



AUTORITE DE REGULATION DE 'ELECTRICITE

Conseil National de Régulation



CONSULTATION PUBLIQUE N°004/2021

RELATIVE A L'ELECTRIFICATION HORS RESEAU DE DOUZE (12) LOCALITES
DANS LES DEPARTEMENTS DES COLLINES, DU BORGOU, DE L'ATACORA ET
DE L'ALIBORI PAR L'ENTREPRISE GDS INTERNATIONAL SAS DANS LE
CADRE DU PROJET OCEF/MCA-BENIN II

Août 2021

AVIS DE PRESSE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Gbédoungbo Claude GBAGUIDI



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

Ce questionnaire est élaboré dans le cadre de la consultation publique sur les conditions tarifaires des entreprises GDS, ASEMI, PARAS et ENERGICITY en vue de la signature de conventions de concession d'électrification hors réseau.

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

Merci d'avance pour votre contribution.

Veillez bien vouloir cocher la case correspondant à votre réponse.

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

	<p>Pèrèrè : DIGUIDIROU <input type="checkbox"/> BOUGNAKOU <input type="checkbox"/> GOUNKPADE <input type="checkbox"/> SONON <input type="checkbox"/></p> <p>Tchaourou : WARI MARO <input type="checkbox"/> WORIA <input type="checkbox"/></p> <p>Bantè : OKOUTA-OSSE <input type="checkbox"/></p> <p>Dassa-Zoumè : FITA <input type="checkbox"/> ASSIYO <input type="checkbox"/> GBEDAVO <input type="checkbox"/> GOUNSOE <input type="checkbox"/> ZOUTO <input type="checkbox"/> ATCHERIGBE <input type="checkbox"/></p> <p>Ouèssè : IDADJO <input type="checkbox"/></p> <p>Savè : DJABATA <input type="checkbox"/></p> <p>Aplahoué : AGNAME <input type="checkbox"/> AGODOGOUI <input type="checkbox"/> GOUGOUTA <input type="checkbox"/> HONTONOU <input type="checkbox"/> VOLLY-LATADJI <input type="checkbox"/> TAKPATCHIOME <input type="checkbox"/></p> <p>Idigny : EFFEOUTE <input type="checkbox"/></p> <p>Djidja : SAWLAKPA <input type="checkbox"/> KOHOUGAN <input type="checkbox"/> LOBETA <input type="checkbox"/> GBADAGBA <input type="checkbox"/></p> <p>Zogbodomey : AGOITA <input type="checkbox"/> BOLAME <input type="checkbox"/> DOME-AGA <input type="checkbox"/> DOME-CENTRE <input type="checkbox"/> GBAFFO HON <input type="checkbox"/></p>		
02	Savez-vous ce qu'est l'électrification hors réseau ?	OUI	NON
03	La SBEE est-elle la seule société pouvant produire et distribuer de l'énergie électrique au Bénin ?	OUI	NON
04	Avez-vous connaissance du cadre réglementaire de l'électrification hors réseau ? (Code de l'électricité, décret relatif à l'électrification hors réseau, etc.)	OUI	NON
05	Avez-vous connaissance du cadre institutionnel de l'électrification hors réseau ?	OUI	NON
06	Connaissez-vous l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE) ?	OUI	NON
07	Connaissez-vous la méthodologie de calcul des tarifs de vente d'électricité aux consommateurs ?	OUI	NON
08	Par quelle structure accepteriez-vous l'électrification de votre localité ? (Cochez la case appropriée)		

	A long terme par la SBEE (Dans 5 à 10 ans) ___ <input type="checkbox"/> Immédiatement par un Privé (Hors réseau) _____ <input type="checkbox"/>
09	Êtes-vous d'accord pour le tarif proposé ? OUI <input type="checkbox"/> NON <input type="checkbox"/>
10	Si non, quel tarif maximum accepteriez-vous ? (en FCFA/kWh)
11	Êtes-vous d'accord pour le montant des frais de raccordement proposés ? OUI <input type="checkbox"/> NON <input type="checkbox"/>
12	Si non, quel montant maximum accepteriez-vous ? (en FCFA)
13	Que pensez-vous de la prévision de la demande en électricité ? (<i>Veillez inscrire votre réponse ci-dessous</i>) Faible <input type="checkbox"/> Moyen <input type="checkbox"/> Elevé <input type="checkbox"/>
14	Que pensez-vous des dépenses d'investissement et coûts d'exploitation du Promoteur privé ? (<i>Veillez inscrire votre réponse ci-dessous</i>) Faible <input type="checkbox"/> Moyen <input type="checkbox"/> Elevé <input type="checkbox"/>
15	Quelles suggestions faites-vous sur le document de consultation publique ? (<i>Veillez inscrire votre réponse ci-dessous</i>)
16	<i>Comment appréciez-vous le rôle de l'ARE dans le processus de l'électrification de votre localité ? (Veillez inscrire votre réponse ci-dessous)</i>

Nous vous remercions pour votre disponibilité !!!

Table des matières

Liste des figures.....	iii
Liste des tableaux.....	iv
INTRODUCTION	1
I. PRESENTATION DE GDS INTERNATIONAL SAS	3
II. PRESENTATION DU PERIMETRE DE CONCESSION ET DU MODELE D'ELECTRIFICATION	4
II.1. Contexte.....	4
II.2. Identification des localités hors-réseau	6
II.3. Périmètre de concession.....	6
II.4. Modèle d'électrification hors-réseau	8
III. PRESENTATION DU PROJET	10
III.1. Données générales du projet	10
III.2. Données sur l'offre et la demande énergétique du projet	11
III.3. Description des mini-réseaux et spécifications techniques.....	15
IV. PRINCIPES ET METHODOLOGIE DE DETERMINATION DU TARIF	30
IV.1. Préambule	30
IV.2. Objectifs de l'ARE.....	31
IV.3. Définitions	33
IV.4. Principes généraux de la tarification.....	34
IV.5. Principes tarifaires	35
IV.6. Approche de la régulation tarifaire.....	36
IV.7. Procédure de fixation des tarifs	38
IV.8. Taux de rentabilité normal	38
IV.9. Classes de tarifs	39
IV.10. Ajustement des tarifs et période de révision tarifaire.....	39
IV.11. Tarifs de raccordement.....	39

IV.12. Publication des tarifs.....	40
V. PROJECTIONS SUR LA PERIODE DU TITRE D'EXPLOITATION	40
V.1. Le marché.....	40
V.2. Les investissements	42
V.3. Les charges d'exploitation	45
VI. LES PREMIERES CONCLUSIONS DE L'ARE	46
VI.1. La détermination des revenus requis.....	46
VI.2. Le revenus requis	55
VI.3. La grille tarifaire	55
VII. REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES	56
VIII. PRESENTATION DU MODELE DE CONVENTION DE CONCESSION ET DU PROJET DE REGLEMENT DE SERVICES.....	57
I. ANNEXES.....	59
ANNEXE 1 : MODELE DE LA CONVENTION DE CONCESSION	59
ANNEXE 2 : PROJET DE RÈGLEMENT DE SERVICE.....	111
ANNEXE 3 : SCHEMAS UNIFILAIRES DES CENTRALES DE PRODUCTION PAR LOCALITE	135
ANNEXE 4 : PLANS DE CONCEPTION DES SUPPORTS PANNEAUX	147
ANNEXE 5 : TRACES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	148
ANNEXE 6 : FICHE TECHNIQUE DES MODULES PV	160
ANNEXE 7 : FICHE TECHNIQUE DES ONDULEURS	163
ANNEXE 8 : FICHE TECHNIQUE DU CONTROLEUR DE CHARGE	165
ANNEXE 9 : FICHE TECHNIQUE DES BATTERIES.....	167
ANNEXE 10 : FICHES TECHNIQUES EQUIPEMENTS DU RESEAU BT	174
ANNEXE 11 : CAPACITE ORGANISATIONNELLE	181

Liste des figures

Figure 1: Mini-centrale solaire PV construite par GDS INTERNATIONAL SAS	4
Figure 2: Répartition géographique des sites de GDS INTERNATIONAL SAS	8
Figure 3 : Catégories d'usagers déterminées par GDS INTERNATIONAL SAS	9
Figure 4 : Evolution de la consommation spécifique des différentes catégories d'abonnés sur la durée de la concession	12
Figure 5 : Evolution du nombre de clients par km de réseau BT de la concession (les 12 localités) sur la durée d'exploitation	13
Figure 6 : Evolution annuelle de l'offre fournie (énergie produite par solaire PV + batterie + GE) par GDS INTERNATIONAL SAS et de la demande des abonnés dans les 12 localités sur la durée de la concession	14
Figure 7 : Evolution annuelle du taux d'hybridation du projet sur la durée de la concession.....	15
Figure 8 : Schéma unifilaire de principe est présenté ci-dessus	19
Figure 9 : Caractéristiques des panneaux solaires PV choisies.....	22
Figure 10 : : Efficacité des onduleurs PV Huawei	23
Figure 11 : Le marché - Evolution de la consommation spécifique des catégories de clients	41

Liste des tableaux

Tableau 13: Investissements pour extension (coûts FOB).....	44
Tableau 14: Charges d'exploitation sur la période de concession	45
Tableau 15: Paramètres macro-économiques.....	47
Tableau 16: Paramètres de coûts.....	47
Tableau 17: Paramètres financiers	48
Tableau 18: Paramètres de vente des services de branchement	48
Tableau 18: Paramètres des investissements initiaux et de l'extension.....	49
Tableau 18: Paramètres des investissements initiaux sur la durée d'amortissement et les dotations aux amortissements	50
Tableau 18: Les charges d'exploitation (OPEX) du projet sur la durée de la concession (20 ans)	52
Tableau 19: Comparaison des CMPC	53
Tableau 20: Grille tarifaire	55
Tableau 21: Frais de branchement autorisé par l'ARE	56
Tableau 22: Dépenses mensuelles probables par catégories.....	56

INTRODUCTION

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

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

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

L'article 61 du code de l'électricité qui précise le régime juridique de l'électrification hors-réseau.

En effet, cet article dispose que : « ...Les systèmes d'électrification hors-réseau incluent les activités de production, de distribution et de fourniture d'électricité de service public et leurs exploitants doivent être titulaires d'un titre d'exploitation hors-réseau. ».

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

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

Conformément au cadre légal et réglementaire, le Consortium **GDS International SAS & ARESS SARL & Blue Solutions SA** a introduit à l'ABERME une demande pour l'obtention d'un titre d'exploitation d'électrification hors réseau dans le cadre du projet

OCEF/MCA-Bénin II et qui a été soumis à l'Autorité de Régulation de l'Électricité pour approbation.

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

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

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

.....

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

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

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

I. PRESENTATION DE GDS INTERNATIONAL SAS

GDS INTERNATIONAL SAS est une entité du Groupe Générale du Solaire (GDS) dédié aux projets internationaux. Cette société a été créée en 2018 pour faire face à l'accélération des activités internationales de GDS. Cette entité a une présence internationale comme suit :

- Europe : France, Italie, Suisse, Benelux, UK ;
- Afrique : Maroc, Afrique du Sud, Sénégal, Cameroun, Côte d'Ivoire, Ghana, Kenya ;
- Asie : Sri Lanka, Indonésie, Liban, Cambodge.

Le Groupe Générale du Solaire (GDS) en chiffres :

- Plus de 200 centrales construites à travers le monde ;
- 120 MWc de capacité installée dont la moitié détenue par le Groupe ;
- Plus de 30 millions d'euros comme chiffre d'affaires du Groupe en 2017 ;
- 1,2 GWc de centrale dans le pipeline en développement dans le monde, notamment en Afrique.

En 2019, GDS INTERNATIONAL SAS a été sélectionné par le Gouvernement du Bénin et le Millenium Challenge Account Bénin II à travers un processus compétitif pour électrifier 12 communautés hors réseau dans quatre départements : Alibori (Kandi, Ségbana et Gogounou), Atacora (Kérou et Kouandé), Borgou (Kalalé) et Collines (Bantè et Ouèssè) d'ici juin 2022. L'entreprise prévoit de réaliser des mini-réseaux avec stockage d'une capacité d'environ 2,21 MWc (4 MWh de stockage en batterie Lithium Ion Métal) alliant accès à l'énergie et services productifs, en s'appuyant sur une technologie de pointe 100% renouvelable et des solutions intelligentes de comptage en prépaiement mobile, répliquable et accessible à tous, y compris les plus vulnérables, dans douze villages au Bénin. La transition énergétique du Bénin est engagée avec ces solutions d'avenir. Le système a été conçu pour répondre aux besoins énergétiques à 10 ans de près de 3850 ménages, 1700 activités productives et 70 infrastructures communautaires. Les composants en fin de vie seront remplacés et les capacités de production seront augmentées pour suivre l'évolution de la consommation jusqu'à l'année 25 et desservir près de 7000 ménages, 2800 activités productives et 125 infrastructures communautaires. La vocation du

projet dépasse les seuls enjeux d'accès à l'énergie en favorisant le développement économique local, notamment par des services électriques productifs.



Figure 1: Mini-centrale solaire PV construite par GDS INTERNATIONAL SAS

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

II.1. Contexte

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

L'approvisionnement en électricité des zones rurales du Bénin en quantité suffisante, en qualité satisfaisante et à un coût abordable est un thème récurrent de toute

politique énergétique. Le développement économique et social de ces zones est aujourd'hui fortement contraint par la pénurie d'énergie électrique. Ainsi donc, le Gouvernement du Bénin, en dehors du périmètre susceptible d'être attribué à la Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE) autorise toute personne physique ou morale ayant la capacité, de produire, de distribuer et de commercialiser l'énergie électrique selon des conditions fixées dans la Loi No 2020 - 05 DU 1^{er} Avril 2020 portant code de l'électricité en République du Bénin et du décret No 2018 - 415 DU 12 SEPTEMBRE 2018 portant réglementation de l'électrification hors-réseau en République du Bénin.....

C'est pour ce faire, dans le cadre de la réponse à l'appel à projet du MCA Bénin II à travers OCEF (Off-Grid Clean Energy Facility), le Groupement mené par Générale du Solaire International SAS (GDS INTERNATIONAL SAS) a sollicité ses partenaires ARESS et Blue Solutions pour développer, installer et exploiter des ménages dans les 12 localités ciblées hors-réseau du Bénin. Ce groupement entend développer des mini-réseaux d'électrification rurale alimentés par une source solaire renouvelable complétée de capacités de stockage.

L'entreprise GDS INTERNATIONAL SAS a déposé après cette sélection à cet appel à projet, auprès de l'Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie (ABERME) son dossier de demande de titre d'exploitation pour l'électrification en hors réseau des douze (12) localités choisies.

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

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

II.2. Identification des localités hors-réseau

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

C'est ainsi que GDS INTERNATIONAL SAS après avoir obtenu les accords des autorités locales a réalisé plusieurs enquêtes socio-économiques dans plusieurs villages avant de choisir les 12 localités retenues dans ce projet.

II.3. Périmètre de concession

En termes de périmètre de déploiement, GDS INTERNATIONAL SAS a sélectionné 12 communautés dans les départements du l'Alibori, de l'Atacora, du Borgou et des Collines.

Tableau 1: Périmètre de concession de GDS INTERNATIONAL SAS et les coordonnées de ses points constitutifs

LOCALITES	Département	Commune	Arrondissement	Points du périmètre de la concession									
				Point 1		Point 2		Point 3		Point 4		Point 5	
				X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y
BODEROU	ALIBORI	KANDI	SAM	475502,4 9	1217386,8 6	476185,0 0	1217353,3 3	476998,9 6	1216885,5 3	477104,9 3	1215842,4 7	476637,7 1	1214808,2 2
FOUAY	ALIBORI	KANDI	ANGARADEBO U	518386,3 2	1250360,1 5	519312,7 6	1250483,7 4	520252,8 9	1249578,1 9	519824,6 2	1248213,7 7	518436,4 7	1247692,1 9
GBARANA	ALIBORI	SEGBANA	SOKOTINDJI	533932,0 3	1198737,7 2	534744,3 0	1198344,1 9	535309,3 4	1197570,5 9	535028,5 4	1196313,9 6	533811,6 5	1195971,9 6
GBESSAKPERO U	BORGOU	KALALE	DUNKASSA	502709,5 3	1153385,9 3	503129,1 5	1152945,6 7	503382,0 6	1152880,0 2	504198,9 1	1152225,9 2	503912,0 6	1150974,3 3
IDADJO	COLLINES	OUESSE	GBANLIN	416639,5 5	948143,64	417718,0 3	947695,99	417839,2 4	946167,33	417347,8 6	945958,65	417158,8 4	945621,01
ILOUGOU	ALIBORI	GOGOUNO U	OUARA	449996,6 5	1178606,6 9	451163,6 1	1178189,8 2	451371,5 1	1177599,2 9	451776,5 6	1177002,3 4	451123,7 6	1175775,9 3
KOUTE	ALIBORI	SEGBANA	LIBANTE	587892,4 8	1182664,0 9	588729,6 1	1181899,3 3	588833,2 2	1181062,0 5	588576,5 8	1179856,9 9	586986,6 4	1179690,6 4
LETE	ALIBORI	SEGBANA	LIBOUSSOU	559874,7 4	1220798,7 5	560878,3 2	1220376,0 9	561106,5 6	1219437,6 5	560911,4 7	1218904,9 3	560712,8 8	1218596,9 5
MATCHORE	BORGOU	KALALE	DERASSI	526365,6 0	1133781,0 2	527314,7 2	1133742,4 8	527812,5 7	1133620,9 3	528581,7 7	1133180,8 3	528714,6 1	1131496,7 4
NANSSOUKOU	ATACORA	KOUANDE	GUILMARO	371586,5 1	1192146,7 1	372363,3 4	1192027,9 0	373102,0 1	1191564,2 9	373150,4 0	1190558,4 9	372763,2 3	1189949,0 2
OKOUTA-OSSE	COLLINES	BANTE	PIRA	355463,0 4	950726,49	356930,0 6	950213,96	357027,1 2	949483,63	357090,9 2	949229,09	357108,6 9	948607,48
YAKRIGOROU	ATACORA	KEROU	BRIGNAMARO	394737,1 0	1186356,2 4	396045,8 3	1185580,1 9	395847,2 8	1184535,9 0	395507,0 2	1183560,8 6	393720,8 2	1183140,3 9

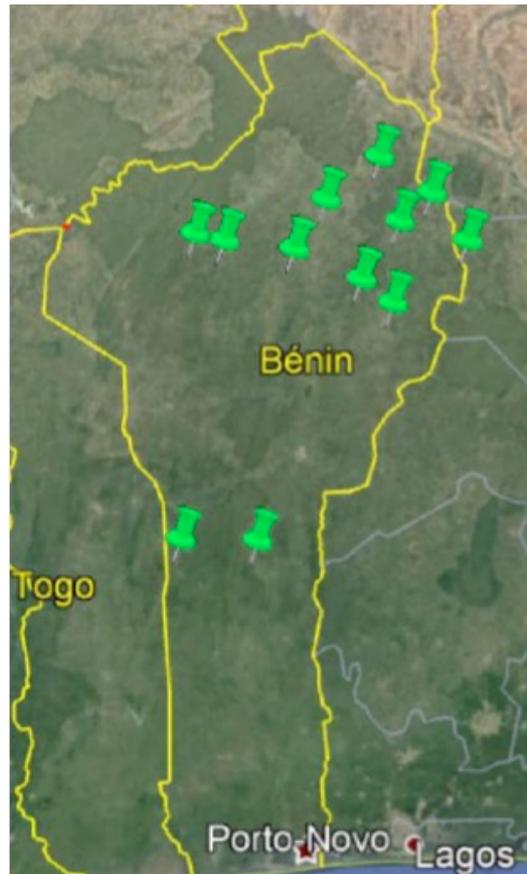


Figure 2: Répartition géographique des sites de GDS INTERNATIONAL SAS

II.4. Modèle d'électrification hors-réseau

L'objectif de la conception de GDS INTERNATIONAL SAS est de fournir l'énergie la moins chère à ses clients sur plus de 20 ans d'exploitation. Le contexte d'électrification rurale porté par le projet induit deux aspects :

- La nécessité de disposer de « consommateurs » d'électricité dans les zones ciblées, en particulier en journée, afin de rentabiliser au mieux l'installation ;
- L'accompagnement durable du développement des villages électrifiés, afin d'appuyer l'impact du projet sur le long terme en initiant une dynamique économique positive.

L'objectif est d'installer ou développer localement des activités économiques consommatrices d'énergie et économiquement rentables, afin de garantir leur pérennité, et ainsi de renforcer l'attractivité économique du projet d'électrification rurale. L'enjeu est alors d'identifier des opportunités ayant une logique marchande localement, soit dans la valorisation des ressources existantes, soit dans la réponse

à un besoin de marché local, et de « décentraliser » la production induite au plus proches des producteurs ou consommateurs. GDS INTERNATIONAL SAS procédera à la construction de 12 mini-réseaux.

GDS INTERNATIONAL SAS divise ses clients potentiels en 6 segments en fonction de leurs usages probables. Ces profils sont un composé de :

- Trois catégories de clients domestiques notés 'DOM1, DOM2 et DOM3' ;
- Une catégorie composée des activités génératrices de revenus (AGR) comme les unités de transformation agricoles, les buvettes, ateliers de soudure, scierie, télécentre, coiffure, moulin...
- Une catégorie des infrastructures communautaires/publiques comme la police républicaine, centre de santé, école, lycée et/ou collège, dispensaire...

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

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

Figure 3 : Catégories d'usagers déterminées par GDS INTERNATIONAL SAS

Nom du segment	Moyenne (kWh/an)	Moyenne (kWh/jour)	Utilisation typique de l'électricité	Proportion de conso (%)
DOM 1- Faible utilisation	144,7	0,394	Éclairage/Téléphone ...	3%
DOM 2- Utilisation moyenne	375,07	1,023	Éclairage/Téléphone /Radio/TV...	8%
DOM 3- Utilisation élevée - Résidentiel	726,18	1,989	Éclairage/Téléphone /Radio/ TV/Ventilateur ...	15%
PRODUCTIFS (Activités Génératrices de Revenus AGR TRIPHASE)- Très élevé/commercial	2995,68	8,297	Moulins, soudure, boutiques, ...	57%

Infrastructures publiques - (École, centre de santé, églises, mosquées, dispensaires...)	312,21	0,855	• Centre de santé : réfrigérateur pour vaccins, éclairage • École : Éclairage / lecteur multimédia	5%
PRODUCTIFS (Activités Génératrices de Revenus AGR MONOPHASE)	282,78	0,775	Commerce, etc.	12%

III. PRESENTATION DU PROJET

III.1. Données générales du projet

Les données générales du projet se présentent comme suit :

Hypothèses de base :

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

- la demande annuelle par village : pour information, des études terrain complémentaires de quantification de la demande ont permis d'affiner les courbes de charge initiales
- les données de productions solaires : PVSyst, plus précis sur le périmètre, a été utilisé sur un pas de temps horaire toute l'année. La variabilité météorologique est donc prise en compte dans le logiciel de calculs du dimensionnement.
- les paramètres techniques : les principaux sont rappelés ci-après, les spécificités du système sont intégrées dans le logiciel de dimensionnement pour optimiser les performances et la durée de vie du système
- les paramètres économiques : l'analyse technique est complétée d'une analyse économique pour identifier le meilleur couple kWc solaire / kWh stockage. Dans certain cas, en fonction du profil de charge, il est économiquement plus rentable de surdimensionner le champ solaire et réduire les capacités de stockage (ex: Yakrigorou).

Tableau 4 : Données du projet de GDS INTERNATIONAL SAS

Données descriptives agrégées	Valeurs
Nombre de villages :	12
Nombre de mini réseaux :	12
Km de lignes BT :	51
Puissance PV année 1 (kWc) :	2 210
Puissance thermique année 1 (kVA) :	1 200
Capacité batteries année 1 (kWh) :	4 032
Année de dimensionnement centrale :	10
Taux d'hybridation théorique annoncé :	30%
Prépaiement O/N	0
Compteurs communicants O/N	0
Investissement total (M FCFA) :	5 348

Décomposition du revenu requis (incluant revenus des branchements)	
Charges d'exploitation (FCFA)	6 125 871 730
Charges d'amortissement (FCFA)	9 671 579 929
Taxes (FCFA)	99 333 339
Coût du financement (FCFA)	3 969 882 762
Valeur résiduelle (FCFA)	0

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

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

Catégories	An 1 (kWh/mois)	An 2 (kWh/mois)	An 3 (kWh/mois)	An 4 (kWh/mois)	An 5 (kWh/mois)
Branchement DOM 1	12,0	12,1	12,2	12,3	12,3
Branchement DOM 2	31,1	31,3	31,6	31,8	32,1
Branchement DOM 3	60,6	61,3	61,9	62,4	63,3
Branchement COMMUNAUTAIRE	229,8	231,3	234,7	235,3	236,2
Branchement AGR TRIPHASE	21,4	21,5	21,6	21,7	21,9
Branchement AGR MONOPHASE	47,1	45,7	48,4	48,4	48,7

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

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

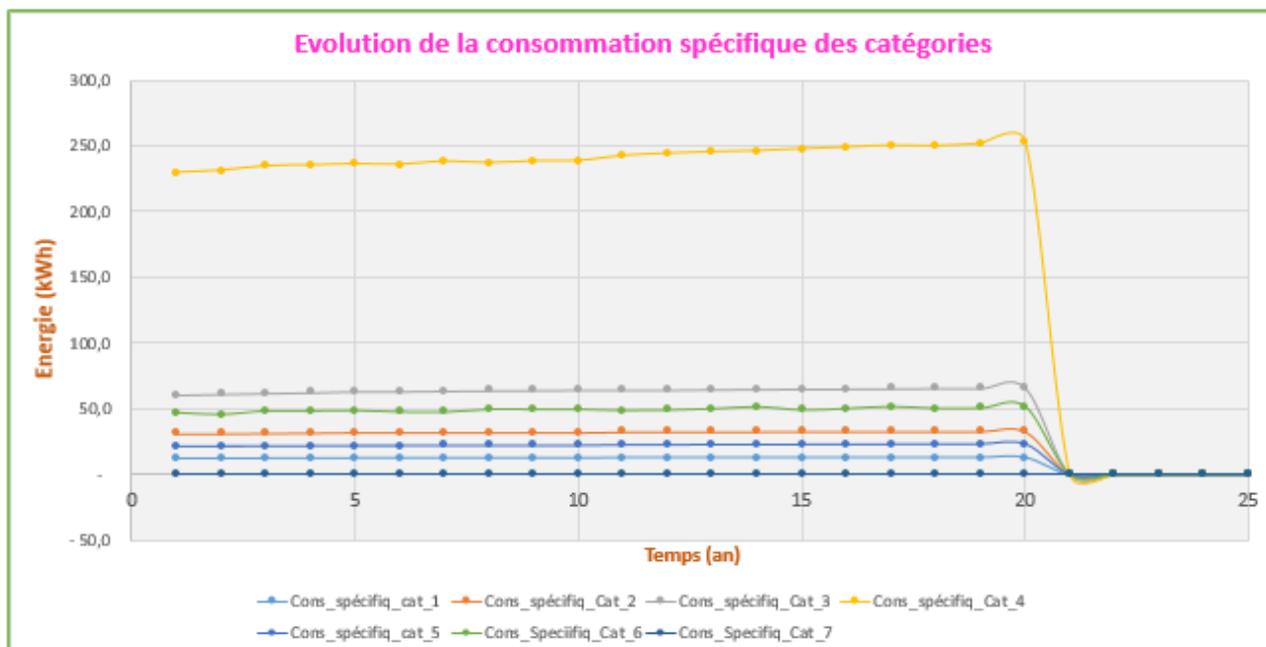


Figure 4 : Evolution de la consommation spécifique des différentes catégories d'abonnés sur la durée de la concession

La figure 3 montre une quasi constance au niveau de toutes les catégories d'abonnés.

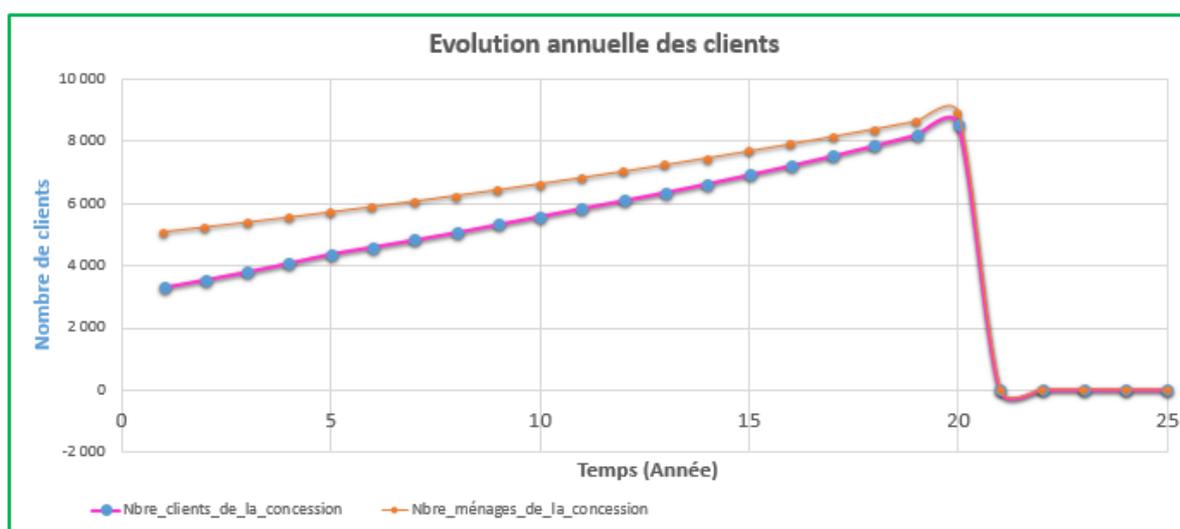


Figure 4 : Comparaison entre l'évolution annuelle des abonnés de la concession (les 12 localités) et le nombre de ménages de la concession sur la durée d'exploitation

La figure 4 montre l'évolution annuelle des clients de GDS INTERNATIONAL SAS dans les 12 localités pendant la durée de la concession. Elle passe de 3.313 clients à l'année 1 à 8.574 à la fin de la durée d'exploitation. En année 1, le taux d'électrification était de 65% et ce taux croît résolument jusqu'à atteindre la fin de la concession quasiment 100% (96%).

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.

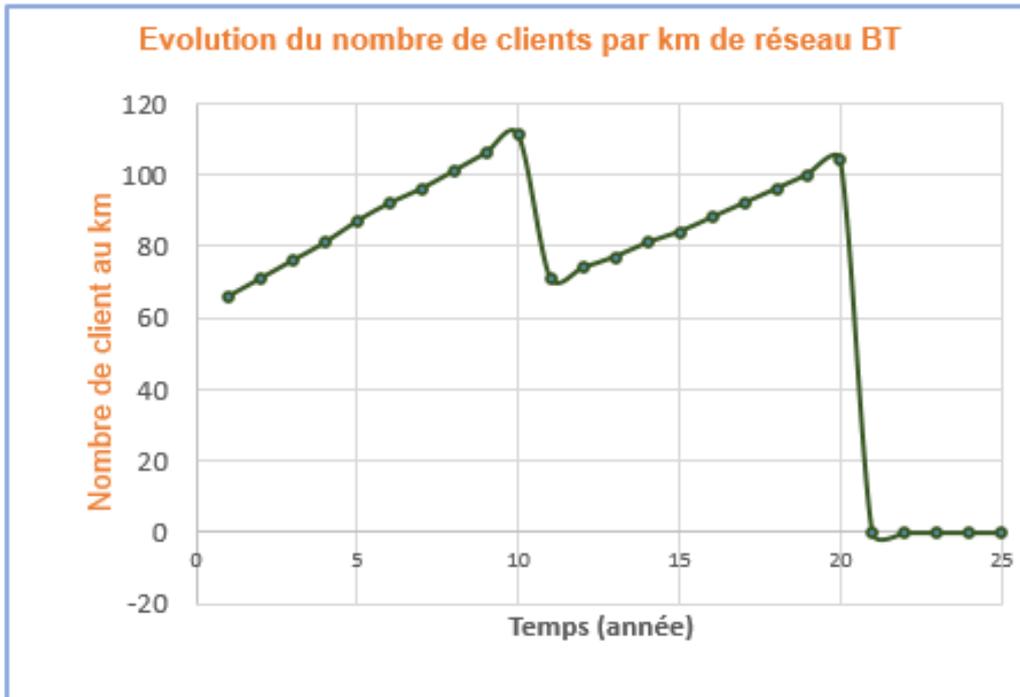


Figure 5 : Evolution du nombre de clients par km de réseau BT de la concession (les 12 localités) sur la durée d'exploitation

Ce ratio du nombre d'abonnés/km croît entre l'année 1 et l'année 10 de 65 à 110 avant de chuter à l'année de réinvestissement (11^{ème} année) à 70 pour croître rapidement à 110 en fin de concession (Année 20).

