Rapport d'étude de faisabilité sur le système de distribution



Développement du réseau de distribution et Centres Nationale de Contrôle de Répartition de la Distribution

MCC-10-0077-CON-64

MCC-14-TO-0001

Prepared for

MILLENNIUM CHALLENGE CORPORATION
UNITED STATES OF AMERICA

Juillet 2015

FICHTNER

Cardno
Shaping the Future

(CETTE PAGE A ÉTÉ INTENTIONNELLEMENT LAISSÉE VIDE)

Préparé pour

MILLENNIUM CHALLENGE CORPORATION
UNITED STATES OF AMERICA

Preparé par

Marcel Veilleux
Project Manager

Cardno
75 West Street, Suite 110
Annapolis, Maryland 21401
USA

Thomas Clausen
Project Manager

Fichtner GmbH & Co. KG
Sarweystrasse 3
70191 Stuttgart
Germany

(CETTE PAGE A ÉTÉ INTENTIONNELLEMENT LAISSÉE VIDE)

TABLE DES MATIERES

NOTE DE SYNTHESE 1
1.0 INTRODUCTION 1-1
1.1 PRoblematique / Contexte du projet 1-1
1.1.1 Le secteur de l'énergie 1-1
1.1.2 Prévision de la demande 1-2
1.1.3 Prévision des charges 1-4
1.1.4 Transport et distribution 1-5
1.2 Description du réseau existant 1-7
1.2.1 La Société Béninoise d'Énergie Electrique 1-7
1.2.2 Réseau de transport 1-8
1.2.3 Réseau de distribution du Bénin 1-10
1.2.4 Délestages 1-13
2.0 DESCRIPTION DU PROJET TECHNIQUE 2-1
2.1 Comparaison de la configuration du jeu de barres 2-1
2.1.1 Configuration du jeu de barres double (recommandée pour le système de 15 kV en partie + Védoko) 2-1
2.1.2 Configuration du jeu de barres simple 2-2
2.1.3 Configuration-H 2-2
2.2 Espace requis pour different type de cellules 2-3
2.2.1 Disposition de la technologie de connexion-H classique 2-3
2.2.2 Disposition de la technologie de connexion-H hybride 2-4
2.3 Identification du projet 2-5
2.3.1 Package nº1 - Région de Natitingou 2-6
2.3.2 Package nº 2 - Région de Parakou 2-9
2.3.3 Package nº 3 - Région de Djougou 2-11
2.3.4 Package nº 4 - Programme d'augmentation de la demande à Cotonou 2-14
2.3.5 Package nº 5 - Programme d'augmentation de fiabilité à Cotonou 2-28
2.3.6 Package nº 6 - Nouvelle sous-station d'Ouidah 2-33
2.3.7 Package nº 7 - Centre de répartition, modifications du réseau 2-34
2.3.8 Package nº 8 - Distribution et modifications du réseau de Porto-Novo 2-35
2.3.9 Package nº 9 - Propositions générales 2-40
2.4 Liste des priorités du projet 2-41
2.5 Recommandation de mise en œuvre / préparation de la mise en œuvre 2-43
2.6 Exigences opérationnelles pour les systèmes à jeu de barres double 2-46
2.7 Mise en œuvre du calendrier pour les packages de projets 2-47
2.8 Processus de passation des marché pour l'exécution du projet 2-47
2.8.1 Phases d'exécution du projet 2-48
2.8.2 Processus de passation des marchés 2-48
2.9 Études complémentaires 2-53
2.9.1 Enquêtes dynamiques de stabilité du réseau 2-53
2.9.2 Exigences pour l'intégration du réseau PV 2-54
2.10 Exigences techniques minimales de l'équipement proposé 2-55
3.0 ETUDE DE RESEAU 3-1
3.1 Prévision de la demande 3-1

3.1.1 Examen du développement de la charge de pointe 3-1
3.1.2 Prévision de la demande de charge de pointe 3-1
3.2 Modélisation NEPLAN 3-4
3.2.1 Description / Résultats du modèle de la SBEE 3-4
3.2.2 Modèle et hypothèses NEPLAN de Fichtner 3-5
3.3 Calculs du flux de puissance 3-8
3.3.1 Année 2015 3-8
3.3.2 Année 2016 3-9
3.3.3 Année 2017 3-10
3.3.4 Année 2018 3-11
3.3.5 Année 2019 3-12
3.3.6 Année 2020 3-13
3.3.7 Prévision de l'année 2025 3-14
3.3.8 Conclusion 3-16
3.4 Calculs de court-circuit 3-17
3.4.1 Année 2015 3-17
3.4.2 Année 2016 3-18
3.4.3 Année 2017 3-18
3.4.4 Année 2018 3-18
3.4.5 Année 2019 3-19
3.4.6 Année 2020 3-19
3.4.7 Année 2025 3-19
3.4.8 Conclusion 3-20
3.5 Considérations de la durabilité du projet 3-20
3.6 Perspectives d'avenir 3-20
4.0 CENTRE NATIONAL DE CONTROLE DE REPARTITION DE LA DISTRIBUTION 4-1
4.1 Système de distribution électrique actuelle et future au Bénin 4-1
4.2 Base de conception pour le(s) nouveau(x) systèmes CCRD SCADA/DMS 4-5
4.2.1 Mise en place de nouveaux Centres national de contrôle de répartition de distribution nationale (CNCRD) au Bénin 4-6
4.2.2 L'inclusion du concept de centre de contrôle de soutien 4-11
4.3 Les décisions à prendre par la SBEE 4-13
4.4 Équipement des stations principales du CNCRD 4-14
4.5 Logiciel d'application des CNCRD 4-15
4.6 Équipement SCADA aux sous-stations 4-15
4.7 Système de télécommunication 4-17
4.8 Organisation, personnel et formation 4-20
4.9 Plan de mise en oeuvre 4-20
5.0 COMPTEUR PREPAYES 5-1
5.1 Situation actuelle et les plans de la SBEE pour continuer à sortir PPM/AMR 5-1
5.2 Options techniques pour PPM et AMR 5-3
5.2.1 Option 1 : compteurs à prépaiement intégrés 5-3
5.2.2 Option 2 : Compteurs split câblés 5-3
5.2.3 Option 3 : Compteurs split sans fil (RF) 5-3
5.2.4 Option 4 : Compteurs split à courants porteurs en ligne (CPL) 5-3
5.2.5 Option 5 : Convertisseurs sans fil pour compteurs split 5-4
5.3 SOLUTIONS PROPOSÉES 5-4

5.3.1 Compteurs prépayés 5-4
5.3.2 Compteurs AMR/AMI 5-5
5.3.3 Distribution et système tête de réseau AMR 5-5
5.3.4 Audits, examen des compétences et formation 5-6
5.4 Services de distribution tiers 5-6
5.5 Évaluation des opérations de distribution d'électricité prépayée 5-6
5.6 Tarifs 5-8
5.7 Calendrier préliminaire de mise en œuvre 5-8
5.8 Potentiel estimé de la réduction des pertes commerciales 5-9
6.0 ANALYSE DES RISQUES 6-1
7.0 ESTIMATION DES COUTS 7-1
7.1 Développement du réseau de distribution 7-1
7.1.1 Package n°1 - Région de Natitingou 7-3
7.1.2 Package n°2 - Région de Parakou 7-4
7.1.3 Package n°3 - Région de Djougou 7-5
7.1.4 Package n°4 - Augmentation de la demande à Cotonou 7-6
7.1.5 Package n°5 - Augmentation de la fiabilité à Cotonou 7-14
7.1.6 Package n°6 - Zone d'Ouidah 7-18
7.1.7 Package n°7 - Préparation de la répartition 7-18
7.1.8 Package n°8 -Région de Porto-Novo 7-21
7.1.9 Package n°9 - Projets généraux 7-22
7.2 Centre de répartition (package # 10) 7-22
7.3 Estimations des coûts du prépaiement 7-26
7.3.1 Compteurs prépayés 7-26
7.3.2 Système et compteurs AMR/AMI (grands consommateurs d'énergie) 7-27
7.3.3 RÉSUMÉ DES COÛTS 7-27
8.0 ANALYSE FINANCIERE ET ECONOMIQUE 8-1
8.1 Objectifs et approche 8-1
8.1.1 Généralités 8-1
8.1.2 Coûts économiques 8-2
8.2 8-3
8.3 Bénéfices économiques 8-3
8.3.1 Paramètres et hypothèses 8-8
8.4 Package n° 1 - Région de Natitingou 8-9
8.5 Package n° 2 - Région de Parakou 8-9
8.6 Package n° 3 - Région de Djougou 8-10
8.7 Package n° 4 - Programme d'augmentation de la demande à Cotonou 8-11
8.8 Package n° 5 - Programme d'augmentation de fiabilité à Cotonou 8-12
8.9 Package n° 6 - Nouvelles sous-stations à Ouidah 8-13
8.10 Package n° 7 - Centre national de dispatch et Modifications necessaires au dispatch 8-14
8.11 Package n° 8 -Région de Porto-Novo 8-15
8.12 Package n° 9 - Projets généraux 8-16
8.13 RÉSUMÉ DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE 8-17
9.0 SUIVI ET EVALUATION (S & A) 9-1
9.1 RÉsumÉ Du Programme Et Des Principaux Objectifs 9-1
9.2 Principes De Suivi Et Évaluation (S&E) 9-1

9.2.1 L'intégration de S & E dans toutes les phases des opérations du Pacte 9-1
9.2.2 Plan S & E du Pacte - outil de suivi et d'évaluation des activités du Pacte 9-1
9.2.3 Contrôle des performances du Pacte 9-1
9.2.4 Évaluation de la Performance du Pacte 9-2
9.3 Composante De Suivi 9-2
9.3.1 Indicateurs 9-2
9.3.2 Fréquence de la collecte et de l'établissement de rapport des données 9-2
9.3.3 Partage de données 9-3
9.3.4 Sources de données 9-3
9.3.5 Examens de la qualité des données 9-3
9.3.6 Rapports de progression 9-3
9.4 Composante d'Évaluation 9-4
9.4.1 Évaluation provisoire 9-4
9.4.2 Évaluation d'impact 9-4
9.5 Administration Et Gestion De S&E 9-4
9.6 Tableaux Avec Indicateurs 9-5
9.6.1 Modernisation et expansion du système de distribution 9-5
9.6.3 Manutention générale du projet 9-12
10.0 IMPACTS DE L'ETUDE ENVIRONNEMENTALE, SOCIALE ET GENRE 10-1
10.1 Contexte du projet 10-1
10.1.1 Objectifs et impératifs des études de faisabilité du compact 10-1
10.1.2 Objectifs et impératifs de la consolidation du réseau de distribution 10-1
10.1.3 Promoteur du projet 10-1
10.1.4 Contexte du projet 10-2
10.1.5 Proposition de mesure 10-2
10.1.6 Non-réalisation du projet 10-3
10.1.7 Critères de sélection d'alternatives raisonnables satisfaisant aux objectifs et aux impératifs 10-3
10.1.8 Alternatives MCA-Benin II retenues 10-4
10.1.9 Description du projet 10-6
10.2 Cadre réglementaire 10-14
10.2.1 La Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) 10-14
10.2.2 Autres conventions internationales 10-14
10.2.3 Lois environnementales au Bénin 10-15
10.2.3.1 Loi n° 2013-01 du 14 août 2013 10-15
10.2.3.2 Loi n° 2007-03 du 16 octobre 2007 10-16
10.2.3.3 Loi-cadre sur l'environnement – Loi n° 98-030 du 12 février 1999 10-16
10.2.3.4 Processus d'EIES – Décret n° 2001-235 du 12 juillet 2001 10-17
10.2.3.5 Structure du rapport d'EIES pour le Bénin 10-18
10.2.3.6 Audience publique – Décret n° 2001-190 du 19 juin 2001 10-19
10.2.3.7 Procédure d'audit environnemental – Décret n° 2001-093 du 20 février 2001 10-19

10.2.3.8 Autres décrets et ordonnances en matière d'environnement 10-20
10.2.4 Politique environnementale de MCC 10-20
10.2.4.1 Consultation publique et divulgation d'information 10-20
10.2.4.2 Suivi et reporting 10-24
10.2.4.3 Directives d'intégration du genre MCC 10-24
10.2.5 Normes de performance de la Société financière internationale (IFC) 10-24
10.2.5.1 Directives de l'IFC sur l'environnement, la santé et la sécurité 10-28
10.3 Portée de l'étude 10-28
10.3.1 Définition du périmètre 10-28
10.3.2 Étude et gestion des risques environnementaux et sociaux 10-34
10.3.3 Composantes et impacts 10-34
10.3.4 Gravité de l'impact 10-35
10.4 Définition des ressources 10-36
10.4.1 Qualité de l'air 10-36
10.4.2 Changement climatique 10-37
10.4.3 Nuisances sonores 10-39
10.4.4 Ressources en eau 10-41
10.4.5 Géologie et sols 10-42
10.4.6 Utilisation et acquisition des terres 10-42
10.4.6.1 Accès à la terre – Régime foncier 10-43
10.4.6.2 Accès à la terre – Régime du genre 10-44
10.4.6.3 Acquisition de terres 10-44
10.4.7 Ressources culturelles 10-45
10.4.8 Ressources biologiques 10-45
10.4.9 Infrastructures et équipements 10-45
10.4.10 Substances dangereuses 10-45
10.4.11 Santé, sûreté et sécurité de la communauté 10-46
10.5 Étude des impacts environnementaux des projets. 10-46
10.5.1 Natitingou (lot n° 1), Parakou (lot n° 2) et Djougou (lot n° 3) 10-46
10.5.1.1 Qualité de l'air 10-46
10.5.1.2 Changement climatique 10-47
10.5.1.3 Nuisances sonores 10-48
10.5.1.4 Ressources en eau 10-48
10.5.1.5 Géologie et sols 10-50
10.5.1.6 Utilisation et acquisition des terres 10-50
10.5.1.7 Ressources culturelles 10-52
10.5.1.8 Ressources biologiques 10-53
10.5.1.9 Infrastructures et équipements 10-55
10.5.1.10 Substances dangereuses 10-58
10.5.1.11 Santé, sûreté et sécurité de la communauté 10-59
10.5.2 Amélioration du réseau de Cotonou (lots n° 4 et 5, et sous-lot 8.1) 10-59

10.5.2.1 Qualité de l'air 10-59
10.5.2.2 Changement climatique 10-60
10.5.2.3 Nuisances sonores 10-60
10.5.2.4 Ressources en eau 10-62
10.5.2.5 Géologie et sols 10-64
10.5.2.6 Utilisation et acquisition des terres 10-65
10.5.2.7 Ressources culturelles 10-74
10.5.2.8 Ressources biologiques 10-75
10.5.2.9 Infrastructures et équipements 10-77
10.5.2.10 Substances dangereuses 10-78
10.5.2.11 Santé, sûreté et sécurité de la communauté 10-82
10.5.3 Sous-lot 4.4 – Extension du réseau de Cotonou 10-83
10.5.3.1 Qualité de l'air 10-83
10.5.3.2 Changement climatique 10-83
10.5.3.3 Nuisances sonores 10-84
10.5.3.4 Ressources en eau 10-84
10.5.3.5 Géologie et sols 10-85
10.5.3.6 Utilisation et acquisition des terres 10-85
10.5.3.7 Ressources culturelles 10-88
10.5.3.8 Ressources biologiques 10-88
10.5.3.9 Infrastructures et équipements 10-89
10.5.3.10 Substances dangereuses 10-90
10.5.3.11 Santé, sûreté et sécurité de la communauté 10-90
10.5.4 Élimination des connexions en toile d'araignée (sous-lot n° 4.5) 10-91
10.5.5 Porto-Novo (sous-lot 8.1) 10-91
10.5.5.1 Qualité de l'air 10-91
10.5.5.2 Changement climatique 10-92
10.5.5.3 Nuisances sonores 10-92
10.5.5.4 Ressources en eau 10-93
10.5.5.5 Géologie et sols 10-95
10.5.5.6 Utilisation et acquisition des terres 10-98
10.5.5.7 Ressources culturelles 10-101
10.5.5.8 Ressources biologiques 10-101
10.5.5.9 Infrastructures et équipements 10-107
10.5.5.10 Substances dangereuses 10-107
10.5.5.11 Santé, sûreté et sécurité de la communauté 10-108
10.6 Étude sociale et genre des projets 10-108
10.6.1 Présentation socioéconomique 10-108
10.6.1.1 Une croissance économique modérée 10-109
10.6.1.2 Une croissance démographique persistante 10-110
10.6.1.3 Un pays face à l'urbanisation 10-110

10.6.1.4 Une pauvreté persistante 10-110
10.6.1.5 La pauvreté, l'emploi et les revenus 10-112
10.6.1.6 Le développement humain : accès à l'éducation, à la santé et à l'eau 10-112
10.6.1.7 Conclusions socioéconomiques 10-113
10.6.2 Étude sociale et genre (SGA) 10-115
10.6.2.1 Rencontres 10-115
10.6.2.2 Conclusions des rencontres 10-116
10.6.3 Étude genre 10-129
10.6.3.1 Relations genres 10-130
10.6.3.2 Cadre de responsabilisation ou d'acquisition de pouvoir 10-130
10.6.3.3 Le genre dans l'environnement institutionnel du Bénin 10-131
10.6.3.4 Électricité et rôles genres 10-134
10.6.3.5 Évolution des relations genres 10-135
10.6.3.6 Besoins pratiques et intérêts stratégiques 10-135
10.6.3.7 Différences d'utilisation en fonction du genre 10-136
10.6.3.8 Divergence d'intérêts et négociations entre hommes et femmes 10-138
10.6.3.9 Prise de décision et responsabilisation des femmes 10-139
10.6.3.10 Groupements féminins 10-140
10.6.3.11 Répercussions et impacts sociaux des projets genres 10-141
10.6.3.12 Répercussions pour le client : ménages et opérateurs économiques 10-142
10.6.4 Impact sur la lutte contre la pauvreté 10-147
10.6.4.1 Impacts positifs sur l'économie et la création d'emplois 10-147
10.6.4.2 Impacts négatifs 10-147
10.6.4.3 Programmes sociaux en faveur des classes les plus pauvres 10-147
10.6.4.4 Systèmes de financement et d'aide à la connexion pour les ménages les plus pauvres 10-147
10.6.4.5 Campagne d'éducation et d'information sur l'utilisation de l'électricité 10-148
10.6.4.6 Mesures d'atténuation complémentaires à grande échelle 10-149
10.7 Non-réalisation du projet 10-156
10.8 Impacts cumulés 10-157
10.8.1 Exemples représentatifs de projets pertinents en termes d'impacts cumulés – Projets énergétiques financés par des investisseurs tiers 10-157
10.8.2 Impacts cumulés potentiels 10-160
10.8.2.1 Qualité de l'air 10-160
10.8.2.2 Changement climatique 10-160
10.8.2.3 Nuisances sonores 10-160
10.8.2.4 Ressources en eau 10-161
10.8.2.5 Géologie et sols 10-161

10.8.2.6 Utilisation et acquisition des terres 10-161
10.8.2.7 Composantes socio-économiques 10-161
10.8.2.8 Ressources culturelles 10-162
10.8.2.9 Ressources biologiques 10-162
10.8.2.10 Infrastructures et équipements 10-162
10.8.2.11 Substances dangereuses 10-162
10.8.2.12 Santé, sûreté et sécurité de la communauté 10-163
10.9 Impacts secondaires (induits) 10-163
10.9.1 Proposition de mesure 10-163
10.9.1.1 Construction 10-163
10.9.1.2 Exploitation 10-164
10.10 Récapitulatif des impacts et mesures d'atténuation 10-165
10.11 Plans de gestion environnementale et budget prévisionnel 10-170
10.11.1 Budget de consultation sociale et environnementale (ESOC) 10-173
10.11.1.1 Système de gestion environnementale et sociale (SGES) de la SBEE et la CEB 10-173
10.11.2 EIES 10-175
10.11.3 Reforestation 10-177
10.11.4 Gestion de l'environnement, la santé et la sécurité 10-177
10.11.5 Cartographie et étude des sols 10-179
10.11.6 Étude des ressources naturelles et culturelles 10-179
10.11.7 Plans de gestion des eaux pluviales 10-180
10.11.8 Étude du site Ramsar 10-180
10.11.9 Consultation publique sur l'EIA 10-181
10.11.10 Contamination des sols et PCB 10-181
10.11.10.1 Normes de nettoyage 10-181
10.11.10.2 Approche de nettoyage 10-181
10.11.10.3 Options d'élimination en cas de contamination des sols 10-181
10.11.11 Relocalisation 10-183
11.0 REFERENCES 11-184
12.0 REFERENCES 12-1
13.0 ANNEXES 13-1

LISTE DES TABLEAUX

Tableau NS- 1. Les importations de cas maximum 5
Tableau NS- 2. Les importations de cas minimum 6
Tableau NS- 3. Estimations des couts pour le développement du réseau 11
Tableau NS- 4. Taux de rendement 12
Tableau 1- 2. Présentation de la puissance installée 1-3
Tableau 1- 3. Production et importations d'électricité 1-4
Tableau 1- 4. Projets énergétiques retenus par le MCC ciblées d'augmenter la charge 1-5
Tableau 1- 5. Tailles de transformateurs dans les sous-stations au Togo 1-9
Tableau 1- 6. Tailles des transformateurs dans les sous-stations au Bénin 1-9
Tableau 1- 7. Données du réseau de transport de la CEB. 1-9
Tableau 1- 8. Données du réseau de distribution de la SBEE 1-11
Tableau 1- 9.Comparaison entre l'énergie achetée et vendue par la SBEE 1-12
Tableau 1- 10. Vue d'ensemble des pertes par région béninoise 1-13
Tableau 1- 11. Interruptions prévues et imprévues 1-14
Tableau 2-1. Liste des projets de priorité 2-41
Tableau 2-2 : Identification des projets et année d'achèvement proposée 2-43
Tableau 2-3. Résumé des formes de contrat recommandé d'être utiliser pour les contrats requis 2-50
Tableau 2-4. Exigences pour l'intégration du réseau PV 2-54
Tableau 3-1. Répartition mensuelle de la charge de pointe 3-1
Tableau 3-2. Évolution de la demande de pointe au niveau de la sous-station, années 2015-2025 3-2
Tableau 3-3. Affectation des charges redirigées vers les nouvelles sous-stations d'alimentation entrante 3-3
Table 3-4. Importations cas maximum 3-16
Table 3-5. Importations cas minimum 3-17
Tableau 5-1. Calendrier préliminaire de mise en œuvre 5-9
Tableau 6-1. Analyse des risques pour le projet de distribution 6-1
Tableau 7-1.Référence pour l'estimation des coûts 7-1
Tableau 7-2. Estimation des coûts pour la zone de Natitingou 7-3
Tableau 7-3. Estimation des coûts pour la zone de Parakou 7-4
Tableau 7-4. Estimation des coûts pour la zone de Djougou 7-5
Tableau 7-5. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.1 7-6
Tableau 7-6. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.2.a 7-7
Tableau 7-7. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.2.b 7-8
Tableau 7-8. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.2.c 7-9
Tableau 7-9. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.3.a 7-10
Tableau 7-10. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.3.b 7-11
Tableau 7-11. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.3.c 7-12
Tableau 7-12. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.4 7-13

Tableau 7-13. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.5 7-13
Tableau 7-14. Estimation des coûts pour accroître la fiabilité à Cotonou n°5.1 7-14
Tableau 7-15. Estimation des coûts pour accroître la fiabilité à Cotonou n°5.2 7-15
Tableau 7-16.Estimation des coûts pour accroître la fiabilité à Cotonou n°5.3 7-16
Tableau 7-17. Estimation des coûts pour accroître la fiabilité à Cotonou n°5.4 7-16
Tableau 7-18. Estimation des coûts pour accroître la fiabilité à Cotonou n°5.5 7-17
Tableau 7-19. Estimation des coûts pour accroître la fiabilité à Cotonou n°5.6 7-17
Tableau 7-20. Estimation des coûts pour la zone d'Ouidah 7-18
Tableau 7-21. Estimation des coûts pour la « Préparation de la répartition » 7-19
Tableau 7-22. Estimation des coûts pour la zone de Porto-Novo 7-21
Tableau 7-23. Estimation des coûts pour les projets généraux 7-22
Tableau 7-24. Estimation des coûts d'affectation CNRDC 7-25
Tableau 7-25. Coûts des compteurs prépayés 7-26
Tableau 7-26. Résumé des coûts pour tous les packages 7-27
Tableau 7-27. Résumé des coûts par niveau de priorité 7-28
Tableau 7-28. Résumé des estimations des coûts par la propriété des actifs 7-28
Tableau 8-1.Synopsis de l'investissement financier et économique et des coûts E&M 8-3
Tableau 8-2. Réduction prévue de l'électricité non desservie 8-6
Tableau 8-3. Portée de bénéfices attendus des projets 8-7
Tableau 8-4. Paramètres et hypothèses pour l'analyse économique 8-8
Tableau 8-5. Package # 1 Résultats de l'analyse économique 8-9
Tableau 8-6. Package n° 2 Résultats de l'analyse économique 8-10
Tableau 8-7. Package n° 3 Résultats de l'analyse économique 8-11
Tableau 8-8. Package n° 4 Résultats de l'analyse économique 8-12
Tableau 8-9. Package n° 5 Résultats de l'analyse économique 8-13
Tableau 8-10. Package n° 6 Résultats de l'analyse économique 8-14
Tableau 8-11. Package n° 7 Résultats de l'analyse économique 8-15
Tableau 8-12. . Package n° 8 Résultats de l'analyse économique 8-16
Tableau 8-13. Package n° 9 Résultats de l'analyse économique 8-17
Tableau 8-14.Résultats de l'analyse économique 8-17
Tableau 9-1. Modernisation et expansion du système de distribution 9-5
Tableau 9-2. Manutention générale du projet 9-12
Tableau 10-1 – Alternatives retenues 10-4
Tableau 10-2 – Références croisées entre le processus d'EIES et l'EA 10-18
Tableau 10-3 – Liste des réunions – Rencontres des acteurs concernés à ce jour 10-21
Tableau 10-4 – Synthèse des impacts potentiels d'après les normes de performance de l'IFC 10-25
Tableau 10-5 – Définition du périmètre 10-30
Tableau 10-6 – Lien entre composantes et impacts 10-35
Tableau 10-7 – Normes de qualité de l'air en République du Bénin 10-36
Tableau 10-8 – Coût social du CO_2 de 2015 à 2050 (en dollars à leur valeur de 2011) 10-39
Tableau 10-9 – Seuils de nuisance sonore en décibels (dB) par secteur 10-40
Tableau 10-10 – Seuils de nuisance sonore en environnement de travail 10-41
Tableau 10-11 – Espèces végétales (flore) observées au niveau de la sous-station de Natitingou 10-53
Tableau 10-12 – Synthèse des impacts sur l'utilisation des terres par sous-station 10-72
Tableau 10-13 – Indicateurs clés du recensement de 2012 10-109
Tableau 10-14 – Accès à l'électricité 10-113
Tableau 10-15 – Synthèse des rencontres SGA 10-116
Tableau 10-16 – Cadre de responsabilisation des femmes 10-131
Tableau 10-17 – Indice d'égalité de genre au Bénin 10-133
Tableau 10-18 – Problèmes au sein des ménages identifiés lors des rencontres 10-136

Tableau 10-19 – Répercussions et contraintes à prendre en compte 10-145
Tableau 10-20 – Mesures visant à réduire les obstacles à l'acquisition d'un compteur pour les ménages.....10-148
Tableau 10-21 – Mesures visant à réduire les obstacles à l'acquisition d'un compteur pour les petites entreprises 10-148
Tableau 10-22 – Indicateurs de population et de revenus 10-151
Tableau 10-23 – Indicateurs de pauvreté 10-151
Tableau 10-24 – Taux d'emploi et connexion au réseau électrique 10-153
Tableau 10-25 – Développements réalisés, planifiés ou raisonnablement définis pertinents en termes d'impacts cumulés 10-158
Tableau 10-26 – Impacts positifs 10-165
Tableau 10-27 – Impacts négatifs et mesures d'atténuation 10-167
Tableau 10-28 – Budget prévisionnel : coûts environnementaux et sociaux – Projets de Distribution 10-171

LISTE DES FIGURES

Figure 1- 1. Réseau actuel et proposé 1-6
Figure 1- 2. Description graphique de l'énergie achetée et vendue par la SBEE (GWh) 1-12
Figure 2-1. Système du jeu de barres double 2-1
Figure 2-2. Système du jeu de barres simple (avec lien) 2-2
Figure 2-3. Configuration-H 2-3
Figure 2-4. Espace requis pour une connexion-H classique 2-4
Figure 2-5. Espace requis pour une connexion-H hybride 2-5
Figure 2-6. Indication de la ligne aérienne de 20 kV à Natitingou (bleu foncé et clair) 2-7
Figure 2-7. Indication de la ligne aérienne de 20 kV à Parakou (bleu foncé et magenta) 2-10
Figure 2-8. Indication des lignes aériennes de 20 kV à Djougou (bleu foncé) 2-13
Figure 2-9. Emplacement proposé pour le nouvel appareillage à jeu de barres double de 63 kV à Védoko 2-15
Figure 2-10. Projet de routage du câble de 63 kV pour la connexion de la partie 1 2-16
Figure 2-11. Projet de routage de câble de 63 kV pour la connexion de la partie 2 2-17
Figure 2-12. Projet de routage du câble de 63 kV pour la connexion de la partie 3 2-17
Figure 2-13. Emplacements possibles pour le nouvel appareillage de 63/15 kV à Gbèdjromédé 2-18
Figure 2-14. Emplacement proposé pour le nouvel appareillage de 63/15 kV à Répartition D1 2-20
Figure 2-15. Projet de routage du câble de 63 kV pour la connexion de la partie 1 2-21
Figure 2-16. Projet de routage de câble de 63 kV pour la connexion de la partie 2 2-22
Figure 2-17. Projet de routage du câble de 63 kV pour la connexion de la partie 3 2-22
Figure 2-18. Emplacements possibles pour le nouvel appareillage de 63/15 kV à Cadjehoun 2-24
Figure 2-19. Emplacements possibles pour le nouvel appareillage de 63/15 kV à Fidjrossè 2-25
Figure 2-20. Connexions en « toile d'araignée » dans la région de Yemikodji 2-27
Figure 2-21. Emplacement des connexions en « toile d'araignée » dans la région de Yemikodji 2-27
Figure 2-22. Projet de routage de câble en boucle entrante/sortante de la sous-station d'Ancien Pont 2-29
Figure 2-23. Emplacements possibles pour le nouvel appareillage de 63/15 kV à Cadjehoun 2-30
Figure 2-24. Emplacements possibles pour les nouveaux appareillages de 15 kV à St. Michel 2-31
Figure 2-25. Emplacements possibles pour le nouvel appareillage de 15 kV à OCBN 2-32
Figure 2-26. Projet de routage du câble de 63 kV pour la connexion Akpakpa - Porto-Novo, Partie 1 2-37
Figure 2-27. Projet de routage du câble/ligne aérienne de 63 kV pour la connexion Akpakpa - Porto-Novo, Parties 2+3 2-38
Figure 2-28. Lignes aériennes de 15 kV à Porto-Novo (rouge foncé et magenta) 2-39
Figure 2-29. Phases d'exécution du projet 2-48
Figure 4-1. Structure de base et configuration du SCADA/DMS proposée 4-9
Figure 10-1 – Actuelle sous-station SBEE de Natitingou-Berecingou 10-49
Figure 10-2 – Natitingou South – Modification de l'utilisation des terres de Berecingou 10-51
Figure 10-3 – Sous-station SBEE Natitingou North (partiellement construite) 10-52
Figure 10-4 – Section nord de la sous-station SBEE d'Ancien Pont – Vue vers l'est 10-63
Figure 10-5 – Projet de ligne SBEE de Cotonou 10-66
Figure 10-6 – Sous-station SBEE Repartition D2 10-68
Figure 10-7 – Sous-station SBEE de Cadjehoun 10-69
Figure 10-8 – Sous-station de Saint-Michel 10-70
Figure 10-9 – Sous-station SBEE d'Ancien Pont 10-71
Figure 10-10 – Section nord de la sous-station SBEE d'Ancien Pont – Vue vers l'eau avec le bâtiment SBEE jaune sur la droite 10-71
Figure 10-11 – Exemple de ligne aérienne de 15 kV avec câblage basse tension en dessous 10-87
Figure 10-12 – Quartier de constructions résidentielles non autorisées à Cotonou 10-88

Figure 10-13 – Vue sur la lagune de Porto-Novo depuis le pont de Porto-Novo (vue vers le nord-est) 10-94
Figure 10-14 – Structure de support pour pylône à treillis de 63 kV – Zone rurale entre Cotonou et Porto-Novo 10-96
Figure 10-15 – Structure de support pour pilier simple de 63 kV – Ville de Cotonou 10-96
Figure 10-16 – Structure de support pour pylône à treillis de 63 kV – Zone rurale entre Cotonou et Porto-Novo 10-97
Figure 10-17 – Image satellite de l'actuelle ligne de 63 kV qui rallie Cotonou à Porto-Novo 10-99
Figure 10-18 – Actuel couloir aérien à l'ouest de la sous-station Repartition D2 10-100
Figure 10-19 – Itinéraire proposé pour la nouvelle ligne au sein de la zone inexploitée sur les rives de la lagune de Porto-Novo.....10-103
Figure 10-20 – Endroit où la ligne aérienne bascule dans le sol à proximité de Porto-Novo 10-104
Figure 10-21 – Exemple de ligne aérienne conforme aux directives de protection aviaire 10-105

LISTE DES ANNEXES

Annexe 2.1A	Réseau CEB : Schémas	Annexe 4.1	Prévision de la demande - Bénin
Annexe 2.1B	Réseau CEB : Géographie		
Annexe 2.1C	Schéma unifilaire du système à moyenne tension pour le nord du Bénin	Annexe 4.3	Utilisation des systèmes à jeu de barres double
Annexe 2.2A	Réseau SBEE : Géographie	Annexe 4.3.1	Calcul du flux de puissance - Année 2015
Annexe 2.2B	Schéma unifilaire de la distribution - Abomey-Calavi	Annexe 4.3.2	Calcul du flux de puissance - Année 2016
Annexe 2.2C	Schéma unifilaire de la distribution - Atlantique	Annexe 4.3.3	Calcul du flux de puissance - Année 2017
Annexe 2.2D	Schéma unifilaire de la distribution - Collines 2	Annexe 4.3.4	Calcul du flux de puissance - Année 2018
Annexe 2.2E	Schéma unifilaire de la distribution - Cotonou Est	Annexe 4.3.5	Calcul du flux de puissance - Année 2019
Annexe 2.2F	Schéma unifilaire de la distribution - Cotonou Ouest	Annexe 4.3.6	Calcul du flux de puissance - Année 2020
Annexe 2.2G	Schéma unifilaire de la distribution - Djougou	Annexe 4.3.7	Calcul du flux de puissance – Année 2025
Annexe 2.2H	Schéma unifilaire de la distribution - Kandi	Annexe 4.4.1	Calcul des courants de court-circuit - Année 2015
Annexe 2.2I	Schéma unifilaire de la distribution - Mono-Couffo	Annexe 4.4.2	Calcul des courants de court-circuit - Année 2016
Annexe 2.2J	Schéma unifilaire d e la distribution - Natitingou	Annexe 4.4.3	Calcul des courants de court-circuit - Année 2017
Annexe 2.2K	Schéma unifilaire de la distribution - Parakou	Annexe 4.4.4	Calcul des courants de court-circuit - Année 2018
Annexe 2.2L	Schéma unifilaire de la distribution - Porto-Novo	Annexe 4.4.5	Calcul des courants de court-circuit - Année 2019
Annexe 2.2M	Schéma unifilaire de la distribution - Zou	Annexe 4.4.6	Calcul des courants de court-circuit - Année 2020
Annexe 2.2.4a	Panne d'alimentation - Vedoko	Annexe 4.4.7	Calcul des courants de court-circuit - Année 2025
Annexe 2.2.4b	Panne d'alimentation - Akpakpa	Annexe 5.1	Introduction : Répartition
Annexe 2.2.4c	Panne d'alimentation - Gbégamey	Annexe 5.2	Réseau électrique du Bénin
Annexe 2.2.4d	Panne d'alimentation - Maria-Gléta	Annexe 5.3	Conception de base du CNCR
Annexe 2.2.4e	Panne d'alimentation – Sèmè	Annexe 5.4	Équipement des stations principales du CNCR
Annexe 2.7	Schéma unifilaire de l'extension - Abomey-Calavi	Annexe 5.5	Logiciel d'application du CNCR
Annexe 3.6	Calendrier des projets		

Annexe 5.6	Équipement SCADA dans les sous-stations
Annexe 5.7	Système de télécommunication
Annexe 5.8	Organisation, personnel et formation
Annexe 5.9	Mise en œuvre du projet/Estimation des coûts
Annexe 8.1.1	Estimation des coûts - Région de Natitingou
Annexe 8.1.2	Estimation des coûts - Région de Parakou
Annexe 8.1.3	Estimation des coûts - Région de Djougou
Annexe 8.1.4	Estimation des coûts - Demande de Cotonou
Annexe 8.1.5	Estimation des coûts - Fiabilité de Cotonou
Annexe 8.1.6	Estimation des coûts - Région d'Ouidah
Annexe 8.1.7	Estimation des coûts - Compatibilité SCADA
Annexe 8.1.8	Estimation des coûts - Région de Porto-Novo
Annexe 8.1.9	Estimation des coûts - Projets généraux
Annexe 8.1.10	Estimation des coûts - Résumé
Annexe 9.2	Analyse économique - Package n°1
Annexe 9.3	Analyse économique - Package n°2
Annexe 9.4	Analyse économique - Package n°3
Annexe 9.5	Analyse économique - Package n°4
Annexe 9.6	Analyse économique - Package n°5
Annexe 9.7	Analyse économique - Package n°6
Annexe 9.8	Analyse économique - Package n°7
Annexe 9.9	Analyse économique - Package n°8
Annexe 9.10	Analyse économique - Package n°9
Annex 10.1	Focus Group Meetings
Annex 10.2	List of Attendees
Annex 10.3	Cotonou Carte d'Addressage
Annex 10.4	Transformer Inventory and PCB Test List
Annex 10.5	Example Scope of Work for a Site Assessment
Annex 10.6	SBEE Safety Program

ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS

µg	microgram
ABB	Asea Brown Boveri
ABE	Agence Béninoise pour l'Environnement
ASI	Alimentation sans interruption
AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMR	Advanced Meter Reading
API	Automate Programmable Industriel
BM	Banque mondiale
BT	Basse tension
CAP	Consentement à payer
CàP	Combinateur à prises
CAP	Consentement à payer
CCD	Centre de contrôle de la distribution
CCRD	Centre de contrôle régional de distribution
CEB	Communauté Électrique du Bénin
CDED	Coût de l'énergie inutilisée
CEI	Commission électrotechnique internationale
CFO	Câble à fibre optique
CFP	Correction du facteur de puissance
CIM	Modèle d'interface commune
CNCRD	Centre Nationale de Contrôle de Répartition de la Distribution
CNCR	Centre national de contrôle et de répartition
COSEM	Companion Specification for Energy Metering
CPL	Courants Porteurs en Ligne
CRL	Centre de répartition locale
CSES	Consultant de surveillance de l'environnement et social
DLMS	Device Language Message Specification
DMS	Système de gestion de bases de données *(anglais : Data Management System (DMS))*
DPMER	Département pour la production et le mouvement
DQ	Devis quantitatif
EIE	Évaluation d'impact environnemental
EIES	Étude d'impact environnemental et social
EnD	Électricité non desservie
EPC	Ingénierie, Approvisionnement, Construction
Ex. & M.	Exploitation & Maintenance
GdB	Gouvernement du Bénin
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
GWh	Gigawatt-heures
ha	hectare(s)
HT	Haute tension
HTA	Haute tension A (63 kV)
HTB	Haute tension B (15/20/33 kV)
ICCP	Protocole de communication entre centres de contrôle
IDA	Association internationale de développement
IHM	Interface homme-machine
IST	infection sexuellement transmissible
km	Kilomètre
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-heure
kV	Kilovolt
LA	Ligne aérienne
LAN	Réseau local
MCA	Millenium Challenge Account
MCC	Millenium Challenge Corporation
Min	Minute
MT	Moyenne tension
MTTR	Temps moyen jusqu'à la remise en service *(anglais : Mean Time To Restoration (MTTR))*
MVA	Mégavoltampère
MVAr	Mégavoltampère réactif
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt-heure
N°	Numéro
ONAF	Refroidissement par air forcé, huile naturelle
ONAN	Refroidissement par air naturel, huile naturelle
OPGW	Câble de garde à fibre optique
PDT	Plan de travail
PFR	Plan Foncier Rural
PV	Photovoltaïque
RTU	Terminal à distance

	(anglais : Remote Terminal Unit : RTU)
SBEE	Société Béninoise d'Énergie Électrique
SCADA	Système de contrôle et d'acquisition de données (anglais: *supervisory control and data acquisition)*
SFI	Société financière internationale de l a Banque Mondiale
SGD	Système de gestion de la distribution
SGES	Système de gestion environnemental et social
SIDA	Syndrome d'immunodéficience acquise
SIG	Système d'information géographique
SMAC	Système de mesure automatique par compteur
SRAC	Système de relevé automatique du compteur
SSC	Sous-station compacte
STS	Spécification de transfert standardisée
SU	Schéma unifilaire
TB	Tension de base (0,415 kV)
TMR	Temps moyen de réparation
TR	Transformateur
TRE	Taux de rendement économique interne
TsP	Transformateur sur poteau
UCA	Utility Communication Architecture
UCF	Unité de Coordination de la Formulation du 2eme Programme et du
UIU	Unité d'interface utilisateur
VIH	Virus de l'immunodéficience humaine
WAN	Réseau sans fil
WAPP	West African Power Pool (*Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Afrique*

NOTE DE SYNTHESE

Ce rapport de faisabilité résume les constatations faites dans le cadre d'une évaluation portant sur le réseau existant de distribution de moyenne tension au Bénin, en se concentrant sur la situation actuelle du développement du réseau de distribution et sur l'automatisation.

NS.1 DESCRIPTION DU RESEAU EXISTANT

Le réseau de distribution existant au Bénin se caractérise par de très longues lignes d'alimentation, surtout dans les zones rurales du Nord autour de Djougou / Parakou / Natitingou et Bembéréké avec une densité de charge faible. Dans les villes plus grandes, comme par exemple Cotonou, la situation est différente. Cependant, il y a aussi de longues lignes d'alimentation radiales issues des sous-stations de distribution pour alimenter les zones urbaines. La charge sur ce type de dispositif d'alimentation est plus élevée que dans les zones rurales en raison de la densité de charge supérieure et du plus grand nombre de consommateurs connectés à ces lignes. Cela provoque des pertes relativement élevées dans le réseau de distribution vu que l'énergie doit être transmise par une seule ligne. En fait, le profil de tension pour la zone de Cotonou est bon, seul un petit nombre de zones suburbaines reçoit des tensions inférieures à 90 %.

Dans les régions du nord, la situation est différente. À cause des longues lignes de 20 kV, la chute de tension pendant les heures de pointe est élevée. Elle est même supérieure à la limite admise à 10 % pour les opérations normales. À Natitingou, lors des heures de pointe du soir, la CEB de Djougou décharge Djougou de l'alimentation de cette zone afin que le réseau en soit libéré. La distribution est exécutée en mode isolé avec les unités de génération diesel de Wärtsilä, situés à la sous-station de Bérécingou, près de Natitingou.

Pour des raisons d'urgence, le gouvernement du Bénin a récemment lancé un programme d'installation de petites unités diesel qui visera à libérer le système d'alimentation pendant les heures de pointe du soir, mais aussi pour réduire l'énergie importée. Ces unités ont une taille de 1 MW chacune et sont louées soit à Aggreko soit à MRI. 35 unités sont temporairement installées à Akpakpa, 15 unités à Gbégamey, 20 unités à Védoko et 16 unités à Parakou. Le laps de temps pendant lequel ces unités seront maintenues n'est pas connu.

NS.2 DEVELOPPEMENT PROPOSE DU RESEAU

Afin d'améliorer le profil de tension mais aussi pour réduire les pertes dans le système de distribution, un programme a été lancé pour renforcer le réseau de distribution au Bénin. Ce programme comprend également l'installation d'une puissance solaire de 82 MW dans le réseau du nord (5 MW à Natitingou, 2 MW à Bembéréké, 10 MW à Djougou, 15 MW à Parakou, 15 MW à Bohicon et 35 MW à Onigbolo) et des investigations sur la réhabilitation des unités de génération diesel de Wärtsilä à Porto-Novo (6×2 MW), Parakou (7×2 MW) et Natitingou (6×2 MW). Initialement, d'autres enquêtes étaient prévues pour faire

des recherches sur des centrales hydroélectriques et des centrales à biomasse, mais elles ont été abandonnées.

Du côté de la distribution, plusieurs modifications pour le renforcement du réseau sont proposées afin d'améliorer le profil de tension et de réduire les pertes, mais aussi pour renforcer le réseau général de distribution pour faire face à l'augmentation prévue de la demande.

Les mesures sur le secteur de distribution sont divisées au total en neuf packages, dont la plupart concernent des régions du Bénin. Chacun de ces ensembles est partitionné en sous-packages qui détaillent l'unique projet proposé qui sera mis en œuvre.

Le package 1 concerne la zone de Natitingou et consiste en l'ajout d'une nouvelle alimentation de 161 kV (comprenant un appareillage de commutation de 161 kV et un transformateur), la mise à niveau du réseau rural de 20 kV vers un niveau de 33 kV (comprenant le remplacement des transformateurs BT), l'installation d'une nouvelle sous-station de 33 kV appelée « Natitingou nord) (comprenant la connexion aérienne de 33 kV d'environ 10 km venant de Bérécingou) et la connexion de fibres optiques de Bérécingou vers la petite centrale hydroélectrique de Yéripao. La sous-station de 33 kV de Nati Nord, et la connexion aérienne qui en découle, est déjà en cours de conception, mais elle figure dans ce package pour s'assurer qu'elle soit terminée quand la centrale photovoltaïque de Natitingou sera construite. Il y aura un bouclage interne et externe de cette connexion au niveau de la centrale fondamentalement requis.

Le package 2 prévoit des travaux de modification du réseau dans la région de Parakou. Il est destiné à relier l'appareillage de commutation de 33 kV existant au réseau et mettre à niveau les alimentations rurales en passant d'un niveau de 20 kV à 33 kV (et incluant le remplacement des transformations BT). De plus, comme Parakou est une zone industrielle très développée, il a été envisagé dans ce projet de connecter au réseau les huit plus grands consommateurs.

Le package 3 concerne la région de Djougou et se compose de la mise à niveau de la connexion existante de 161 kV vers un appareillage de commutation complet de 161 kV, avec les lignes aériennes appropriées venant de Kara et allant à Parakou, ainsi que la mise à niveau de l'alimentation rurale de 20 kV vers un niveau atteignant 33 kV (comprenant le remplacement des transformateurs BT).

Le package 4 concerne la région de Cotonou et se compose de modifications sur le réseau liées non seulement au réseau de distribution ainsi qu' quelques modifications mineures, mais essentielles, du réseau de transport.

1. Le premier sous-package comprend la construction d'un nouvel appareillage de commutation à double jeu de barres de 63 kV à Védoko, incluant de nouveaux transformateurs de niveaux allant de 161 kV à 63 kV mais aussi de 161 kV à 15 kV, pour clairement séparer les alimentations entre 15 kV et 63 kV.
2. Le deuxième sous-package comprend une nouvelle connexion de 63 kV entre Védoko et Akpakpa, incluant deux nouveaux abaisseurs de tension à 15 kV au niveau de Gbèdjromédé et de la répartition D1.

3. Le troisième sous-package se compose d'un anneau de câble de 63 kV partant de Védoko et approvisionnant deux nouveaux abaisseurs de tension à 15 kV au niveau de Cadjehoun et Fidjrossè.
4. Le quatrième sous-package comprend l'expansion proposée du réseau de distribution générale à Cotonou, en tenant compte de l'approvisionnement des nouveaux consommateurs, incluant la connexion 15 kV et BT ainsi que les transformateurs abaisseurs BT.
5. Le cinquième sous-package concerne la suppression des connexions illégales que l'on appelle « Toile d'Araignée ». On sait qu'il en existe dans la zone de Yemikodji, mais elles ne se limitent pas à cette zone. Par conséquent, l'alimentation des nouveaux consommateurs, incluant les connexions 15 kV et BT, mais aussi les transformateurs abaisseurs BT est prise en compte.

Le package 5 est lié, lui aussi, à la région de Cotonou, mais concerne davantage le remplacement et la mise à niveau des installations déjà existantes.

1. Le premier sous-package comprend le raccordement au réseau de transport au niveau de l'appareillage de commutation HT de Maria-Gléta, incluant l'ajout de nouvelles artères, mais également de deux nouveaux transformateurs 161/63 kV. Cette connexion est considérée comme essentielle pour le développement du réseau.
2. Le deuxième sous-package prévoit le remplacement de la station existante de distribution principal au niveau de l'Ancien Pont, qui sera remplacé et modernisé en une alimentation de 63 kV, comprenant le bouclage interne et externe du câble de 63 kV.
3. Le troisième sous-package est le remplacement de la sous-station de distribution à Saint-Michel, qui doit être remplacé en raison de son âge, mais aussi parce qu'elle prendra un rôle central dans la distribution d'énergie dans cette région. Une future mise à niveau pour une alimentation à 63 kV est proposée.
4. Le quatrième sous-package est le remplacement de la sous-station de distribution à l'OCBN (Bâtiment Maersk) dont on envisage une mise à niveau vu qu'elle aura un rôle central dans la distribution d'énergie dans cette région du sud.
5. Le cinquième sous-package se compose de la mise à niveau de l'appareillage de commutation de 63 kV à Sémé vers une configuration de commutation complète avec sectionnement de barres et bouclage interne et externe appropriée de la connexion aérienne de 63 kV allant de Akpakpa vers Porto-Novo.
6. Le sixième sous-package est axé sur une nouvelle alimentation de 161 kV pour la ville de Ouidah, où une grande zone industrielle est prévue. Il se compose d'une nouvelle connexion aérienne de 161 kV provenant de Maria-Gléta, le transformateur associé, mais aussi la sous-station de distribution de 20 kV.

Le package 7 comprend les travaux de préparation pour chaque station de distribution pour être en mesure de les connecter au réseau du système d'acquisition et de contrôle des données, que l'on

connaît sous l'acronyme SCADA et au Centre de Répartition. En outre, les tâches pour mesurer en continu les transformateurs BT ainsi que l'installation de compteurs AMR et AMI sont incluses.

Le package 8 se compose du travail de modification pour la région de Porto-Novo et se divise en sous-package.

1. Le premier sous-package se compose d'une nouvelle connexion de 63 kV entre Porto-Novo et Akpakpa, incluant les modifications de commutation connexes et un nouveau point abaisseur de tension à la Répartition D2 avec le remplacement de cette sous-station de 15 kV.
2. Le deuxième sous-package prévoit la mise à niveau des artères de 20 kV en milieu rural vers un niveau de 33 kV (incluant le remplacement des transformateurs BT).

Le package 9 concerne l'installation de nouveaux équipements de compensation de 15 kV pour soutenir la tension et corriger le facteur de puissance, ainsi que de l'installation de commutateurs sectionneurs supplémentaires dans la région à 15 kV à Cotonou pour réduire la longueur des artères et pour améliorer la flexibilité opérationnelle.

Un ordre de priorité pour les principaux packages et sous-packages est proposé et contient trois critères :

- La priorité 1 concerne les installations essentielles pour la mise en œuvre de tous les autres projets proposés, mais également celles qui sont liées à la réhabilitation des installations photovoltaïques et diesel.
- La priorité 2 inclut tous les projets qui doivent être mis en œuvre ensembles, car ils représentent la philosophie du réseau proposé, en particulier pour les régions de Cotonou et de Porto-Novo.
- La priorité 3 se rapporte aux projets qui peuvent être intégrés individuellement.

NS.3 INVESTIGATIONS SUR LE RESEAU

Modélisation NEPLAN

Un modèle NEPLAN a été reçue de la SBEE. Il a été ajusté pour correspondre aux investigations nécessaires sur le réseau. Le modèle se compose des réseaux globaux de 161 kV du Bénin et du Togo, vu qu'ils sont constamment reliés. L'alimentation de 330 kV en provenance du Nigéria est modélisée comme un réseau externe, tout comme la connexion au Ghana.

Le modèle se compose également du réseau 63 kV et des réseaux 20/33 kV des régions du nord. Dans les régions du sud, des abaisseurs de tension à 15 kV et 20 kV apparaissent, avec toutes les lignes d'alimentation sortantes.

Les calculs du réseau sont faits sur une base annuelle entre 2015 et 2020 et séparément pour 2025 pour une perspective future.

Les fichiers se composent des années de mise en œuvre proposées des packages 1 à 9 liés à ce projet, mais aussi tous les autres projets proposés qui ont été identifiés et communiqués avec la SBEE et la CEB.

Résultats du Débit de Puissance

Les calculs du débit de puissance ont été effectués pour les années 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020 et 2025. Pour chaque année, un scénario de débit maximal, considérant la prévision de la demande, a été effectué, en disposant également du débit maximal disponible des unités diesel en ligne (soit Wärtsilä ou Aggreko / MRI). Pendant le scénario de débit maximal, l'alimentation est assurée par les centrales photovoltaïques alors que toutes les unités diesels sont éteintes.

Les mesures proposées d'extension du réseau ont une influence sur le comportement du réseau et garantissent la possibilité de distribuer des charges supplémentaires conformément à la prévision de la demande.

Les tableaux ci-dessous montrent l'évolution des valeurs en MW importées pendant les périodes de débit de pointe et pendant les heures de débit faible pour chaque année séparément. On peut voir que les valeurs importées ne cessent d'augmenter d'une année sur l'autre car la production locale est un montant fixe et la puissance supplémentaire nécessaire doit être couverte par des importations.

