l'Autorité de Régulation de l'Electricité organise une consultation publique relative à la définition des conditions tarifaires pour la période suivante. A cet effet, elle diffuse par tous les moyens appropriés un document de consultation résumant le bilan de la période où les conditions tarifaires sont en vigueur et établit la méthodologie à utiliser pour réviser la formule de contrôle des revenus. Elle étudie les réponses qu'elle reçoit des parties prenantes, notamment les associations de consommateurs ;

- La première consultation publique ne doit excéder trente (30) jours ;

Projection de coûts pour la période tarifaire à venir :

- L'opérateur soumet à l'Autorité de Régulation de l'Electricité, les projections de coûts de la période à venir quinze (15) jours avant la clôture de la première consultation publique. Le format des informations est donné par l'ARE qui analysera les projections de coûts du titulaire de titre d'exploitation en faisant des comparaisons avec des entreprises similaires.

- L'Autorité de Régulation de l'Electricité organise une ou des réunions d'échanges avec toutes les parties prenantes pour la validation des projections soumises, quinze (15) jours après la soumission des projections de coûts par le titulaire de titre d'exploitation.



- Le titulaire de titre d'exploitation dispose de deux (02) mois au plus pour introduire les projections de coûts révisées à l'ARE, qui analyse et élabore la note sur les projections soumises, dans un délai de quinze (15) jours.

Deuxième consultation publique

Au cours de cette phase, l'Autorité de Régulation de l'Electricité :

- ✓ publie un rapport relatif aux premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires ;
- ✓ publie éventuellement une révision de la formule de contrôle des revenus de l'opérateur ;
- ✓ publie la durée de la deuxième consultation publique, qui ne peut être inférieure à trente (30) jours.

Article 12 : Avis

- Un mois au moins avant l'entrée en vigueur des nouvelles conditions tarifaires, l'Autorité de Régulation de l'Electricité publie un projet d'avis relatif aux conditions tarifaires retenues. Ce document contiendra la version finale des principaux paramètres figurant dans le rapport des premières conclusions.

- Le titulaire du titre d'exploitation disposera d'un délai de quinze (15) jours pour justifier toute demande d'aménagement dudit projet. Passé ce délai, l'Autorité de Régulation de l'Electricité émet l'avis conforme relatif aux conditions tarifaires retenues et assure la publication par tous moyens appropriés.

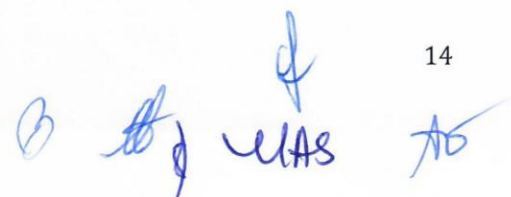
Article 13 : Publication des tarifs

La grille tarifaire de chaque exploitant est publiée par l'ARE sur son site. De même, les titulaires de titre d'exploitation rendent publics par tous les moyens appropriés, les tarifs qu'ils pratiquent à l'égard des consommateurs.

Article 14 : Recours

Tout titulaire d'une concession ou d'une licence peut contester l'avis visé à l'article 12 ci-dessus devant la chambre administrative de la Cour Suprême dans les conditions du droit commun. Ce recours n'est pas suspensif de l'application de l'avis conforme relatif aux conditions tarifaires.

14



Article 15 : Entrée en vigueur

Le présent règlement prend effet à compter de la date de son adoption par le Conseil National de Régulation.

Article 16 : Publication du présent règlement

Le présent règlement sera publié sur le site Web de l'ARE et partout où besoin sera.

Fait à Cotonou, le 23 juillet 2021

Gbêdonougbo Claude GBAGUIDI
Président de l'ARE



Marie Odile ATTANASSO
Membre




Laurence QUENUM
Membre



Safiatou BASSABI ISSIFOU
Membre



Serge Mahouwèdo AHISSOU
Membre



Laurent TOSSOU
Membre