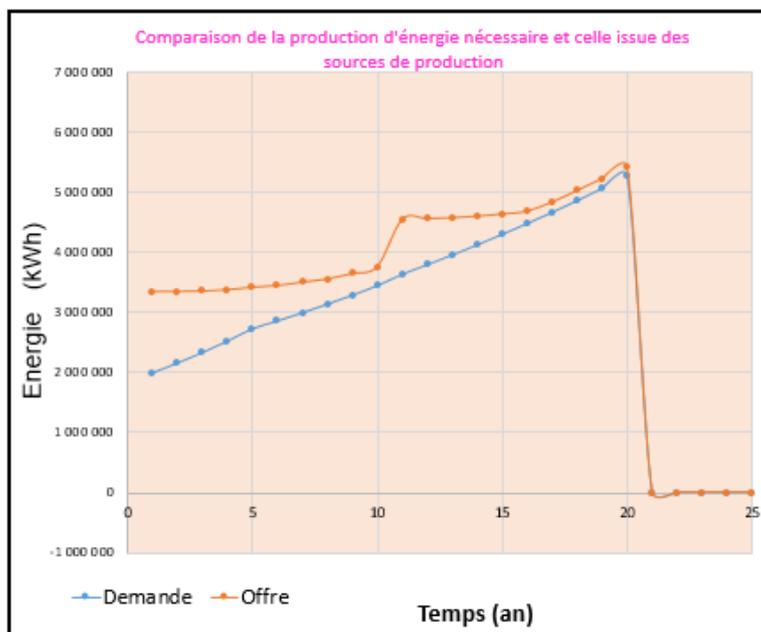


Figure 6 : Evolution annuelle de l'offre fournie (énergie produite par solaire PV + batterie + GE) par GDS INTERNATIONAL SAS et de la demande des abonnés dans les 12 localités sur la durée de la concession

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

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

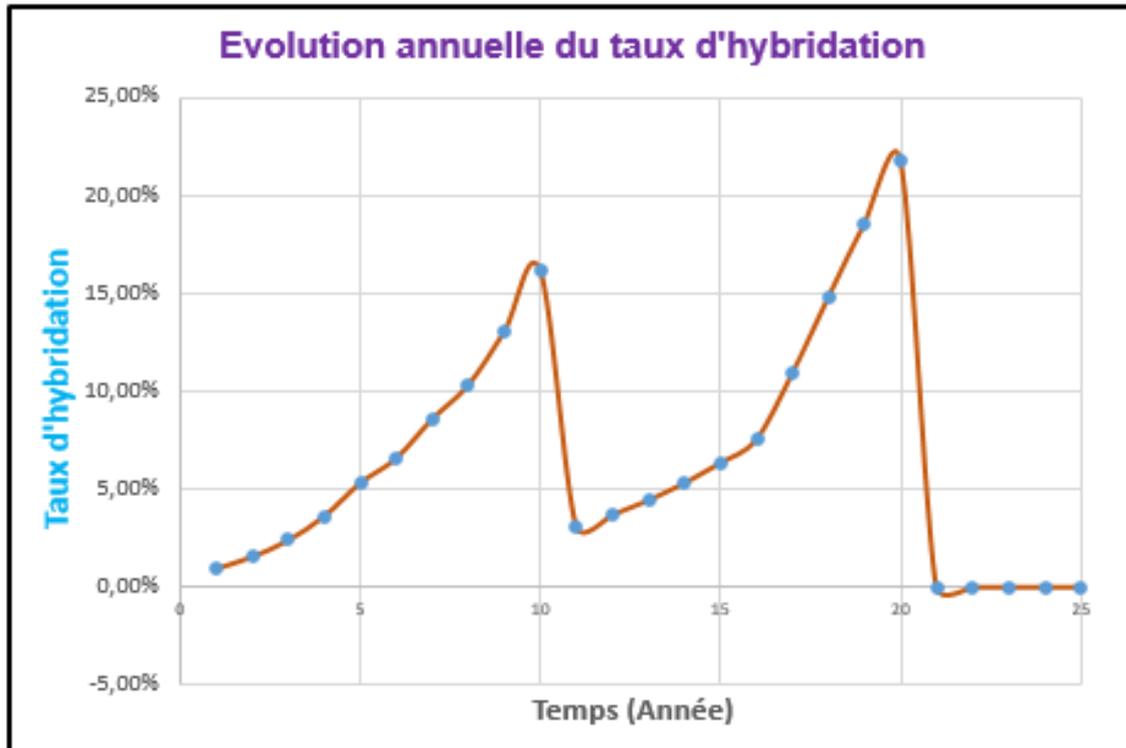


Figure 7 : Evolution annuelle du taux d'hybridation du projet sur la durée de la concession

Le taux annuel d'hybridation du système de production de GDS INTERNATIONAL SAS croît de 1% environ en année 1 à 16,17% en année 10. Ce taux diminue à 3% à l'année 11 de réinvestissement avant de croître à nouveau de 3% à 21,82% en fin d'exploitation (année 20). Le taux d'hybridation de la concession se situe entre 1% et 21,82% sur toute la durée du titre d'exploitation (20 ans).

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

L'objectif de la conception de GDS INTERNATIONAL SAS est de fournir l'énergie la moins chère à ses clients sur plus de 20 ans d'exploitation. GDS INTERNATIONAL SAS propose des solutions hybrides qui sont essentiellement alimentées par énergie renouvelable : solaire PV + Batteries LMP. Un groupe électrogène est installé en support, en particulier en cas de périodes prolongées de faible ensoleillement ou maintenance. Le dimensionnement des unités de production d'énergie est réalisé par un outil interne développé par Blue Solutions sur la base de:

- la demande annuelle par village : pour information, des études terrain complémentaires de quantification de la demande ont permis d'affiner les courbes de charge initiales

- les données de productions solaires : PVSyst, plus précis sur le périmètre, a été utilisé sur un pas de temps horaire toute l'année. La variabilité météorologique est donc prise en compte dans le logiciel de calculs du dimensionnement.
- les paramètres techniques : les principaux sont rappelés ci-après, les spécificités du système sont intégrées dans le logiciel de dimensionnement pour optimiser les performances et la durée de vie du système
- les paramètres économiques : l'analyse technique est complétée d'une analyse économique pour identifier le meilleur couple kWc solaire / kWh stockage. Dans certains cas, en fonction du profil de charge, il est économiquement plus rentable de surdimensionner le champ solaire et réduire les capacités de stockage (ex: Yakrigorou).

Le dimensionnement de la centrale conduit à 12 centrales solaires pour alimenter les 12 localités comme le montre les données du tableau suivant :

Localité	Champ (kWc)		Groupe Electrogène kVA	Onduleur PV (kVA)		Onduleur bidirectionnel (kW)		Bancs de batteries (kWh)		Réseau BT (km)	
	Capacité	Composition ou Observations		Capacité	Composition ou Observations	Capacité	Composition ou Observations	Capacité	Composition ou Observations	Longueur	Composition ou Observations
BODEROU	180	540 PV 335 Wc	100	160	1 ond 100 kVA 1 ond 60 kVA	100	1 ond 100 kVA	504	2 Unités 360 Ah-820V	3,4	Métal. Galvanisé / 3x70mm ²
FOUAY	120	360 PV 335Wc	100	108	3 ond 36 kVA	100	1 ond 100 kVA	252	1 Unité 180 Ah-820V	3	Métal. Galvanisé / 3x70mm ² ; 3x50 mm ²
GBARANA	150	450 PV 335Wc	100	120	1 ond 100 kVA 1 ond 36 kVA	100	1 ond 100 kVA	252	1 Unité 180 Ah-820V	3,4	Métal. Galvanisé / 3x70mm ² ; 3x50 mm ²
GBESSAKPEROU	240	720 PV 335Wc	100	200	2 ond 100 kVA	200	1 ond 200 kVA	504	2 Unités 360 Ah-820V	3	Métal. Galvanisé / 3x70mm ² ; 3x50 mm ²
IDADJO	240	720 PV 335Wc	100	200	2 ond 100 kVA	100	1 ond 100 kVA	504	2 Unités 360 Ah-820V	3,4	Métal. Galvanisé / 3x70mm ² ; 3x50 mm ²
ILOUGOU	220	660 PV 335Wc	100	300	3 ond 60kVA	100	1 ond 100 kVA	252	1 Unité 180 Ah-820V	4	Métal. Galvanisé / 3x70mm ² ; 3x50 mm ²
KOUTE	200	600 PV 335Wc	100	300	3 ond 60kVA	100	1 ond 100 kVA	252	1 Unité 180 Ah-820V	4,6	Métal. Galvanisé / 3x70mm ² ; 3x50 mm ²
LETE	150	440 PV 335Wc	100	300	1 ond 100 kVA 1 ond 36 kVA	100	1 ond 100 kVA	252	1 Unité 180 Ah-820V	3	Métal. Galvanisé / 3x70mm ² ; 3x50 mm ²
MATCHORE	130	380 PV 335Wc	100	120	2 ond 60kVA	100	1 ond 100 kVA	252	1 Unité 180 Ah-820V	4	Métal. Galvanisé / 3x70mm ² ; 3x50 mm ²
NASSOUKOU	100	300 PV 335Wc	100	180	1 ond 60 kVA 1 ond 36 kVA	100	1 ond 100 kVA	252	1 Unité 180 Ah-820V	3,4	Métal. Galvanisé / 3x70mm ² ; 3x50 mm ²
OKOUTA-OSSE	180	540 PV 335Wc	100	240	1 ond 100 kVA 1 ond 60 kVA	100	1 ond 100 kVA	504	2 Unités 360 Ah-820V	3,4	Métal. Galvanisé / 3x70mm ² ; 3x50 mm ²
YAKRIGOROU	300	900 PV 335Wc	100	300	2 ond 100 kVA 1 ond 60 kVA	200	1 ond 200 kVA	252	1 Unité 180 Ah-820V	3,3	Métal. Galvanisé / 3x70mm ² ; 3x50 mm ²

III.3.1 Unité de production

Chacune des 12 mini centrales solaires photovoltaïque disposera d'une capacité variant entre de 130 kWc et 240 kWc, avec une batterie innovante Lithium Ion LMP de capacité de stockage égale à 252 kWh ou 504 kWh et un groupe électrogène d'une puissance variant entre 100 kVA. L'hybridation de l'unité de génération permet de s'adapter au mieux à la courbe de charge estimée de chacune des 12 localités tout en garantissant une fiabilité et un taux d'énergie renouvelable supérieur à 78%.

- Le champ solaire est constitué des modules solaires de type monocristallin de 335Wc chacun.
- Il est prévu le stockage de l'énergie avec des batteries Lithium LMP, ces dernières ne nécessitant pas de maintenance particulière. Ce sont des unités de 360Ah-820V et 180Ah-820V. C'est une technologie innovante et meilleure que celle du Lithium Ion.
- L'onduleur réseau sera triphasé aura une puissance totale variant entre 108 à 300 kVA. Cette puissance sera obtenue en combinant des onduleurs de puissances 36kVA, 60kVA et 100 kVA. Cet onduleur convertira le courant continu des panneaux solaires en un courant alternatif triphasé (400 V de tension efficace entre phases).
- Le convertisseur bidirectionnel (convertisseur-chargeur) aura une puissance totale de 100kVA (pour 10 localités) et de 200 kVA c'est-à-dire 2 unités de 100 kVA (pour 2 localités). Cette puissance sera obtenue en combinant des onduleurs de puissances 36kVA, 60kVA et 100 kVA. Il permet de réguler le chargement et le déchargement des batteries et commande le démarrage du groupe électrogène. Le courant continu des batteries est converti en courant alternatif triphasé 400V entre phases et inversement le courant alternatif de l'onduleur réseau est converti en courant continu pour charger les batteries.
- Le coffret EMS est le coffret de pilotage de la centrale hybride solaire de façon autonome. Son composant principal est un automate avec un écran de supervision. Plusieurs composants annexes sont intégrés dans ce coffret fabriqué en tôle d'acier haute résistance.
- Les composants de l'unité de génération et stockage (hors panneaux PV et groupe électrogène) seront logés dans un container aménagé qui aura une

salle pour le contrôle, une autre pour les batteries et une 3ieme pour l'électronique de puissance. La salle des batteries sera climatisée ou avec extraction d'air ; les salles électriques et de contrôle seront ventilées.

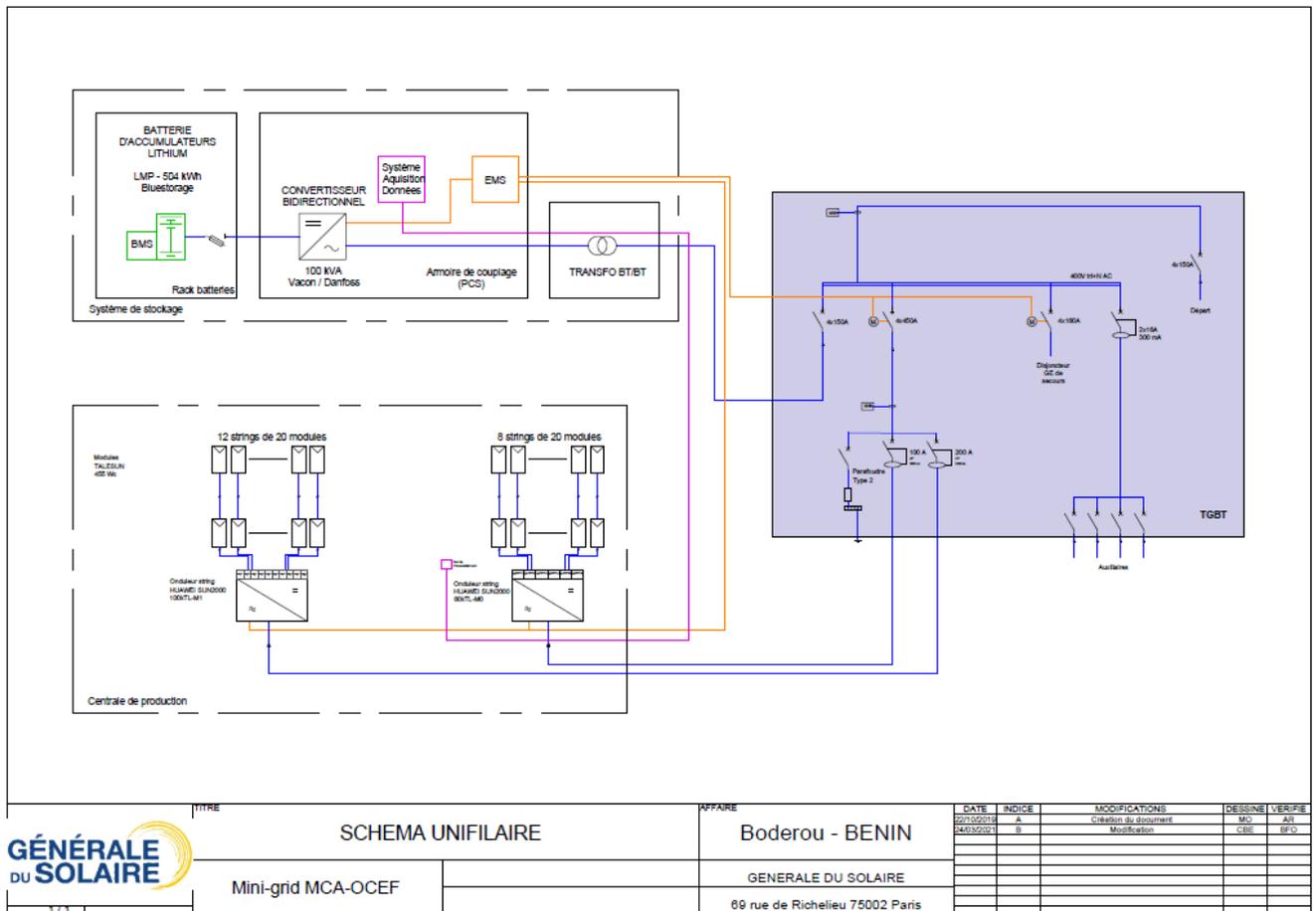


Figure 8 : Schéma unifilaire de principe est présenté ci-dessus

La méthodologie de dimensionnement s'appuie sur une approche en trois temps. Chacune des étapes reposent sur des outils spécialisés du marché (HOMER, PV Syst), des outils de simulation développés par Blue Solutions pour intégrer les spécificités de la technologie LMP et sur l'expérience des équipes Blue Solutions.

Etape 1 – Dimensionnement des unités de production solaire avec stockage

Les données d'entrée proviennent :

- Des enquêtes terrain réalisées par les équipes ARESS, dont les relevés GPS ;

- Des résultats de l'étude de quantification de la demande avec les profils de charge journaliers par an et par village ;
- De bases internationalement reconnues, PVSyst et/ou NREL, pour les données météorologiques de chacune des localités.

Les outils de simulation du marché permettent dans un premier temps de définir en fonction du profil de charge du village les meilleurs couples « kWc solaire installé / kWh de stockage ».

Ces premiers dimensionnements sont entrés dans un modèle Blue Solutions pour affiner l'analyse, notamment en termes de durée de vie du système.

Etape 2 – Analyse technico-économique

Au terme de l'étape 1, les différentes options techniques de dimensionnement sont confrontées aux contraintes de durabilité économique du projet. Compte tenu de la durée du projet, la durée de vie du système ciblée est de 10 ans, soit un renouvellement sur la période.

Les outils permettent de retenir le dimensionnement qui présente de meilleurs résultats en termes de performance technique, durabilité et rentabilité du système.

Etape 3 – Résultats

Les étapes 1 et 2 sont reproduites à deux reprises pour chaque village pour déterminer le dimensionnement optimal en année 1 et au renouvellement en année 11.

Les outils de simulation sortent les quantités d'énergie (kWh) délivrée par le système par heure, par an et par site.

Les détails sur les principaux équipements à savoir les panneaux solaires, les batteries et les électroniques de puissance, seront données dans la suite.

III.3.1. Unités de production

➤ **Les panneaux solaires et les supports**

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

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

Caractéristiques principales :

- Technologie : « half-cell » monocristalline ;
- Référence : TP6L72M-455 ;
- Puissance nominale : 455 Wc ;
- Dimensions : 2098 x 1046 x 35 ;
- Poids : 25.5 kg ;
- Rendement : 20.8 % ;
- Tolérance positive ;
- Garantie du produit : 10 ans ;
- Garantie de puissance linéaire : 25 ans

Les modules solaires seront connectés en série pour former des chaînes elles-mêmes raccordées aux onduleurs PV. Les onduleurs assurent la conversion continu/alternatif de l'énergie produite, en s'adaptant à la fréquence normalisée du réseau électrique.

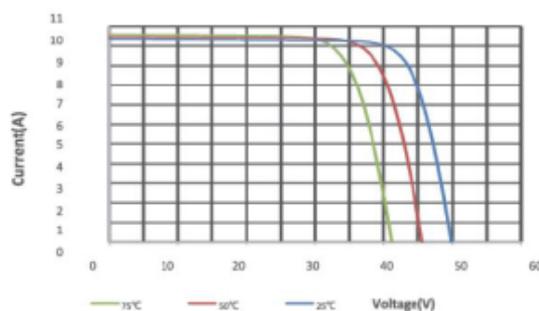
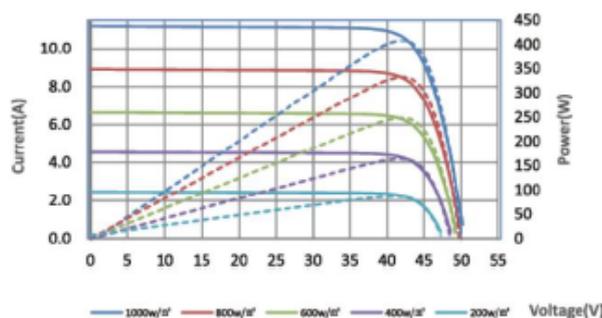


Figure 9 : Caractéristiques des panneaux solaires PV choisies

- **Structures PV**

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

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

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

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

La technologie envisagée pour **les onduleurs PV est un convertisseur de la marque Huawei**. Le modèle et le nombre de ces convertisseurs varie selon la taille des projets :

- SUN2000-100KTL
- SUN2000-60KTL
- SUN2000-36KTL

Ces convertisseurs résistent à une température maximum de 60°C et ont une dimension de 1075 x 555 x 300mm. Ils pèsent 74kg et sont très résistants à l'humidité.

Les onduleurs Huawei ont été choisis pour les caractéristiques suivantes :

- Haut rendement ;
- Sécurisés car équipés d'un interrupteur, de parafoudres type 2 & 3 côtés AC et DC et de fusibles côté DC.
- Résistant à de hautes températures sans nécessiter de ventilateurs extérieurs (technologie de refroidissement naturel) ;
- Installation simple ;
- Utilisation et maintenance facile, remplacement rapide en cas d'une panne importante.
- Tension de sortie : 400Vac

- Efficacité : > à 98.5%
- Poids : Entre 55 kg et 85 kg suivant le modèle
- Résistance thermique : -25°C ~ 60°C
- Résistance à l'humidité : 0~100%

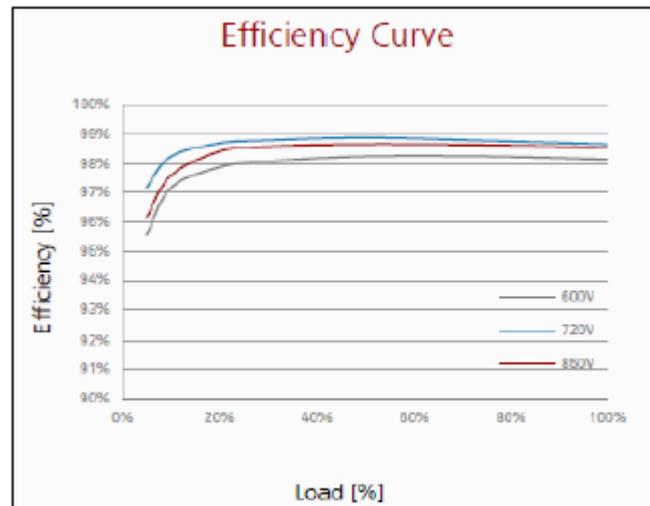


Figure 10 : : Efficacité des onduleurs PV Huawei

La technologie envisagée **pour les onduleurs batteries est un convertisseur indoor des marques VACON/DANFOSS**. Ils ont les caractéristiques suivantes :

- Puissance : 100 kVA
- Entrée DC : Plage de tension 600 V – 888 V
- Sortie AC : 400 V tri + N, 50 Hz
- Intégré : Protection DC/AC, Parafoudre, Interface Homme Machine Local, Monitoring, Surveillance de défaut à la terre, etc...
- Température d'opération : -10°C ~ 45°C
- Système de refroidissement : Ventilation
- IP : IP 54

- **Technologie envisagée des batteries**

La technologie envisagée pour les batteries est celle de notre partenaire Blue Solution. Ces batteries sont « outdoor », ont une capacité de stockage de 252kWh et résiste à une température de plus de 65°C. Leur dimensionnement est de 1,995 x 2,310 x 1,026mm et leur poids de 2,250kg. Composées de films fins issus des techniques

d'extrusion maîtrisées par le Groupe Bolloré, les batteries LMP® se distinguent par leur forte densité énergétique et leur sécurité d'utilisation. Ce sont des batteries sèches (c'est-à-dire « tout solide »), ce qui leur confère de nombreux avantages et qui en font un produit totalement adapté à l'électrification rurale, au contraire des technologies lithium-ion (Li-ion) ou au plomb. Ces technologies plus répandues sont pourtant inadaptées aux environnements africains isolés.

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

La solution de variateur modulaire envisagée pour notre projet est un équipement de la marque VACON NX. Ces équipements résistent à une chaleur pouvant aller jusqu'à 70°C et à un fort taux d'humidité.

- **Solution containerisée ou non**

Pour le stockage, Blue Solutions offre un système modulable pour répondre au mieux aux évolutions de la demande locale. Les batteries sont intégrées dans une armoire prévue pour des environnements extrêmes. L'armoire a un niveau d'herméticité élevé (IP 55) et évite les échanges d'air avec l'extérieur (seul un système interne de circulation d'air est présent dans le compartiment électronique).

Une armoire de conversion sera installée sur site. Cet équipement regroupe l'ensemble des éléments indispensables à un fonctionnement autonome hors réseau sur site isolé : convertisseurs, transformateur, fusibles et protections, automates, systèmes de ventilation, système de sécurité et d'alerte, IHM et logiciels (EMS, SCADA). Il s'agit de l'interface électrique pour le pilotage des racks batteries et de l'ensemble du système.

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

Au-delà des nuisances sonores, olfactives et des conséquences en termes de pollution de l'air et des sols, la dépendance aux énergies fossiles accroît les risques financiers (volatilité des cours), les coûts d'approvisionnement du carburant, la fraude et la maintenance accrue des groupes électrogènes. En particulier en saison des pluies, les plages d'ensoleillement sont insuffisantes pour sécher les sols gorgés

d'eau. Les routes sont difficilement praticables et l'alimentation en carburant est donc compromise ou extrêmement chère.

Le consortium a opté pour un système avec groupe électrogène en back up afin de limiter la dépendance aux énergies fossiles, cause d'un grand nombre d'échecs pour d'autres développeurs.

Le consortium a opté pour un système avec groupe électrogène en back up afin de limiter la dépendance aux énergies fossiles, cause d'un grand nombre d'échecs pour d'autres développeurs.

III.3.2. Sites de production

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

III.3.3. Réseaux de distribution

- **Monophasé/triphasé**

Le réseau de distribution est intégralement en triphasé.

- **Type de poteau/câble envisagé**

Les câbles DC, qui assurent les liaisons des panneaux photovoltaïques entre eux et celles des panneaux aux onduleurs, seront des câbles solaires conçus pour répondre aux exigences des normes internationales des fermes solaires. Leurs composants sans halogène garantissent une protection optimale contre le feu.

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

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

- Environ 200 poteaux par village d'une hauteur de 9m en bois traités issus de forêts gérées durablement

- Environ 10 000 mètres linéaires par village de câbles préassemblé et torsadé Vultylène 3x70mm² + 54.6mm² + 2x16mm² en aluminium ainsi que l'ensemble des équipements nécessaire pour l'ancrage, la connexion et le branchement des câbles.
 - Le système de mise à la terre du neutre du réseau BT
 - Les luminaires complets de 100W LED pour équiper les axes principaux et les environs des infrastructures sociales (écoles, centres de santé, etc)
- L'entretien du réseau électrique consiste majoritairement à l'entretien des espaces verts proches des poteaux et câbles électriques.

- **Eclairage Public : Demande à modéliser**

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

III.3.3. Raccordement

- **Type de compteurs**

Les compteurs sont fournis par notre partenaire MyJouleBox. Ces compteurs permettent de mettre en place une procédure de paiement « PayAsYouGo ». Les compteurs en prépaiement développés par MyJouleBox garantissent le recouvrement des factures de tous les usagers par paiement mobile, sans transfert de cash pour limiter les problèmes de suivi, perte ou vol de liquidités.

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

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

Les clients prépayent leur consommation par une plateforme de paiement mobile. Leur compte client est directement crédité sur le compteur de la quantité correspondante en kWh. Une fois le crédit consommé, l'alimentation en énergie des clients est automatiquement coupée sans intervention manuelle. Ce système est clé

dans la pérennité du modèle économique, par un contrôle fin des paiements et du recouvrement des factures.

- **Description du système de comptage de l'énergie aux clients**

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

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

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

Étape 1 : Pré demande de raccordement

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

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

Si la position géographique ou le besoin d'énergie du Client, ne sont pas compatible à un raccordement sur le réseau mini-grid, l'Opérateur pourra refuser la connexion de manière motivée sous une durée de 15 jours maximum.

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

Étape 2 : Demande de raccordement

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

L'Entreprise aura 30 jours pour faire la connexion du Client passé un délai de rétractation de 7 jours du Client.

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

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

Étape 3 : Signature contrat de raccordement et service

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

- Les informations principales sur le fournisseur d'énergie électrique ainsi que ses coordonnées ;
- Les caractéristiques techniques des équipements fournis à l'utilisateur : notamment des fiches techniques sur la bonne utilisation de son compteur et de son tableau électrique afin de garantir une meilleure utilisation de nos services par les utilisateurs ;
- Les conditions d'utilisation du Service fourni à l'utilisateur : notamment des informations sur la puissance fournie, sur la façon d'optimiser sa consommation d'électricité ;
- Le niveau garanti de qualité du Service ;
- Les délais et modalités de raccordement de l'utilisateur ;
- Les modalités de mise à disposition des équipements fournis à l'utilisateur ;
- Les conditions d'entretien, d'inspection et de réparation des équipements ;
- Les détails sur les tarifs pratiqués et les frais annexes ;
- Les modalités de facturation ;

- La durée du contrat ;
- Les conditions et modalités de résiliation ;
- Les conditions d'interruption du Service et les modalités de rétablissement ;
- Les coordonnées du SAV ;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Les clients prépayent leur consommation par une plateforme de paiement mobile. Leur compte client est directement crédité sur le compteur de la quantité correspondante en kWh. Une fois le crédit consommé, l'alimentation en énergie des clients est automatiquement coupée sans intervention manuelle, et est également automatiquement rétabli dès que du crédit est de nouveau acheté.

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

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

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

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

Étape 5 : Fin du service

Par ailleurs, les conditions de résiliation comprendront de manière non exhaustive :

- Toutes utilisations frauduleuses des équipements et de l'électricité fournie.
- Absence de d'utilisation de l'énergie après 6 mois
- Retard de paiement de plus de 2 mois

Avant toute résiliation une mise en demeure sera remise au client motivant les raisons de la résiliation avec un délai de 15 jours.

Le Client a la faculté de résilier sans frais le Contrat à tout moment.

Le Client adressera sa demande par simple courrier postal ou demande électronique. Il lui sera demandé de motiver sa demande pour une amélioration continue du service. Un document sera remis au client pour notifier la fin de contrat et le compteur récupéré.

IV. PRINCIPES ET METHODOLOGIE DE DETERMINATION DU TARIF

IV.1. Préambule

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

GDS INTERNATIONAL SAS, à la régulation et à la fixation des tarifs applicables à ses clients.

IV.2. Objectifs de l'ARE

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

L'objectif général se décline en objectifs spécifiques suivants :

- Le recouvrement intégral des coûts afin de s'assurer de la viabilité financière du secteur : GDS INTERNATIONAL SAS doit recouvrer intégralement ses coûts afin de s'assurer de sa viabilité financière et de la pérennité de ses activités. Ces coûts incluent les coûts récurrents tels que les coûts des opérations en cours et les coûts de maintenance, l'amortissement, et un retour raisonnable sur le capital total engagé.
- **L'efficience productive c'est-à-dire l'utilisation aussi efficiente que possible de la capacité du système électrique** : Si les tarifs sont fixés à des niveaux trop élevés, la capacité des infrastructures existantes risque de rester sous-utilisée, se traduisant ainsi par un gaspillage des ressources. En revanche, s'ils sont fixés à des niveaux trop bas, la demande sera excédentaire et la quantité d'énergie disponible dans le court terme sera rationnée. La pression de la demande inciterait alors GDS INTERNATIONAL SAS à accroître la capacité

des infrastructures, ce qui ne répond pas toujours à une allocation optimale des ressources.

- **L'efficacité allocative est l'expansion du système électrique en fonction d'une évolution de la demande qui soit en rapport avec le coût réel des ressources engagées** : En d'autres termes, la politique de tarification doit révéler, à travers son incidence sur la demande, si et dans quelle mesure les usagers sont disposés à payer pour un certain accroissement de la capacité du système électrique.
- **Une structure tarifaire simple et transparente de répartition des charges** : Les clients actuels et futurs doivent pouvoir évaluer les charges dont ils seront redevables et planifier leur consommation d'électricité en conséquence. Les clients doivent comprendre la structure de répartition des charges s'ils doivent répondre aux signaux des prix pour des tarifs reflétant les coûts.
- **L'équité sociale de manière à permettre l'accès à l'électricité pour les populations à faibles revenus** : En fait, sur le plan purement théorique, les décisions d'investissement doivent être basées strictement sur des critères d'efficacité et une meilleure répartition des revenus doit être recherchée par la fiscalité générale combinée avec des transferts aux personnes économiquement faibles. Or dans la réalité, l'Etat n'a ni les moyens ni une capacité administrative suffisante pour réaliser une telle redistribution des revenus. En outre, rien ne garantit a priori que même si celle-ci était faisable, elle n'entraînerait pas plus de distorsions dans les décisions des usagers et donc plus d'inefficacité, que si l'objectif d'équité était servi directement par la politique de tarification. C'est pour cette raison qu'il est opportun d'intégrer l'équité au sein de la politique de tarification du service public de fourniture de l'électricité.
- **Protection des usagers et de l'environnement** : La protection des usagers consistera à répartir correctement les risques entre GDS INTERNATIONAL SAS et les clients et à faire en sorte que la rémunération de GDS INTERNATIONAL SAS soit juste et raisonnable. Elle consiste également à préserver autant que possible la compétitivité des opérateurs économiques béninois. Quant à la protection de l'environnement, elle consistera à respecter les normes

environnementales, à œuvrer pour le développement des énergies propres, etc., et ce, conformément à la politique énergétique du pays¹.

IV.3. Définitions

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

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

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

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

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

Titre d'exploitation EHR :

- Concession
- Autorisation EHR

Vérité des coûts : Consiste en ce que les tarifs doivent refléter tous les coûts y compris les coûts d'exploitation encourus pour l'approvisionnement des

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

consommateurs en électricité. Ces coûts sont comptabilisés de façon claire et transparente et vérifiés par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

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

Ratio de la structure de financement : C'est le rapport des fonds propres et quasifonds propres par le capital financier, c'est-à-dire l'ensemble des ressources financières investies (fonds propres et quasi-fonds propres + dettes financières à moyen / long terme + dettes financières à court terme).

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

IV.4. Principes généraux de la tarification

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

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

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

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

IV.5. Principes tarifaires

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

- 1) **Accès des tiers au réseau** : il sera garanti pour tout client éligible, producteur ou distributeur, un accès libre, équitable et transparent à un niveau quelconque de tension (HT, MT ou BT), sous réserve du respect du code du réseau et des conventions standard d'interconnexion au réseau.
- 2) **Principe d'unicité du réseau** : les coûts du réseau sont partagés par tous les clients en fonction du niveau de tension utilisé (cf. tarification en cascade). Le tarif applicable est établi en fonction du niveau de connexion du client (indépendant du niveau de tension de l'injecteur).
- 3) **Tarification en cascade** : la tarification proposée s'inscrit dans la logique de l'approche marginale. Les tarifs sont cumulatifs du haut vers le bas, à savoir de la Production vers la Distribution en passant par le Transport (P→T→D)², ceci quel que soit le niveau de tension de l'injecteur. C'est l'application du principe de tarification marginale à l'ensemble du secteur électrique.
- 4) **Tarification timbre-poste** : les tarifs sont uniques pour chaque niveau de tension, pertes comprises, quels que soient les points d'injection et de soutirage, et ce, pour l'ensemble du périmètre de la concession.
- 5) **Distinction entre tarifs régulés (transport et distribution) et préconcurrentiels (production et commercialisation)³** : la base de l'ouverture concurrentielle est la distinction entre :

² Production→Transport→Distribution.

³ Situation cible du moins.

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

IV.6. Approche de la régulation tarifaire

L'équilibre financier est assuré lorsque les capitaux mobilisés par le détenteur d'un titre d'exploitation EHR (Capitaux propres et emprunts) et les recettes de la vente de services électriques permettent de couvrir les dépenses d'investissement (CAPEX), les charges d'exploitation et de maintenance (OPEX) et le service de la dette comprenant le remboursement du principal, intérêts et commissions des

emprunts contractés. Deux critères financiers principaux servent normalement de repère à l'analyse :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

IV.7. Procédure de fixation des tarifs

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

La grille tarifaire inclut cinq (05) classes tarifaires pour GDS INTERNATIONAL SAS.

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

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

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

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

IV.8. Taux de rentabilité normal

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

IV.9. Classes de tarifs

Dans le cadre de l'électrification des 12 localités, les classes tarifaires couvrent les ventes d'électricité à partir de mini-réseaux EHR et non celles de services électriques fournies par les kits solaires.