Tableau NS- 1. Les importations de cas maximum

Importation Cas maximal	2015 (mW)	2016 (mW)	2017 (mW)	2018 (mW)	2019 (mW)	2020 (mW)	2025 (mW)
Sakété (Nigéria)	180	180	180	180	180	180	180
Lomé Aflao (Ghana)	50	50	50	50	50	50	50
Mome Hogou (330 kV)	-	-	-	-	-	-	385
Génération générique (Maria Gleta, Sakete)	61	112	49	97	168	218	200
Total	**291**	**342**	**279**	**327**	**398**	**448**	**725**

Le cas pour la puissance maximale importée montre une réduction entre 2016 et 2017. Ceci est dû à la remise en service de la centrale à gaz de Maria-Gléta, qui est au-delà du contrôle de la MCC mais aussi à l'utilisation des unités de production diesel de Wärtsilä après réhabilitation. Génération générique a été introduite pour préciser que la fourniture d'énergie en termes de modélisation d'écoulement de puissance n'a pas à être définie avec précision, mais est nécessaire pour équilibrer la différence entre la demande et la fourniture d'électricité.

On a supposé que les importations en provenance du Nigeria seraient possibles jusqu'à 180 MW et du Ghana jusqu'à 50 MW. "Génération générique" pourrait être injectée sur le site Maria Gleta (jusqu'à 150 MW) et sur le site Sakété (jusqu'à 250 MW).

Tableau NS- 2. Les importations de cas minimum

Importation Cas minimal	2015 (mW)	2016 (mW)	2017 (mW)	2018 (mW)	2019 (mW)	2020 (mW)	2025 (mW)
Sakété (Nigéria)	65	96	48	67	96	119	124
Lomé Aflao (Ghana)	25	27	24	25	34	39	12
Mome Hogou (330 kV)	---0	---	---	---	---	---	125
Génération générique (Maria Gleta, Sakete)							
Total	90	123	72	92	130	158	261

Pour les cas minimaux, la même chose est applicable, une réduction entre 2016 et 2017 des importations peut aussi être observée. Pour le cas minimum, la raison de cette réduction est due à la contrepartie des centrales photovoltaïques qui sont installées sous ce projet.

En raison de l'augmentation continue de l'énergie au Bénin, le niveau de transport HT atteindra à un moment donné sa limite (année 2025) si aucune mesure n'est prise pour renforcer le réseau. De même, les points d'alimentation approvisionnant Cotonou et Porto-Novo à des niveaux atteignant 161 kV subiront des charges élevées et une alimentation supplémentaire à Akpakpa pourrait être utile.

L'alimentation projetée de 161 kV à 63 kV à Maria-Gléta est essentielle vu qu'il a été proposé que les grandes parties de la zone ouest de Cotonou soient alimentées par cette connexion.

Au total, il a été proposé que 20 unités d'équipement de compensation soient installées dans le réseau béninois, principalement pour la région de Cotonou, mais aussi pour les longues arêtes de 33 kV au nord à Bembéréké et Natitingou. Ces installations ont une influence positive sur le profil de tension ainsi que sur le facteur de puissance. Il en résulte une plus faible demande en puissance réactive et une réduction de la charge sur l'équipement installé, ce qui signifie également une réduction des pertes.

En ce qui concerne les projets de mise à niveaux des connexions aériennes rurales, il a pu être observé que les pertes sur ces lignes peuvent être réduites et qu'il est également possible d'augmenter le potentiel d'alimentation énergétique.

NS.4 CENTRES NATIONALE DE CONTROLE DE REPARTITION DE LA DISTRIBUTION

Les nouveaux Centres Nationale de Contrôle de Répartition de la Distribution (CNCRD - *NDCC : National Distribution Dispatch Control Centers*) doivent être conçus pour couvrir les exigences suivantes pour le Réseau de Système de Distribution de l'Énergie au Bénin :

- Système SCADA/DMS standard pour application DSO dans un Système d'Énergie à Haute/Moyenne Tension, qui est un produit haut de gamme d'un fournisseur réputé de la ligne principale actuelle.

- Une architecture de système ouvert appliquant du matériel haut de gamme avec des performances évolutives et des fonctionnalités du logiciel standard SCADA/DMS basées sur les systèmes d'exploitation standards comme MS Windows, UNIX ou Linux,
- Application d'une intercommunication haut de gamme via des connexions à grande vitesse WAN/LAN en configuration redondante en utilisant les protocoles standards internationaux comme IEC 60870-5-104, international Utility Communication Architecture (UCA) qui intègre TASE.2 IEC60870-6 (Inter-Control Centre Communication Protocol, ICCP), CIM IEC 61970, etc.,
- Capacité d'expansion étendue pour faire face à la croissance prévue du Réseau de Distribution et les exigences respectives pour l'acquisition et le traitement de données pendant toute la durée du vie du système, sans aucune limitation sur les capacités, la disponibilités et les performances du Système,
- Haute disponibilité du Système en appliquant un Concept de Redondance multi-niveaux de pointe et modulable,
- Haute disponibilité des interconnexions entre les sites des Centres de contrôles pour l'échange de données via la communication entre centres de contrôle avec les gestionnaires de réseau de transport/distribution (GRT/GRD), offrant des solution pour la réalisation de « configuration multiple de redondance » des Centres de Contrôle,
- Solution intégrée pour une ingénierie et gestion unifiées des bases de données pour un accès multiple des utilisateurs dans un environnement avec de multiples sites, conformément au « Common Information Model » de l'EPRI (EPRI-CIM) et offrant des interfaces automatisées conformes aux spécifications CIM
- Proposer des solutions et des interfaces standard pour une interconnexion facile avec les sous-systèmes standards pour un futur environnement de marché libéralisé, la gestion d'actifs, les systèmes d'informations géographiques, les systèmes ERC, etc.,

Le système de logiciel fourni avec le système SCADA/DMS pour la création de contenu numérique devra comprendre :

- Un logiciel de centre de contrôle
- Un logiciel pour interface homme/machine (IHM)
- Un logiciel SCADA
- Une base de données et un système de gestion des bases de données
- Des fonctions de gestion électronique des documents pour les applications réseaux

Les exigences pour les logiciels d'application SCADA/DMS sont détaillées dans la section 3.0 de ce rapport.

Le système CNCRD qui sera établi devra être en mesure d'être étendu à d'autres étapes ultérieures de la réalisation, qui seront ensuite exploitées dans le cadre du projet en cours ou même dans le cadre de futurs projets d'extension.

Il a été proposé l'installation de deux CNCRD pendant ce projet, incluant un Concept de Centre de Contrôle de Secours pour la redondance locale, la redondance interne et la redondance des postes opérateurs. Le principal CNCRD est proposé d'être situé à Gbégamey, Cotonou et le CNCRD de soutien situé à Sakété à l'alimentation de 330 kV en provenance du Nigeria. Comme détaillé dans la section 5.2.2 " L'inclusion du concept de centre de contrôle de soutien" ainsi que dans la section 5.9 et l'annexe connexe 5.9 (voir notamment à 5.9.1.1), l'impact de ne pas inclure le CNCRD de soutien sont résumées comme suit:

- Impact de Redondance: pas de redondance de localisation et pas de redondance / soutien opérationnelle en cas de situations d'urgence ou de catastrophes naturelles / artificielles
- Pays Interconnexion du West African Power Pool (WAPP), le groupement énergétique régional de l'Afrique de l'Ouest: La mise en place d'un CNCRD de soutien est conformément aux pratiques internationales pour les centres de contrôle de transport et de distribution au niveau national. Le CNCRD de soutien peut-être une condition préalable possible pour les réseaux de d'interconnexion WAPP.
- L'impact des coûts: les coûts du CNCRD de soutien sont réduites si mis en œuvre en collaboration avec le projet de CNCRD principal, sinon les coûts seront beaucoup plus élevés (près du double), similaire aux coûts du CNCRD principal si c'est un projet indépendant.

L'expérience acquise au cours de projets récents de complexité similaires ont montré que l'inclusion de les deux systèmes CNCRD principal et de soutiens dans un seul package d'appel d'offres commun conduira à des économies considérables par rapport à un approvisionnement ultérieure sur plusieurs lots d'appel d'offres. Cela est dû à la nature de ces systèmes multi-site, où le matériel et les logiciels seront essentiellement identiques et l'ingénierie peuvent être effectuée simultanément dans un seul projet. En outre, les soumissionnaires potentiels ne vais pas calculer le coût pour deux packages de logiciels mais plus probablement sur un tarif réduit.

Par conséquent, il est proposé d'inclure l'achat de deux systèmes CNCRD SCADA / DMS dans un appel d'offres commun - à condition que les estimations de coûts seront en ligne avec le budget du projet.

Les avantages de la configuration proposée sont les suivants:

- Tous les centres de contrôle peuvent être attribués à un seul entrepreneur qui se traduira par moins de problèmes d'interface entre les différents systèmes à différents endroits,
- Le concept de redondance proposé facilitera l'ingénierie des données pour l'ensemble des systèmes de contrôle, puisque des outils d'ingénierie et de maintenance de base de données peuvent être gérés sur une plate-forme commune pour tous les centres de contrôle impliqués,
- Le dernier point, mais non des moindres, selon l'expérience acquise dans d'autres projets d'une complexité similaire, l'appel d'offres de la configuration proposée se traduira dans le meilleur rapport coût / bénéfice

Les risques sont que pas de redondance peut conduire à des risques plus élevés sur le fonctionnement et l'entretien. Il y a aussi le risque possible de ne pas être conforme avec le «WAPP». Un autre risque est les coûts potentiels supplémentaires si elle est appliquée comme un futur projet distinct. Les critères qui influent sur le risque comprennent:

- Pertinence opérationnelle;
- Situation de charge; et
- l'État de l'équipement primaire.

Le calendrier de disponibilité pour la nouvelle sous station principal moyenne tension (MT) construit et réhabilité ou des centrales électriques ont été examinées et les stations individuelles ont été affectés à l'une des trois priorités comme proposé vertu de l'article 4.6 et à l'Annexe 5.6 de ce rapport. Reportez-vous à l'annexe ci-jointe 5.6.1 -Tableau "Stations de Distribution SBEE primaires à intégrer dans CNCRDs - Master File Outstanding (Existing and Future)" pour plus de détails.

En raison de limitations énumérées ci-dessous, une approche par étapes pour atteindre les objectifs pour la réalisation du projet est proposée.

- Le calendrier des travaux à l'équipement primaire dans le cadre de sous station (nouvelle construction ou la réhabilitation) et des médias Telecom applicable lié au réseau associé à leurs câbles de réseau;
- Usine de génération échéanciers des travaux;
- Le budget du projet; et
- Les délais globaux du projet.

FICHTNER a effectué une proposition pour la détermination de la priorité des sous-stations et, en conséquence, pour la détermination des lots individuels pour les appels d'offres de l'équipement et les services nécessaires à acquérir.

Les trois priorités ont été assignées comme discuté ci-dessous et, en conséquence, le projet de répartition est proposé d'être divisé en deux lots:

- Lot 1 représente la plus haute priorité (0 et 1) et comprend 29 SBEE postes primaires MT et la construction de les deux CNCRDs.
    - Priorité 0: défini comme lié à le CNCRD principal de SBEE proposée à Gbégamey (y compris connexe SBEE Sous-station) et le sous-station primaire MT a Védoko
    - Priorité 1: définie comme les postes primaires MT de SBEE les plus pertinentes sur le plan opérationnel (y compris tous les principaux points d'alimentations) existants ou projet connexes proposées qui sera prêt d'ici 2016-2017 ainsi que le CNCRD de soutien

Lot 2 représente une priorité moyenne et comprend 16 sous-stations primaires MT

- Priorité 2: défini en tant que les projets proposée de sous-stations primaires MT pertinentes, inférieurs sur le plan opérationnel, qui sera prêt d'ici 2018-2019 existantes ou connexes.

NS.5 PREPAIEMENT

La SBEE a environ 20 000 compteurs alloués aux installateurs pour les installations imminentes et possède un stock supplémentaire de 17 600 compteurs. De plus, une approbation ministérielle est attendue pour l'acquisition, en utilisant les fonds propres de la SBEE, de 40 000 compteurs d'eau électroniques à prépaiement de type STS. Un appel d'offres supplémentaire pour 50 000 compteurs d'eau de type STS, qui sera financé par les fonds propres de la SBEE, est en cours d'élaboration. L'association internationale de développement finance l'achat de 45 000 compteurs d'eau de prépaiement de type STS.

La quantité totale de points de connexion dans le système béninois est d'à peu près 500 000 dont 172 600 sont équipés ou seront bientôt équipés de compteurs de prépaiement comme mentionné ci-dessus par divers projets.

Dans ce projet, la même quantité de compteurs qui sont déjà lancés est prise en compte. Ainsi, un nombre total de 200 000 compteurs sera considéré pour l'estimation des coûts, compte tenu des mesures nécessaires pour les installations du matériel, les connexions au réseau et la formation.

Compte tenu de la perte non technique d'environ 12,5 % de la production nette et le potentiel que représente le prépaiement automatique de réduire les pertes associées au non-paiement des factures et à une facturation erronée, il est supposé que les pertes seront réduites de manière significative. Il est à noter que si les unités de prépaiement sont sécurisées et que les processus et les procédures du système pour la gestion des recettes sont intégrés, on peut s'attendre à ce que les pertes non techniques soient réduites d'approximativement 30 à 50 % des niveaux actuels. Pour obtenir de plus amples réductions, la réhabilitation du réseau BT serait nécessaire ainsi que l'installation de conducteurs aériens en faisceau à la place des lignes aériennes nues.

Si l'on décide d'installer moins de compteurs que proposé, les bénéfices seraient réduites proportionnellement.

NS.6 ESTIMATION DES COUTS

L'estimation des coûts d'ingénierie pour la partie de la distribution du projet est divisée en trois éléments principaux :

- Le Développement du Réseau
- Le Centre de Répartition
- Les Compteurs de Prépaiement

Les tableaux ci-dessous montrent l'estimation des coûts pour chaque élément séparément alors que le dernier tableau récapitule les résultats. L'estimation est basée sur les mesures d'expansion définies pour chaque élément séparément.

Tableau NS- 3. Estimations des couts pour le développement du réseau

Package	Projet / Description	Estimation des coûts (ingénierie) (mUSD)	Estimation du coût (environnement) (mUSD)	Estimation des coûts (total) (mUSD)
# 1	Natitingou	6.31	0.05	6.35
# 2	Parakou	6.42	0.05	6.48
# 3	Djougou	6.62	0.05	6.66
# 4	l'Augmentation de la demande à Cotonou	70.68	4.80	75.09
# 5	Fiabilité à Cotonou	21.79	2.05	23.85
# 6	Ouidah	10.47	0.49	10.95
# 7	Préparation de la répartition	6.27	0.08	6.35
# 8	Porto Novo	19.90	7.81	27.33
# 9	Projets généraux	2.47	0.04	2.51
# 10	CNCRD	21.78	0.00	21.78
# 11	Compteurs prépayés	51.22	0.24	51.59
TOTAL		**223.29**	**15.65**	**238.95**

Le coût total des investissements s'élève à environ **225 millions USD** pour le développement du système de distribution du Bénin.

NS.7 ANALYSE ÉCONOMIQUE

Dans l'analyse économique, la contribution de l'ensemble des neuf projets proposés pour l'augmentation de l'approvisionnement en électricité, la réduction de l'énergie non utilisée et la réduction des pertes a été évaluée et les avantages économiques associés ont également été calculés.

Les bénéfices tirés de l'augmentation de l'approvisionnement, de la réduction de l'énergie non utilisée et de la réduction des pertes fournissent une justification économique aux projets. Tous les projets ont des taux de rentabilité interne économique (TRE) supérieurs à 10 %, comme indiqué dans le tableau ci-dessous, et sont donc économiquement viables.

Tableau NS- 4. Taux de rendement

Package	Projet	EIRR (%)	Bénéfices nets (mUSD)
#1	Natitingou	64%	76
#2	Parakou	130%	267
#3	Djougou	40%	33
#4	l'Augmentation de la demande à Cotonou	20%	154
#5	Fiabilité à Cotonou	78%	392
#6	Ouidah	404%	348
#7	Préparation de la répartition	11.3%	2.2
#8	Porto Novo	118%	435
#9	Projets généraux	20%	1.7

Les TRE des projets varient entre juste au-dessus de 11 % et plus de 400 %, mais la plupart des TRE, ainsi que le TRE global de 57 % pour tous les packages, sont relativement élevés. Les trois TRE exceptionnellement élevés sur les packages 2, 6, et 8 s'expliquent par le fort ajout en alimentation d'énergie attribué aux projets et par la forte valeur économique de cet approvisionnement.

Lorsque les projets sont classés en fonction de leur TRE, Le package 6 (Nouvelles sous-stations à Ouidah) est le projet le mieux classé et le package 7 (CNCRD et modifications pour rendre prêt à la répartition) est le projet le moins bien classé, comme le montre la figure ci-dessous. Ce classement, cependant, ne devrait pas être la seule base dans la hiérarchisation des packages : Par exemple, le package 3 (Djougou) se rapproche des packages 1 et 2 et ainsi, il faudrait considérer les trois ensembles, sans se soucier de leur classement économique individuel. De même, le package 7 (CNCRD) a techniquement une priorité plus élevée que ce que son TRE reflète. Un CNCRD de pointe est essentiel pour le bon fonctionnement d'un réseau de transport et de distribution. Non seulement tous les autres projets de distribution proposés profiteront du CNCRD, mais tout le système électrique du Bénin en tirera profit.

Une analyse de sensibilité a été réalisée pour tester l'impact des changements dans les coûts d'investissement et dans le niveau de bénéfices afin de mesurer la viabilité du projet. L'impact sur la VDP (volonté de payer) a été évalué séparément. Depuis, à l'exception de la CNCRD, tous les TRE dépassent de loin le taux d'actualisation, l'évaluation des changements du taux d'actualisation n'a pas été jugé nécessaire.

L'analyse de sensibilité confirme que, globalement, les projets sont économiquement viables même lorsque les coûts sont plus élevés que prévu et que les bénéfices sont plus faibles qu'attendu. Même une réduction globale des bénéfices de 10 % ne rend pas les projets économiquement non viables. L'exception est pour le package 7 (Centre de Contrôle National) qui a un TRE en-dessous de 10 % quand les bénéfices sont de 10 % plus faibles qu'estimés. Cependant, ceci a été jugé acceptable, tant que le TRE global reste à un niveau élevé.

Ainsi, l'analyse de sensibilité confirme que les résultats de l'analyse économique sont solides même dans des conditions défavorables.

Une analyse économique concernant le prépaiement n'a pas été réalisé vu qu'aucun bénéfice économique n'est gagné.

NS.8 SYNTHESE ENVIRONNEMENTALE, SOCIALE ETGENRE

Les projets de distribution englobent différentes phases de construction et d'exploitation. Les impacts positifs et négatifs des deux phases de déploiement ont été évalués en matière d'environnement, de santé, de sûreté et sécurité, de culture, de ressources socioéconomiques etgenres, et d'infrastructure.

Pour la phase de construction, la création à court terme d'emplois dans les zones concernées par la mise à niveau du réseau de distribution s'inscrit comme le principal impact positif, notamment dans la région de Cotonou où 10 000 connexions devraient être établies. La phase de construction s'accompagne des impacts négatifs suivants :

- Importants problèmes d'écoulement des eaux pluviales en cas de mauvaise gestion ;
- Production d'importants volumes de déchets liés à la présence de matériaux destinés à la mise à niveau du réseau de distribution et des équipements auxiliaires sur les sites de construction ;
- Détérioration de la voirie liée à l'augmentation du trafic ;
- Augmentation des risques pour les tiers liés au trafic, au déversement de substances dangereuses sur la voie publique et aux décharges électriques produites par les nouveaux équipements de distribution.

Afin de garantir l'élimination ou la maîtrise de ces impacts potentiels associés à l'activité de construction, les mesures d'atténuation suivantes devraient être adoptées :

- Développer un plan de gestion des eaux pluviales pour la phase de construction de chaque site ;
- Établir un plan éprouvé de recyclage et de gestion des déchets solides ;
- Adopter des mesures de régulation du trafic ;
- Instaurer un plan de santé et de sécurité (HASP) pour chaque site de construction et s'assurer que les employés disposent des connaissances et formations correspondantes ;
- Respecter les Directives EHS (environnement, santé et sécurité) de la Banque Mondiale-IFC ;
- Adopter une conception et une surveillance adaptées aux sites lors des phases de planification.

Pour la phase d'exploitation, l'augmentation de la production électrique s'inscrit comme le principal impact positif ; elle est susceptible de simuler la croissance économique, la création d'emplois et l'amélioration des revenus. Par ailleurs, la mise à niveau et l'extension du réseau de distribution devraient :

- Créer des opportunités d'emploi à long terme pour assurer la sécurité et la maintenance des sites de distribution ;
- Améliorer la distribution d'électricité en conditions de référence ;
- Renforcer le rendement du réseau et réduire les gaz à effet de serre (GES) en diminuant les pertes techniques du réseau et la consommation de carburant liée aux pertes d'énergie ;
- Accroître la sûreté, la sécurité et la qualité de vie des zones où l'électricité s'accompagne d'une amélioration de l'éclairage et de différentes composantes par rapport aux conditions de référence ;
- Encourager le développement et le déploiement d'un système de gestion environnementale et sociale (SGES) par la Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE).

La phase d'exploitation du réseau de distribution s'accompagne des impacts négatifs suivants :

- Modification de l'utilisation des sols liée à la construction d'emprises aériennes (OHL). Lesdites emprises peuvent parfois s'étendre sur d'importantes distances ;
- Inégalité accrue des bénéfices entre les citoyens raccordés à l'électricité et les autres dans la mesure où ces projets s'adressent aux clients SBEE actuels ;
- Augmentation des activités commerciales et industrielles pouvant encourager la concurrence et s'accompagner d'une pression à la baisse sur les prix du marché pour les produits et services proposés par les classes les plus pauvres ;
- Risque de décharge électrique en cas de mauvaise gestion des sites.

Afin de garantir la maîtrise de ces impacts potentiels associés à l'exploitation du réseau de distribution mis à niveau et étendu, les mesures d'atténuation suivantes devraient être adoptées :

- Préparer et déployer un programme de relocalisation (RAP) afin de pallier la perte d'utilisation des sols ;
- Face aux mesures limitées rattachées au périmètre du projet proposé, le sous-lot 4.4 devrait être optimisé puisqu'il profite directement aux ménages les plus pauvres. L'inégalité des bénéfices s'inscrit comme un problème devant s'accompagner d'une solution longue et durable permettant d'alimenter l'ensemble des citoyens ;
- Soutenir la croissance réfléchie des industries et la commercialisation des exportations afin de soutenir la croissance démographique du Bénin ;
- Apporter un support organisationnel à la SBEE et assurer le microfinancement du coût élevé des connexions ;
- Mettre en place une sécurité adaptée au niveau des sites.

(Cette page a été intentionnellement laissée vide)

1.0 INTRODUCTION

L'électricité au Bénin est principalement fournie par le gestionnaire du réseau de distribution Communauté Électrique du Bénin (CEB), société binationale détenue conjointement par les gouvernements du Bénin et du Togo. La CEB fournit de l'énergie à la Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE) ainsi qu'à la Compagnie d'Énergie Électrique du Togo (CEET), et possède et exploite le réseau de distribution à 161 kilovolts (kV) et plus.

En raison d'un manque à gagner persistant de longue date dans les investissements de production d'électricité, le Bénin est actuellement incapable de répondre à la demande croissante d'électricité du pays. Le Bénin dépend donc des importations d'électricité via la CEB en provenance du Ghana, de la Côte-d'Ivoire et du Nigéria. Les accords d'approvisionnement avec la CEB ne couvrent pas les besoins du Bénin et l'approvisionnement de l'énergie hydraulique est, en outre, régulièrement interrompu par la sécheresse. Donc, pour réduire sa dépendance sur les importations d'énergie, la SBEE a l'intention de s'engager dans la production directe d'énergie en utilisant les usines diesel qu'elle détient ou qu'elle loue.

C'est dans ce contexte que la MCC vise à améliorer à la fois la qualité et le volume de l'approvisionnement en électricité du Bénin. Pour cela, plusieurs sous-activités ont été proposées dans le cadre de l'analyse, conformément à la demande initiale de propositions, ainsi qu'aux directives techniques émises dans les premières phases du projet. Les activités sont les suivantes :

i. Construire des centrales solaires,
ii. Moderniser et étendre le système de distribution,
iii. Construire un centre charge de l'envoi de distribution national,
iv. Installer des compteurs prépayés,
v. Réhabiliter les centrales thermiques, et
vi. Réhabiliter et développer une petite centrale hydroélectrique.

1.1 PROBLEMATIQUE / CONTEXTE DU PROJET

1.1.1 Le secteur de l'énergie

Le secteur de l'énergie au Bénin est principalement caractérisé par l'énergie de la biomasse, constituée de bois de chauffage, charbon de bois et déchets végétaux et les résidus dans le bouquet énergétique global. Le niveau d'accès à l'électricité est relativement faible.

La situation globale de l'approvisionnement en électricité du Bénin peut être caractérisée par des services de mauvaise qualités offerts aux consommateurs, ce qui entraîne, entre autres questions, de longs temps de connexion, des erreurs de facturation, coupures de courant, des fluctuations de tension, les coûts élevés, une faible couverture géographique, un taux national d'électrification basse d'environ

30%, un taux d'électrification rurale à faible de 5,5% (2013), et un taux de perte élevé. Ces conditions causent un préjudice grave à consommateurs et à l'économie nationale.

Le secteur de l'énergie est caractérisé par seulement quelques sources d'approvisionnement en électricité propre, avec une grande dépendance à l'égard des importations d'électricité en provenance des pays voisins du Nigeria, le Ghana et Côte-d'Ivoire. Environ 99,6% de l'électricité a été importée en 2013 par la CEB. La faible contribution de la production nationale pour l'approvisionnement en électricité a chuté de 11% en 2010 à 0,4% en 2013. Le pays dépend largement des importations qui font l'économie nationale vulnérable aux variations des volumes et des coûts d'approvisionnement. La consommation nationale d'électricité a augmenté de 624 GWh en 2005 à 1099 GWh en 2013.

En outre, la politique tarifaire est conçue mal, avec des tarifs d'électricité qui ne reflètent pas le coût de l'électricité fournie. En outre, les factures aux consommateurs demeurent impayées pendant une longue période. L'effet combiné est un déséquilibre dans le sous-secteur de l'électricité en général et les entreprises en particulier. Il donne naissance à la cause première des problèmes dans le secteur de l'énergie. Les pénuries de liquidités impact sur la capacité de la SBEE à entreprendre un entretien adéquat pour maintenir l'équipement et des installations électriques en bon état, ou pour établir une suffisamment bonne cote de crédit pour mobiliser des fonds pour le développement ultérieur de l'entreprise. Dans l'ensemble, il y a généralement un niveau faible d'investissement dans le secteur privé des affaires en raison de conditions cadres peu attrayantes.

1.1.2 Prévision de la demande

Le principal moteur de la demande pour la consommation d'électricité est la croissance démographique prévue. Compte tenu des tendances observées suite à l'élaboration du nouveau plan directeur pour le secteur de l'énergie, la demande d'électricité est prévue pour les deux, la demande de BT urbaine et la demande MT qui est principalement déclenchée par l'industrie. Pour les fins de cette étude, nous avons utilisé les chiffres indiqués dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1- 1. Prévision de la demande d'électricité

Année	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
Capacité (MW)	242	280	307	338	383	410	577
Énergie (GWh)	1,401	1,618	1,777	1,952	2,216	2,371	3,338

Ceci est similaire à la SBEE propres scénarios que d'ici 2020, la demande d'électricité au Bénin est prévue entre 1 978 GWh (scénario bas) et 2832 GWh (Scénario Bénin Émergent) (SBEE 2013b). Dans le cadre du "Bénin Émergent Scénario", la demande d'électricité va presque tripler d'ici à 2020. Bénin à besoin de prendre des mesures appropriées pour assurer un approvisionnement suffisant et fiable pour répondre à la demande accrue d'électricité.

L'ensemble actuel des centrales installées au Bénin fait partie des installations détenues et exploitées par SBEE avec l'électricité produite fourni par CEB, conjointement avec les achats des parties privées Aggreko et Maurice Réalisations Internationales (MRI). SBEE détient et exploite un certain nombre de centrales thermiques, et en plus, exploite les centrales thermiques appartenant à ou sous bail par le Gouvernement du Bénin (GdB). La réhabilitation des centrales thermiques est couverte par le plan stratégique de la SBEE pour la période 2014-2019. L'hydroélectricité et les installations diesel appartenant à la SBEE sont presque tous hors d'usage en raison de pannes et incapacité à mobiliser le financement nécessaire (par exemple Yeripao). Électricité généré au Bénin par la CEB ne couvre pas encore l'ensemble du pays, de sorte que les déficits d'électricité se posent fréquemment.

SBEE poursuit actuellement l'expansion de la fourniture d'électricité dans le pays, car la demande est en hausse constante. La capacité de production existante au Bénin reste limitée, même si ceci n'est pas hors service. L'électricité fournie par la CEB provient des importations du Nigeria et du Ghana et de la production de la centrale hydroélectrique de Nangbéto.

Tableau 1- 2. Présentation de la puissance installée

Nom / Lieu du site	Type de Combustible	Puissance Installée	Operateur	Année Mise en Service	Observations
Aggreko	Diesel Fioul Léger	55 MW	SBEE/GoB	2014	loué
MRI	Diesel Fioul Léger	31 MW	SBEE/GoB	2014	loué
Centrale Hydroélectrique Nangbeto (production également partagé)	Hydroélectricité	63 MW	CEB		Doit être maintenu
Centrale de Porto Novo	Diesel Fioul Léger	12 MW	SBEE	2005	maintenance nécessaire (24,000 hrs)
Centrale de Parakou	Diesel Fioul Léger	15 MW	SBEE	2005	Hors service
Centrale de Natitingou	Diesel Light Fuel	12 MW	SBEE	2005	Hors service
Centrale d'Akpakpa	Diesel Fioul Lourd	22 MW	SBEE	1982/1998	Hors service - Révision
Centrale CAI de Maria Gleta	Gaz Naturel Jet A-1	80 MW	SBEE	2010	Pas de livraison de GN donc il doit être exécuté avec Jet A-1
Centrale Hydroélectrique Yeripao	Hydroélectricité	0.6 MW	SBEE	1997	Hors service
Total		**290.6 MW**			

Les données du tableau 1-3 illustre la tendance à la baisse de la production locale d'électricité par rapport aux importations au cours des dernières années.

Tableau 1- 3. Production et importations d'électricité

Année	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
La production hydroélectrique a Yeripao (GWh)	0.8	0.4	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0
Production thermique SBEE (GWh)	81	126	180	199	112	87	13	8	5
Autoproducteurs (GWh)	25	24	38	27	15	27	n.a.	n.a.	n.a.
La production nationale totale (GWh)	107	151	218	225	127	114	12.8	8.7	4.5
Importions de CEB (GWh)	542	533	525	612	809	878	1,005	1,065	1,095
Approvisionnement total (production nationale + importations) (GWh)	649	684	743	837	936	992	1,018	1,074	1,099
Autosuffisance en taux de l'électricité (%)	16.5	22.0	29.4	26.9	13.6	11.4	1.3	0.8	0.4

La stratégie nationale est orientée vers l'amélioration de l'indépendance énergétique du Bénin, accroître la diversification des sources d'énergie, la mise en œuvre des projets d'interconnexion avec les pays voisins, et en explorant le potentiel disponible au niveau national de l'énergie renouvelable.

1.1.3 Prévision des charges

Il y a un certain nombre de projets d'énergie renouvelable en cours de développement et de considération, ainsi que, les plans de réhabilitation des centrales thermiques et hydroélectrique existantes pour aider à sécuriser l'approvisionnement en électricité au Bénin. Cette capacité, une fois réalisé, est prévu d'augmenter la part de sa propre génération à court et à moyen terme, mais il est peu probable que cette capacité pourrait substituer aux importations d'électricité en provenance des pays voisins compte tenu de l'augmentation de la demande projetée pour 2020 et au-delà.

Tableau 1-4 illustre la liste des projets en cours de discussion dans le cadre du compact.

Tableau 1- 4. Projets énergétiques retenus par le MCC ciblées d'augmenter la charge

Type de projet	Nom du projet	Puissance installée (MW)	Génération supplémentaires (GWh/a)[1]
Rehabilitation centrale thermique	Porto Novo	12	27.7
	Parakou	19	28.3
	Natitingou	12	27.3
Réhabilitation Centrale électrique Yeripao	Réhabilitation turbine 1 et ajoute turbine 2	1	2.8
PV	Natitingou	5	8.3
	Djougou	10	16.2
	Parakou	15	23.5
	Bohicon	15	21.5
	Onigbolo	35	47.9
	Bembéréké	2	3.3
Total		**126**	**206.8**

Il convient de noter que, après l'achèvement du nouveau compact en 2020 une capacité supplémentaire peut être attendue. Toutefois, à plus long terme, l'écart entre la demande et l'offre reste et est même en augmentation. Une capacité supplémentaire serait nécessaire pour réduire cet écart.

1.1.4 Transport et distribution

Au Bénin, la CEB a 565 kilomètres (km) de 161 kV et une capacité de traitement de 453 Megavolt ampères (MVA) répartis sur neuf sous-stations. Le système de transport de puissance à haute tension du Bénin est interconnecté avec celui du Togo. Il se compose essentiellement des lignes de 161 kV gérées par la CEB et certains secteurs de 63 kV gérées par la SBEE. Par ce réseau, géré par la CEB, la SBEE a reçu près de 100% de son électricité en 2013, et l'a distribué à ses clients. Les systèmes de distribution MT et BT au Bénin sont administrés par la SBEE. Cela comprend le développement et la maintenance des réseaux.

Le réseau de la SBEE est composé de:

- Le réseau MT de 63 kV assurant la livraison d'électricité à partir de la SBEE et CEB interconnexion;
- Le réseau BT de 33 kV, 20 kV et 15 kV, qui fournit le service à les stations de distribution et des clients individuels; et
- Le réseau BT de 410 volts (V) et 230 V, qui distribue l'électricité à partir des sous-stations BT aux clients.
- Ces réseaux sont vieillissants et nécessitent des investissements importants. Des investissements ont été retardés pour presque 15 ans maintenant.

[1] Pour PV: Variant: Fixed poly crystalline

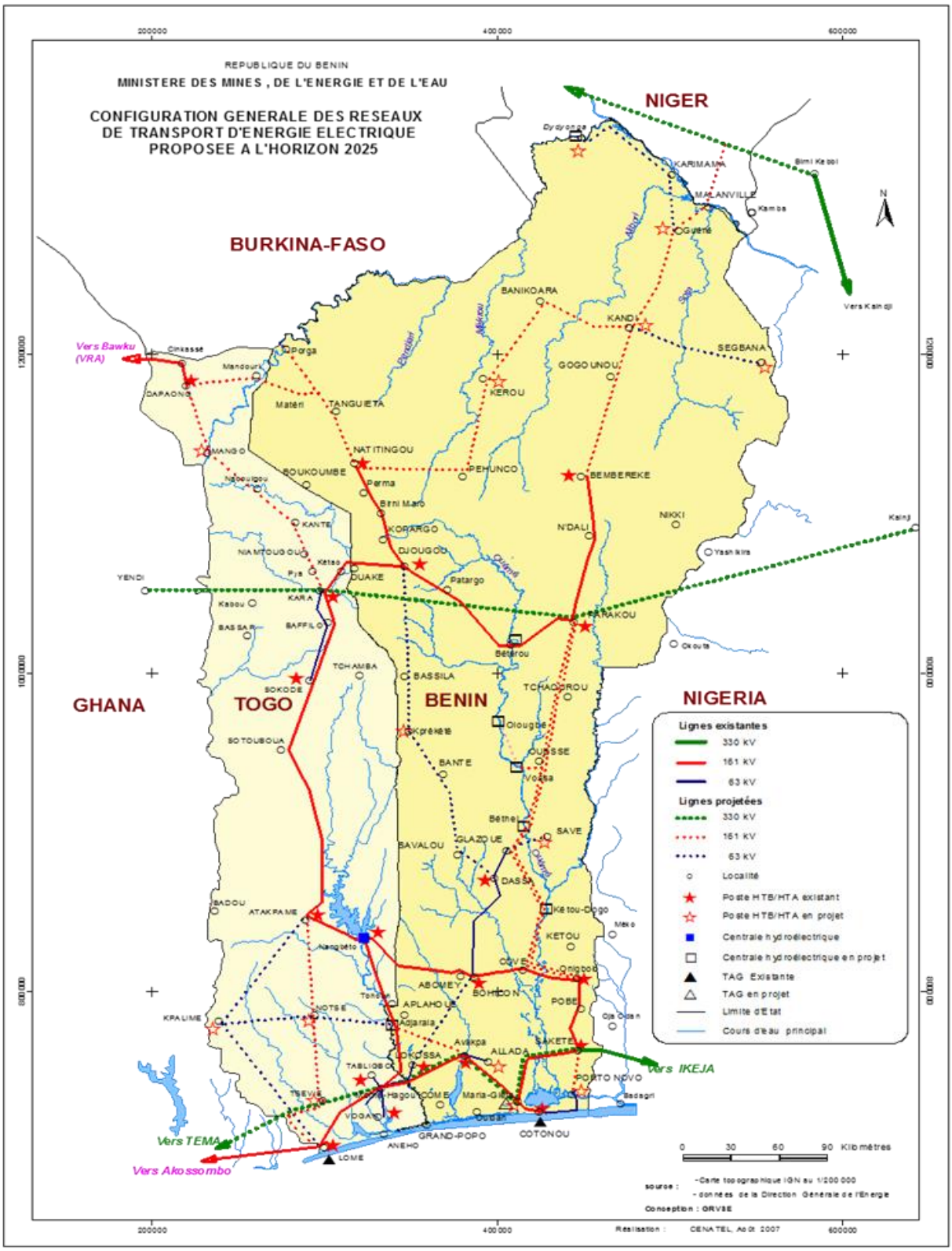


Figure 1- 1. Réseau actuel et proposé

1.2 DESCRIPTION DU RÉSEAU EXISTANT

Le but de ce rapport d'étude de faisabilité de la distribution d'électricité est de fournir un aperçu général du système de distribution d'énergie béninois et d'identifier des projets potentiels pour renforcer et étendre le réseau de distribution. Après avoir défini et confirmant les projets à être approfondie et étudiée, ce rapport fournit la base pour la conception détaillée des projets sélectionnés.

La construction de centrales solaires, de réparation et de mise à niveau d'une centrale hydroélectrique et la réhabilitation des centrales thermiques sont présentés sous pli séparé.

1.2.1 La Société Béninoise d'Énergie Electrique

La Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE) est la société de distribution d'électricité du Bénin et a été créé en 2004, suit l'ancien société d'électricité et l'eau qui a été scindée en deux entités distinctes, la SBEE et la SONEB (Société Nationale des Eaux du Bénin). La SBEE est sous la responsabilité du Ministère de l'Énergie et des Mines, mais a un statut semi-privé. Au cours des dernières années, la SBEE a complété un plan directeur d'électrification et plusieurs études de faisabilité pour des projets d'électrification des villages.

La SBEE n'est pas géré comme une entreprise commerciale axée sur le profit. Il n'y a aucune obligation en ce qui concerne le résultat de l'entreprise et ses organes de gouvernance ne disposons pas des pleins pouvoirs pour gérer l'entreprise. La société a subi une crise de liquidités considérable depuis sa création qui ne permettait pas une mise en œuvre efficace des programmes de maintenance et de développement. Les membres du Conseil sont des fonctionnaires qui représentent leurs ministres respectifs. Ils ont aucune influence sur le Directeur-Général et ne peuvent pas se prononcer sur une augmentation tarifaire.

Les principaux objectifs de la SBEE peuvent être résumés comme suit:

- La distribution, le transport, de production, la vente et la commercialisation de l'électricité aux consommateurs partout dans le territoire national
- Tous les autres objectifs soutiennent les principaux objectifs mentionnés ci-dessus.

L'activité principale de la SBEE est la distribution de l'électricité. En 2012, la production était dans environ 1% de l'énergie totale distribuée, le reste étant acheté de la Communauté Electrique du Bénin (CEB). Pour atteindre ces objectifs, la SBEE dispose d'un total de 1340 employés, dont des ingénieurs, des techniciens, économistes, administratifs et ouvriers.

L'organisation actuelle est basée sur deux directions générales qui sont subdivisés comme suit:

i. Central Directorates/ Directions Centrales:
   1. Direction Générale
   2. Contrôle Général
   3. Direction Commerciale et de la Clientèle
   4. Direction de la Comptabilité et du Budget
   5. Direction de la Production et des Mouvements d'Énergie
   6. Direction de l'Audit Interne
   7. Direction des Approvisionnements et de la Gestion des Stocks
   8. Direction des Études et de la Planification
   9. Direction des Exploitations
   10. Direction des Ressources Humaines
   11. Direction du Patrimoine, de la Prévention des Risques et des Affaires Juridiques
   12. Direction Informatique
   13. Personne Responsable des Marchés Publiques
   14. Secrétariat Général
   15. Cellule Formation
   16. Cellule Réduction des Pertes

ii. Directions Régionales:
   - Direction Régionale Littoral 1
   - Direction Régionale Littoral 2
   - Direction Régionale Atlantique
   - Direction Régionale Ouémé plateau
   - Direction Régionale Mono-Couffo
   - Direction Régionale Zou-collines
   - Direction Régionale Borgou-Alibori
   - Direction Régionale Atacora-Donga

De la configuration organisationnelle ci-dessus, il est évident que la responsabilité pour la distribution de l'électricité est divisée en directions générales et directions régionales, l'un d'eux étant responsable de la distribution de l'électricité sur tout le Bénin et l'autre étant responsable de la distribution dans les régions liées.

1.2.2 Réseau de transport

Le réseau de transport au Bénin se compose de plusieurs lignes aériennes (LA) de 161 kV et une de 330 kV connexion au Nigeria. L'opérateur de la ligne de transport est la CEB, qui contrôle également le réseau de transport au Togo.

Le siège de la CEB est situé à Lomé, au Togo. Le centre de répartition pour toutes les lignes de 161 kV en Togo et le Bénin est situé à proximité du siège de la CEB à Lomé.

Tableau 1-5 et le tableau 1-6 montrent l'emplacement des sous-stations et la taille des transformateurs au Togo et au Bénin.

Tableau 1- 5. Tailles de transformateurs dans les sous-stations au Togo

Sous-stations	Capacités au Togo (MVA)				Commentaires
	Statut du client		Temporaire		
	Existant	Prévu	Existant	Prévu	
Lomé AFLAO	85		0	0	Avec transformateurs d'urgence de 35 MVA
PORT DE LOMÉ	80	0	0	0	161/20 kV, 35 MVA pour la CEB, les autres, 25 et 20 MVA, appartiennent au Togo
MOME-HAGOU	100	0	0	0	2x50 MVA d'approvisionnement temporaire pour IFG (Togo) et Lokossa (Bénin) à 63 kV
ANFOIN	16	0	0	0	Approvisionnement 63/20 kV de Hilla Condji (Bénin)
TABLIGBO	70	0	0	0	63/20 kV
ATAKPAME	16	5	0	0	161/20 et 161/34,5 kV
KARA	20	0	0	0	161/20/34,5 kV
DAPAONG	10	0	0	0	5 MVA pour la CEET à 5,5 kV et 5 MVA pour la CEB à 20 kV
CINKASSE	5,16	0	0	0	L'équipement appartient à la CEET

Source: CEB 2007

Tableau 1- 6. Tailles des transformateurs dans les sous-stations au Bénin

Sous-stations	Commentaires		
	Statut du client		
	Existant	Prévu	
Cotonou Védoko	194	0	19 MVA pour 15 kV, 40 MVA pour 15 kV, 80 MVA pour 63 kV, 55 MVA pour 63/15 kV
Avakpa	19	0	161/20 kV
Bohicon	40	0	20 MVA pour 63 kV et 20 MVA pour 20 kV
Onigbolo	70	0	161/20 kV
Lokossa	32	0	63/20 kV : approvisionnement provenant de Momé ; Lokossa est également reliée à Tohoun via Aplahoué
Sakété	400	12	2x200 MVA, 330/161 kV
Djougou	20	0	161/34,5/20 kV
Parakou	20	0	161/34,5/20 kV
Maria Gléta	19	0	Le transformateur pour Maria Gléta est utilisé à Védoko

Source: CEB 2007

Les longueurs de ligne suivantes de la CEB sont installées dans les deux pays. Pour 63 kV au Bénin, la connexion à Lokossa appartient à la CEB.

Tableau 1- 7. Données du réseau de transport de la CEB.

	Togo	Bénin	Total
Lignes aériennes de 330 kV, en km	0,0	16,0	16,0
Lignes aériennes de 161 kV, en km	565,0	560,0	1125,0
Lignes aériennes de 63 kV, en km	46,2	39,8	86,0
Lignes aériennes de 34,5 kV, en km	1,3	0,0	1,3
Lignes aériennes de 20 kV, en km	46,0	2,0	48,0

Source: CEB 2007

L'Annexe 2.1A montre le schéma unifilaire (SU) des réseaux HT du Togo et du Bénin. Annexe 2.1B montre la SU géographique. L'affectation des niveaux de tension pour les différentes régions du Nord est représentée dans l'Annexe 2.1C.

Le réseau béninois est séparé en deux parties, comme indiqué sur les cartes géographiques. La partie nord est alimentée par une connexion de 161 kV à partir de Kara au Togo. Elle fournit les sous-stations de Djougou et Parakou. La partie sud est connectée à l'est à Sakété à la ligne de 330 kV d'Ikeja (Nigeria) via des transformateurs 161/330 kV et à l'ouest à la sous-station de Momé-Hagou au Togo, via une station de commutation à Maria Gléta et Védoko. Védoko est la seule sous-station alimentant toute la région de Cotonou et Porto-Novo.

À ce jour, il n'y a pas de connexion nord-sud au Bénin. Cependant, cette connexion nord-sud a été réalisée au Togo entre Momé-Hagou et Kara via Nangbéto et Atakpamé. La partie nord du Bénin est actuellement alimentée par la connexion de 161 kV de Kara au Togo.

Les plans d'expansion de la CEB indiquent un très grand plan de développement de leur réseau de 161 kV, dont deux lignes d'interconnexion supplémentaires au nord du Niger et au Burkina Faso. Les mesures suivantes qui ont été discutées avec la CEB, sont prévues pour le Bénin (voir Annexe 2.1B) :

- Ligne aérienne de 161 kV, double circuit, de Sakété à Tanzoun
- 161/63/15 kV sous-station à Tanzoun
- Ligne aérienne de 161 kV, double circuit, d'Onigbolo à Parakou
- Mise à niveau de la sous-station à 161 kV à Djougou
- Mise à niveau de la ligne aérienne de 161 kV de Djougou à Natitingou
- Ligne aérienne de 161 kV de Natitingou à Porga (Burkina Faso)
- Mise à niveau de la sous-station 161 kV à Parakou
- Mise à niveau de la ligne aérienne à 161 kV de Parakou à Bembéréké
- Ligne aérienne de 161 kV de Bembéréké à Malanville (Niger) via Kandi

Les mesures suivantes sont prévues pour le Togo :

- Ligne aérienne de 161 kV de Kara à Dapaong, avec sous-station à Mango
- Ligne aérienne de 161 kV de Lomé-Aflao à Atakpamé
- Ligne aérienne de 161 kV, double circuit, de Momé-Hagou à Nangbéto via Adjarala, avec sous-station à Adjarala

1.2.3 Réseau de distribution du Bénin

L'opérateur du réseau de distribution au Bénin est la Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE), qui fournit tous les niveaux de tension de 63 kV et en dessous.

Le Bénin est divisé en douze départements, comme indiqué ci-dessous (voir aussi l'Annexe 2.2A) :

- Alibori
- Atakora
- Atlantique
- Borgou
- Collines
- Couffo
- Donga
- Littoral
- Mono
- Ouémé
- Plateau
- Zou

Les systèmes de distribution sont séparés en plusieurs réseaux plus petits, qui sont alimentés à partir d'un réseau de transport de 161 kV ou à partir d'un système de distribution de 63 kV. Ces petits réseaux fournissent généralement une plus grande région et en raison de la densité de charge faible de ces réseaux, ils ont des longueurs d'alimentation plus élevées. Certains atteignent même les 100 km.

Les niveaux de tension de distribution au Bénin sont clairement définis : 20 kV et 15 kV pour les villes et 33 kV pour l'électrification rurale. Dans le passé, une tension de 15 kV était principalement réservée à l'alimentation en ville. Cependant, la tension de distribution de la ville a été augmentée de 15 kV à 20 kV en raison de la nécessité d'une capacité de transport plus élevée en raison de la densité de charge élevée. Les anciennes installations de 15 kV ont été conservées en raison des coûts de remplacement de l'ensemble du réseau à 20 kV.

Les Annexes 2.2B à 2,2M présentent les schémas unifilaires de distribution pour les services énumérés ci-dessus.

Le tableau 1-8 ci-dessous énumère les longueurs de ligne du réseau MT et BT et le nombre de sous-stations d'entrée et de distribution, y compris les lignes d'alimentation sortantes.

Tableau 1- 8. Données du réseau de distribution de la SBEE

Région	Longueur de ligne du réseau HTA (MV) (km)	Longueur de ligne du réseau BT (LV) (km)	Sous-stations d'alimentation entrante (Nº) HTB/HTA	Sous-stations de distribution (Nº) HTA/HTA	Alimentation sortante (Nº) HTA
Littoral 1	472	1010	1	7	14
Littoral 2	97	210	1	2	10
Atlantique	313	981	1	1	9
Ouémé-Plateau	502	992	2	0	7
Borgou-Alibori	553	553	1	1	5
Zou-Collines	579	745	4	0	3
Mono-Couffo	409	604	1	0	4
Atacora-Donga	1018	372	0	0	1
Total de la SBEE	**3945**	**5471**	**11**	**11**	**53**

Source : SBEE 2012-2013
HTA – Haute Tension A (Haute Tension moins de 50 kV)
HTB – Haute Tension B (Haute Tension plus de 50 kV)

Les pertes dans le réseau béninois de la SBEE sont relativement élevées, et ont été sans cesse croissante au cours des cinq dernières années - à l'heure actuelle 22%.

Ces pertes peuvent être séparées en deux groupes. Le premier groupe comprend les pertes techniques, causées par les pertes de cuivre (chaleur produite par des courants électriques dans les conducteurs des enroulements de transformateurs) des transformateurs, les pertes de lignes aériennes et celles associées à l'équipement technique qui est installé dans le réseau de la SBEE. Les pertes techniques dans les pays industrialisés sont de l'ordre de 3-5 %, ce qui est considéré normal. Pour les systèmes de distribution avec des densités de charge élevées et sur de courtes distances entre l'usine de production et les consommateurs. Cependant, le réseau béninois de 15/20/33/63 kV contient des lignes d'alimentation très longues, en particulier dans les zones rurales, mais aussi à Cotonou, ce qui augmente les pertes techniques dans le réseau de distribution à environ 10 %.

Le deuxième groupe comprend des pertes non techniques telles que le vol d'électricité, les non-paiements des consommateurs, la non-facturation de la SBEE, etc. Ces pertes comprennent les 12,4 % restants pour 2013. Les pertes non techniques ne se produisent généralement pas dans les pays industrialisés.

Des détails sur la croissance des pertes au cours des six dernières années sont présentés dans le tableau 1-9.

Tableau 1- 9.Comparaison entre l'énergie achetée et vendue par la SBEE

Année	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total vendu (GWh)	721,29	770,75	829,86	796,24	840,55	852,48
Achetée et propre production (GWh)	836,97	935,90	1 024,33	1 018,27	1 073,81	1 099,17
Pertes (GWh)	135,62	204,80	193,72	222,03	232,97	246,36
Pertes (%)	16,20	21,88	18,91	21,80	21,73	22,42

Source : Tableau de l'historique de la consommation

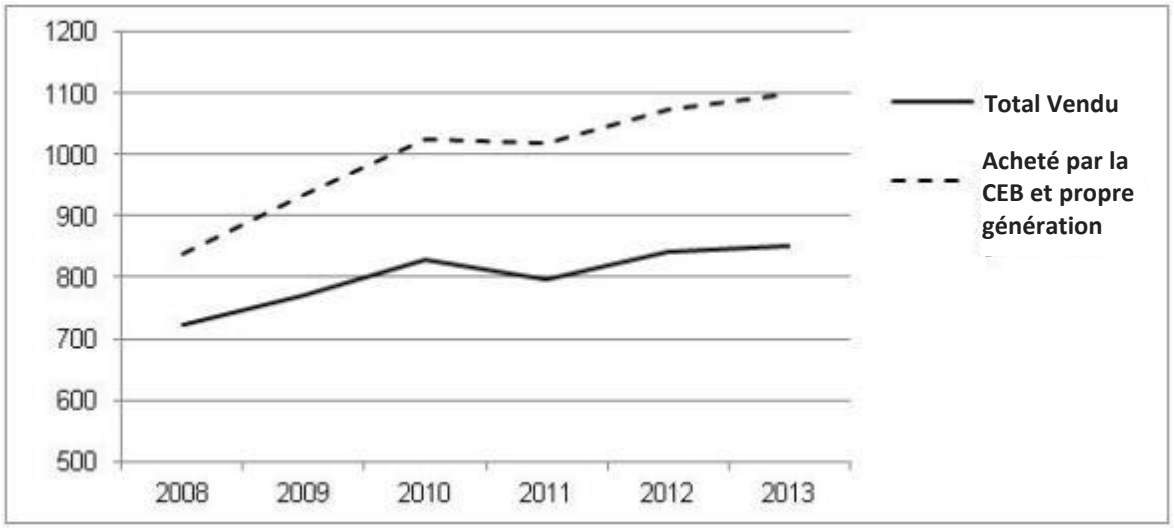


Figure 1- 2. Description graphique de l'énergie achetée et vendue par la SBEE (GWh)

Source : Tableau de l'historique de la consommation

Le Tableau 1-10 montre que les pertes les plus importantes se produisent dans les zones densément peuplées de Cotonou et les zones faiblement peuplées de Djougou et Natitingou.