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

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

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

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

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

IV.11. Tarifs de raccordement

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

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

IV.12. Publication des tarifs

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

V. PROJECTIONS SUR LA PERIODE DU TITRE D'EXPLOITATION

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

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

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

V.1. Le marché

Sur la période de la concession, GDS INTERNATIONAL SAS considère l'hypothèse de 6 catégories de consommateurs dont l'évolution de la demande en énergie est présentée sur le graphe ci-après :

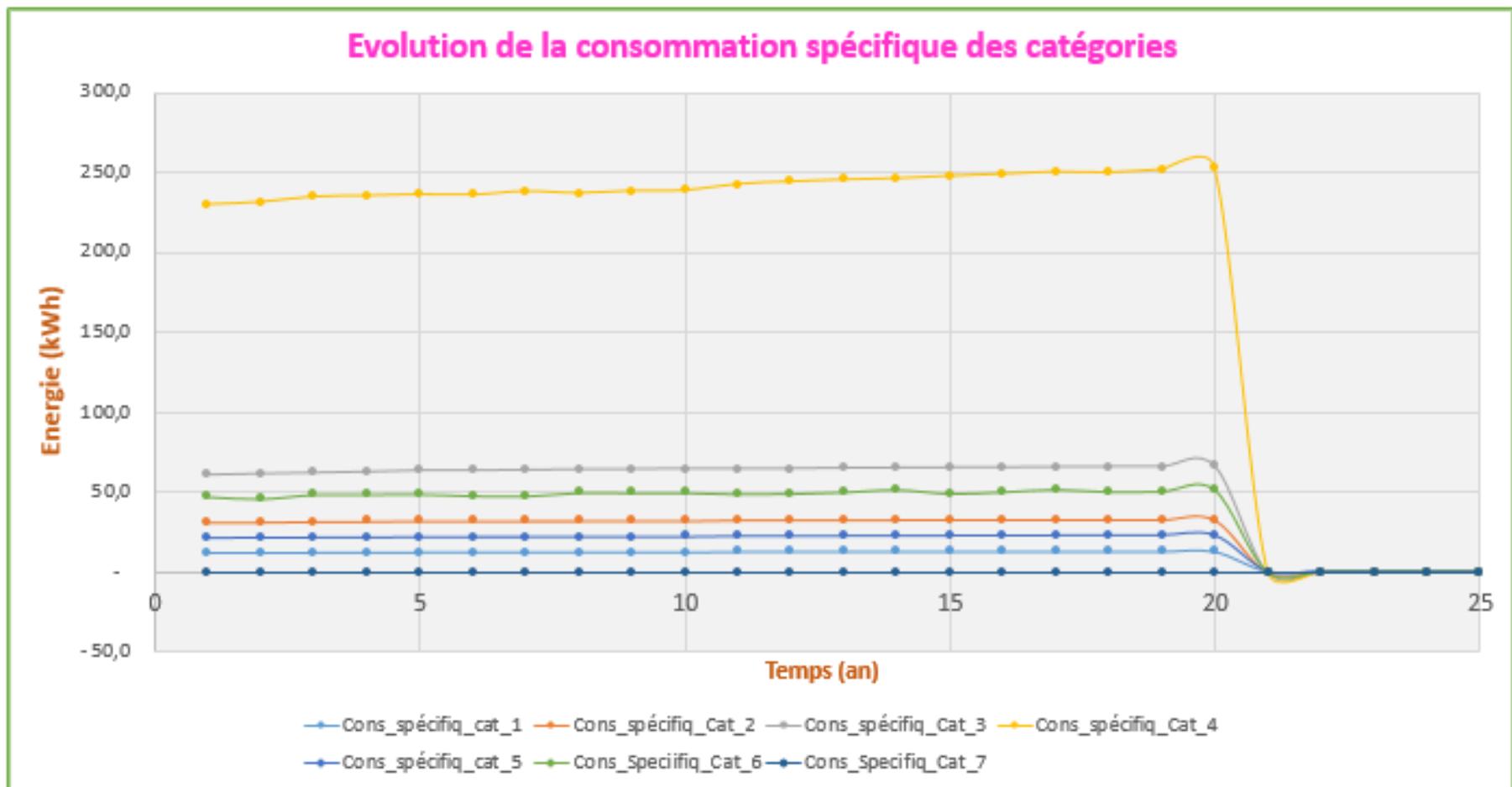


Figure 11 : Le marché - Evolution de la consommation spécifique des catégories de clients

V.2. Les investissements

En général, le coût initial des investissements à l'installation effectués par GDS INTERNATIONAL SAS dans le cadre de ce projet s'élève à sept milliards huit cent vingt-neuf millions deux cent vingt mille trois cent soixante-dix-sept (7 829 220 377) FCFA au cours de la période d'installation.

Les investissements initiaux ont subi une **baisse globale de 35,61%** et sont passés à cinq milliards quarante-et-un millions cinq-cent-soixante-deux mille cinq-cent-vingt-et-un (5 041 562 521) FCFA.

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

V.2.1. La production

- Modules solaires et supports des modules

La capacité totale des champs à installer par GDS INTERNATIONAL SAS est de 2.210 kWc. Le coût FOB au kWc des modules est de 150.736 FCFA et celui des supports à 109 861 FCFA.

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

Le coût FOB des modules et supports PV s'élève à cinq-cent-soixante-quinze millions neuf-cent-dix-huit mille neuf-cent-soixante virgule quatre-vingt-seize (575 918 960,96) Francs CFA. L'ARE a estimé raisonnable ce montant et l'a validé sans modification.

- Batteries

La capacité totale de stockage est de 4.032 kWh. GDS INTERNATIONAL SAS propose des batteries LMP avec des unités de 820V de capacité de 180 Ah et 360 Ah (à 820V). Le coût FOB du kWh est de 229 600 FCFA. Ce qui fait un coût total FOB de 925 747 200 FCFA pour la capacité de stockage.

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

- Électronique de puissance

Le coût de revient total de l'électronique de puissance (FOB + Transport + Taxe d'importation) de 827 158 810 F CFA se décompose comme suit :

- Onduleurs batteries : 272 613 894 F CFA
- Onduleur / convertisseur PV : 98 134 705 F CFA
- Monitoring, SCADA : 47 364 053 F CFA
- Tableaux électriques, câbles, etc. : 409 046 157 F CFA

GDS INTERNATIONAL SAS a prévu un coût de revient total de développement et d'ingénierie de 681 122 627 F CFA.

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

- Groupe électrogène

GDS INTERNATIONAL SAS a prévu un coût de revient total pour le groupe électrogène (GE) de 244 860 860 F CFA.

V.2.2. Distribution et branchement

Les projections de GDS INTERNATIONAL SAS reposent sur la prise en compte du maximum de clients par le réseau BT. La longueur totale de réseau BT à construire par GDS INTERNATIONAL SAS au démarrage du projet est de 50,59 km pour un coût total FOB de 226 291 943,33 F CFA ; ce qui revient à un coût par km de 4 473 056,80 F CFA.

En ce qui concerne les branchement, GDS INTERNATIONAL SAS prévoit un branchement initial de 3313 clients pour un coût total FOB (compteurs, câble, tableau d'abonné) de 476 419 327,07 F CFA. Il est rappelé que les compteurs de GDS INTERNATIONAL SAS doivent être validés par l'ANM.

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

V.2.3. Autres immobilisations

- Eclairage public

Le coût FOB relatif à l'éclairage public, validé par l'ARE s'élève à **52 840 646,65 FCFA**.

V.2.4. Les investissements pour extension

Le coût des investissements pour extensions par GDS INTERNATIONAL SAS pendant la période d'exploitation de ce projet s'élève à un milliard sept-cent-soixante millions quatre-vingt-dix-neuf mille six-cent-cinquante-six (1 760 099 656) F CFA.

Tableau 1: Investissements pour extension (coûts FOB)

NOUVEAUX INVESTISSEMENTS POUR EXTENSIONS			
Augmentation de capacité PV	kWc	830,00	108 888 862,00
Augmentation des onduleurs	kW	716,00	29 228 519,33
Augmentation de batteries	kWh	2 520,00	310 972 814,78
Augmentation des ondu:eurs batteries	kW	200,00	82 092 323,55
Augmentation du BOS	kWc	830,00	168 479 456,80
Augmentation équipement réseau	km	32,23	159 057 761,22
Augmentation EP	U	167,00	35 663 614,48
		-	173 920 000,00
		-	386 230 000,00

COMMENTAIRE GÉNÉRAL

Les investissements pour extensions ont connu une **hausse globale de 148,33%** par rapport au montant initialement prévu de 707 343 242 FCFA.

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

ANNEE 11 : Le coût validé par l'ARE pour les expansions des équipements à la **onzième année** est de **1 760 099 656 F CFA**.

V.3. Les charges d'exploitation

Les charges opérationnelles de GDS INTERNATIONAL SAS s'élèvent à cinq milliards deux-cent-vingt-cinq millions neuf-cent-cinquante-cinq mille cinq-cent-quarante (5 225 955 540) F CFA sur une période d'exploitation de 20 ans.

Tableau 2: Charges d'exploitation sur la période de concession

N°	CHARGES D'EXPLOITATION SUR LA PÉRIODE DE CONCESSION	COÛT PROPOSÉ PAR GDS INTERNATIONAL SAS (en F CFA)	MONTANT AUTORISÉ PAR L'ARE (en FCFA)	ÉCART (en F CFA)	ÉCART (en %)
2	O&M des mini-réseaux	4 563 796 362	3 074 151 148	- 1 489 645 214	-32,64%
3	Salaires et Charges sociales	1 137 116 907	1 207 200 000	70 083 093	6,16%
4	Autres coûts fixes	0	0	0	0,00%
5	Carburants	1 292 562 113	944 604 392	- 347 957 721	-26,92%
6	Achat d'électricité au réseau	0	0	0	0,00%
	TOTAL	6 993 475 382	5 225 955 540	- 1 767 519 842	-25,27%

COMMENTAIRE GÉNÉRAL

Le coût validé par l'ARE est de 5 225 955 540 **CFA**.

Les charges d'exploitation sur toute la période d'exploitation ont subi une **baisse globale de 25,27%**.

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

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

O&M des mini-réseaux

Le montant annuel des coûts d'opération et maintenance des mini-réseaux proposé par GDS INTERNATIONAL SAS reste quasi inchangés sauf à la onzième année.

V.3.2. Les charges fixes

Salaires et charges sociales

Il a été retenu un montant annuel de masse salariale et charges fixes de 60 360 000 F CFA. Ce montant annuel reste invariable pendant toute la durée de la concession.

V.3.3. Les charges variables

- **Carburant**

Il est retenu pour GDS INTERNATIONAL SAS un montant total de 944 604 392 FCFA pour l'achat de carburant sur la période d'exploitation.

- **Achat d'électricité du réseau**

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

V.3.4. Les taxes

Les impôts et taxes auxquels GDS INTERNATIONAL SAS 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 de GDS INTERNATIONAL SAS sur la période de l'Autorisation ;
- la détermination de la structure tarifaire de GDS INTERNATIONAL SAS sur la période de l'Autorisation
- les principes et méthodologie de détermination des tarifs.

VI.1. La détermination des revenus requis

Les revenus requis de référence sont déterminés à partir :

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

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

Tableau 3: Paramètres macro-économiques

PARAMÈTRES GÉNÉRAUX	VALEURS/NATURES	UNITÉS
Nom de l'Entreprise	GDS	
Nom du Projet	Mini-réseaux OCEF	
Nombre de localités	12,00	
Durée de la période d'exploitation	20	ans
PARAMÈTRES MACRO-ÉCONOMIQUES	VALEURS/NATURES	UNITÉS
INFLATION		
Inflation générale	0,00%	pourcentage annuel
Inflation des prix du carburant	0,75%	pourcentage annuel
MONNAIE		
Monnaie locale	Francs CFA	FCFA
Monnaie d'investissement	euro	€
Taux de change avec la monnaie locale pour 1	655,96	1 unité de la devise

Tableau 4: Paramètres de coûts

PARAMÈTRES DE COÛTS	VALEURS/NATURES	UNITÉS
TOUS LES MONTANTS SONT EXPRIMÉS EN HORS TAXES		
CHARGES FIXES		
Salaires Technicien	294 615,38	FCFA/mois
Nombre d'hommes-mois techniciens	156,00	mois/an
Salaires Opérateur local (Charges sociales incluses)	100 000,00	FCFA/mois
Nombre d'hommes-mois non-qualifiés	144,00	mois/an
Diverses charges fixes	-	FCFA/an
CHARGES VARIABLES		
Consommation spécifique Diesel	0,29	litre/kWh
Coût du carburant (Diesel) (hors taxes)	441,00	FCFA/litre (hors taxes)
Coût carburant par kWh (hors taxes)	128	FCFA/kWh (hors taxes)

Tableau 5: Paramètres financiers

PARAMÈTRES FINANCIERS	VALEURS/NATURES	UNITÉS
TAXES		
Impôts sur les Sociétés (IS)		
Montant minimum d'impôt		FCFA
SOURCES DE FINANCEMENT - Investissement Initial		
Subvention initiale	51,80%	pourcentage de l'investissement initial
Fonds propres	14,46%	pourcentage de l'investissement initial
Prêt concessionnel	33,74%	pourcentage de l'investissement initial
Prêt commercial	0,00%	pourcentage de l'investissement initial
Conditions du Prêt concessionnel		
Durée	10	ans
Période de grâce	1	ans
Taux d'intérêt	9,00%	%
Conditions du Prêt commercial		
Durée	10	ans
Période de grâce	1	ans
Taux d'intérêt	9,00%	%
SOURCES DE FINANCEMENT - Extensions		
Année du ré-investissement principal à finance	10	ans
Subvention au ré-investissement		- en FCFA
Fonds propres	528 029 897	en FCFA
Prêt concessionnel (Ré-investissement)	1 232 069 759	en FCFA
Prêt commercial (Ré-investissement)		- en FCFA
Conditions du Prêt concessionnel (Extensions)		
Durée	12	ans
Période de grâce	1	ans
Taux d'intérêt	9,00%	%
Conditions du Prêt commercial (Extensions)		
Durée	12	ans
Période de grâce	1	ans
Taux d'intérêt	9,00%	%
FINANCE CARBONE		
Inclure la finance carbone à l'analyse financière	non	oui/non
Teneur en carbone de la production de Diesel évitée		kgCO ₂ /kWh
Prix du crédit carbone		FCFA/tCO ₂ eq
Frais d'inscription et de validation		FCFA
Frais de vérification annuelle		FCFA/an
REDEVANCES VARIABLES		
Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE)	0,50%	pourcentage des ventes d'électricité
Autres redevances		

Tableau 6: Paramètres de vente des services de branchement

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

VI.1.2. Les coûts de référence des investissements

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

Tableau 7: Paramètres des investissements initiaux et de l'extension

Panneaux PV	kWc	2 210,00	333 126 450,54
Structures PV	kWc	2 210,00	242 792 510,42
Onduleurs batteries	kW	1 200,00	234 161 741,20
Onduleurs / convertisseur PV	kW	1 928,00	72 035 492,25
Monitoring, SCADA	ens	12,00	36 679 795,46
Autres coûts électriques (tableaux élec, câbles, monitoring, etc.)	ens	12,00	300 000 000,00
Batteries	kWh	4 032,00	925 747 200,00
Groupe électrogène	kVA	1 200,00	176 636 100,96
Génie civil, local technique et aménagement terrain	site	12,00	280 797 658,46
Réseau MT (câbles, supports, transformateurs, appareillage et accessoires)	km	1,00	
Réseau BT (câbles, supports, MALT et accessoires)	km	50,59	226 291 943,33
Eclairage public	unité	260,00	52 840 646,65
Branchement (compteurs, câbles, tableau d'abonné)	Unité	4 219,00	476 419 327,07
Plate forme de gestion des abonnés	Unité	12,00	25 759 431,39
Etudes de conception / exécution	Unité	12,00	
Assurances	forfait	12,00	16 234 935,75
Acquisition terrain	forfait	12,00	43 293 162,00
Formation	forfait	12,00	
Financement	forfait	12,00	204 186 763,76
Dynamisation	forfait	12,00	55 199 747,55

NOUVEAUX INVESTISSEMENTS POUR EXTENSION			
Augmentation de capacité PV	kWc	830,00	108 888 862,00
Augmentation des onduleurs	kW	716,00	29 228 519,33
Augmentation de batteries	kWh	2 520,00	310 972 814,78
Augmentation des onduleurs batteries	kW	200,00	39 091 582,64
Augmentation du BOS	kWc	830,00	168 479 456,80
Augmentation équipement réseau	km	32,23	159 057 761,22
Augmentation EP	U	167,00	35 663 614,48

Tableau 8: Paramètres des investissements initiaux sur la durée d'amortissement et les dotations aux amortissements

CAPEX				
INVESTISSEMENTS INITIAUX	DURÉE D'AMORTISSEMENT		TAUX D'AMORTISSEMENT	COÛT DE REVIENT (en FCFA)
Panneaux PV	20	ans	5,00%	466 290 083
Structures PV	20	ans	5,00%	330 758 779
Onduleurs batteries	10	ans	10,00%	272 613 894
Onduleurs / convertisseur PV	10	ans	10,00%	98 134 705
Monitoring, SCADA	20	ans	5,00%	47 364 053
Autres coûts électriques (tableaux élec, câbles, monitoring, etc.)	20	ans	5,00%	409 046 157
Batteries	10	ans	10,00%	1 107 124 702
Groupe électrogène	10	ans	10,00%	244 860 860
Génie civil, local technique et aménagement terrain	20	ans	5,00%	300 000 000
Réseau MT (câbles, supports, transformateurs, appareillage et accessoires)	20	ans	5,00%	0
Réseau BT (câbles, supports, MALT et accessoires)	20	ans	5,00%	455 312 887
Eclairage public	20	ans	5,00%	57 200 000
Branchement (compteurs, câbles, tableau d'abonné)	20	ans	5,00%	545 974 340
Plate forme de gestion des abonnés	20	ans	5,00%	25 759 431
Etudes de conception / exécution	20	ans	5,00%	191 999 999
Assurances	20	ans	5,00%	16 234 936
Acquisition terrain	20	ans	5,00%	43 293 162
Formation	10	ans	10,00%	127 964 389
Financement	10	ans	10,00%	204 186 764
Dynamisation	10	ans	10,00%	97 443 378

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

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

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

Les charges d'exploitation (OPEX)

ANNÉES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CHARGES (HORS TVA)	147 620 400	150 855 467	182 799 080	192 064 413	206 394 575	217 188 473	233 585 705	249 328 408	271 335 978	298 955 845
OPÉRATIONS ET MAINTENANCES	84 866 380	86 195 110	115 215 619	119 782 436	126 953 504	131 908 110	138 860 963	145 371 023	152 774 317	162 453 161
O&M PV	4 384 796	4 428 644	4 472 930	4 517 659	4 562 836	4 608 464	4 654 549	4 701 094	4 748 105	4 795 586
O&M STO PREV	285 640	288 497	6 301 131	6 364 142	6 427 784	6 492 062	6 556 982	6 622 552	6 688 778	6 755 665
O&M STO SPARES	2 750 139	2 777 640	8 358 437	8 442 021	8 526 441	8 611 706	8 697 823	8 784 801	8 872 649	8 961 376
O&M STO CUR			9 888 769	9 987 657	10 087 534	10 188 409	10 290 293	10 393 196	10 497 128	10 602 099
O&M RES PREV	3 131 000	3 131 000	3 131 000	3 131 000	3 131 000	3 131 000	3 131 000	3 131 000	3 131 000	3 131 000
O&M RES CUR			3 131 000	3 131 000	3 131 000	3 131 000	3 131 000	3 131 000	3 131 000	3 131 000
O&M COM										
O&M SAV	6 108 452	6 169 537	6 231 232	6 293 544	6 356 480	6 420 045	6 484 245	6 549 087	6 614 578	6 680 724
O&M MONITORING	15 670 404	15 854 708	16 040 855	16 228 864	16 418 753	16 610 540	16 804 246	16 999 888	17 197 487	17 397 062
O&M ADMIN	23 869 316	24 108 010	24 349 090	24 592 581	24 838 506	25 086 891	25 337 760	25 591 138	25 847 049	26 105 520
O&M SITE	7 151 631	7 223 148	7 295 379	7 368 333	7 442 016	7 516 436	7 591 601	7 667 517	7 744 192	7 821 634
O&M RAC 6 - 25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M SAV / 600	6 998 368	7 068 352	8 328 874	8 412 163	9 710 040	9 807 140	11 143 363	11 254 797	11 367 345	12 756 687
Mobile Money Fee	13 206 570	13 010 650	14 071 858	15 298 660	16 616 235	17 526 322	18 489 855	19 515 771	20 604 049	21 745 257
transport diesel	655 178	943 848	1 589 349	2 629 654	4 219 194	5 524 048	7 113 524	8 988 478	11 190 536	13 762 774
entretien GE	654 885	1 191 077	2 025 714	3 385 157	5 485 687	7 254 047	9 434 722	12 040 704	15 140 421	18 806 778
CHARGES FIXES	60 360 000									
Salaires et Charges sociales	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000
Autres coûts fixes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHARGES VARIABLES	2 394 020	4 300 357	7 223 461	11 921 977	19 081 071	24 920 364	34 364 743	43 597 385	58 201 661	76 142 684
Carburants	2 394 020	4 300 357	7 223 461	11 921 977	19 081 071	24 920 364	34 364 743	43 597 385	58 201 661	76 142 684
Achat d'électricité au réseau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Montants en FCFA									
219 759 243	229 497 914	242 288 727	255 896 409	270 734 478	289 836 270	324 306 560	367 589 273	413 026 877	462 891 444
143 928 524	149 672 532	157 438 066	164 725 025	171 687 611	181 130 888	190 455 663	202 672 803	215 195 153	232 864 258
6 662 610	6 729 236	6 796 529	6 864 494	6 933 139	7 002 470	7 072 495	7 143 220	7 214 652	7 286 799
512 728	517 855	6 532 783	6 598 111	6 664 092	6 730 733	6 798 040	6 866 020	6 934 681	7 004 027
4 936 530	4 985 895	10 588 774	10 694 662	10 801 608	10 909 624	11 018 721	11 128 908	11 240 197	11 352 599
19 093 167	19 284 098	10 583 724	10 689 562	10 796 457	10 904 422	11 013 466	11 123 601	11 234 837	11 347 185
4 960 000	4 960 000	4 960 000	4 960 000	4 960 000	4 960 000	4 960 000	4 960 000	4 960 000	4 960 000
4 960 000	4 960 000	4 960 000	4 960 000	4 960 000	4 960 000	4 960 000	4 960 000	4 960 000	4 960 000
6 747 531	6 815 007	6 883 157	6 951 988	7 021 508	7 091 723	7 162 640	7 234 267	7 306 610	7 379 676
17 598 632	17 802 219	18 007 841	18 215 519	18 425 274	18 637 127	18 851 098	19 067 209	19 285 482	19 505 936
26 366 575	26 630 241	26 896 543	27 165 509	27 437 164	27 711 535	27 988 651	28 268 537	28 551 223	28 836 735
7 899 850	7 978 849	8 058 637	8 139 223	8 220 616	8 302 822	8 385 850	8 469 709	8 554 406	8 639 950
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12 884 254	14 314 406	14 457 550	15 929 591	16 088 887	17 603 924	17 779 963	19 339 129	19 532 520	21 136 978
23 042 435	24 210 383	25 411 762	26 683 238	28 015 650	29 395 758	30 838 195	32 368 091	33 964 944	35 627 509
3 472 123	4 379 494	5 523 798	6 966 663	8 769 069	10 985 535	13 641 219	16 834 207	20 627 483	27 057 076
4 792 090	6 104 851	7 776 968	9 906 466	12 594 147	15 935 214	19 985 325	24 909 905	30 828 120	37 769 789
60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000
60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000	60 360 000
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15 470 719	19 465 382	24 490 661	30 811 385	38 686 867	48 345 382	73 490 896	104 556 470	137 471 723	169 667 185
15 470 719	19 465 382	24 490 661	30 811 385	38 686 867	48 345 382	73 490 896	104 556 470	137 471 723	169 667 185
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau 9: Les charges d'exploitation (OPEX) du projet sur la durée de la concession (20 ans)

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

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

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

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

Face à la problématique de détermination du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC ou WACC en anglais) à appliquer au Bénin, l'approche retenue par l'ARE consiste en

l'utilisation des données effectives de CMPC collectées dans plusieurs pays comparables, et relatives aux secteurs d'activités auxquels pourraient appartenir les entreprises exploitant les mini-réseaux. Ces CMPC collectés ont été calculés pour chacun des pays et secteur suivant une méthodologie développée par l'entreprise Finance 3.1 à travers son service WACC Expert. Ladite méthodologie est présentée en annexe du présent document.

SOURCE

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

COMPARABLES ET DONNÉES

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

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

Tableau 10: Comparaison des CMPC

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

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

Rwanda	7,8%	10,5%	14,6%	10,4%	13,0%	16,1%	9,1%	11,8%	15,4%
Senegal	6,5%	8,2%	12,9%	9,0%	10,6%	14,4%	7,7%	9,4%	13,6%
Zambie	6,7%	9,5%	13,7%	9,4%	12,1%	15,3%	8,0%	10,8%	14,5%
Moyenne SSA (14 pays)	6,8%	9,1%	13,6%	9,4%	11,7%	15,1%	8,1%	10,4%	14,4%
Afrique du Sud	5,1%	7,8%	11,6%	7,7%	10,1%	13,1%	6,4%	8,9%	12,3%
Maroc	5,5%	7,2%	11,9%	8,0%	9,6%	13,3%	6,8%	8,4%	12,6%
Tunisie	6,6%	8,3%	13,2%	9,3%	10,8%	14,7%	7,9%	9,6%	14,0%
France	3,6%	5,1%	11,0%	6,0%	7,5%	12,0%	4,8%	6,3%	11,5%

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

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

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

CMPC RETENU

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

ÉTAPES

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

7- Obtention de l'intervalle des moyennes de CMPC par nature pour l'ensemble des pays.

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

VI.1.5. Les taxes

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

VI.2. Le revenu requis

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

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

Le Revenu Requis, pour couvrir les dépenses d'exploitation, les amortissements et la rémunération de la base tarifaire au cours de la période de l'Autorisation est évaluée à : **17 882 402 502 FCFA.**

VI.3. La grille tarifaire

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

Tableau 11: Grille tarifaire

Catégories	Nombre d'abonnés sur la période de la concession	Consommation totale sur la période de la concession	Primes fixes (FCFA/mois)	Tarif variable FCFA/kWh
Branchement CAT 1	1 218	2 359 958	2 000,00	131,50
Branchement CAT 2	3 248	16 214 531	5 000,00	180,00
Branchement CAT 3	1 581	17 583 747	5 000,00	180,00
Branchement CAT 4	504	21 385 201	10 000,00	155,00
Branchement CAT 5	1 916	7 374 379	5 000,00	145,00
Branchement CAT 6	107	896 884	7 000,00	164,65
Branchement CAT 7	0	0		
Total	8 574	65 814 701		

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

Tableau 12: Frais de branchement autorisé par l'ARE

Catégories	Coût de branchement (F CFA)
T1 - Usager domestique 1 : Ménages à revenu bas (les plus pauvres) ou à utilisation faible	5 000
T2 - Usager domestique 2 : Ménages à revenu moyen (relativement pauvres) ou utilisation moyenne	10 000
T3 - Usager domestique 3 : Ménages à revenu élevé (relativement aisés) ou à utilisation élevée	10 000
T4 - Activités productrices de revenus (Triphasé) Très Élevée	10 000
T5 - Services publics ou communautaires	10 000
T6 - Activités productrices de revenus (Monophasé)/Commerciale	10 000

Les dépenses mensuelles probables par catégorie :

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)
T1 - Utilisation Faible	8,07	2 000	131,50	1 061,21	0,00	24,21	1 085,42
T2 - Utilisation Moyenne	20,80	5 000	180,00	3 744,00	932,40	62,40	4 738,80
T3 - Utilisation Élevée	46,34	5 000	180,00	8 341,20	932,40	139,02	9 412,62
T4 - Utilisation Très Élevée/Commerciale	176,80	10 000	155,00	27 404,00	1 827,90	530,40	29 762,30
T5 - Utilisation Service Public	16,04	5 000	145,00	2 325,80	926,10	48,12	3 300,02
T6 - XXX	34,93	7 000	164,65	5 751,22	1 289,64	104,79	7 145,65

VII. REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES

L'ajustement tarifaire obligatoire se faisant sur la base périodique de vingt-quatre (24) mois, la prochaine révision tarifaire de GDS INTERNATIONAL SAS, dans le cadre de l'électrification de ses 12 localités est fixé à août 2023.

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

9.1. PRESENTATION DE LA CONVENTION DE CONCESSION

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

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

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

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

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

Ce modèle adopté par l'ARE comprend :

- Un préambule ;
- Huit chapitres ;
- Cinquante-cinq articles ;
- Vingt-trois annexes.

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

Le modèle de Convention de Concession est joint en annexe.

9.2 PRESENTATION DU PROJET REGLEMENT DE SERVICES

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

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

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

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

Le projet de règlement de service est joint en annexe.

I. ANNEXES

ANNEXE 1 : MODELE DE LA CONVENTION DE CONCESSION



Logo
PROMOTEUR

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

N°/ABERME/DERU/SA

par et entre

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

Et

.....

[] 2020

Sommaire

Préambule :	64
Chapitre I : Caractéristiques générales de la Convention	65
Article 1 : Définitions.....	65
Article 2 : Objet de la Convention -Principales obligations des Parties.....	72
Article 3 : Nature de la Convention.....	74
Article 4 : Durée de la Convention.....	74
Article 5 : Durée des Travaux– Durée de l’Opération Commerciale	74
Article 6 : Documents contractuels.....	75
Article 7 : Liste des Annexes	75
Article 8 : Prise d’Effet de la Convention	76
Article 9 : Non versement de tout ou partie des fonds du cofinancement MCA Bénin II.....	78
Article 10 : Périmètre de la Concession	78
Article 11 : Exclusivité	78
Chapitre II : Conception, réalisation, entretien et renouvellement des Installations.....	79
Article 12 : Caractéristiques des Installations.....	79
Article 13 : Exécution des travaux et Mise en Service	79
Article 14 : Contrôle des travaux	80
Article 15 : Dispositions relatives à la sous-traitance	81
Article 16 : Causes de Retard exemptées de pénalités	81
Chapitre III : Exploitation du service.....	83
Article 17 : Exploitation commerciale	83
Article 18 : Contrôle de l’exploitation commerciale.....	83
Article 19 : Indicateurs de performance.....	83
Article 20 : Assurances.....	83
Article 21 : Arrivée du réseau électrique national de distribution	85
Chapitre IV : Régime financier de la Convention de Concession.....	86
Article 22 : Dispositions générales relatives au financement	86
Article 23 : Principe et méthodologie tarifaires	87
Article 24 : Impôts et taxes	87
Article 25 : Redevances	87
Article 26 : Transfert de capitaux.....	87
Article 27 : Pénalités.....	87
Article 28 : Garanties d’achèvement des travaux.....	90
Article 29 : Mise en Régie	90
Chapitre V : Fin de la Convention de concession	91
Article 30 : Résiliation de la Convention pour manquement du Concessionnaire à ses obligations.....	91

Article 31 : Résiliation de la Convention pour manquement du Concédant à ses obligations	92
Article 32 : Conséquences de la fin anticipée de la Convention	92
Article 33 : Indemnisation en cas de résiliation de la Convention	93
Article 34 : Reprise des Biens à la fin de la Convention.....	97
Article 35 : Biens de retour	98
Article 36 : Biens de Reprise	98
Article 37 : Biens Propres	98
Article 38 : Inventaire.....	98
Chapitre VI : Dispositions relatives au Concessionnaire.....	99
Article 39 : Modification de l'actionnariat du Concessionnaires	99
Article 40 : Cession de la Convention	100
Chapitre VII : Règlement des différends	100
Article 41 : Règlement amiable des différends.....	100
Article 42 : Arbitrage.....	100
Article 43 : Droit applicable à la Convention et langue	101
Chapitre VIII : Dispositions finales.....	101
Article 44 : Modification de la Convention par avenant	101
Article 45 : Fait du Prince et Force Majeure Politique	102
45.1 Fait du Prince	102
45.2 Force majeure Politique	102
45.3 Conséquences du Fait de Prince et de la Force Majeure Politique	102
Article 46 : Bouleversement de l'équilibre économique de la Convention.....	103
Article 47 : Force Majeure	103
Article 48 : Ethique	106
Article 49 : Formation du personnel technique local du Concessionnaire, et transfert de compétences.....	107
Article 50 : Rapport annuel.....	108
Article 51 : Obligations d'informations du Concessionnaire	108
Article 52 : Contrôle et sanction par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.....	108
Article 53 : Election de domicile et notifications	108
Article 54 : Indépendance des stipulations de la Convention.....	108
Article 55 : Les droits d'enregistrement.....	109

Entre :

L'AGENCE BENINOISE D'ELECTRIFICATION RURALE ET DE MAITRISE D'ENERGIE en abrégé **ABERME**, ayant son siège social à Cotonou, Quartier Fidjrossè, **carré N°.....**, créée par Décret n°2004-151 du 29 Mars 2004 et régie par Décret n°2009-150 du 30 Avril 2009 et ayant pour Identifiant Fiscal Unique (IFU) : 4201641583511, Boite postale : 10 BP 302, Tél.: (229) 21 38 05 99 – Fax.: (229) 21 31 38 68. Email : me.aberme@gouv.bj, Site web : www.aberme.bj, **représentée par son Directeur Général**, domicilié au siège de ladite Agence ; agissant au nom et pour le compte de l'Etat béninois conformément au Décret N°2018-415 du 12 septembre 2018 portant Réglementation de l'Electrification Hors-Réseau en République du Bénin,

Ci-après dénommé « **le Concédant** »

D'une part

Et

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

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

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

EN PRÉSENCE DE :

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

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

Préambule :

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

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

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

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

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

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

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

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

Chapitre I : Caractéristiques générales de la Convention

Article 1 : Définitions

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

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

Biens de Reprise	Biens meubles utiles, sans être indispensables, au bon fonctionnement du service Objet de la Convention et pouvant devenir, après la fin de la Convention, la propriété du Concédant si cette dernière exerce la faculté de reprise moyennant le paiement au Concessionnaire d'une indemnité équivalente à leur valeur nette comptable.
Biens Propres	Biens meubles qui demeurent la propriété du Concessionnaire après la fin de la Convention.
Bonnes Pratiques	Les pratiques, méthodes, standards, normes et actes relatifs à la conception, la construction, les essais et tests, la mise en service, l'exploitation et la maintenance, y compris l'approvisionnement en pièces de rechange, des ouvrages et équipements généralement suivis ou approuvés au niveau international par les producteurs d'énergie électrique hors réseau, lesquelles pratiques, méthodes et standards, normes et actes sont compatibles avec les lois en vigueur en matière de construction, de sécurité et d'environnement.
Cahier des Charges	Document figurant à l'Annexe 2 relatif aux aspects techniques des Installations et travaux à la charge du Concessionnaire au titre de la présente Convention.
Causes de Retard exemptées de pénalités	Déoulant des évènements visés à l'article 16.1 de la Convention
Changement de Contrôle	Désigne la situation dans laquelle l'actionnaire ultime du Concessionnaire ne détiendrait plus, directement ou indirectement, 51% du capital social et des droits de vote du Concessionnaire.
Changement de Lois	a) une situation aux termes de laquelle l'une des exonérations mentionnées dans ce présent contrat viendrait à être supprimée ou réduite, alors que le Concessionnaire a rempli toutes les obligations légales en la matière; b) tout changement dans les Lois Applicables postérieurement à la Date d'Entrée en Vigueur de la Convention ;

	<p>c) une modification des termes et conditions d'une autorisation postérieurement à son octroi ou sa délivrance ;</p> <p>d) le retrait, l'abrogation ou le non-renouvellement de toute autorisation, ou son renouvellement selon des termes et conditions moins favorables au Concessionnaire, sauf dans l'hypothèse où une autorisation est retirée, abrogée ou non-renouvelée par suite d'un manquement du Concessionnaire ;</p> <p>e) la promulgation, l'annulation, l'entrée en vigueur, la suspension, le non-renouvellement, l'abrogation ou la modification des Lois Applicables, ou un changement dans l'interprétation ou l'application des Lois Applicables, postérieurement à la Date de Signature (en ce notamment compris l'imposition de toute nouvelle taxe ou de tout nouvel impôt ou une modification de l'application d'un impôt existant qui entraînerait une fiscalité plus lourde pour le Concessionnaire, ses actionnaires ou les Bailleurs de Fonds).</p>
Concédant	L'Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie agissant au nom et pour le compte de l'État du Bénin.
Conditions Préalables	Toutes approbations, autorisations, décisions, permis, attestations, accords, immatriculations, mises à disposition et autres formalités prévues par l'Article 8.1 et 8.2 dont la levée dans le délai prévu par l'Article 8.3 sous la forme prévue par l'Article 8.4 conditionne la Prise d'Effet de la Convention. La non réalisation des Conditions Préalables est exclut toute indemnisation à la demande d'une Partie ou de l'autre.
Convention	Désigne la présente Convention et l'ensemble de ses Annexes.
Concession	Désigne le mode de réalisation de la mission définie à l'Article 2.
Concessionnaire	[Dénomination], société [Type de société] au capital social de [Montant du capital social] ayant son siège social au [Adresse du siège] ([Pays du siège]),

	immatriculée au [Nom du registre] sous le numéro [Numéro d'immatriculation], représentée pour la signature de la présente convention par [M. <ou> Mme] [Prénom] [Nom], son [Titre/Mandat social du signataire] domicilié au siège de ladite société et ayant en cette qualité tous pouvoirs à l'effet de conclure la Convention au nom et pour le compte de celle-ci
Date d'Entrée en Vigueur :	date de signature de la Convention
Date de prise d'Effet	Date à laquelle les conditions préalables prévues à l'article 8-1 et 8-2 de la Convention sont levées et à partir de laquelle la Convention produit ses effets.
Date de Prise d'Effet de la Résiliation	<i>A définir. Voir Article 33.</i>
Date d'Ouverture de Chantier	<i>A définir. Voir Article 5.</i>
Date d'Opération Commerciale	Date citée dans l'Autorisation de Mise en Service du Concédant, ou à défaut date d'une Inspection par le Concédant, dix (10) jours ouvrés après la transmission du rapport des essais de mise en service à l'Autorité de Régulation de l'Electricité. Voir Article 5.
Documents de Financement	toute Convention de prêt, acte de Sûreté, contrat avec toute agence de crédit à l'exportation, garantie, contrat de subordination, hypothèque, Convention de fiducie, contrat inter-créanciers, accord ou titre relatif à un financement obligataire, instruments de couverture et tout autre accord ou document relatif au financement du Projet, , conclu par ou pour le compte du Concessionnaire ou ses Actionnaires avec, notamment, son ou ses Prêteur(s) pour les besoins de financement de tout ou partie du Projet, y compris les modifications, compléments, extensions, renouvellements et remplacements de ce financement ou refinancement, à l'exclusion de tous

	Fonds Propres d'Actionnaires et accords de couverture s'y rapportant.
Droit Applicable	Le Droit Applicable à la Convention est le droit du Bénin. La langue de la Convention est le français. Voir Article 43.
Durée de la Convention	A la signification déterminée par l'Article 4.
Durée de l'Opération Commerciale	Période de vingt (20) années commençant à courir pour compter de la date de la première Autorisation de Mise en Service délivrée par le Concédant.
Durée des Travaux	Au sens de l'Article 5, douze (12) mois à compter de la Date d'Ouverture du Chantier par site.
Entité Étatique	Désigne tous services de l'État du Bénin, doté de la personnalité morale ou non, relevant de l'administration centralisée, déconcentrée ou décentralisée, dont émane une mesure individuelle ou générale ayant pour effet direct ou indirect, de rendre l'exécution de la Convention plus difficile pour le Concessionnaire.
Fait du Prince	A la signification déterminée par l'Article 45.1
Fonds Propres	les apports en capitaux propres et/ou financements subordonnés apportés par les Actionnaires.
Francs CFA	le Franc de la Communauté Financière Africaine, monnaie ayant cours légal dans les pays de l'Union Économique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA)
Force Majeure	A la signification déterminée par l'Article 47
Force Majeure Politique	A la signification déterminée par l'Article 45.2
Inspection	Au sens de l'Article 5, inspection technique du site effectuée par le Concédant au titre de l'article 34 du Décret 2018-415 portant réglementation de l'électrification hors réseau en République du Bénin, localité par localité, en concertation avec le Concessionnaire et éventuellement d'autres parties prenantes en vue de la délivrance de l'Autorisation de Mise en Service.

Installations	Installations de production, de transport ou de distribution et, plus généralement, toutes infrastructures et constructions exploitées ou détenues par des opérateurs du secteur de l'électricité et destinées à la production, au transport et à la distribution de l'énergie électrique.
Installations de production	A définir
Localité (s)	un ou plusieurs villages inclus dans le Périmètre de la Convention.
Lois Applicables	la Constitution du Bénin, tout traité et tout accord international ayant force obligatoire au Bénin, toute loi, règlement, ordonnance, Décret, arrêté ou autre texte de nature réglementaire (y compris tout document susmentionné relatif à une taxe, redevances, prélèvements, impôts, droit de douane ou aux questions de sécurité ou d'environnement) en vigueur et ayant force obligatoire dans l'État, tout jugement, , toute instruction ou toute autre exigence ou restriction venant ou émanant de l'État ou de toute Entité Etatique ayant force obligatoire pour les Parties, tout avis d'une autorité de régulation, y compris l'Autorité de Régulation de l'Electricité, ainsi que les normes techniques en vigueur, ayant force obligatoire et étant d'effet direct en droit béninois s'il en existe.
Manquement Grave	Au sens des Articles 2, 16.2, 27, 29, 30, 31 et 33.1, une inobservation ou violation d'une obligation déterminée par l'Article 30, de nature à compromettre durablement le bon fonctionnement de la Concession.
Mise à Disposition	tous les terrains, équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires indispensables au service de production et de distribution d'électricité dans le Périmètre de la Concession et défini par l'Annexe 19 remis gratuitement par le Concédant au Concessionnaire pour réaliser la mission déterminée par l'Article 2.

Mise en Régie	A la signification déterminée par l'Article 29.
Modification Significative des Prestations	Au sens de l'Article 13.2, tout projet du Concessionnaire de modification significative des modalités techniques de production, de distribution et de commercialisation de l'électricité, dans le Périmètre de la Concession. Ceci inclut notamment: - Modification ayant un impact significatif sur le tarif (tel qu'approuvé en Annexe 18) - Modification ayant un impact significatif sur le dossier technique (tel que défini en Annexe 1)
Partie(s)	ensemble ou séparément, le Concédant et/ou le Concessionnaire.
Pénalités pour retard dans la réalisation des travaux	les sommes dues par le Concessionnaire au titre de l'Article 27-1 pour retard dans la Durée des Travaux visés à l'Article 5.
Pénalités pour tout autre Retard	les sommes dues par le Concessionnaire au titre de l'Article 27-2 pour retard dans les délais prévus par les articles 14, 15, 20, 38, 39 et 50.
Périmètre de Concession	Des limites administratives ou physiques spécifiées à l'Annexe 2 de la Convention.
Projet	Projets d'électrification hors réseau faisant partie de Concession définie dans la Convention
Règlement de Service	Règlement approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité dans les conditions de l'Article 8.1 et figurant en Annexe 3.
Règlement Tarifaire	Règlement approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité dans les conditions de l'Article 8.1 et figurant en Annexe 18.
Réserves Majeures	Au sens de l'Article 5, désignent les Réserves portant sur le non-respect des normes et des spécifications techniques des matériels et Installations conformément aux exigences légales et/ou du Cahier des Charges et le non-respect des règles de l'art, dont

	la levée conditionne la réception provisoire en vue de la délivrance de l'Autorisation de Mise en Service.
Sous-Traitant(s)	<i>Voir Article 15.</i>

Chapitre II : Objet de la Convention -Principales obligations des Parties

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

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

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

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

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

œuvre de la Convention, conformément aux autorisations requises notamment l'acquisition ou la location sur toute la Durée de la Convention des immeubles nus ou bâtis devant recevoir les Installations du Concessionnaire.

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

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

- s'engage à coopérer de bonne foi avec le Concessionnaire et à prendre, dans les délais requis, les actes et décisions qui lui incombent et qui sont nécessaires à l'exécution de la Convention ;
- délivrera et/ou renouvellera ou, le cas échéant, fera ses meilleurs efforts afin que les Entités Etatiques compétentes délivrent et/ou renouvellent, dans des délais raisonnables permettant la réalisation des Installations conformément aux stipulations de la Convention, et/ou au Droit Applicable, les autorisations requises valablement demandées par le Concessionnaire dans le cadre de la Convention, et/ou du Droit Applicable, sous réserve que le Concessionnaire satisfasse aux conditions requises par le Droit Applicable pour bénéficier des autorisations requises ;
- autorise le Concessionnaire et tout autre Sous-Traitant, sous réserve des stipulations de la Convention à employer le personnel, travailleurs et employés expatriés qu'ils jugeront nécessaires pour la conception, la construction, l'exploitation, l'entretien-maintenance et le financement des Installations dans le respect des conditions requises par le Droit Applicable en matière sociale et de travail ;
- s'engage à faciliter la libre entrée et sortie de la République du Bénin du personnel, travailleurs et employés expatriés, ensemble avec leurs familles et personnes à charge, y compris l'obtention des permis de travail appropriés pour ces expatriés et pour leurs familles et personnes à charge sous réserve que ces derniers soient en conformité avec le Droit Applicable en matière d'entrée et de sortie du territoire ;
- s'engage à ne rien entreprendre qui pourrait compromettre ou perturber la réalisation du Projet ; s'engage à n'imposer à l'égard du Concessionnaire ou de ses affiliés ou Sous-Traitants aucune mesure qui puisse être considérée comme discriminatoire.

Chapitre III : Nature de la Convention

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

Chapitre IV : Durée de la Convention

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

Chapitre V : Durée des Travaux– Durée de l'Opération Commerciale

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

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

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

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

A défaut de procéder à ladite Inspection dans le délai susmentionné, le Concessionnaire procède aux essais de mise en service, en transmet le

rapport au Concédant et à l'Autorité de Régulation de l'Electricité et procède à la mise en Opération Commerciale dans un délai de dix (10) jours ouvrés et le cas échéant le Concédant est tenu de délivrer l'Autorisation de Mise en Service après ce dernier délai.

Chapitre VI : Documents contractuels

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

Chapitre VII : Liste des Annexes

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

Annexe 2 : Périmètre de la Concession et plan de situation

Annexe 3 : Règlement de service

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

Annexe 5 : Avantages fiscaux et douaniers

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

Annexe 7 : Modèle tarifaire de l'ARE

Annexe 8 : Actionnariat et statuts de la société de projet

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

Annexe 10 : Accord de cofinancement du MCA-Bénin II

Annexe 11 : Documents de Financement

Annexe 12 : Assurances

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

Annexe 14 : Inventaire des Biens de la Concession

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

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

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

Annexe 18 : Mise à Disposition

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

Annexe 20: Principes et méthodologie tarifaires

Annexe 21 : Liste des essais de performance

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

Annexe 23: Garantie de démentiement des Installations de production

Chapitre VIII : Prise d'Effet de la Convention

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

8.1 : Conditions Préalables à la charge du Concédant

- Approbation par l'Autorité de Régulation de l'Électricité du Règlement de service (Annexe 3) ;
- Décision tarifaire de l'Autorité de Régulation de l'Électricité (Annexe 18).

8.2 : Conditions Préalables à la charge du Concessionnaire :

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

que toutes les conditions préalables au premier tirage en Fonds Propres (autre que toute condition préalable relative à l'entrée en vigueur de la Convention) ont été satisfaites,

- Plan de formation du personnel technique et local et de transfert de compétences (Annexe 17) ;
- Transmission au Concédant de la copie authentique des titres de propriétés ou des beaux afférents aux terrains acquis ou loués dans le cadre de l'exécution de la Convention (Annexe 16);
- La remise au Concédant du Certificat de Conformité Environnementale et du plan de gestion des impacts environnementaux et sociaux (Annexe 6) ;
- La remise au Concédant des études d'exécution détaillée par localité telles que figurant au Dossier technique (Annexe 1) ;
- La remise au Concédant de la Garantie Bancaire prévue à l'article 28 (Annexe 9).
- La remise au Concédant de l'Extrait du Registre du Commerce et du Crédit Mobilier (RCCM) du Bénin et des statuts portant composition de l'actionnariat de la société de projet (Annexe 8).
- La remise au Concédant des attestations d'assurances prévues à l'article 20(Annexe 12).

8.3 : Délai de levée des conditions préalables

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

8.4 : Constatation de Prise d'Effet de la Convention

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

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

Chapitre IX : Non versement de tout ou partie des fonds du cofinancement MCA Bénin II

Dans le cas où le Concessionnaire ne serait plus en mesure de bénéficier de tout ou partie de la subvention accordée dans le cadre de l'Accord de co-financement MCA Bénin II, pour quelque raison que ce soit, cette situation sera considérée comme un Bouleversement de l'Équilibre Économique de la Convention et traitée conformément aux dispositions de l'article 46 de la Convention.

Chapitre X : Périmètre de la Concession

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

Chapitre XI : Exclusivité

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

Pour l'exécution de la Convention, le Concessionnaire reconnaît que lorsqu'un promoteur d'énergie distribuée telle que les kits solaires ou autres, ayant bénéficié de subventions de l'État ou d'autres Partenaires

Techniques et Financiers est préalablement installé dans le Périmètre de Concession du Concessionnaire, il lui est fait obligation de négocier de bonne foi avec le promoteur préalablement installé pour aboutir à un accord commercial d'énergie distribuée pour la commercialisation de ses produits, étant entendu que le promoteur devra coopérer de bonne foi à l'obtention de cet accord. A défaut d'accord commercial satisfaisant pour le promoteur de mini-réseaux, la Concession du promoteur de mini-réseau prend priorité sur la commercialisation des kits solaires.

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

Chapitre XIII : Caractéristiques des Installations

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

Chapitre XIV : Exécution des travaux et Mise en Service

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

13.1 : Caractéristiques des travaux

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

La mise en service des Installations interviendra à l'issue du déroulement des essais de performance à la satisfaction des Parties et de l'obtention de

l'Autorisation de Mise en Service délivrée par le Concédant. La liste des essais de performance à effectuer avant la mise en service est fournie par le Concessionnaire au plus tard six (06) mois avant la date prévisionnelle de fin des travaux et sera insérée à la Convention en Annexe 22.

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

- La Date de Prise d'Effet de la Convention est effective au sens de l'article 8 de la Convention
- Spécifiquement, pour la localité concernée par la réalisation des travaux le Concessionnaire a fourni au Concédant :
 - le Certificat de Conformité Environnementale et le plan de gestion des impacts environnementaux et sociaux (Annexe 5).
 - les études d'exécutions détaillée pour la localité telles que figurant au Dossier technique (Annexe 1)
 - les documents de présomption de propriété pour les domaines sélectionnés pour l'installation de la centrale dans la localité

13.2 : Modification des prestations

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

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

Chapitre XV : Contrôle des travaux

Le Concédant contrôle l'exécution des obligations du Concessionnaire pour ce qui concerne la réalisation des travaux. Le Concessionnaire communique au Concédant chaque trimestre, le calendrier prévisionnel permettant d'apprécier l'état d'avancement des travaux. Le Concessionnaire est tenu d'apporter son concours au Concédant et de lui laisser le libre accès à tout point du chantier, sur demande du Concédant. Les vérifications opérées et les observations formulées par le Concédant

concernant la réalisation des travaux n'ont pas pour effet de dégager le Concessionnaire de sa responsabilité concernant la conformité de l'ouvrage aux prescriptions de la Convention. En aucun cas, le Concédant ne pourra s'immiscer dans la gestion des travaux effectués par le Concessionnaire ni entraver la réalisation desdits travaux.

Chapitre XVI : Dispositions relatives à la sous-traitance

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

Le Concessionnaire transmet au Concédant, dans le délai d'un (1) mois suivant la Date de Prise d'Effet de la Convention, la liste de ses contrats de sous-traitance des prestations relatives à l'exécution de la Convention. Cette liste porte les indications suivantes : identité du Sous-Traitant, objet du contrat, montant fixe ou prévisionnel du contrat, durée, date de signature.

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

Chapitre XVII : Causes de Retard exemptées de pénalités

16.1 : Événements considérés comme Causes de Retard exemptées de pénalités

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

- a. retrait, modification ou annulation d'un permis ou d'une autorisation par une décision de justice ou d'une Entité Etatique compétente, ainsi que la non-délivrance ou le non-renouvellement d'un permis ou d'une autorisation dans les délais prévus par les textes en vigueur en République du Bénin lorsque les motifs de la non délivrance ou le refus de délivrance

- ou du retrait ou encore de l'annulation du titre sont imputables au Concédant ;
- b. découverte de vestiges archéologiques ou biens à caractère culturel ou coutumier ;
 - c. découverte de caractéristiques géologiques, y compris toute pollution ou contamination, non connues, non raisonnablement envisageables, non révélées par les études préalables pour lesquelles les lois et règlements en vigueur ou les pratiques internationales reconnues imposent des mesures de protection particulières, si le Concessionnaire apporte la preuve qu'une telle découverte rend impossible le respect des délais fixés à l'article 5 ;

16.2 : Effets des Causes de Retard exemptées de pénalités

En cas de survenance d'une Cause de Retard exemptée de pénalités, le Concessionnaire en informe le Concédant et l'Autorité de Régulation de l'Électricité en leur adressant par courrier avec accusé de réception et par courrier électronique (i) une description de l'événement constituant une Cause de Retard exemptée de pénalités et (ii) l'estimation détaillée de l'impact financier de la Cause de Retard exemptée de pénalités ainsi que la conséquence sur la Durée des Travaux et pour la poursuite de l'exécution de la Convention.

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

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

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

Chapitre XVIII : Exploitation du service

Chapitre XIX : Exploitation commerciale

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

Chapitre XX : Contrôle de l'exploitation commerciale

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

Chapitre XXI : Indicateurs de performance

Le Concessionnaire est responsable du respect des indicateurs de performance auxquels il est tenu, tels que figurant à l'Annexe 1 et/ou à l'Annexe 3 selon le cas et tout autre indicateur raisonnable défini d'un commun accord entre le Concédant, l'Autorité de Régulation de l'Electricité et le Concessionnaire permettant d'apprécier les performances financières, techniques et commerciales, selon le cas. Les indicateurs de performance ne pourront évoluer pendant toute la Durée de la Convention sans l'accord préalable et écrit de l'Autorité de Régulation de l'Électricité. En cas de non-respect persistant des critères de performance par le Concessionnaire, le Concédant se réserve le droit, après une mise en demeure qui ne peut excéder quatre-vingt-dix (90) jours calendaires, de résilier la Convention conformément aux dispositions de l'article 30.

Chapitre XXII : Assurances

A partir de la Date de Prise d'Effet de la Convention, le Concessionnaire devra couvrir sa responsabilité professionnelle et délictuelle dans le cadre des activités réalisées au titre de la Concession par la souscription et le maintien, de polices d'assurance, telles qu'exigées par la loi applicable, auprès de compagnies d'assurance notoirement solvables représentées

au Bénin, internationalement reconnues; notamment les assurances suivantes :

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

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

Si pour une cause quelconque pendant la Durée de la Convention, une des polices d'assurances du Concessionnaire était résiliée ou suspendue, le Concessionnaire devra en aviser le Concédant dans les plus brefs délais et assurer le remplacement immédiat de la police concernée. Aucune opération du Concessionnaire dans le cadre de la présente Convention ne pourra avoir lieu en l'absence des couvertures requises par la loi applicable, telles que prévues ci-dessus.

Le non-respect par le Concessionnaire des stipulations du présent article afférente à la transmission au Concédant des attestations des polices d'assurance à la Date de Prise d'Effet et annuellement à leur signature ou renouvellement, entrainera l'application par le Concédant des pénalités prévues à l'article 27.2 (Pénalités pour tout autre retard).

Les certificats des polices d'assurances souscrites par le Concessionnaire en application du présent article seront insérés au fur et à mesure de leur souscription en temps utiles en Annexe 12 de la Convention.

Chapitre XXIII : Arrivée du réseau électrique national de distribution

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

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

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

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

- (ii) soit, le Concessionnaire conclut un contrat de vente d'électricité pour le reste de Durée de la Convention avec le gestionnaire du réseau électrique national de distribution pour l'injection de l'énergie

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

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

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

Chapitre XXIV : Régime financier de la Convention de Concession

Chapitre XXV : Dispositions générales relatives au financement

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

Ces recettes sont calculées sur la base des tarifs proposés par le Concessionnaire et approuvés par l'Autorité de Régulation de l'Électricité tel que figurant en Annexe 18 et évoluant suivant la procédure décrite à l'Annexe 21.

Chapitre XXVI : Principe et méthodologie tarifaires

Le principe et la méthodologie tarifaires sont précisés à l'Annexe 21 et correspondent aux caractéristiques du projet. Le Concessionnaire perçoit auprès de ses abonnés les paiements conformément aux dispositions tarifaires émises par l'Autorité de Régulation de l'Électricité. Elles sont révisées après approbation par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Chapitre XXVII : Impôts et taxes

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

Chapitre XXVIII : Redevances

Le Concessionnaire est soumis à une redevance annuelle de régulation et une redevance domaniale, conformément à la réglementation en vigueur. Toute augmentation ou baisse de l'une et/ou l'autre de ces redevances fera l'objet d'un ajustement des tarifs proposés par le Concessionnaire et approuvés par l'Autorité de Régulation de l'Électricité selon la procédure décrite à l'Annexe 21.

Chapitre XXIX : Transfert de capitaux

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

Chapitre XXX : Pénalités

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

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

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

27.1 : Pénalités pour retard dans la réalisation des travaux

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

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

27.2 : Pénalités pour tout autre retard

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

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

- retard du Concessionnaire au titre de son obligation de transmission au Concédant des attestations de polices d'assurance à la Date de Prise d'Effet de la Convention et annuellement à leur signature ou renouvellement, en application de l'Article 20 de la Convention;
- retard du Concessionnaire au titre de son obligation de mise à jour annuelle de l'inventaire, en application de l'Article 38 de la Convention ;
- retard du Concessionnaire au titre de son obligation d'information au Concédant sur tout projet de modification de la répartition de son capital social dans les deux (02) mois précédant la réalisation de cette modification, en application de l'Article 39 de la Convention ;
- retard du Concessionnaire au titre de son obligation de remise au Concédant du rapport annuel dans les huit (08) mois suivant la clôture de l'exercice considéré, en application de l'Article 50 de la Convention.

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

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

27.3 : Plafond des pénalités

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

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

27.4 : Modalités de paiement des pénalités

La somme mensuelle cumulée des pénalités dues au Concédant est payable par le Concessionnaire au plus tard le premier jour du mois suivant

le terme du trimestre considéré, sous réserve de l'application des délais de grâce et remédiassions.

Chapitre XXXI : Garanties d'achèvement des travaux

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

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

Chapitre XXXII : Mise en Régie

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

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

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

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

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

Chapitre XXXIII : Fin de la Convention de concession

Chapitre XXXIV : Résiliation de la Convention pour manquement du Concessionnaire à ses obligations

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

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

Les manquements du Concessionnaire justifiant la résiliation sont les suivants :

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

- impossibilité d'assurer l'exécution de ses obligations contractuelles, après une Mise en Régie;
- atteinte des plafonds de pénalités au titre de l'article 27.

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

Chapitre XXXV : Résiliation de la Convention pour manquement du Concédant à ses obligations

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

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

Chapitre XXXVI : Conséquences de la fin anticipée de la Convention

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

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

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

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

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

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

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

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

l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) majoré d'un (01) point à compter de la date d'exigibilité de l'indemnité.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Dans le cas où la résiliation prévue interviendrait pour les causes prévues à l'article 31, après la mise en service commerciale des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires dans le Périmètre de la

Convention, le Concessionnaire a droit à une indemnité correspondant à la somme (A+B+C+D+E) des éléments suivants après déduction des indemnités d'assurance qui auront été effectivement perçues par le Concessionnaire (lequel devra tout mettre en œuvre pour les recouvrer dans les meilleurs délais) en vertu des polices d'assurances contractées par le Concessionnaire.

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

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

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

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

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

Chapitre XXXVIII : Reprise des Biens à la fin de la Convention

Sont réputés biens constitutifs de la Concession, l'ensemble des terrains, bâtiments, ouvrages et installations, appareils et leurs accessoires situés dans le Périmètre de la Convention ainsi que les objets mobiliers nécessaires à l'exécution de la Convention tel que stipulé à l'Annexe 19.

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

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

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

Chapitre XXXIX : Biens de retour

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

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

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

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

Chapitre XL : Biens de Reprise

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

Chapitre XLI : Biens Propres

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

Chapitre XLII : Inventaire

Au plus tard, trois (3) mois après la Date de l'Opération Commerciale, un inventaire est établi contradictoirement à l'initiative et aux frais du Concessionnaire. Ces documents sont approuvés par le Concédant, annexés à la Convention (Annexe 15) et mis à jour tous les ans par le

Concessionnaire. À défaut d'approbation expresse de l'inventaire par le Concédant, l'approbation est considérée comme acquise dans les quatre (04) mois qui suivent la remise de l'inventaire au Concédant. La nomenclature et l'inventaire sur support informatique sont tenus à la disposition du Concédant sur simple demande.

Chapitre XLIII : Dispositions relatives au Concessionnaire

Chapitre XLIV : Modification de l'actionnariat du Concessionnaires

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

Le Concessionnaire devra fournir au Concédant une présentation synthétique des nouveaux actionnaires proposés et toutes les informations techniques, juridiques et financières qu'il jugera nécessaires pour que le Concédant puisse statuer sur la modification dans la répartition du capital. Le Concédant dispose d'un délai de deux (02) mois à compter de la réception de la notification du projet de modification dans la répartition du capital pour faire 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 sûreté consentie aux prêteurs.

Chapitre XLV : Cession de la Convention

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

Chapitre XLVI : Règlement des différends

Chapitre XLVII : Règlement amiable des différends

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

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

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

Chapitre XLVIII : Arbitrage

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

Justice et d'Arbitrage OHADA (le Règlement d'Arbitrage CCJA) en vigueur à la date de la notification du différend.

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

Chapitre XLIX : Droit applicable à la Convention et langue

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

La langue de la Convention est le français.

Chapitre L : Dispositions finales

Chapitre LI : Modification de la Convention par avenant

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

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

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

Chapitre LII : Fait du Prince et Force Majeure Politique

45.1 Fait du Prince

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

45.2 Force majeure Politique

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

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

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

Chapitre LIII : Bouleversement de l'équilibre économique de la Convention

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

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

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

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

Chapitre LIV : Force Majeure

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

[c] acte de terrorisme, sabotage ou piraterie ;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En conséquence, aucune Partie ne sera considérée comme n'ayant pas respecté ses obligations en raison d'un manquement ou d'un retard dans

le respect de ses obligations en vertu ou en application de la Convention et dont l'exécution est retardée, entravée ou empêchée du fait d'un ou de plusieurs Cas de Force Majeure.

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

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

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

Chapitre LV : Ethique

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

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

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

Chapitre LVI : Formation du personnel technique local du Concessionnaire, et transfert de compétences

Le Concessionnaire présente un plan de formation du personnel technique local et de transfert de compétences (Annexe 17), conformément à l'article 50 de la loi n°2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Electricité en République du Bénin et à l'article 12 du Décret n°2018-415 du 12 septembre 2018 portant réglementation de l'électrification hors réseau en République du Bénin, au profit de son personnel technique afin de lui Permettre d'exploiter et de maintenir ses Installations jusqu'à la fin de la Concession.

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

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

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

Chapitre LVII : Rapport annuel

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

Chapitre LVIII : Obligations d'informations du Concessionnaire

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

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

Chapitre LIX : Contrôle et sanction par l'Autorité de Régulation de l'Électricité

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

Chapitre LX : Election de domicile et notifications

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

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

Chapitre LXI : Indépendance des stipulations de la Convention

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

Chapitre LXII : Les droits d'enregistrement

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

Fait à Cotonou, le

Pour le Concédant :

Pour le Concessionnaire :

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

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

ANNEXES :

N° d'ordre	Intitulé	Observations
Annexe 1	Dossier technique (Consistance des études, caractéristiques des Installations et travaux à la charge du Concessionnaire etc.)	Requis à la signature de la Convention (à compléter après les études d'exécutions)
Annexe 2	Périmètre de la concession et plan de situation	Requis à la signature de la Convention
Annexe 3	Règlement de service	Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 4	Procédures et normes d'entretien et de maintenance des Installations	Requis à la signature de la Convention
Annexe 5	Avantages fiscaux et douaniers	Requis à la signature de la Convention
Annexe 6	Plan de gestion environnemental et social et Certificat de Conformité Environnemental ou fiche de vérification de conformité environnementale dûment remplie	Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 7	Modèle Économique et financier sur la base du modèle-type fourni par l'ARE	Requis à la signature de la Convention

Annexe 8	Actionnariat et statuts de la société de projet.	- Concessionnaire : Requis à la signature de la Convention - Société de projet : Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 9	Garanties au profit du Concédant.	Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 10	Accord de cofinancement du MCA-Bénin II.	Requis pour la prise d'effet de la Convention mais déjà disponible
Annexe 11	Documents de Financement	Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 12	Assurances.	Assurances requises
Annexe 13	Acte administratif fixant le régime fiscal et douanier applicable à la Convention, le cas échéant dans le cas d'une demande d'agrément au code des investissements.	Requis pour la prise d'effet de la Convention, si le Concessionnaire est éligible au code des investissements
Annexe 14	Liste des pièces à fournir pour l'autorisation de la Direction Générale du Trésor pour le transfert de devises à l'étranger.	Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 15	Inventaire des Biens de la Concession	Requis au plus tard trois (03) mois après la mise en service
Annexe 16	Conventions d'acquisition ou de bail des sites de construction des centrales	Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 17	Plan de formation du personnel technique et local et de transfert de compétences	Requis à la signature de la Convention
Annexe 18	Décision tarifaire de l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE)	Requis à la signature de la Convention (elle est fait suite à l'avis favorable de l'ARE)
Annexe 19	Mise à Disposition	Requis à la signature de la Convention
Annexe 20	Cahier de charges distribution et production / Code réseau	Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 21	Principes et méthodologie tarifaires	Requis à la signature de la Convention
Annexe 22	Liste des essais de performance	Requis au plus tard six (06) mois avant l'inspection et la mise en service
Annexe 23	Lettre de notification de date d'ouverture de chantier	Requis pour la prise d'effet de la Convention

ANNEXE 2 : PROJET DE RÈGLEMENT DE SERVICE

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

Table des matières

CHAPITRE I : DISPOSITIONS GENERALES	114
ARTICLE 1 : OBJET ET CHAMP D'APPLICATION	114
ARTICLE 2 : DEFINITIONS	114
CHAPITRE II : RACCORDEMENT	116
ARTICLE 3 : RACCORDEMENT AU RÉSEAU	116
3.1 Obligation de raccordement à l'intérieur du Périmètre de Concession ou d'autorisation	116
3.2 Branchements	116
ARTICLE 4 : INSTALLATION SYSTÈME SOLAIRE DECENTRALISE	118
4.1 Eléments constitutifs d'un Système Solaire Décentralisé « SSD »	118
4.2 Réalisation d'une installation de SSD	119
4.3 Délais de réalisation d'une installation de SSD et des installations intérieures. 119	
4.4 Typologie des SSD	119
4.5 Entretien et renouvellement des SSD	119
CHAPITRE III : COMPTEURS, ET INSTALLATIONS INTÉRIEURES	119
ARTICLE 5 : COMPTEURS ET GESTIONNAIRES DE CONSOMMATION	119
5.1 Installation, entretien, garde et responsabilité	119
5.2 Vérification des compteurs – dysfonctionnement	120
ARTICLE 6 : INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES INTÉRIEURES	120
6.1 Obligation de réaliser les installations intérieures	120
6.2 Mise en place et entretien	121
6.3 Conditions de fonctionnement des installations électriques intérieures	121
6.4 Défaillance dans les Installations Intérieures	122
6.5 Modification du type des installations intérieures	122
6.6 Droit d'accès du Titulaire aux installations chez le Client	122

CHAPITRE IV : ABONNEMENTS, TARIFICATION, CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL	123
ARTICLE 7 : OBLIGATION DE CONSENTIR DES ABONNEMENTS	123
7.1 Conditions de souscription d'un contrat d'abonnement	123
7.2 Responsabilités découlant de l'abonnement	124
7.3 Cas de refus d'un abonnement	124
7.4 Résiliation	124
7.5 Réabonnement	125
7.6 Migration entre services	125
ARTICLE 8 : TARIFICATION	125
8.1 Structure tarifaire	125
8.2 Modifications tarifaires	126
ARTICLE 9 : CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL	126
9.1 Mesure de l'électricité	126
9.2 Facturation	126
9.2.2 Facturation des systèmes solaires décentralisés	128
CHAPITRE V : OBLIGATIONS DES CLIENTS	128
ARTICLE 10 : RESPECT DES DROITS DU TITULAIRE	128
ARTICLE 11 : RESPECT DES BIENS CONCÉDÉS ET DES ÉQUIPEMENTS	130
11.1 Respect des ouvrages affectés au service public de l'électricité	130
11.2 Respect des éléments constitutifs des branchements et des compteurs	130
ARTICLE 12 : FRAUDES	130
CHAPITRE VI : OBLIGATIONS DU TITULAIRE	131
ARTICLE 13 : QUALITE DU SERVICE	131
13.1 Horaires de service	131
13.2 Qualité du courant	131
13.3 Perturbation de la fourniture	132
13.4 Rétablissement de la fourniture d'électricité	132
13.5 Information des Clients dans le cadre des interruptions de la fourniture d'énergie	133
ARTICLE 14 : RECLAMATIONS	133
ARTICLE 15 : RESPONSABILITÉS	133
CHAPITRE VII : DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES	134

ARTICLE 16 : DISPOSITIONS TRANSITOIRES	134
ARTICLE 17 : MODIFICATION ET DIFFUSION DU RÉGLEMENT DE IERVICE	134
17.1 Modification du Règlement de Service	134
17.2 Publication	134
17.3 Mise à disposition du Règlement de Service	134

CHAPITRE I : DISPOSITIONS GENERALES

ARTICLE 1 : OBJET ET CHAMP D'APPLICATION

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

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

ARTICLE 2 : DEFINITIONS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

CHAPITRE II : RACCORDEMENT

ARTICLE 3 : RACCORDEMENT AU RÉSEAU

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

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

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

3.2 Branchements

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

Les Clients sont tenus de veiller à ne pas altérer le bon fonctionnement des équipements constitutifs des Branchements et de faciliter l'accès de ces installations aux agents du Titulaire pour les besoins de contrôle, d'entretien, de renouvellement, et le cas échéant, de dépose.