Tableau 1- 10. Vue d'ensemble des pertes par région béninoise

Région	Sous-stations MT/BT		Pertes (2012) (%)
	PMT (H61)	CSS (H59)	
Littoral 1	133	348	22.8
Littoral 2	151	133	
Atlantique	313	121	
Oueme-Plateau	140	72	
Borgou-Alibori	90	30	17.6
Zou-Collines	237	39	15.6
Mono-Couffo	204	28	18.1
Atacora-Donga	118	18	22.6
Total	**1,386**	**789**	**21.7**

Source : Tableau des données structurelles (reçu de la SBEE)
PMT – Pole-Mounted Transformer Station (Transformateurs montés sur des poteaux)
CSS – Compact Substation (Sous-station compact)

1.2.4 Délestages

Les données d'interruptions ne sont disponibles que pour la grande région de Cotonou, qui comprend les sous-stations Maria-Gléta et Sèmè, ainsi que les sous-stations Védoko, Akpakpa et Gbégamey à Cotonou.

Les interruptions sont divisées en trois catégories principales : imprévues, prévues et délestage. Les interruptions imprévues représentent environ 45 % de la durée totale où l'électricité n'est pas disponible. Les interruptions prévues comprennent 35 % des durées de coupure. Les 20 % restants représentent le délestage.

Le tableau 1-11 indique la moyenne des quantités d'interruption et les durées pour chaque distributeur d'alimentation connecté. Les détails des interruptions pour chaque alimentation individuelle parmi toutes celles répertoriées dans les points suivants pour la zone de Cotonou sont présentés dans l'Annexe 2.2.4.

Tableau 1- 11. Interruptions prévues et imprévues

	Moyenne des interruptions imprévues		Moyenne des interruptions prévues		Moyenne du délestage de charge		Moyenne totale	
Appareillage électrique	quantité	durée (min)	quantité	durée (min)	quantité	durée (min)	quantité	durée (min)
Védoko (15 alimentations)	16	381	16	2681	9	1070	41	4133
Akpakpa (12 alimentations)	27	807	11	1273	12	1170	50	3250
Gbégamey (10 alimentations)	68	1051	1	121	3	365	72	1536
Maria-Gléta (5 alimentations)	332	3814	8	535	1	129	340	4477
Sèmè (5 alimentations)	61	1407	21	1456	3	868	86	3731

Source : SBEE 2012-2013
Remarque: Une analyse plus détaillée, telle que la fréquence moyenne des interruptions touchant le réseau et le temps moyen d'interruption du service n'est pas possible, parce que la structure de la clientèle (nombre et type) ne peut pas être attribuée aux câbles d'alimentation

Le réseau n'est pas en mesure de couvrir une seule panne sans l'interruption du client, en particulier pour les interruptions prévues. Cela indique que la plupart des lignes sont des connexions radiales sans possibilité de réapprovisionnement à partir d'une alimentation différente et que le critère N-1 n'est pas rempli. Ceci s'applique également pour la connexion du transformateur entre les réseaux HT de 161 kV ou 63 kV et les réseaux MT de 33 kV, 20 kV et 15 kV.

(CETTE PAGE A ETE INTENTIONNELLEMENT LAISSEE VIDE)

2.0 DESCRIPTION DU PROJET TECHNIQUE

2.1 COMPARAISON DE LA CONFIGURATION DU JEU DE BARRES

Dans le réseau béninois, seulement deux configurations de jeux de barres sont installées, la configuration du jeu de barres simple et la configuration du jeu de barres double. Les jeux de barres simples sont utilisés pour toutes les installations MT de 33 kV, 20 kV et 15 kV, tandis que la configuration à jeux de barres doubles est limitée aux systèmes de 63kV à Akpakpa et Porto-Novo.

Pour les mesures d'extension proposées une nouvelle configuration de connexion est prévue d'être ajoutée, appelée « H-Connection ».

2.1.1 Configuration du jeu de barres double (recommandée pour le système de 15 kV en partie + Védoko)

La configuration du jeu de barres double est constituée de deux barres distinctes qui peuvent être connectées par l'intermédiaire d'un disjoncteur, appelé le coupleur de bus. Chaque dispositif d'alimentation peut être commuté sur une des barres séparément de telle sorte qu'une séparation des deux jeux de barres est possible si cela est requis par l'opération. La Figure ci-dessous montre la configuration du jeu de barres double.

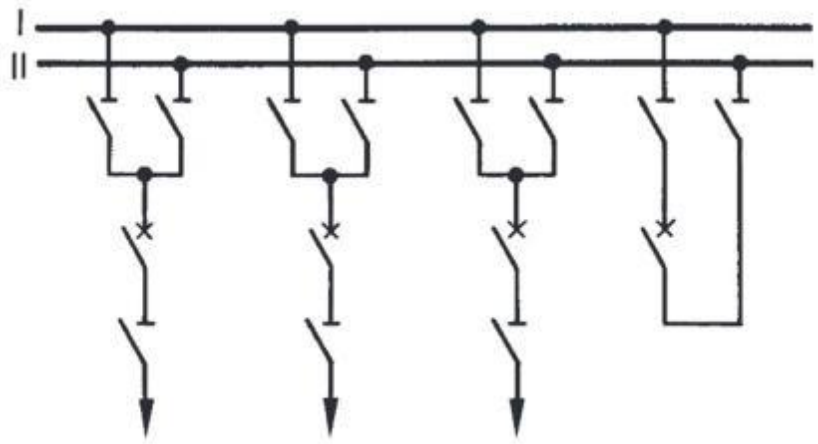


Figure 2-1. Système du jeu de barres double

À Cotonou, les sous-stations de 63 kV d'Akpakpa et Porto-Novo sont déjà construites avec un système de jeu de barres double.

Dans ce projet, un nouvel appareillage à jeu de barres double à Védoko est prévu afin d'avoir une plus grande flexibilité, et que des parties du réseau puissent être alimentées séparément. L'appareillage de 63 kV de Védoko représentera le principal point d'alimentation entrante pour toute la région de Cotonou et est donc la composante la plus importante de l'appareillage.

Comme il est prévu d'augmenter le nombre de points d'alimentation de 63 kV à Cotonou, de nouvelles sous-stations principales de distribution verront le jour. Il est prévu que ces sous-stations disposent également d'un système de jeu de barres double, car celui-ci possède une plus grande flexibilité pour la commutation dans le réseau de distribution. Une sous-station serait alors également en mesure de fonctionner avec deux tensions différentes. En cas de panne, passer rapidement d'une tension à l'autre serait ainsi possible. Les nouvelles sous-stations prévues avec des systèmes à jeux de barres doubles sont Ancien Pont, Saint-Michel et OCBN.

2.1.2 Configuration du jeu de barres simple

La configuration du jeu de barres simple est constituée d'un jeu de barres avec un sectionneur de bus en option, qui peut relier les deux sections de bus. Chaque alimentation est dédiée à une section de bus et ne peut pas être reliée à l'autre section. Une séparation est possible entre les deux sections de bus mais avec la restriction que les dispositifs d'alimentation ne puissent pas être commutés. La Figure ci-dessous montre la configuration du jeu de barres double.

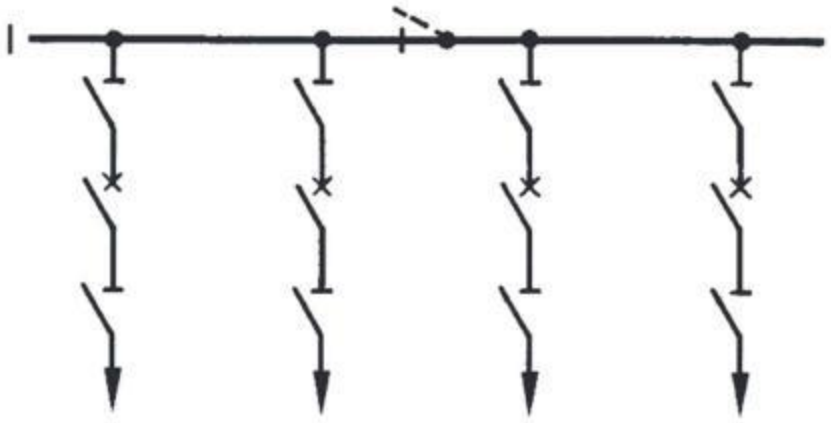


Figure 2-2. Système du jeu de barres simple (avec lien)

Pour les sous-stations de distribution normales, cette configuration offre une grande flexibilité et est suffisante pour les besoins opérationnels. La nouvelle sous-station de distribution de 15 kV aux points d'alimentation entrante à partir du niveau de 63 kV sera équipée de systèmes de jeux de barres simples et de sectionneurs de bus. Les nouvelles sous-stations prévues sont Gbèdjromèdé, Répartition D1, Cadjehoun, Fidjrossè, Ouidah et Répartition D2.

2.1.3 Configuration-H

Une configuration-H décrit une forme particulière dans la liaison des alimentations entrantes et sortantes. On peut également l'appeler une station de charge-centre. Les dispositifs d'alimentation d'entrée (ligne) et sortie (transformateur) sont situés l'un en face de l'autre, seulement reliés par un

commutateur de déconnexion. Chacun des dispositifs d'alimentation entrants et sortants à son propre disjoncteur dédié à des fins de commutation et de protection.

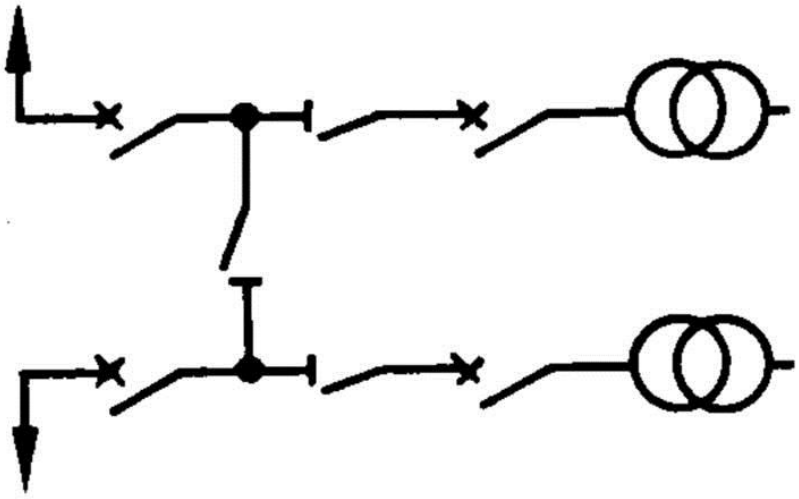


Figure 2-3. Configuration-H

Cette configuration est principalement utilisée dans les sous-stations de charge-centre et c'est l'intention de ce projet. Les limitations surviennent en raison de la conception car ce type de sous-station n'est pas déployable et est limité à deux alimentations d'entrée et de sortie. Cependant, le réseau peut être isolé si le commutateur de déconnexion du couplage est ouvert.

Les nouvelles sous-stations de 63 kV sont toutes prévues avec cette configuration, soit : Gbèdjromèdé, Répartition D1, Cadjehoun, Fidjrossè, Antique Pont et Répartition D2.

2.2 ESPACE REQUIS POUR DIFFERENT TYPE DE CELLULES

2.2.1 Disposition de la technologie de connexion-H classique

L'espace requis d'une configuration-H classique pour une sous-station de 123 kV est d'environ 30x50 m, comme indiqué ci-dessous dans l'illustration. La vaste zone est nécessaire en raison des distances qui doivent être gardées étant donné que la plupart de l'installation est isolée à l'air. Pour une construction avec un niveau de tension de 63 kV, une partie de l'espace aurait pu être économisée.

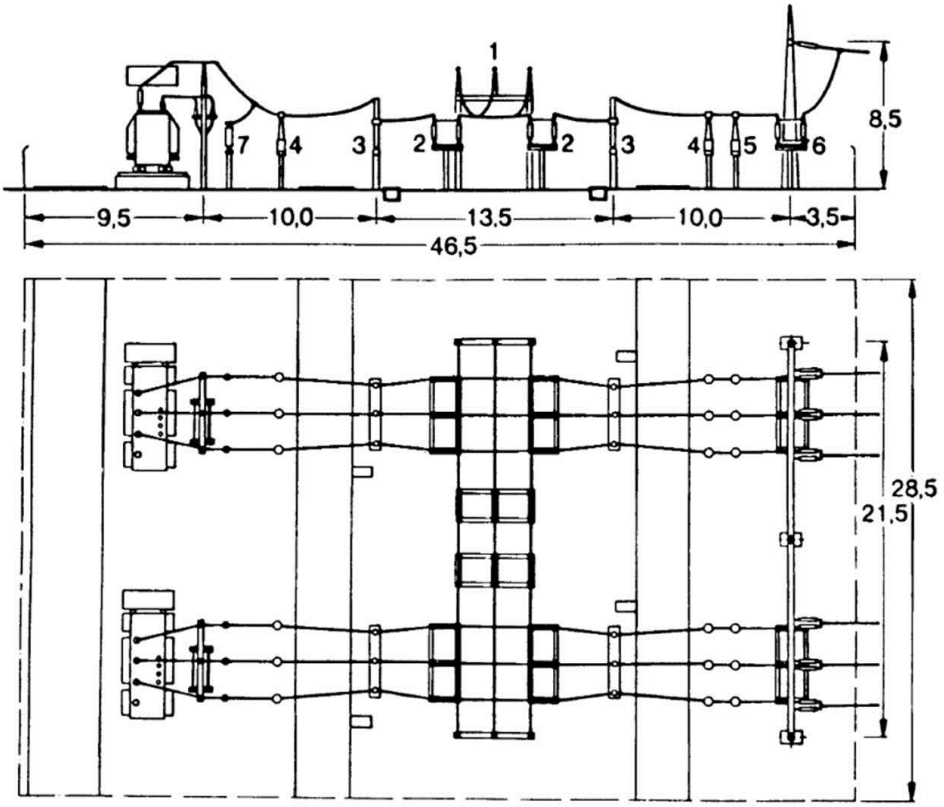


Figure 2-4. Espace requis pour une connexion-H classique

Clé de l'illustration : 1 jeu de barres ; 2 sectionneur de barres ; 3 disjoncteur de circuit ; 4 transformateur de courant ; 5 transformateur de tension ; 6 sectionneur d'alimentation ; 7 parafoudre

2.2.2 Disposition de la technologie de connexion-H hybride

Les derniers développements des principaux fournisseurs, comme ABB et Siemens, démontrent que la technologie s'est améliorée et qu'il est possible d'économiser environ la moitié de l'espace pour installer ce genre d'équipement. Ces solutions sont intéressantes dans les zones où les prix des terrains sont très élevés, généralement dans les villes très encombrées.

Les modules qui sont proposés sont par exemple appelés PASS (Plug and Switch System) d'ABB et HIS (Highly Integrated Switchgear) de Siemens. Les enquêtes et les descriptions détaillées du choix final de conception constituent la phase de conception détaillée de ce projet.

Les deux illustrations ci-dessous représentent un espace requis total de seulement 20x30 m pour une installation de 145 kV. En considérant une tension réelle de 63 kV comme le prévoit ce projet, une empreinte encore plus faible pourrait être possible. Mais pour rester conservateurs, il est proposé de maintenir 20x30 m comme espace requis minimum pour les installations d'appareillage de 63 kV.

Cela signifie que les économies globales de l'espace sont de plus de 50 % par rapport à la technique d'installation classique.

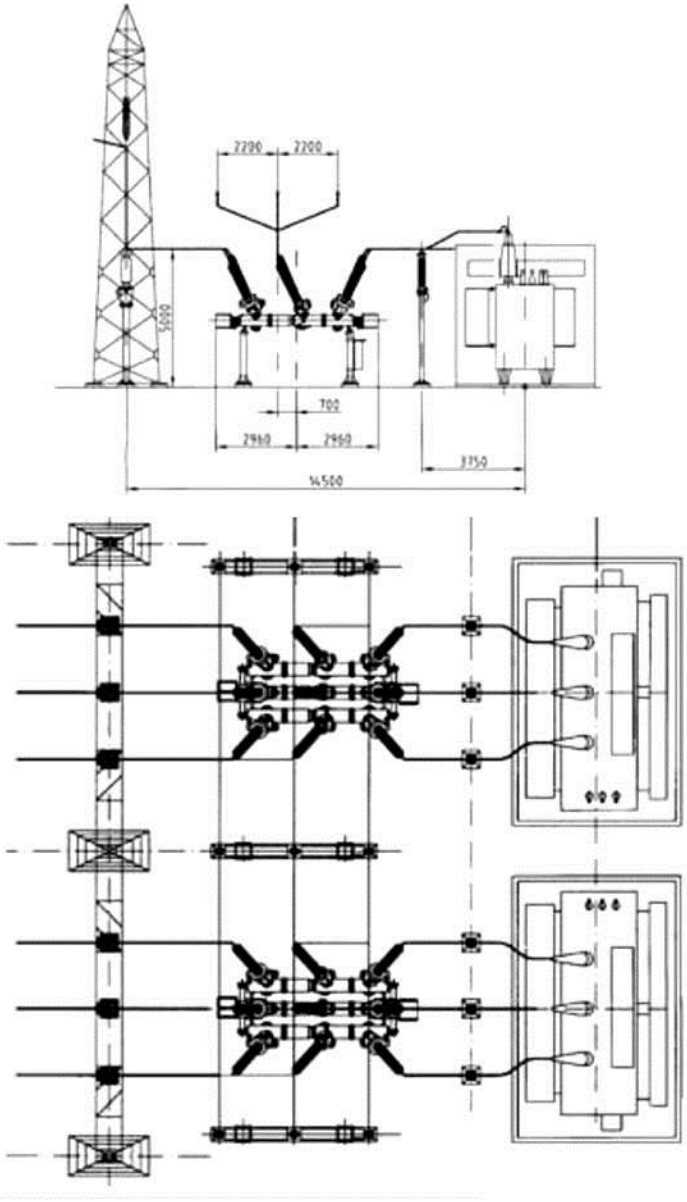


Figure 2-5. Espace requis pour une connexion-H hybride

Il est proposé d'installer ce qu'on appelle un appareillage hybride du fait des économies d'espace pour tous les nouveaux points d'alimentation entrante de 63 kV à Cotonou.

2.3 IDENTIFICATION DU PROJET

Les modifications de projets et réseaux énoncées dans les sections suivantes sont basées sur les deux missions, menées en novembre 2014 et janvier 2015, ainsi que sur des discussions tenues avec la SBEE et la CEB, et les conclusions qui en découlent. Les études de réseau détaillées pour les calculs du flux de

puissance et du court-circuit font partie de ce rapport et les résultats sont argumentés dans le chapitre suivant.

Pour la conception générale, il est supposé que le critère N-1 s'applique aux nouvelles propositions de modifications du réseau de moyenne et haute tensions, ce qui signifie que la panne d'un élément dans le réseau est possible sans aucune influence sur le reste du réseau.

Cette norme s'applique aussi pour les transformateurs abaisseurs, ce qui signifie que seule une unité de réserve est nécessaire pour l'ensemble du réseau. Les transformateurs de 35 MVA sont définis comme des abaisseurs standards à partir de 63 kV.

Les projets de distribution proposés sont répartis en neuf packages, qui sont décrits plus en détail ci-dessous.

2.3.1 Package nº1 - Région de Natitingou

La vile de Natitingou est située dans la région nord-ouest du Bénin et est reliée électriquement par une ligne aérienne de 161 kV à Djougou, avec une longueur d'environ 80 km. Cette ligne aérienne a été exploitée depuis son installation à 33 kV en raison de la faible demande de charge initiale dans cette région du nord-ouest. Le plan d'extension du réseau propose une connexion à 161 kV en ligne avec l'installation d'une nouvelle ligne aérienne allant de Natitingou à Porga à la frontière du Burkina Faso, en 2020.

La demande de pointe a augmenté au cours des dernières années à environ 7 MW au cours de la soirée. Déjà, la situation actuelle avec cette ligne de connexion de 33 kV donne lieu à des problèmes lors de la pointe du soir et la CEB conseille la SBEE d'ouvrir la connexion de Natitingou à Djougou et d'isoler le réseau, s'appuyant seulement sur les six unités de diesel situées à la sous-station de Bérécingou. En ce qui concerne l'augmentation de la demande globale dans la région, causée par de nouvelles connexions des consommateurs, mais aussi car il s'agit d'un centre touristique, ce problème va s'aggraver.

La SBEE a presque finalisé sa planification de construction d'une nouvelle sous-station de 33 kV dans le nord de Natitingou afin d'offrir un centre de connexion pour les alimentations rurales vers les régions du nord, de l'ouest et de l'est. On trouve également dans ce projet une nouvelle ligne aérienne de 33 kV à partir de la sous-station de 33 kV existante à Bérécingou vers la nouvelle station dans le nord.

Il existe un réseau rural de lignes aériennes qui émane de Bérécingou et alimente toutes les zones rurales et les villes, comme Tanguiéta, Kouandé et Boukoumbé. La plupart de ces lignes aériennes sont construites pour 33 kV, mais fonctionnent à 20 kV. De même, les transformateurs abaisseurs du côté de la basse tension sont conçus pour 20/0,415 kV.

Par conséquent, les projets suivants ont été définis :

- Dispositif d'alimentation de 161 kV à la sous-station de la CEB à Djougou (nº 1.1)

  Des travaux de modification doivent être effectués pour établir la connexion de 161 kV de Djougou à Natitingou. Une extension de l'appareillage d'un dispositif d'alimentation à Djougou est nécessaire.

- Dispositif d'alimentation de 161 kV à la sous-station de la CEB de Natitingou (nº 1.2)

  Des travaux de modification doivent être effectués pour l'alimentation entrante de 161 kV à Natitingou. La ligne aérienne qui se termine à Natitingou est déjà conçue pour 161 kV mais aucun appareillage n'est installé. Ce dispositif d'alimentation sera ajouté pour tirer pleinement parti de la connexion de la ligne de 161 kV à partir de Djougou.

- Installation d'un transformateur abaisseur de 161/33 kV à Natitingou (nº 1.2)

  Pour établir la connexion de la ligne aérienne de 161 kV, un nouveau transformateur de 161/33 kV à Natitingou est nécessaire. La taille proposée est de 20 MVA.

- Mise à niveau des connexions MT rurales à 33 kV : (nº 1.3)

  Mise à niveau de la ligne aérienne de Natitingou à Boukoumbé (43 km) de 15 kV à 33 kV

  Mise à niveau de la ligne aérienne de Natitingou à Kouarfa (25 km) de 20 kV à 33 kV

  Un total de 80 km de mise à niveau de lignes aériennes à 33 kV est considéré.

Les sections de lignes aériennes proposées pour la mise à niveau sont représentées dans la Figure 2-6 ci-dessous

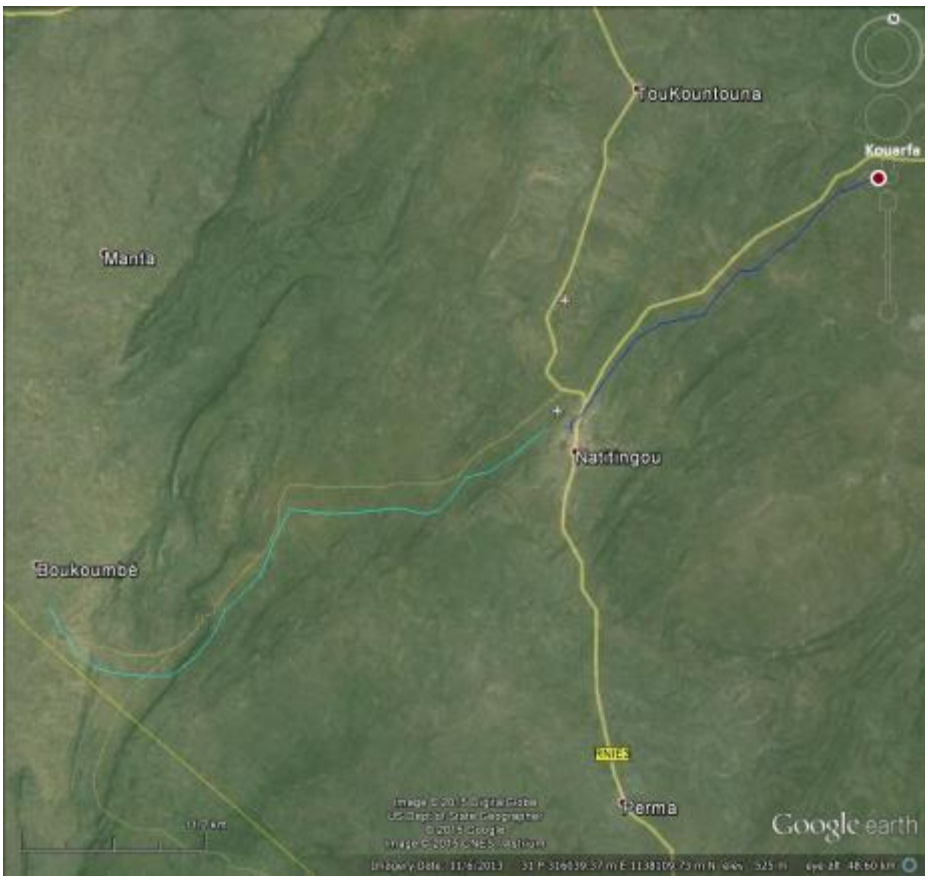


Figure 2-6. Indication de la ligne aérienne de 20 kV à Natitingou (bleu foncé et clair)

- L'installation de nouveaux transformateurs de distribution rurale 33/0,415 kV : (nº 1.3)
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Natitingou à Boukoumbé
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Natitingou à Kouarfa
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Natitingou à Tanguiéta
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Natitingou à Kouandé
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Natitingou à Chabi-Kouma
    - Le nombre exact de transformateurs installés dans cette zone n'est pas connu. Il a donc été supposé qu'elle comporte 30 unités.
- Installation d'une nouvelle sous-station de 33 kV dans la zone nord de Natitingou : (nº 1.4)
- La sous-station au Nord est déjà en cours de planification par la SBEE, mais comme la nouvelle installation photovoltaïque sera en boucle à l'entrée et à la sortie sur la nouvelle connexion de la ligne aérienne de 33 kV entre Bérécingou et cette sous-station, ce projet a été inclus pour s'assurer que les installations seront prêtes quand la centrale photovoltaïque sera construite.
- Installation d'une liaison de communication optique entre Natitingou et Yéripao : (nº 1.5)

  L'usine hydroélectrique de Yéripao devrait être contrôlée depuis l'appareillage principal de Natitingou. À cet effet, un lien de communication entre la centrale hydroélectrique et la sous-station sera nécessaire (6 km de raccordement optique).
- Installation de compteurs prépayés (voir chapitre 6 pour plus de détails)

L'installation et la remise en état des dispositifs de mesure sont énumérées uniquement à des fins conceptuelles, car elles influeront sur la configuration du réseau, mais ne seront pas prises en compte dans l'estimation des coûts de la partie de la distribution :

- Installation d'une centrale photovoltaïque de 5 MW, y compris la connexion au réseau (voir les détails dans l'« étude de faisabilité solaire », incluant l'estimation des coûts)
- Réhabilitation de l'usine hydroélectrique de Yéripao (voir détails dans le « Rapport de faisabilité hydrologique », incluant l'estimation des coûts)
- Réhabilitation de l'usine à diesel 6x2.0 MW (voir détails dans le « rapport d'étude de faisabilité de la réhabilitation thermique » ultérieur, incluant l'estimation des coûts).

2.3.2 Package nº 2 - Région de Parakou

La ville de Parakou est située dans la zone nord du Bénin et est la troisième plus grande ville du Bénin. C'est une zone au développement très dynamique et rapide avec une longue liste de clients industriels qui ne sont pas connectés au réseau publique, principalement en raison de l'alimentation insuffisante.

La demande de pointe actuelle de Parakou est d'environ 12 MW avec un supplément de 2 MW pour les régions du nord de Bembéréké/Kandi. La configuration actuelle de la distribution est un transformateur abaisseur du réseau de transport de 161 kV de la CEB, qui alimente le réseau urbain à 20 kV ainsi que le réseau rural à 33 kV.

L'augmentation de la demande estimée à Parakou est tout à fait identifiable, car les consommateurs industriels souhaitent se connecter au réseau public afin d'économiser sur le carburant de leurs propres générateurs diesel. La demande industrielle prévue pour Parakou est estimée par la SBEE à 20 MW.

Pour les mesures d'approvisionnement d'urgence, en raison de la capacité limitée de l'offre de la CEB, le gouvernement a lancé un programme d'installation d'équipements diesel locatifs, situés sur le site de la sous-station de la SBEE. Le nombre de dispositifs diesel loués est de 17, d'1 MW chacun. La puissance maximale de ces unités est contractuellement limitée à 10 MW.

Dans le bâtiment de la sous-station à 20 kV, un appareillage de 33 kV est également installé mais n'est pas connecté actuellement au réseau.

Il existe un réseau rural de lignes aériennes qui émane de Parakou et alimente toutes les zones rurales et les villes, comme Ndali, Papané et Ouessè. La plupart de ces lignes aériennes sont de 20 kV. De même, les transformateurs abaisseurs du côté de la basse tension sont conçus pour 20/0,415 kV.

Les projets suivants sont proposés :

- Raccordement de la sous-station de 33 kV au réseau : (nº 2.1)

  Un appareillage de 33 kV a été installé en 2011, mais il doit encore être connecté au réseau. Pour connecter cet appareillage aux installations de lignes aériennes de 33 kV, 2 km de nouveaux câbles devraient être requis.

- Mise à niveau des connexions MT rurales à 33 kV : (nº 2.2)

  Mise à niveau de la ligne aérienne de Parakou à Ndali (60 km) de 20 kV à 33 kV

  Mise à niveau de la ligne aérienne de Parakou à Papané (58 km) de 20 kV à 33 kV

  Un total de 120 km de mise à niveau de lignes aériennes à 33 kV est considéré.

Les sections de lignes aériennes proposées pour la mise à niveau sont représentées dans la Figure 2-7 ci-dessous.

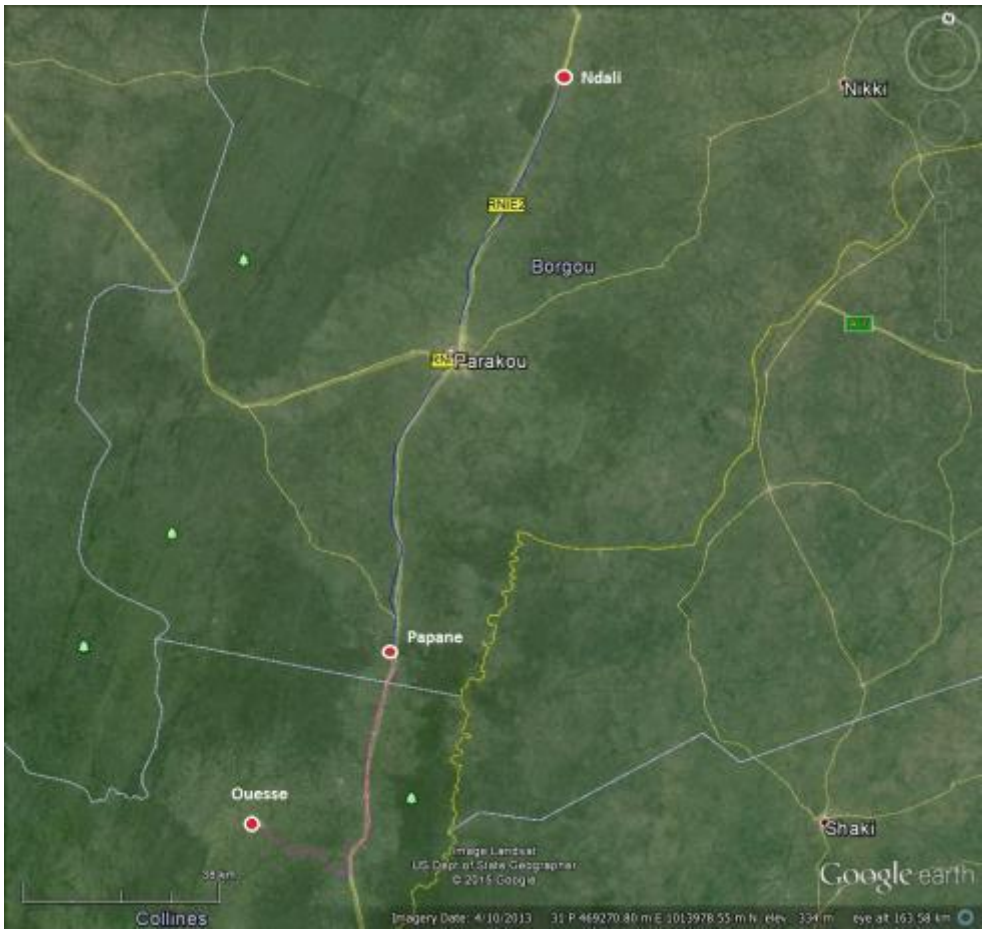


Figure 2-7. Indication de la ligne aérienne de 20 kV à Parakou (bleu foncé et magenta)

- L'installation de nouveaux transformateurs de distribution rurale 33/0,415 kV : (nº 2.2)

  Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Parakou à Ndali

  Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Parakou à Papané

  Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Papané à Ouessè

Le nombre exact de transformateurs installés dans cette zone n'est pas connu. Il a donc été supposé qu'elle en comporte 30 unités.

- Raccordement de consommateurs industriels au réseau : (nº 2.3)

  Très peu de consommateurs industriels sont raccordés au réseau public de Parakou en raison du manque de capacité et de la faible fiabilité causés par les chutes de tension, les défauts et le

manque d'énergie. Beaucoup de consommateurs industriels sont en faveur d'un raccordement au réseau public en raison des coûts élevés associés à leurs propres unités de diesel. Par conséquent, l'installation de connexions de 20 kV aux dix plus grands consommateurs industriels de Parakou est proposée (au total il y a 69 locaux industriel et commerciaux qui ne sont pas alimentés dans la zone nord-est).

- SONACOP (0,18 MW)
- SONAPRA (0,20 MW)
- U.N.B. (0,20 MW)
- SOBEBRA (1,89 MW)
- Société Agricatch (0,25 MW)
- COTEB (1,85 MW)
- STE SINO Benin (0,60 MW)
- Usine SODECO 1 (0,63 MW)
- Usine SODECO 2 (2,00 MW)
- Hôpital CHINOIS (0,50 MW)

Pour connecter ces consommateurs industriels, une connexion moyenne de 800 m de câble par consommateur est supposée. De plus, chaque consommateur recevra un transformateur abaisseur de tension indépendant à partir du niveau de 20 kV.

- Installation de compteurs prépayés (voir chapitre 6 pour plus de détails).

L'installation et la remise en état des dispositifs de mesure sont énumérées uniquement à des fins conceptuelles, car elles influeront sur la configuration du réseau, mais ne seront pas prises en compte dans l'estimation des coûts de la partie de la distribution :

- Installation d'une centrale photovoltaïque de 15 MW (voir les détails dans l'« étude de faisabilité solaire », incluant l'estimation des coûts)
- Remise en état de l'usine à diesel 7x2.0 MW (voir détails dans le « rapport de faisabilité thermique » ultérieur, incluant l'estimation des coûts).

2.3.3 Package nº 3 - Région de Djougou

La ville de Djougou est située dans la zone ouest du Bénin. La demande de pointe actuelle de Djougou est d'environ 5 MW avec un supplément de 7 MW pour la zone nord Natitingou. La configuration actuelle de la distribution est un transformateur abaisseur du réseau de transport de 161 kV de la CEB (à partir de la ligne aérienne de Kara - Parakou), qui alimente le réseau urbain à 20 kV ainsi que le réseau rural à 33 kV.

Il existe un réseau rural de lignes aériennes qui émane de Djougou et fournit toutes les zones rurales et les villes, comme Kopargo, Kolokondé, Pénéssoulou et Bassila. La plupart de ces lignes aériennes sont de 20 kV. De même, les transformateurs abaisseurs du côté de la basse tension sont conçus pour 20/0,415 kV. Certaines de ces connexions de lignes aériennes sont conçues pour un niveau de 33 kV, mais fonctionnent à 20 kV.

Les projets suivants sont proposés :

- Modification de l'alimentation entrante de départ de la ligne aérienne de 161 kV (nº 3.1)

  Des modifications sont entreprises pour une connexion en boucle d'entrée et de sortie de la ligne aérienne de 161 kV pour disposer de connexions dédiées de Djougou à Kara et de Djougou à Parakou.

  Un nouvel appareillage de 161kV doit être installé à Djougou afin de réaliser la connexion à Kara et Parakou mais aussi du transformateur abaisseur aux systèmes de 20 kV et 33 kV et pour la ligne existante de 161 kV à Natitingou. Cette ligne sera connectée au niveau de 161 kV.

- Mise à niveau des connexions MT rurales à 33 kV : (nº 3.2)
  - Mise à niveau de la ligne aérienne de Djougou à Copargo (20 km) de 20 kV à 33 kV
  - Mise à niveau de la ligne aérienne de Djougou à Pénéssoulou (56 km) de 20 kV à 33 kV
  - Mise à niveau de la ligne aérienne de Pénéssoulou à Akarade (17 km) de 20 kV à 33 kV
  - Mise à niveau de la ligne aérienne de Pénéssoulou à Bassila (30 km) de 20 kV à 33 kV
  - Un total de 140 km de mise à niveau de lignes aériennes à 33 kV est considéré.

Les sections candidates pour une mise à niveau des lignes aérienne présentées dans la Figure 2-8 ci-dessous



Figure 2-8. Indication des lignes aériennes de 20 kV à Djougou (bleu foncé)

- L'installation de nouveaux transformateurs de distribution rurale 33/0,415 kV : (nº 3.2)
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Djougou à Copargo
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Copargo à Chabi-Kouma
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Djougou à Kolokondé
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Djougou à Ouaké
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne d'Ouaké à Sèmèrè
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Djougou à Pénéssoulou
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Pénéssoulou à Akarade
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Pénéssoulou à Bassila

Le nombre exact de transformateurs installés dans cette zone n'est pas connu. Il a été supposé que la zone en possédait 40.

- Installation de compteurs prépayés (voir chapitre 6 pour plus de détails)

L'installation et la remise en état du mesurage sont énumérées uniquement à des fins conceptuelles, car elles influeront sur la configuration du réseau, mais ne seront pas prises en compte dans l'estimation des coûts de la partie de la distribution :

- Installation d'une centrale photovoltaïque de 10 MW incluant la connexion au réseau.

2.3.4 Package nº 4 - Programme d'augmentation de la demande à Cotonou

Le programme d'augmentation de la demande à Cotonou est principalement dédié à l'approvisionnement de charges supplémentaires à Cotonou qui se pose en raison de l'augmentation globale de la demande.

Le système d'approvisionnement actuel de Cotonou est défini par le point d'alimentation en vrac principal de Védoko, qui fait la connexion au système de transport de 161 kV de la CEB. À partir de Védoko, les zones environnantes sont alimentées par des câbles de 15 kV et des alimentations par lignes aériennes par le biais d'un total de trois transformateurs abaisseurs.

Une configuration-H du côté des 63 kV des deux transformateurs d'alimentation permet le raccordement au réseau de 63 kV. Deux câbles de 63 kV partent de la sous-station de Védoko et aboutissent à la sous-station de 63 kV à Gbégamey, et continuent ensuite vers l'ancienne centrale électrique de Akpakpa. D'Akpakpa, une ligne aérienne de 63 kV alimente la capitale Porto-Novo.

Chacune des sous-stations de 63 kV est constituée au minimum d'un transformateur abaisseur à 15 kV. Les sous-stations de 15 kV alimentent ensuite les zones environnantes. Gbégamey est responsable du centre de Cotonou et Akpakpa de l'entrée de la lagune à l'est de la ville. En outre, plusieurs sous-stations de distribution sont disséminées dans la ville - Saint-Michel, Godomey, Cadjehoun, OCBN, Ancien Pont, Répartition D1 et D2 - qui sont directement alimentées par le câble de 15 kV de l'un des postes abaisseurs de 63 kV.

Les projets suivants sont proposés :

- Nouvel appareillage de 63 kV à jeu de barres double à Védoko : (nº 4.1)

  Le nouvel appareillage principal de 63 kV à Védoko alimentera le réseau de 63 kV de Gbégamey et Akpakpa, ainsi que le nouvel anneau de 63 kV vers Cadjehoun et Fidjrossè. En outre, une connexion sera réalisée au nouveau projet de distribution « Abomey-Calavi » qui alimentera les deux nouvelles sous-stations de Kokokodji et Abomey, avec le contournement de l'appareillage de « Maria Gléta ».

  L'emplacement proposé pour le nouvel appareillage à jeu de barres double de 63 kV à Védoko est la zone où se trouve actuellement la connexion-H de 63 kV, comme indiqué à la Figure 2-9 ci-dessous. Le carré rouge indique l'emplacement proposé.



Figure 2-9. Emplacement proposé pour le nouvel appareillage à jeu de barres double de 63 kV à Védoko

- Nouveaux transformateurs de 161/63 kV, 100 MVA dans la sous-station de Védoko : (nº 4.1)

  Les transformateurs de couplage existant au niveau de 63 kV à Védoko sont conçus pour 40 MVA et 80 MVA. Comme la demande à Cotonou est en constante augmentation, la charge de ces transformateurs atteint quasiment leurs valeurs de conception et, compte tenu de la croissance future de la demande, doivent être remplacées. La planification actuelle indique une taille de transformateur de 2x100 MVA.

- Nouveaux transformateurs de 161/15 kV, 40 MVA dans la sous-station de Védoko : (nº 4.1)

  Les transformateurs de couplage existant au niveau de 15 kV à Védoko sont conçus pour 15 MVA et 19 MVA. Comme la demande à Cotonou est en constante augmentation, la charge de ces transformateurs atteint quasiment leurs valeurs de conception et, compte tenu de la croissance future de la demande, doivent être remplacées. La planification actuelle recommande indique une taille de transformateur de 40 MVA car l'unité existante est de la même taille.

- Nouvelle connexion par câble de 63 kV de Védoko à Akpakpa : (nº 4.2)

  Le nouveau câble de 63 kV passe par le district urbain de Gbèdjromédé à l'est, où il sera connecté à une nouvelle alimentation entrante de répartition de 63/15 kV. Ensuite, il tournera vers le sud en passant par la sous-station de St. Michel station et se dirigera vers l'est sur le pont Martin Luther King et ensuite ira vers le nord à la sous-station de Répartition D1 mise à niveau à 63/15 kV. À partir de la Répartition D1, le câble ira vers le sud pour arriver dans l'ancienne centrale électrique d'Akpakpa.

  Deux dispositifs d'alimentation supplémentaires de 63 kV sont nécessaires pour connecter le câble au réseau, un à Védoko et un à Akpakpa, tous deux conçus comme des alimentations à jeux de barres doubles.

Le tracé proposé de la nouvelle connexion du câble de 63 kV de Védoko à Akpakpa est divisé en trois parties :

- Partie 1 : Védoko - Gbèdjromédé
- Partie 2 : Gbèdjromédé - Répartition D1
- Partie 3 : Répartition D1 - Akpakpa

Celles-ci sont représentées dans les Figures 2-10, 2-11 et 2-12 pour la partie 1, 2 et 3 respectivement.



Figure 2-10. Projet de routage du câble de 63 kV pour la connexion de la partie 1

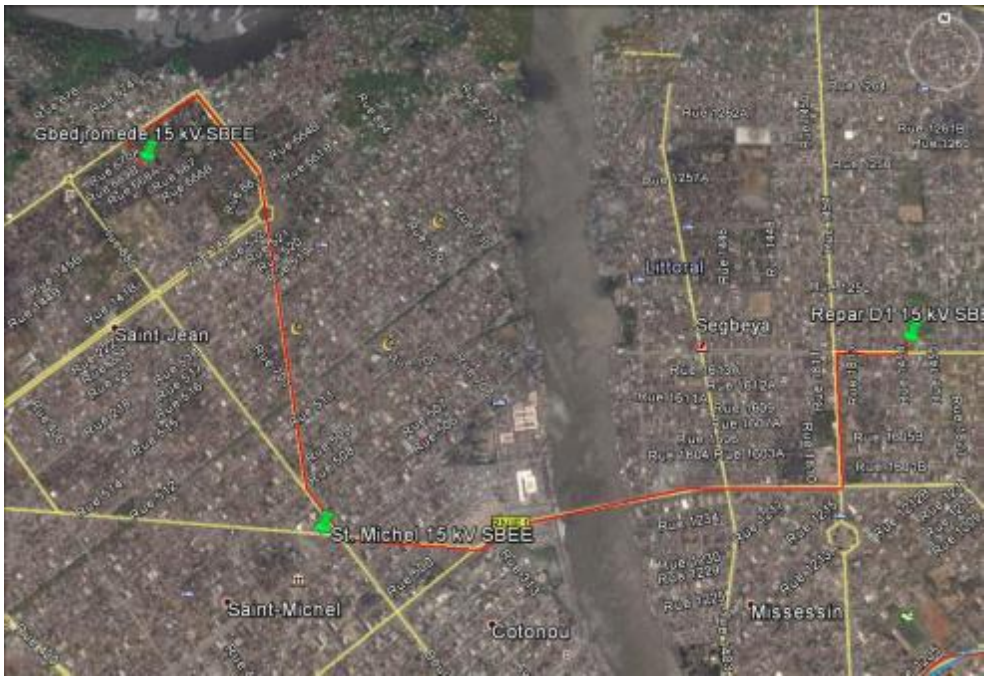


Figure 2-11. Projet de routage de câble de 63 kV pour la connexion de la partie 2

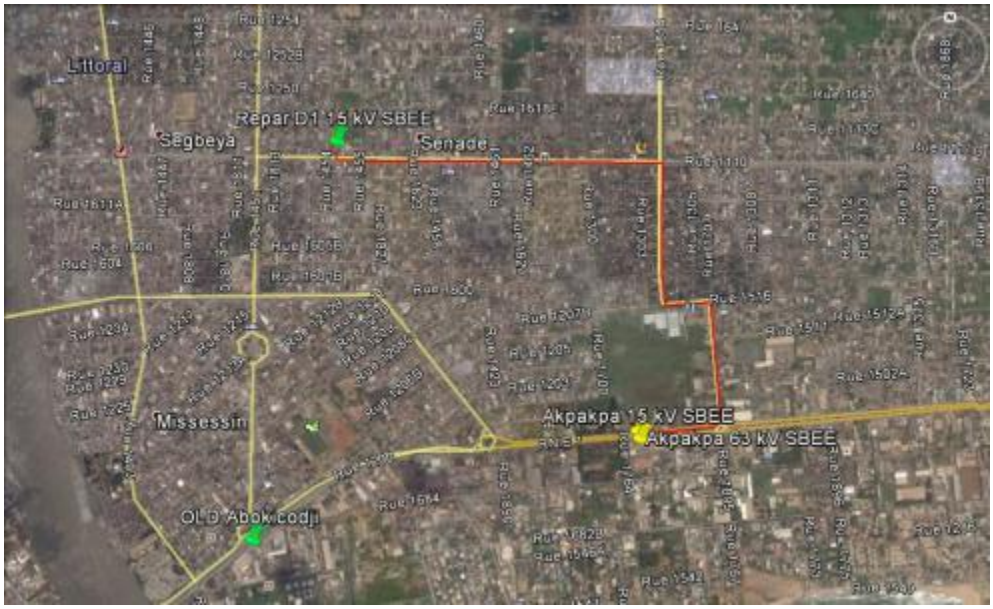


Figure 2-12. Projet de routage du câble de 63 kV pour la connexion de la partie 3

- Nouvelle alimentation entrante de 63/15 kV vers le système de distribution à Gbèdjromédé : (nº 4.2)

  À Gbèdjromédé, il n'existe actuellement aucune sous-station. Toute la région est alimentée par des lignes aériennes d'alimentation de 15 kV partant de la sous-station de Védoko. Selon la charge d'alimentation et la croissance de charge prévue, un nouveau point d'alimentation de 63

kV est nécessaire pour faire face aux besoins futurs. Le niveau de 63 kV est connecté via une configuration-H sur le câble de 63 kV, incluant deux transformateurs abaisseurs de 63/15 kV, chacun de valeur 20 MVA.

La nouvelle sous-station de 15 kV comprend un système de jeu de barres simple avec un total de dix alimentations, aussi bien entrantes que sortantes.

L'emplacement proposé pour la nouvelle sous-station de 63/15 kV à Gbèdjromédé n'est pas déterminé. La Figure 2-13 ci-dessous montre les emplacements candidats pour les sous-stations de Gbèdjromédé. Les carrés rouges indiquent les besoins minimaux en termes d'espace la configuration-H hybride de 63 kV (20x30 m), tandis que le carré vert indique les besoins minimaux en termes d'espace pour la configuration-H classique (50x30 m). L'espace requis pour la construction de la sous-station de l'appareillage de 15 kV (20x10 m) est inclus dans les cases marquées.



Figure 2-13. Emplacements possibles pour le nouvel appareillage de 63/15 kV à Gbèdjromédé

- Nouvelle alimentation entrante de 63/15 kV vers le système de distribution à Répartition D1 : (nº 4.2)

  À la Répartition D1, une plus petite sous-station de distribution présente sera remplacée. Toute la région est alimentée via des alimentations par lignes aériennes de 15 kV et alimentations par câbles issues de cette sous-station. À cause de la charge d'alimentation et la croissance de charge prévue, un nouveau point d'alimentation de 63 kV est nécessaire pour faire face aux besoins futurs. Le niveau de 63 kV est connecté via une configuration-H sur le câble de 63 kV, incluant deux transformateurs abaisseurs de 63/15 kV, chacun de valeur 20 MVA.

  La nouvelle sous-station de 15 kV comprend un système de jeu de barres simple avec un total de dix alimentations, aussi bien entrantes que sortantes.

  L'emplacement proposé pour la nouvelle sous-station de 63/15 kV à Répartition D1 est la parcelle existante, qui doit être étendue. Comme indiqué par la SBEE, cet agrandissement de l'emplacement actuel est gérable et est donc recommandé. La Figure 2-14 ci-dessous représente la zone proposée pour l'appareillage de 63/15 kV (marquée en bleu). Les carrés rouges indiquent les besoins minimaux en termes d'espace pour la configuration-H hybride de 63 kV (20x30 m), tandis que le carré vert indique les besoins minimaux en termes d'espace pour la configuration-H classique (50x30 m). L'espace requis pour la construction de la sous-station de l'appareillage de 15 kV (20x10 m) est inclus dans les cases marquées.



Figure 2-14. Emplacement proposé pour le nouvel appareillage de 63/15 kV à Répartition D1

- Nouvelle connexion à 63 kV par câble circulaire à partir de, et vers, Védoko via Cadjehoun et Fidjrossè : (nº 4.3)

  Le nouvel câble circulaire de 63 kV se dirige vers le sud, en passant par la zone de l'aéroport à son extrémité nord-est et se termine à un nouveau point de distribution d'alimentation de 63/15 kV à Cadjehoun. Ensuite, il tourne vers le nord dans le même corridor, se dirige vers l'ouest après l'aéroport et atteint la nouvelle sous-station de 63/15 kV à Fidjrossè. De Fidjrossè, le câble repart vers l'est, à la fin de la zone de l'aéroport, il tourne vers le nord pour terminer dans la sous-station de Védoko.

  Deux dispositifs d'alimentation supplémentaires de 63 kV sont nécessaires pour connecter le câble au réseau, les deux à Védoko et qui devront être conçus comme des alimentations à jeux de barres doubles.

  Le routage proposé pour la nouvelle connexion du câble circulaire de 63 kV de Védoko via Cadjehoun à Fidjrossè et de retour à Védoko est divisé en trois parties :

  - Partie 1 : Védoko - Cadjehoun
  - Partie 2 : Cadjehoun - Fidjrossè
  - Partie 3 : Fidjrossè - Védoko

Ces parties sont indiquées dans les Figures 2-15, 2-16 et 2-17 pour la partie 1, 2 et 3 respectivement.



Figure 2-15. Projet de routage du câble de 63 kV pour la connexion de la partie 1



Figure 2-16. Projet de routage de câble de 63 kV pour la connexion de la partie 2



Figure 2-17. Projet de routage du câble de 63 kV pour la connexion de la partie 3

- Nouvelle alimentation entrante de 63/15 kV vers le système de distribution à Cadjehoun : (nº 4.3)

  À Cadjehoun, une sous-station de distribution plus petite existante sera remplacée. Toute la région est alimentée par des lignes aériennes et des câbles d'alimentation de 15 kV à partir de la sous-station de Védoko. À cause de la charge d'alimentation et la croissance de charge prévue, un nouveau point d'alimentation de 63 kV est nécessaire pour faire face aux besoins futurs. Le niveau de 63 kV est connecté via une configuration-H sur le câble de 63 kV, incluant deux transformateurs abaisseurs de 63/15 kV, chacun de valeur 20 MVA.

  La nouvelle sous-station de 15 kV comprend un système de jeu de barres simple avec un total de dix alimentations, aussi bien entrantes que sortantes.

  L'emplacement proposé pour la nouvelle sous-station de 63/15 kV à Cadjehoun devra être près de la sous-station de distribution existante. La Figure 2-18 ci-dessous montre les emplacements des sous-stations candidates à Cadjehoun. Les carrés rouges indiquent les besoins minimaux en termes d'espace pour la configuration-H hybride de 63 kV (20x30 m), tandis que le carré vert indique les besoins minimaux en termes d'espace pour la configuration-H classique (50x30 m). L'espace requis pour la construction de la sous-station de l'appareillage de 15 kV (20x10 m) est inclus dans les cases marquées.



Figure 2-18. Emplacements possibles pour le nouvel appareillage de 63/15 kV à Cadjehoun

- Nouvelle alimentation entrante de 63/15 kV vers le système de distribution à Fidjrossè : (nº 4.3)

  À Fidjrossè, une plus petite sous-station de distribution déjà existante sera remplacée. Toute la région est alimentée par des lignes aériennes et des câbles d'alimentation de 15 kV partant de la sous-station de Védoko. Selon la charge d'alimentation et la croissance de charge prévue, un nouveau point d'alimentation de 63 kV est nécessaire pour faire face aux besoins futurs. Le niveau de 63 kV est connecté via une configuration-H sur le câble de 63 kV, incluant deux transformateurs abaisseurs de 63/15 kV, chacun de valeur 20 MVA.

  La nouvelle sous-station de 15 kV comprend un système de jeu de barres simple avec un total de six alimentations, aussi bien entrantes que sortantes.