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

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

3.2.1 Typologie des branchements

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

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

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

3.2.2 Surplomb des propriétés privées

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

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

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

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

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

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

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

Avant le démarrage des travaux, le Client est tenu de régler le montant des coûts restants déduction faite des frais d'études, les modalités de paiement seront déterminées d'un commun accord entre le Client et le Titulaire. En aucun cas, le Client ne peut prétendre percevoir des frais de participation en cas de raccordement de tout nouveau Client sur cette extension.

3.2.4. Délais de réalisation des branchements et des installations intérieures

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

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

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

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

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

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

3.2.5 Entretien, renouvellement et dépose :

- **Entretien et renouvellement des branchements :**

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

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

- **Dépose des branchements :**

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

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

ARTICLE 4 : INSTALLATION SYSTÈME SOLAIRE DECENTRALISE

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

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

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

Un SSD comprend obligatoirement les éléments suivants :

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

Il comprend en cas de besoin un onduleur.

4.2 Réalisation d'une installation de SSD

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

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

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

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

4.4 Typologie des SSD

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

4.5 Entretien et renouvellement des SSD

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

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

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

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

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

CHAPITRE III : COMPTEURS, ET INSTALLATIONS INTÉRIEURES

ARTICLE 5 : COMPTEURS ET GESTIONNAIRES DE CONSOMMATION

5.1 Installation, entretien, garde et responsabilité

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

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

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

Le Client est tenu de fournir les emplacements nécessaires pour l'installation. Ces emplacements devront être situés à proximité du branchement et accessible à tout moment

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

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

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

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

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

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

5.2 Vérification des compteurs – dysfonctionnement

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

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

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

ARTICLE 6 : INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES INTÉRIEURES

6.1 Obligation de réaliser les installations intérieures

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

Le Titulaire a l'obligation d'installer toute protection adéquate des biens et des personnes. Les éléments constitutifs de l'installation intérieure à préfinancer et à réaliser par le Titulaire se présentent par niveau de service forfaitaire comme suit :

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

Après l'apport personnel, le remboursement par le Client au Titulaire du solde du préfinancement des installations intérieures sera étalé sur une durée allant de 12 mois à une durée maximum de 36 mois. En cas de résiliation de l'abonnement par le client et de son fait (défaut de paiement, fraude), le solde du préfinancement des installations intérieures sera réglé en une seule traite au moment de la résiliation.

6.2 Mise en place et entretien

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

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

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

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

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

6.3 Conditions de fonctionnement des installations électriques intérieures

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

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

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

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

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

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

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

6.4 Défaillance dans les Installations Intérieures

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

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

6.5 Modification du type des installations intérieures

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

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

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

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

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

- Pour interrompre ou rétablir la fourniture de l'électricité ;

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

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

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

ARTICLE 7 : OBLIGATION DE CONSENTIR DES ABONNEMENTS

7.1 Conditions de souscription d'un contrat d'abonnement

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

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

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

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

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

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

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

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

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

a) Pour une personne physique :

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

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

b) Pour une personne morale :

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

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

c) Et éventuellement pour les deux cas :

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

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

7.2 Responsabilités découlant de l'abonnement

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

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

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

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

7.3 Cas de refus d'un abonnement

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

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

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

7.4 Résiliation

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

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

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

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

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

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

7.5 Réabonnement

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

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

7.6 Migration entre services

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

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

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

ARTICLE 8 : TARIFICATION

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

8.1 Structure tarifaire

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

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

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

8.2 Modifications tarifaires

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

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

ARTICLE 9 : CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL

9.1 Mesure de l'électricité

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

Un compteur distinct est installé à chaque point de livraison.

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

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

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

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

9.2 Facturation

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

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

9.2.1 Facturation Basse Tension Réseau

a. Clients au tarif forfaitaire :

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

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

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

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

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

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

b. Facturation au kWh

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

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

- La quantité d'énergie consommée facturée au prix du kWh de la catégorie ;
- La redevance fixe mensuelle, qui sera déflaquée de la recharge d'unité en premier chef ;
- Les droits et taxes imposés par la législation en vigueur.

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

- Le remboursement mensuel du préfinancement des installations intérieures, éventuellement

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

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

c. Dépassement de la puissance souscrite

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

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

9.2.2 Facturation des systèmes solaires décentralisés

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

Facturation

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

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

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

CHAPITRE V : OBLIGATIONS DES CLIENTS

ARTICLE 10 : RESPECT DES DROITS DU TITULAIRE

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

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

A ce titre, le Client est tenu :

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

autres Clients et à ne pas mettre en danger la sécurité des représentants du Titulaire et des tiers.

10.2 Prérogatives des agents du Titulaire

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

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

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

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

10.3 Prérogatives du Titulaire au titre des propriétés publiques ou privées

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

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

En outre, le surplomb de la propriété d'un tiers est effectué dans les conditions de l'Article 3.2.2 du présent Règlement. Lors de la construction du réseau ou de son extension, il est de la responsabilité de chaque Abonné de s'assurer du consentement de tous tiers dont la

propriété serait amenée à être traversée par tout élément du réseau ou de son extension, et d'obtenir tout droit ou servitude de passage associée

ARTICLE 11 : RESPECT DES BIENS CONCÉDÉS ET DES ÉQUIPEMENTS

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

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

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

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

11.2 Respect des éléments constitutifs des branchements et des compteurs

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

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

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

ARTICLE 12 : FRAUDES

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

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

- a) Suspendre la fourniture d'énergie et en informer le Client ou son représentant ;
- b) Adresser au Client en fraude, une facture correspondant à la quantité d'énergie soustraite sur la période de la fraude. La formule appliquée pour la facturation de la fraude est donnée en annexe 8 ;
- c) Ajuster le niveau de service souscrit par le Client ;
- d) Facturer au Client en fraude, les frais de remise en conformité de l'installation et les frais de coupure et de rétablissement.
- e) Résilier le contrat du client d'office

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

CHAPITRE VI : OBLIGATIONS DU TITULAIRE

ARTICLE 13 : QUALITE DU SERVICE

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

13.1 Horaires de service

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

La durée d'utilisation maximale, pour les Clients réseau des services 1, 2 et 3 factures au forfait, est de huit (08) heures par jour. Elle est de six (06) heures pour les clients solaires. Ces conditions minimales de fournitures peuvent être ajustées par le Titulaire dans le cadre de sa politique commerciale.

13.2 Qualité du courant

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

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

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

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

- Le Titulaire doit expliquer le problème à l'abonné et les mesures prises ou à prendre pour le résoudre dans un délai de dix (10) jours ouvrables à compter du 1er contact ;

- S'il ne peut expliquer le problème sans une visite, il doit rendre visite à l'abonné dans un délai de quinze (15) jours ouvrables à compter du 1er contact.

13.3 Perturbation de la fourniture

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

- Interruptions nécessaires pour procéder à l'entretien des ouvrages et équipements. Ces interruptions programmées sont portées, au moins soixante-douze (72) heures à l'avance, à la connaissance de l'ABERME, de la Commune et des Clients ;
- Interruptions et défauts de qualité survenant sans faute imputable au Titulaire pour des raisons indépendantes de sa volonté notamment tels que : la force majeure telle que définie par la loi, le fait de tiers (dommages aux équipements du Titulaire), des phénomènes atmosphériques exceptionnels (foudre, pluies diluviennes...).

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

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

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

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

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

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

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

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

13.4 Rétablissement de la fourniture d'électricité

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

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

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

Dans les conditions ci-après :

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

ARTICLE 14 : RECLAMATIONS

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

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

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

Si le Client n'obtient pas un retour du Titulaire dans un délai de soixante (60) jours suivant sa réclamation , il peut saisir l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE), conformément aux procédures en vigueur.

ARTICLE 15 : RESPONSABILITÉS

Tout abonnement ou entente conclus en vertu du présent Règlement, toute installation effectuée par le Titulaire , tout raccordement du réseau à l'installation électrique du Client, toute autorisation donnée par le Titulaire , toute inspection ou vérification effectuée par le Titulaire ne constituent et ne doivent être interprétés comme constituant une évaluation ou une garantie par le Titulaire :

- De la valeur fonctionnelle.
- De la sécurité des installations du Client ;
- De leur conformité 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 et sa publication.

En cas de contradiction entre les dispositions des contrats d'abonnement existants et le présent Règlement, les dispositions du Règlement de Service prévalent.

ARTICLE 17 : MODIFICATION ET DIFFUSION DU RÉGLEMENT DE SERVICE

17.1 Modification du Règlement de Service

Le Règlement de Service ne peut être modifié qu'après avis de l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

En cas de modification du titre d'exploitation affectant ses relations avec le Client, le Titulaire pourra proposer à l'ARE un amendement au Règlement du service pour prendre en compte les modifications pertinentes.

17.2 Publication

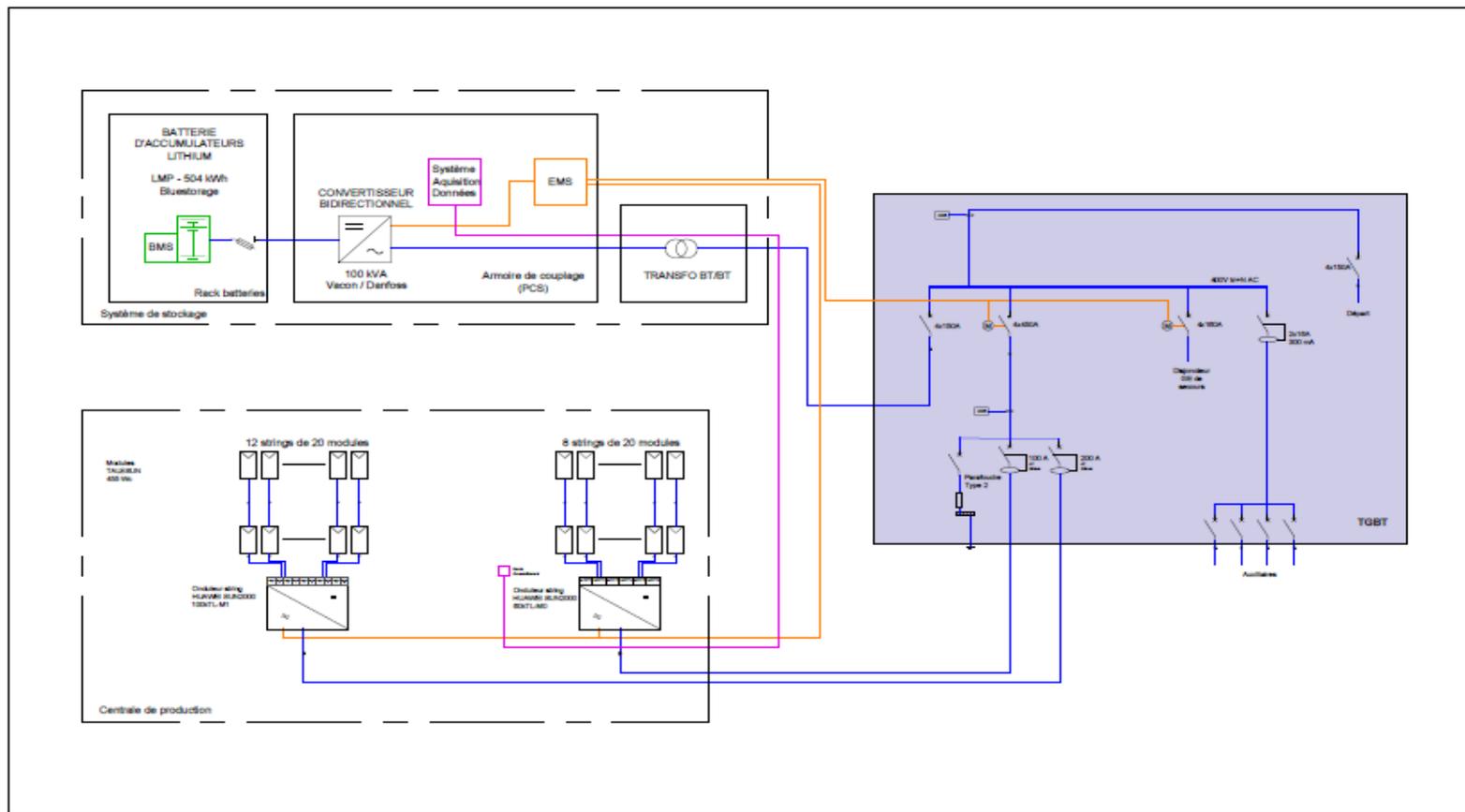
Le Règlement sera publié par tout moyen approprié, notamment le Bulletin Officiel et le site internet de l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

17.3 Mise à disposition du Règlement de Service

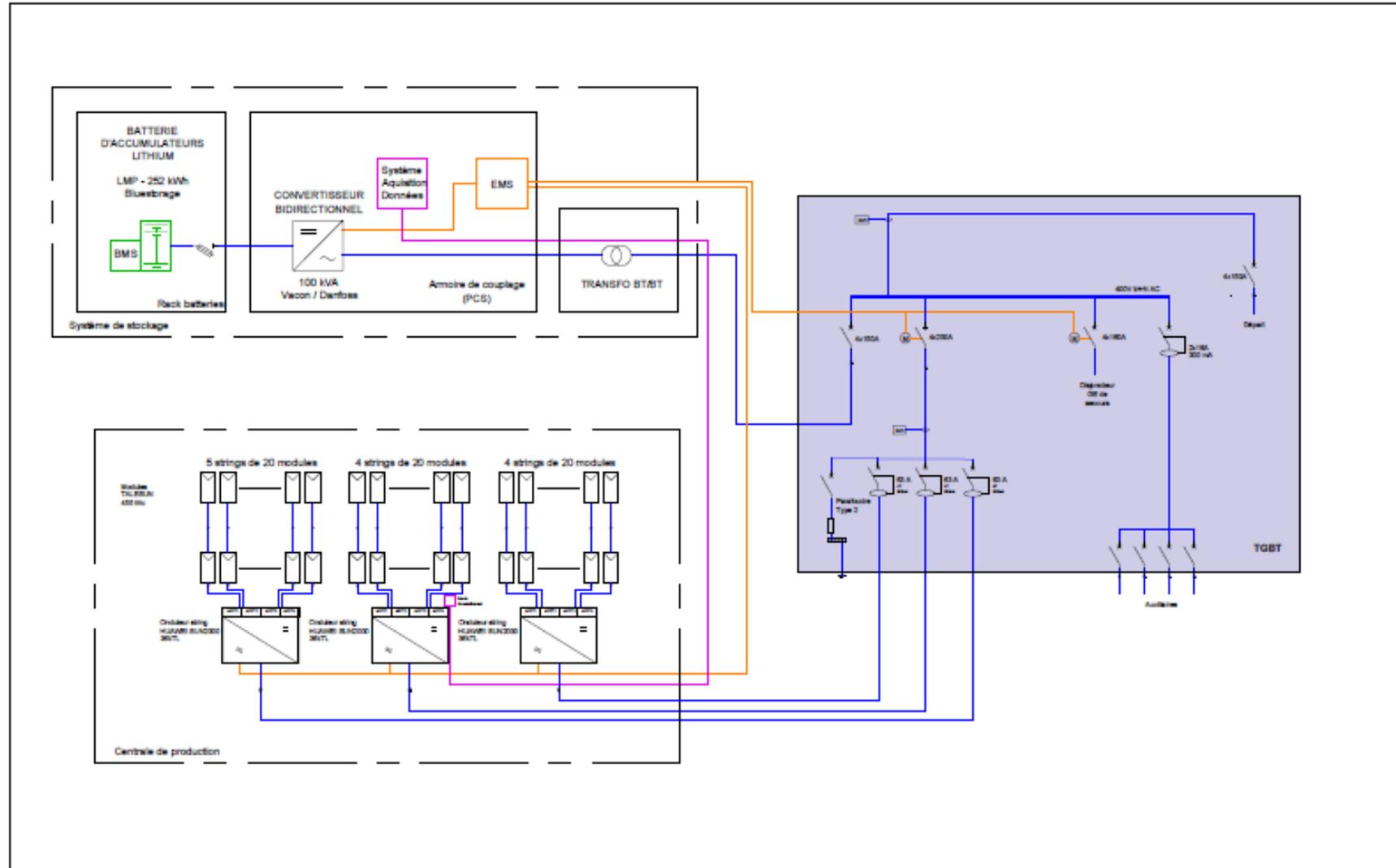
Le Titulaire est tenu de mettre une copie du Règlement de Service à la disposition du public dans ses points commerciaux.

Le Titulaire fera parvenir une copie du présent Règlement du Service dans un délai d'un mois à toute personne qui en fait la demande pour autant que celle-ci ait auparavant réglé les frais de reproduction et d'expédition de ladite copie.

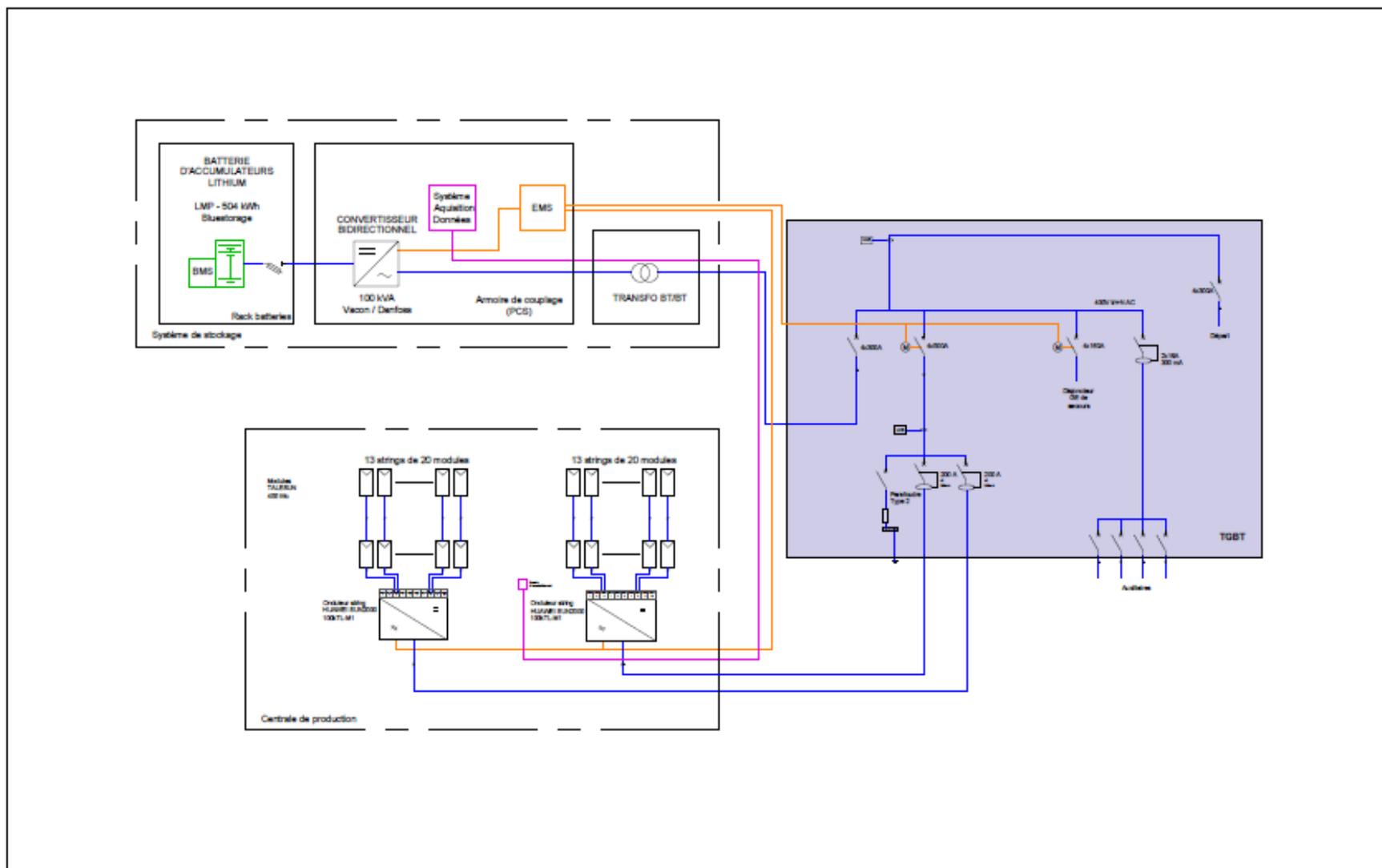
ANNEXE 3 : SCHEMAS UNIFILAIRES DES CENTRALES DE PRODUCTION PAR LOCALITE



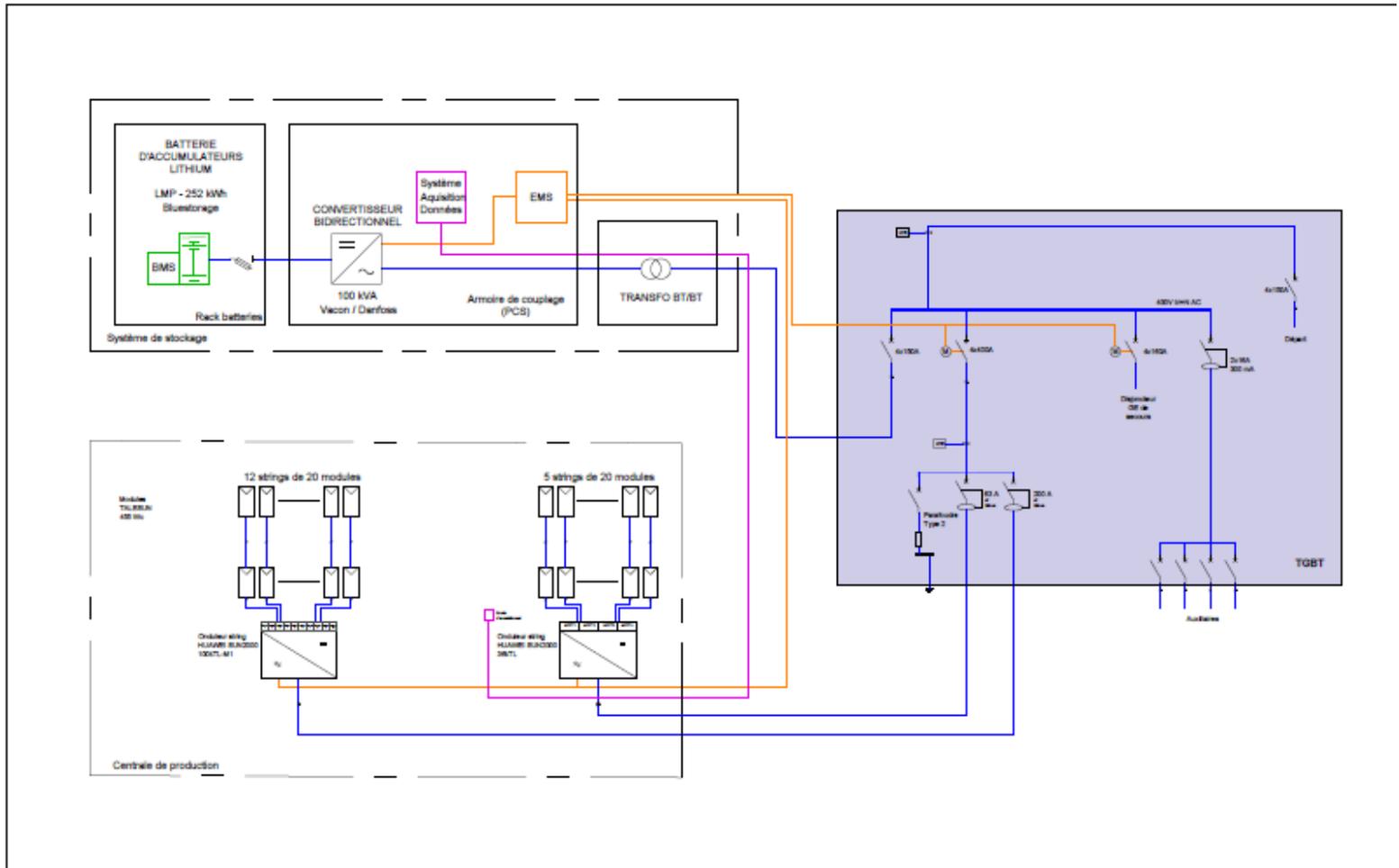
	TITRE	SCHEMA UNIFILAIRE	AFFAIRE	Boderou - BENIN	DATE	INDEXE	MODIFICATIONS	DESIGNE	DEFINIE
		Mini-grid MCA-OCEF		GENERALE DU SOLAIRE	23/10/2019	A	Creation de document	MO	AR
				69 rue de Richelieu 75002 Paris	24/05/2021	B	Modification	OSB	SPD



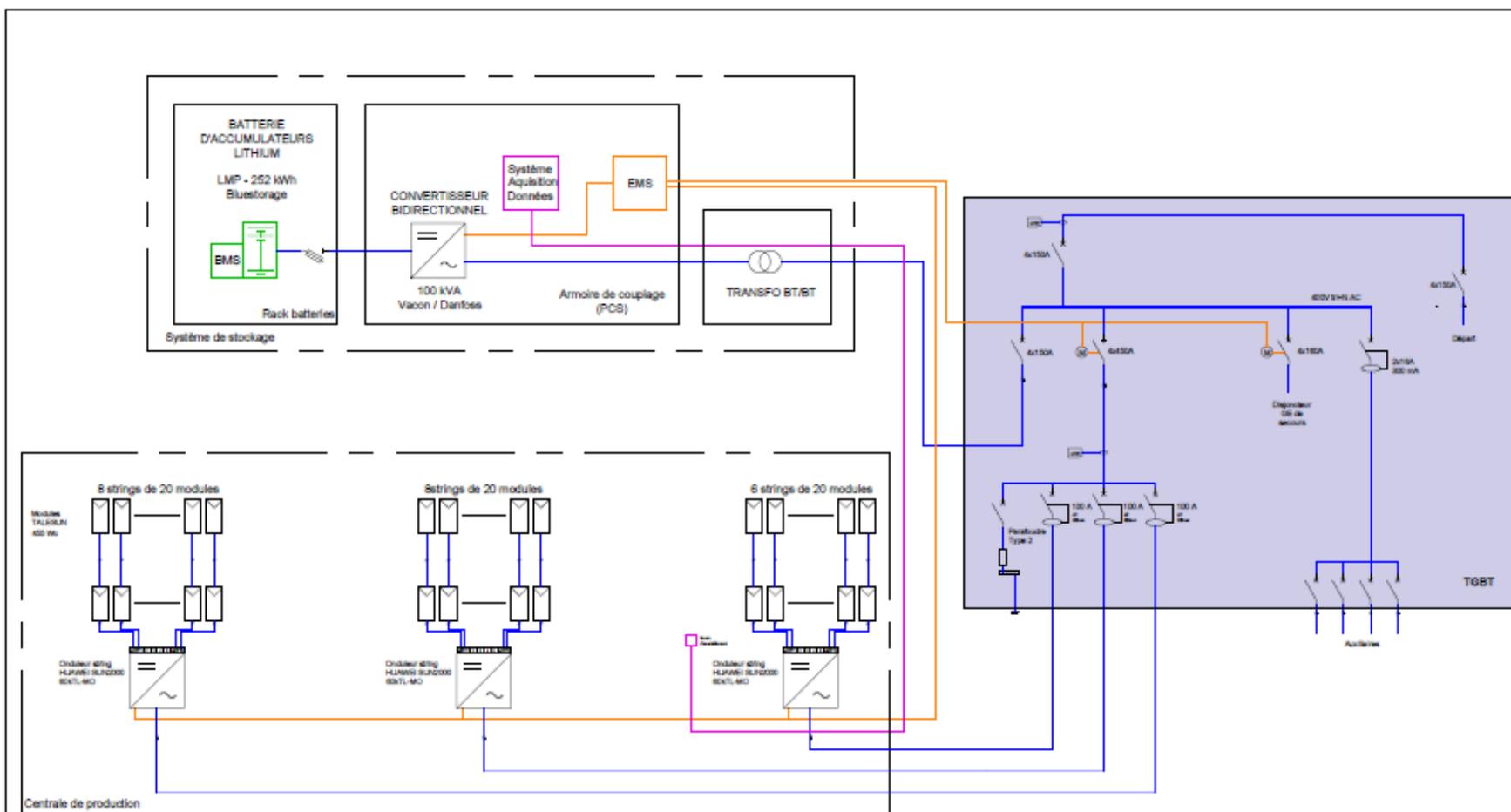
	TITRE	SCHEMA UNIFILAIRE	PROJET	Fouay - BENIN	DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESSINÉ	VERIFIÉ
	Mini-grid MCA-OCEF			GENERALE DU SOLAIRE 69 rue de Richelieu 75002 Paris	02/10/2019	A	Création de document	MO	AP
					08/03/2021	B	Modification	CM	BP



	TITRE	SCHEMA UNIFILAIRE	PROJET	Gbessakpérou - BENIN	DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESSEIN	VERIFIE
	Mini-grid MCA-OCEF		GENÉRALE DU SOLAIRE	69 rue de Richelieu 75002 Paris	25/10/2019	A	Création du document	MO	AR
					14/03/2021	B	Modification	CME	BPC

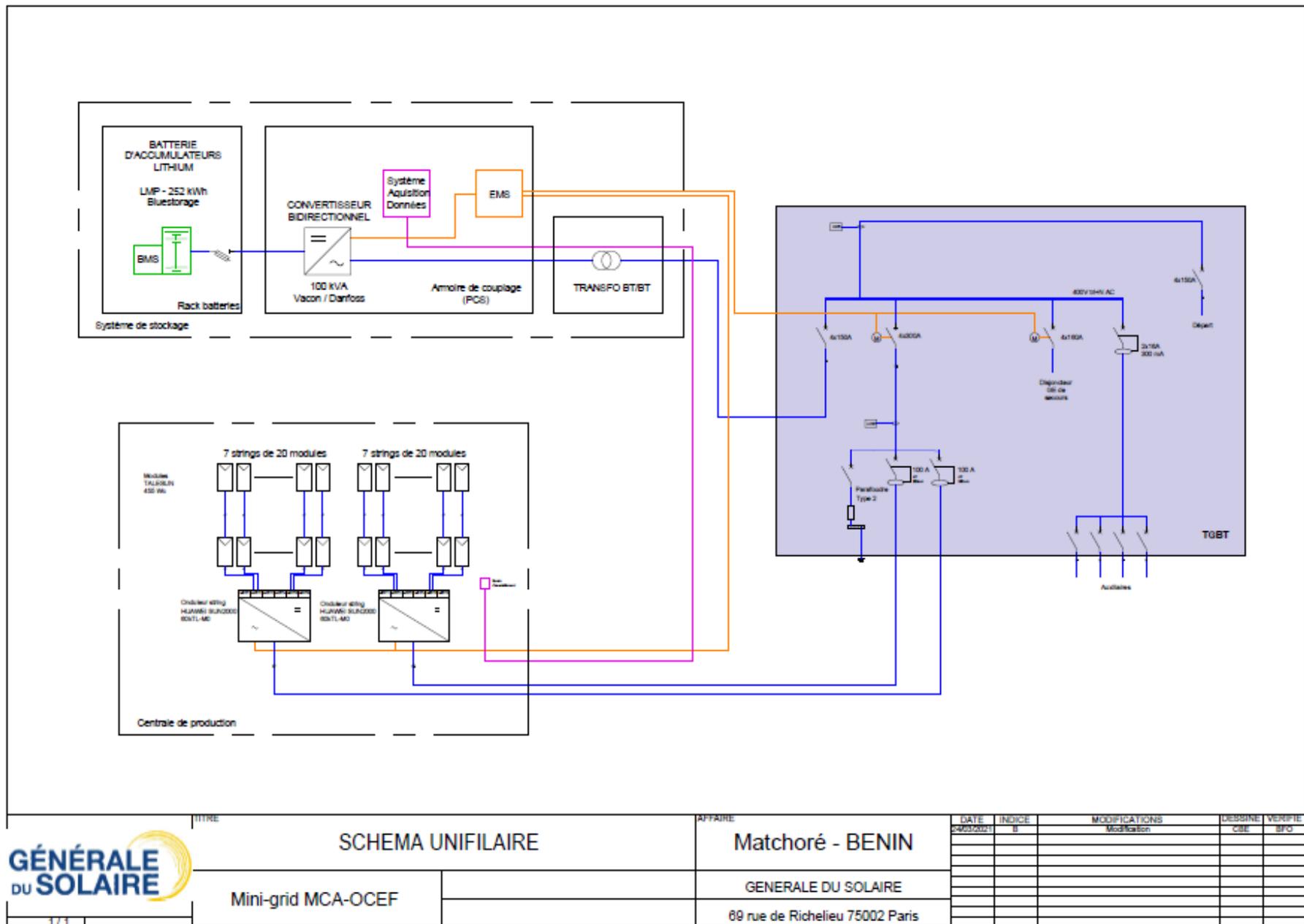


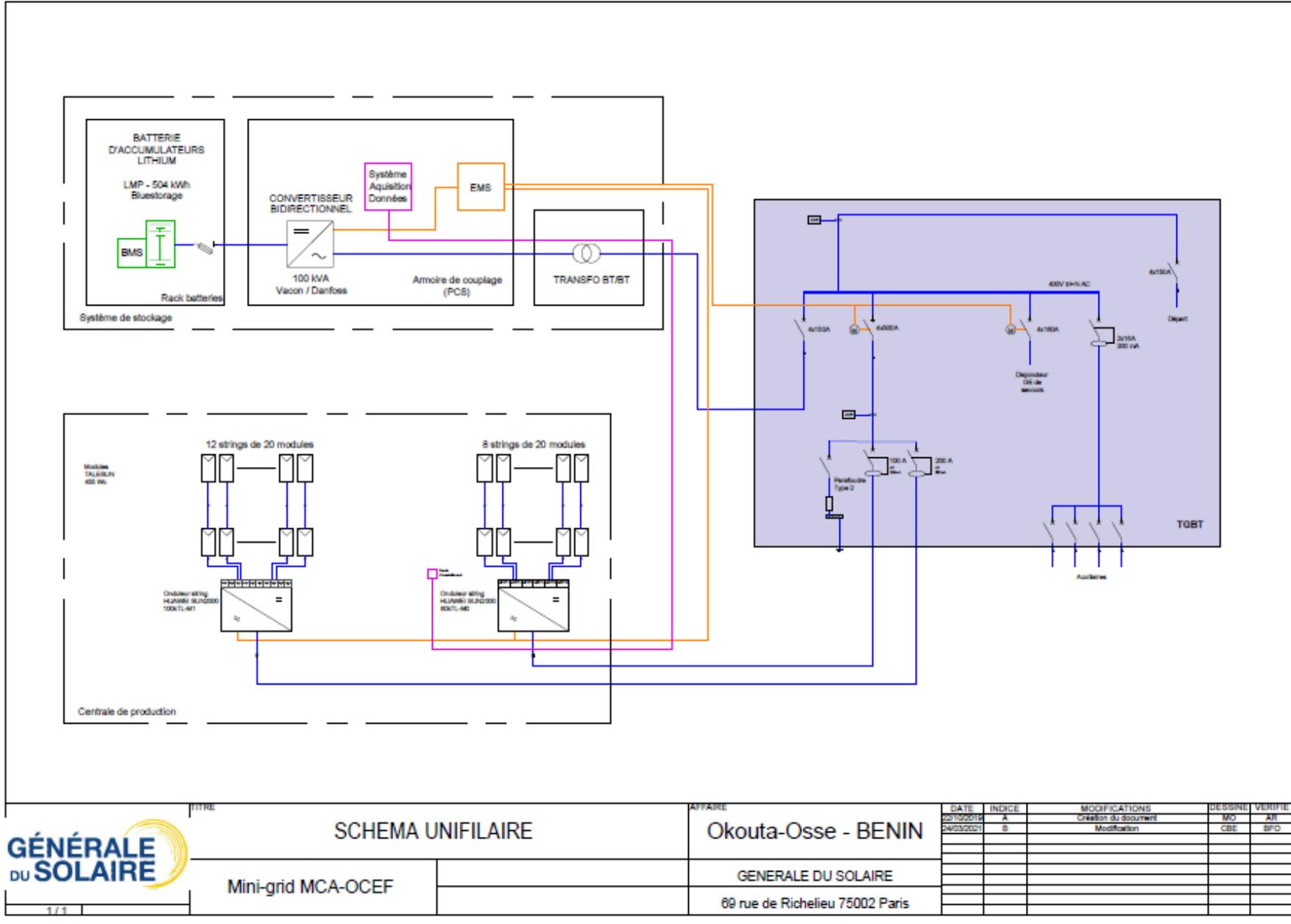
	TITRE	SCHEMA UNIFILAIRE	AFFAIRE	Gbarana - BENIN	DATE	INDEXE	MODIFICATIONS	DESINE	VERIFI
					07/03/2024	4	Creation de document	MS	AK
					08/03/2024	5	Modification	CE	BP



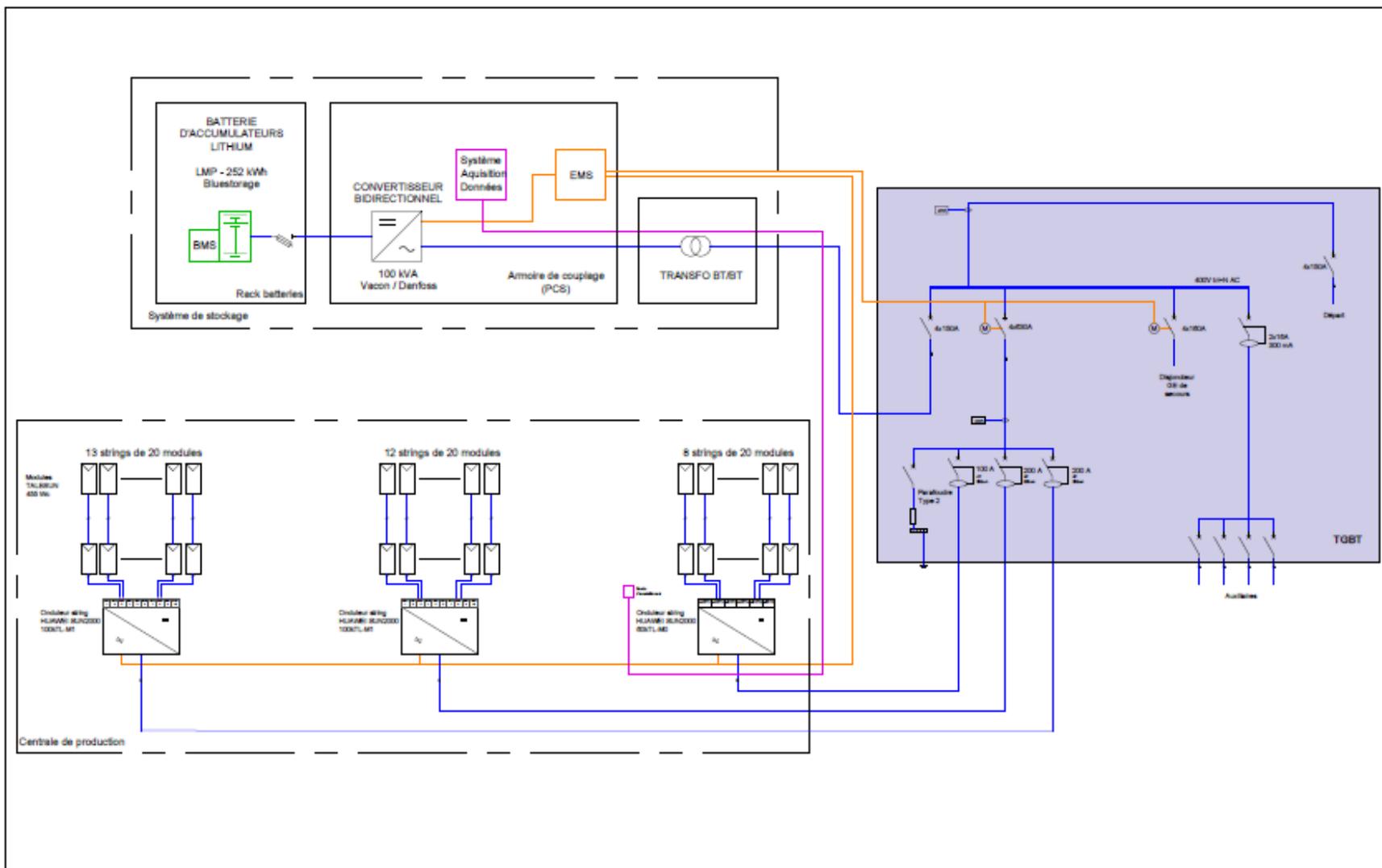
TITRE		AFFAIRE		DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESINE	VERIFIE
SCHEMA UNIFILAIRE		Route - BENIN		09/05/2014	A	Creation du document	MO	AR
				24/03/2021	B	Modification	CBE	BFD
Mini-grid MCA-OCEF		GENERALE DU SOLAIRE						
				69 rue de Richelieu 75002 Paris				



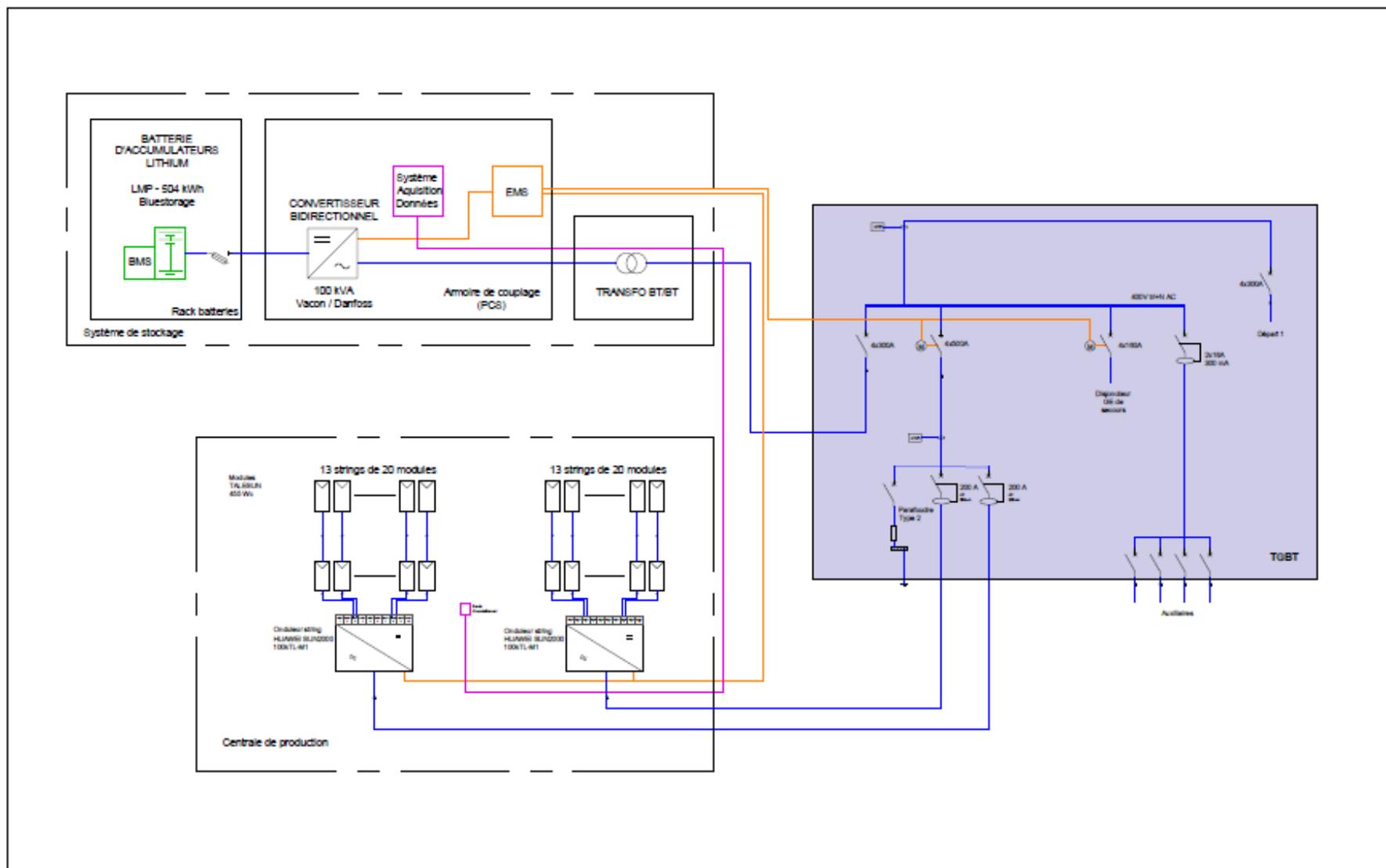




	TITRE	SCHEMA UNIFILAIRE	AFFAIRE	Okouta-Osse - BENIN	DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESSEINE	VERIFIE
	Mini-grid MCA-OCEF		GENÉRALE DU SOLAIRE	69 rue de Richelieu 75002 Paris	20/10/2019	A	Création du document	MO	AM
1 / 1					24/03/2021	B	Modification	CBE	SFO



	TITRE	SCHEMA UNIFILAIRE	AFFAIRE	Yakrigorou - BENIN		DATE	INDEX	MODIFICATIONS	DESIGNE	VERIFIE
	Mini-grid MCA-OCEF		GENERALE DU SOLAIRE	69 rue de Richelieu 75002 Paris	05/10/2018	A	Creation du document	MD	AC	
						06/03/2018	B	Modification	CSB	BFC



	TITRE	SCHEMA UNIFILAIRE	AFFAIRE	Idadjo - BENIN	DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESSEINE	VERIFIE
	Mini-grid MCA-OCEF		GENERALE DU SOLAIRE		23/10/2019	A	Création du document	MO	AT
			69 rue de Richelieu 75002 Paris		04/03/2021	B	Modification	CSE	SFO

ANNEXE 4 : PLANS DE CONCEPTION DES SUPPORTS PANNEAUX



ADIWATT is a company created in order to become a world leader in the manufacture and distribution of photovoltaic structures.

The goal of ADIWATT is to increase current market share and get closer to all their clients to make it much easier to fulfill their needs.

ADIWATT staff is technical and sales specialized in the PV market, with long experience in manufacturing, desing and marketing. From here, we welcome you to our group and hope to keep us in mind to your future projects.

As added value, ADIWATT has his own assembly staff, which throughout its extensive experience has developed the knowledge to install structures in any place and any condition.



2VBP

INNOVATIVE AND DISTINGUISHING CHARACTERISTICS:

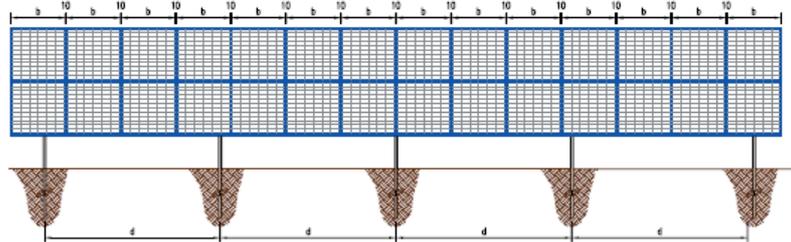
- Flexible placement of photovoltaic modules
- Easy and quick assembling
- Options of foundation: Piling, drilling and concrete blocks.
- Own engineering department: Structures designed according to customer requirements.
- Weight reduction: Tailored dimensions of profiles
- Complete structure and all bulk materials needed delivered.

TECHNICAL CHARACTERISTICS:

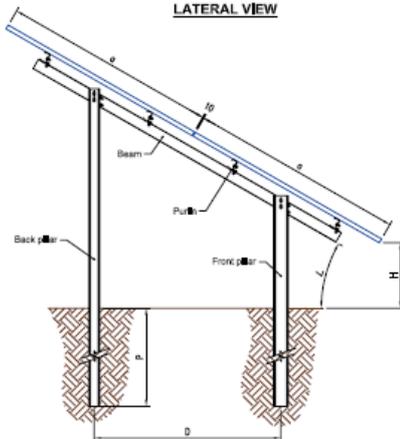
- The quality of steel for the piles is S275JR or S355JR with a subsequent treatment of hot dip galvanized according to the norm UNE EN ISO 1461, which gives 25 years of warranty for C3 environment. It also gives us the possibility of increasing the galvanizing thicknesses to reach a 25 year guarantee for a C5 environment.
- The quality of steel for the aerial part is S280GD, S320GD or S350GD with a coating of Zn/Al10, which give it a warranty of 25 years even in C5 environment.
- The structures are adapted to the different dimensions and fixing characteristics of the panels in the market.
- Connections between all elements are boltes, not welded existing before or after the finishing process.
- Screws for the structure in ZINC/NIQUEL and the panel in INOX (antiboil optional).

ADIWATT.COM

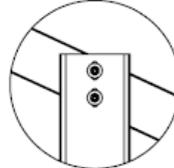
FRONT VIEW



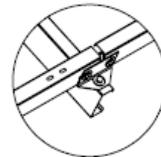
LATERAL VIEW



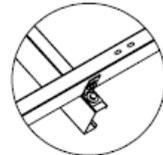
JOINT: PILLAR-BEAM



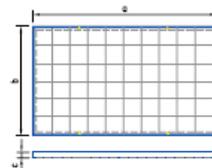
DOUBLE JOINT: PURLIN-BEAM-PURLIN



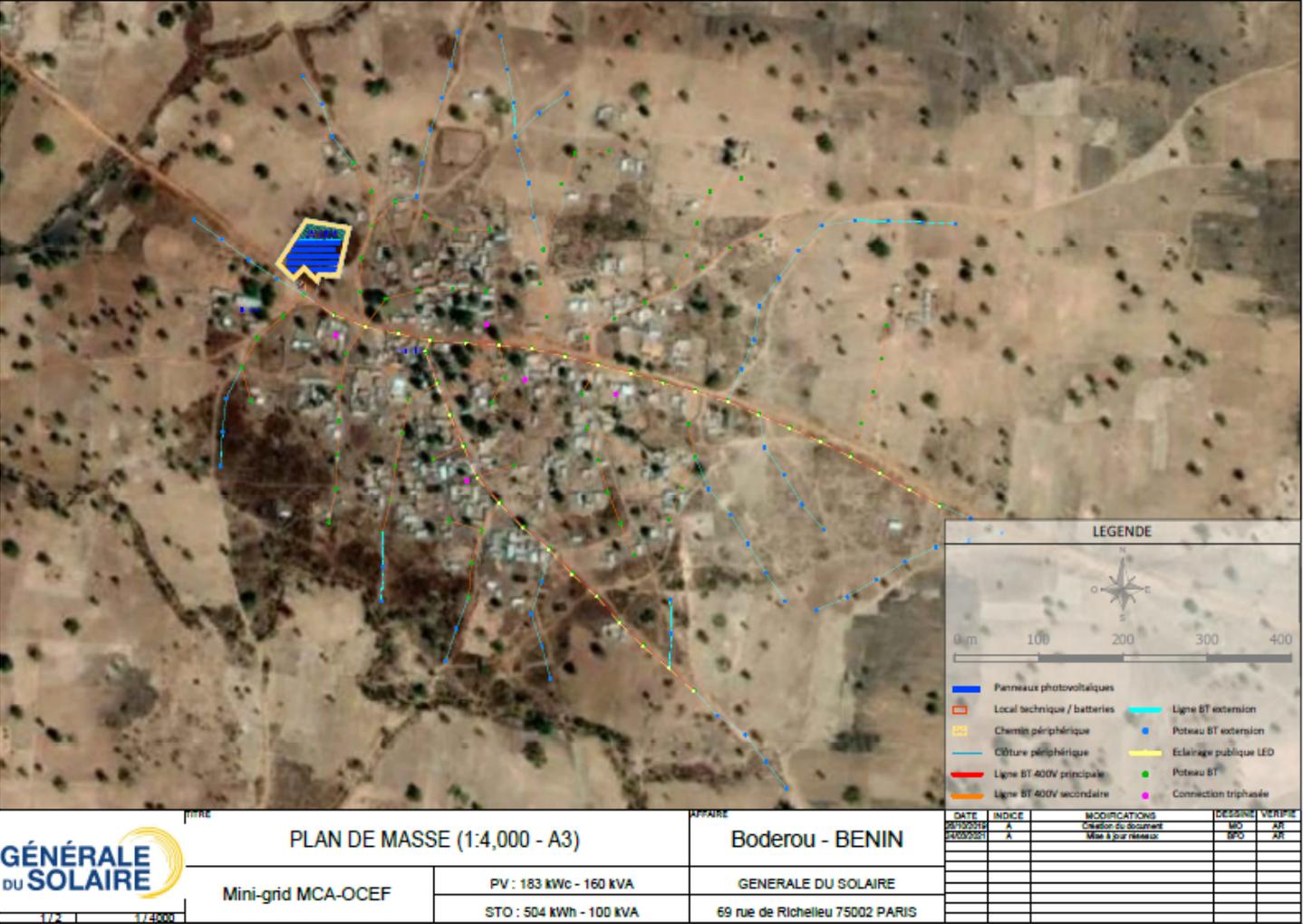
SIMPLE JOINT: PURLIN-BEAM



SOLAR PANEL



ANNEXE 5 : TRACES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION



PLAN DE MASSE (1:4,000 - A3)

Boderou - BENIN

Mini-grid MCA-OCEF

PV : 183 kWc - 160 kVA

GENERALE DU SOLAIRE

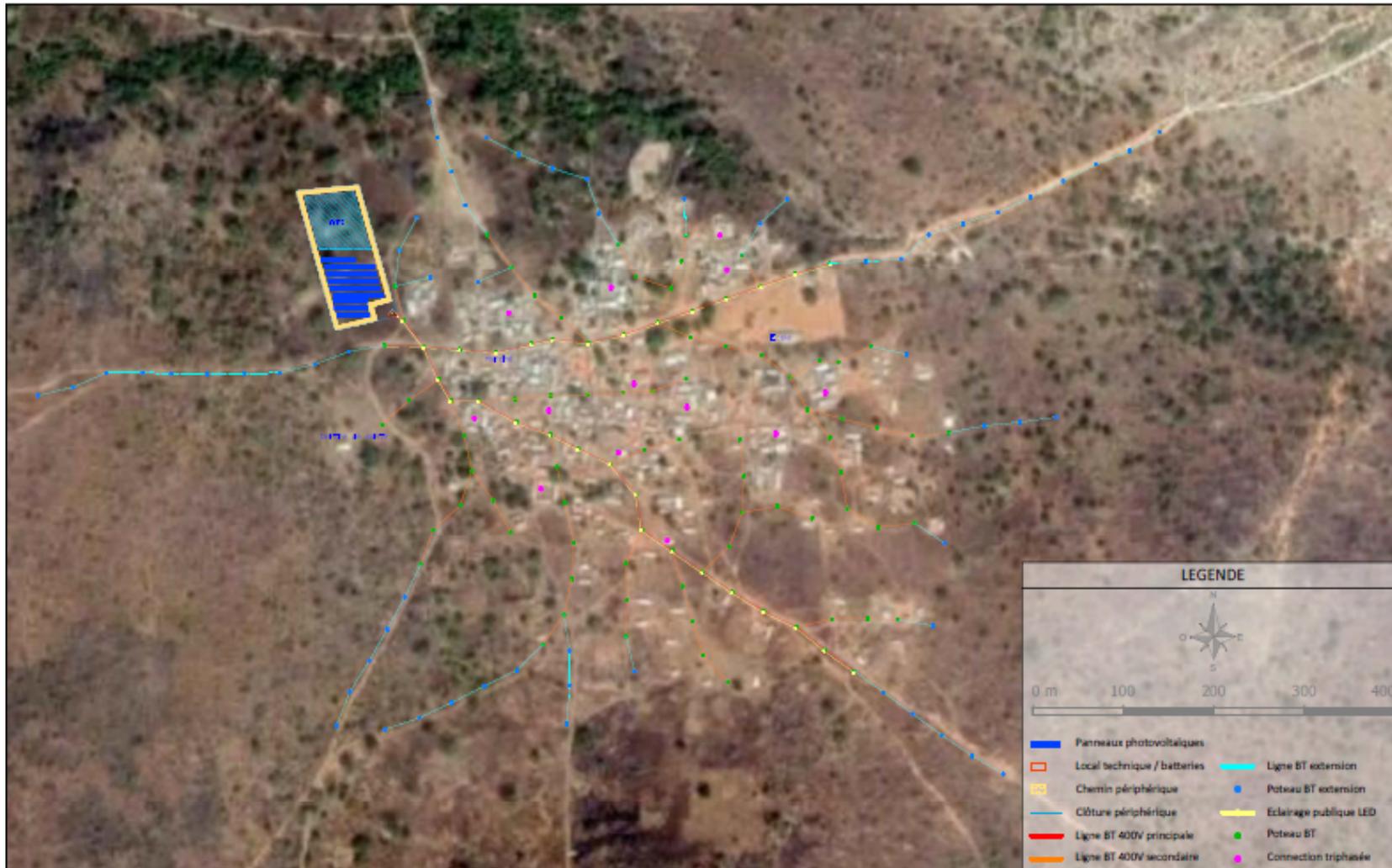
STO : 504 kWh - 100 kVA

69 rue de Richelieu 75002 PARIS



	PLAN DE MASSE (1:4,000 - A3)		Fouay - BENIN	
	Mini-grid MCA-OCEF	PV : 120 kWc - 108 KVA STO : 252 kWh - 100 KVA	GENERALE DU SOLAIRE	69 rue de Richelleu 75002 PARIS

DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESIGNE	VERIFIE
26/10/2019	A	Création de documents	MO	AS
14/05/2021	A	Mise à jour réseaux	BPO	AS



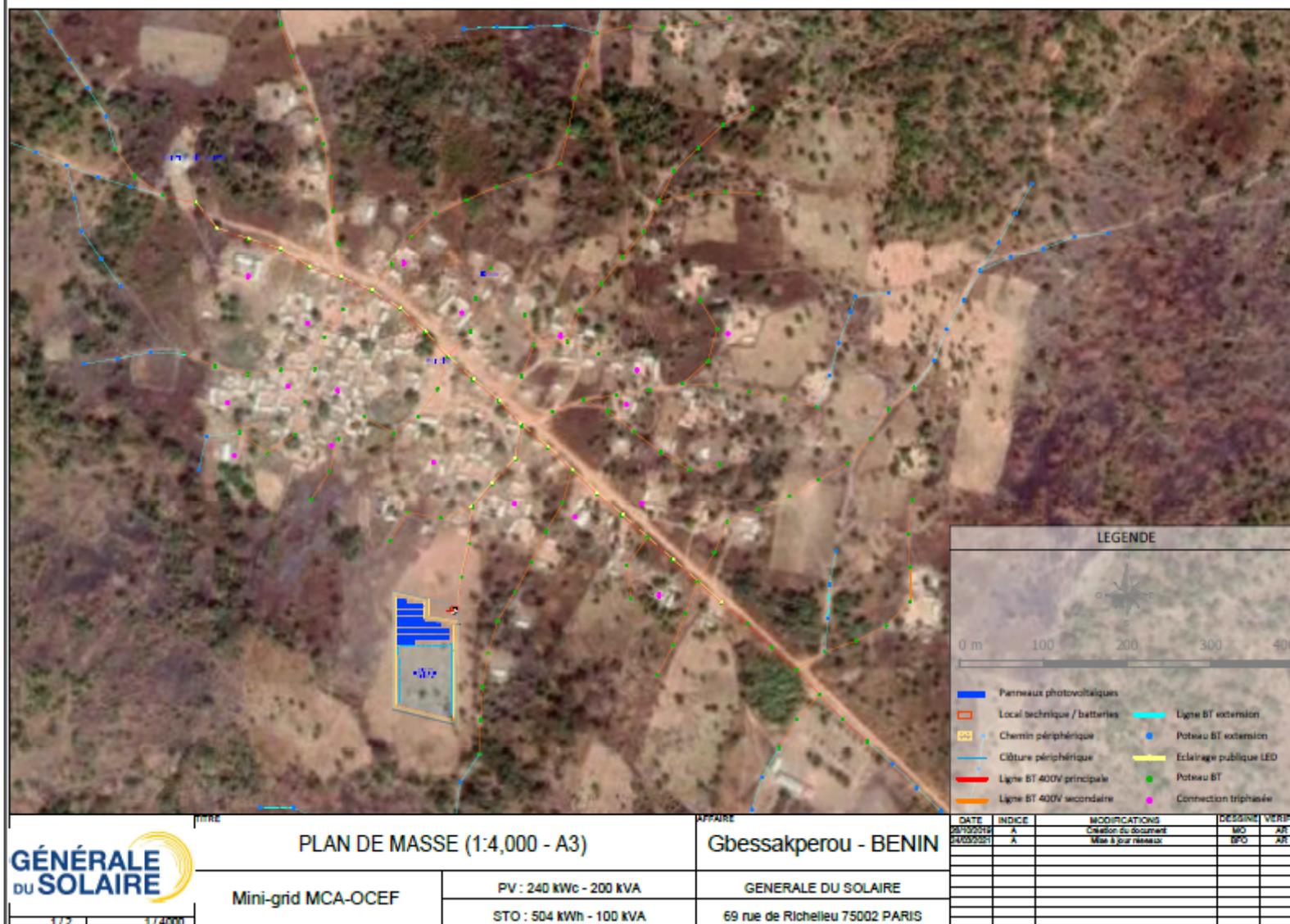
LEGENDE

N
O — E
S

0 m 100 200 300 400

■ Panneaux photovoltaïques	■ Ligne BT extension
 Local technique / batteries	● Poteau BT extension
 Chemin périphérique	■ Eclairage publique LED
— Clôture périphérique	● Poteau BT
— Ligne BT 400V principale	● Connection triphasée
— Ligne BT 400V secondaire	

	TITRE PLAN DE MASSE (1:4,000 - A3)	AFFAIRE Gbarana - BENIN					
	Mini-grid MCA-OCEF	PV : 150 kWc - 136 kVA STO : 252 kWh - 100 kVA	GENERALE DU SOLAIRE 69 rue de Richelieu 75002 PARIS	DATE	INDICE	MODIFICATIONS	
1/2	1/4000		05/10/2019	A	Creation du document	MO SPO	ART
			05/02/2021	A	Mise à jour réseau	SPO	ART



**GÉNÉRALE
DU SOLAIRE**

PLAN DE MASSE (1:4,000 - A3)

Mini-grid MCA-OCEF

PV : 240 kWc - 200 kVA

STO : 504 kWh - 100 kVA

Gbessakperou - BENIN

GENERALE DU SOLAIRE

69 rue de Richelieu 75002 PARIS

DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESSINÉ	VERIFIÉ
26/02/2018	A	Création du document	MO	AR
14/05/2018	A	Mise à jour réseau	BPO	AR

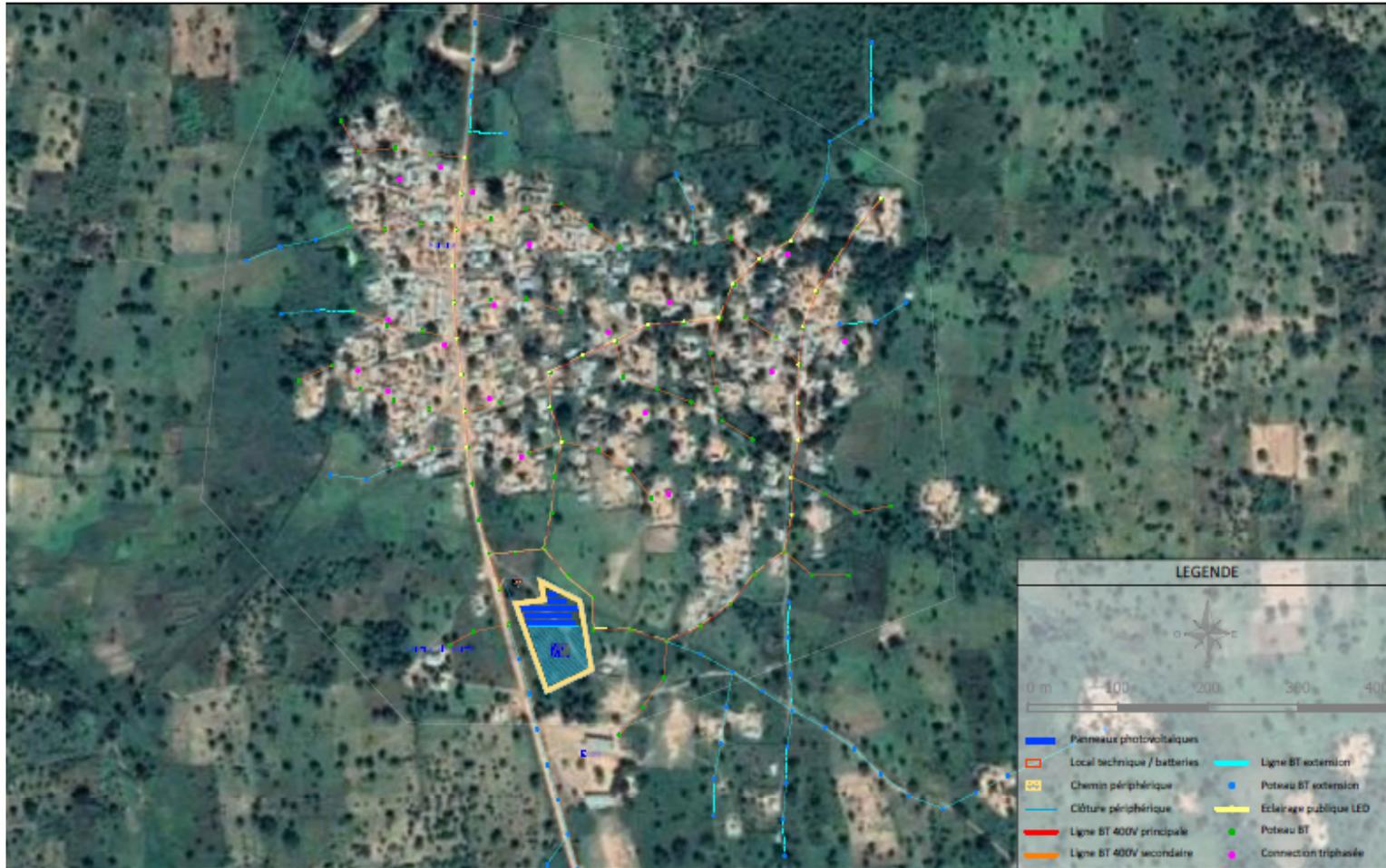


LEGENDE

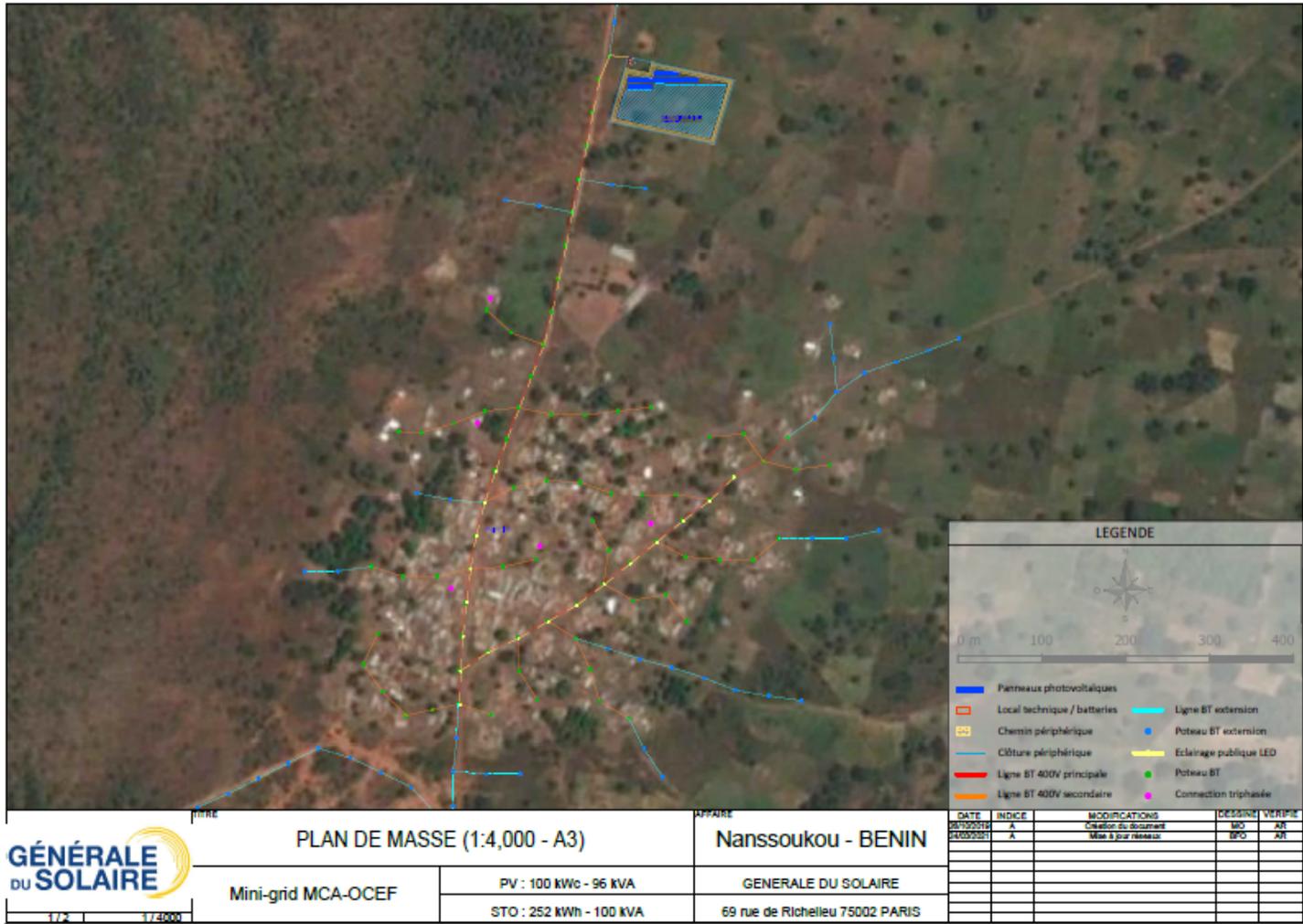
0 m 100 200 300 400

	Panneaux photovoltaïques		Ligne BT extension
	Local technique / batteries		Poteau BT extension
	Chemin périphérique		Eclairage public LED
	Côture périphérique		Poteau BT
	Ligne BT 400V principale		Connection triphasée
	Ligne BT 400V secondaire		