  L'emplacement proposé pour la nouvelle sous-station de 63/15 kV à Fidjrossè devrait être près de la station de distribution existante. La Figure 2-19 ci-dessous montre les emplacements candidats pour les sous-stations de Gbèdjromédé. Les carrés rouges indiquent les besoins minimaux en termes d'espace pour la configuration-H hybride de 63 kV (20x30 m), tandis que le carré vert indique les besoins minimaux en termes d'espace pour la configuration-H classique

(50x30 m). L'espace requis pour la construction de la sous-station de l'appareillage de 15 kV (20x10 m) est inclus dans les cases marquées.



Figure 2-19. Emplacements possibles pour le nouvel appareillage de 63/15 kV à Fidjrossè

- Développement du réseau urbain à Cotonou : (nº 4.4)

  Le package concernant l'extension du réseau urbain de Cotonou se compose de la planification de l'approvisionnement des zones qui ne sont pas ou pas entièrement connectées au réseau publique. Cela comprend les zones sans aucune installation d'électricité, mais aussi les zones où l'électricité est disponible, mais où tous les ménages ne sont pas connectés. Les détails sur ces connexions ne pouvaient être trouvés et devraient être élaborés conjointement avec la SBEE dans la phase de design du projet.

  Des nouvelles lignes aériennes et câbles de 15 kV et nouvelles connexions à 415 V doivent être installés pour relier ces ménages au réseau public. Connexions BT ainsi que les compteurs des clients sont nécessaires et font partie de cette estimation des coûts.

Les quantités suivantes sont estimées pour l'expansion du réseau de la ville de Cotonou :

- 10 km de connexions de lignes aériennes de 15 kV
- 50 kV de connexions de câbles à 15 kV
- 10 000 raccordements domestiques et compteur
- 50 transformateurs sur poteau
- 20 sous-stations compactes
- 200 km de connexions de câbles à 0,415 kV.

- Suppression des raccordements en « toile d'araignée » à Cotonou : (nº 4.5)

  Des parties de La zone de Cotonou se caractérise par des connexions au réseau qui n'ont pas été autorisées par la société de distribution publique SBEE. Une zone de préoccupation concerne la partie la plus occidentale de Cotonou, appelée Yemikodji. Actuellement, cette zone est à l'extrémité du dispositif d'alimentation de Fidjrossè qui est fourni via Védoko. La Figure 2-20 ci-dessous représente la situation actuelle dans cette banlieue quant aux connexions en « toile d'araignée ».

  Très probablement ces « extensions de réseau » illégales se produisent également dans d'autres zones urbaines de Cotonou où le nombre de postes de transformation est faible ou à l'extrémité des longs dispositifs d'alimentation de 15 kV.

  Par conséquent, une approche générale est réalisée pour définir les mesures pour éliminer les connexions en « toile d'araignée », impliquant un total de 125 km d'installations de câbles à 0,415 kV et un total de 5000 raccordements domestiques. Il est supposé que ce problème n'est pas uniquement limité à cette région.

  Pour les nouvelles connexions un total de 25 transformateurs sur poteau, 10 stations compactes et 25 km de câbles de 15 kV sont estimés pour établir la connexion au réseau MV

  Installation de compteurs prépayés (voir la section 6 pour plus de détails).



Figure 2-20. Connexions en « toile d'araignée » dans la région de Yemikodji



Figure 2-21. Emplacement des connexions en « toile d'araignée » dans la région de Yemikodji

2.3.5 Package nº 5 - Programme d'augmentation de fiabilité à Cotonou

Le programme d'augmentation de la fiabilité à Cotonou est principalement dédié au renforcement des sous-stations existantes dans le réseau de Cotonou pour élever la fiabilité de l'approvisionnement, mais aussi pour faire face à la prévision de la demande.

Le système d'approvisionnement actuel de Cotonou est construit autour du point d'alimentation en vrac principal de Védoko, qui fait la connexion au système de transport de 161 kV de la CEB. À partir de Védoko, les zones environnantes sont alimentées par des câbles de 15 kV et des alimentations par lignes aériennes par le biais d'un total de trois transformateurs abaisseurs.

Une configuration-H du côté des 63 kV des deux transformateurs d'alimentation permet le raccordement au réseau de 63 kV. Deux câbles de 63 kV partent de la sous-station de Védoko et aboutissent à la sous-station de 63 kV à Gbégamey, et continuent ensuite vers l'ancienne centrale électrique de Akpakpa. D'Akpakpa, une ligne aérienne de 63 kV alimente la capitale Porto-Novo.

Chacune des sous-stations de 63 kV est constituée au minimum d'un transformateur abaisseur à 15 kV. Les sous-stations de 15 kV alimentent ensuite les zones environnantes. Gbégamey est responsable du centre de Cotonou et Akpakpa de l'entrée de la lagune à l'est de la ville. En outre, plusieurs sous-stations de distribution sont disséminées dans la ville - Saint-Michel, Godomey, Cadjehoun, OCBN, Ancien Pont, Répartition D1 et D2 - qui sont directement alimentées par le câble de 15 kV de l'un des postes abaisseurs de 63 kV.

Les projets suivants sont proposés :

- Deux alimentations à jeu de barres double de 161 kV pour l'appareillage de Maria Gléta : (nº 5.1)

  Le projet d'Abomey-Calavi est un plan pour construire une nouvelle sous-station de 63 kV à Maria Gléta. Cela ne comprend pas de connexion à un niveau de 161 kV. Afin de libérer l'alimentation entrante de la charge de Védoko Abomey-Calavi, une alimentation supplémentaire de 161 kV vers la sous-station de 63 kV à Maria Gléta est nécessaire.

  Deux dispositifs d'alimentation supplémentaires de 161 kV à Maria Gléta sont nécessaires pour la nouvelle connexion du transformateur.

- Deux alimentations à jeu de barres double de 63 kV pour l'appareillage de Maria Gléta : (nº 5.1)

  Sur le côté 63 kV la même chose s'appliquent : deux nouveaux dispositifs d'alimentation de 63 kV doivent être installés pour réaliser la connexion au niveau de 161 kV.

- Nouveaux transformateurs de 161/63 kV, 100 MVA dans la sous-station de Védoko : (nº 5.1)

  Deux nouveaux transformateurs de 100 MVA, 161/63, kV, doivent être installés à la sous-station de Maria Gléta. Ceux-ci alimenteront les charges d'Abomey-Calavi.

- Boucle entrante/sortante du câble de 63 câble kV (400 mm²) de Gbégamey à Akpakpa : (nº 5.2)

Pour connecter la nouvelle alimentation de la sous-station de l'Ancien Pont au réseau de Cotonou, le câble de 240 mm² existant entre Gbégamey et Akpakpa réalisera une boucle entrante et sortante. La coupure de câble se fera directement au troisième pont et la nouvelle partie du câble se dirigera vers le sud jusqu'à la sous-station d'Ancien Pont.

La nouvelle connexion du câble de 63 kV consiste en 2x250 m de câble souterrain sur 400 mm².

Le routage proposé pour les nouvelles connexions en boucles entrantes et sortantes de 63 kV jusqu'à la sous-station d'Ancien Pont est illustré à la Figure 2-22.

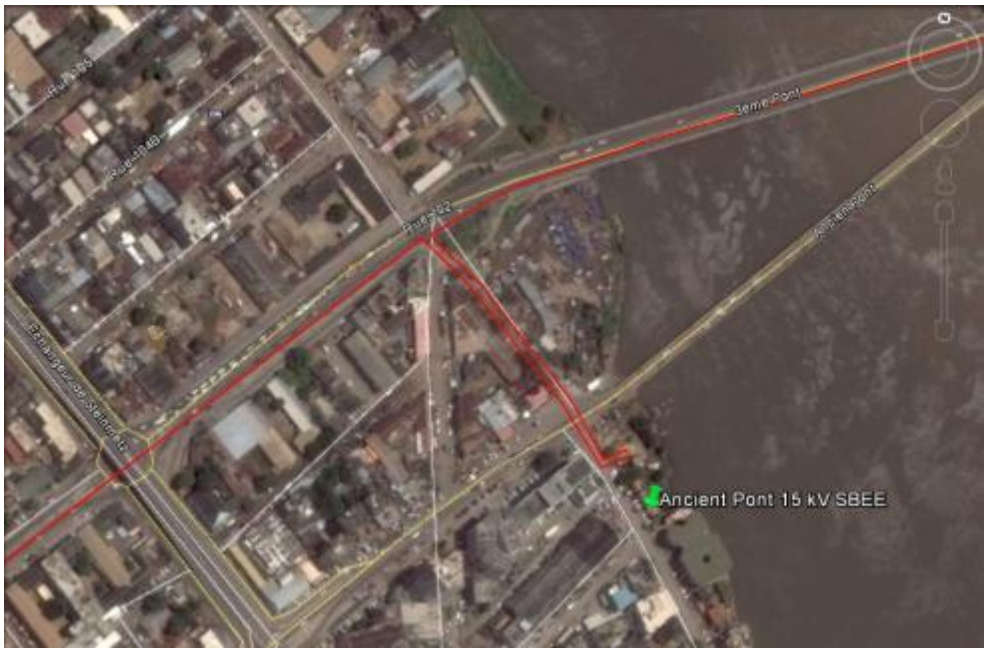


Figure 2-22. Projet de routage de câble en boucle entrante/sortante de la sous-station d'Ancien Pont

- Nouvelle alimentation entrante de 63/15 kV vers le système de distribution d'Ancien Pont : (nº 5.2)

  À Ancien Pont, l'ancienne et grande sous-station de distribution existante de 15 kV sera remplacée et une alimentation entrante de 63 kV sera ajoutée. Toute la région est alimentée via des alimentations par câbles de 15 kV issus de cette sous-station. Selon la charge d'alimentation et la croissance de charge prévue, un nouveau point d'alimentation de 63 kV est nécessaire pour faire face aux besoins futurs. Le niveau de 63 kV est connecté via une configuration-H sur le câble en boucle entrante de 63 kV, incluant deux transformateurs abaisseurs de 63/15 kV, chacun de valeur 35 MVA.

  La nouvelle sous-station de 15 kV comprend un système de jeu de barres double avec un total de 18 alimentations, aussi bien entrantes que sortantes.

  L'emplacement proposé pour la nouvelle sous-station de 63/15 kV à Cadjehoun est la sous-station existante. La Figure 2-23 ci-dessous montre les emplacements recommandés pour la

sous-station à Ancien Pont (marqués en bleu). Les carrés rouges indiquent les exigences d'espace minimales pour la configuration-H hybride de 63 kV (20x30 m), tandis que le carré vert indique les exigences d'espace minimales pour la configuration-H classique (50x30 m). L'espace requis pour la construction de la sous-station de l'appareillage de 15 kV (20x10 m) est inclus dans les cases marquées.



Figure 2-23. Emplacements possibles pour le nouvel appareillage de 63/15 kV à Cadjehoun

- Remplacement de la sous-station de distribution de 15 kV à St. Michel : (nº 5.3)

  À St. Michel, la sous-station de distribution existante de 15 kV doit être remplacée. Toute la région est alimentée via des alimentations par câbles de 15 kV issus de cette sous-station. Selon la charge d'alimentation et la croissance de la charge prévue, une nouvelle sous-station principale de 15 kV est nécessaire, mais également une éventuelle future alimentation de 63 kV.

  La nouvelle sous-station de 15 kV comprend un système de jeu de barres double avec un total de douze alimentations, aussi bien entrantes que sortantes.

  L'emplacement proposé pour la nouvelle sous-station de 15 kV à St. Michel devrait être près de la station existante. La Figure 2-24 ci-dessous montre les emplacements de la sous-station

candidate à St. Michel. Les carrés rouges indiquent les exigences minimales d'espace, en tenant compte d'une future alimentation de 63 kV avec une configuration-H hybride (20x30 m). L'espace requis pour la construction de la sous-station actuellement proposée de 15 kV (20x10m) est inclus dans les cases marquées.



Figure 2-24. Emplacements possibles pour les nouveaux appareillages de 15 kV à St. Michel

- Remplacement de la sous-station de distribution de 15 kV à l'OCBN : (nº 5.4)

  À l'OCBN, la distribution actuelle sera remplacée par une nouvelle configuration à jeu de barres double. La demande de charge élevée (banques, etc.) à proximité nécessite un fonctionnement souple qui n'est possible qu'avec des configurations à jeu de barres double. En outre, cette configuration permet une future alimentation entrante facile à partir de 63 kV si nécessaire. Toute la région est alimentée via des alimentations par câbles de 15 kV issus de cette sous-station.

  La nouvelle sous-station de 15 kV comprend un système de jeu de barres double avec un total de huit alimentations, aussi bien entrantes que sortantes.

L'emplacement proposé pour la nouvelle sous-station de 15 kV de l'OCBN devrait être près de la station existante. La Figure 2-25 ci-dessous montre les emplacements candidats pour la sous-station de l'OCBN. Les carrés rouges indiquent les exigences d'espace minimales, en tenant compte de l'alimentation entrante future de 63 kV avec une configuration-H hybride (20x30 m), tandis que le carré vert indique les exigences d'espace minimales pour la configuration-H classique (50x30 m). L'espace requis pour la construction de la sous-station actuellement proposée de 15 kV (20x10 m) est inclus dans les cases marquées.



Figure 2-25. Emplacements possibles pour le nouvel appareillage de 15 kV à OCBN

- Modification de l'appareillage de 63 kV à l'alimentation de 63 kV à Sèmè : (nº 5.5)

  À la sous-station de Sèmè, une configuration à jeu de barres simple est existante, avec deux sections qui ne sont pas reliées entre elles. Une section fournit le réseau public tandis que l'autre fournit la zone industrielle. Cette configuration à jeu de barres simple est connectée via deux sorties de lignes aériennes de 63 kV allant d'Akpakpa à Porto-Novo.

  En installant le commutateur de couplage entre les deux sections, le service peut être maintenu même si l'alimentation par ligne aérienne n'est pas disponible.

Un commutateur de couplage de 63 kV doit être installé pour établir la connexion entre la section de jeu de barres publique et la section à jeu de barres industrielle.

- La modification de connexion de la ligne aérienne de 63 kV pour l'appareillage de Sèmè : (nº 5.5)

  En ce qui concerne la nouvelle alimentation de Porto-Novo de 63 kV provenant de Tanzoun, cette configuration ne changera pas tant que la connexion de Sèmè restera le même. Avec un changement dans la philosophie de fonctionnement de l'appareillage et de la configuration de connexion de la ligne aérienne, les pannes de l'appareillage de Sèmè peuvent être réduites. En ouvrant la connexion de la ligne aérienne en face de l'appareillage de Sèmè et par le bouclage sur les deux circuits, chaque section de ligne aérienne peut maintenant être activée indépendamment, soit Akpakpa - Sèmè ou Sèmè - Porto-Novo.

  La ligne aérienne de 63 kV exécute une boucle entrante et sortante, avec l'ouverture de la connexion entre les bornes de sortie.

- Le nouveau transformateur 20 MVA de 63/15 kV à l'approvisionnement publique de la sous-station de Sèmè : (nº 5.5)

  Le projet comprend également le remplacement du transformateur abaisseur de tension existante pour faire face à l'augmentation de la demande calculée. L'évaluation est proposée à 20 MVA.

- Modification de l'appareillage de 63 kV à l'alimentation de 63 kV à Bohicon : (nº 5.6)

  En considérant l'augmentation de la proposée d'augmentation, le transformateur existant de 20 MVA atteint la capacité. Pour éviter de surcharger, un deuxième transformateur parallèle est recommandé à la sous-station de Bohicon. Cela nécessite un dispositif d'alimentation supplémentaire de 63 kV à Bohicon.

- Le nouveau transformateur 20 MVA de 63/15 kV à la sous-station de Bohicon : (nº 5.6)

  Le projet comprend également l'ajout d'un transformateur 20 MVA à Bohicon pour éviter la surcharge de celui existant.

- Installation de compteurs prépayés (voir chapitre 6 pour plus de détails)

2.3.6 Package nº 6 - Nouvelle sous-station d'Ouidah

La SBEE prévoit le développement d'une importante zone industrielle dans la ville d'Ouidah qui sera terminée à partir de 2018. La charge de ces consommateurs industriels devrait être de 20 MW, donc l'approvisionnement via la ligne aérienne existante de 20 kV d'Avakpa ne serait pas possible.

Le réseau existant de 20 kV d'Ouidah est alimenté par le poste réducteur de 161/20 kV d'Avakpa avec de longs dispositifs d'alimentation de 20 kV (environ 45 km d'Avakpa à Ouidah). Comme la charge à Ouidah n'est pas supérieure à 4,0 MW, ce concept d'alimentation fonctionne. Toutefois, de futurs consommateurs industriels auront besoin d'une puissance plus élevée et donc une alimentation séparée est nécessaire. Le consultant recommande d'installer la nouvelle connexion sur le niveau de 161 kV,

alimenté à partir de Maria Gléta, afin de ne pas s'appuyer sur l'alimentation de 63 kV de la sous-station de Védoko. De plus, la connexion de Maria Gléta est plus courte (30 km) par rapport à Védoko (35 km).

Les projets suivants sont proposés :

- Une nouvelle alimentation à jeu de barres double de 161 kV à l'appareillage de Maria Gléta : (nº 6.1)

  Pour la nouvelle alimentation entrante réductrice de la ville d'Ouidah, une alimentation supplémentaire de 161 à Maria Gléta est nécessaire pour établir la connexion de la ligne aérienne de 161 kV à Ouidah.

- Une nouvelle connexion de ligne aérienne de 161 kV entre Maria Gléta et Ouidah : (nº 6.1)

  La nouvelle connexion de la ligne aérienne de 161 kV est d'environ 30 km de long et se terminera sur le site de la zone industrielle prévue. La ligne aérienne prendra fin directement sur les traversées du transformateur sans appareillage complet.

- Nouveaux transformateurs de 161/20 kV, 35 MVA dans la sous-station d'Ouidah : (nº 6.1)

  Un nouveau transformateur de 161/20 kV, 35 MVA doit être installé à la sous-station d'Ouidah. Ce transformateur alimentera la zone industrielle ainsi que les consommateurs publics et commerciaux de la ville.

- Nouvelle alimentation entrante de 161/20 kV vers le système de distribution à Ouidah : (nº 6.2)

  À Ouidah, une nouvelle sous-station de 20 kV sera installée pour alimenter les futurs consommateurs industriels mais aussi le réseau public.

  La nouvelle sous-station de 20 kV comprend un système de jeu de barres simple avec un total de dix alimentations, aussi bien entrantes que sortantes.

- Installation de compteurs prépayés (voir chapitre 6 pour plus de détails)

2.3.7 Package nº 7 - Centre de répartition, modifications du réseau

Les détails techniques du centre de répartition sont décrits séparément dans le chapitre 4. Cependant certaines mesures doivent être prises dans le réseau de distribution et sont recommandées afin d'exploiter la pleine fonctionnalité.

Les projets suivants sont proposés :

- Modifications de la sous-station de distribution pour la connexion SCADA : (nº 7.1)

  Plusieurs mesures dans chaque sous-station de distribution, ce qui signifie que 63 kV, 33 kV, 20 kV et 15 kV, doivent être pris en compte afin que le système SCADA puisse être utilisé et contrôlé depuis son emplacement centralisé Gbégamey / Cotonou. Ces mesures sont par exemple le contrôle local/à distance, l'équipement de retrait motorisé des disjoncteurs, les bâtiments climatisés et l'espace pour les batteries.

Le statut des 22 postes suivants n'est pas clair, cependant, il est supposé qu'ils devront être modifiés.

- Natitingou Nord
- Bérécingou
- Bembèrèkè
- Djougou
- Parakou S/S
- Parakou Diesel
- Glazoue
- Dassa
- Paouignan
- Bohicon
- Onigbolo
- Lokossa
- Avakpa
- Maria Gleta
- Sakete
- Tanzoun
- Porto Novo
- Vedoko
- Godomey
- Gbegamey
- Akpakpa
- Seme

- Mesure en continu dans les stations de transformateurs BT : (nº 7.2)

  Il est prévu d'installer des appareils de mesure en continu entre MT et BT à tous les transformateurs abaisseurs. Ils connectent en permanence les tensions, les énergies, les courants et les facteurs de puissance, mais montrent également les valeurs minimales et maximales. Pour le fonctionnement du réseau et la planification de réseau cela est indispensable.

  Comme le nombre exact de transformateurs abaisseurs n'est pas disponible, 2500 unités sont proposées pour l'installation.

- Systèmes et compteurs AMR / AMI : (nº 7.3)

  L'objectif est d'installer une infrastructure de compteur avancée et un lecteur de lecture automatique (AMI et AMR) dans l'ensemble du réseau pour les grands consommateurs. Cet équipement AMR est doit être compatible avec le système SCADA pour la lecture et le contrôle à distance. Pour AMR et AMI, des logiciels et matériels doivent être installés et le personnel doit également être formé.

  Comme le nombre exact de clients choisis n'est pas disponible, une estimation à 1000 unités a été faite.

2.3.8 Package nº 8 - Distribution et modifications du réseau de Porto-Novo

Porto-Novo est la capitale du Bénin, mais ici, la demande est beaucoup plus faible que celle de la ville de Cotonou. Le raccordement électrique au réseau se fait via une ligne aérienne de 63 kV de la sous-station d'Akpakpa et se terminant dans le centre-ville de Porto-Novo. Cette ligne aérienne est actuellement la seule alimentation.

Jusqu'à 2016, une nouvelle connexion par câble à double circuit à partir de Tanzoun sera installée de sorte qu'une seconde alimentation entrante à partir du nord de Porto-Novo soit disponible. Cette connexion permettra de soulager la charge de Védoko et Akpakpa en direction de Porto-Novo.

Une nouvelle sous-station de distribution à Tanzoun prévoit de prendre en charge les charges rurales à partir de Porto-Novo. Le niveau de tension est de 33 kV, ce qui aiderait à réduire les fortes chutes de tension sur les alimentations rurales présentes de 15 kV.

Les projets suivants sont proposés :

- Une nouvelle alimentation à jeu de barres double de 63 kV à Porto-Novo : (nº 8.1)

  Le nouvel appareillage principal de 63 kV à Védoko alimentera le réseau de 63 kV de Gbégamey et Akpakpa, ainsi que le nouvel anneau de 63 kV vers Cadjehoun et Fidjrossè. En outre, une connexion sera réalisée au nouveau projet de distribution « Abomey-Calavi » qui alimentera les deux nouvelles sous-stations de Kokokodji et Abomey, avec le contournement de l'appareillage de « Maria Gléta ».

- Nouvelle connexion à 63 kV de Védoko à Akpakpa : (nº 8.1)

  Une deuxième connexion à 63 kV entre Porto-Novo et Akpakpa doit être installée pour éliminer Akpakpa de l'approvisionnement de Védoko. Le routage de ligne est divisé en trois parties. La première partie vient d'Akpakpa vers une nouvelle sous-station de distribution avec une alimentation de 63 kV appelée Répartition D2, qui sera une connexion par câble de 63 kV. Ce câble s'étendra d'Akpakpa vers l'est jusqu'à ce qu'il atteigne Répartition D2. Les deuxième et troisième parties représentent la connexion à partir Répartition D2 vers la sous-station de Porto Novo. La deuxième partie est une ligne aérienne partant de Répartition D2 en direction de l'est vers Sèmè, où le routage de la ligne tournera vers le nord jusqu'à ce qu'il atteigne le pont traversant la lagune. De là, la troisième partie sera à nouveau une connexion par câble, qui traversera la ville et enfin arrivera à la sous-station de Porto-Novo.

  Deux dispositifs d'alimentation supplémentaires de 63 kV sont nécessaires pour connecter le câble au réseau, un à Akpakpa et un à Porto-Novo, tous deux conçus comme des alimentations à jeux de barres doubles.

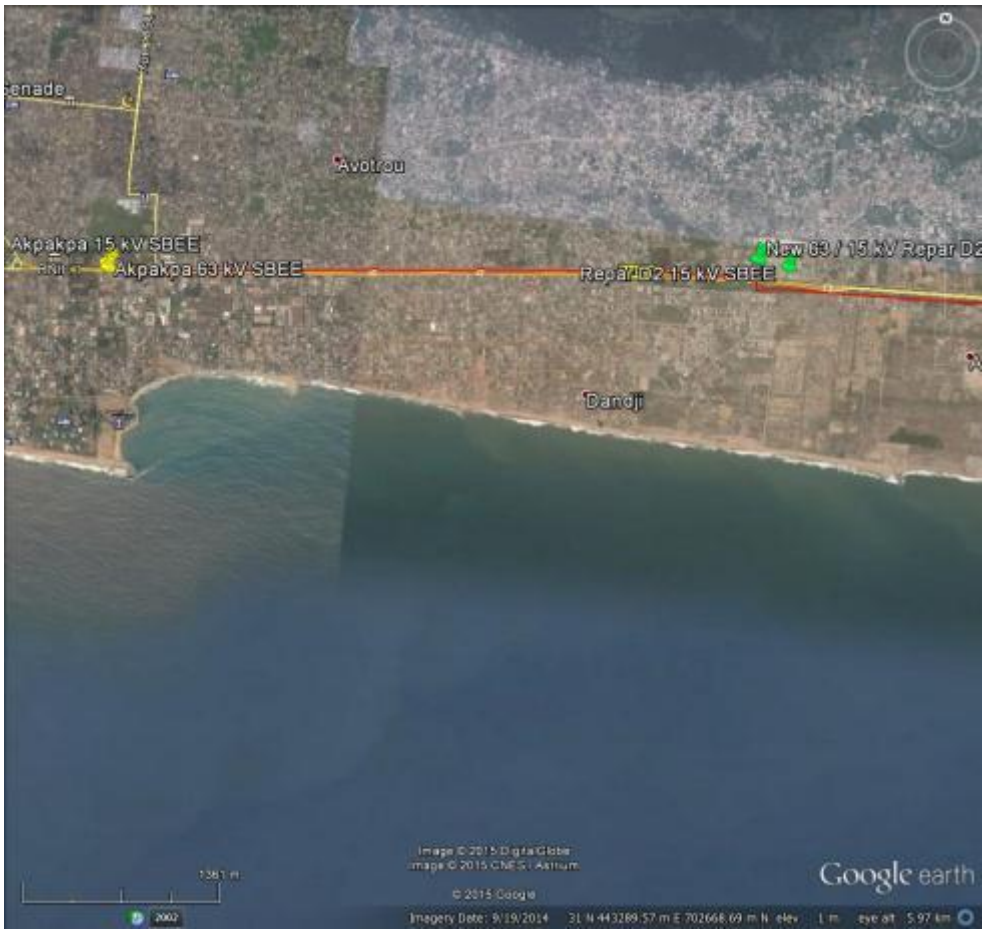


Figure 2-26. Projet de routage du câble de 63 kV pour la connexion Akpakpa - Porto-Novo, Partie 1

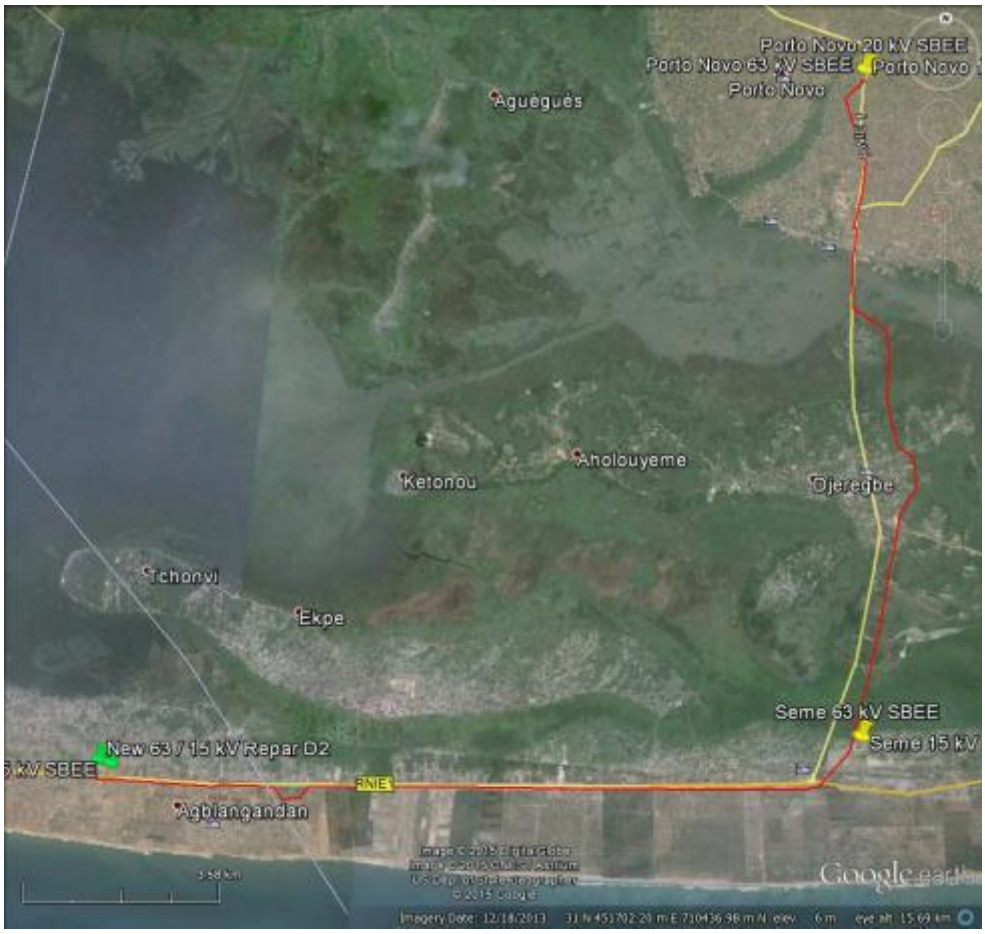


Figure 2-27. Projet de routage du câble/ligne aérienne de 63 kV pour la connexion Akpakpa - Porto-Novo, Parties 2+3

.

- Nouvelle alimentation entrante de 63/15 kV vers le système de distribution à Répartition D1 : (nº 8.1)

  À Répartition D2, il y a actuellement une petite sous-station de distribution. Toute la région est fournie par lignes aériennes et câbles de 15 kV à partir de cette sous-station. Selon la charge d'alimentation et la croissance de charge prévue, un nouveau point d'alimentation de 63 kV est nécessaire pour faire face aux besoins futurs. Le niveau de 63 kV est connecté via une configuration-H sur le câble de 63 kV, incluant deux transformateurs abaisseurs de 63/15 kV, chacun de valeur 20 MVA.

  La nouvelle sous-station de 15 kV comprend un système de jeu de barres simple avec un total de huit alimentations, aussi bien entrantes que sortantes.

- Mise à niveau des connexions MT rurales à 33 kV : (nº 8.2)
    - Mise à niveau de la ligne aérienne de Porto-Novo à Azaourisse (40 km) de 15 kV à 33 kV
    - Mise à niveau de la ligne aérienne d'Azaourisse à Dogba (40 km) de 15 kV à 33 kV
    - Mise à niveau de la ligne aérienne de Porto-Novo à Aseko (50 km) de 15 kV à 33 kV
    - Un total de 130 km de mise à niveau de lignes aériennes à 33 kV est considéré.

  Les sections de lignes aériennes proposées pour la mise à niveau sont représentées dans la Figure 2-28 ci-dessous



Figure 2-28. Lignes aériennes de 15 kV à Porto-Novo (rouge foncé et magenta)

- L'installation de nouveaux transformateurs de distribution rurale 33/0,415 kV : (nº 8.2)
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Porto-Novo à Azaourisse
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne d'Azaourisse à Dogba
    - Remplacement de tous les transformateurs MT/BT le long de la ligne aérienne de Porto-Novo à Aseko

Le nombre exact de transformateurs installés dans cette zone n'est pas connu si bien qu'il a été supposé qu'elle en dispose de 30. Les transformateurs doivent également être remplacés à toutes les connexions de départ de ces lignes.

- Installation de compteurs prépayés (voir chapitre 6 pour plus de détails)

L'installation et la remise en état des dispositifs de mesure sont énumérées uniquement à des fins conceptuelles, car elles influeront sur la configuration du réseau, mais ne seront pas prises en compte dans l'estimation des coûts de la partie de la distribution :

- Réhabilitation de la centrale à diesel 6x2.0 MW à Porto-Novo (voir détails dans le « rapport d'étude de faisabilité de la réhabilitation thermique » ultérieur, incluant l'estimation des coûts).

2.3.9 Package nº 9 - Propositions générales

Les projets généraux suivants sont proposés :

- Équipement de correction du facteur de puissance : (nº 9.1)

  Pendant les heures de pointe, le soir, la demande de puissance réactive augmente de sorte qu'un facteur de puissance de 0,84 est atteint. Cela signifie que pour chaque MW transmis, 0,65 MVAr doit également être transmis. Cela donne lieu à des pertes importantes dans les transformateurs ainsi qu'aux connexions de ligne (HT et MT). Afin de réduire le transport de la puissance réactive, l'installation d'un équipement de facteur de puissance locale sous forme de batteries de condensateurs est proposée. L'évaluation proposée est 2x1, 5 MVAr pour les zones nord du Bénin, comme Natitingou et Bembèrèkè et 3 MVAr pour les zones de Cotonou et de Porto-Novo. Il est prévu que les sous-stations suivantes soient équipées avec du matériel de compensation de puissance réactive :

  - Natitingou
  - Bembéréké
  - Parakou
  - Abomey
  - Kokokodji
  - Godomey
  - Fidjirosse
  - Cadjehoun
  - Vedoko
  - Gbedjromede
  - St. Michel
  - Gbegamey
  - OCBN
  - Ancient Pont
  - Répartition D 1
  - Akpakpa
  - Répartition D 2
  - Seme
  - Porto Novo

Au total, quatre unités de 1,5 MVAr et seize unités de 3 MVAr de batteries de condensateurs sont proposées.

- Équipement de commutation de sectionnement : (nº 9.2)

  Le consultant propose d'installer le nouvel équipement de sectionnement dans les dispositifs d'alimentation par lignes aériennes et câble existants entre les deux sous-stations de

distribution. Les commutateurs de sectionnement définiront une séparation claire entre les différentes alimentations, mais peuvent être utilisés pendant les temps d'arrêt en tant que soutien. L'installation de ces commutateurs est limitées à la zone de Cotonou car toutes les installations rurales sont radiales et ne sont pas interconnectées.

Un total de 30 commutateurs de sectionnement à Cotonou est proposé.

2.4 LISTE DES PRIORITÉS DU PROJET

La liste des priorités comprend tous les projets Fichtner pour le secteur de la distribution, y compris les modifications proposées pour le secteur de transport qui sont essentielles pour le développement ultérieur de la distribution.

La liste de priorités suivante indique la séquence de mise en œuvre du projet. La priorisation se fait sur la base d'une séquence logique pour ces projets.

La Priorité 1 est essentielle pour tous les autres projets car elle inclut les connexions aux niveaux des alimentations entrantes ou des autres lots, comme l'équipe PV et l'équipe hydro. Sans ces connexions aucun développement ultérieur de la demande et de l'offre ou connexion d'installations photovoltaïques n'est possible.

Les projets de Priorité 2 sont techniquement liés puisqu'ils constituent le réseau de distribution global en renforçant les mesures à Cotonou et Porto-Novo. Si l'un de ces deux sous-packages de la Priorité 2 devait être supprimé, de nouvelles solutions pour tous les packages restants devront être étudiées. Les modifications de réseau de la Priorité 1 sont nécessaires pour les projets de la Priorité 2.

Les projets de la Priorité 3 dépendent des projets de la Priorité 1, mais tous les sous-projets de la Priorité 3 peuvent être traités indépendamment. L'élimination d'un seul sous-package de la Priorité 3 n'a aucun effet sur les packages restants.

Tableau 2-1. Liste des projets de priorité

Projet	Package	Priorité
Modifications du réseau de Natitingou :	**nº 1**	
• Alimentation de 161 kV à Djougou 161 kV	nº 1.1	1
• Alimentation de 161 kV à Natitingou 161 kV • Transformateur 161/33 kV à Natitingou	nº 1.2	1
• Mise à jour des connexions de tension rurales • Remplacement des transformateurs BT	nº 1.3	3
• Sous-station de 33 kV au nord de Naiti • Ligne aérienne à circuit simple de 33 kV, Bérécingou - nord de Naiti	nº 1.4	1
• Liaison de communication de Yéripao	nº 1.5	1
Modifications du réseau de Parakou :	**# 2**	
• Raccordement de la sous-station de 33 kV au réseau	nº 2.1	1
• Mise à jour des connexions de tension rurales • Remplacement des transformateurs BT	nº 2.2	3
• 10 raccordements de réseau aux plus grands services publics	nº 2.3	3
Raccordements du réseau de Djougou :	**nº 3**	
• Sous-station de 161 kV à Djougou (3 dispositifs d'alimentation)	nº 3.1	1

Tableau 2-1. Liste des projets de priorité

Projet	Package	Priorité
• Mise à niveau des connexions de tension rurales à Djougou • Remplacement des transformateurs BT	nº 3.2	3
Augmentation de la demande à Cotonou :	**nº 4**	
• Nouvel appareillage de 63 kV à Védoko	nº 4.1	1
• Câble de circuit simple de 63 kV, Védoko - Gbèjromèdé • Nouvelle sous-station de 63/15 kV à Gbèjromèdé • Câble de circuit simple de 63 kV, Gbèdjromèdé- Répartition D1 • Nouvelle sous-station de 63/15 kV à Répartition D1 • Câble de circuit simple de 63 kV, Répartition D1 - Akpakpa	nº 4.2	2
• Modification de l'appareillage à 63 kV à Védoko • Nouveau circuit de câble simple de ligne aérienne de 63 kV, Védoko - Cadjehoun • Nouvelle sous-station de 63/15 kV à Cadjehoun • Nouveau circuit de câble simple de ligne aérienne de 63 kV, Cadjehoun - Fidjrossè • Nouvelle sous-station de 63/15 kV à Fidjrossè • Nouveau circuit de câble simple de ligne aérienne de 63 kV, Fidjrossè - Védoko	nº 4.3	2
• Expansion du réseau urbain	nº 4.4	3
• Suppression des connexions en « toile d'araignée »	nº 4.5	3
Augmentation de fiabilité à Cotonou :	**# 5**	
• Connexion du transformateur de 161/63 kV à Maria Gléta, y compris les dispositifs d'alimentation	nº 5.1	1
• Câble en boucle entrante/sortante de 63 kV à la sous-station d'Ancien Pont • Remplacement et mise à niveau de sous-station d'Ancien Pont à une alimentation entrante de 63 kV / 15 kV	nº 5.2	2
• Remplacement de la sous-station de St. Michel	nº 5.3	2
• Remplacement de la sous-station de l'OCBN	nº 5.4	2
• Modification de la sous-station de 63 kV à Sèmè	nº 5.5	2
Raccordement au réseau d'Ouidah :	**nº 6**	
• Extension de l'appareillage de Maria Gléta • Ligne aérienne à circuit simple de 161 kV, Maria Gléta - Ouidah	nº 6.1	3
• Sous-station de 20 KV à Ouidah incluant transformateur abaisseur	nº 6.2	3
Modification de la sous-station pour le centre de répartition :	**nº 7**	
• Préparation de sous-stations à divers endroits	nº 7.1	1
• Mesure en continu des transformateurs BT	nº 7.2	3
• Systèmes et compteurs AMR / AMI	nº 7.3	3
Modifications du réseau de Porto-Novo :	**nº 8**	
• Modification de l'appareillage de 63 kV à Porto-Novo et Akpakpa • Ligne aérienne à circuit simple de 63 kV, Porto Novo - Répartition D2 • Sous-station de 63 kV / 15 kV à Répartition D2 • Ligne aérienne de circuit simple de 63 kV, Répartition D2 - Akpakpa	nº 8.1	2
• Mise à niveau de la tension rurale de Porto Novo	nº 8.2	3
Projets du réseau général :	**nº 9**	
• Équipement de compensation de 33 kV	nº 9.1	2
• Interrupteurs de sectionnement	nº 9.2	2

2.5 RECOMMANDATION DE MISE EN ŒUVRE / PREPARATION DE LA MISE EN ŒUVRE

Au cours des 5 prochaines années, de nombreux projets concernant le développement du réseau seront mis en place. Certains de ces projets sont en cours et seront achevés dans les années 2015 et 2016. D'autres projets sont liés au développement global du West African Power Pool (WAPP), le groupement énergétique régional de l'Afrique de l'Ouest, et ne seront pas terminés avant 2020.

Tableau 2-2 listes tous les projets, y compris les projets proposés dans le présent rapport pour le financement du MCC. Les lots potentiels sont indiqués dans les forfaits proposés pour un financement MCC. Pour le calendrier des projets du MCC, il est supposé que les études de planification et de conception peuvent être effectués avant la date de mise en vigueur du dans la deuxième moitié de 2016, donc «année» indique la date d'achèvement des travaux (pas de processus d'appel d'offres)

Tableau 2-2 : Identification des projets et année d'achèvement proposée

Projet	Description	Année	Portée	Package
Raccordement de Porto-Novo : • Ligne aérienne à double circuit de 161 kV, Sakété - Tanzoun • Sous-station de 161 kV / 63 kV à Tanzoun • Extension de la sous-station de 63 kV à Porto-Novo • Ligne aérienne à double circuit de 63 kV, Tanzoun - Porto-Novo	Ce projet est dédié à établir une nouvelle connexion entre l'alimentation entrante de Sakété et le réseau de Porto-Novo. Cela a également une influence positive sur la charge provenant de Védoko.	2015	Autres	---
Raccordement Nord-Sud : • Ligne aérienne à double circuit de 161 kV, Onigbolo - Parakou • Sous-station de 161 kV à Parakou • Extension de la sous-station de 161 kV à Onigbolo	Le nouveau raccordement Onigbolo - Parakou reliera directement la partie nord du Bénin avec la partie sud sans passer par le Togo.	2016	Autres	---
Abomey-Calavi : • Câble de circuit simple de 63 kV, Védoko - Abomey • Sous-station de 63 kV / 15 kV à Abomey • Câble de circuit simple de 63 kV, Abomey - Maria-Gléta • Sous-station de 63 kV à Maria-Gléta • Câble de circuit simple de 63 kV, Maria Gléta - Kokokodji • Sous-station de 63 kV / 15 kV à Kokokodji • Câble de circuit simple de 63 kV, Kokokodji - Védoko • 2 dispositifs d'alimentation à la sous-station de 63 kV de Védoko	Le projet d'Abomey-Calavi a été créé afin de relier la zone d'Abomey avec l'alimentation de Védoko provenant de Cotonou. Par conséquent, un total de connexions de 51 kV 63 kV / connexions de 250 km 15 kV et environ 1000 km de raccordements BT seront installés. En outre 48 500 nouveaux ménages bénéficieront d'électricité.	2017	Autres	---
Réhabilitation de la centrale à gaz : • Centrale à gaz de Maria Gléta, connectée à 161 kV	La centrale à gaz de Maria Gléta a été installée en 2012 et est disponible, mais l'alimentation en gaz n'est pas disponible donc la centrale doit fonctionner avec du carburant d'aviation Jet-A1. Ceci est très coûteux et par conséquent, la centrale n'est pas	2017	Autres	---

Tableau 2-2 : Identification des projets et année d'achèvement proposée

Projet	Description	Année	Portée	Package
	utilisée. Mais les négociations sont en cours pour l'approvisionnement en gaz qui devraient être conclues en 2017.			
Réhabilitation thermique : • Centrale électrique au diesel à Porto-Novo • Centrale électrique au diesel à Parakou • Centrale électrique au diesel à Natitingou	Deux de ces trois centrales électriques au diesel ne fonctionnent pas actuellement (Porto-Novo et Parakou). Il est prévu de réhabiliter les trois usines en vertu du contrat de la MCC actuel (la description détaillée est dans le rapport de faisabilité de la partie thermique)	2017	Fichtner	LES
installations photovoltaïques : • Installation photovoltaïque à Natitingou, connexion à 33 kV • Installation photovoltaïque à Djougou, connexion à 20 kV • Installation photovoltaïque à Parakou, connexion à 20 kV • Installation photovoltaïque à Bembèrèkè, connexion à 33 kV • Installation photovoltaïque à Onigbolo, connexion à 63 kV • Installation photovoltaïque à Bohicon, connexion à 63 kV	Au total, six nouveaux emplacements PV pour les centrales solaires ont été identifiés dans tout le Bénin. La taille totale atteint une pointe de 82 MW, distribués à Natitingou 5 MW, Bembèrèkè 2 MW, Djougou 10 MW, Parakou 15 MW, Bohicon 15 MW et Onigbolo 35 MW. (Description détaillée dans le rapport de faisabilité de la partie solaire)	2017	Fichtner	PV
Modifications du réseau de Natitingou : • Alimentation de 161 kV à Djougou 161 kV • Alimentation de 161 kV à Natitingou 161 kV • Transformateur 161/33 kV à Natitingou • Mise à jour des connexions de tension rurales • Remplacement des transformateurs BT • Sous-station de 33 kV au nord de Naiti • Ligne aérienne à circuit simple de 33 kV, Bérécingou - nord de Naiti • Liaison de communication de Yéripao	Description détaillée du projet, voir le chapitre 3.3.1	2017	Fichtner	nº 1.1 nº 1.2 nº 1.2 nº 1.3 nº 1.3 nº 1.4 nº 1.5
Modifications du réseau de Parakou : • Raccordement de la sous-station de 33 kV au réseau • Mise à jour des connexions de tension rurales • Remplacement des transformateurs BT • 10 raccordements de réseau aux plus grands services publics	Description détaillée du projet, voir le chapitre 3.3.2	2017	Fichtner	nº 2.1 nº 2.2 nº 2.2 nº 2.3
Raccordements du réseau de Djougou : • Sous-station de 161 kV à Djougou (3 dispositifs d'alimentation) • Mise à niveau des connexions de tension rurales à Djougou	Description détaillée du projet, voir le chapitre 3.3.3	2017	Fichtner	nº 3.1 nº 3.2

Tableau 2-2 : Identification des projets et année d'achèvement proposée

Projet	Description	Année	Portée	Package
• Remplacement des transformateurs BT				nº 3.2
Augmentation de la demande à Cotonou :	Description détaillée du projet, voir le chapitre 3.3.4		Fichtner	
• Nouvel appareillage de 63 kV à Védoko		2017		nº 4.1
• Câble de circuit simple de 63 kV, Védoko - Gbèdjromèdé		2018		nº 4.2
• Nouvelle sous-station de 63/15 kV à Gbèdjromèdé		2018		nº 4.2
• Câble de circuit simple de 63 kV, Gbèdjromèdé - Répartition D1		2018		nº 4.2
• Nouvelle sous-station de 63/15 kV à Répartition D1		2018		nº 4.2
• Câble de circuit simple de 63 kV, Répartition D1 - Akpakpa		2019		nº 4.3
• Modification de l'appareillage à 63 kV à Védoko		2019		nº 4.3
• Nouveau circuit de câble simple de ligne aérienne de 63 kV, Védoko - Cadjehoun		2019		nº 4.3
• Nouvelle sous-station de 63/15 kV à Cadjehoun		2019		nº 4.3
• Nouveau circuit de câble simple de ligne aérienne de 63 kV, Cadjehoun - Fidjrossè		2019		nº 4.3
• Nouvelle sous-station de 63/15 kV à Fidjrossè		2018		nº 4.4
• Nouveau circuit de câble simple de ligne aérienne de 63 kV, Fidjrossè - Védoko		2017		nº 4.5
• Expansion du réseau urbain				
• Suppression des connexions en « toile d'araignée »				
Augmentation de fiabilité à Cotonou :	Description détaillée du projet, voir le chapitre 3.3.5		Fichtner	
• Connexion du transformateur de 161/63 kV à Maria Gléta, y compris les dispositifs d'alimentation		2017		nº 5.1
• Câble en boucle entrante/sortante de 63 kV à la sous-station d'Ancien Pont		2017		nº 5.2
• Remplacement et mise à niveau de sous-station d'Ancien Pont à une alimentation entrante de 63 kV / 15 kV		2017		nº 5.2
• Remplacement de la sous-station de St. Michel		2017		nº 5.3
• Remplacement de la sous-station de l'OCBN		2017		nº 5.4
• Modification de la sous-station de 63 kV à Sèmè		2018		nº 5.5
Raccordement au réseau d'Ouidah :	Description détaillée du projet, voir le chapitre 3.3.6	2019	Fichtner	
• Extension de l'appareillage de Maria Gléta				nº 6.1
• Ligne aérienne à circuit simple de 161 kV, Maria Gléta - Ouidah				nº 6.1
• Sous-station de 20 KV à Ouidah incluant transformateur abaisseur				nº 6.2

Tableau 2-2 : Identification des projets et année d'achèvement proposée

Projet	Description	Année	Portée	Package
Modification de la sous-station pour le centre de répartition : • Préparation de sous-stations à divers endroits • Mesure en continu des transformateurs BT • Systèmes et compteurs AMR / AMI	Description détaillée du projet, voir le chapitre 3.3.7	 2018 2018 2018	Fichtner	 nº 7.1 nº 7.2 nº 7.3
Modifications du réseau de Porto-Novo : • Modification de l'appareillage de 63 kV à Porto-Novo et Akpakpa • Ligne aérienne à circuit simple de 63 kV, Porto-Novo - Répartition D2 • Sous-station de 63 kV / 15 kV à Répartition D2 • Ligne aérienne de circuit simple de 63 kV, Répartition D2 - Akpakpa • Mise à niveau de la tension rurale de Porto-Novo	Description détaillée du projet, voir le chapitre 3.3.8	 2018 2018 2018 2018	Fichtner	 nº 8.1 nº 8.1 nº 8.1 nº 8.2
Projets du réseau général : • Équipement de compensation de 33 kV • Interrupteurs de sectionnement	Description détaillée du projet, voir le chapitre 3.3.9	 2017 Divers	Fichtner	 nº 9.1 nº 9.2
Centrale hydroélectrique à Adjarala :	Une nouvelle centrale hydroélectrique est sous enquête près de la ville d'Adjarala. Ce projet ne devrait pas être achevé dans un horizon de 5 ans.	> 2020	Autres	---
Expansion du réseau transport WAPP : • Liaison au nord de 330 kV • Liaison au centre de 330 kV • Liaison au sud de 330 kV • Ligne aérienne de circuit simple de 161 kV, Bembèrèkè - Kandi - Malanville • Ligne aérienne de circuit simple de 161 kV, Natitingou - Porga	Le projet de transport WAPP indique un couple de projets sur le territoire du Bénin, mais ces sous-projets, qui sont mentionnés, ne seront pas terminés avant l'année 2020 et ne sont donc pas considérés.	> 2020	Autres	---

2.6 EXIGENCES OPERATIONNELLES POUR LES SYSTEMES A JEU DE BARRES DOUBLE

Il est proposé d'installer des systèmes à jeu de barres double dans le réseau de Cotonou pour augmenter la flexibilité de l'opération. En ce qui concerne 63 kV, le dispositif d'Akpakpa a déjà été réalisé avec un jeu de barres double a été réalisé alors que celui de Porto-Novo est ce moment en cours de construction.

La nouvelle sous-station proposée de Védoko est également recommandée en tant que système à jeu de barres double dû au fait qu'une opération continue parallèle d'alimentation de 161 kV à partir de Tanzoun via Akpakpa et Védoko n'est pas possible. Un changement des courants de charge aura lieu de Védoko à Tanzoun, tandis que la ligne aérienne de 63 kV de Porto-Novo à Akpakpa devra fournir d'énormes parties de Cotonou. Pour cette raison, la connexion de la ligne aérienne de Porto-Novo à Akpakpa n'a pas été conçue.

Pour éviter cela, un sectionnement artificiel du réseau peut être réalisé, disposant de deux alimentations et tensions à Akpakpa. La section de bus est connectée à l'alimentation de Védoko, la section de bus 2 est connectée à l'alimentation de Tanzoun. Si des problèmes surviennent, l'interrupteur de couplage peut être utilisé très rapidement pour éviter les pannes.

La même idée est applicable pour les nouvelles sous-stations de 15 kV à Ancien Pont, St. Michel et l'OCBN. Ces sous-stations représentent en réalité des connexions à plus d'une sous-station d'alimentation de 63 kV. Par conséquent, pour maintenir la flexibilité à l'avenir, des jeux de barres à double circuits sont recommandés.

2.7 MISE EN ŒUVRE DU CALENDRIER POUR LES PACKAGES DE PROJETS

Le calendrier pour les packages de projets est défini comme typique pour tous les sous-projets prévus et décrits. La ligne temporelle pour l'exécution du projet est habituellement divisée en trois phases :

- Phase 1 : Phase de conception
- Phase 2 : Phase d'appel d'offres
- Phase 3 : Phase de fabrication et de construction

La phase qui requiert le plus de temps est la phase de fabrication et de construction qui occupe 60 % de la durée de la totalité du projet. La phase de conception ainsi que la phase d'appel d'offres nécessiteront environ 20 % du temps total.

Tous les sous-packages n'exigent pas le même équipement technique et donc le calendrier de chaque projet est différent. Le calendrier représenté à l'Annexe 3.6 définit la prévision de temps maximum pour la mise en œuvre.

La phase de conception détaillée définira le calendrier d'exécution du projet pour chaque sous-package en détail.

2.8 PROCESSUS DE PASSATION DES MARCHE POUR L'EXECUTION DU PROJET

Suite à ce qui précède, cette section discute des questions de mise en œuvre du projet et les formats possibles de contrats à utiliser. Outre les travaux du système de distribution des sous-packages individuels, cela peut aussi exiger d'autres contrats de service à attribuer liée aux études d'impacts environnementaux et sociaux (EIES) / étude d'impacts environnementale (EIE).

2.8.1 Phases d'exécution du projet

Une stratégie typique de mise en œuvre du projet est présentée dans la Figure suivante.