	PLAN DE MASSE (1:4,000 - A3)	Lete - BENIN				
	Mini-grid MCA-OCEF	PV : 150 kWc - 136 kVA	GÉNÉRALE DU SOLAIRE			
	STO : 252 kWh - 100 kVA	69 rue de Richelieu 75002 PARIS				

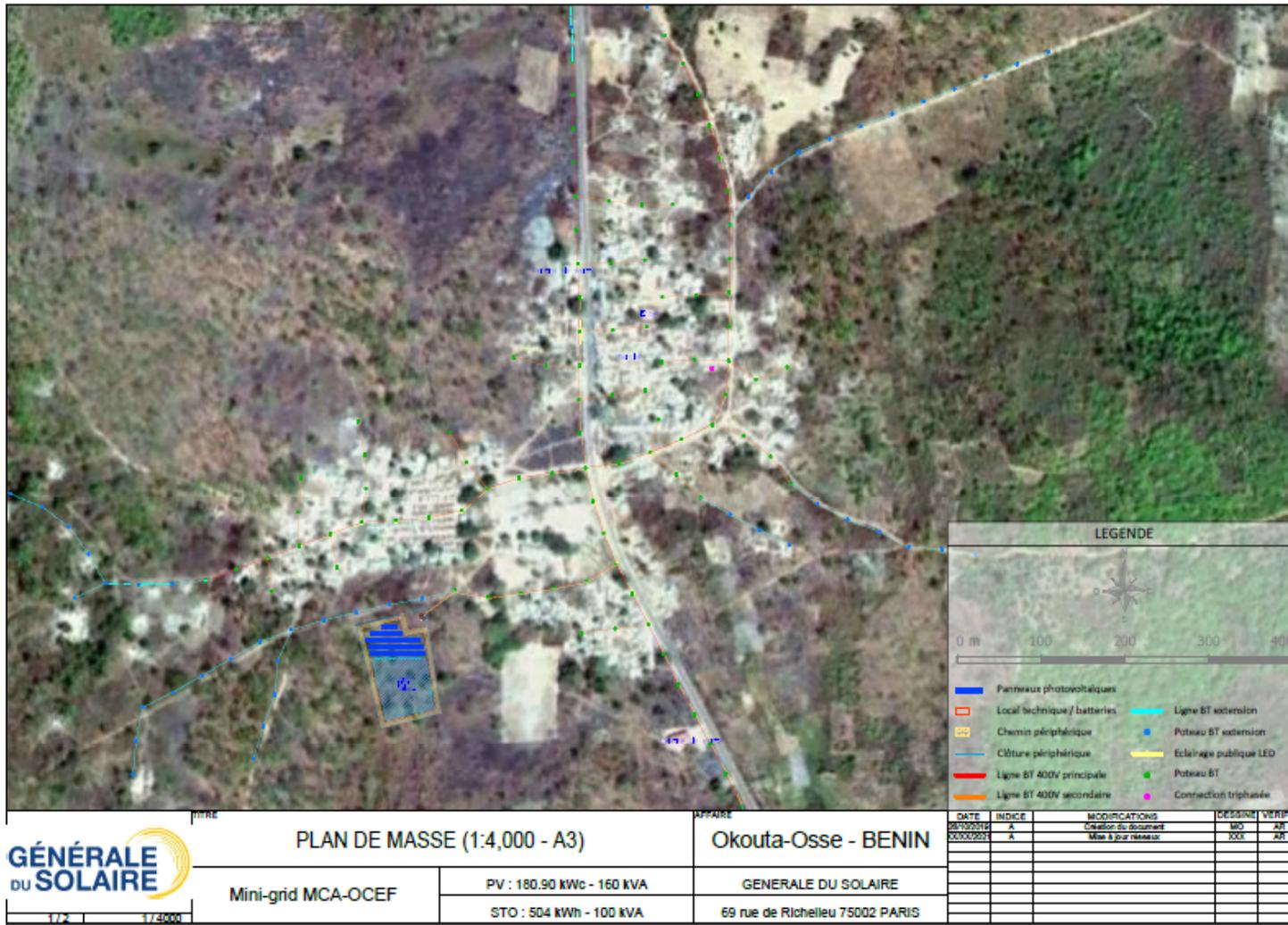


TITRE		AFFAIRE		DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESSINÉ	VERIFIÉ
GÉNÉRALE DU SOLAIRE Mini-grid MCA-OCEF		PLAN DE MASSE (1:4,000 - A3) Matchore - BENIN		05/05/2014	A	Création du document	MD	AB
				03/05/2021	A	Mise à jour réseau	DFD	DFD
PV : 130 kWc - 120 KVA STO : 252 kWh - 100 KVA		GÉNÉRALE DU SOLAIRE 69 rue de Richelieu 75002 PARIS						

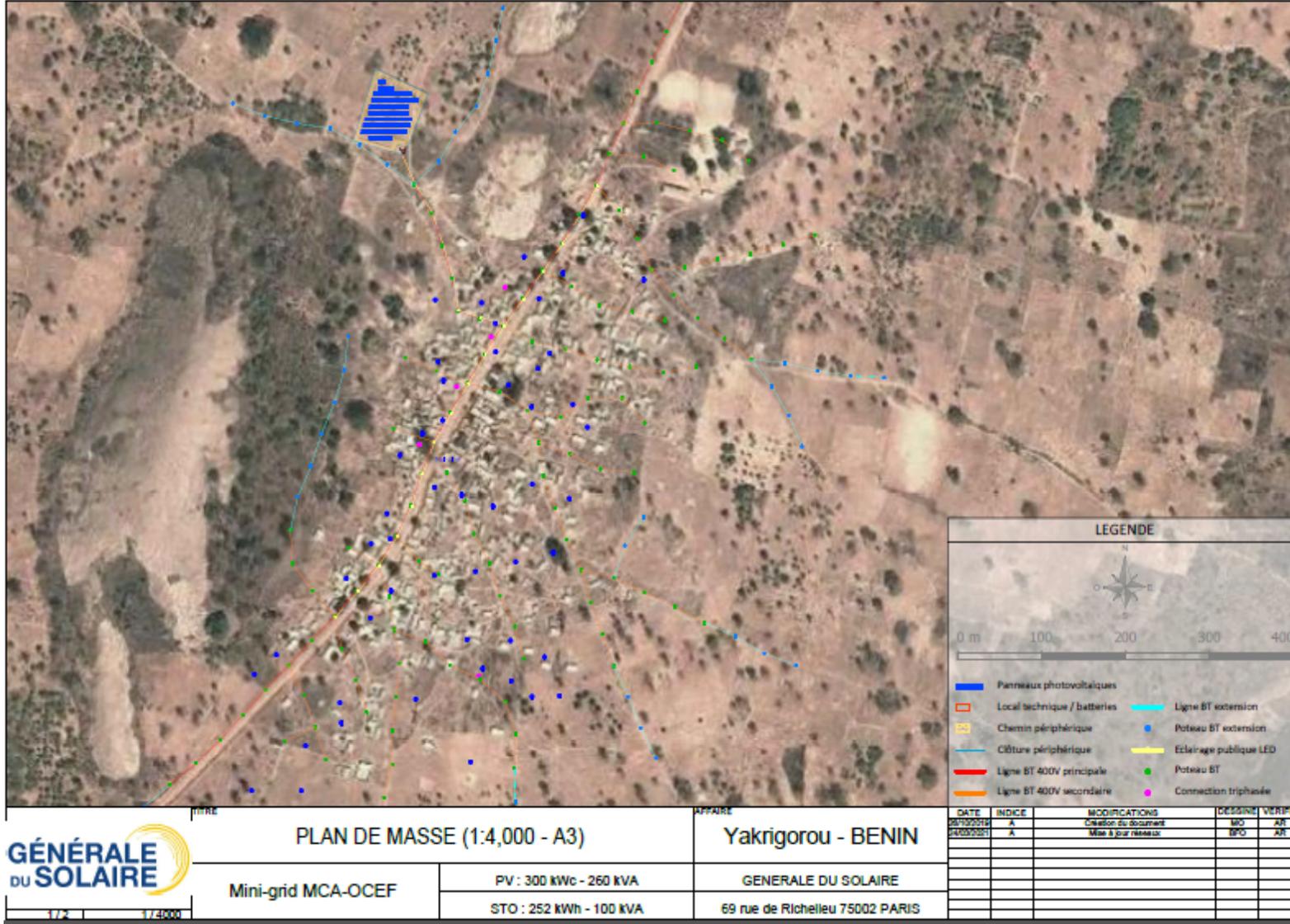


	PLAN DE MASSE (1:4,000 - A3)		Nanssoukou - BENIN	
	Mini-grid MCA-OCEF	PV : 100 kWc - 96 KVA STO : 252 kWh - 100 KVA	GENERALE DU SOLAIRE 69 rue de Richelieu 75002 PARIS	

DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESIGN	VERIF
05/09/2014	A	Creation du document	MS	AS
04/05/2017	A	Mise à jour réseau	BPO	AS



TITRE		AFFAIRE		DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESIGN	VERIFIE
GÉNERALE DU SOLAIRE Mini-grid MCA-OCEF		PLAN DE MASSE (1:4,000 - A3) Okouta-Osse - BENIN		26/02/2018	A	Création du document	MO	AR
				20/02/2021	A	Mise à jour réseau	XXL	AR
1/2		1/4000						
PV : 180.90 kWc - 160 KVA		GENÉRALE DU SOLAIRE						
STO : 504 kWh - 100 KVA		69 rue de Richelieu 75002 PARIS						



PLAN DE MASSE (1:4,000 - A3)

Yakrigorou - BENIN

Mini-grid MCA-OCEF

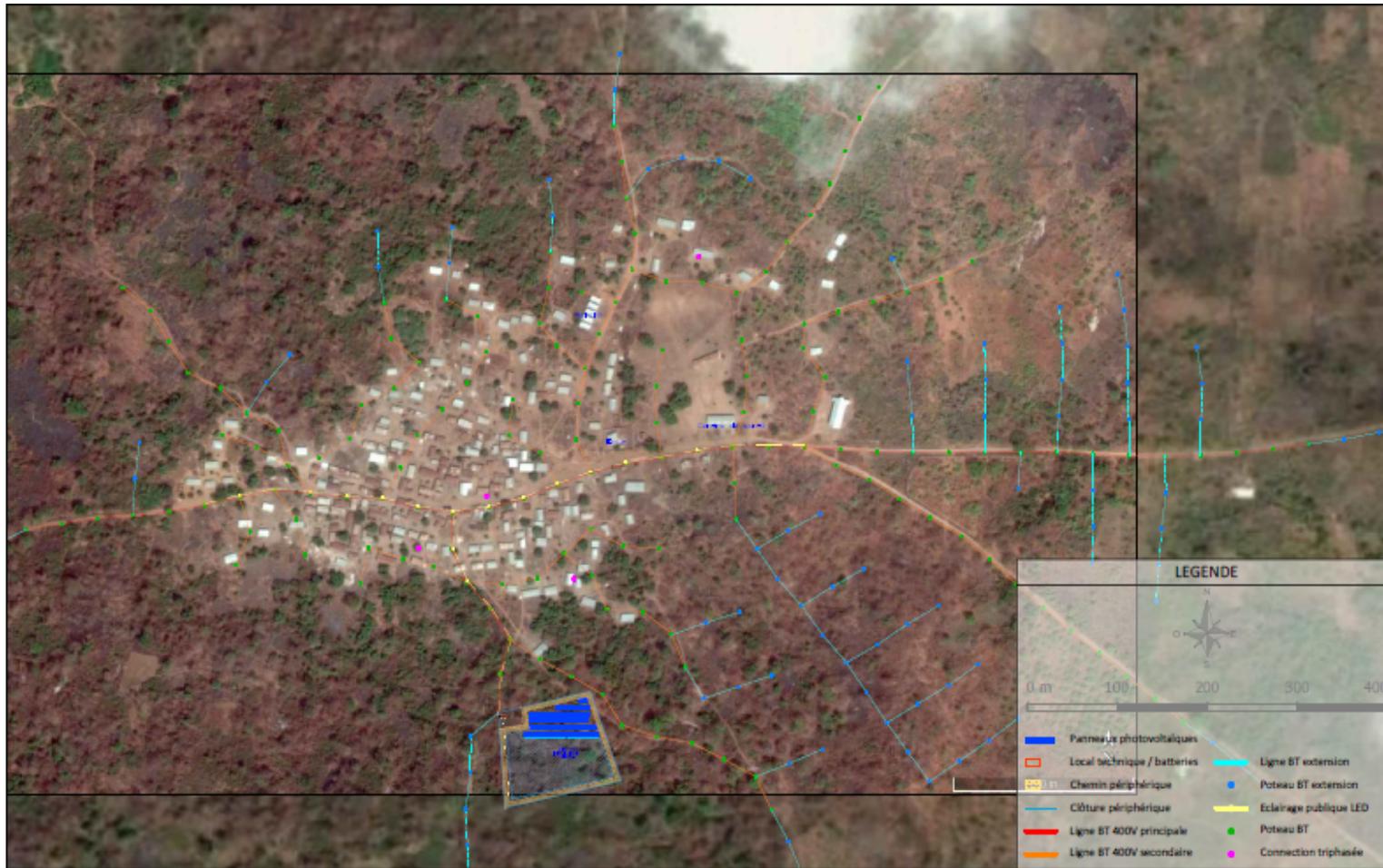
PV : 300 kWc - 260 kVA

GENERALE DU SOLAIRE

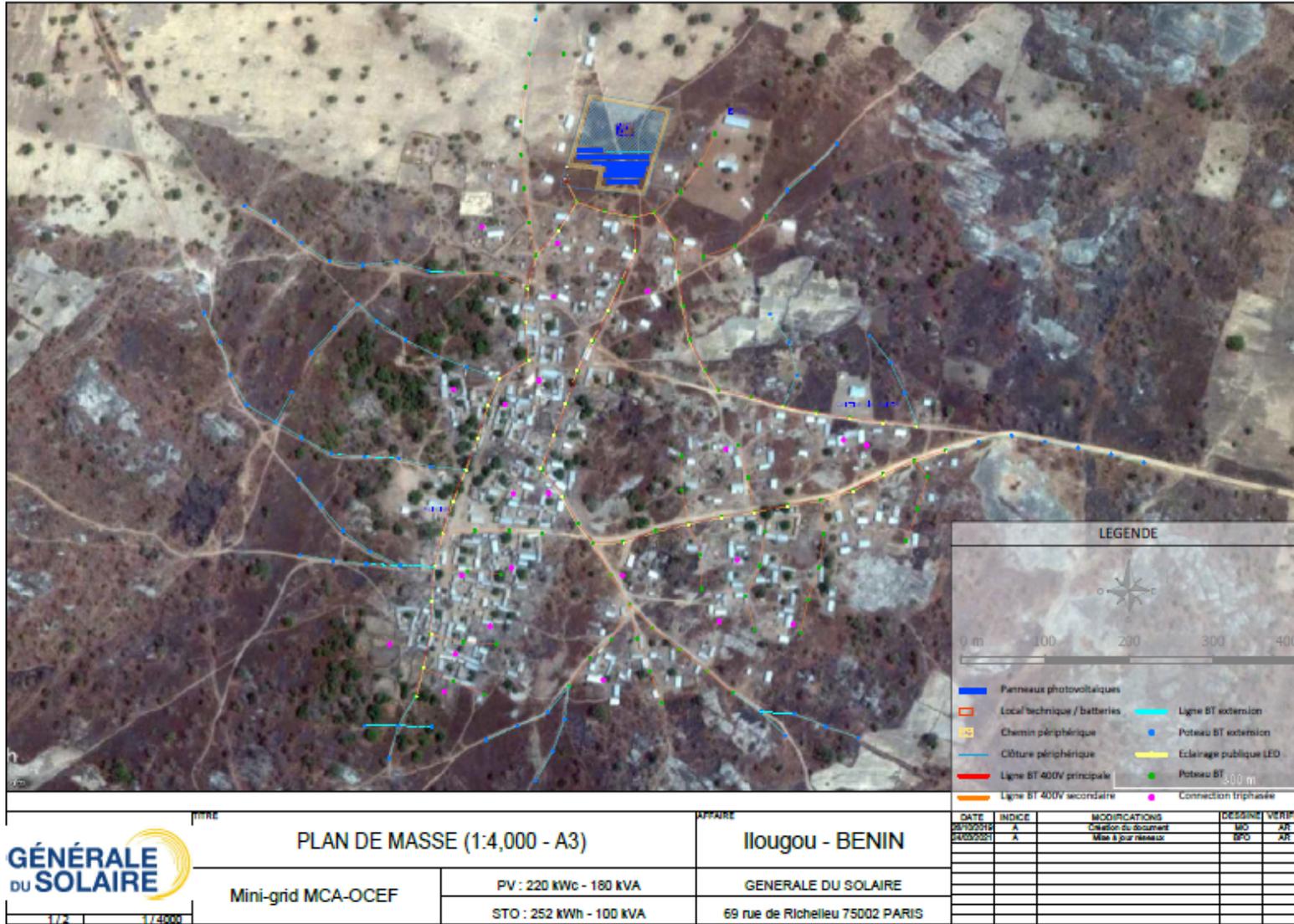
STO : 252 kWh - 100 kVA

69 rue de Richelleu 75002 PARIS

DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESIGNE	VERIFIE
05/05/2014	A	Creation de documents	BP	AR
04/05/2021	A	Mise à jour réseaux	BP	AR



	PLAN DE MASSE (1:4,000 - A3)		Idadjo - BENIN		<table border="1"> <thead> <tr> <th>DATE</th> <th>INDICE</th> <th>MODIFICATIONS</th> <th>DESSINÉ</th> <th>VÉRIFIÉ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>05/02/2019</td> <td>A</td> <td>Création du document</td> <td>MO</td> <td>AR</td> </tr> <tr> <td>04/02/2020</td> <td>A</td> <td>Mise à jour réseau</td> <td>BPO</td> <td>AR</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>	DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESSINÉ	VÉRIFIÉ	05/02/2019	A	Création du document	MO	AR	04/02/2020	A	Mise à jour réseau	BPO	AR																														
	DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESSINÉ	VÉRIFIÉ																																													
05/02/2019	A	Création du document	MO	AR																																														
04/02/2020	A	Mise à jour réseau	BPO	AR																																														
Mini-grid MCA-OCEF	PV : 240 kWc - 200 kVA	GENERALE DU SOLAIRE																																																
STO : 504 kWh - 100 kVA	69 rue de Richelieu 75002 PARIS																																																	



	PLAN DE MASSE (1:4,000 - A3)		Ilougou - BENIN																																									
	Mini-grid MCA-OCEF	PV : 220 kWc - 180 KVA STO : 252 kWh - 100 KVA	GENERALE DU SOLAIRE 69 rue de Richelleu 75002 PARIS																																									
1/2 1/4000	<table border="1"> <thead> <tr> <th>DATE</th> <th>INDICE</th> <th>MODIFICATIONS</th> <th>DESSINE</th> <th>VERIFIE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>05/02/2014</td> <td>A</td> <td>Création de documents</td> <td>BP</td> <td>AR</td> </tr> <tr> <td>02/05/2021</td> <td>A</td> <td>Mise à jour réseaux</td> <td>BPO</td> <td>AR</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>				DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESSINE	VERIFIE	05/02/2014	A	Création de documents	BP	AR	02/05/2021	A	Mise à jour réseaux	BPO	AR																									
DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESSINE	VERIFIE																																								
05/02/2014	A	Création de documents	BP	AR																																								
02/05/2021	A	Mise à jour réseaux	BPO	AR																																								



PLAN DE MASSE (1:4,000 - A3)

Koute - BENIN

Mini-grid MCA-OCEF

PV : 200 kWc - 180 kVA

GENERALE DU SOLAIRE

STO : 252 kWh - 100 kVA

69 rue de Richelieu 75002 PARIS

DATE	INDICE	MODIFICATIONS	DESSINÉ	VERIFIÉ
05/10/2014	A	Création du document	SPC	AK
04/05/2015	A	Mise à jour réseau	SPC	AK

1/2 1/4000

ANNEXE 6 : FICHE TECHNIQUE DES MODULES PV



KEY FEATURES



Maximize limited space
PERC cell technology, maximum power output 350W



Excellent Anti-PID performance
2 times of industry standard Anti-PID test by TUV Rheinland



Highly reliable due to stringent quality control
In-house testing goes well beyond certification requirements



Certified to withstand the most challenging environmental conditions
2400 Pa wind load/5400 Pa snow load/25 mm hail stones at 82 km/h



IP68 junction box
The highest waterproof level



Lower temperature coefficients
Enhance power generation

ABOUT TALE SUN SOLAR

TALESUN Solar is one of the world's largest integrated clean energy providers with 4 GW cell and 5 GW module production capacity globally. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry. Talesun Solar is committed to provide customers with customized, systematized and trustworthy turnkey solutions. Till now, Talesun Solar has accumulatively shipped more than 10 GW modules globally.

SYSTEM & PRODUCT CERTIFICATES

- IEC 61215 / IEC 61730 / UL 1703
- ISO 9001 : 2008 Quality Management System
- ISO 14001 : 2004 Environment Management System
- OHSAS 18001 : 2007 Occupational Health and Safety Management System



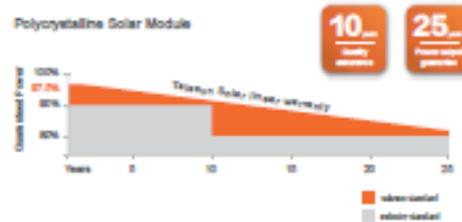
QUALITY WARRANTY

TALESUN guarantees that defects will not appear in materials and workmanship defined by IEC61215, IEC61730 or UL1703 under normal installation, use and maintenance as specified in Talesun's installation manual for 10 years from the warranty starting date.



PERFORMANCE WARRANTY

Polycrystalline Solar Module



TALESUN



Website: talesun.com
Tel: 86-400-999-1988
Address: Tiansun Road, Wujiaochang, Chengde, P.R. China

ANNEXE 7 : FICHE TECHNIQUE DES ONDULEURS

Onduleur PV



Smart String Inverter (SUN2000-60KTL-M0)



Smart

- 6 MPPTs for versatile adoptions to different layouts
- 12 strings intelligent monitoring and fast trouble-shooting
- Power Line Communication (PLC) supported
- Smart String I-V Diagnosis supported

Safe

- DC disconnect integrated, safe and convenient for maintenance
- Type II surge arresters for both DC and AC
- Ground fault protection
- Residual Current Monitoring Unit (RCMU) integrated inside

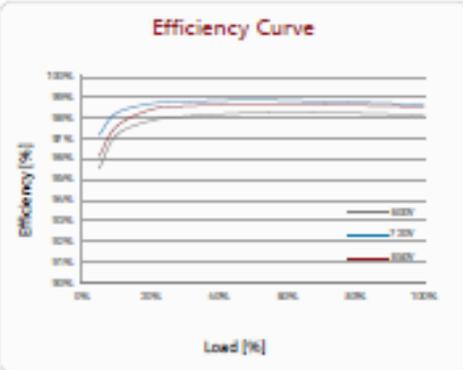
Efficient

- Max. efficiency 98.9%, European efficiency 98.7% @480Vac
- Max. efficiency 98.7%, European efficiency 98.5% @400Vac

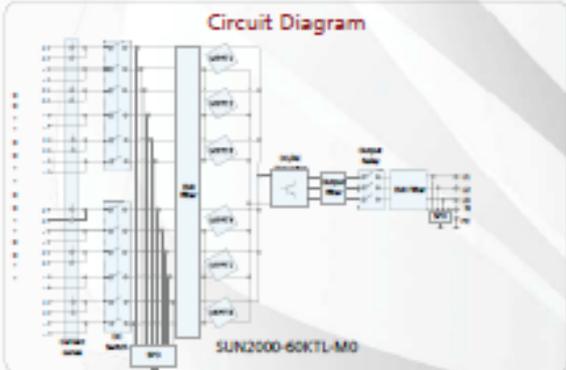
Reliable

- No need for external fans with natural cooling technology
- Protection rating of IP65

Efficiency Curve



Circuit Diagram

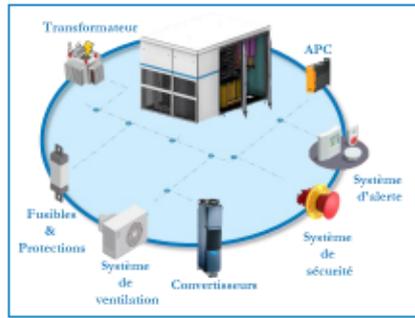


Always Available for Highest Yields

<http://solar.huawei.com>

○

NEXE 8 : FICHE TECHNIQUE DU CONTROLEUR DE CHARGE



Fonctions intégrées

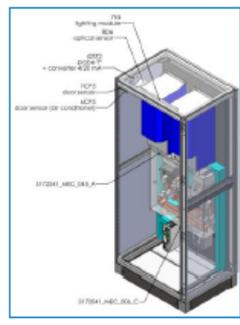
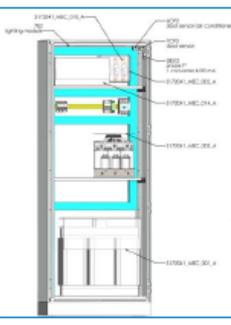
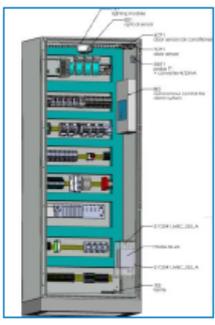
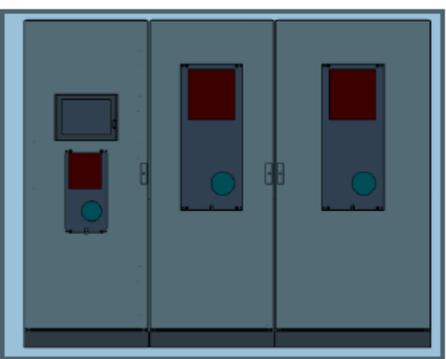
- Interface Electrique Racks LMP
- Pilotage Racks LMP
- Conversion sur BUS AC / DC
- SCADA / IHM
- Energy Management System
- Intégration en rack ou en armoires
- Options :
 - Intégration conversion PV
 - Intégration Groupe Electrogène



FusionMedia

Version - Armoire PCS 100 kVA

BlueSolutions



Identif

Spécifications Electrique	
Entrée DC	
Plage de tension	600 Vdc - 988 Vdc
Nombre d'entrée	2
Puissance max.	100 kW
Sortie AC	
Tension	400 V tri + N
Fréquence	50 Hz
Puissance max.	100 kVA
Dispositifs de protection	
Dispositif de déconnexion côté DC	Inclus
Surveillance du défaut à la terre	Inclus
Protection court-circuit	Inclus
Parafoudre DC	Type II
Unité de surveillance du courant différentiel	Inclus
Spécifications Automatisation	
Pilotage - Support Fonction FMS - EMS	PC Industriel
Interface de données	Modbus
Standard	Sunspec / IEC 61850
Interface Homme Machine Local	
Monitoring / Surveillance à distance	Inclus
Spécifications générale	
Dimensions Armoire de puissance (HxLxP)	1900 / 1200 / 800 mm
Dimensions Armoire auxiliaires (HxLxP)	1900 / 800 / 800 mm
Dimensions Armoire couplage (HxLxP)	1900 / 1200 / 800 mm
Poids Armoire de puissance	200 kg
Poids Armoire auxiliaires	100 kg
Poids Armoire couplage	150 kg
Indice de protection (IP)	IP 54
Altitude au dessus du niveau de la mer	< 2000 m
Humidité relative	0 - 95 %
Température d'opération	-10°C / + 45 °C
Système de refroidissement	Climatisation
Certification	CE

Convertisseur – Vacon/Danfoss

Gamme

AFE – Modules + filtres LCL

- Modules pour 380-500Vac
 - FI9 220kW
 - FI10 388kW
 - FI13 1095kW
- Modules pour 525-690Vac
 - FI9 198kW
 - FI10 378kW
 - FI13 1199kW



Possibilité d'étendre aux puissances inférieures avec modules FR4 à FR8 + composants passifs (Filtres LCL)

Fonctions utilisées

- Connecté réseau (Grid Following)
- Isolée du réseau (Grid Forming)

Fonctions des convertisseurs

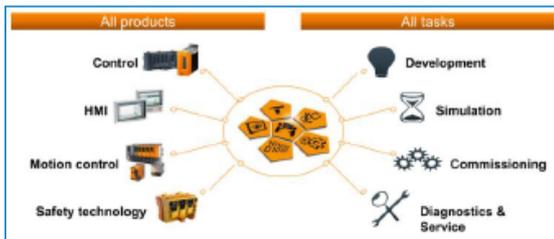
	AFE Mode	ISLAND Mode	uGRID Mode
Grid	Connect & synchronises to existing grid	Makes grid with given voltage & frequency	Connect & synchronises to existing grid & makes grid with given voltage & frequency in case of no grid present
Frequency	Follows grid frequency	Fixed frequency	Varies frequency for load balancing
Voltage	Follows grid voltage	Fixed voltage	Varies voltage for Automatic Voltage Regulation
Reactive Power	compensation in terms of reactive current reference from overridng system	Reactive power based on load demands	Reactive power defined by load with voltage drooping
Applications	Mainly in motor applications and when grid is present	In applications where no other grid is available to make the grid. Eg - Luxury yatches	
License	No	Yes	Yes
Power Direction	Bidirectional	Bidirectional	Bidirectional
With other energy sources	can be in parallel with other sources like generators , active front ends	Can not be in parallel with other source	Can be in parallel with other sources like generators. Also can participate in load and voltage regulation like generators

Conformité

Country	Low Voltage	Medium Voltage
Germany	VDE 0126-1-1 VDE-AR-N 4105	BDEW 2008
France	EN 50438	Arrêté du 23 avril 2008
Italy	CEI 11-20 CEI 0-21	Allegato 17, Terna
Spain	R.D. 1663/2000	P.O. 12.2; P.O. 12.3
Czech	EN 50438	
UK	EN 50438	
Belgium	EN 50438	
Australia	AS 4777.2; AS 4777.3	
Anti-Islanding	IEC-62116	

Automatisme - BR

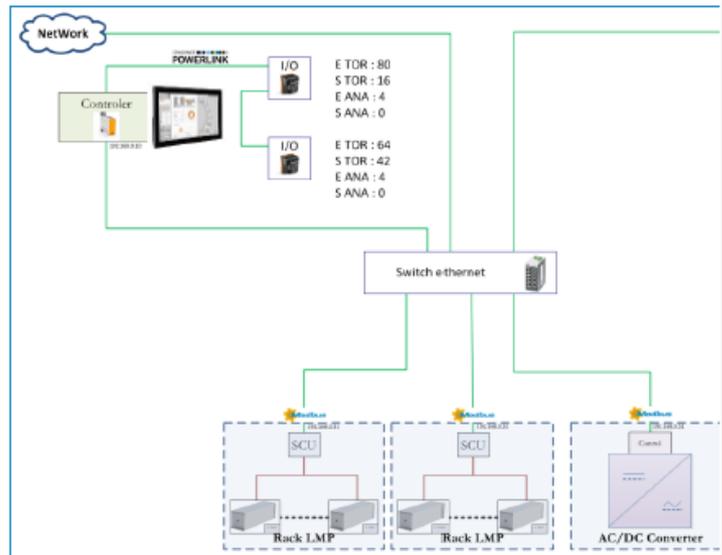
Activités de BR



Fonctions utilisées

- Management de(s) convertisseur(s) /PMS
- Passerelle / récupération des informations Racks LMP
- État système – entrée / sortie déporté
- EMS

Exemple d'intégration



bluestorage

BlueSolutions
.blues



ENERGY STORAGE SOLUTIONS

LMP® 250-kWh Unitary Rack



Renewables
Integration



Service System



Hybrid system for
remote industries



Rural
Electrification

Ce document est la propriété de BLUESTORAGE France. Il ne peut être utilisé, reproduit, ou communiqué sans l'autorisation du ou des approbateurs.
Bluestorage – Cdret, Eguil-Gabriel, 29656 CLOMPEUR cedex 09 – Tél : +33 (0)2 86 66 79 00

LMP® 250-kWh Unitary Rack (3 x 12-module strings)

Electrical specifications		
Battery round trip efficiency (DC-DC)	> 94%	@ C/4-D/2 at 85 °C
Depth of Discharge (%)	100%	
Rated voltage (V)	823 V	OCV (open circuit voltage)
Minimum Voltage (V)	600 V	
Maximum Voltage (V)	888 V	End of Charge Voltage 864 V, Max Voltage for balancing 876 V
Nominal charge	63 kW	
Nominal discharge	126 kW	
Number of cells per module	20	
Number of modules per string	12	
Number of strings per block	3	
Charge method	CC	CC : Constant Current
Discharge method	CC	CC : Constant Current
Response time	< 20 ms	
Mechanical specifications		
Width (mm)	1 880 mm	74"
Depth (mm)	970 mm	38"
Height (mm)	2 020 mm	79.5"
Weight (kg)	2 080 kg	4 586 lb
Cycles	> 3,000 cycles	According to the uses