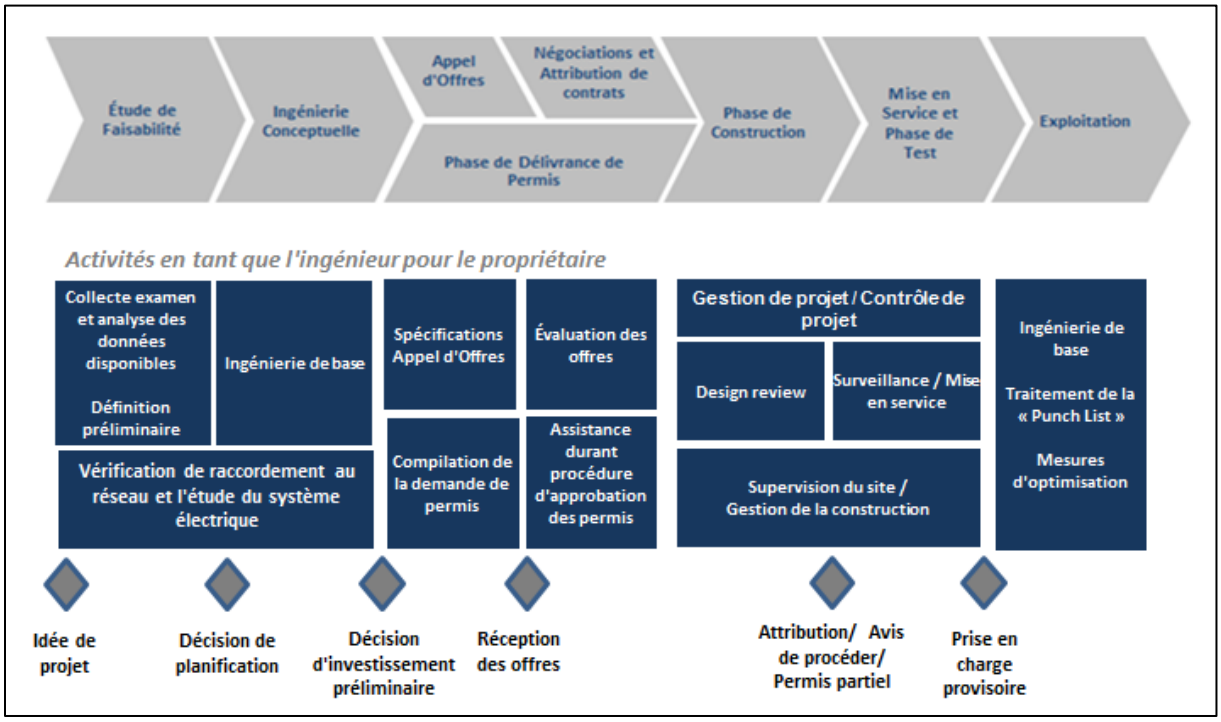


Figure 2-29. Phases d'exécution du projet

La durée des phases d'exécution de projets individuels vont variée en fonction de l'étendue des termes de référence du sous-lot individuel, le groupement de plusieurs sous-projets dans le cadre d'un contrat et les formats de marchés utilisées. En ce qui concerne le calendrier, il doit également être assuré que le séquençage d'éventuelles obligations applicables des permis est rempli et se reflète dans la programmation des contrats d'exécution individuels.

A ce stade, ce sont néanmoins les durées typiques et ne peuvent pas envisager le séquençage et l'interdépendance des contrats individuels, ainsi que des synergies dans l'éventuel regroupement de plusieurs sous-projets.

2.8.2 Processus de passation des marchés

Compte tenu de la vaste expérience acquise au sein de MCC concernant les formats de contrat développés et fournis par la Fédération internationale des ingénieurs-conseils (FIDIC), il est recommandé d'appuyer sur cette expérience et d'utilisé les formulaires standard de la FIDIC pour la mise en œuvre des sous-packages du système de distribution. En général, les formulaires des contrats FIDIC définissent bien les risques commerciaux et les obligations des termes de référence entre toutes les parties qui sont juridiquement concernées pour les différents types de projets et de l'allocation des obligations entre l'employeur et l'entrepreneur. Les formulaires standard de FIDIC sont construits selon

des modalités et des structures normalisées et se composent des conditions générales et conditions particulières. Pour tenir compte de spécificités d'un projet donné, les conditions particulières permettent d'une part de modifier les conditions générales et d'autre part de mieux définir les spécificités individuelles d'un projet. De l'ensemble des contrats FIDIC, les plus utilisées sont les suivantes:

- Conditions de contrat pour les travaux de construction (1^{iere} édition, 1999) - Le Livre Rouge
- Conditions de contrat pour les opérations de conception-réalisation (1^{iere} édition, 1999) - Le Livre Jaune
- Conditions de contrat pour les contrats clé en main réalisation (1^{iere} édition, 1999) **-** Le Livre Argent

Au sein de de MCC la majorité de l'expérience acquise avec les formes de contrats FIDIC concernent les livres rouge et jaune, en tant que les documents d'appel d'offres standards de la MCC tirent sur ces deux formes de contrat

Basé sur le ci-dessus et en tenant compte de la nature des sous-packages du système de distribution, pour les projets sélectionnés et de leurs spécificités, une recommandation concernant la structure de leur approvisionnement a été développé.

En plus du contrat pour la mise en œuvre du réseau de distribution, d'autres contrats connexes également nécessaires ont été identifiés. La préparation des études EIES / EIA sont recommandés d'être séparé des contrats d'exécution du réseau de distribution, car il nécessite une expertise différente. À cet égard, les contrats de services similaires applicables à divers projets sélectionnés peuvent être en mesure d'être réunis en un seul contrat. Les critères à prendre en considération à cet égard peuvent-être la pertinence des conditions préalables à l'investissement et le calendrier d'exécution de projets individuels.

Le tableau suivant présente un résumé des formes de contrat recommandé d'être utilisé pour les contrats nécessaires à la mise en œuvre des sous-lots du système de distribution.

Tableau 2-3. Résumé des formes de contrat recommandé d'être utiliser pour les contrats requis

Projet / Activité	Type de projet	Principales disciplines du projet	Contenu du Projet	Lotissement contractuelle du projet / répartition des risques	Forme de contrat recommandée
Projets Sélectionnées					
Natitingou Modifications du Réseau **(package #1)** Nouveau appareillage électrique 161 kV Nouveau sous-station de distribution au Nord	Extension de SS existante 161 kV	équipements électriques, travaux civil - fondations	modification de sites existants	Pourrait être combinée avec d'autres projets de fondations / électriques /	Modèle MCC pour l'acquisition des Grands Travaux, Le Livre Rouge de FIDIC ou Modèle MCC pour l'acquisition des opérations de conception-réalisation, Le Livre Jaune de FIDIC
Parakou Modifications du Réseau (package # 2) Nouveau appareillage électrique 33 kV Connexion au réseau pour les 10 plus grand consommateur industriel	Extension de SS existante 33 kV et lignes aériennes (plusieurs centaines de mètres) aux consommateurs industriels	équipements électriques travaux civil - fondations lignes aériennes	modification de sites existants	Pourrait être combinée avec d'autres projets de fondations / électriques / lignes aérienne	Modèle MCC pour l'acquisition des Grands Travaux, Le Livre Rouge de FIDIC ou Modèle MCC pour l'acquisition des opérations de conception-réalisation, Le Livre Jaune de FIDIC
Raccordements du réseau de Djougou (package # 3) Nouveau appareillage électrique 161 kV	Extension de SS existante 161 kV	équipements électriques travaux civil - fondations	modification de sites existants	Pourrait être combinée avec d'autres projets de fondations / électriques	Modèle MCC pour l'acquisition des Grands Travaux, Le Livre Rouge de FIDIC ou Modèle MCC pour l'acquisition des opérations de conception-réalisation, Le Livre Jaune de FIDIC
Natitingou, Parakou et Djougou Mise à jour des connexions de tension rurales (package # 1 a #3)	Mise à niveau de connexions LA rurales 20 kV à lignes aérienne 33 kV Remplacement de transfos 20/0,415	équipements électriques travaux civil - fondations lignes aériennes	remplacement de lignes aériennes et transformatrices, modification de sites existants	Pourrait être combinée avec d'autres projets de fondations / électriques / lignes aérienne	Modèle MCC pour l'acquisition des opérations de conception-réalisation, Le Livre Jaune de FIDIC

Projet / Activité	Type de projet	Principales disciplines du projet	Contenu du Projet	Lotissement contractuelle du projet / répartition des risques	Forme de contrat recommandée
	kV à transfos 33/0.415 kV				
Modifications du réseau de Porto-Novo (package # 8) connexion 63 kV Porto Novo - Akpakpa Nouveau sous-station de 63 kV / 15 kV à Répartition D2	Extension de SS existante 63 kV et construction de nouvelle SS et construction de plusieurs km de lignes aérienne et câble de connexion	équipements électriques travaux civil - fondations + bâtiments lignes aériennes câble	la modification et la construction d'une nouvelle SS, le raccordement au réseau et le câblage	Pourrait être combinée avec d'autres projets de fondations / électriques / lignes aérienne / câble	Modèle MCC pour l'acquisition des opérations de conception-réalisation, Le Livre Jaune de FIDIC
Projets du réseau général (package # 9) Équipement de compensation Interrupteurs de sectionnement	équipement de compensation de 33/20/15 kV à divers endroits	équipement spécifique de compensation électrique travaux civil - fondations	installation d'équipements de compensation à divers endroits	fourniture et l'installation d'équipements de compensation spécifique à divers endroits devrait être achetés par le biais d'un contrat	Modèle MCC pour l'acquisition des Grands Travaux, Le Livre Rouge de FIDIC ou Modèle MCC pour l'acquisition des opérations de conception-réalisation, Le Livre Jaune de FIDIC
Augmentation de la demande à Cotonou (package # 4)	l'extension, la réhabilitation et de nouveaux équipements sur les lieux existants et nouveaux autour de Cotonou	équipements électriques travaux civil - fondations + bâtiments câble	la modification et la construction d'une nouvelle SS, le raccordement au réseau et le câblage	Pourrait être combinée avec d'autres projets de fondations / électriques / lignes aérienne / câble pourrait être combiné avec 7 passations de marché simple contre- la taille du marché, la performance dépend d'un entrepreneur	Modèle MCC pour l'acquisition des opérations de conception-réalisation, Le Livre Jaune de FIDIC
Suppression des connexions en « toile d'araignée » (sous-package # 4.5)	Câble 15 kV, Connexion des ménages, Transformateurs sur poteau, Sous-stations compact, Câbles de connexion BT	équipements électriques travaux civil - fondations	nouvelles connexions 15 kV, stations compactes, câblage basse tension	Pourrait être combinée avec d'autres projets de fondations / électriques	Modèle MCC pour l'acquisition des opérations de conception-réalisation, Le Livre Jaune de FIDIC

Projet / Activité	Type de projet	Principales disciplines du projet	Contenu du Projet	Lotissement contractuelle du projet / répartition des risques	Forme de contrat recommandée
Augmentation de fiabilité à Cotonou (package # 5)	l'extension, la réhabilitation et de nouveaux équipements sur les lieux existants et nouveaux autour de Cotonou	équipements électriques travaux civil - fondations + bâtiments câble	la modification et la construction d'une nouvelle SS, le raccordement au réseau et le câblage	Pourrait être combinée avec d'autres projets de fondations / électriques / lignes aérienne / câble pourrait être combiné avec 7 passations de marché simple contre- la taille du marché, la performance dépend d'un entrepreneur	Modèle MCC pour l'acquisition des opérations de conception-réalisation, Le Livre Jaune de FIDIC
Raccordement au réseau 161 kV d'Ouidah (package # 6)	construction de transformateur et lignes aérienne	équipements électriques travaux civil - fondations	nouveaux câbles d'alimentation 161 kV, lignes aérienne, SS 20 kV et transformateurs	Pourrait être combinée avec d'autres projets de fondations / électriques	Modèle MCC pour l'acquisition des opérations de conception-réalisation, Le Livre Jaune de FIDIC
Modification de la sous-station pour le centre de répartition (package # 7)	modification de sous-station	équipements électriques (travaux civil - fondations à certains endroits)	modification de sous-stations existantes	Pourrait être combinée avec d'autres projets de fondations / électriques	Modèle MCC pour l'acquisition des Grands Travaux, Le Livre Rouge de FIDIC
Systèmes et compteurs AMR / AMI (package # 7.3)	l'installation de compteurs à des clients à la consommation élevés (environ 1.000 unités)	équipements électriques	installation de compteurs à différents endroits	fourniture et l'installation d'équipements de compteurs spécifique à divers endroits devrait être achetés par le biais d'un contrat	Modèle MCC pour l'acquisition des Grands Travaux, Le Livre Rouge de FIDIC
Centre de répartition Sous-activité (package # 10)	l'installation d'un nouveau centre de répartition d'expédition (Gbégamey) et câbles en fibre optique	équipements I&C travaux civil - fondations + bâtiments câble	construire un nouveau centre de répartition avec tous les I & C et le bâtiment	fourniture et l'installation d'équipements de répartition spécifique à divers endroits devrait être achetés par le biais d'un contrat	Modèle MCC pour l'acquisition des opérations de conception-réalisation, Le Livre Jaune de FIDIC

Projet / Activité	Type de projet	Principales disciplines du projet	Contenu du Projet	Lotissement contractuelle du projet / répartition des risques	Forme de contrat recommandée
Compteurs prépayés (package # 11)	installation d'équipements et branchements	équipements électriques	installation de compteurs (200 000) dans les ménages privés	fourniture et l'installation d'équipements de compteurs spécifique à divers endroits devrait être achetés par le biais d'un contrat	Modèle MCC pour l'acquisition des Grands Travaux, Le Livre Rouge de FIDIC
Impacts Environnementaux, Sociaux et Genre (tâche générale)	EIES / EIA Consultation publique atténuation environnementale pour les contrats de renforcement du réseau	services environnemental	consultant	services non liés au contrat (s) d'alimentation pourrait être combinée avec d'autres projets EIES / EIA	Modèle MCC pour l'acquisition de Consultants
Décontamination du site (tâche générale)	Décontamination du site (huiles, PCB), réhabilitation de l'environnement pour les contrats de renforcement du réseau	excavation environnemental, traitement des sols	excavation et la décontamination des sols contaminés	services non liés au contrat de modification du réseau	Modèle MCC pour l'acquisition des Grands Travaux, Le Livre Rouge de FIDIC
Plan d'action de réinstallation (tâche générale)	Réinstallation - RAP & Implémentation pour les contrats de renforcement du réseau	social	activités de planification et de réinstallation	services non liés au contrat de modification du réseau	Modèle MCC pour l'acquisition des Grands Travaux, Le Livre Rouge de FIDIC

2.9 ÉTUDES COMPLÉMENTAIRES

2.9.1 Enquêtes dynamiques de stabilité du réseau

Les études dynamiques définissent le comportement du système après des incidents majeurs sur le réseau de transport. Par exemple des simulations d'arrêts sont effectuées en mettant les lignes aériennes hors service, en raison de déclenchement involontaire d'un disjoncteur. Mais aussi de courtes enquêtes de circuits sont effectuées avec la simulation du comportement du réseau après le défaut d'une ligne avec l'indisponibilité ultérieure de la ligne en défaut.

Ces enquêtes sont généralement liées à des réseaux de transport. En ce qui concerne la définition du projet de concentration sur la partie de la distribution du système, il est recommandé de toujours effectuer ces études également en ce qui concerne les installations de centrales PV proposées. Les installations photovoltaïques sont situées dans toutes les villes très près des points alimentation du niveau de transport, les exceptions sont à Bembèrèkè et Natitingou.

2.9.2 Exigences pour l'intégration du réseau PV

Il est important que les installations photovoltaïques apportent également une contribution à la stabilité de la tension. Par conséquent, la performance d'une étude d'impact sur le réseau est nécessaire pour obtenir des connaissances sur les impacts que l'installation photovoltaïque a sur le réseau au PCC (point de couplage commun) et si elle est conforme aux exigences. Ceci est réalisé en effectuant un écoulement de charge, un court-circuit et des calculs dynamiques. Les résultats de cette étude doivent être comparés avec la norme de connexion du réseau des installations photovoltaïques.

Comme il n'existe pas de norme pour le raccordement au réseau des énergies renouvelables au Bénin, les besoins de raccordement au réseau des centrales photovoltaïques doivent être déterminés en coopération avec la SBEE. Le tableau 2-4 contient les principales exigences importantes de raccordement au réseau qui devraient être prises en compte pour les installations photovoltaïques avec une taille de 1 à 35 MW et une connexion à un niveau de tension inférieur à 110 kV.

Tableau 2-4. Exigences pour l'intégration du réseau PV

Exigences	Liées à :
Interrupteur à distance on/off	Stabilité de la fréquence
Réduction de la puissance active	
Gammes de fréquences	
Mode sensible de la fréquence limitée (fréquence excessive)	
Taux de variation de la capacité de résistance de la fréquence	
Sortie constante vers la cible de puissance active	
Réduction de la puissance active maximale à la sous-fréquence	
Connexion automatique	
Capacité de la puissance réactive	Stabilité de la tension
Injection de courant réactif	
Capacité d'alimentation sans panne	Robustesse des unités génératrices
Récupération de la puissance active après une panne	
Les émissions harmoniques et résonances de réseau ne doivent pas dépasser les limites	Qualité de la puissance
Systèmes de contrôle et réglages	Gestion du système général
Échange d'informations	
Classement prioritaire de la protection et du contrôle	
Systèmes de protection électrique et réglages	
Reconnexion après une déconnexion accidentelle due à une perturbation du réseau	Restauration du système

Les exigences du tableau 2-4 doivent être définies en détail ; normalement cela est fait du point de vue des opérateurs de réseaux. À titre d'exemple d'une telle norme détaillée, la Directive technique

allemande de BDEW pour les centrales de production raccordées au réseau de moyenne tension pourrait être mentionnée.

Les centrales photovoltaïques dans leur ensemble peuvent satisfaire à ces exigences de différentes manières. Par conséquent, des équipements supplémentaires en parallèle aux unités photovoltaïques tels que STATCOM, en cas de conformité avec l'exigence de la capacité de la puissance réactive, peuvent également être utilisés si cela est techniquement plus favorable.

2.10 EXIGENCES TECHNIQUES MINIMALES DE L'EQUIPEMENT PROPOSE

Les installations qui sont proposées pour les différentes mesures d'expansion du réseau devront respecter les exigences minimales qui sont définies comme suit. Ces exigences doivent être remplies par tous les nouveaux projets et les modifications indépendantes de la portée actuelle du projet afin de construire toutes les installations conformément à la demande de SCADA et autres.

- Sous-stations (climatisation, disjoncteurs de circuit motorisés, contrôle à distance)
- Transformateurs (toutes les propositions de MVA sont classées ONAN, tous les transformateurs devraient être en mesure d'être mis à jour ultérieurement concernant l'équipement de ventilation pour un minimum d'augmentation de puissance de 25 %, l'évaluation ONAF a généralement un classement de 1,25 fois celui d'ONAN)
- Câbles (l'écran de mise à la terre doit se composer d'un minimum d'un fil pour les connexions optiques, 48 fibres)
- Lignes aériennes (le fil de terre doit se composer d'un minimum d'un fil pour les connexions optiques, 48 fibres)

La spécification technique détaillée suivra, au cours de la phase de conception détaillée, avec des feuilles de données pour chaque projet séparément.

3.0 ETUDE DE RESEAU

3.1 PRÉVISION DE LA DEMANDE

3.1.1 Examen du développement de la charge de pointe

La répartition mensuelle de la charge de pointe est indiquée dans le tableau 3-1 sur une base mesurée mensuellement. Ces données de la SBEE montrent une croissance de la charge continue de près de 8 % par an au cours des 5 dernières années.

Tableau 3-1. Répartition mensuelle de la charge de pointe

Charge de pointe par mois (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Janvier	113	149	164	171	186
Février	111	141	167	170	184
Mars	119	125	168	180	180
Avril	124	128	167	181	176
Mai	112	131	166	179	178
Juin	113	131	162	167	178
Juillet	115	138	146	162	171
Août	134	137	153	164	172
Septembre	139	150	157	171	178
Octobre	140	147	159	172	182
Novembre	145	157	165	178	180
Décembre	145	163	168	186	191
Maximum annuel	**145**	**163**	**168**	**186**	**191**

Source : Historique Charge et Pointe

3.1.2 Prévision de la demande de charge de pointe

L'augmentation de la demande historique de 8 % par an a été prise comme base pour l'estimation du développement futur de la charge du Bénin. L'horizon de temps initial du projet va jusqu'à l'année 2020, mais à partir du point de vue du développement du système et de la planification, une perspective jusqu'à l'année 2025 est à envisager. Comme première tentative, la même augmentation de la demande a été prise en compte pour les années 2021 à 2025, à savoir 8 % par an.

Parce que des chiffres agrégés sur la charge de pointe béninois ne sont pas suffisantes pour la planification du système de distribution, des données supplémentaires sur les valeurs de charge des sous-stations pour toutes les sous-stations d'alimentation entrante ont été reçues du Département pour la production et le mouvement (DPMER).

Les données de charge fournies par DPMER étaient des valeurs en ampères associées à chaque dispositif d'alimentation sortante des sous-stations. Comme les charges de pointe sur les dispositifs d'alimentation individuels ne se produisent pas nécessairement en même temps, l'hypothèse a été que ces valeurs de pointe individuelles se produisent simultanément. Cela représente le pire des cas pour le réseau concernant la capacité d'alimentation et la charge de l'équipement.

En considérant une charge faible, un facteur de 0,35 entre la charge de pointe maximale en soirée et la faible charge minimale pendant la journée a été définie. Cette hypothèse représente le pire des cas pour les nouvelles installations photovoltaïques, car l'alimentation entrante de puissance PV de pointe à lieu pendant la journée et est combinée avec les conditions de faible charge du réseau, l'alimentation entrante maximale du réseau est simulée.

Tableau 3-2. Évolution de la demande de pointe au niveau de la sous-station, années 2015-2025

Sous-station	Tension de l'alimentation entrante	2015 (kW)	2016 (kW)	2017 (kW)	2018 (kW)	2019 (kW)	2020 (kW)	2025 (kW)
Natitingou	33 kV / 161 kV	7385	7976	8614	9303	10047	10851	15944
Djougou	161/33 kV	2944	3180	3434	3709	4005	4326	6356
Djougou	161/20 kV	632	683	737	796	860	929	1364
Parakou	161/20 kV	8922	9636	10407	19239	21738	24629	33086
Bembèrèkè	33 kV	2500	2700	2916	3149	3401	3673	5397
Glazoué	63/20 kV	2414	2607	2816	3041	3284	3547	5212
Dassa	63/20 kV	2473	2671	2885	3115	3364	3634	5339
Paoignan	63/20 kV	800	864	933	1008	1088	1175	1727
Bohicon	161/20 kV	10688	11543	12466	13464	14541	15704	23075
Onigbolo	161/20 kV	14828	15134	15465	15822	16208	16625	19264
Onigbolo Ciment	161/63 kV	0	19000	19000	19000	19000	19000	19000
Sakété	161/20 kV	2500	2700	2916	3149	3401	3673	5397
Lokossa	63/20 kV	8244	8904	9616	10385	11216	12113	17798
Avakpa	161/20 kV	8245	8905	9617	10386	7572	8177	12015
Ouidah	161/20 kV	0	0	0	0	23646	23937	25785
Maria Gléta	161/15 kV	16276	17578	10168	10981	11859	12808	18819
Abomey	63/15 kV	0	0	16497	17817	19242	20782	30535
Kokokodji	63/15 kV	0	0	10391	11222	12120	13089	19233
Védoko T2	161/15 kV	15149	16361	17670	12374	11005	11885	17464
Védoko T3	161/15 kV	12388	13379	9550	10315	11140	12031	17677
Védoko T6	161/15 kV	36769	39711	34573	35572	22329	24115	35433
Fidjrossè	63/15 kV	0	0	0	0	9825	10611	15591
Cadjehoun	63/15 kV	0	0	0	0	8622	9312	13683
Gbèjromèdé	63/15 kV	0	0	0	8477	9155	9887	14527
Gbégamey	63/15 kV	27449	29645	21268	22970	24807	26792	39366
Ancien Pont	63/15 kV	0	0	17344	18732	20230	21849	32103
Akpakpa T1	63/15 kV	9473	10231	9762	8890	9602	10370	15236
Akpakpa T2	63/15 kV	27206	29382	29067	13755	14856	16044	23574
Répartition D1	63/15 kV	0	0	0	8902	9615	10384	15257
Répartition D2	63/15 kV	0	0	0	10387	11218	12115	17802
Porto-Novo	63/15 kV	19521	21083	22769	24591	26558	28683	42144
Sèmè	63/15 kV	5587	6034	6517	7038	7601	8209	12062
DEMANDE TOTALE		**242393**	**279904**	**307397**	**337589**	**383156**	**410960**	**577266**

L'Annexe 4.1 montre la prévision de la demande détaillée au niveau de la sous-station. En raison de la recommandation des nouvelles sous-stations et points d'alimentation entrante, un mouvement de charges des sous-stations d'alimentations entrantes existantes vers les nouvelles a aussi été fait.

À l'Annexe 4.1 des références sont faites qui indique le déplacement des charges d'une sous-station existante vers une nouvelle installation. Les explications sont les suivantes :

Tableau 3-3. Affectation des charges redirigées vers les nouvelles sous-stations d'alimentation entrante

Indication	Explication
A	Déplacement de 70 % de charge du dispositif d'alimentation d'Avakpa vers le dispositif d'alimentation entrante d'Ouidah, 30 % restent au dispositif d'alimentation entrante d'Avakpa pour l'approvisionnement rural
B	Déplacement de 50 % de charge du dispositif d'alimentation de Maria Gléta vers le dispositif d'alimentation entrante de Kokokodji, 50 % restent au dispositif d'alimentation entrante de Maria Gléta
C	Déplacement de 2x40 % de charge du dispositif d'alimentation de Maria Gléta Calavi vers le dispositif d'alimentation entrante d'Abomey, 20 % restent au dispositif d'alimentation entrante de Maria Gléta
D	Déplacement de 25 % de charge du dispositif d'alimentation aérien 20A de Védoko (via Godomey) vers le dispositif d'alimentation entrante d'Abomey, Déplacement de 25 % et de 10 % de charge du dispositif d'alimentation aérien 20A de Védoko (via Godomey) vers le dispositif d'alimentation entrante de Kokokodji, 40 % restent au dispositif d'alimentation entrante de Védoko / Godomey
E	Déplacement de 40 % de charge du sous-dispositif d'alimentation 20A de Védoko (via Godomey) vers le dispositif d'alimentation entrante d'Abomey, Déplacement de 60 % restant au dispositif d'alimentation entrante de Védoko / Godomey
F	Déplacement de 100 % de charge du dispositif d'alimentation de Védoko Fidjrossè vers le dispositif d'alimentation entrante de Fidjrossè, 0 % restant au dispositif d'alimentation entrante de Védoko
G	Déplacement de 35 % de charge du sous-dispositif d'alimentation 10B de Védoko vers le dispositif d'alimentation entrante de Fidjrossè, 65 % restent au dispositif d'alimentation entrante de Védoko
H	Déplacement de 50 % de charge du dispositif d'alimentation C204 de Védoko vers le dispositif d'alimentation entrante de Cadjehoun, 50 % restent au dispositif d'alimentation entrante de Védoko
I	Déplacement de 75 % de charge du dispositif d'alimentation aérien 10B de Védoko vers le dispositif d'alimentation entrante de Cadjehoun, 25 % restent au dispositif d'alimentation entrante de Védoko
J	Déplacement de 40 % de charge du dispositif d'alimentation C236 de Védoko vers le dispositif d'alimentation entrante de Gbèdjromèdé, 60 % restent au dispositif d'alimentation entrante de Védoko
K	Déplacement de 50 % de charge du sous-dispositif d'alimentation 10A de Védoko vers le dispositif d'alimentation entrante de Gbèdjromèdé, 50 % restent au dispositif d'alimentation entrante de Védoko
L	Déplacement de 50 % de charge du dispositif d'alimentation aérien 10A de Védoko vers le dispositif d'alimentation entrante de Gbèjromèdé, 50 % restent au dispositif d'alimentation entrante de Védoko
M	Déplacement de 50 % de charge du dispositif d'alimentation 5 Akpakpa Cotonou vers le dispositif

Tableau 3-3. Affectation des charges redirigées vers les nouvelles sous-stations d'alimentation entrante

Indication	Explication
	d'alimentation entrante d'Ancien Pont, 50 % restent au dispositif d'alimentation entrante d'Akpakpa
N	Déplacement de 50 % de charge du dispositif d'alimentation 1 d'Akpakpa Cotonou vers le dispositif d'alimentation entrante d'Ancien Pont, 50 % restent au dispositif d'alimentation entrante d'Akpakpa
O	Réserve de connexion
P	Déplacement de 30 % de charge du dispositif d'alimentation 20B de Védoko vers le dispositif d'alimentation entrante d'Ancien Pont, 70 % restent au dispositif d'alimentation entrante de Védoko
Q	Déplacement de 40 % de charge du dispositif d'alimentation C263 de Gbégamey vers le dispositif d'alimentation entrante d'Ancien Pont, 60 % restent au dispositif d'alimentation entrante de Gbégamey
R	Déplacement de 50 % de charge du dispositif d'alimentation C181 de Gbégamey vers le dispositif d'alimentation entrante d'Ancien Pont, 50 % restent au dispositif d'alimentation entrante de Gbégamey
S	Déplacement de 60 % de charge du dispositif d'alimentation C263 de Gbégamey vers le dispositif d'alimentation entrante d'Ancien Pont, 40 % restent au dispositif d'alimentation entrante de Gbégamey
T	Déplacement de 100 % de charge du dispositif d'alimentation D1 d'Akpakpa vers le dispositif d'alimentation entrante Répartition D1, 0 % reste au dispositif d'alimentation entrante d'Akpakpa
U	Déplacement de 100 % de charge du dispositif d'alimentation D2 d'Akpakpa vers le dispositif d'alimentation entrante Répartition D2, 0 % reste au dispositif d'alimentation entrante d'Akpakpa
V	Déplacement de 30 % de charge du dispositif d'alimentation 4 d'Akpakpa Cotonou vers le dispositif d'alimentation entrante de Répartition D2, 70 % restent au dispositif d'alimentation entrante d'Akpakpa
W	Les sous-stations ne disposent que de connexions de 15 kV vers les points d'alimentation entrante, aucune donnée de charge n'a été fournie

3.2 MODÉLISATION NEPLAN

3.2.1 Description / Résultats du modèle de la SBEE

Les calculs de réseau au sein de la SBEE sont faits avec le logiciel de calcul de réseau NEPLAN d'ABB. Ce logiciel est capable de calculer des réseaux à gaz, eau, chauffage urbain et électricité. Dans ce cas, seule la partie de l'électricité est utilisée.

La modélisation du réseau de la SBEE est basée sur le système d'information géographique, où les données réelles des sous-stations, lignes et emplacements des transformateurs BT sont pris en compte. Ces données sont prélevées et utilisées dans le logiciel de NEPLAN. Le travail de modélisation est terminé pour la zone de Cotonou. Le développement du réseau est en cours de préparation pour les régions restantes.

Le réseau a été modélisé principalement pour le calcul des flux de charge. Le calcul du court-circuit devrait être fait plus en détail à un stade ultérieur. Le modèle du réseau a été vérifié concernant les divergences/erreurs dans les données du réseau. Ce qui suit peut être déclaré :

- Le modèle de réseau se compose uniquement du réseau MV de Cotonou. Toutes les autres villes et zones ne sont pas incluses. Les systèmes à 161 kV et 63 kV sont absents ainsi que les transformateurs d'alimentation entrante. Les points d'alimentation entrante sont tous représentés par des réseaux externes équivalents.
- Ces réseaux externes (également appelés bus faibles) sont modélisés avec une puissance de court-circuit de 20 MVA et un rapport de résistance / réactance = 0, ce qui ne reflète pas la puissance d'entrée réelle, cependant, pour l'enquête des flux de charge ces hypothèses sont acceptables
- La représentation de charge pour tous les points de charge est prise en compte pour des charges de pointe totale, même si elle est différente au cours des mois la plus haute valeur absolue est prise en compte avec un facteur de charge de 0,7225. La charge maximale de Cotonou est d'environ 130 MW (voir section la 2.3.1), alors que la charge dans le modèle est de 185 MW, ce qui est très conservateur.
- Les charges dans le modèle du réseau ont un facteur de puissance nominale de 0,8 qui est relativement faible et se traduit par un chargement plus élevé de l'équipement installé et une plus grande chute de tension sur les lignes et les câbles.
- Toutes les charges BT sont modélisées charges individuelles à l'endroit où le transformateur MT/BT est installé. Le réseau de BT n'est pas modélisé de manière détaillée.
- Les plus grandes sous-stations de distribution à Cotonou qui n'ont pas d'alimentation entrante de HT sont alimentées par un seul câble d'alimentation entrante.
- Le modèle de réseau comprend également des connexions entre deux sous-stations avec un transformateur de haute tension sur de longues distances, qui conduisent à des courants d'équilibrage des courants élevés, particulièrement réactifs. Cela a un effet négatif sur la charge et la tension.
- Le système MT est radial avec de nombreuses branches et des longueurs de lignes longues.
- Les pertes techniques de plus de 5 % se produisent en fonction du modèle du réseau. Cette valeur est très élevée car aucune HT et BT n'est modélisée et, de plus, tous les autres composants de réseau en dehors de Cotonou sont manquants.
- Les pertes des transformateurs sont représentées comme 0,1 % de la puissance nominale étant donné qu'aucune information n'est disponible

3.2.2 Modèle et hypothèses NEPLAN de Fichtner

Pour le flux de charge et calcul de court-circuit, il est important de disposer d'un réseau en cours d'exécution dans l'ensemble, qui comprend le réseau de transport HT ainsi que le réseau de distribution. Par conséquent, les données existantes seront utilisées et des modifications pour représenter le réseau HT et des simplifications des systèmes de distribution existants seront effectuées. Il est essentiel de disposer du système intégré modélisé puisque ce projet comprend également la connexion de la

production photovoltaïque et de la production hydroélectrique au réseau. Les mesures suivantes pour la mise à jour du système seront prises :

- Amplifier le modèle du réseau à un niveau de 63 kV et 161 kV, pour les réseaux du Bénin et Togo
- Amplifier le modèle du réseau avec des transformateurs HT / MT
- Amplifier le modèle du réseau avec tous les réseaux MT du Bénin
- Simplification du modèle de réseau MT à Cotonou

Ce modèle représente la base de nos calculs détaillés.

L'ensemble du réseau du Bénin a été modélisé dans NEPLAN y compris les réseaux de 161 et 63 kV ainsi que les réseaux de 33 kV dans le nord et les points abaisseurs de 15 kV.

Cependant, certaines hypothèses ont été faites afin de disposer de calculs appropriés et d'un modèle de réseau raisonnable. Comme les réseaux du Bénin et du Togo sont interconnectés et les changements dans la configuration du réseau s'influencent mutuellement, l'ensemble du réseau des deux pays a été modélisé.

Hypothèses / Définitions

[Note: les pertes de puissance peuvent résulter de la tension et du courant, qui ont toutes deux ampleurs et direction, travaillant dans des directions différentes. Les pertes sont exprimés comme l'angle, représenté par la lettre grecque ϕ (Phi), entre volage et le courant. Le cosinus de cet angle est Cos (Phi).]

- Classement ONAN utilisé pour les transformateurs
- 86 Unités Aggreko / IRM d'1 MW chacune à divers emplacements dont 80 % sont disponibles
  - 35 unités à Akpakpa
  - 15 unités à Gbégamey
  - 20 unités à Védoko
  - 16 unités à Parakou
- Unités de production (unités de diesel), le point établi du flux de charge est de 0,9 x Ir, cos phi 0,95
- Alimentation entrante à Sakété de 330 kV a un terminal faible
- Capacité limité d'importation infinie du Nigéria / Ghana
- Génération Maria Gleta de 8x10 MW (48 MW net)
- Génération générique à Maria Gleta (jusqu'à 150 MW) et de Sakété (jusqu'à 250 MW
- Parcs photovoltaïques sont actifs pendant la journée, inactifs pendant la nuit
- Les centrales à diesels sont actives pendant la journée, inactives pendant la nuit
- Le modèle du réseau est basé sur les données fournies par la CEB / SBEE
- Planification de l'expansion du réseau selon le tableau 3.XX dans la section 3.5
- La sortie PV est de 80 % de la valeur nominale, PF = 1

- Le réseau BT n'est pas représenté
- Le réseau détaillé de 15 kV / 20 kV n'est pas représenté, seulement les régions rurales
- Aucun câble d'interconnexion entre les sous-stations de 15 kV n'est modélisé
- Seuls les points abaisseurs à 20 kV et 15 kV à partir de HV sont modélisés
- Données de charges selon les prévisions de la demande de la section 4.1, augmentation de 8 % par an
- Les charges industrielles restent constantes
- Hypothèses sur les charges du réseau du Togo, basées sur les valeurs du WAPP
- Cos phi pour la charge max 0,84
- Cos phi pour charge min 0,91
- Minimum de charge à midi (12h00), applicable pour toutes les charges
- Maximum de charge à 21h00 le soir, applicable pour toutes les charges
- N-1 applicable pour toutes les nouvelles installations prévues, pas considéré pour les installations existantes
- La production de diesel d'Akpakpa ne peut pas être remise en état, deux dispositifs d'alimentation de rechange des connexions des transformateurs existants à l'appareillage de 63 kV à Akpakpa
- Augmentation de la charge au Togo, selon une étude de l'WAPP de 2007
- Le scénario de charge maximale est défini à 100 % de charge, alors que le scénario de charge minimale est défini par 35 % de la charge maximale (comme on le voit à partir des données de charge fournies comme moyenne)
- L'échangeur de prise du transformateur est en ligne, avec +/- 9 x 1,6 %
- Batteries de condensateurs activées pour la charge maximale
- Réacteurs mis activés pour la charge minimale
- Examen de tous les projets en cours et proposés comme indiqué dans le tableau 3-2
- Tension de 105 % pour les points externes d'alimentation entrante du réseau
- La centrale hydroélectrique de Nangbéto est disponible avec 2x32 MW, en continu

Le modèle de réseau du Togo comprend les principales installations de 161 kV qui ont été fournies par la CEB. Les principales connexions d'abaisseurs à 20 kV sont également modélisées. En ce qui concerne les valeurs de charge du réseau du Togo une hypothèse devait être faite, qui était fondée sur les données du modèle du WAPP. La centrale hydroélectrique de Nangbéto est disponible à tout moment.

En ce qui concerne la description du modèle pour la zone de Cotonou certaines mesures de simplification ont été prises. Tous les points d'alimentation et de sous-stations de distribution à Cotonou sont représentés, mais les charges sont présentées comme charges d'alimentation seulement, sans définition de la longueur d'alimentation et de la répartition des charges le long des lignes aériennes / câbles. Ces simplifications entraînent des pertes non-existantes sur le système de 15 kV dans la zone de Cotonou car les câbles/lignes aériennes de 15 kV ne sont pas inclus. Les dispositifs d'alimentation

existants sont essentiellement des connexions radiales qui alimentent une certaine zone / banlieue de Cotonou sans aucune connexion à d'autres sous-stations d'alimentation entrante / de distribution.

Avec la mise en œuvre des projets proposés qui seront installés en vertu du présent contrat ces alimentations radiales seront réduites et la plupart de la connexion consistera en un approvisionnement sur deux côtés avec un interrupteur de sectionnement au centre de la connexion. Il en résulte une réduction des pertes en raison de la plus courte longueur d'alimentation, une augmentation de la fiabilité en raison de la réserve de commutation et, par conséquent, une réduction des durées d'interruption.

3.3 CALCULS DU FLUX DE PUISSANCE

Pour l'étude de faisabilité, les calculs des flux de charge de l'année 2015 jusqu'à 2020 ont été effectués sur une base annuelle, et pour l'année 2025 comme une perspective d'avenir. Pour chaque année, les scénarios de charges maximales et minimales ont été calculés avec une simulation de la charge minimale le midi via une alimentation photovoltaïque et une charge de pointe le soir avec le soutien au diesel afin d'observer le comportement sous les différentes configurations de réseau. Pour les années 2017, 2020 et 2025, des enquêtes supplémentaires avec l'examen de l'équipement de compensation proposé ont été réalisées en vue de l'augmentation du facteur de puissance et du profil de tension, également sur le réseau HT.

Le fonctionnement du réseau proposé avec les appareillages de commutation à jeux de barres doubles au niveau de 63 kV à Védoko, Akpakpa et Porto-Novo est représenté dans l'Annexe 4.3. Il est destiné à séparer les réseaux à différents points d'alimentation entrante, Maria Gléta et Védoko et Porto-Novo, mais en maintenant des tensions différentes dans chacune des sous-stations.

Cela signifie, disposer d'une section à jeu de barres à Védoko connectée à l'alimentation entrante de Maria Gléta et l'autre reliée à l'alimentation entrante de Védoko. À Akpakpa, un jeu à barres est connecté à l'alimentation entrante de Védoko et l'autre section à jeu de barres est connectée à l'alimentation entrante de Porto Novo. Cela garantit un temps de réponse rapide pour les défauts et des délais d'interruption courts.

3.3.1 Année 2015

Scénario de charge maximale

La situation réelle du réseau pour le Bénin montre une forte dépendance sur les importations en provenance du Nigeria et Ghana. Seules les parties nord alimentées par le Togo.

Le profil de tension du sud de la région est dans les limites normales de +/- 5 % Pour la région du nord, la situation est légèrement différente, en raison de la longue connexion MT surtout à Bembéréké et Kandi. La tension n'atteint que 89 % à Bembéréké et 84 % à Kandi. Dans la zone Natitingou la tension est proche de 100 % en raison des unités de production au diesel de Wärtsilä qui réduisent le besoin de puissance importée de Djougou.

L'injection d'énergie totale au réseau de distribution (des importations ou la production générique) des importations du Nigéria atteint les 196 MW dont 155 MW seront transmis à Védoko pour alimenter la région de Cotonou. Ce double circuit de lignes aériennes de 161 kV de Sakété à Védoko est chargé à 80 %. Les transformateurs TR2 et TR3 de Védoko montrent une légère surcharge de 103 % et 112 % respectivement.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.1a.

Scénario de charge minimale

En ce qui concerne la charge minimale de la puissance importée du Nigeria, la puissance injectée est réduite à 65 MW. Le profil de tension montre de légères absences du critère de 105 % dans la zone nord.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.1b.

3.3.2 Année 2016

Scénario de charge maximale

Le profil de tension du sud de la région pour l'année 2016 est dans les limites normales de +/- 5 % Pour la région du nord, la situation est légèrement différente, en raison de la longue connexion MT surtout à Bembéréké et Kandi. La tension n'atteint que 88 % à Bembéréké et 83 % à Kandi. Dans la zone Natitingou la tension est proche de 100 % en raison des unités de production au diesel de Wärtsilä qui réduisent le besoin de puissance de Djougou.

Le total d'injection de l'énergie au réseau de distribution atteint les 245 MW dont 144 MW seront transmis à Védoko pour alimenter la région de Cotonou. Ce double circuit de lignes aériennes de 161 kV de Sakété à Védoko est chargé à 75 %. En 2016, une nouvelle connexion de Sakété à Tanzoun / Porto-Novo sera terminée, qui alimentera toute la région de Porto-Novo / Sèmè et réduira la charge de Védoko. Les transformateurs TR2 et TR3 de Védoko montrent une surcharge de 112 % et 121 % respectivement.

De plus, la nouvelle ligne à double circuit d'Onigbolo à Parakou sera terminée au plus tard en 2016, ce qui signifie une connexion directe sur le territoire béninois entre les parties nord et sud.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.2a.

Scénario de charge minimale

En ce qui concerne la charge minimale de la puissance importée du Nigéria, elle est réduite à 96 MW en 2016. Le profil de tension montre de légères absences du critère de 105 % dans la zone nord. Ceci est causé par l'introduction de la nouvelle ligne aérienne à double circuit entre Onigbolo et Parakou. Même

avec les réacteurs proposés pour la réduction de la tension, une hausse de tension importante dans les régions du nord peut être observée.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.2b.

3.3.3 Année 2017

Scénario de charge maximale

Le profil de tension du sud de la région pour l'année 2017 est dans les limites normales de +/- 5 % Pour la région du nord, compte tenu du projet de mise à niveau rural, la situation a changé et les tensions sont maintenant dans les limites requises. Dans la zone de Natitingou la tension est proche de 100 % en raison des unités de production au diesel de Wärtsilä qui réduisent le besoin de puissance importée de Djougou.

Une deuxième raison de l'amélioration de tension est que 60 MVAr supplémentaire de compensation de la puissance réactive sont installées, dans la région de Cotonou, Natitingou, Bembéréké et Parakou.

Pour le soutien du réseau, la centrale à gaz de Maria Gléta est considérée comme fonctionnant avec six unités. Aussi, le nouveau projet d'Abomey Calavi est achevé ainsi que la nouvelle alimentation entrante de 161 kV à 63 kV à Maria Gléta. Le total de puissance injectée atteint les 191 MW dont 104 MW seront transmis à Védoko pour alimenter la région de Cotonou. Seul le transformateur TR2 de Védoko montre encore une surcharge de 109 % en raison du déplacement de la charge du dispositif d'alimentation entrante de Védoko vers les sous-stations d'Abomey et Kokokodji.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.3a.

Scénario de charge minimale

En ce qui concerne la charge minimale de la puissance injectée, elle est réduite à 48 MW en 2017. Le profil de tension montre de légères absences du critère de 105 % dans la zone nord. Ceci est causé par l'introduction de la nouvelle ligne aérienne à double circuit entre Onigbolo et Parakou. Une autre raison est également la mise en place des installations photovoltaïques qui sont considérées. La puissance injectée augmente la tension et déplace également le flux de puissance d'une zone nord de consommation vers une zone de production. Les flux vont du nord au sud pendant la journée, où les valeurs MW sont basses et ne causeront aucun problème.

Pour les règlements de tension, les installations photovoltaïques devraient être capables de contrôler une certaine quantité de tension.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.3b.

Scénario de charge maximale sans compensation

Sans la prise en compte de l'équipement de compensation, le niveau de tension dans la zone nord tombe à 84 % à Bembéréké et 77 % à Kandi. En conséquence également, la surcharge du transformateur TR2 à Védoko atteindra 121 %.

En ce qui concerne les pertes, en particulier pour le système de 161 kV, une augmentation de 13,2 MW à 15,0 MW (ce qui signifie 14 %) peut être observée. Au niveau de 63 kV, les pertes augmentent de 1,4 MW à 1,6 MW (ce qui signifie 14 %).

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.3c.

Scénario de charge maximale avec connexion fermée entre Porto-Novo / Akpakpa / Gbégamey / Védoko

Avec un fonctionnement continu en parallèle des deux dispositifs d'alimentation entrante de Tanzoun et Védoko vers le réseau de 63 kV de Cotonou, un équilibre des courants réactifs se produit engendrant l'augmentation des pertes dans le réseau. L'augmentation de la perte est surtout visible sur le réseau de transport de 161 kV et sur les transformateurs de couplage de 161/63 kV dû à des charges plus élevées.

En ce qui concerne les pertes, en particulier pour le système de 161 kV, une augmentation de 13,2 MW à 13,7 MW (ce qui signifie 4 %) peut être observée. Au niveau de 63 kV, les pertes augmentent de 1,4 MW à 2,1 MW (ce qui signifie 50 %).

Pour éviter cette circulation de courants, il est recommandé d'ouvrir la connexion entre Porto-Novo et Védoko comme expliqué dans la description générale des flux de charge en utilisant les jeux à barres doubles à Porto-Novo, Akpakpa et Védoko.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.3d.

3.3.4 Année 2018

Scénario de charge maximale

Le profil de tension du sud de la région pour l'année 2018 est dans les limites normales de +/- 5 % Pour le nord de la région, la même chose est applicable. Dans la zone Natitingou la tension est proche de 100 % en raison des unités de production au diesel de Wärtsilä qui réduisent le besoin de puissance importée de Djougou. Aussi les unités de compensation proposées maintiennent la tension dans la plage requise.

En 2018, les nouveaux 63 points d'alimentation entrante à Gbèdjromèdé et Répartition D1 ainsi que la deuxième connexion de Porto-Novo à Akpakpa via Répartition D2 seront réalisés. On peut voir que les grands dispositifs d'alimentation entrante à Védoko et Akpakpa sont libérés à partir d'une grande quantité de charge et ne souffrent pas de la charge élevée de l'équipement.

Le total de puissance injectée atteint les 228 MW dont 114 MW seront transmis à Védoko pour alimenter la région de Cotonou.

Aucune surcharge ne se produit pendant le fonctionnement normal du réseau.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.4a.

Scénario de charge minimale

En ce qui concerne la charge minimale de la puissance injectée est de 67 MW en 2018. Le profil de tension montre de légères absences du critère de 105 % dans la zone nord. Ceci est causé par l'introduction de la nouvelle ligne aérienne à double circuit entre Onigbolo et Parakou. Une autre raison est également la mise en place des installations photovoltaïques qui sont considérées. La puissance injectée augmente la tension et déplace également le flux de puissance d'une zone nord de consommation vers une zone de production. Les flux vont du nord au sud pendant la journée, où les valeurs MW sont basses et ne causeront aucun problème.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.4b.

3.3.5 Année 2019

Scénario de charge maximale

Le profil de tension du sud de la région pour l'année 2019 est dans les limites normales de +/- 5 % Pour le nord de la région, la même chose est applicable sauf pour Kandi qui connait un léger défaut de -5 %. Dans la zone Natitingou la tension est proche de 100 % en raison des unités de production au diesel de Wärtsilä qui réduisent le besoin de puissance importée de Djougou. Aussi les unités de compensation proposées maintiennent la tension dans la plage requise.

En 2019, les nouveaux 63 points d'alimentation entrante à Cadjehoun et Fidjrossè seront réalisés. Avec l'augmentation de charge considérée, la ligne aérienne de 161 kV de Sakété à Maria Gléta via Védoko est de nouveau fortement chargée (75 % chaque ligne). Cela provoque aussi une chute de tension élevée entre Sakété et Védoko.

Le total de puissance injectée atteint les 281 MW dont 150 MW seront transmis à Védoko pour alimenter la région de Cotonou.

Aucune surcharge ne se produit pendant le fonctionnement normal du réseau.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.5a.

Scénario de charge minimale

En ce qui concerne la charge minimale de la puissance injectée, elle est de 96 MW en 2019. Le profil de tension montre de légères absences du critère de 105 % dans la zone nord. Ceci est causé par l'introduction de la nouvelle ligne aérienne à double circuit entre Onigbolo et Parakou. Une autre raison est également la mise en place des installations photovoltaïques qui sont considérées. La puissance injectée augmente la tension et déplace également le flux de puissance d'une zone nord de

consommation vers une zone de production. Les flux vont du nord au sud pendant la journée, où les valeurs MW sont basses et ne causeront aucun problème.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.5b.

3.3.6 Année 2020

Scénario de charge maximale

Le profil de tension du sud de la région pour l'année 2020 est dans les limites normales de +/- 5 % Pour le nord de la région, la même chose est applicable sauf pour Kandi qui connait un léger défaut de -5 %. Dans la zone Natitingou la tension est proche de 100 % en raison des unités de production au diesel de Wärtsilä qui réduisent le besoin de puissance importée de Djougou. Aussi les unités de compensation proposées maintiennent la tension dans la plage requise.

En 2020, les projets de modification seront terminés et aucune nouvelle installation ne sera proposée. Avec l'augmentation de charge considérée, la ligne aérienne de 161 kV de Sakété à Maria Gléta via Védoko est de nouveau fortement chargée (90 % chaque ligne). Cela provoque également une chute de la haute tension entre Sakété et Védoko et Védoko / Maria Gléta manquent les critères de tension de 5 %. Sur le profil de tension de 63 kV et 15 kV, cela n'a aucune influence dû à la capacité des changeurs de prises des transformateurs.

Le total de puissance injectée atteint les 319 MW dont 170 MW seront transmis à Védoko pour alimenter la région de Cotonou.

Aucune surcharge ne se produit pendant le fonctionnement normal du réseau sauf pour le transformateur d'alimentation entrante de 20 kV à Bohicon.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.6a.

Scénario de charge minimale

En ce qui concerne la charge minimale de la puissance injectée, elle est de 119 MW en 2020. Le profil de tension montre de légères absences du critère de 105 % dans la zone nord. Ceci est causé par l'introduction de nouvelles connexions de lignes aériennes de 161 kV entre Parakou et Kandi via Bembéréké. Ces lignes nécessitent une compensation réactive pendant les temps de charges minimales. Une autre raison est également la mise en place des installations photovoltaïques qui sont considérées.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.6b.

Scénario de charge maximale sans compensation

Sans la prise en compte de l'équipement de compensation, le niveau de tension au niveau de 161 kV baissera à 91 % à Védoko et 90 % à Maria Gléta alors que la zone nord tombera à 94 % à Natitingou. En conséquence, le transformateur TR3 à Védoko sera surchargé jusqu'à 113 %.

En ce qui concerne les pertes, en particulier pour le système de 161 kV, une augmentation de 32,3 MW à 37,3 MW (ce qui signifie 15 %) peut être observée. Au niveau de 63 kV, les pertes augmentent de 3,2 MW à 3,6 MW (ce qui signifie 13 %).

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.6c.

Scénario de charge maximale avec connexion fermée entre Porto-Novo / Akpakpa / Gbégamey / Védoko

Avec un fonctionnement continu en parallèle des deux dispositifs d'alimentation entrante de Tanzoun et Védoko vers le réseau de 63 kV de Cotonou, un équilibre des courants réactifs se produit engendrant l'augmentation des pertes dans le réseau. Pour l'année 2020, ce développement est en augmentation. L'augmentation de la perte est surtout visible sur le réseau de transport de 161 kV et sur les transformateurs de couplage de 161/63 kV dû à des charges plus élevées.

En ce qui concerne les pertes, en particulier pour le système de 161 kV, une augmentation de 32,3 MW à 34,3 MW (ce qui signifie 6 %) peut être observée. Au niveau de 63 kV, les pertes augmentent de 3,2 MW à 3,6 MW (ce qui signifie 13 %).

Pour éviter cette circulation de courants, il est recommandé d'ouvrir la connexion entre Porto-Novo et Védoko comme expliqué dans la description générale des flux de charge en utilisant les jeux à barres doubles à Porto Novo, Akpakpa et Védoko.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.3d.

3.3.7 Prévision de l'année 2025

Une nouvelle alimentation entrante du réseau de 330 kV à Mome Hagou est supposée être installée dans l'année 2025 ; cela est considéré dans les enquêtes sur les flux de charge pour 2025. Cette alimentation est nécessaire car le point d'alimentation entrante unique de Sakété ne serait pas suffisant en raison des chutes de tension déjà élevées et la non-convergence suivante de NEPLAN.

Scénario de charge maximale

La nouvelle alimentation entrante de 330 kV à Mome Hagou déplacera l'alimentation de puissance entrante vers Védoko ainsi que le côté du Togo, ce qui signifie que la ligne aérienne de Sakété à Védoko sera libérée. Toutefois, il peut être observé que tout le réseau de transport avec les prévisions de demande proposées a atteint ses limites et également que des modifications du réseau sur le côté de 161 kV sont nécessaires (alimentation entrante de 385 MW à Momé et 307 MW à Sakété).

Il est recommandé d'ajouter un point d'alimentation entrante à partir du niveau de 161 kV vers les trois points existants à Védoko, Maria Gléta et Tanzoun. Ce point est destiné à appartenir à Akpakpa en vue d'une connexion en anneau de 161 kV avec des lignes à double circuits entre Akpakpa, Tanzoun, Maria Gléta et Védoko.

Avec les modifications proposées, la tension à un niveau de 161 kV peut être maintenue dans les limites de + /- 5 %, ainsi que les niveaux de 63 kV et 15 kV.

Les transformateurs TR2 et TR3 à Védoko sont surchargés de 109 % et 148 % respectivement, ces transformateurs sont prévus d'être remplacés avec les modifications du réseau du Package nº 4.1 en 2017, de même que les transformateurs de 161/63 kV à Védoko. Ceux-ci seront chargés en 2025 à 101 % chacun.

Les connexions par câbles de Maria Gléta à Védoko via Abomey et Kokokodji sont chargées à plus de 120 %, à cause de la philosophie du fonctionnement à jeu de barres double.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.7a.

Scénario de charge minimale

En ce qui concerne la charge minimale de la puissance injectée, elle est de 124 MW en 2025, et de 125 MW depuis le Togo. Le profil de tension montre de légères absences du critère de 105 % dans la zone nord. Ceci est causé par les connexions des lignes aériennes de 161 kV. Encore une fois, la compensation réactive pendant les durées de chargement minimum est recommandée pour installation afin de réduire la tension. Une autre raison est également la mise en place des installations photovoltaïques qui sont considérées.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.7b.

Scénario de charge maximale sans compensation

Sans l'équipement de compensation proposé dans la zone de Cotonou, la chute de tension entre Momé et Maria Gléta, Sakété et Védoko respectivement ne se conformera pas aux critères de +/- 5 %. Aussi les transformateurs et les câbles mentionnés ci-dessus seront encore plus fortement chargés en raison de la charge réactive supplémentaire. Cependant, la tension au niveau de 15 kV peut être maintenue dans les limites proposées.

En ce qui concerne les pertes, en particulier pour le système de 161 kV, une augmentation de 23,9 MW à 28,5 MW (ce qui signifie 19 %) peut être observée. Au niveau de 63 kV, les pertes augmentent de 8,7 MW à 10,1 MW (ce qui signifie 16 %). La réduction de la perte par rapport au cas de 2020 est causée par la nouvelle alimentation entrante à Momé et à la réduction de charge des lignes à 161 kV émergeant de Sakété.

Les résultats détaillés des calculs de flux de charge maximale sont indiqués dans le SU de l'Annexe 4.3.7c.

3.3.8 Conclusion

Des calculs de flux de charge ont été préparés pour les années 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, et 2025. Pour chaque année, un scénario de charge maximale compte tenu de la prévision de la demande et du nombre maximum d'unités de générations diesel en ligne (soit Wärtsilä ou Aggreko / MRI) a été réalisée. Pendant le scénario de charge minimum, les installations photovoltaïques sont considérées pour alimentation entrante et toutes les unités diesel sont éteintes.

Les mesures d'extension de réseau proposées ont une influence positive sur le comportement du réseau et garantissent la possibilité de distribuer les charges supplémentaires comme prévu.

Les tableaux ci-dessous montrent l'évolution des valeurs MW importés pendant les périodes de charge de pointe et les heures de faible charge pour chaque année séparément. Les valeurs d'électricité importée ne cessent d'augmenter en raison du fait que la production locale est un montant fixe et la puissance supplémentaire nécessaire doit être couverte par les importations

Table 3-4. Importations cas maximum

	2015 (MW)	2016 (MW)	2017 (MW)	2018 (MW)	2019 (MW)	2020 (MW)	2025 (MW)
Sakété (Nigeria)	180	180	180	180	180	180	180
Lomé Aflao (Ghana)	50	50	50	50	50	50	50
Mome Hogou (330 kV)	-	-	-	-	-	-	385
Génération générique (Maria Gleta, Sakete)	61	112	49	97	168	218	200
Total	**291**	**342**	**279**	**327**	**398**	**448**	**725**

Dans le cas de la puissance maximale importée, une réduction entre 2016 et 2017 est affiché. Ceci est causé par la remise en service de la centrale de gaz Maria Gleta, qui est au-delà du contrôle de la MCC, mais aussi par l'utilisation des unités Wärtsilä de production de diesel réhabilités. Génération générique a été introduite pour préciser que la fourniture d'énergie en termes de modélisation des flux de charge n'a pas à être définie avec précision, mais est nécessaire pour équilibrer la différence entre la demande et la fourniture d'électricité.

On a supposé que les importations en provenance du Nigeria serait possible jusqu'à 180 MW et du Ghana jusqu'à 50 MW. "Génération générique" pourrait être injectée sur le site Maria Gleta (jusqu'à 150 MW) et sur le site Sakété (jusqu'à 250 MW).

Table 3-5. Importations cas minimum

	2015 (MW)	2016 (MW)	2017 (MW)	2018 (MW)	2019 (MW)	2020 (MW)	2025 (MW)
Sakete (Nigeria)	65	96	48	67	96	119	124
Lomé Aflao (Ghana)	25	27	24	25	34	39	12
Mome Hogou (330 kV)	-	-	-	-	-	-	125
Génération générique (Maria Gleta, Sakete)	0	0	0	0	0	0	0
Total	**90**	**123**	**72**	**92**	**130**	**158**	**261**

Une réduction d'importations entre 2016 et 2017 est également observée pour le cas minimal. La raison en est l'ajout des centrales photovoltaïques qui sont installés dans ce projet.

En raison de l'augmentation continue de la demande, les lignes de transport HT atteindront leur limite à un certain moment (2025) si aucune mesures sont prises pour renforcer le réseau. En outre, les points d'alimentations entrantes fournissant Cotonou et Porto Novo à partir de 161 kV niveau verront chargement élevé, de sorte que l'alimentation entrante supplémentaire à Akpakpa pourrait être considéré comme utile.

L'alimentation projetée à partir de 161 kV à 63 kV à Maria Gleta est essentielle parce que de grandes parties de l'ouest de Cotonou sont proposées pour être fourni via cette connexion.

Au total, 20 unités de matériel de compensation sont proposées d'être installé dans le réseau béninois, principalement liée à la zone de Cotonou, mais aussi pour les longues lignes alimentant du Nord de 33 kV à Bembéréké et Natitingou. Ces installations ont une influence positive sur le profil de tension et sur le facteur de puissance. Il en résulte une baisse de la demande de puissance réactive et réduit la charge sur le matériel installé, ce qui signifie également une réduction des pertes.

En ce qui concerne les projets de mise à niveau des lignes aériennes rurales, l'alimentation possible est augmentée et les pertes sur ces lignes peuvent être réduites.

3.4 CALCULS DE COURT-CIRCUIT

Les calculs de réseau se composent de calculs de court-circuit à trois phases maximum et minimum selon la norme IEC 60909-Partie 2001.

Le but de cette étude de court-circuit est d'identifier la charge existante sur les appareillages de commutation et de voir l'évolution actuelle causée par les mesures proposées (pour plus de détails, voir la section 3).

3.4.1 Année 2015

Maximum de 3 phases

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit maximum sont présentés dans le SU de l'Annexe 4.4.1a-1.

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit maximum sont présentés dans le tableau de l'Annexe 4.4.1a-2.

Minimum de 3 phases

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit minimum sont présentés dans le SU de l'Annexe 4.4.1b-1.

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit minimum sont présentés dans le tableau de l'Annexe 4.4.1b-2.

3.4.2 Année 2016

Maximum de 3 phases

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit maximum sont présentés dans le SU de l'Annexe 4.4.2a-1.

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit maximum sont présentés dans le tableau de l'Annexe 4.4.2a-2.

Minimum de 3 phases

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit minimum sont présentés dans le SU de l'Annexe 4.4.2b-1.

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit minimum sont présentés dans le tableau de l'Annexe 4.4.2b-2.

3.4.3 Année 2017

Maximum de 3 phases

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit maximum sont présentés dans le SU de l'Annexe 4.4.3a-1.

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit maximum sont présentés dans le tableau de l'Annexe 4.4.3a-2.

Minimum de 3 phases

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit minimum sont présentés dans le SU de l'Annexe 4.4.3b-1.

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit minimum sont présentés dans le tableau de l'Annexe 4.4.3b-2.

3.4.4 Année 2018

Maximum de 3 phases

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit maximum sont présentés dans le SU de l'Annexe 4.4.4a-1.

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit maximum sont présentés dans le tableau de l'Annexe 4.4.4a-2.

Minimum de 3 phases

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit minimum sont présentés dans le SU de l'Annexe 4.4.4b-1.

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit minimum sont présentés dans le tableau de l'Annexe 4.4.4b-2.

3.4.5 Année 2019

Maximum de 3 phases

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit maximum sont présentés dans le SU de l'Annexe 4.4.5a-1.

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit maximum sont présentés dans le tableau de l'Annexe 4.4.5a-2.

Minimum de 3 phases

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit minimum sont présentés dans le SU de l'Annexe 4.4.5b-1.

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit minimum sont présentés dans le tableau de l'Annexe 4.4.5b-2.

3.4.6 Année 2020

Maximum de 3 phases

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit maximum sont présentés dans le SU de l'Annexe 4.4.6a-1.

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit maximum sont présentés dans le tableau de l'Annexe 4.4.6a-2.

Minimum de 3 phases

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit minimum sont présentés dans le SU de l'Annexe 4.4.6b-1.

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit minimum sont présentés dans le tableau de l'Annexe 4.4.6b-2.

3.4.7 Année 2025

Maximum de 3 phases

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit maximum sont présentés dans le SU de l'Annexe 4.4.7a-1.

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit maximum sont présentés dans le tableau de l'Annexe 4.4.7a-2.

Minimum de 3 phases

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit minimum sont présentés dans le SU de l'Annexe 4.4.7b-1.

Les résultats détaillés des calculs de court-circuit minimum sont présentés dans le tableau de l'Annexe 4.4.7b-2.

3.4.8 Conclusion

Les calculs de court-circuit ont été effectués pour chaque année entre 2015 et 2020, et pour 2025 séparément. Les calculs maximaux et minimaux montrent la différence entre les différentes configurations de réseau sous des scénarios de haute et basse charge.

En général, une augmentation de la puissance de court-circuit dans le réseau global peut être observée après la mise en œuvre des projets proposés. Cependant, les générateurs diesel installés localement ont une grande influence sur puissance de court-circuit dans les postes où les diesels sont connectés.

Une augmentation de la puissance de court-circuit a également été constatée dans les zones rurales du réseau béninois nord. Ceci est un aspect positif car la puissance de court-circuit est très proche du courant de chargement, ce qui rend la coordination de la protection plus facile.

3.5 CONSIDERATIONS DE LA DURABILITE DU PROJET

Les projets proposés sont capables de fournir les charges de l'année 2025 selon les prévisions de la demande. Un autre regard sur l'avenir n'est pas raisonnable car la dynamique des grandes villes comme Cotonou est imprévisible et la planification doit être ajustée en continu.

En général, on peut dire que la concentration au niveau de la distribution ne provoquera des goulets d'étranglement que sur le niveau de transport qui reviendra sur le côté de la distribution sur les restrictions opérationnelles ou les livraisons de charge maximale.

Tout le système d'alimentation béninois dépend étroitement des importations soit en provenance du Nigeria ou du Ghana via le Togo. Avec une génération plus proche de la puissance, la dépendance peut être réduite, mais aussi les pertes et les restrictions sur les niveaux de transport peuvent être réduites.

3.6 PERSPECTIVES D'AVENIR

Pour poursuivre le développement du réseau et l'augmentation de charge, un réglage en continu de la planification de réseau doit être fait. Les modifications futures suivantes pour Cotonou sont considérées :

- Nouvel appareillage-H de 63 kV à Godomey
- Nouvel appareillage-H de 63 kV à St. Michel
- Modification de l'appareillage de 63 kV de Gbégamey à un système à jeu de barres double
- Ajout d'un deuxième transformateur à la sous-station de Gbégamey
- Connexion de Dassa au réseau de 161 kV
- Nouvelle alimentation de 161 kV à Akpakpa avec des connexions à Védoko / Maria Gléta et Tanzoun
- Remplacement des transformateurs à Tanzoun
- Mise à niveau du Trafo de Parakou, nouveau transformateur de 161/20 kV

(Cette page a été intentionnellement laissée vide)

4.0 CENTRE NATIONAL DE CONTROLE DE REPARTITION DE LA DISTRIBUTION

Cette section du Rapport de faisabilité est prête à formuler un plan de développement optimal et progressif pour la mise en place du (des) Centre(s) Nationale de Contrôle de Répartition de la Distribution (CNCRD), l'équipement SCADA nécessaire aux sous-stations et le réseau de télécommunication associé pour le fonctionnement efficace du système énergétique de distribution électrique du Bénin.

Ce rapport, une fois accepté et approuvé par la SBEE et la MCC, peut être la base de la spécification technique et des documents d'appel d'offres à préparer à l'étape suivante.

4.1 SYSTEME DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE ACTUELLE ET FUTURE AU BENIN

Dans le cadre du projet de conseil, le consultant a entrepris l'analyse de la preuve documentaire fournie par la SBEE et la MCC.

Les résultats et conclusions de l'analyse mentionnée ci-dessus sont résumés dans l'annexe 5.2 du présent rapport.

La demande de puissance électrique présente et les scénarios de prévision de charge à venir ont été reflétés sur la prévision de charge jusqu'à l'année 2025 (source : « Élaboration du Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Benin » DAEM -MERPMEDER, Rapport de démarrage, Rapport provisoire Octobre 2014.

Selon le Rapport d'examen préalable du système de distribution, Annexe 2.3. « Consommation historique et prévision »), le modèle de prévision de charge indique que les charges attendues augmenteront dans les 8 prochaines années jusqu'à 2022 avec des taux annuels variant de 5,2 à 6,5 %.

Compte tenu de la grande croissance attendue du système d'alimentation béninoise, il est fortement recommandé d'établir des Centres de contrôle de répartition de la distribution nationale au Bénin dans le cadre du projet en cours pour la surveillance et le contrôle du réseau de distribution de moyenne tension au Bénin. Du point de vue du consultant, cette mesure est considérée comme indispensable - autant que la restructuration envisagée et des nouveaux dispositifs d'alimentation entrante planifiés via les ressources d'énergie renouvelables - afin de préserver un fonctionnement sûr et fiable du réseau.

Cette recommandation est principalement enracinée dans les observations suivantes :

- Le CNCRD actuel ne représente pas un système SCADA / DMS adapté à la surveillance et au contrôle d'un réseau de distribution national et le système de contrôle à distance existant n'est pas opérationnel et obsolète. Par conséquent, un nouveau système SCADA/DMS est proposé d'être mise en place pour régler cette exigence.
- Compte tenu de l'expansion prévue, la restructuration et même une éventuelle mise en place ultérieure d'un marché de l'énergie tel qu'il est appliqué dans de nombreux autres pays, la surveillance du réseau, la coordination (exécution) des opérations de commutation, la gestion des flux de puissance de distribution, la reconfiguration des dispositifs d'alimentation, le calcul

des court-circuit, le contrôle de la tension et de la charge réactive, la prévision des charges à court terme, la gestion des pannes, l'évaluation de la sécurité des réseaux et l'exploitation économique seront la principale préoccupation des CNCRDs. Par conséquent, un nouveau système SCADA/DMS est proposé d'être mise en place pour régler cette exigence. Ils serviraient les extensions prévues, la restructuration, et même un possible marché d'énergie future (comme WAPP, Western African Power Pool), comme cela a été mis en œuvre dans de nombreux autres pays. Des outils appropriés, disponibles avec les nouveaux systèmes DMS / SCADA doivent être établis dans les CNCRD, pour effectuer ces tâches de manière satisfaisante, doivent, toutefois, être mis à la disposition des répartiteurs pour les raisons suivantes :

- Inadéquation croissante des installations existantes de surveillance et de contrôle du réseau.

  L'équipement secondaire dans les sous-stations était soit inexistant ou s'il existait était obsolète ou non opérationnel. Par conséquent, un nouveau système SCADA/DMS est proposé d'être mise en place pour régler cette exigence.

  Le système de distribution actuel ne fournit pas de données suffisantes sur le système d'alimentation électrique et son fonctionnement n'est donc pas considéré comme suffisant pour maintenir un aperçu acceptable du système. C'est essentiel dans le cas de troubles où les conditions d'exploitation normales ne peuvent pas être rétablies aussi rapidement que cela serait nécessaire pour limiter la durée des interruptions et ainsi minimiser la quantité d'énergie non desservie et les pertes de revenus.

  Par conséquent, un nouveau système SCADA/DMS est proposé d'être mise en place pour régler cette exigence. Reportez-vous à l'annexe 5 (5.3.2.4) où le temps moyen jusqu'à la remise en service (MTTR - anglais : Mean Time To Restoration) concept est introduit. Maintenabilité, la capacité d'un système ou de l'équipement dans des conditions données d'utilisation, après la détection d'un défaut, d'être restauré en ordre de marche et être maintenue pendant le fonctionnement normal de travail, est exprimée par le MTTR en heures, et est donnée par la somme des composants suivants:

  - le temps d'administration: l'intervalle de temps entre la détection d'un défaut et de la notification de l'entretien;
  - temps de transport: l'intervalle de temps entre la notification du service de l'entretien et de l'arrivée sur place du personnel d'entretien ainsi que le matériel nécessaire;
  - le temps moyen de réparation (TMR): le temps moyen requis par le personnel de maintenance formés et sur place, équipés de pièces de rechange et de l'équipement de test recommandé, de diagnostiquer et de rectifier le défaut, y compris re-tester l'équipement.

À condition que le personnel SBEE responsables de la maintenance SCADA/DMS seront bien formés pour réparer le matériel sur une base de remplacement de module, classe de maintenabilité M3, MTTR <12 h, est réaliste devant être fournis par la mise en œuvre du nouveau système SCADA/DMS.

Pour les centrales électriques, qui sont censés être habités, classe de maintenabilité M4, MTTR <6 h, doit être réaliste devant être fournis par la mise en œuvre du nouveau système SCADA/DMS

En mettant en œuvre le nouveau système SCADA/DMS, la classe de temps de réparation RT4, TMR <1 h, doit être assurée par le système autodiagnostic et réparation de l'équipement sur la base de module de remplacement. Un personnel bien formé et suffisamment de pièces de rechange et d'outils sont, cependant, une condition préalable et il doit être pris en compte dans l'estimation des coûts du projet

- Des exigences plus strictes d'approvisionnement quantitatives et qualitatives :

  Le développement économique du Bénin pourrait être entravé (à côté d'autres raisons) par la situation de l'offre et de la distribution d'électricité.

  En conséquence, les besoins quantitatifs et qualitatifs d'approvisionnement deviendront plus stricts car la production industrielle rentable dépend d'une alimentation électrique stable (fréquence et fluctuations de la tension maintenues dans des valeurs statutaires) et pratiquement sans interruption.

  Veuillez-vous référer également à la notion MTTR mentionné ci-dessus. Par conséquent, un nouveau système SCADA/DMS est proposé d'être mise en place, afin d'améliorer la situation actuelle et de faire face à ces exigences.

- Les considérations économiques

  Outre la qualité de l'alimentation électrique, un objectif majeur pour la SBEE est d'approvisionner les clients aussi économiquement que possible dans le cadre du système électrique existant. L'économie de l'approvisionnement deviendra encore plus importante à l'avenir. Par conséquent, un nouveau système SCADA/DMS est proposé d'être mise en place, afin d'améliorer la situation actuelle et de faire face à ces exigences.

  À la suite de l'évaluation résumée ci-dessus, il est fortement recommandé que les nouveaux centres de contrôle de distribution (DCC) soient établis dans le cadre du projet afin d'atteindre les objectifs clés suivants qui ne sont pas possible actuellement avec le système existant:

  - permettre un contrôle et une surveillance fiables et en temps réel des sous-stations de 63 kV, 33 kV, 20 kV et 15 kV, 11 kV formant les points

d'interconnexion du réseau de transport au système de distribution dans le pays du Bénin,

- coordonner et surveiller les opérations de commutation dans les réseaux électriques de moyenne tension à travers les différentes régions,
- mener à bien la réglementation de la moyenne tension dans les sous-stations de 63 kV, 33 kV, 20 kV, 15kV et 11kV,
- effectuer la gestion de la charge sur les réseaux de distribution de moyenne tension,
- sauvegarder la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau de distribution de moyenne tension en raison des extensions prévues pour l'alimentation des centrales de ressources renouvelables supplémentaires,
- recueillir des données réelles et historiques fiables sur le réseau de distribution et les actifs connexes pour une planification opérationnelle.

- L'économie de l'approvisionnement deviendra plus importante à l'avenir et plusieurs aspects devront être pris en considération par le Département d'exploitation qui n'est pas possible actuellement avec le système existant:

  - des obligations contractuelles avec des producteurs privés d'électricité
  - le suivi et le contrôle de l'import/export depuis et vers les pays voisins, conformément aux obligations contractuelles en matière de qualité et de quantité
  - l'optimisation de la puissance de sortie planifiée à partir de la production de puissance
  - l'utilisation optimale des centrales disponibles dans des cadres contractuels pour la puissance/tension et le contrôle de la fréquence
  - la réduction des pertes du réseau de transport.

Bien que plusieurs de ces tâches soient traitées par la planification opérationnelle, l'optimisation en temps réel devra être effectuée par le Département d'exploitation. Le nouveau système de répartition doit aussi fournir des données fiables à la section de planification opérationnelle.

Une description détaillée du « système de distribution électrique actuel et prévu au Bénin » est représentée dans l'Annexe 5.2.

Pour plus de détails, consulter de l'article 8.0 Analyse Financière et Économique

4.2 BASE DE CONCEPTION POUR LE(S) NOUVEAU(X) SYSTEMES CCRD SCADA/DMS

Cette section traite les exigences opérationnelles et techniques qui sont à la base de la conception du système SCADA/DMS pour les nouveaux centres de contrôle régional de distribution (CCRDs).

Comme précisé à l'annexe 5.2, les limites de la responsabilité opérationnelle entre le gestionnaire du réseau de transport (GRT) et le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) sont mentionnées comme suit:

Dans un environnement où la CEB est le GRT et la SBEE le GRD fonctionne, le suivi et le contrôle de l'équipement primaire, des limites claires de responsabilité opérationnelle doivent être établies.

Il est supposé que, en ligne avec la pratique courante dans les organisations similaires partout dans le monde:

- Les 63 kV, 33 kV, 20 kV, 15 kV et 11 kV transformateurs appartiennent à la SBEE,
- Le 63 kV disjoncteur côté basse tension appartiennent à la SBEE,
- Le 63 kV disjoncteur côté haute tension appartiennent à CEB,
- Tous les disjoncteurs aux niveaux de tension en dessous de 63 kV (33 kV, 20 kV, 15 et 11 kV) appartiennent à la SBEE.

Par conséquent, l'autorité de commutation ci-dessus pour les transformateurs ainsi que pour les disjoncteurs côté basse tension reste avec la SBEE.

De plus, en raison de limitations énumérées ci-dessous, une approche par étapes pour atteindre les objectifs pour la réalisation du projet est proposée.

- Les échéanciers des travaux de l'équipement primaire dans le cadre de la sous-station (nouvelle construction ou réhabilitation) et le réseau connexe applicable des médias de télécommunication associés à leurs câbles réseau,
- Échéanciers des travaux des centrales électriques,
- Budget du projet ainsi que
- les échéanciers du projet global
- Il est proposé de suivre une approche progressive afin d'atteindre les objectifs pour la réalisation du projet.
    - Il est donc proposé de procéder selon les priorités et les étapes de réalisation comme suit :

4.2.1 Mise en place de nouveaux Centres national de contrôle de répartition de distribution nationale (CNCRD) au Bénin

Les nouveaux Centres Nationales de Contrôle de Répartition de Distribution nationale (CNCRD - *NDCC : National Distribution Dispatch Control Centers*) doivent être conçus pour couvrir les exigences suivantes pour le Réseau du système de distribution de l'énergie au Bénin :

- Système SCADA/DMS standard pour application DSO dans un Système d'Énergie à Haute/Moyenne Tension, qui est un produit haut de gamme d'un fournisseur réputé de la ligne principale actuelle.
- Une architecture de système ouvert appliquant du matériel haut de gamme avec des performances évolutives et des fonctionnalités du logiciel standard SCADA/DMS basées sur les systèmes d'exploitation standards comme MS Windows, UNIX ou Linux,
- Application d'une intercommunication haut de gamme via des connexions à grande vitesse WAN/LAN en configuration redondante en utilisant les protocoles standards internationaux comme IEC 60870-5-104, UCA international Utility Communication Architecture qui intègre TASE.2 IEC60870-6 (Inter-Control Centre Communication Protocol, ICCP), CIM IEC 61970, etc.,
- Capacité d'expansion étendue pour faire face à la croissance prévue du Réseau de Distribution et les exigences respectives pour l'acquisition de et le traitement de données pendant toute la durée de la vie du système, sans aucune limitation sur les capacités, la disponibilité et les performances du Système,
- Haute disponibilité du Système en appliquant un Concept de Redondance multi-niveaux de pointe et modulable,
- Haute disponibilité des interconnexions entre les sites des Centres de contrôles pour l'échange de données via la communication entre centres de contrôle avec
- Les gestionnaires de réseau de transport/distribution (GRT/GRD) voisins, offrant des solutions pour la réalisation de « configuration multiple de redondance » des Centres de Contrôle,
- Solution intégrée pour une ingénierie et gestion unifiées des bases de données pour un accès multiple des utilisateurs dans un environnement avec de multiples sites, conformément le « Common Information Model » de l'EPRI (EPRI-CIM) et offrant des interfaces automatisées conformes aux spécifications CIM
- Proposer des solutions et des interfaces standard pour une interconnexion facile avec les sous-systèmes standards pour un futur environnement de marché libéralisé, la gestion d'actifs, les systèmes d'informations géographiques, les systèmes ERC, etc.,

Le système de logiciel fourni avec le système SCADA/DMS pour la création de contenu numérique devra comprendre :

- Un logiciel de centre de contrôle
- Un logiciel pour interface homme/machine (IHM)
- Un logiciel SCADA

- Une base de données et un système de gestion des bases de données
- Des fonctions de gestion électronique des documents pour les applications du réseau

Les licences logicielles suivants doivent être fournis avec le nouveau SCADA / DMS pour le CNCR:

- Les soumissionnaires fourniront une ventilation détaillée de toutes les licences de logiciels nécessaires (licences propres ainsi que les licences de tiers) pour l'ensemble du système avec les prix et les détails de licence (unique/multi-utilisateurs, nombre d'utilisateurs sous licence, etc.) avec leur soumission.
- Les frais de licences pour toutes les licences nécessaires doivent être inclus dans le prix offert pour toute la durée de vie du système.
- Le logiciel d'application du CNCR devant être achetés dans le cadre du projet devrait inclure la fonctionnalité de logiciels suivants:
    - Logiciels de gestion des systèmes d'exploitation
    - Logiciel système
    - Pare-feu et les logiciels antivirus
    - Logiciel de sauvegarde
    - Logiciel d'administration à distance
    - Interfaces Homme Machine (IHM)
    - Logiciel SCADA
    - Système de base de données et la gestion de base de données
    - Fonctions pour système de gestion de distribution, avec d'autres sous-fonctions (sous réserve de plus amples détails dans une étape ultérieure)
    - Fonctions d'analyse d'événement
    - Flux de puissance
    - Analyse en ligne de court-circuit
    - Système d'Information pour les commandes de commutation
    - Reconfiguration de l'alimentation
    - Localisation de défaut Lieu / Isolation / Restauration d'approvisionnement
    - Interface SIG
    - Gestion des pannes et système d'analyse
    - Simulateur de formation des répartiteurs
    - Applications pour répartition de la production

Les détaille de l'ensemble de logiciels ci-dessus doit être effectuée dans une étape ultérieure lors de l'élaboration des spécifications fonctionnelles et DAO

Les exigences pour les logiciels d'application SCADA/DMS sont détaillées dans la section 5.5 ci-dessous et l'annexe 5.5 du présent rapport.

Les limites actuelles de transmission de données ont été traitées comme suit :

- Le mode de communication existant utilisé au Centre Nationale de Contrôle de Répartition de la Distribution (CNCRD) a Gbégamey est un protocole de transmission protocole de transmission propriétaire HNZ de type SIT norme EDF HN66S15, avec une interface de communication non permanente, qui applique des protocoles de communication propriétaires EDF, est considéré comme une impasse pour la communication moderne et ouverte. Ce mode de communication développé par EDF n'est pas compatible avec la norme internationale CEI 870-5-101 ou 104 spécifiques aux systèmes de téléconduite. Donc. Des concepts de système moderne, basée sur des protocoles de communication standards tels que CEI60870-5-101 ou -104, sont à mettre en œuvre à travers la nouvelle solution de télécommunications proposée.
- Le Motorola GP900 Relais Radio existante permet la communication dans la zone de Cotonou. Seule la zone de Cotonou est équipée de ce type de support de communication. La communication radio des données est proposée pour les 45 postes dans le cadre du travail ainsi que les CNCRD proposées.
- Le CNCRD Gbégamey autocommutateur privé (PABX) existant (soit défaut ou arrêté) est proposé d'être remplacé, ainsi que de nouveaux PABX au CNRCD de secours; des téléphones sont proposés dans tous les 45 sous-stations et CNCRD.
- Le réseau des télécommunications SBEE actuelle est limité à quelques postes sources à la zone de Cotonou - Porto Novo. La solution proposée étend la possibilité de transmission de données à tous les stations propose et installe de nouveaux équipements de Telecom au CNCRD et à les 45 sous-stations propose; de communication alternative est proposée.
- La dépendance actuelle sur la fibre optique et le réseau de câble pilote de CEB est maintenue, selon les données recueillies à partir des rapports SOFRECO et pour l'économie de coût important; cependant, la communication radio alternative est proposée, les futures fibres optique et câbles pilotes de la SBEE liées au réseau de télécommunications doivent être insérés dans le réseau télécommunications de CEB, composé de STM1. Ces réseaux de fibre optique STM1 hiérarchie numérique synchrone (SDH) de CEB existants permet l'intégration de la télécommunication avec la répartition de CEB.

Référez à l'annexe 5.7 pour plus de détails.

Ci-dessous est la structure de base et configuration du SCADA/DMS proposée.

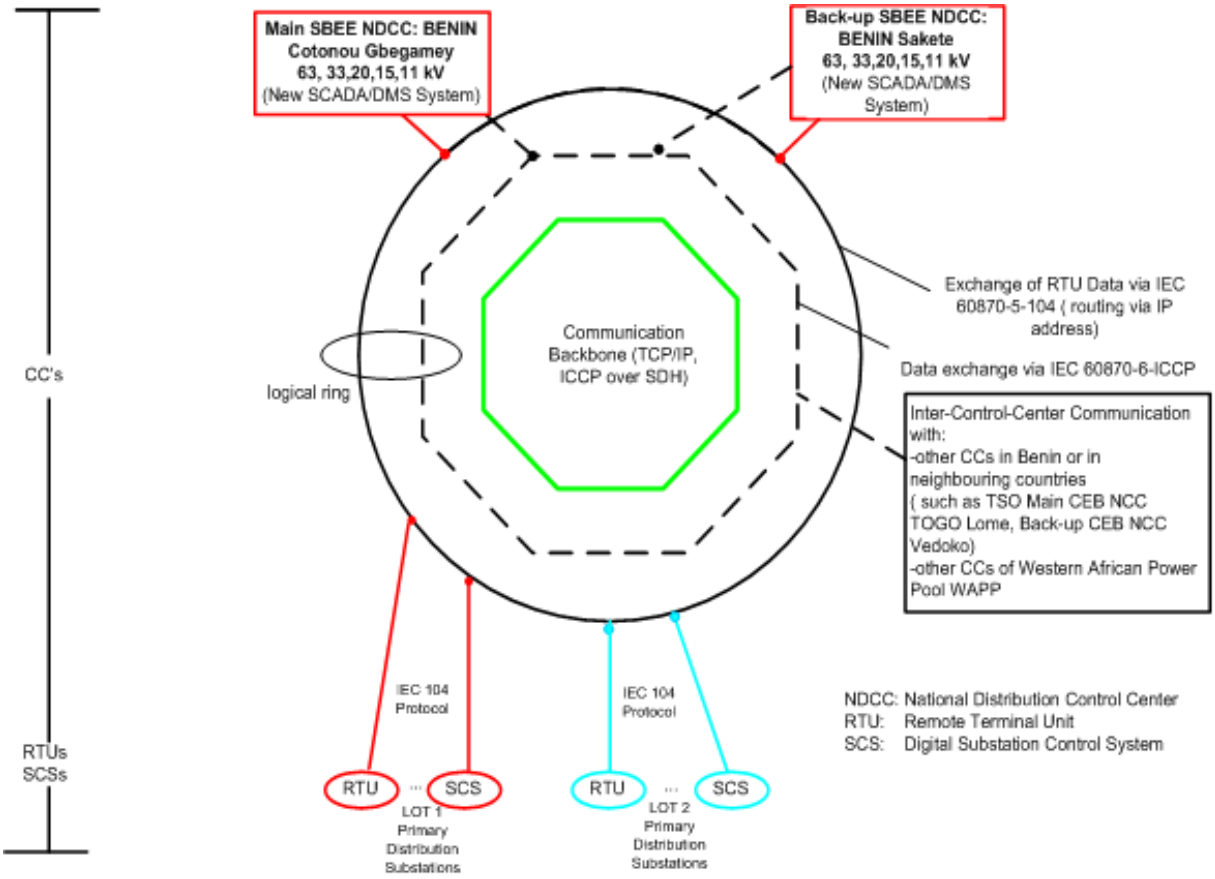


Figure 4-1. Structure de base et configuration du SCADA/DMS proposée

La tâche de fonctionnement en temps réel pour le système de distribution devrait être alloué aux deux (2) nouveau SCADA / DMS à établir dans le cadre du projet.

- Les deux systèmes devraient soutenir une fonctionnalité redondante et devrait être équipé de matériels, logiciels et fonctionnalité identique. Interconnexion entre les deux centres de contrôle doit être réalisé en utilisant une infrastructure de communications de haute vitesse, de réseau à large bande dans le cadre de protocole Inter-Control Center Communications Protocol (ICCP or IEC 60870-6/TASE.2).
- En fonctionnement normal, chacun des centres de contrôle sera responsable de sa partie respective du système de distribution électrique. L'assignation des parties responsables pour les centres de contrôle au sein de la configuration redondante multi-sites devrait suivre des scénarios prédéfinis et devrait être possible d'être administré de manière flexible par l'utilisation de soi-disant "zones de surveillance" et "zones de contrôle".

- En cas d'urgence ou de catastrophes, chaque centre doit prendre en charge les zones du Centre de contrôle perturbé en plus de ses propres zones.
- Les mécanismes de prise en charge de l'information fournie par les RTUs / SCSs seront conçus de façon qu'il y ait une transmission parallèle continu d'informations sur le terrain par tous RTUs / SCSs connecté aux deux systèmes SCADA / DMS, qui doit être assurée par le concept de télécommunication à réaliser dans le cadre du projet.
- L'approche présenté prévoit des centres de contrôle de sauvegarde qui seront habités et opérationnels pendant le fonctionnement non perturbé - comme distinction à des centres de contrôle de sauvegarde qui en fonctionnement normal sera " éteint" et doivent être activé uniquement en cas d'urgence.
- En outre, l'approche proposée permet l'inclusion de CCRD supplémentaires, qui pourrait être nécessaires à l'avenir dans le concept multi-sites. Ces futurs CCRD supplémentaires pourraient être réalisées comme suit:
    - Soit en tant que centres de contrôle à grande échelle comprenant matériel informatique dédié
    - Ou bien comprendre que les postes de travail à distance
- Les capacités fonctionnelles pour l'exploitation en temps réel à partir des CCRDs distants ne doivent pas être restreintes, en comparaison avec des fonctionnalités incluses
- Interconnexion entre les différents Centres de Contrôle et de les RTUs / SCSs dans le chantier doit être réalisé par la mise en œuvre d'une infrastructure de communication numérique pour permettre :
    - La disponibilité de toutes les données RTU / SCS à chaque centre de contrôle avec échange de données via protocole routable CEI 60870-5-104, et
    - Communication entre centres de contrôle via le protocole de communication ICCP

Le système CNCRD proposé devrait inclure la capacité d'être étendu, dans le projet actuel ou même dans le cadre de futurs d'extension de projet, de sorte que les dispositions suivantes doivent être remplies:

- Dispositions pour l'intégration d'un Centre de contrôle de soutien à un emplacement différent afin de préserver le fonctionnement en cas d'urgence ou de catastrophes,
- Dispositions pour l'intégration des centres régionaux de contrôle supplémentaires,
- Dispositions pour l'intégration de nouveaux centres de contrôle à distance

4.2.2 L'inclusion du concept de centre de contrôle de soutien

Conformément à la pratique internationale de l'état de l'art pour les Centres de contrôle du réseau de transport et distribution au niveau national, un Centre de contrôle de soutien doit être établi afin de couvrir l'exigence des fonctionnalités de soutien aux Centres de contrôle de la distribution dans les situations d'urgence ou de catastrophes naturelles/d'origine humaine.

Dans le passé, ces centres de contrôle de soutien étaient souvent conçus comme des systèmes de répliques du système principal, appliquant un matériel et des logiciels identiques mais étant sans contrôle pendant les périodes de fonctionnement normal ou non perturbé.

En cas d'urgence ou de catastrophes le personnel opérationnel du système principal était transféré à l'endroit où le système de soutien été situé. Le fonctionnement reprenait ensuite avec le redémarrage du système de soutien et après une réattribution de toutes les connexions au terminal à distance (que l'on connaît sous l'acronyme RTU anglais : Remote Terminal Unit) assigné.

Dans de nombreux cas, il s'est avéré que le transfert de l'exploitation a été limité en raison d'un dysfonctionnement de l'équipement majeur du système de soutien, c'est à dire en raison du manque d'entretien pendant les périodes de fonctionnement normal.

En ligne avec les concepts de redondance modernes appliqués dans l'état de l'art aux centres de contrôle au niveau national, il est proposé d'inclure en outre dans le système du projet de Centre de contrôle de la distribution à concevoir dans le cadre du projet, un concept de redondance à plusieurs étapes comprenant :

A) REDONDANCE DE LOCALISATION

Le système est opérationnel à deux endroits différents, l'un d'eux étant un système de soutien « à chaud » en cas d'urgence ou de catastrophe.

Aux deux endroits, des systèmes égaux SCADA/DMS doivent être installés avec des salles de contrôle et consoles opérateur connexes.

Chacun de ces deux systèmes, à leurs emplacements respectifs, doivent couvrir l'ensemble de la fonctionnalité et la base de données nécessaire pour contrôler l'ensemble du système d'alimentation.

La synchronisation des bases de données dans les deux positions doit être assurée par des mécanismes adéquats afin d'être exécutée automatiquement.

B) REDONDANCE INTERNE

Chacun des deux systèmes SCADA/DMS à chacun des emplacements doit fournir une redondance interne pour les systèmes respectifs. Ainsi l'équipement des systèmes DMS/SCADA doit être réalisé en appliquant un concept « à chaud » redondant pour le matériel et le logiciel.

Cela permettra d'assurer la prise en charge de la fonctionnalité en cas de panne de composants cruciaux par des composants redondants tels que des serveurs ou des liens de communication.

C) REDONDANCE DES CONSOLES D'OPÉRATEUR

Les consoles d'opérateur doivent être redondantes de telle manière à que chacune des consoles d'opérateur installées soit capable de couvrir l'ensemble des fonctionnalités du système SCADA/DMS.

Chaque console d'opérateur doit être capable d'utiliser la redondance complète du système, la redondance interne ainsi que la redondance de localisation.

Cela signifie en particulier que chaque poste de travail d'opérateur situé au Centre de contrôle de soutien d'urgence doit être capable d'accéder aux données des Centres de contrôle de l'autre emplacement.

Une description détaillée de la « Base de conception pour le(s) nouveau(x) systèmes CNCRD SCADA/DMS » est représentée dans l'Annexe 5.3.

Comme détaillé vertu de l'article NS.4 «Centres Nationale de Contrôle de Répartition de la Distribution», Section 4.2.2 «L'inclusion du concept de centre de contrôle de soutien» l'annexe connexe 5.9 (voir notamment à 5.9.1.1), les impacts et les risques de ne pas inclure la CNCRD se sauvegarde sont résumées comme suit:

Impact de Redondance: pas de redondance de localisation et pas de redondance / soutien opérationnelle en cas de situations d'urgence ou de catastrophes naturelles / artificielles

Pays Interconnexion du West African Power Pool (WAPP), le groupement énergétique régional de l'Afrique de l'Ouest: La mise en place d'un CNCRD de soutien est conformément aux pratiques internationales pour les centres de contrôle de transport et de distribution au niveau national. Le CNCRD de soutien peut-être une condition préalable possible pour les réseaux de d'interconnexion WAPP.

L'impact des coûts: les coûts du CNCRD de soutien sont réduites si mis en œuvre en collaboration avec le projet de CNCRD principal, sinon les coûts seront beaucoup plus élevés (près du double), similaire aux coûts du CNCRD principal si c'est un projet indépendant. L'expérience acquise au cours de projets récents de complexité similaires ont montré que l'inclusion de les deux systèmes CNCRD principal et de soutiens dans un seul package d'appel d'offres commun conduira à des économies considérables par rapport à un approvisionnement ultérieure sur plusieurs lots d'appel d'offres. Cela est dû à la nature de ces systèmes multi-site, où le matériel et les logiciels seront essentiellement identiques et l'ingénierie peuvent être effectuée simultanément dans un seul projet. En outre, les soumissionnaires potentiels ne vais pas calculer le coût pour deux packages de logiciels mais plus probablement sur un tarif réduit.

Par conséquent, il est proposé d'inclure l'achat de deux systèmes CNCRD SCADA / DMS dans un appel d'offres commun - à condition que les estimations de coûts seront en ligne avec le budget du projet.

Les avantages de la configuration proposée sont les suivants:

- Tous les centres de contrôle peuvent être attribués à un seul entrepreneur qui se traduira par moins de problèmes d'interface entre les différents systèmes à différents endroits,

- Le concept de redondance proposé facilitera l'ingénierie des données pour l'ensemble des systèmes de contrôle, puisque des outils d'ingénierie et de maintenance de base de données peuvent être gérés sur une plate-forme commune pour tous les centres de contrôle impliqués,
- Selon l'expérience acquise dans d'autres projets d'une complexité similaire, l'appel d'offres de la configuration proposée se traduira dans le meilleur rapport coût / bénéfice

Risques : Pas de redondance peut conduire à des risques plus élevés sur le fonctionnement et l'entretien. Il y a aussi le risque possible de ne pas être conforme avec le «WAPP». Un autre risque est les coûts potentiels supplémentaires si elle est appliquée comme un futur projet distinct.

4.3 LES DECISIONS A PRENDRE PAR LA SBEE

En accord avec les considérations exposées dans la section ci-dessus le consultant recommande de se procurer les 2 (deux) Centres de Contrôle de répartition de la distribution nationale, afin de disposer d'un centre de contrôle de soutien en cas de catastrophes naturelles ou d'origine humaine.

Le consultant souligne que, du point de vue technique 2 (deux) Centres de Contrôle seraient suffisant pour gérer la quantité prévue de données aux sous-stations et pour fournir des capacités de soutien en cas de catastrophes.

En outre, le concept de système proposé pour les CNCRD est approprié pour deux centres au minimum, mais il peut également être étendu à partir du point de départ ou même à l'avenir de manière à accueillir également des centres de contrôle de distribution régionale.

Par conséquent, la SBEE et la MCC doivent prendre des décisions sur les points suivants :

- Étape 1 : Décision sur le nombre de Centres de contrôle de répartition de la distribution nationale
- Étape 2 : Décision sur les sous-stations à raccorder

Les avantages et inconvénients pour les diverses approches possibles pour la prise de décision en ce qui concerne les étapes 1 et 2 mentionnées ci-dessus, sont détaillés dans la section 5.9.1.1 et 5.9.1.2 de l'Annexe 5.9 de ce rapport, c'est pourquoi nous tenons à éviter de répéter la même chose à ce point particulier.

À l'issue des considérations traitées en détail dans les sections 5.9.1.1 et 5.9.1.2 mentionnées ci-dessus de l' Annexe 5.9, le consultant donne une recommandation claire pour la prise de décision de la MCC et de la SBEE, à savoir d'opter pour les 2 (deux) systèmes CNCRD à la fois dans une configuration redondante sur site incluant l'installation du Centre de contrôle de soutien, et se procurer les équipements associés pour le raccordement de l'équipement primaire aux sous-stations via des RTU comme recommandés, lots 1 et 2.

De l'avis du consultant, une telle approche constituerait le rapport coût/bénéfice optimal.

Une description détaillée des « décisions à prendre par la SBEE » se trouve dans l'Annexe 5.3.

4.4 ÉQUIPEMENT DES STATIONS PRINCIPALES DU CNCRD

La section 4 décrit les équipements et composants des stations principales nécessaires pour mettre en œuvre de façon moderne et fiable les systèmes SCADA/ DMS pour les nouveaux NDDCC en satisfaisant les exigences fonctionnelles et de performance. Une attention particulière a été accordée à l'extensibilité des systèmes en termes de données supplémentaires afin qu'elles soient traitées à partir d'autres sous-stations raccordées à l'avenir et pour les expansions prévues du réseau.

En outre, le matériel et les logiciels devant être fournis dans le cadre du projet doivent être extensibles pour l'incorporation de fonctions et d'équipements supplémentaires qui seront nécessaires pour faire face aux futures stratégies opérationnelles du réseau et à l'extension du système d'alimentation.

Le(s) nouveau(x) centre(s) de contrôle à mettre en place dans le cadre du projet devront être logés dans les locaux, qui sont soit déjà existants et qui doivent subir d'importants travaux de remise en état avant l'installation de l'équipement ou qui doivent être nouvellement construits.

Dans le cas où de nouveaux bâtiments doivent être érigés, ils devraient être situés dans des zones, qui sont déjà de la propriété de l'employeur. Cela permettra d'assurer la réalisation continue et dans des délais raisonnables de la phase de construction et de mise en œuvre.

Cependant, il sera nécessaire d'opter pour un environnement convenable et approprié pour le fonctionnement des Centres de contrôle de la distribution d'un système d'alimentation au niveau national.

Cela signifie que les services suivants doivent être considérés et inclus dans le champ d'application devant être déposé dans le cadre du projet :

- construction de nouveaux bâtiments ou rénovation de bâtiments existants
- conception, aménagement et préparation des salles de commande et autres pièces où un nouvel équipement doit être installé
- installations d'infrastructure telles que l'eau, l'alimentation de secours et l'accès aux services de télécommunication

L'entrepreneur potentiel doit intégrer davantage le génie civil nécessaire afin d'assurer une intégration harmonieuse et correcte du matériel qui sera apporté dans le cadre du projet tout en répondant aux exigences établies dans les normes internationales de l'état de l'art pour les environnements des centres de contrôle, telles que l'ISO 11064 -1 à 8 - Conception ergonomique des Centres de contrôle.

En outre, les installations clés suivantes doivent être considérées plus en détail lors de la création des documents d'appel d'offres pour le projet en cours :

- Alimentation sans interruption (ASI)
- Unité de production au diesel
- Appareillage de basse tension et panneaux de distribution associés
- Moyens de communication

- Installations d'air conditionné
- Installations de détection d'incendies et de lutte contre l'incendie
- Contrôle d'accès/détection d'intrusion et alarme
- Surveillance CCTV
- Éclairage d'urgence

Une description détaillée de l'« équipement des stations principales de CNCRD » se trouve dans l'Annexe 5.4.

4.5 LOGICIEL D'APPLICATION DES CNCRD

La section 5 décrit le logiciel d'application des CNCRD qui est fourni dans le cadre du projet et doit offrir toutes les fonctions nécessaires à l'exploitation, la maintenance, le test et le diagnostic de tous les équipements, composants et fonctions fournis. La section précise en outre les caractéristiques générales requises applicables à tous les logiciels fournis avec le système SCADA/DMS. Elle spécifie les exigences minimales pour le logiciel de base et les fonctionnalités du logiciel. Des applications DMS (Système de gestion de la distribution) telles que : Évaluateur d'état, prévision des charges, flux de charge, analyse en ligne des court-circuits, système d'Information pour les commandes de commutation, reconfiguration de dispositif d'alimentation, localisation de défauts / Isolation / restauration d'approvisionnement, simulateur d'entraînement de répartition de la gestion des pannes, sont représentées.

Une autre question est abordée avec l'« accord de maintenance et d'assistance technique du système SCADA/DMS ». Le consultant recommande clairement qu'un Contrat tel soit inclus dans le champ d'application à fournir dans le cadre du projet. Toutefois, étant donné que par expérience le coût de ces services est prévu d'être très élevé, une décision doit être prise par la MCC/SBEE sur cette question. Veuillez noter que cet article est représenté comme facultatif dans nos estimations de coûts.

Une description détaillée du « logiciel d'application des CNCRD » est fournie dans l'Annexe 5.5.

4.6 ÉQUIPEMENT SCADA AUX SOUS-STATIONS

La section 5.6 de l'annexe 5.6 examine les composantes locales de SCADA, qui est l'unité du Terminal à distance (RTU) et son adaptation fonctionne aux sous-stations... Dans ce chapitre, le plan de téléinformation, signifiant l'identification des données à acquérir pour permettre la surveillance en temps réel et le contrôle ont été identifiées. La section décrit également les exigences en termes de fonctionnalité devant être fournies par les nouvelles unités RTU. Les dernières exigences, mais pas les moindres, relatives à l'adaptation des travaux nécessaires à effectuer dans les sous-stations individuelles sont traitées.

Au cours de la phase de sélection du projet de conseil, il a été conclu que les sous-stations de distribution MV qui existent actuellement dans le réseau SBEE, devraient subir une évaluation prioritaire.

Les critères tels que :

- La pertinence opérationnelle
- La situation de charge
- L'état de l'équipement primaire
- L'échéancier de préparation pour les sous-stations primaires ou les centrales électriques nouvellement construites et réhabilitées ont été pris en considération et les sous-stations individuelles ont été affectées à l'une des trois priorités comme proposé par le Consultant dans la section 5.6 de l'Annexe 5.6 de ce rapport.

Cette proposition a été effectuée par le consultant pour déterminer la priorité des sous-stations et, par conséquent, pour la détermination des lots individuels pour répondre aux appels d'offres relatifs à l'équipement et aux services qui doivent être obtenus.

Pour poursuivre, ces trois priorités ont été réparties en deux lots différents de sous-stations devant être connectées aux CNCRD.

Les résultats de cette évaluation sont traités dans la section 5.6.4.2 de l'Annexe 5.6 du présent Rapport.

En conséquence, il est recommandé que les sous-stations devant être connectées aux CNCRD soient subdivisées en deux lots :

- Le lot 1 qui représente la plus haute priorité (0 et 1) et comprend 29 sous-stations
- Le lot 2 qui représente les priorités moyennes et comprend 16 sous-stations

Pendant la préparation de l'étude de faisabilité, il a été précisé que 15 sous-stations MV primaires SBEE supplémentaires devraient être envisagées, selon le réseau identifié de SBEE, à l'exception des 30 sous-stations envisagées initialement dans le rapport de sélection.

La MCC et La SBEE doivent prendre des décisions à propos des sous-stations devant être connectée aux CNCRD (voir la section 5.4).

Bien qu'elle soit indépendante de la décision relative au nombre de systèmes CNCRD comme à l'étape 1 ci-dessus, la décision relative aux lots de sous-stations à raccorder aux systèmes CNCRD aura des répercussions à la fois sur le Budget nécessaire pour le projet et les Délais du projet.

Une description détaillée de « l'équipement SCADA dans les sous-stations » est disponible dans l'Annexe 5.6.

4.7 SYSTÈME DE TÉLÉCOMMUNICATION

L'annexe 5.7 donnent les exigences techniques pour le système de télécommunication associé à la mise en œuvre des nouveaux systèmes SCADA/DMS.

Depuis les systèmes de téléconduite pour le fonctionnement des réseaux électriques doivent fonctionner en mode temps réel, limitations / perturbations imposées par le système de télécommunication utilisés pour l'acquisition des données et l'interconnexion des centre de contrôle peuvent fortement altérer la performance de l'ensemble du système de téléconduite.

Ainsi, le système de transmission de données doit être considéré comme une partie intégrante du système de téléconduite.

Le nouveau système de télécommunication à établir avec le nouveau projet de centre de control doit être fondée principalement sur les câbles à fibre optique (CFO) tel que câble de garde à fibres optiques (également connu sous le nom d'un OPGW - Optical ground wire), constituant l'infrastructure de la nouvelle SDH (Synchronous Digital Hierarchy) de distribution. Cela devrait dans la première étape se faire en exploitant les liens de fibres optiques existantes lorsqu'elles sont disponibles ou à travers des fibres optique noire mis à la disposition de la SBEE par la CEB.

Pour les régions où aucune fibre optique sont actuellement disponibles, l'infrastructure SDH de distribution devrait être complétée par un mélange de liens de communication mentionnés ci-dessous, selon convient le mieux.