Operating & Storage Conditions / Safety Standard

Operating conditions		
Operating Ambient Temperature	-20° to + 60°C	
Cooling of Battery	N/A	No air-conditioning required
Cooling of Control Electronics	Forced Air	Closed circuit ventilation
Maximum Altitude	2000 m	
Maximum relative humidity	100%	No condensation in operation since T° in enclosure > ambient
Storage conditions		
Storage Ambient Temperature	-20° to + 45°C	
Maximum Altitude	2000 m	
Maximum relative humidity	100%	No condensation in operation since T° in enclosure > ambient
Compliance to standards	IP55	
Safety Standard	CE conformity	

LMP® TECHNOLOGY, A UNIQUE AND INNOVATIVE BATTERY TECHNOLOGY



SAFETY AND STRENGTH

- ✓ No risk of leakage or off-gassing
- ✓ No risk of thermal runaway, due to effective functioning at temperatures of more than 108 °C
- ✓ More than 250 million kilometers covered by cars and electric buses since 2011, proving their operating safety



STRONG PERFORMANCE IN THE LONG TERM

- ✓ An AC/DC yield of more than 89%, regardless of the vehicle temperature
- ✓ A lifespan of more than 3,300 cycles at 80% DoD
- ✓ Withstands free floating (100% charge) with no damage to the battery
- ✓ A constant capacity throughout the battery's lifespan



INSENSITIVE TO CLIMATE CONDITIONS

- ✓ No air-conditioning is required, leading to enhanced performance, greater reliability and simplified maintenance
- ✓ Simplified transport and storage, even in warm areas, with no effect on the battery's lifespan



ENVIRONMENT-FRIENDLY

- ✓ Contains no solvents or rare earth metals
- ✓ Cobalt-free
- ✓ Can be recycled and reused thanks to the use of lithium in metallic form

Contact :

Bluestorage

33-32 quai de Dion-Bouton 92811 Puteaux

contact@blue-storage.com

www.blue-storage.com

bluestorage

BlueSolutions
.blue2



ENERGY STORAGE SOLUTIONS

LMP® 400-kWh Unitary Rack



Renewables
Integration



Service System



Hybrid system for
remote industries



Rural
Electrification

Ce document est la propriété de BLUESTORAGE France. Il ne peut être utilisé, reproduit, ou communiqué sans l'autorisation de ou des ayants droit.
Bluestorage – Cité, Egal-Gabriel, 29154 QUIMPER cedex 09 – TEL : +33 (0)2 98 66 78 00

LMP® 400-kWh Unitary Rack (4 x 14-module strings)

Electrical specifications		
Battery round trip efficiency (DC-DC)	> 94%	@ C/4-C/2 at 85 °C
Depth of Discharge (%)	100%	
Rated voltage (V)	958 V	OCV (open circuit voltage)
Minimum Voltage (V)	700V	
Maximum Voltage (V)	1032V	End of Charge Voltage 1008 V, Max Voltage for balancing 1022 V
Nominal charge	98 kW	
Nominal discharge	196 kW	
Number of cells per module	20	
Number of modules per string	14	
Number of strings per block	4	
Charge method	CC	CC : Constant Current
Discharge method	CC	CC : Constant Current
Response time	< 20 ms	
Mechanical specifications		
Width (mm)	2 241 mm	88.25"
Depth (mm)	1 160 mm	45.67"
Height (mm)	2 752 mm	108.33"
Weight (kg)	3 062 kg	
Cycles	>1 000 cycles	According to the uses

Operating & Storage Conditions / Safety Standard

Operating conditions		
Operating Ambient Temperature	-20° to +60°C	
Cooling of Battery	N/A	No air-conditioning required
Cooling of Control Electronics	Forced Air	Closed circuit ventilation
Maximum Altitude	2000 m	
Maximum relative humidity	100%	No condensation in operation since T° in enclosure > ambient
Storage conditions		
Storage Ambient Temperature	-20° to +60°C	
Maximum Altitude	2000 m	
Maximum relative humidity	100%	No condensation in operation since T° in enclosure > ambient
Compliance to standards	IP55	
Safety Standard	CE conformity	

LMP® TECHNOLOGY: A UNIQUE AND INNOVATIVE BATTERY TECHNOLOGY



SAFETY AND STRENGTH

- ✓ No risk of leakage or off-gassing
- ✓ No risk of thermal runaway, due to effective functioning at temperatures of more than 100 °C
- ✓ More than 250 million kilometres covered by cars and electric buses since 2011, proving their operating safety



STRONG PERFORMANCE IN THE LONG TERM

- ✓ An AC/DC yield of more than 99%, regardless of the outside temperature
- ✓ A lifespan of more than 3,000 cycles at 80% DoD
- ✓ Withstands free floating (100% charge) with no damage to the battery
- ✓ A constant capacity throughout the battery's lifespan



INSENSITIVE TO CLIMATE CONDITIONS

- ✓ No air-conditioning is required, leading to enhanced performance, greater reliability and simplified maintenance
- ✓ Simplified transport and storage, even in warm areas, with no effect on the battery's lifespan



ENVIRONMENT-FRIENDLY

- ✓ Contains no solvents or rare earth metals
- ✓ Cobalt free
- ✓ Can be recycled and reused thanks to the use of Whim in metallic form

Contact :

Bluestorage

31-32 quai de Dion-Bouton 92811 Puteaux

contact@blue-storage.com

www.blue-storage.com



Armoire de conversion stockage 100 kVA

Fonctions	
Interface électrique avec les racks de stockage LMP	
Pilotage des racks LMP	
Conversion AC/DC	
Protection/sécurité des équipements et des personnes	
Spécifications électriques	
Entrée DC	
Plage de tension	600 Vdc – 888 Vdc
Nombre d'entrées	2
Puissance max	100 kW
Sortie AC	
Tension	400 V tri + N
Fréquence	50 Hz
Puissance max	100 kVA
Équipement électrique	
Convertisseur bidirectionnel	Vecon / Danfoss
Protections	
Fusibles	
Dispositif de déconnexion côté DC	
Surveillance du défaut à la terre	
Protection court-circuit	
Panneaux DC	Type II
Unité de surveillance du courant différentiel	
Automates	
Pilotage – support fonction PMS – EMS	PC Industriel
Interface de données	Modbus
Standard	Sunspec / IEC 61850
Monitoring / surveillance à distance	
Options	
Interface Homme Machine Local	
Transformateur d'isolement	
Conversion PV	
Conversion groupe électrogène	
Caractéristiques mécaniques	
Largeur (mm)	3 200 mm
Profondeur (mm)	800 mm
Hauteur (mm)	1 900 mm

Conditions d'opérations	
Altitude au-dessus du niveau de la mer	< 2 000 m
Humidité relative	0 – 95%
Température d'opération	-10°C / +45°C
Système de refroidissement	Climatisation
Certification	CE

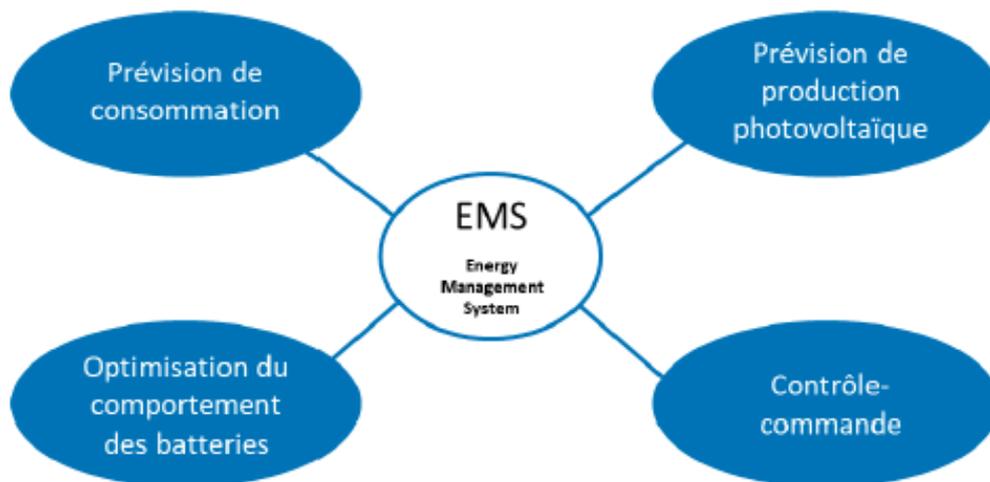
Armoire de conversion stockage 300 kVA

Fonctions	
Interface électrique avec les racks de stockage LMP	
Pilotage des racks LMP	
Conversion AC/DC	
Protection/sécurité des équipements et des personnes	
Spécifications électriques	
<i>Entrée DC</i>	
Plage de tension	600 Vdc – 888 Vdc
Nombre d'entrées	2
Puissance max	300 kW
<i>Sortie AC</i>	
Tension	400 V tri + N
Fréquence	50 Hz
Puissance max	300 kVA
Équipement électrique	
Convertisseur bidirectionnel	Vacon / Danfoss
<i>Protections</i>	
Fusibles	
Dispositif de déconnexion côté DC	
Surveillance du défaut à la terre	
Protection court-circuit	
Parafoudres DC	Type II
Unité de surveillance du courant différentiel	
<i>Automates</i>	
Pilotage – support fonction PMS – EMS	PC Industriel
Interface de données	Modbus
Standard	Sunspec / IEC 61850
Monitoring / surveillance à distance	
<i>Options</i>	
Interface Homme Machine Local	
Transformateur d'isolement	
Conversion PV	
Conversion groupe électrogène	
Caractéristiques mécaniques	
Largeur (mm)	3 200 mm
Profondeur (mm)	800 mm
Hauteur (mm)	1 900 mm
Conditions d'opérations	
Altitude au-dessus du niveau de la mer	< 2 000 m
Humidité relative	0 – 95%
Température d'opération	-10°C / +45°C
Système de refroidissement	Climatisation
Certification	CE

EMS

Le système de gestion d'énergie, EMS, se décompose en 2 niveaux de contrôle :

- 1) **Planification et contrôle prédictif** : permet de calculer un plan optimal d'opération du système afin de maximiser les revenus et/ou la qualité de fourniture à partir de :
 - La prévision de production (sur la base de capteurs solaires et de données météorologiques actualisées en temps réel) ;
 - La prévision de consommation (à partir de données mesurées ou bien d'estimations, par défaut) ;
 - D'une modélisation du système piloté ;
 - De la formulation mathématique d'un problème d'optimisation ;
 - D'un solveur.
- 2) **Contrôle-commande** : correspond à la partie haut niveau du contrôle de l'automate :
 - Ensemble de règles logiques et stratégiques de gestion de l'énergie qui existent entre d'un côté le plan de production envoyé par l'EMS (1er niveau de contrôle) et le contrôle-commande bas-niveau (régulateur PI, gestions des actionneurs).



ANNEXE 10 : FICHES TECHNIQUES EQUIPEMENTS DU RESEAU BT



Groupe électrogène diesel industriel – J110

50 Hz



PUISSANCE NOMINALE 400 V - 50 Hz		
Secours	kVA	110
	kWe	88
Prime	kVA	
	kWe	80

Avantages et caractéristiques

KOHLER SDMO, haute qualité

- Des bureaux d'études au fait des dernières évolutions techniques
- Des usines modernes et certifiées
- Un laboratoire de pointe
- Le groupe électrogène, ses composants et une vaste gamme d'options ont été entièrement développés, testés sur prototype, fabriqués en usine et testés en production

KOHLER SDMO, performances de pointe

- Niveaux sonores optimisés et certifiés
- Puissance tenue, même en condition extrême
- Consommation de carburant optimisée
- Encombrement réduit
- Meilleure qualité d'électricité, capacité de démarrage et de chargement élevée, conformément à la norme ISO8528-5
- Châssis de base robustes et capots de haute qualité
- Protection des installations et des personnes
- Approuvé par les normes les plus exigeantes

Moteurs

- Des moteurs haut de gamme, internes ou issus de partenaires majeurs
- Densité de puissance élevée, encombrement réduit
- Capacité de démarrage à basse température
- Interventions d'entretien espacées

Alternateur

- Fournit une capacité de démarrage du moteur de pointe
- Fabriqués en Europe
- Fabriqués avec une isolation de classe H et IP23

Refroidissement

- Une solution flexible utilisant un ventilateur de radiateur électrique
- Conçu ou optimisé par KOHLER-SDMO
- Capacité de produit disponible à haute température et haute altitude

Capot et châssis

- Acier de haute qualité avec résistance accrue à la corrosion
- Peinture époxy extrêmement durable certifiée QUALICOAT
- Minimum 1 000 heures de résistance aux embruns salés conformément à ISO12944
- Accès ergonomiques pour une maintenance et un raccordement faciles du groupe
- Conception robuste optimisée pour le transport

CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES

Marque moteur	JOHN DEERE
Marque commerciale de l'alternateur	KOHLER
Tension de Référence (V)	400/230
Coffret Standard	APM303
Coffret en Option	APM403
Coffret en Option	M80
Coffret en Option	Bornier
Type de Refroidissement	Radiateur
Classe de performance	G3

PUISSANCES NOMINALES DES GROUPES ÉLECTROGÈNES

	Tension	PH	Hz	Puissance nominale de secours			Puissance nominale de base	
				kWe	kVA	Ampères	kWe	kVA
J110	415/240	3	50	88	110	153	80	100
	400/230	3	50	88	110	159	80	100
	380/220	3	50	88	110	167	80	100
	240 TRI	3	50	88	110	265	80	100
	230 TRI	3	50	88	110	276	80	100
	220 TRI	3	50	88	110	289	80	100

ENCOMBREMENT VERSION COMPACT

Longueur (mm)	1950
Largeur (mm)	1084
Hauteur (mm)	1454
Capacité de réservoir (L)	190
Poids net (kg)	1010

ENCOMBREMENT VERSION INSONORISÉE

Type d'insonorisation	M138
Longueur (mm)	2572
Largeur (mm)	1126
Hauteur (mm)	1571
Capacité de réservoir (L)	190
Poids net (kg)	1335
Niveau de pression acoustique @1m dB(A) 50Hz (75% PRP)	80
Niveau de pression acoustique @7m dB(A) 50Hz (75% PRP)	68

Moteur	
Caractéristiques générales	
Marque moteur	JOHN DEERE
Réf. moteur	4045HSG20 *
Type aspiration	Turbo
Disposition des cylindres	L
Nombre de cylindres	4
Cylindrée (l)	4,48
Alésage (mm) * Course (mm)	106 * 127
Taux de compression	17 : 1
Vitesse (RPM)	1500
Puissance ESP 50Hz (kW)	103
Refroidissement air admission	Air/Air
Classe de régulation (%)	+/- 2.5%
Type injection	Direct
Type de régulation	Mécanique
Type de filtre à air, modèles	Sec
Circuit d'alimentation en carburant	
Débit max. pompe fuel (l/h)	69
Pression max. sur circuit retour fuel (m)	1
Consommation avec ventilateur	
Conso. 100% charge ESP (l/h)	25,50
Conso. 100% charge PRP (l/h)	23,80
Conso. 75% charge PRP (l/h)	17,90
Conso. 50% charge PRP (l/h)	12,60
Emissions	
Emission PM (mg/Nm3) 5% O2	98
Emission CO (mg/Nm3) 5% O2	625
Emission NOx (mg/Nm3) 5% O2	3550
Emission HC (mg/Nm3) 5% O2	20

*La référence du moteur peut être partiellement modifiée en fonction de l'application du groupe électrogène, des options sélectionnées par le client et du délai de livraison requis

Circuit de lubrification		
Capacité huile (l)		
Pression huile mini (bar)		
Pression huile maxi (bar)		
Capacité huile carter (l)		14,70
Conso. d'huile 100% ESP 50Hz (l/h)		0,0640
Circuit d'admission d'air		
Contre pression d'admission max (mm H2O)		625
Débit d'air combustion (l/s)		125
Système d'échappement		
	PRP	ESP
Température des gaz d'échappement (°C)		525
Débit de gaz d'échappement (l/s)		313,30
Contre-pression échappement maximale (mm H2O)		750
Système de refroidissement		
Capacité moteur et radiateur (l)		
Puissance ventilateur 50Hz (kW)		2,50
Débit d'air ventilateur Dp=0 (m3/s)		3,70
Contrepression disponible sur air (mm H2O)		20
Type de réfrigérant		Glycol-Ethylene
Chaleur rayonnée (kW)		10
Chaleur rejetée dans l'eau HT (kW)		42
Débit sur le circuit HT (l/min)		110
Capacité HT moteur seul (l)		9
Température d'eau arrêt moteur (°C)		105
Débit d'ouverture thermostat HT (°C)		82
Pleine ouverture thermostat HT (°C)		94

Caractéristiques de l'alternateur

Marque commerciale de l'alternateur	KOHLER
Réf. Alternateur	KH00753TO4N
Nombre de pôles	4
Nombre de paliers	Mono Palier
Technologie	Sans bague ni balai
Indice de protection	IP23
Classe d'isolement	H
Nombre de fils	06
Capacité de maintien du court-circuit à 3 In pendant 10s	Oui
Régulation AVR	Oui
Accouplement	Direct

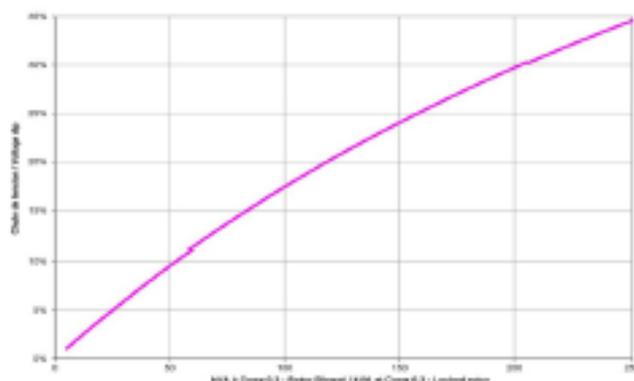
Données d'application

Survitese (rpm)	2250
Facteur Puissance (cos Phi)	0,80
Régulation de tension à régime établi (+/- %)	0,50
Forme d'onde : NEMA = TIF	<50
Forme d'onde : CEI = FHT	<2
Distorsion Harmonique Totale à vide DHT (%)	<3,5
Distorsion Harmonique Totale en charge linéaire DHT (%)	<5
Temps de réponse (Delta U = 20% transitoire) (ms)	500

Données de performance

Puissance nominale continue 40°C (kVA)	100
Taux de déséquilibre maximum (%)	100

Tension de pointe pour le démarrage du moteur (kVA) basée sur une chute de tension de x% et un facteur de puissance de 0,3

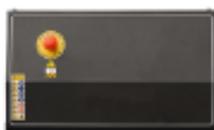


Caractéristiques standard des alternateurs

- Tous les modèles sont des alternateurs à inducteur rotatif sans balais
- Conformité aux normes NEMA MG1, IEEE et ANSI pour l'échauffement et le démarrage du moteur
- Le régulateur de tension AVR offre une capacité de court-circuit supérieure
- Construction auto-ventilée et protégée contre les chutes de tension
- Forme d'onde de tension supérieure

Remarque : consultez les fiches techniques des alternateurs pour obtenir leurs données d'application et caractéristiques nominales, courbes de rendement, courbes de chute de tension au démarrage du moteur et courbes de décrétement du courant de court-circuit.

**Bornier
de raccordement basique**



Il est utilisé comme bornier de base pour connecter une unité de contrôle. Il propose les fonctionnalités suivantes :

- bouton d'arrêt d'urgence
- bornier de raccordement client
- certifié CE

M80



Le coffret M80 possède une double fonctionnalité. Il sert de simple bornier pour le raccordement d'une armoire électrique et de tableau de bord à lecture directe dont les cadrans permettent une surveillance des paramètres de base de votre groupe électrogène. Il propose les fonctionnalités suivantes :

- Paramètres moteur : compte-tours, compteur des heures de travail, indicateur de température du liquide de refroidissement, indicateur de pression d'huile
- bouton d'arrêt d'urgence
- bornier de raccordement client
- certifié CE

APM303



L'APM303 est une unité polyvalente qui peut être utilisée en mode manuel ou automatique. Elle offre les fonctionnalités suivantes :

- Mesures : tensions phase-neutre et phase-phase, niveau de carburant (en option : courants de la puissance active, puissance effective, facteurs de puissance, compteur électrique kW/h, pression d'huile et température du liquide de refroidissement)
- Surveillance : Communication Modbus RTU sur RS485
- Reports : (En option : 2 reports configurables)
- Protections : surrégime, pression d'huile, température du liquide de refroidissement, tension minimale et maximale, fréquence minimale et maximale (puissance active maximale P < 66kVA)
- Traçabilité : historique de 12 événements enregistrés

Pour plus d'informations, veuillez consulter la fiche technique de l'APM303

APM403



PILOTAGE SIMPLE DE GROUPE ELECTROGENE ET DE CENTRALE D'ENERGIE

Le contrôleur APM403 est un coffret polyvalent permettant un fonctionnement en mode manuel ou automatique.

- Mesures : tensions et courant
- Compteurs de puissance kW/kWh/kVA
- Caractéristiques standards : Voltmètre, Fréquence-mètre.
- En option : Ampèremètre batterie.
- Pilotage CAN J1939 ECU moteurs
- Alarmes et défauts : Pression huile, Température eau, Survitesse, Non démarrage, Mini/maxi alternateur, Bouton arrêt d'urgence.
- Paramètres moteur : Niveau fuel, Compteur horsaire, Tension batteries.
- En option (standard en 24V) : Pression huile, Température eau.
- Historique / Gestion des 300 derniers événements du GE
- Protections Groupe et Réseau
- Gestion d'horloge
- Connexions USB, USB Host et PC,
- Communications : RS485
- Protocole ModBUS /SNMP
- En option : Ethernet, GPRS, contrôle à distance, 3G, 4G,
- Websuperviseur, SMS, E-mails

LIVRAISON STANDARD

Tous nos groupes électrogènes sont équipés de :

- Moteur DIESEL industriel refroidi à l'eau
- Démarreur électrique et alternateur de charge
- Filtre à air standard
- Disjoncteur électrique Schneider ou ABB, adapté au courant de court-circuit du groupe électrogène
- Alternateur monophasé IP 23, augmentation T° / classe isolement H
- Châssis en acier soudé avec supports d'atténuation des vibrations de 85%
- Hauteur de châssis optimisée permettant le déplacement sécurisé par engin à fourche
- Serrures IP 64, en matière inoxydable
- Protection de la personne assurée par des grilles de protection sur parties tournantes et parties chaudes
- Silencieux 9dB(A) séparé
- Réservoir de carburant soudé à l'intérieur du châssis du groupe électrogène
- Rétention incluse pour groupes électrogènes jusqu'à 110 kVA ESP
- Batterie de démarrage CC chargée avec électrolyte
- Conduites de carburant flexibles et robinet de vidange d'huile de lubrification
- Sortie d'échappement avec flexible et brides
- Manuel d'utilisation (1 exemplaire)
- Emballage sous film plastique
- Fourni avec huile et antigel

CODES ET NORMES

Les ensembles moteurs - groupes électrogènes sont conçus et fabriqués dans des installations certifiées ISO9001:2015 et ISO14001:2015. Les groupes électrogènes et leurs composants sont prototypés, fabriqués en usine, testés en production et conformes aux normes en vigueur :

- Directive 2006/42/CE du 17 mai 2006 relative aux machines
- Directive 2014/30/UE relative à la CEM
- Objectifs de sécurité énoncés dans la directive 2014/35/UE relative au matériel basse tension
- EN ISO 8528-13, EN 60034-1, EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 55011, EN 1679-1 et EN 60204-1

DÉFINITION DES PUISSANCES NOMINALES selon ISO8528-1 (version de 02-2018) et ISO-3046-1

Puissance de secours d'urgence (ESP) : La puissance nominale de secours s'applique à des charges variables pendant la durée de l'interruption d'une panne de courant. Il n'existe pas de possibilité de surcharge pour cette puissance. Le facteur de charge moyen par 24 heures de fonctionnement est <70%.

Puissance principale (PRP) : Avec une charge variable, le nombre d'heures de fonctionnement du groupe électrogène est illimité. Une capacité de surcharge de 10 % est disponible pendant 1 heure pour 12 heures de fonctionnement. Le facteur de charge moyen par 24 heures de fonctionnement est <70%.

CONDITIONS D'UTILISATION

Selon la norme ISO8528, la puissance nominale assignée du groupe électrogène est donnée pour une température d'air ambiant de 25°C, d'une pression barométrique de 100 kPA (Environ 100m d'altitude), et une humidité relative de 30%. Pour des conditions particulières à votre installation, se reporter au tableau de détarage.

INFORMATIONS SUR LA GARANTIE

Durée de garantie standard :

- pour les produits en service « de secours »
 - o 30 mois à partir de la date à laquelle le produit quitte l'usine
 - o 24 mois à partir de la date de mise en service du produit
 - o 1000 heures de fonctionnement

La garantie prend fin à partir du moment où l'une des conditions ci-dessus est remplie.

- pour les produits en service « continu » (alimentation continue en électricité, soit en l'absence d'un réseau électrique normal, soit en complément du réseau),
 - o 18 mois à partir de la date à laquelle le produit quitte l'usine
 - o 12 mois à partir de la date de mise en service du produit
 - o 2500 heures de fonctionnement

La garantie prend fin à partir du moment où l'une des conditions ci-dessus est remplie.

Pour plus d'informations concernant les conditions d'application et l'étendue de la garantie, veuillez vous reporter à nos « Conditions générales de vente ».

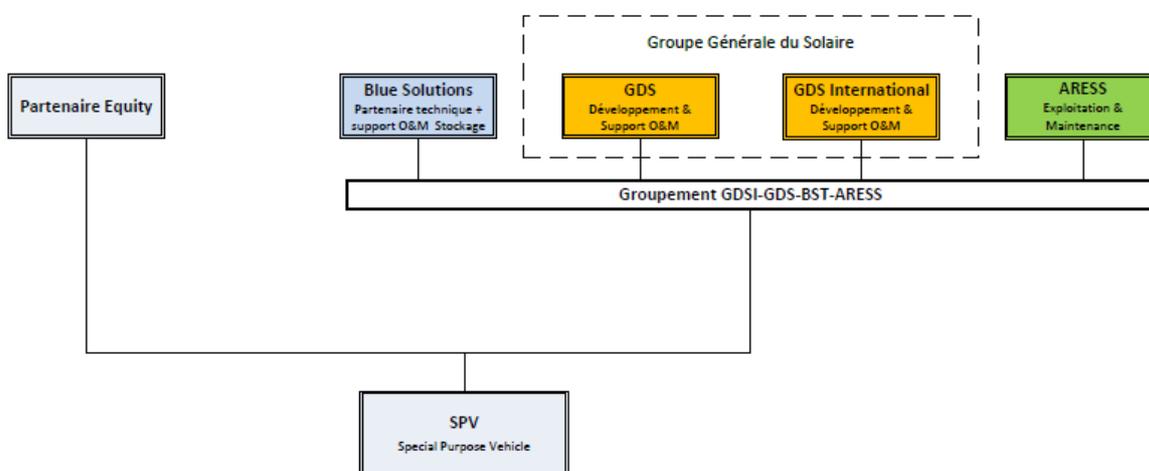
ANNEXE 11 : CAPACITE ORGANISATIONNELLE

Projet Bénin - Plan d'organisation et de recrutement

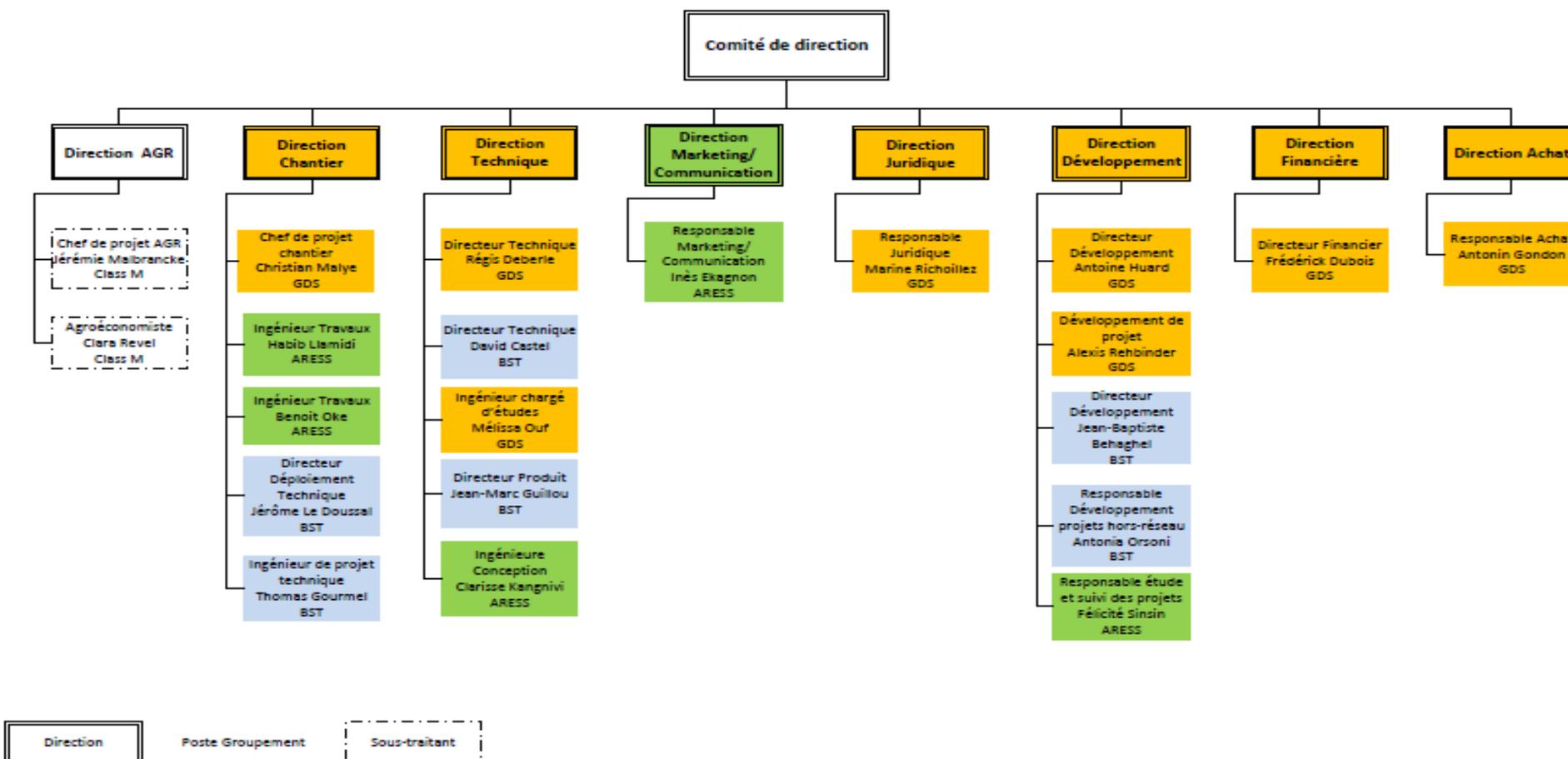
Structure organisationnelle

Pour réaliser et exploiter nos projets au Bénin, l'organigramme suivant sera mis en œuvre, en s'appuyant sur les expertises complémentaires de GDS INTERNATIONAL SAS, Blue Solutions et ARESS qui est le partenaire local.

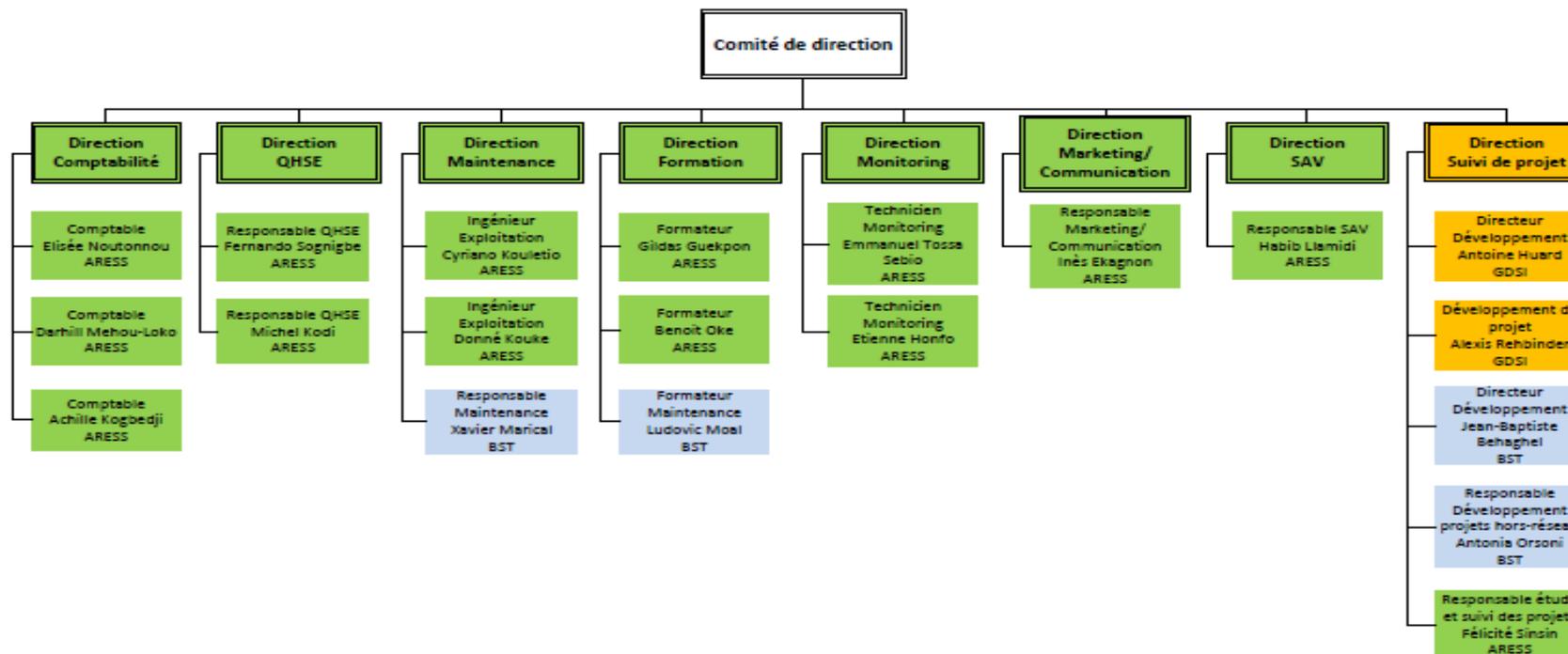
Organigramme du consortium
2019-10-10 GDSI-GDS-BST-ARESS



**Organigramme de l'équipe de gestion
du projet**
2018-02-09 GDS-ARB-OPT



**Organigramme de l'équipe
d'exploitation du projet**
2019-10-10 GDSI-GDS-BST-ARESS



Direction

Poste Groupement

Sous-traitant