- Commutateurs Fast Ethernet à base de cuivre (commutateurs de couche 3)
- Liens modernes de communication par satellite VSAT (possibilité d'être évalués lors de l'étape suivante)
- Liens de communication radio
- FO, OPGW ou ADSS
- Courants Porteurs en Ligne (CPL)

La proposition de SOFRECO est d'avoir une communication radio appliquée à tous les sous-stations, donc, avant de détailler davantage la notion de la radio, une étude de propagation et de la couverture de la radio doit être entreprise afin de déterminer les conditions particulières qui prévalent dans le pays du Bénin. Une telle étude doit être attribuée à une entreprise spécialisée une fois que les postes finaux et leurs emplacements ont été fixés.

Pour la conception et la configuration du réseau de télécommunication divers aspects doivent être pris en considération:

- Le nombre requis de canaux pour :
- Signalisation de téléprotection
- Transmission vocale

- Transmission de données SCADA
- Vitesses de transmission nécessaires (bandes passantes) pour les données SCADA sur les différentes sections du système de transmission
- Les protocoles de communication utilisés
- Nombre de Centres de Contrôle et de leur emplacement
- Nombre de stations connecté et leur emplacement
- Fiabilité, des exigences de disponibilité de redondance

Outre ces principes fondamentaux de la planification, il est très important de considérer les besoins à long terme du réseau de télécommunication. Par conséquent, la base de conception de la configuration initiale du réseau de télécommunication doit tenir compte des besoins futurs de l'extensibilité et la capacité de mettre à niveau.

Le nouveau système de télécommunication pour le réseau de distribution d'énergie, doit être basé sur des protocoles de communication de pointe des standards internationaux avec une infrastructure de communication à large bande passante.

En utilisant la technologie au réseau de la prochaine génération, il faut veiller à ce qu'une bande passante minimum défini pour la transmission de données entre les CNCRD et les postes extérieurs (IEC-104) et entre les centres de contrôle (ICCP) est garantie en toutes circonstances et à tout moment.

L'extension technique et économique le plus approprié pour le système de télécommunication et le téléphone seront proposées selon le nombre de centres de contrôle nationaux de distribution et leurs emplacements, le nombre de stations à raccorder en priorité dans le nouveau système SCADA / DMS ainsi que dans l'avenir, la capacité de transmission requise pour la transmission de données SCADA, transmission de données inter-centre de contrôle, de la communication par voix la et la téléprotection

La vitesse de transmission des canaux de données utiles doit être adaptée à l'utilisation de protocoles standardisés de communication SCADA tels que CEI 60870-5-101 ou 104.

La mise en place d'un réseau de communication à large bande à haute vitesse sur la base de liens de fibre optique (STM1 comme minimum - 155 Mbit /s, STM-4 recommandé) reliant au moins les emplacements de CNCRF de la SBEE et des centres de répartitions de la charge CEB (Lomé TOGO et Védoko-BÉNIN) sont recommandées et déjà réalisable comme détaillé plus loin, soit à travers le nouveau projet MCC "Power Bénin Secteur II" ou d'autres projets SBEE / CEB fournissant OPGW / CPL avec de nouveaux lignes aérienne.

Une infrastructure de communication à large bande rapide basé sur les liens de fibre optique est fortement recommandé et maintenant sur le point de devenir réalité. Il est recommandé que les futurs projets ajoutent plus de liens FO Télécom aux autres stations du réseau qui ne sont pas actuellement dans notre champ d'application. Le consultant souligne que le remplacement des fils de terre existants sur les lignes aériennes par OPGW est plutôt coûteux. Pour cette raison, il est recommandé que les

câbles de garde à fibre optique (OPGW) doit être installé seulement dans le cadre de la construction de nouvelle lignes aérienne. Il fait le plus de sens, car un fil de terre sera mis de toute façon. Les coûts de l'OPGW peuvent être affectés à l'OHL-coûts et donc, de l'argent peuvent être sauvegardé. Il fait le plus de sens, car un fil de terre sera posée de toute façon. Les coûts de l'OPGW peuvent être affectés au cout de la ligne aérienne et donc, de l'argent peuvent être sauvé

Les concepts de systèmes modernes sont fondés sur des protocoles de communication standards tels que CEI60870-5-101 ou -104. Le matériel vieux existant applique des protocoles de communication propriétaires EDF qui seront une impasse pour la communication moderne et ouverte

Il est recommandé d'utiliser l'OPGW autant que possible en fonction de la situation du réseau d'alimentation. Communication CPL exige une enquête approfondie sur la ligne aérienne en particulier si le CPL analogique est remplacé par le CPL numérique afin de permettre des vitesses de communication plus élevés. Le CPL numérique sur ligne aérienne qui sont exposés à des environnements salés ou poussiéreux, ne fonctionnera pas satisfaisante selon notre expérience dans d'autres projets.

En outre, l'installation de OPGW / ADSS à des fins de télécommunication aux nouveaux postes, afin de les connecter avec le CNCRD et / ou sous-station MT primaire connexe interconnectés ou les sous-stations source de CEB le cas échéant, est recommandé. De plus, la communication radio des 45 postes primaire MT doit être considérée comme le résultat de l'étude de faisabilité SOFRECO.

Reportez-vous à l'annexe 5.7.1 pour plus de détails et illustrations.

Compte tenu de ces exigences, un plan pour la création d'un réseau de communication de base à large bande à l'échelle du pays, avec une disponibilité et une qualité de service élevées à établir dans le cadre du projet a été développé.

Le nouveau système de télécommunication à mettre en place dans les nouveaux CNCRD seront principalement basées sur câbles à fibres optiques constituant la nouvelle infrastructure de distribution SDH de la SBEE. L'infrastructure SDH de la distribution sera complétée par commutateurs de réseau rapides Ethernet et liens modernes de communication radio.

Le nouveau système de télécommunication à fibre optique doit être supervisé et contrôlé par un système centralisé de gestion des télécommunications

Fichtner souligne que la décision sur la réalisation des lots individuels des sous-stations à connecter aux systèmes CNCRD aura un impact sur le système de télécommunication nécessaire qui doit être établi dans le cadre du projet. Dans la mesure du possible, la décision à prendre sur les lots devra être soigneusement examinée par la MCC et la SBEE.

Une description détaillée du « Système de télécommunication » est disponible dans l'Annexe 5.7.

4.8 ORGANISATION, PERSONNEL ET FORMATION

La section 5.8 de l'Annexe 5.8 traite des structures organisationnelles actuelles et proposées du fonctionnement du réseau de distribution. Elle comprend des études sur les effectifs nécessaires pour faire fonctionner le réseau des CNCRD et pour maintenir le SCADA et l'équipement de communication.

Pour une mise en œuvre réussie des nouveaux Centres de contrôle de distribution nationaux dans le réseau béninois, il est impératif d'assurer la disponibilité d'un nombre suffisant de personnel bien qualifié et formé pour accomplir les tâches découlant de l'exploitation, l'entretien et le service des nouveaux CNCRD.

La SBEE n'a pas encore été tranché sur le nombre définitif de systèmes CNCRD proposés qui doivent être créés au Bénin. Il est évident, que le nombre final des systèmes CNCRD à créer aura un impact sur le nombre de personnel nécessaire pour le fonctionnement, l'entretien et le service du nouveau Système de distribution.

Les autres impacts possibles sur les aspects relatifs au personnel doivent être discutés avec la SBEE/MCC dans le cadre de l'examen de l'Étude de faisabilité, par rapport à l'option choisie pour le plan des nouveaux systèmes CNCRD.

Le chapitre comprend également une évaluation des besoins de formation pour que le personnel de la SBEE soit capable de maintenir l'équipement et d'utiliser les logiciels sophistiqués.

Une description détaillée de « Organisation, personnel et formation » est disponible dans l'Annexe 5.8.

4.9 PLAN DE MISE EN OEUVRE

Pour estimer les Délais du projet, nous avons décomposé l'ensemble du Projet en plusieurs groupes principaux selon les sous-systèmes concernés :

- Les équipements SCADA dans les sous-stations (cela fait référence au RTU [unité de contrôle à distance] et aux travaux associés)
- L'infrastructure des télécommunications (cela fait référence aux équipements de télécommunications et aux fibres optiques)
- Système SCADA/DMS (cela fait référence au Système informatique et à l'Ingénierie des bases de données)

Dans un deuxième temps, nous avons distingué les lots individuels, découlant de l'attribution des priorités aux sous-stations individuelles.

Le Calendrier du projet provisoire a été mis en place en supposant que les activités dans le cadre du projet suivront une séquence qui sera allouée aux :

- Activités généralisées couvrant les exigences fixées par l'ensemble du projet (et qui ne peuvent pas être attribuées à des lots individuels)
- Activités couvrant les exigences fixées par les lots individuels

Dans le cadre de l'hypothèse susmentionnée, un modèle de mise en œuvre progressive est proposé à part (différencié) dans les Activités générales, comme les approbations pour les plans ou le FAT, commun à tous les lots concernés et dans les activités qui sont spécifiques aux lots individuels.

Les résultats peuvent être obtenus à partir de la présentation dans l'Annexe 5.9.1, compte tenu de la réalisation du lot 1 uniquement, respectivement dans l'Annexe 5.9.2, illustrant les effets découlant de la réalisation de deux lots.

La durée estimée du projet est comprise entre 30 mois (pour le lot 1 seulement) et 48 mois (pour la réalisation des deux lots). Un test de Disponibilité du système de 3 mois est inclus dans les deux variantes, au cours duquel les systèmes CNCRD seront déjà utilisés pour l'exploitation du réseau de distribution par la SBEE. La Prise en charge opérationnelle et le début de la Période de garantie ne devront commencés qu'après la finalisation réussie de ce Test de Disponibilité du système.

Le consultant souligne que les délais ci-dessus sont conformes aux expériences tirées à partir des autres projets récents d'ampleur et de complexité similaires dans les Systèmes d'énergie à l'échelle d'un pays.

Le consultant souligne également qu'il sera obligatoire d'impliquer plusieurs équipes, à la fois du côté de l'entrepreneur et du côté de la SBEE, qui travailleront en parallèle à différents endroits au Bénin afin de respecter les délais estimés tels qu'ils sont définis dans les annexes.

Comme on peut le voir dans la présentation dans les Annexes 5.9.1 et 5.9.2, l'une des tâches les plus cruciales est l'Ingénierie des bases de données et le chargement des bases de données qui doivent être effectués par du personnel de la SBEE spécialement formé. Pour une réalisation réussie des objectifs du projet, il est indispensable d'affecter un nombre suffisant de personnel SBEE à cette tâche et de bien les former dès le début du projet (voir également la section 5.8 de l'Annexe 5.8 du présent Rapport).

Pour estimer le Coût prévu du projet, une approche a été choisie et elle est assez similaire à l'approche pour l'estimation des délais.

La mise en œuvre du projet selon la méthode de gestion de projet est recommandée. Il est proposé que ces tâches soient gardées ensemble sous le même consultant en gestion de projet pour l'ensemble du compact, surtout en considérant que la coordination des interfaces sera plus facile. La décision finale sur cette question devrait être prise dans une étape ultérieure.

Une description détaillée du « Plan de mise en œuvre » est disponible dans l'Annexe 5.9.

(CETTE PAGE A ETE INTENTIONNELLEMENT LAISSEE VIDE)

5.0 COMPTEUR PREPAYES

5.1 SITUATION ACTUELLE ET LES PLANS DE LA SBEE POUR CONTINUER A SORTIR PPM/AMR

La SBEE a initié le paiement prépayé en 1999. Le système choisi à l'époque était un système basé sur les Spécifications de transfert standard (STS) avec une distribution hors ligne et des compteurs intégrés. Plus tard, pour les zones rurales, où la collecte des données prépayées obtenues à partir de l'équipement de distribution s'est avérée problématique, la SBEE a opté pour des compteurs intégrés fonctionnant avec une carte à puce exclusive et des cartes magnétiques jetables.

Le système de distribution STS Landis+Gyr Suprima a été remplacé vers 2012 par un système fourni par Utiliflex, appelé JUICE. JUICE été mise à jour en août 2012 pour la dernière fois et compte actuellement environ 40 000 compteurs STS enregistrés sur ce système. Le système de carte à puce exclusive est SMARTVEND, fourni par Shenzen Inhemeter, dont la dernière mise à jour date de novembre 2014. SMARTVEND peut également vendre des jetons STS. Cependant, moins de 20 000 compteurs STS sont enregistrés sur ce système. Les deux systèmes fonctionnent en parallèle sur deux plates-formes matérielles différentes prenant en charge chacune leur propre base de compteurs. La majorité des compteurs sont enregistrés sur le système JUICE.

Le support du système JUICE a été jugé trop coûteux (égal à 1 % du prix d'achat par mois) et le Directeur général nouvellement nommé a refusé de prolonger le contrat de support de JUICE au-delà de décembre 2014.

Le système SMARTVEND est un système de démonstration actuellement évalué sans frais. La SBEE a l'intention de se procurer le système et de mettre à niveau le matériel pour un lancement à grande échelle. Un accord de niveau de service avec Inhemeter pour le support de SMARTVEND est actuellement à l'étude.

Les deux systèmes ont une architecture très similaire et disposent de serveurs redondants à des fins de sauvegarde. Cependant, les systèmes de sauvegarde sont dans la même pièce que les systèmes de production.

La SBEE a noté des problèmes avec le traitement de la TVA avec le système JUICE et les fonctions de signalement de JUICE. La SBEE envisage actuellement la migration des données de JUICE vers SMARTVEND, mais affirme que le fournisseur lui refuse l'accès à la base de données pour effectuer cette migration.

JUICE et SMARTVEND peuvent tous deux être utilisés comme des systèmes « AMI » mettant en œuvre les protocoles Device Language Message Specification / Companion Specification for Energy Metering (DLMS/COSEM). Ces systèmes sont adaptés aux systèmes AMI pour les clients résidentiels vivant dans les zones densément peuplées.

JUICE offre la possibilité aux clients d'acheter des crédits via les cartes à gratter prépayées en utilisant des téléphones mobiles. La possibilité pour JUICE de se connecter aux banques et autres tierces parties est disponible mais n'est pas encore mise en œuvre. La SBEE évalue actuellement les offres proposées

par quatre tierces parties dites « Distributeur Maître » pour fournir des services de distribution via un tiers pour les clients en prépaiement. Des contrats d'une durée d'un an sont en cours de négociation avec MTN, ASAMAB, PRODICOM et SOGETEC pour distribuer vers un sous-ensemble de 39 000 clients sur une base expérimentale. Nous comprenons que les contrats et les développements sont en cours. Le système expérimental sera connecté au système JUICE. Les détails techniques et commerciaux des contrats n'étaient pas disponibles au moment de la visite.

À ce jour, la SBEE possède environ 86 000 compteurs à prépaiement déjà installés. Selon la SBEE il n'y avait pas de problèmes considérables en ce qui concerne la stabilité de la tension requise de minimum 65-70%.

Les compteurs fonctionnant avec des cartes à puce et des cartes magnétiques jetables ont été abandonnés. La SBEE a harmonisé son parc de compteur avec des compteurs STS de type « Split » avec des interfaces à clavier pour la saisie des crédits/jetons. Les communications entre l'unité de comptage split et l'unité du client a été spécifié pour des communications via les courants porteurs en ligne, la fréquence radio, les réseaux GSM/GPRS ou d'autres moyens de communication sans fil.

La SBEE a récemment adopté une politique pour tous les nouveaux clients avec des connexions monophasées et des petites connexions triphasées soient en prépaiement et pour convertir les clients du compteur traditionnel au compteur en prépaiement. La SBEE a l'intention de remplacer tous les compteurs traditionnels (environ 500 000 compteurs) pendant la période 2016 -2020.

La SBEE a environ 20 000 compteurs alloués aux installateurs pour les installations imminentes et possède un stock supplémentaire de 17 600 compteurs. De plus, une approbation ministérielle est attendue pour l'acquisition, en utilisant les fonds propres de la SBEE, de 40 000 compteurs de type STS split. Un appel d'offres supplémentaire pour 50 000 compteurs de type STS split, qui sera financé par les fonds propres de la SBEE, est en cours d'élaboration. L'Association internationale de Développement finance l'achat de 45 000 compteurs à prépaiement de type STS split. L'appel d'offre pour les compteurs financés par l'Association internationale de Développement doit être lancé prochainement.

Selon l'unité de répression des fraudes, il existe des niveaux élevés de dérivation des compteurs et de fraude, avec de nombreuses connexions illégales.

L'AMR n'a pas encore été mis en œuvre, mais les systèmes de distribution en prépaiement prennent en charge l'AMR et la SBEE a l'intention de lancer les systèmes AMI/AMR dans un proche avenir.

Il n'existe pas de statistiques sur les pertes basées sur le prépaiement non-spécifique mais les pertes non techniques sont estimées à 12,5 % de la production nette.

5.2 OPTIONS TECHNIQUES POUR PPM ET AMR

5.2.1 Option 1 : compteurs à prépaiement intégrés

Les compteurs à prépaiement intégrés offre l'unité de comptage et l'interface utilisateur en un seul ensemble combiné. Cette option est moins chère qu'un compteur split, mais cela expose l'unité de comptage aux sabotages des clients. Le compteur est généralement placé à l'intérieur des locaux de l'abonné et il peut ne pas être facilement accessible par le personnel de la compagnie. Les compteurs sont utilisés dans les zones où le sabotage et la dérivation sont peu probables et où le comptage split est impossible en raison des contraintes liées au câblage.

Le coût de l'installation d'un compteur à prépaiement intégré, sans les accessoires et les boîtiers en haut des poteaux est compris entre 80 et 90 USD.

5.2.2 Option 2 : Compteurs split câblés

Les communications entre l'unité de comptage et l'interface utilisateur s'effectuent habituellement via une paire torsadée isolée galvaniquement. Les communications sont fiables sous réserve que les installations soient réalisées correctement. La distance entre l'unité de comptage et l'interface utilisateur est en général supérieure à 50 m. Parfois, l'installation du câble de communication peut s'avérer problématique, et les communications bidirectionnelles et la lecture automatique du compteur/la fonction pour entrer des crédits ne sont pas possibles avec ces types de compteurs.

Le coût de l'installation d'un compteur split câblé, sans les accessoires et les boîtiers en haut des poteaux est de 100 USD.

5.2.3 Option 3 : Compteurs split sans fil (RF)

Les compteurs split sans fil ont généralement des fonctionnalités supplémentaires telles que la possibilité d'entrer des crédits, de commuter le compteur et de lire la consommation du compteur et le statut du compteur sans fil. L'installation des compteurs sans fil est plus facile que pour les compteurs câblés/filaires mais les conditions locales affectent parfois la qualité des communications. Le coût supplémentaire de la technologie sans fil est partiellement compensé par le coût réduit de l'installation. Des piles sont nécessaires pour faire fonctionner l'interface utilisateur lorsque le crédit est épuisé. Elles peuvent généralement être remplacées par l'utilisateur.

Le coût de l'installation d'un compteur split sans fil, sans les accessoires et les boîtiers en haut des poteaux est de 115 USD.

5.2.4 Option 4 : Compteurs split à courants porteurs en ligne (CPL)

Les compteurs split CPL sont similaires aux compteurs sans fil en ce qui concerne les caractéristiques et les coûts et ils ont également des problèmes potentiels en ce qui concerne la fiabilité des communications, en particulier dans les cas où des vieux appareils électriques créent des harmoniques qui perturbent les communications CPL. Des piles sont nécessaires pour faire fonctionner l'interface utilisateur lorsque le crédit est épuisé. Elles peuvent généralement être remplacées par l'utilisateur.

Le coût de l'installation d'un compteur split CPL, sans les accessoires et les boîtiers en haut des poteaux est aussi de 115 USD.

5.2.5 Option 5 : Convertisseurs sans fil pour compteurs split

Convertir un compteur split intégré ou câblé en un système sans fil coûtera un supplément de 50 USD pour le module et l'installation.

5.3 SOLUTIONS PROPOSÉES

5.3.1 Compteurs prépayés

La situation où il y a deux systèmes opérationnels de distribution automatiques en parallèle, n'est pas idéale. Il se peut que cela soit inévitable à court terme, puisque l'un des systèmes est nécessaire pour distribuer vers les compteurs propres et que l'autre est plus approprié pour les compteurs STS. La SBEE a divisé la base des compteurs prépayés dans les deux systèmes. JUICE dispose de 39 000 compteurs enregistrés dans sa base de données. Le système JUICE et le système SMARTVEND fonctionnent complètement indépendamment l'un de l'autre. À long terme, il est fortement recommandé qu'un système STS unique soit utilisé et que le matériel soit remis à niveau pour gérer la large base de clients en prépaiement qui est attendue pour les prochaines années. La situation actuelle où les principaux serveurs de SMARTVEND et de JUICE et leurs serveurs de secours sont hébergés dans le même bâtiment rend la SBEE vulnérable. Un site de secours distinct devrait être créé. Les options pour la distribution prépayée STS à l'avenir pour la SBEE sont :

- De normaliser sur la base JUICE
- De normaliser sur la base SMARTVEND
- De basculer vers un nouveau système.

Une analyse plus détaillée sera nécessaire pour déterminer quelle option est la meilleure mesure à prendre à cet égard. Pour chaque option, le matériel et l'infrastructure d'hébergement devront être mis à niveau et des accords de Niveau de service avec les distributeurs devraient être repris et les services de distribution par des tierces parties devraient être intégrés pour tous les clients. Voir la section 6.3.5

Afin de mettre à profit les communications sans fil entre le compteur split et l'unité d'interface d'utilisateur (UIU) pour AMR et les autres fonctionnalités intelligentes, toutes les données recueillies via les compteurs à prépaiement nécessiteraient un logiciel spécial pour la collecte, la gestion et l'analyse des données. Cela impliquerait également une étude du système, la conception et la mise en œuvre d'un système d'acquisition et d'analyse des données, l'importation de données existantes des clients, la vérification et la correction des données, la connexion entre les systèmes, la production de rapports et une formation spécialisée. En outre, une capacité organisationnelle suffisante pour exploiter, entretenir et supporter la technologie est nécessaire. De même, la SBEE devra apporter des changements à son organisation pour gérer, interpréter et intervenir à partir des données acquises. Il s'agit d'une tâche importante.

Notez que l'IEC développe actuellement les spécifications pour la fonctionnalité AMI du STS. Il existe très peu de systèmes STS AMI disponibles et ceux qui sont disponibles, sont de nature exclusive. Nous recommandons que la SBEE installe d'abord les compteurs STS split et gère le processus sans les fonctionnalités améliorées. Nous espérons que les spécifications STS AMI pour les systèmes standards qui peuvent supporter tous les compteurs STS, seront disponibles dans les 18 à 36 prochains mois et que la SBEE pourra alors envisager cette option. Il est imprudent de mettre en œuvre un système qui ne supporte pas tous les compteurs STS.

Actuellement, les coûts de licence des logiciels de distributeurs pour un tel système s'élèvent à environ 0,50 USD par compteur par an (prix pour un système STS qui supportera seulement les compteurs STS d'un seul distributeur). Cependant, les implications opérationnelles et de support de la mise en œuvre d'un tel système sont significatifs en termes de personnel, de processus et de maintenance.

5.3.2 Compteurs AMR/AMI

En ce qui concerne AMR / AMI, à un niveau très élevé, il est recommandé que les compteurs conformes à DLMS/COSEM soient envisagés et que les compteurs avec des capacités de temps de l'utilisation et de profil de charge soient utilisés pour les gros consommateurs d'électricité et au niveau des alimentations et des transformateurs de distribution publiques, pour faciliter l'équilibrage énergétique et pour fournir des données à des fins de surveillance de la qualité de l'électricité et de la planification du système.

Il est recommandé que la SBEE envisage de fournir des compteurs AMR aux grands consommateurs d'énergie triphasée au lieu des compteurs prépayés.

5.3.3 Distribution et système tête de réseau AMR

Les systèmes de distribution prépayée font l'objet d'une analyse par la SBEE en dehors de ce projet. Il est prévu de prendre bientôt la décision de choisir l'un des deux systèmes existants ou d'acquérir un nouveau système (très peu probable). Une fois que la décision est prise, la SBEE se lancera dans un processus visant à garantir que les questions critiques de sauvegarde, reprise d'activité après sinistre, d'interfaces de distribution de tierces parties et de formation seront abordées.

Selon le résultat de l'analyse de la SBEE du système de distribution existant, un système de tête de réseau AMR pourrait s'avérer nécessaire.

En tout état de cause, le distributeur et le système AMR/AMI devraient être supportés et entretenus de façon adéquate et ils doivent tirer parti des systèmes de télécommunications et des installations de centre de données qui seront construits dans le cadre du Centre de contrôle de distribution proposé pour l'ensemble numéro 7. Le système AMR devrait être conforme à CIM et DLMS/COSEM et cibler les grands consommateurs d'électricité et les transformateurs de distribution publique pour faciliter les processus de protection des recettes et la planification du réseau de distribution.

5.3.4 Audits, examen des compétences et formation

Il est recommandé qu'un audit complet soit mené pour effectuer le « nettoyage de données » L'audit devrait intégrer la technologie SIG pour s'assurer que les emplacements des clients sont représentés. L'audit devrait vérifier l'état du comptage, les coordonnées du client, la preuve de dérivation et de sabotage et confirmer les détails de la facturation.

Il est également fortement recommandé qu'un examen des compétences et une évaluation des besoins en formation soient réalisés. La formation est requise de toute urgence dans les domaines suivants :

1. Gestion des recettes de base
2. Systèmes de comptage prépayé
3. Tarif douanier
4. Test et audit des compteurs

5.4 SERVICES DE DISTRIBUTION TIERS

Le processus de Distributeur Maître tiers devrait être élargi à tous les clients et la SBEE devrait envisager de normaliser les taux de commission pour chaque canal de distribution dans le futur. Les commissions devraient être exprimées en un montant fixe par KWh distribué plutôt qu'en un frais fixe par transaction ou un pourcentage de la transaction. Cela permettra d'assurer que les commissions n'augmentent pas si les transactions split des tierces parties ou les prix de l'électricité augmentent. Un pourcentage du montant des arriérés recouvrés au nom de la SBEE par la tierce partie pourrait également être normalisé pour toutes les tierces parties. Tous les coûts de développement, les coûts des infrastructures de communication et les coûts opérationnels devraient être à la charge du Distributeur Maître. Des règles strictes limitant la facturation de frais supplémentaires aux clients par les Distributeurs Maîtres devraient être imposées.

5.5 ÉVALUATION DES OPERATIONS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE PREPAYEE

La distribution a lieu dans les bureaux de la SBEE de 07h30 à 16h00. Il y a des processus et des procédures opérationnelles en place pour l'acquisition de clients, l'enregistrement et l'installation du compteur, les ventes et la gestion de la trésorerie. Certains des processus sont documentées formellement et d'autres ne le sont pas. Cependant, les processus concernant la gestion de la perte et la protection des recettes sont « ad hoc » et manquent de structure. Les rapports ne sont pas effectués régulièrement et le suivi des rapports est irrégulier.

Le manque d'Accord de niveau de service pour la distribution est un problème sérieux qui exige une attention immédiate.

De même, l'installation de serveurs redondants à des fins de sauvegarde et un système de Reprise d'activité après sinistre est essentielle pour maintenir la continuité de service pour un système en ligne tel que le système de distribution prépayée.

La SBEE a de l'expérience avec différents types de compteurs, y compris les compteurs à carte mémoire jetable, les compteurs à carte à puce réutilisable et les compteurs à clavier STS de différents fabricants. Sur la base de son expérience et de la mise en œuvre généralisée proposée de prépaiement, la SBEE a adopté une politique de normalisation avec les compteurs STS. La plupart des compteurs sont des compteurs monophasés. Les compteurs intégrés et split sont utilisés, dans le but de normaliser sur une base de compteurs split dans le futur.

Les compteurs classiques sont réparés, testés et calibrés dans le laboratoire centralisé des compteurs, mais les compteurs à prépaiement sont remplacés et retournés au fabricant s'ils sont sous garantie ou ils sont mis au rebut si la période de garantie est expirée.

La SBEE a des graves problèmes de performance pour les compteurs prépayés dans les endroits où les tensions du réseau de distribution varient. Le réseau de distribution est mauvais dans certaines régions ce qui entraîne le dysfonctionnement des compteurs à prépaiement. La SBEE devrait spécifier la fonctionnalité des compteurs dans les conditions où les tensions sont hors norme. La réhabilitation du réseau devrait être une condition préalable pour la mise en œuvre du prépaiement dans une zone donnée et le test rigoureux de type de compteurs dans des conditions de sous-tension et de surtension devrait être établi dans le cadre du processus d'approvisionnement.

La SBEE a mis en œuvre de nombreuses technologies différentes de compteurs et de distribution dans le passé. Bien que la normalisation des compteurs STS soit un bon début, il est nécessaire de choisir une plate-forme de distribution STS et de démanteler l'autre.

Les systèmes de distribution ne sont pas pris en charge par des accords de niveau de service et la SBEE risque de ne pas être en mesure de distribuer l'énergie aux clients en cas de défaillance matérielle ou logicielle du système. Bien que les deux systèmes de distribution disposent de systèmes de sauvegarde, ces systèmes sont installés dans la même pièce que les systèmes principaux et ne permettent pas la reprise d'activité après sinistre. L'installation du serveur de distribution dans le Centre de données est inadéquate pour le déploiement du prépaiement à grande échelle et le matériel et, éventuellement, le logiciel peuvent avoir besoin d'être remplacés.

Le nombre de points de distribution et les heures d'opération sont insuffisants pour la base actuellement installée et les initiatives des distributeurs tiers de la SBEE devraient contribuer à étendre la zone de distribution. Le Consultant comprend que le système à mettre en œuvre au début de 2015 est un projet pilote expérimental qui ne prend en charge que le système JUICE. L'extension de la distribution via des tierces parties devrait être une priorité de la SBEE.

Les processus de gestion des recettes et de protection des recettes sont ad hoc et les outils fournis par les deux systèmes de distribution sont inadéquats. En outre, en raison du roulement du personnel au fil des ans, il existe un besoin de formation supplémentaire en matière d'administration du système et d'opération du système.

5.6 TARIFS

Les tarifs pour le prépaiement reposaient initialement sur le même tarif échelonné pour le comptage classique, mais il s'est avéré que les clients pouvaient ne pas comprendre les tarifs et un tarif fixe a été appliqué pour tous les clients en prépaiement. Les clients en prépaiement paient aussi des frais fixes de 3000 CFA tous les mois.

Le tarif fixé pour le prépaiement a comme conséquence que les clients à plus faible consommation payent plus que les clients classiques aux mêmes niveaux de consommation et que les clients à forte consommation payent moins que les clients classiques aux mêmes niveaux de consommation. Cela est dû à la conversion du tarif fixe à partir du tarif échelonné. Des tarifs échelonnés pourraient être mis en œuvre en fonction des ventes par mois et le processus pourrait être supporté par un marketing axé client et un programme d'éducation conjointement avec une formation approfondie du personnel SBEE. Les modifications mineures du Système de distribution peuvent être nécessaires, mais la plupart des systèmes prennent en charge cette mise en œuvre des tarifs échelonnés comme une option standard.

5.7 CALENDRIER PRELIMINAIRE DE MISE EN ŒUVRE

Il est prévu qu'un Consultant expert en mise en œuvre aide la SBEE lors de la mise en œuvre.

Le Consultant effectuera une analyse détaillée des systèmes actuels, concevra un plan de système de haut niveau et de préparera le BOQ. Les spécifications techniques, les documents d'appel d'offre et l'évaluation des offres soumises doivent être réalisés. Ce processus prendra environ 4 mois.

Après une mobilisation d'environ un mois, l'élaboration du plan/de la configuration détaillée, la production, les essais et l'approbation devraient durer environ quatre mois. L'installation du système, les tests d'acceptation sur site et l'installation des compteurs pourra ensuite commencer. Le calendrier doit être intégré à tous les travaux du réseau BT qui sont nécessaires.

Tableau 5-1. Calendrier préliminaire de mise en œuvre

	Description	Durée	Commentaires
1.	Un consultant expert en mise en œuvre doit être nommé pour le Projet.	3 mois	
2.	Le Consultant expert en mise en œuvre doit collecter les données auprès de la SBEE et compléter une étude préliminaire. Les données doivent ensuite être analysées. Le Consultant expert en mise en œuvre déterminera la technologie appropriée. En outre, une enquête de reconnaissance doit être réalisée pour déterminer l'état de la zone du projet, achever la conception du système et préparer une ébauche de DQE. Un projet de spécification technique, y compris les documents d'appel d'offres, doit être préparé.	4 mois	
3.	Acquisition des équipements, du matériel et des services : Évaluation des enchères et des contrats.	3 mois	
4.	Préparation d'un contrat pour l'Entrepreneur et attribution du Contrat. Mobilisation de l'Entrepreneur sur place.	1 mois	
5.	Mise à jour du DQE, acquisition et livraison du matériel et des équipements.	4 mois	Pendant cette période et la période d'installation, la fourniture d'une formation complète et le renforcement des capacités sont nécessaires.
6.	Installation des compteurs, formation et processus de raffinage.	18 mois	Basé sur l'hypothèse selon laquelle environ 3000 compteurs peuvent être installés par mois.
7.	Période de garantie [du fabricant]	12 mois	

5.8 POTENTIEL ESTIME DE LA REDUCTION DES PERTES COMMERCIALES

Compte tenu de la perte non technique d'environ 12,5% de la production nette et le potentiel du prépaiement split pour réduire les pertes associées au non-paiement des factures et aux facturations erronées, nous émettons l'hypothèse que les pertes seront réduites de manière significative. Il est à noter que si les unités de prépaiement sont sécurisées et que les processus et les procédures du système pour la gestion des recettes sont intégrés, on peut s'attendre à ce que les pertes non techniques soient réduites d'approximativement 30 à 50 % des niveaux actuels. Pour obtenir de plus amples réductions, la réhabilitation du réseau BT serait nécessaire ainsi que l'installation de conducteurs aériens en faisceau à la place des lignes aériennes nues.

(CETTE PAGE A ETE INTENTIONNELLEMENT LAISSEE VIDE)

6.0 ANALYSE DES RISQUES

Les risques suivants ont été identifiés au cours des enquêtes du secteur de la distribution, comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

Tableau 6-1. Analyse des risques pour le projet de distribution

Numéro de série	Identification des risques	Conséquence	Solution / Explication	Facteur de risque
1	Suppression des sous-ensembles uniques de priorité 1 de la portée du projet	Indispensable pour l'achèvement de l'ensemble du projet. Si supprimé, les projets prioritaires 2 + 3 ne peuvent pas être mis en œuvre.	La priorité 1 ne doit pas être supprimée de la portée du projet.	Élevée
2	Suppression des sous-ensembles uniques de priorité 2 de la portée du projet	Le concept de réseau développé ne sera plus viable.	Les sous-projets uniques de priorité 2 ne peuvent pas être supprimés de la portée du projet car ils sont tous liés au concept de réseau développé pour la zone de Cotonou / Porto-Novo.	Élevée
3	Suppression des sous-ensembles uniques de priorité 3 de la portée du projet	Aucune conséquence sur l'ensemble du concept du réseau.	Les sous-ensembles uniques de priorité 3 peuvent être supprimés de la portée du projet sans affecter sur les autres sous-projets.	Faible
4	Impossibilité d'acheter les terrains requis pour installer les nouvelles sous-stations	Les sous-stations doivent être relocalisées.	Un nouvel emplacement de remplacement pour la sous-station doit être trouvé dans un rayon de 200 m.	Moyen
5	Installation de systèmes à jeux de barres simples à la place des systèmes à jeu de barres double	Limitations opérationnelles et flexibilité réduite dans le réseau de distribution	Les systèmes à jeu de barres double doivent être installés là où ils sont recommandés.	Moyen
6	Augmentation de la longueur de câble en raison de l'indisponibilité des couloirs d'acheminement (connexions entre Védoko et Akpakpa et la connexion en boucle depuis Védoko-Cadjehoun-Fidjrossè-Védoko)	L'augmentation de la longueur de câble entraîne des coûts et des pertes plus élevés pour l'installation.	Uniquement une influence minimale sur le réseau du système en raison du niveau de 63 kV niveau et sur le coût global du projet. L'augmentation de 20 % de longueur de câble n'est presque pas détectable.	Faible

Tableau 6-1. Analyse des risques pour le projet de distribution

Numéro de série	Identification des risques	Conséquence	Solution / Explication	Facteur de risque
7	Transport insuffisante et capacité de production de la CEB	Surcharges des lignes aériennes et/ou des transformateurs dans le réseau de Transport causés par l'augmentation de la demande béninoise	Les actifs de la CEB ne font pas partie de ce projet.	Moyen
8	Possibilités insuffisantes d'importation/de production pour l'alimentation de nouvelles charges	L'augmentation de la demande proposée ne peut être fournie par la production locale de la SBEE, capacité d'importation du Ghana / Nigeria.	Si l'importation est limitée, l'augmentation de la demande n'est possible qu'avec l'augmentation du délestage de charge, sinon hypothèse d'un nombre illimité de possibilités d'importation est posée.	Élevée
9	Modélisation du réseau du Togo, valeurs de charge non confirmées	Résultats erronés pour les calculs de réseau maillés.	La CEB ne faisait pas partie de la portée du projet. La meilleure approximation des charges CEB a été prise, sur la base des données disponibles du WAPP.	Faible
10	Modélisation du réseau du Togo	Des données de réseau erronées ont été prises.	Le CEB a fourni les données réelles du réseau du Togo et les données du Bénin.	Faible
11	La croissance de la charge de 8 % au cours des 10 prochaines années est trop élevée.	Surdimensionnement de toutes les mesures proposées et des équipements techniques dans les réseaux de distribution, principalement à Cotonou / Porto-Novo.	Les modifications au réseau avec les équipements recommandés proposés seront requises ultérieurement, en raison de chiffres de charge plus faibles.	Faible
12	Déplacement des charges vers les nouvelles sous-stations avec des données de charge erronées	Mauvaises prévision de la demande et mauvaises recommandations pour la taille des sous-stations	La prévision de la demande repose sur les données de charge réelles disponibles. Le déplacement de la charge a été faite sur les plans de cheminement des lignes de 15 kV réels (à partir de Google). Le déplacement a été fait avec l'emplacement des nouvelles sous-stations.	Faible
13	Manque de la réduction de perte du réseau de 15 kV dans la zone de Cotonou / Porto-Novo	Réduction de la déclaration des bénéfices	En raison de problèmes de simplification pour la modélisation du réseau, les alimentations sortantes de 15 kV sont présentées comme des charges statiques uniquement, sans les données détaillées de routage et des charges de routage.	Faible

Tableau 6-1. Analyse des risques pour le projet de distribution

Numéro de série	Identification des risques	Conséquence	Solution / Explication	Facteur de risque
14	Relocalisation à coût élevé pour les nouveaux emplacements des sous-stations	Coût élevé pour le déplacement des personnes	La minimisation de la réinstallation a été prise en compte dans la planification des nouvelles sous-stations, l'espace de sous-stations existantes a été utilisé où c'était possible. Une technologie de 63 kV spéciale pour les équipements de commutation a été utilisée pour minimiser les besoins en matière d'espace.	Moyen
15	Changement des lignes aériennes Akpakpa - Porto Novo pour l'installation des câbles	Impédance asymétrique entre les lignes parallèles reliant Akpakpa à Porto-Novo. La charge prendra la connexion (c.-à-d. le câble) présentant l'impédance la plus faible. Surcharge du câble possible. Implication des coûts.	La connexion au câble doit être évitée. Si une ligne aérienne n'est pas possible, l'installation de réacteur pour l'augmentation de l'impédance (pertes continues) ou le fonctionnement en non parallèle des deux lignes est autorisée. Le coût du câblage est environ 2,5 fois plus élevé que le coût d'une ligne aérienne.	Élevée
16	Indisponibilité des connexions au réseau lors de la mise en œuvre des travaux de remise à niveau en zone rurale	Pas d'approvisionnement des consommateurs, lié aux lignes remises à niveau	Installation temporaire de petits générateurs au diesel pour approvisionner les consommateurs non connectés	Moyen
17	La réalisation des premiers projets n'est possible jusqu'en 2017.	- La mise en œuvre du projet PV (Natitingou) n'est pas possible. - Délestage de charge supplémentaire à Cotonou - Pénurie d'approvisionnement à partir du niveau de transport - Les calculs des bénéfices ne sont plus applicables.	Définition détaillée des ensembles de jalons, de l'interface et de la coordination	Élevée
18	Les retards dans la remise en état du réseau peuvent retarder l'installation des compteurs à prépaiement.	- Les compteurs à prépaiement ne peuvent pas être installés dans des zones où aucune remise en état/à niveau n'a eu lieu	Sélection rigoureuse des zones où les compteurs à prépaiement doivent être installés, et coordination étroite avec l'équipe de distribution.	

Tableau 6-1. Analyse des risques pour le projet de distribution

Numéro de série	Identification des risques	Conséquence	Solution / Explication	Facteur de risque
19	Infrastructure de distribution inadéquate pour le prépaiement	- Les nouveaux clients en prépaiement sont gênés par le fait de ne pas pouvoir acheter des crédits à proximité de leur lieu de résidence ou ils utilisent des possibilités tierces telles que des SMS ou des cartes à gratter.	La SBEE a actuellement deux systèmes de distribution et est en train de réaliser le pilotage des options innovantes de distribution via des tierces parties. Le test pilote doit être surveillé attentivement pour s'assurer que l'infrastructure de distribution est déjà disponible dans les zones données avant d'y installer des compteurs à prépaiement.	
19	Infrastructure de distribution inadéquate pour le prépaiement	- L'absence de Système de reprise d'activité après sinistre pour la distribution peut signifier que les clients ne pourront pas acheter des crédits en cas de défaillance matérielle ou logicielle de l'application.	La SBEE évalue actuellement les options pour adopter un seul système de distribution STS et devra ultérieurement mettre à niveau le matériel, les logiciels et les Site de reprise d'activité après sinistre. Cet aspect a été exclu de cette étude, mais il devra être surveillé attentivement.	

(CETTE PAGE A ETE INTENTIONNELLEMENT LAISSEE VIDE)

7.0 ESTIMATION DES COUTS

7.1 DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

La base de l'estimation des coûts a été l'étude du réseau d'Abomey-Calavi. Il montre le coût de référence utilisée pour l'estimation des coûts de la partie distribution de ce projet. Les détails sur les coûts d'environnement et social sont indiqués à la section 10.0.

Tableau 7-1.Référence pour l'estimation des coûts

Équipement	Coût unitaire (1000 USD)	Unité
Bâtiment pour Sous-station MT	200-350	1 No.
Sous-station compacte (SSC)	50	1 No.
Acquisition de terrain	500	1 ha
Équipement SCADA (nouvelle sous-stations)	100	1 No.
Modification du bâtiment SCADA	25	1 No.
Modification Matériel SCADA	35	1 No.
161 kV double jeu de barres	500	1 No.
161 kV simple de jeu de barres	300	1 No.
63 kV double jeu de barres	350	1 No.
63 kV simple de jeu de barres	200	1 No.
Modification de l'appareillage 63 kV	600	1 No.
63 kV configuration type H	2,000	1 No.
33 kV simple de jeu de barres	90	1 No.
20 kV simple de jeu de barres	70	1 No.
15 kV double jeu de barres	75	1 No.
15 kV simple de jeu de barres	55	1 No.
Transformateur 63 MVA	1,890	1 No.
Transformateur 35 MVA	1,050	1 No.
Transformateur 20 MVA	600	1 No.
Replacement de transformateur 15/0.415 kV à transformateur 33/0.415 kV	15	1 No.
Transformateurs sur poteau (TsP) (Services Public)	25	1 No.
TsP (Ménages)	15	1 No.
Lingues aérienne (LA) 161 kV	180	1 km
LA 63 kV OHL	110	1 km
LA 33 kV OHL	50	1 No.
LA 20 kV OHL	40	1 km
LA 15 kV OHL	30	1 km
Câble 63 kV	200	1 km
Câble 33 kV	100	1 km
Câble 20 kV	80	1 km
Câble 15 kV	60	1 km
Mise à niveau des connexions LA rurales MT à LA 33 kV	25	1 km
Connexions des câbles BT	15	1 km
Connexions ménages BT (dépose ligne)	0.5	1 No.
Connexions services public BT (dépose ligne)	1	1 No.
Faisceau de conducteurs aériens BT et branchement de service 2x10mm² (30 mètre / installation)	0.045	1 No.

Équipement	Coût unitaire (1000 USD)	Unité
Équipement de mesure en continu aux postes transformateurs BT	0.6	1 No.
Batterie de condensateur MT 3 MVAr	50	1 No.
Interrupteurs de sectionnement MT	30	1 No.
Matériel du système AMR	200	1 No.
Logiciel du système AMR	500	1 No.
Installation de compteur (AMR/AMI)	0.5	1 No.
Installation de compteur (Prépayés)	0.015	1 No.
Formation pour l'installation de compteurs	5	1 No.
Pôle à 1 voie monophasé y compris disjoncteur et accessoires de montage	0.035	1 No.
Pôle à 2 voies monophasées y compris disjoncteur et accessoires de montage	0.08	1 No.
Pôle à 3 voies monophasées y compris disjoncteur et accessoires de montage	0.11	1 No.
CPL monophasé / Compteur "split" sans fil y inclus UIU	0.1	1 No.
Formation sur système et compteur	100	1 No.
Compteur AMR 3-Phase avec modem	0.7	1 No.
Centrale hydroélectrique Yeripao (lignes fibre optique)	10	1 km

7.1.1 Package n°1 - Région de Natitingou

Le tableau 7-2 ci-dessous montre l'estimation des coûts pour les modifications dans la région de Natitingou comme détaillé dans la section 2.3.1. Les estimations sont séparées pour chaque sous-ensemble. Une liste plus détaillée de l'estimation des coûts pour chaque sous-ensemble est disponible dans l'Annexe 8.1.1.

Tableau 7-2. Estimation des coûts pour la zone de Natitingou

Package	Projet	Equipment	Prix total (mUSD)
n°1.1	Nouvel appareillage de 161 kV	Distribution entrante 161 kV simple de jeu de barres	0.30
n°1.2	Connexion de 161 kV	Distribution 161 kV simple de jeu de barres	0.30
		Transformateur 161/33 kV 20 MVA	0.60
n°1.3	Mise à niveau de la tension d'alimentation en zone rurale	Mise à niveau des connexions lignes aériennes rurales MT à lignes aériennes 33 kV	2.00
		Replacement de 20/0.415 kV transformateur à 33/0.415 kV transformateur	0.45
n°1.4	Nouvelle sous-station de distribution du Nord	Distribution entrante 33 kV	0.54
		Ligne aérienne 33 kV Bérécingou - Natitingou Nord	0.60
n°1.5	Voie de communication	Centrale hydroélectrique Yeripao	0.06
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		4.85
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.49
	Imprévus (20 %)		0.97
	TOTAL (Ingénierie)		6.31
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES	0.02
		Atténuation de l'environnement	0.01
	Sous Total (environnement)		0.04
	Imprévus (20 %)		0.01
	Total (environnement)		0.05
	TOTAL GLOBALE		6.35

7.1.2 Package n°2 - Région de Parakou

Le tableau 7-3 ci-dessous montre l'estimation des coûts pour les modifications dans la région de Parakou, comme détaillé dans la section 2.3.2. Les estimations sont séparées pour chaque sous-ensemble. Une liste plus détaillée de l'estimation des coûts pour chaque sous-package est disponible dans l'Annexe 8.1.2.

Tableau 7-3. Estimation des coûts pour la zone de Parakou

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
n°2.1	Connexion de l'appareillage de 33 kV	Connexion de l'appareillage de 33 kV par câble	0.10
		Connexion de l'appareillage de 33 kV par ligne aérienne	0.50
n°2.2	Mise à niveau de la tension d'alimentation en zone rurale	Mise à niveau des connexions lignes aériennes rurales 20kC à lignes aériennes 33 kV	3.00
		Replacement de 15/0.415 kV transformateur à 33/0.415 kV transformateur	0.45
n°2.3	Raccordement au réseau pour les 10 plus grands consommateurs industriels	Câble 20 kV	0.64
		TsP services publiques	0.25
		Connexions service publique	0.01
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		4.95
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.50
	Imprévus (20 %)		0.99
	TOTAL (Ingénierie)		6.44
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES	0.02
		Atténuation de l'environnement	0.01
	Sous Total (environnement)		0.04
	Imprévus (20 %)		0.01
	Total (environnement)		0.05
	TOTAL GLOBALE		6.48

7.1.3 Package n°3 - Région de Djougou

Le tableau 7-4 ci-dessous montre l'estimation des coûts pour les modifications dans la région de Djougou, comme détaillé dans la section 2.3.2. Les estimations sont séparées pour chaque sous-package. Une liste plus détaillée de l'estimation des coûts pour chaque sous-package est disponible dans l'Annexe 8.1.2.

Tableau 7-4. Estimation des coûts pour la zone de Djougou

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
n°3.1	Nouvel appareillage de 161 kV	Alimentation entrante 161 kV simple de jeu de barres	0.90
		Lignes aérienne entrante et sortante 161 kV	0.09
n°3.2	Mise à niveau de la tension d'alimentation en zone rurale	Mise à niveau des connexions lignes aériennes rurales 20kV à lignes aériennes 33 kV	3.50
		Replacement de 20/0.415 kV transformateur à 33/0.415 kV transformateur	0.60
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		5.09
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.51
	Imprévus (20 %)		1.02
	TOTAL (Ingénierie)		6.62
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES	0.02
		Atténuation de l'environnement	0.01
	Sous Total (environnement)		0.04
	Imprévus (20 %)		0.01
	Total (environnement)		0.05
	TOTAL GLOBALE		6.66

7.1.4 Package n°4 - Augmentation de la demande à Cotonou

Tableau 7-5 à Tableau 7-13 montre l'estimation des coûts pour les modifications liée à l'augmentation de la demande à Cotonou comme décrit en détail dans la section 2.3.4, séparés pour chaque sous-ensemble. Une liste plus détaillée de l'estimation des coûts pour chaque sous-ensemble est illustré à l'annexe 8.1.4

Tableau 7-5. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.1

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
n°4.1	Appareillage de 63 kV à Védoko	Alimentation entrante 63 kV double jeu de barres	2.10
		161/63 kV Transformateur 100 MVA	6.00
		161/15 kV Transformateur 40 MVA	1.20
		TsP services publiques	9.30
		Connexions service publique	0.93
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		1.86
	Ingénierie et Supervision (10 %)		12,09
	Imprévus (20 %)		0.02
	TOTAL (Ingénierie)		0.01
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES	0.01
		Atténuation de l'environnement	0.16
		Consultations publiques	0.16
		Contamination du sol - fiouls ***	0.37
		Contamination du sol - PCBs	0.07
	Sous Total (environnement)		0.44
	Imprévus (20 %)		12.53
	Total (environnement)		0.05
	TOTAL GLOBALE		6.48

Tableau 7-6. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.2.a

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
n°4.2.a	63 kV Connexion Vedoko - Akpakpa	Câble 63 kV - Vedoko-Gbedjromede, 630 mm²	1.04
		Câble 63 kV - Gbedjromede-Répartition D1, 400 mm²	1.20
		Câble 63 kV - Répartition D1-Akpakpa, 400 mm²	0.80
		Câble alimentant 63 kV double jeu de barres à Vedoko	0.35
		Câble alimentant 63 kV double jeu de barres à Akpakpa	0.35
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		3.74
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.37
	Imprévus (20 %)		0.75
	TOTAL (Ingénierie)		4.86
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES	0.01
		Atténuation de l'environnement	0.02
		Consultations publiques	0.05
		Contamination du sol - fiouls ***	0.16
		Contamination du sol - PCBs	0.16
		Réinstallation - Indemnisation	0.20
		Réinstallation - mise en œuvre	0.12
	Sous Total (environnement)		0.73
	Imprévus (20 %)		0.15
	Total (environnement)		0.88
	TOTAL GLOBALE		5.74

Tableau 7-7. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.2.b

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
n°4.2.b	Nouveau sous-station Gbedjromede	Configuration-H – Coté HT	2.00
		Transformateur 63/15 kV 20 MVA	1.20
		Alimentation entrante 15 kV simple de jeu de barres	0.55
		Câble 15 kV	0.30
		Bâtiment sous-station 15 kV	0.20
		Matériel SCADA	0.10
		Acquisition de terrain	0.05
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		4.40
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.44
	Imprévus (20 %)		0.88
	TOTAL (Ingénierie)		5.72
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES cout de conception	0.01
		Atténuation de l'environnement	0.02
		Consultations publiques	0.01
		Réinstallation - Indemnisation	0.20
		Réinstallation - mise en œuvre	0.12
	Sous Total (environnement)		0.37
	Imprévus (20 %)		0.07
	Total (environnement)		0.44
	TOTAL GLOBALE		6.16

Tableau 7-8. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.2.c

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
n° 4.2 c.	Nouveau sous-station Répartition D1	Configuration-H – Coté HT	2.00
		Transformateur 63/15 kV 20 MVA	1.20
		Alimentation entrante 15 kV simple jeu de barres	0.55
		Câble 15 kV	0.30
		Bâtiment sous-station 15 kV	0.20
		Matériel SCADA	0.10
		Acquisition de terrain	0.05
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		**4.40**
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.44
	Imprévus (20 %)		0.88
	TOTAL (Ingénierie)		**5.72**
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES: Coût de conception	0.01
		Atténuation de l'environnement	0.02
		Consultations publiques	0.01
		Contamination du sol - fiouls ***	0.16
		Contamination du sol - PCBs	0.16
		Réinstallation - Indemnisation	0.05
		Réinstallation - mise en œuvre	0.03
	Sous Total (environnement)		**0.45**
	Imprévus (20 %)		0.09
	Total (environnement)		**0.54**
	TOTAL GLOBALE		**6.26**

Tableau 7-9. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.3.a

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
n° 4.3 a	Connexion boucle 63 kV Vedoko - Cadjehoun - Fidjrosse - Vedoko	Câble 63 kV Vedoko-Cadjehoun, 400 mm²	0.60
		Câble 63 kV Cadjehoun-Fidjrosse, 400 mm²	0.80
		Câble 63 kV Fidjrosse-Vedoko, 400 mm²	1.00
		Alimentation entrante 63 kV double jeu de barres à Vedoko	0.70
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		3.10
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.31
	Imprévus (20 %)		0.62
	TOTAL (Ingénierie)		4.03
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES: Couts pour la conception	0.01
		Atténuation de l'environnement	0.02
		Consultations publiques	0.04
		Contamination du sol - fiouls ***	0.16
		Contamination du sol - PCBs	0.16
		Réinstallation - Indemnisation	0.04
		Réinstallation - mise en œuvre	0.02
	Sous Total (environnement)		0.46
	Imprévus (20 %)		0.09
	Total (environnement)		0.55
	TOTAL GLOBALE		4.58

Tableau 7-10. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.3.b

Package	Project	Equipment	Coût Total (mUSD)
n° 4.3 b.	Nouveau sous-station Cadjehoun	Configuration-H – Coté HT	2.00
		Transformateur 63/15 kV 20 MVA	1.20
		Alimentation entrante 15 kV simple jeu de barres	0.55
		Câble 15 kV	0.30
		Bâtiment sous-station 15 kV	0.20
		Matériel SCADA	0.10
		Acquisition de terrain	0.05
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		4.40
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.44
	Imprévus (20 %)		0.88
	TOTAL (Ingénierie)		5.72
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES: Couts pour la conception	0.01
		Atténuation de l'environnement	0.02
		Consultations publiques	0.01
		Réinstallation - Indemnisation	0.30
		Réinstallation - mise en œuvre	0.18
	Sous Total (environnement)		0.53
	Imprévus (20 %)		0.11
	Total (environnement)		0.64
	TOTAL GLOBALE		6.36

Tableau 7-11. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.3.c

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
n° 4.3 c.	Nouveau sous-station Fidjrosse	Configuration-H – Coté HT	2.00
		Transformateur 63/15 kV 20 MVA	1.20
		Alimentation entrante 15 kV simple jeu de barres	0.33
		Câble 15 kV	0.30
		Bâtiment sous-station 15 kV	0.20
		Matériel SCADA	0.10
		Acquisition de terrain	0.05
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		4.18
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.42
	Imprévus (20 %)		0.84
	TOTAL (Ingénierie)		5.43
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES: Couts pour la conception	0.01
		Atténuation de l'environnement	0.02
		Consultations publiques	0.01
		Réinstallation - Indemnisation	0.30
		Réinstallation - mise en œuvre	0.18
	Sous Total (environnement)		0.53
	Imprévus (20 %)		0.11
	Total (environnement)		0.64
	TOTAL GLOBALE		6.07

Tableau 7-12. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.4

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
n° 4.4	Extension réseau ville	Ligne aérienne 15 kV	0.30
		Câble 15 kV	3.00
		Connexions ménages (dépose ligne)	5.00
		TsP	0.75
		Sous=station Compact	1.00
		Connexion câble BT	3.75
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		13.80
	Ingénierie et Supervision (10 %)		1.38
	Imprévus (20 %)		2.76
	TOTAL (Ingénierie)		17.94
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES: Couts pour la conception	0.02
		Atténuation de l'environnement	0.02
		Consultations publiques	0.06
		Contamination du sol - fiouls ***	0.16
		Contamination du sol - PCBs	0.16
		Réinstallation - Indemnisation	0.01
		Réinstallation - mise en œuvre	0.01
	Sous Total (environnement)		0.45
	Imprévus (20 %)		0.09
	Total (environnement)		0.54
	TOTAL GLOBALE		18.48

Tableau 7-13. Estimation des coûts pour l'augmentation de la demande à Cotonou Package n°4.5

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
n° 4.5	Éliminer les connexions en « toile d'araignée »	Câble 15 kV	1.50
		Connexions ménages	2.50
		TsP	0.38
		Sous-station Compact	0.50
		Connexion câble BT	1.88
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		6.75
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.68
	Imprévus (20 %)		1.35
	TOTAL (Ingénierie)		8.78
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES: Couts pour la conception	0.02
		Atténuation de l'environnement	0.02
		Consultations publiques	0.06
	Sous Total (environnement)		0.12
	Imprévus (20 %)		0.02
	Total (environnement)		0.14
	TOTAL GLOBALE		8.91

7.1.5 Package n°5 - Augmentation de la fiabilité à Cotonou

Le tableau 7-14 à 7-19 ci-dessous montre l'estimation des coûts pour les modifications découlant de l'augmentation de la fiabilité à Cotonou, comme détaillé dans la section 2.3.5. Les estimations sont séparées pour chaque sous-package. Une liste plus détaillée de l'estimation des coûts pour chaque sous-package est disponible dans l'Annexe 8.1.5.

Tableau 7-14. Estimation des coûts pour accroître la fiabilité à Cotonou n°5.1

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
n° 5.1	Modification de l'appareillage 161 kV et 63 kV à Maria-Gléta	Alimentation entrante 161 kV double jeu de barres	1.00
		Alimentation entrante 63 kV jeu de barre simple	0.40
		Transformateur 161/63 kV 63 MVA	3.78
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		5.18
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.52
	Imprévus (20 %)		1.04
	TOTAL (Ingénierie)		6.73
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES: Couts pour la conception	0.004
		Atténuation de l'environnement	0.02
		Consultations publiques	0.01
	Sous Total (environnement)		0.04
	Imprévus (20 %)		0.01
	Total (environnement)		0.05
	TOTAL GLOBALE		6.79

Tableau 7-15. Estimation des coûts pour accroître la fiabilité à Cotonou n°5.2

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
n° 5.2	Connexion 63 kV de la S/S d'Ancien Pont	Câble double circuit 63 kV entrante/sortante (0.5 km) de 400 mm² câble de Gbegamey-Akpakpa	0.20
	Remplacement et mise à niveau de la sous-station d'Ancien Pont	Configuration-H – Coté HT	2.00
		Transformateur 63/15 kV 35 MVA	2.10
		Alimentation entrante 15 kV double jeu de barres	1.35
		Câble 15 kV	0.48
		Bâtiment sous-station 15 kV	0.35
		Matériel SCADA	0.10
		Acquisition de terrain	0.05
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		6.63
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.66
	Imprévus (20 %)		1.33
	TOTAL (Ingénierie)		8.62
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES: Couts pour la conception	0.004
		Atténuation de l'environnement	0.02
		Consultations publiques	0.01
		Contamination du sol - fiouls ***	0.16
		Contamination du sol - PCBs	0.16
	Sous Total (environnement)		0.36
	Imprévus (20 %)		0.07
	Total (environnement)		0.44
	TOTAL GLOBALE		9.06

Tableau 7-16.Estimation des coûts pour accroître la fiabilité à Cotonou n°5.3

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
# 5.3	Nouvelle sous-station à Saint-Michel	Alimentation entrante 15 kV double jeu de barres	0.90
		Câble 15 kV	0.30
		Bâtiment sous-station 15 kV	0.25
		Matériel SCADA	0.10
		Acquisition de terrain	0.05
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		1.60
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.16
	Imprévus (20 %)		0.32
	TOTAL (Ingénierie)		2.08
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES: Couts pour la conception	0.004
		Atténuation de l'environnement	0.02
		Consultations publiques	0.01
		Contamination du sol - fiouls ***	0.16
		Contamination du sol - PCBs	0.16
		Réinstallation - Indemnisation	0.30
		Réinstallation - mise en œuvre	0.18
	Sous Total (environnement)		0.85
	Imprévus (20 %)		0.17
	Total (environnement)		1.02
	TOTAL GLOBALE		3.10

Tableau 7-17. Estimation des coûts pour accroître la fiabilité à Cotonou n°5.4

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
# 5.4	Remplacement de la sous-station OCBN	Alimentation entrante 15 kV double jeu de barres	0.60
		Câble 15 kV	0.30
		Bâtiment sous-station 15 kV	0.20
		Matériel SCADA	0.10
		Acquisition de terrain	0.05
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		1.25
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.13
	Imprévus (20 %)		0.25
	TOTAL (Ingénierie)		1.63
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES: Couts pour la conception	0.004
		Atténuation de l'environnement	0.02
		Consultations publiques	0.01
	Sous Total (environnement)		0.04
	Imprévus (20 %)		0.01
	Total (environnement)		0.05
	TOTAL GLOBALE		1.68

Tableau 7-18. Estimation des coûts pour accroître la fiabilité à Cotonou n°5.5

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
# 5.5	Modification de l'appareillage à Sèmè	Modification de l'appareillage à Sèmè	0.60
		Modification LA 63 kV Porto Novo-Akpakpa	0.11
		Transformateur 63/15 kV 20 MVA	0.60
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		1.31
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.13
	Imprévus (20 %)		0.26
	TOTAL (Ingénierie)		1.70
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES: Couts pour la conception	0.004
		Atténuation de l'environnement	0.02
		Consultations publiques	0.01
		Contamination du sol - fiouls ***	0.16
		Contamination du sol - PCBs	0.16
	Sous Total (environnement)		0.36
	Imprévus (20 %)		0.07
	Total (environnement)		0.44
	TOTAL GLOBALE		2.14

Tableau 7-19. Estimation des coûts pour accroître la fiabilité à Cotonou n°5.6

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
# 5.6	Transformateur Bohicon	Alimentation entrante 63 kV Switchgear Bohicon	0.20
		Transformateur 63/15 kV 20 MVA	0.60
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		0.80
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.08
	Imprévus (20 %)		0.16
	TOTAL (Ingénierie)		1.04
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES: Couts pour la conception	0.004
		Atténuation de l'environnement	0.02
		Consultations publiques	0.01
	Sous Total (environnement)		0.04
	Imprévus (20 %)		0.01
	Total (environnement)		0.05
	TOTAL GLOBALE		1.09

7.1.6 Package n°6 - Zone d'Ouidah

Le tableau 7-20 ci-dessous montre l'estimation des coûts pour les modifications dans la région d'Ouidah, comme détaillé dans la section 2.3.6. Les estimations sont séparées pour chaque sous-package. Une liste plus détaillée de l'estimation des coûts pour chaque sous-package est disponible dans l'Annexe 8.1.6.

Tableau 7-20. Estimation des coûts pour la zone d'Ouidah

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
# 6.1	Nouvel appareillage de 161 kV à Ouidah	Alimentation entrante 161 kV double jeu de barres à Maria Gleta	0.50
		LA 161 kV Maria Gleta - Ouidah	5.40
		Transformateur 161/20 kV 35 MVA	1.05
# 6.2	Nouvel appareillage de 20 kV à Ouidah	Alimentation entrante 20 kV jeu de barre simple	0.35
		LA 20 kV aux installations existantes	0.40
		Matériel SCADA	0.10
		Bâtiment sous-station	0.25
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		8.05
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.81
	Imprévus (20 %)		1.61
	TOTAL (Ingénierie)		10.47
	Coûts environnementaux et sociaux	EIES: Couts pour la conception	0.18
		Atténuation de l'environnement	0.15
		Consultations publiques	0.08
	Sous Total (environnement)		0.41
	Imprévus (20 %)		0.08
	Total (environnement)		0.49
	TOTAL GLOBALE		10.95

7.1.7 Package n°7 - Préparation de la répartition

Le tableau 7-21 ci-dessous montre l'estimation des coûts pour les modifications de « Préparation de la répartition », comme détaillé dans la section 2.3.7. Les estimations sont séparées pour chaque sous-package. Une liste plus détaillée de l'estimation des coûts pour chaque sous-package est disponible dans l'Annexe 8.1.7.

Tableau 7-21. Estimation des coûts pour la « Préparation de la répartition »

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
# 7.1	Réhabilitation d'appareillage MT pour être à disposition du SCADA	Modification d'appareillage Natitingou Nord	0.04
		Modification bâtiment Natitingou Nord	0.03
		Modification d'appareillage Bérécingou	0.04
		Modification bâtiment Bérécingou	0.03
		Modification d'appareillage Bembéréké	0.04
		Modification bâtiment Bembéréké	0.03
		Modification d'appareillage Djougou	0.04
		Modification bâtiment Djougou	0.03
		Modification d'appareillage Parakou	0.04
		Modification bâtiment Parakou	0.03
		Modification d'appareillage diesel Parakou	0.04
		Modification bâtiment diesel Parakou	0.03
		Modification d'appareillage Glazoue	0.04
		Modification bâtiment Glazoue	0.03
		Modification d'appareillage Dassa	0.04
		Modification bâtiment Dassa	0.03
		Modification d'appareillage Paouignan	0.04
		Modification bâtiment Paouignan	0.03
		Modification d'appareillage Bohicon	0.04
		Modification bâtiment Bohicon	0.03
		Modification d'appareillage Onigbolo	0.04
		Modification bâtiment Onigbolo	0.03
		Modification d'appareillage Lokossa	0.04
		Modification bâtiment Lokossa	0.03
		Modification d'appareillage Avakpa	0.04
		Modification bâtiment Avakpa	0.03
		Modification d'appareillage Maria Gleta	0.04
		Modification bâtiment Maria Gleta	0.03
		Modification d'appareillage Sakete	0.04
		Modification bâtiment Sakete	0.03
		Modification d'appareillage Tanzoun	0.04
		Tanzoun Building Modification	0.03
		Modification d'appareillage Porto Novo	0.04
		Modification bâtiment Porto Novo	0.03
		Modification d'appareillage Vedoko	0.04
		Modification bâtiment Vedoko	0.03
		Modification d'appareillage Godomey	0.04
		Modification bâtiment Godomey	0.03
		Modification d'appareillage Gbegamey	0.04
		Modification bâtiment Gbegamey	0.03
		Modification d'appareillage Akpakpa	0.04
		Modification bâtiment Akpakpa	0.03
		Modification d'appareillage Seme	0.04
		Modification bâtiment Seme	0.03

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
# 7.2	Compteur en continu aux stations transformateur BT		1.50
`	AMR / AMI Système et compteur	Système AMR Matériel	0.20
		Système AMR Logiciel	0.50
		Compteur AMR 3-Phase AMR et Modem	0.70
		Installation compteurs	0.50
		Formation Système et Compteur	0.10
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		**4.82**
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.48
	Imprévus (20 %)		0.96
	TOTAL (Ingénierie)		**6.27**
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES: Couts pour la conception	0.004
		Atténuation de l'environnement	0.04
		Consultations publiques	0.01
	Sous Total (environnement)		**0.07**
	Imprévus (20 %)		0.01
	Total (environnement)		**0.08**
	TOTAL GLOBALE		**6.35**

7.1.8 Package n°8 -Région de Porto-Novo

Le tableau 7-22 ci-dessous montre l'estimation des coûts pour les modifications dans la région de Porto-Novo, comme détaillé dans la section 2.3.8. Les estimations sont séparées pour chaque sous-package. Une liste plus détaillée de l'estimation des coûts pour chaque sous-package est disponible dans l'Annexe 8.1.8.

Tableau 7-22. Estimation des coûts pour la zone de Porto-Novo

Package	Projet	Équipement	Coût Total (mUSD)
# 8.1	Connexion de 63 kV Porto-Novo - Akpakpa	Câble 63 kV Porto Novo	1.20
		LA 63 kV Porto Novo - Répartition D2	2.42
		Câble 63 kV Répartition D2-Akpakpa	1.00
		Alimentation entrante 63 kV double jeu de barres à Porto Novo	0.35
		Alimentation entrante 63 kV double jeu de barres à Akpakpa	0.35
	Nouvelle sous-station - Répartition D2	Configuration-H Coté HT	2.00
		Transformateur 63/15 kV 20 MVA	1.20
		Alimentation entrante 15 kV jeu de barre simple	0.44
		Câble 15 kV	0.30
		Bâtiment sous-station 15 kV	0.20
		Aquisition de terrain	0.05
# 8.2	Mise à niveau des Connexions de 15 kV en zone rurale	Connexion d'appareillage 33 kV Tanzoun au réseau rurale par LA	0.75
		Mise à niveau connexion de LA rurale 15 kV à 33 kV	3.25
		Remplacement de transformateur 15/0.415 kV à 33/0.415 kV	1.50
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		15.01
	Ingénierie et Supervision (10 %)		1.50
	Imprévus (20 %)		3.00
	TOTAL (Ingénierie)		19.51
	Coûts environnementaux et sociaux (# 8.1 seulement)	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.04
		EIES: Couts pour la conception	0.02
		Atténuation de l'environnement	0.04
		Environnement-Ramsar	0.52
		Consultations publiques	0.04
		Contamination du sol - fiouls ***	0.32
		Contamination du sol - PCBs	0.32
		Réinstallation - Indemnisation	3.25
		Réinstallation - mise en œuvre	1.97
	Sous Total (environnement)		6.51
	Imprévus (20 %)		1.30
	Total (environnement)		7.81
	TOTAL GLOBALE		27.33

7.1.9 Package n°9 - Projets généraux

Le tableau 7.23 ci-dessous montre l'estimation des coûts pour les modifications des Projets généraux, comme détaillé dans la section 2.3.9. Les estimations sont séparées pour chaque sous-package. Une liste plus détaillée de l'estimation des coûts pour chaque sous-package est disponible dans l'Annexe 8.1.9.

Tableau 7-23. Estimation des coûts pour les projets généraux

Package	Équipement		Coût Total (mUSD)
# 9.1	Équipement de compensation 3 MVAr, banques		1.00
# 9.2	Interrupteurs de sectionnement		0.90
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		1.90
	Ingénierie et Supervision (10 %)		0.19
	Imprévus (20 %)		0.38
	TOTAL (Ingénierie)		2.47
	Coûts environnementaux et sociaux (# 8.1 seulement)	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES: Couts pour la conception	0.004
		Atténuation de l'environnement	0.01
		Consultations publiques	0.01
	Sous Total (environnement)		0.04
	Imprévus (20 %)		0.01
	Total (environnement)		0.04
	TOTAL GLOBALE		2.51

7.2 CENTRE DE RÉPARTITION (PACKAGE # 10)

Pour estimer le coût prévu du projet (CAPEX), le projet a été décomposé en plusieurs groupes principaux selon les sous-systèmes concernés

- Systèmes SCADA/DMS (c.-à-d. le système informatique, le logiciel et de l'ingénierie de base de données) à créer dans les bâtiments CNCRD
- Équipements SCADA dans les sous-stations (c.-à-d. les RTU (unité de contrôle à distance) et les travaux connexes)
- Infrastructure des télécommunications (c.-à-d. les télécommunications, l'équipement SDH, CPL et environ 29 liaisons de communication radio comprenant de nouveaux pylônes/poteaux pour LOT1 et 16 sous-stations supplémentaires pour LOT2)

En outre, le coût pour les systèmes SCADA/DMS a été calculé individuellement pour chacun des deux sites CNCRD.

Dans une deuxième étape, le coût de l'équipement SCADA des sous-systèmes restants dans les sous-stations et les infrastructures de télécommunication a été calculé en tenant compte des lots 1 et 2 individuellement.

En ce qui concerne l'estimation des fibres optiques, elle n'inclut pas le coût de l'achat/installation des nouvelles fibres optiques telles que les OPGW (Câble de garde à fibre optique) ou des câbles enterrés. L'on suppose que des fibres sombres, dans la mesure du possible, seront mises à la disposition de la SBEE par la CEB sans frais supplémentaire.

En outre, il a été précisé que certains segments de FO seront fournis avec OPGW aériens ou câbles enterrés à partir du Projet MCC Benin II pour certaines nouvelles sous-stations nouvellement construites. On a également supposé que les nouveaux projets SBEE/CEB pour les OHL nouvellement construites ou en cours de construction fourniront l'OPGW pour les télécommunications, comme une exigence standard. En outre, 43 km d'ADSS ont été envisagés dans la portée du SCADA.

Le coût pour les bâtiments et les infrastructures connexes nécessaires ont été estimés en tenant compte de l'hypothèse que 2 nouveaux bâtiments (bâtiments d'un étage avec une surface d'environ 250 mètres carrés chacun) pour 2 Centres de contrôle doivent être nouvellement érigés sur des parcelles à proximité des zones des sous-stations préexistantes et appartenant à la SBEE.

L'estimation du coût indiqué dans le tableau 8-11 ci-dessous est basée sur les prix réels, conformément à l'expérience que nous avons acquis dans les projets récents d'ampleur et de complexité similaires. L'estimation est reflétée sur les prix collectés dans les projets récents auprès de distributeurs renommés pour les systèmes et équipements SCADA à la pointe de la technologie sur le marché international.

Cette approche a été choisie pour fournir une estimation des coûts sous la forme d'un tableau, qui permettra à MCC&SBEE de prendre les décisions nécessaires pour les étapes 1 et 2, comme abordé dans la description de texte de l'Annexe 5.9.

Selon le résultat de la décision de MCC&SBEE sur la portée du projet, le coût prévu du projet sera compris entre

- Au minimum :

  env. 18 370 millions d'USD (CNCRD-CNCRD 1 & 2 principal et de secours, réalisation du lot 1 uniquement).

- Au maximum :

  env. 21 780 millions d'USD (CNCRD-CNCRD 1 & 2 principal et de secours, réalisation des lots 1 & 2).

Les estimations détaillées des coûts par CNCRD individuel et par lot de RTU à acquérir peuvent être obtenues à partir des présentations disponibles dans l'Annexe 5.9.3 ff et l'Annexe 5.9.4.

Comme prévu, les principaux éléments déterminant le coût du projet sont

- L'extension du squelette du réseau de télécommunications constituée de 43 km de câbles à fibre optique ADSS à installer dans les lot 1 et 2, ainsi que les équipements Télécom et SDH associés (STM-1/STM-4 avec des commutateurs MUX/Ethernet où le squelette de réseau CEB SDH est étendu pour SBEE, des équipements CPL où CPL existant est disponible, des téléphones dans toutes les 45 sous-stations et les deux CNCRD, PABX dans les deux CNCRD, des équipements radio dans toutes les 45 sous-stations et les deux CNCRD)
- Le matériel, les logiciels et l'ingénierie pour les systèmes SCADA/DMS à créer dans les CNCRD

Les deux éléments susmentionnés sont très dépendants de l'issue des décisions conformément à l'étape 1 et 2 qui doivent être prises par la SBEE.

Référence à la communication radio appliquée pour toutes les sous-stations, qui doit être faite avant de détailler davantage le concept de la propagation radio à et l'étude de la couverture, afin de déterminer les conditions particulières qui prévalent au Bénin. Une telle étude doit être assignée à une entreprise spécialisée après que les sous-stations finales et leurs emplacements ont été corrigés, et elle impliquera le coût (estimé entre 50 000 - 100 000 euros).

La maintenance du système SCADA/DMS et l'Accord de support technique par an (s'élevant généralement à 5 - 10 % du coût de la station principale) pendant 3 ans et s'élevant à env. 800 000 USD/an (avec 10 %) n'ont pas été inclus. Cette option doit être confirmée par MCC/SBEE.

L'estimation du coût est basée sur les prix réels, conformément à l'expérience que nous avons acquise dans les projets récents d'ampleur et de complexité similaires. L'estimation est reflétée sur les prix collectés dans les projets récents auprès de distributeurs renommés pour les systèmes et équipements SCADA à la pointe de la technologie sur le marché international.

Après la décision finale sur la portée par MCC/SBEE, l'estimation des coûts sera sujette à davantage de précision dans le cadre de la préparation des documents d'adjudication.

Veuillez-vous référer au tableau 8-11 ci-dessous qui reflète les Estimations des coûts susmentionnées :

Tableau 7-24. Estimation des coûts d'affectation CNRDC

No.	Sujet / Sous- système	Coût Total Lot 1 + 2 (mUSD)
1	Matériel, logiciel et services liés de la station principale pour le premier (principal) CNCRD (avec système DTS pour la formation)	5.30
2	Matériel, logiciel et services liés de la station principale pour le 2e CNCRD agissant comme un Centre de contrôle se secours (avec système DTS pour la formation)	2.90
3	Matériel SCADA à sous-station - RTU inclusive du UPS locale – Matériel, Logicile, Ingénierie and paramétrage	1.70
4	Équipements SCADA dans les sous-stations Travaux d'aménagement, installation, mise en service Tests de point à point, documentation - sans changements nécessaires à apporter à l'équipement MV primaire	1.90
5	Équipement du système de télécommunication et installation	5.50
6	Construction de 2 nouveaux bâtiments (avec une surface de 250 mètres carrés chacun) sur des parcelles existantes, avec l'ameublement pour les opérations du Centre de contrôle	1.00
7	Pièces de rechange, outils et instruments (5 % du matériel)	0.50
8	Formation	0.80
9	Participation à des essais industriels	0.10
10	Étude de la couverture radio	0.10
	Coût pour le SCMS (Système de contrôle et de surveillance de la sous-station) dans les sous-stations (facultatif)	*Non inclus*
	Coût récurrent pour l'exploitation du réseau de télécommunication (location de fibres noires, frais pour les services V-Sat ou GPRS, etc.)	*Non inclus*
	Facultatif - Maintenance du système SCADA/DMS et Accord de support technique par an (s'élevant généralement à 5 - 10 % du coût de la station principale) pendant 3 ans	*Non inclus*
	Taxes, droits et impôts	*non pris en charge.*
SOUS-TOTAL		**19.80**
	Imprévus (10%)	1.98
TOTAL (Ingénierie)		**21.78**
	Coûts environnementaux et sociaux (nul)	0.00
Sous Total (environnement)		**0.00**
	Imprévus (20%)	0.00
Total (environnement)		**0.00**
TOTAL GLOBALE		**21.78**

Une description détaillée de « l'Estimation des coûts » est disponible dans l'Annexe 5.9.5.

7.3 ESTIMATIONS DES COUTS DU PREPAIEMENT

7.3.1 Compteurs prépayés

Le calcul du coût approximatif pour le prépaiement comprend les compteurs, le matériel d'installation et l'installation de 200 000 compteurs. L'extension du réseau BT à 200 000 compteurs est également incluse à 51,0 millions d'USD.

Aucune disposition n'a été prise pour mettre à niveau le matériel et le logiciel de distribution ou pour créer un site de reprise d'activité après sinistre avec un Centre de données séparé. Il est entendu que la SBEE entreprend actuellement un projet visant à accélérer l'avancement de la mise à niveau. Un Accord de niveau de service annuel pour le support du Système de distribution n'a pas été inclus dans l'estimation pour la même raison.

L'installation des compteurs prépayés doit être réalisée par des entrepreneurs externes étroitement gérés par la SBEE.

Tableau 7-25. Coûts des compteurs prépayés

Package	Équipement		Coût Total (mUSD)
Prépayent	Compteur split monophasé CPL/sans fil incluant UIU		20.00
	Adaptateurs monophasés à 1 voie avec disjoncteur et accessoires de montage aux poteaux		0.70
	Adaptateurs monophasés à 2 voies avec disjoncteur et accessoires de montage aux poteaux		4.00
	Adaptateurs monophasés à 3 voies avec disjoncteur et accessoires de montage aux poteaux		2.75
	Conducteur avec faisceau aérien BT et connexion de service 2x10mm2 (30 mètres/installation) pour les nouveaux clients		9.00
	Installation de compteurs		3.00
	Formation pour installer les compteurs		0.05
	SOUS-TOTAL (Ingénierie)		39.50
	Ingénierie et Supervision (10 %)		3.95
	Imprévus (20 %)		7.90
	TOTAL (Ingénierie)		51.35
	Coûts environnementaux et sociaux	Budget CSES : SGES SBEE & CEB	0.02
		EIES: Couts pour la conception	0.00
		Atténuation de l'environnement	0.18
		Consultations publique	0.01
	Sous Total (environnement)		0.20
	Imprévus (20 %)		0.04
	Total (environnement)		0.24
	TOTAL GLOBALE		51.59

7.3.2 Système et compteurs AMR/AMI (grands consommateurs d'énergie)

L'estimation des coûts pour le système et les compteurs AMR/AMI est incluse dans les propositions pour le centre de répartition, package n°7.3. Voir également le tableau 7.21 et à l'annexe correspondante pour plus de détails.

7.3.3 RÉSUMÉ DES COÛTS

Tableau 7-26 montre le résumé total pour les projets de distribution proposées séparés pour chaque package. En outre, les coûts d'ingénierie (10%) et les imprévus (20%) ont été ajoutés. Une liste détaillée de l'estimation sommaire des coûts pour la partie de distribution est illustré à l'annexe 8.4.1.

Tableau 7-26. Résumé des coûts pour tous les packages

Package	Zone	Coût d'Ingénierie (mUSD)	Coût Env. /Soc. (mUSD)	Coût Total (mUSD)
# 1	Natitingou	6.31	0.05	6.35
# 2	Parakou	6.44	0.05	6.48
# 3	Djougou	6.62	0.05	6.66
# 4	l'Augmentation de la demande à Cotonou	70.29	4.80	75.09
# 5	Fiabilité à Cotonou	21.80	2.05	23.85
# 6	Ouidah	10.47	0.49	10.95
# 7	Préparation de la répartition	6.27	0.08	6.35
# 8	Porto Novo	19.51	7.81	27.33
# 9	Projets généraux	2.47	0.04	2.51
# 10	CNCRD	21.78	0.00	21.78
# 11	Compteurs prépayés	51.35	0.24	51.59
TOTAL GLOBALE		**223.29**	**15.65**	**238.95**

Tableau 7.27 montre le résumé total pour les projets proposés de distribution, liées à la priorisation décrit ci-dessus. Les coûts d'ingénierie (10%) et les imprévus (20%) ont également été inclus. Une liste plus détaillée de l'estimation sommaire des coûts pour la partie de distribution est illustré à l'annexe 8.4.2

Tableau 7-27. Résumé des coûts par niveau de priorité

Package	Area	Priorité 1 (mUSD)	Priorité 2 (mUSD)	Priority 3 (mUSD)	Total (mUSD)
# 1	Natitingou	3.17	0.00	3.19	6.35
# 2	Parakou	0.78	0.00	5.70	6.48
# 3	Djougou	1.29	0.00	5.38	6.66
# 4	l'Augmentation de la demande à Cotonou	12.53	29.42	33.14	75.09
# 5	Fiabilité à Cotonou	6.79	15.97	1.09	23.85
# 6	Ouidah	0.00	0.00	10.95	10.95
# 7	Préparation de la répartition	1.72	0.00	4.63	6.35
# 8	Porto Novo	0.00	20.18	7.15	27.33
# 9	Projets généraux	0.00	2.51	0.00	2.51
# 10	CNCRD	21.78	0.00	0.00	21.78
# 11	Compteurs prépayés	0.00	0.00	51.59	51.59
TOTAL GLOBALE		**48.05**	**68.08**	**122.82**	**238.95**

Tableau 7.28 montre le résumé total pour les projets de distribution proposées séparés pour chaque package. En outre, les coûts d'ingénierie (10%) et les imprévus (20%) ont été ajoutés. Une liste plus détaillée de l'estimation sommaire des coûts pour la partie de distribution est illustré à l'annexe 8.4.3.

Tableau 7-28. Résumé des estimations des coûts par la propriété des actifs

Package	ZONE	Actifs SBEE (mUSD)	Actifs CEB (mUSD)	Actifs Total (mUSD)
# 1	Natitingou	4.79	1.56	6.35
# 2	Parakou	5.70	0.78	6.48
# 3	Djougou	5.38	1.29	6.66
# 4	l'Augmentation de la demande à Cotonou	62.56	12.53	75.09
# 5	Fiabilité à Cotonou	17.06	6.79	23.85
# 6	Ouidah	1.92	9.04	10.95
# 7	Préparation de la répartition	6.35	0.00	6.35
# 8	Porto Novo	27.33	0.00	27.33
# 9	Projets généraux	2.51	0.00	2.51
# 10	CNCRD	21.78	0.00	21.78
# 11	Compteurs prépayés	51.59	0.00	51.59
TOTAL GLOBALE		**206.97**	**31.98**	**238.95**

(Cette page a été intentionnellement laissée vide)

8.0 ANALYSE FINANCIERE ET ECONOMIQUE

Les neufs package du projet de distribution identifiés dans l'analyse technique ont été soumis à une analyse économique. L'analyse financière n'a pas été effectuée puisque, dans les circonstances données avec des tarifs qui ne couvrent pas les coûts et des infrastructures publiques intégrées verticalement, cela ne donnerait pas de résultats significatifs :

- Le chiffre d'affaires est insuffisant pour couvrir les coûts d'approvisionnement en électricité, comprenant la génération, le transport et la distribution de cette énergie. Par conséquent, aucun des projets de distribution ne serait financièrement viable au niveau actuel des tarifs.
- En outre, en raison de l'absence de tarification des transferts entre les entreprises de la SBEE, aucune part définie des recettes ne peut être attribuée à la fonction de distribution. Par conséquent, il n'existe aucune base solide pour estimer le flux de revenus supplémentaires résultant de la mise en œuvre de l'un des projets de distribution.

8.1 OBJECTIFS ET APPROCHE

8.1.1 Généralités

L'objectif de l'analyse économique est d'évaluer les impacts globaux des projets de distribution sur le bien-être des citoyens béninois, et de confirmer la viabilité économique des projets d'un point de vue économique. L'analyse économique est réalisée comme une analyse coûts-avantages classique, par la comparaison des coûts économiques des projets et de leurs avantages économiques.

En utilisant une comparaison des scénarios de projet « Avec » et « Sans », seuls les coûts et avantages supplémentaires sont pris en compte dans l'analyse, c'est-à-dire les coûts et les avantages qui seraient attribuables à un projet donné et qui ne seraient pas engendrés si le projet n'était pas mis en œuvre.

Les coûts et avantages supplémentaires sont considérés comme des flux de trésorerie pendant tout le cycle de vie du projet et ils sont ensuite ramenés à leurs valeurs actuelles au moment de la construction. L'hypothèse d'une durée de vie économique de 20 ans est posée, comme cela est couramment pratiqué dans les analyses économiques MCC. Les coûts et les bénéfices sont exprimés en prix constants pour l'année 2014 et en US$.

Un taux d'actualisation économique de 10 % a été utilisé pour calculer les indicateurs principaux de viabilité économique : le bénéfice net et le rapport bénéfice-coût. Ce taux d'actualisation définit le taux seuil de viabilité économique ; un projet est considéré comme économiquement viable lorsque le TRE est égal ou supérieur au taux d'actualisation ; dans ce cas, le bénéfice net est positif et le rapport bénéfice-coût est supérieur ou égal à 1. Les principaux indicateurs de la viabilité économique sont définis comme suit :

- Le taux interne de rentabilité économique (TRE) est défini comme le taux d'actualisation qui égalise la valeur actuelle nette (VAN) des bénéfices et des coûts,

- Le bénéfice net (BN) est définie comme la différence entre la valeur actualisée nette (VAN) des bénéfices et la valeur actualisée nette des coûts, et
- Le rapport bénéfice-coût est défini comme le quotient de la VAN des prestations et la VAN des coûts.

Dans le cadre de l'analyse économique, une analyse de sensibilité est réalisée pour tester l'impact des changements dans les paramètres clés du TRE. Dans l'analyse,

- Les coûts d'investissement sont diminués de 20 % (équivalents aux imprévus envisagés dans l'estimation des coûts) et augmentés de 10 % ;
- les bénéfices totaux varient de ± 10 % ;
- Compte tenu de la forte incidence de la somme consentie à payer pour l'électricité sur le TRE, les valeurs supposées pour cette somme consentie à payer varient de ± 0,10 USD par kWh.

8.1.2 Coûts économiques

Les coûts économiques des projets comprennent tous les coûts engagés pendant la mise en œuvre et l'exploitation ultérieure du projet, à savoir les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance sur une période d'exploitation de 20 ans.

L'estimation des coûts d'investissement pour chaque ensemble de projet (y compris les coûts d'ingénierie et des imprévus physiques) est donnée dans la section 8.1. Ces coûts financiers, qui sont nets de taxes et d'impôts, sont convertis en coûts économiques en appliquant un facteur de conversion standard (SCF) de 0,9 à la composante locale des coûts. Le ratio des coûts étrangers aux coûts locaux est estimé à 80:20 pour tous les projets de distribution.

Les coûts annuels d'exploitation et de maintenance (coûts E&M) sont estimés en pourcentage des coûts d'investissement. Pour tous les projets de distribution, les coûts E&M sont supposés s'élever à 1 % des coûts d'investissement. Pour le Centre national de contrôle (CNCRD), inclus dans l'ensemble n° 7, les coûts E&M sont susceptibles d'être plus élevés (2 %), en raison des coûts accrus des exigences de maintenance pour une exploitation maintenue sur 20 ans.

Le tableau suivant résume les coûts d'investissement économiques et les coûts E&M annuels pour tous les ensembles. Les coûts financiers sont donnés à titre de comparaison.

Tableau 8-1.Synopsis de l'investissement financier et économique et des coûts E&M

Package	Nom	Coûts d'investissement financiers (mUSD)	Coût E&M financiers (mUSD/y)	Coût d'investissement économique (mUSD)	Coût E&M économique (mUSD/y)
n°1	Région de Natitingou	6.4	0.049	6.2	0.048
n°2	Région de Parakou	6.5	0.050	6.4	0.064
n°3	Région de Djougou	6.7	0.051	6.5	0.065
n°4	Programme d'augmentation de la demande à Cotonou	66.2	0.473	67.7	0.677
n°5	Programme d'augmentation de la fiabilité à Cotonou	23.9	0.239	23.3	0.233
n°6	Nouvelle sous-station d'Ouidah	11.0	0.110	10.7	0.107
n°7	CNCRD et modifications pour préparer à la répartition	28.1	0.459	27.6	0.450
n°8	Région de Porto-Novo	27.3	0.273	26.8	0.268
n°9	Projets généraux	2.5	0.025	2.5	0.025
	Total	**178.4**	**1.73**	**177.7**	**1.94**

**) Le coût de l'investissement financier total de 142,9 millions d'US$ diffère de l'estimation du coût total donnés dans la section 8.1 (128,5 millions d'US$ + 33,7 millions d'US$ pour l'ingénierie et les imprévus = 146,2 millions d'US$), car il comprend le coût du CNCRD dans le package n°7 (21,8 millions d'US$) et ne tient pas compte des coûts de l'Extension du réseau urbain et de la Suppression des connexions en « toile d'araignée » dans le package n°4 (25,1 millions d'US$).*

8.2

8.3 BENEFICES ECONOMIQUES

Les principaux bénéficiaires des projets de distribution individuels seront les ménages qui sont actuellement alimentés par un réseau de basse tension peu fiables des chutes de tension inacceptables fréquentes, et l'économie locale (services, commerce, industrie, agriculture) qui doit actuellement faire face à une offre énergétique insuffisante et qui doit souvent recourir à l'auto-génération d'électricité. Les avantages de chaque projet apparaissent lorsque l'on compare les situations « avec » et « sans » le projet. La situation actuelle est caractérisée par des réseaux limités avec des pertes élevées, des pannes fréquentes, un contrôle insuffisant de la tension, et incapables de s'adapter à une demande croissante. Les lignes de distribution existantes dans les zones du projet sont déjà surchargées ou atteindront leur capacité maximale dans un proche avenir. Sans le projet, cette situation prévaudra. Avec les projets proposés, les inconvénients de la situation actuelle sont évités. Il est prévu que les projets proposés augmenteront la disponibilité et la fiabilité de l'approvisionnement électrique qui à son tour stimulera les économies locales et régionales, améliorera les services sociaux (hôpitaux, écoles, approvisionnement d'eau) et améliorera la qualité de vie dans les zones du projet.

Les bénéfices clés des projets, vus par rapport à la situation sans les projets, sont (a) l'augmentation de l'approvisionnement/chiffre d'affaires, (b) la réduction de l'énergie non desservie, et (c) la réduction des pertes. Chacun de ces bénéfices est quantifié en termes de kWh, puis exprimé en termes monétaires pour pouvoir les comparer aux coûts monétaires du projet.

Augmentation de l'approvisionnement

Les lignes de distribution existantes n'ont qu'une capacité limitée. Les contraintes de capacité empêchent que les clients existants consomment davantage d'électricité, que les nouveaux clients soient connectés et que le réseau soit étendu davantage dans les zones rurales non alimentées en électricité. Les projets proposés fourniront une capacité supplémentaire ; le transfert de la charge aux nouvelles lignes évitera les demandes insatisfaites des clients déjà connectés et facilitera la connexion des nouveaux clients dont la demande ne pouvait pas aboutir sans le projet.

L'augmentation de l'offre et la réduction associée des demandes insatisfaites sont dérivées de la demande prévue au niveau des sous-stations jusqu'en 2020 (voir la section 4.1). La demande devrait continuer à croître à un taux de 8 % par an jusqu'en 2025. L'approvisionnement des industries qui produisent actuellement leur propre électricité à Parakou (liées au package n°2) est censé augmenter de 20 % par an, tandis que la nouvelle charge industrielle à Ouidah (ensemble n°6) est censé rester au niveau initial pendant toute la période de l'étude. Après 2025, la charge sur toutes les lignes devrait rester constante en raison des futures limites de capacité.

L'approvisionnement électrique supplémentaire supporté par les projets est égal à la demande insatisfaite dans la situation sans le projet. Par conséquent, seul l'approvisionnement supplémentaire est attribué aux projets comme un bénéfice. La charge supplémentaire est convertie en approvisionnement supplémentaire en électricité, en appliquant le facteur de charge du système de 0,66.

C'est une pratique standard pour évaluer la demande insatisfaite au niveau du consentement à payer (CAP) des clients pour l'électricité. Il a été convenu avec le MCC d'utiliser une valeur de 0,5 USD par kWh pour le CAP. Toutefois, la valeur de l'offre supplémentaire rendue possible par les projets de distribution n'est pas égale au CAP total. La génération ou l'importation de l'électricité et de son transport via le réseau de transport contribuent également à l'augmentation de l'offre ; par conséquent, le bénéfice ne peut pas être attribué uniquement aux projets de distribution. Afin de profiter du bénéfice économique de l'électricité supplémentaire, le pays doit encourir non seulement des coûts pour les projets de distribution, mais aussi des coûts pour la production ou l'importation et le transport d'électricité. Ces coûts de production et de transport d'électricité doivent être équilibrés avec les bénéfices des projets de distribution, afin d'assurer que les bénéfices des projets de distribution ne soient pas exagérés. Les coûts estimés des importations et du transport (58 CFA, équivalent à 0,11 USD et 0,02 USD par kWh, respectivement) sont donc déduits du CAP de 0,5 US$, résultant en un CAP pour les services de distribution égal à 0,37 USD par kWh.

Dans le package n°2 (Ouidah), l'approvisionnement électrique par le réseau vers les clients industriels remplace l'auto-génération d'électricité. Les bénéfices de l'offre rendue possible par le projet ne sont donc pas représentés par l'offre *accrue*, mais par le coût évité de l'approvisionnement remplacé. Ce coût évité est équivalent à éviter les coûts de carburant des générateurs fonctionnant au diesel, qui ont été estimés à 0,22 USD par kWh (voir le Rapport d'étude de faisabilité de la réhabilitation thermique).

Réduction de l'électricité non desservie

Les pannes de courant imprévues des lignes de distribution existantes dans les zones du projet sont fréquentes ; la SBEE a aussi régulièrement recours au délestage de charge. Les projets proposés augmenteront la fiabilité du système et réduiront l'électricité non desservie en raison des pannes de courant et du délestage de charge annuels.

La réduction de l'électricité non desservie (ED) découlant de la mise en œuvre de projets individuels de distribution a été obtenue en calculant l'électricité non desservie à la ligne de base (interpolation des données 2012 de la SBEE) et en estimant le pourcentage de réduction réalisé par le projet. La ligne de base a été calculée comme suit :

Charge moyenne du système = 150 MW, dont 110 MW pour les zones urbaines et 40 MW pour les zones rurales

Pannes de courant imprévues

Zones urbaines	= 100 heures/an x 110 MW	= 11 GWh par an
Zones rurales	= 400 heures/an x 40 MW	= 16 GWh par an
Total		= 27 GWh par an.

Délestage de charge électrique

Zones urbaines	= 150 heures/an x 110 MW	= 16,5 GWh par an
Zones rurales	= 50 heures/an x 40 MW	= 2,0 GWh par an
Total		= 18,5 GWh par an
Électricité non desservie totale		**= 45,5 GWh par an**

La totalité des pannes non desservies de 45,5 GWh est égale à 5,4 % des ventes de 840 GWh par an.

Le package n°4 (programme d'augmentation de la demande à Cotonou) devrait permettre de réduire le délestage de charge de 10 %, soit une réduction de 1,65 GWh par an.

Le package n°5 (programme d'augmentation de la fiabilité à Cotonou) devrait permettre de réduire les pannes de courant (en zone urbaine uniquement) de 10 % (1,1 GWh par an) et le délestage de charge (en zone urbaine uniquement) de 20 % (3,3 GWh par an).

Le CNCRD dans le package n°7 devrait permettre de réduire les pannes de courant de 10 % (2,7 GWh par an) et le délestage de charge de 20 % (3,7 GWh par an). La composante de lecture de compteur automatique (AMR) du n°7 devrait réduire le délestage de charge de 10 % supplémentaires (1,85 GWh par an).

Le package n°8 (Porto-Novo) devrait permettre de réduire les pannes de courant (33 % de la charge de Cotonou) de 10 % (0,37 GWh).

Le package n°9 (Projets généraux, commutateurs de sectionnement) devrait permettre de réduire les pannes de courant à Cotonou de 1 % (0,11 GWh).

Le tableau ci-dessous résume la réduction attendue en matière d'électricité non desservie.

Tableau 8-2. Réduction prévue de l'électricité non desservie

	Réduction de l'électricité non desservie (GWh par an)		
Package du projet	**Pannes de courant**	**Délestage de charge électrique**	**Total**
n°4 Programme d'augmentation de la demande à Cotonou		1,65	1,65
n°5 Programme d'augmentation de la fiabilité à Cotonou	1,10	3,30	4,40
n°7 CNCRD	2,70	3,70	6,40
n°7 AMR		1,85	1,85
n°8 Porto-Novo	0,37	0,55	0,92
n°9.2 Projets généraux	0,11		0,11
Réduction totale	4,3	11.1	15,3
Base de référence	27,5	18,0	45,5
Réduction en % de la base de référence	**15,6 %**	**61,4 %**	**33,7 %**

Les valeurs de la réduction des pannes de courant et du délestage réduit de charge sont égales au coût (évité) de l'électricité non desservie (COUE). Pour une détermination précise du coût de l'énergie non desservie, des enquêtes auprès des ménages et des industries sont nécessaires. Étant donné que ces enquêtes ne sont pas disponibles pour le Bénin, le coût de l'énergie non desservie est estimé à 0,5 US$ par kWh. Il s'agit d'une approche conservatrice ; typiquement, les estimations du coût de l'électricité non desservie sont comprises entre 0,10 et 0,50 US$ pour les ménages (en utilisant le CAP comme approximation) et plus de 1 USD par kWh pour les consommateurs industriels.

Réduction des pertes dans le système de distribution

Les lignes de distribution existantes dans les zones du projet sont surchargées, ce qui se traduit par des pertes de système élevées. Les projets proposés ajouteront de la capacité, soulageront les contraintes du système et réduiront les pertes dans le système.

La réduction des pertes du système résultant de la mise en œuvre des packages du projet n°1 (Natitingou), n°2 (Parakou) et n°3 (Djougou) a été calculée à partir des études de flux de charge pour 2017 avec et sans les projets proposés. Comme les données pour les années suivantes ne sont pas disponibles, la contribution des projets à la réduction des pertes dans le réseau électrique régional est maintenue constante après 2025. Il s'agit d'une approche conservatrice pour s'assurer que les bénéfices des projets ne soient pas surestimés. La réduction des pertes dans l'ensemble des trois projets s'élève à 3 %, dans les zones respectives.

La mise en œuvre du package n°9.1 (Compensation de l'équipement 3 MVAr, banques) devrait permettre de réduire les pertes de 4,38 GWh par an (sur la base de 50 % de 1 MW).

Les déperditions d'énergie augmentent le coût de l'électricité délivrée. Quand une partie de l'électricité produite ou importée est perdue lors de son transport et de sa distribution vers le consommateur, davantage d'électricité doit être produite ou importée pour répondre à la demande des consommateurs. Les bénéfices économiques de la réduction des pertes sont donc égaux au coût évité de la production ou de l'importation d'électricité. Puisque la majeure partie de l'approvisionnement en électricité du Bénin est importée, la réduction de la perte est évaluée au coût des importations : 58 CFA, équivalent à 0,11 USD par kWh.

Chaque projet proposé va générer au moins un des trois types de bénéfices qui sont discutés ci-dessus. Le tableau ci-dessous résume l'impact attendu des projets spécifiques sur l'approvisionnement supplémentaire, la réduction de l'énergie non desservie et la réduction de la perte technique.

Tableau 8-3. Portée de bénéfices attendus des projets

n°	Package	Offre supplémentaire (GWh par an après 2025)	Réduction en EI (pannes de courant et délestage de charge) (GWh par an)	Réduction des pertes (GWh par an)
n°1	Région de Natitingou	46	-	1,24
n°2	Région de Parakou	221	-	0,09
n°3	Région de Djougou	22	-	0,25
n°4	Programme d'augmentation de la demande à Cotonou	170	1,65	-
n°5	Programme d'augmentation de la fiabilité à Cotonou	229	4,40	-
n°6	Nouvelles sous-stations à Ouidah	130	-	-
n°7	NCC et modif. pour préparer à la répartition	-	8,25	-
n°8	Région de Porto-Novo	215	0,92	-
n°9	Projets généraux		0,11	4,38
	Total	**1032**	**15,3**	**6,0**

8.3.1 Paramètres et hypothèses

Les différents paramètres et hypothèses sous-tendant l'analyse économique sont résumés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 8-4. Paramètres et hypothèses pour l'analyse économique

Paramètre	Valeur	Unité
Généralités		
Taux d'actualisation économique	10%	
Taux de change	550	FCFA/USD
Paramètres de coût		
Ingénierie	10%	du coût de construction
Imprévu technique	20%	du coût de construction
Ingénierie/imprévu technique CNCRD, chacun	5%	du coût de construction
Composante locale	10%	du coût de construction
Coefficient standard de conversion (SCF)	0,9	
Coûts E&M	1%	du coût d'investissement
Coûts E&M (CN CRD)	2%	du coût d'investissement
Durée de vie économique des investissements	20	années
Paramètres de prestations		
Consentement à payer (CAP)	0,50	USD / kWh
moins : coût des importations	0,11	USD / kWh
moins : coût du transport	0,02	USD / kWh
CAP affecté à la distribution	0,37	USD / kWh
Coût d'exploitation de l'auto-génération	0,22	USD / kWh
Coût de l'énergie inutilisée (CDED)	0,50	USD / kWh
Coût des pertes (tarif à l'importation)	58	FCFA / kWh
Coût des pertes (tarif à l'importation)	0,11	USD / kWh
Croissance de la demande (jusqu'en 2025)	8%	par an
Facteur d'occupation	0,66	
Sensibilités	Gamme	
Coût d'investissement	-20%	+10%
Consentement à payer (CAP)	+0,1	-0,1
Avantages	+10%	-10%

8.4 PACKAGE N° 1 - REGION DE NATITINGOU

Les coûts d'investissement du projet, y compris les imprévus physiques, d'ingénierie et environnemental et social, s'élèvent à 6,3 millions de dollars en termes financiers et 6,2 millions de dollars en termes économiques. Les coûts annuels d'Ex & M sont estimés à 62 000 USD.

Le principal avantage du projet est l'approvisionnement renforcé de la zone du projet. L'offre supplémentaire attribuable au projet augmente de 3,7 GWh en 2017 à 46,1 GWh en 2025. L'offre supplémentaire est évaluée à 0,37 dollars par kWh, soit le CAP équilibré avec le coût de l'importation et du transport de l'électricité. Le projet contribue également à la réduction des pertes. Lorsque le projet est mis en œuvre, les pertes dans le réseau de distribution régionale sont réduites de 1,24 GWh par année. Le coût évité des pertes est égal au coût des importations à 0,11 dollars par kWh.

Les principaux paramètres des coûts et des avantages sont résumés dans le tableau ci-dessous, ainsi que les résultats de l'analyse coûts-avantages.

Tableau 8-5. Package # 1 Résultats de l'analyse économique

Entrées			Résultats		
Coût d'investissement financier	6.35	mUSD	TRE	64.0%	
Coût d'investissement économique	6.23	mUSD	VAN des coûts	6.0	mUSD
Coût annuel d'Ex & M (écon.)	0.05	mUSD	VAN des avantages	81.9	mUSD
Offre supplémentaire au-delà de 2025	46.1	GWh/an	Offre supplémentaire	80.9	mUSD
Réduction de l'énergie non desservie	n.a.	GWh/an	Réduction en l'énergie non desservie	n.a.	mUSD
Réduction des pertes	1.2	GWh/an	Réduction des pertes	1.1	
CAP alloué au projet de distribution	0.37	USD/kWh	Bénéfice net	75.9	mUSD
Coût de l'énergie inutilisée (CDED)	n.a.	USD/kWh	Rapport bénéfice/coût	13.6	mUSD
Coût des pertes	0.11	USD/kWh			

Le projet a un taux de rentabilité économique de 64,2% et est donc économiquement faisable. Comme le montre le tableau ci-dessus, les avantages monétaires de l'approvisionnement supplémentaire en électricité ont la plus grande part dans les bénéfices totaux du projet. Les avantages de la réduction des pertes sont beaucoup plus petits, mais néanmoins recouvreraient environ 17% des coûts. Le rapport avantages-coûts total du projet est de 13,4. Détails des flux de trésorerie sont fournis dans **Annexe 9.2**.

8.5 PACKAGE N° 2 - REGION DE PARAKOU

Les coûts d'investissement du projet, y compris les imprévus physiques, d'ingénierie et environnemental et social s'élèvent à 6,4 millions de dollars en termes financiers et 6,36 millions de dollars en termes économiques. Les coûts annuels d'Ex & M sont estimés à 63 000 USD.

Le principal avantage du projet est l'approvisionnement renforcé de la zone du projet. En particulier, l'industrie locale bénéficiera de l'approvisionnement du réseau qui est plus économique que l'auto-génération actuelle. On prévoit que l'offre supplémentaire aux ménages augmentera de 4,5 GWh en

2017 à 55,7 GWh en 2025. L'offre aux clients industriels devrait commencer avec 46,3 GWh (8 MW) en 2018 et passera à 165,7 GWh en 2025. L'offre supplémentaire aux ménages est évaluée à 0,37 dollars par kWh, soit le CAP équilibré avec le coût de l'importation et du transport de l'électricité. L'auto-génération du coût évité (économies de carburant) est évaluée à 0,22 dollars par kWh. La contribution de ce projet à la réduction de la perte n'est que marginale avec 0,09 GWh par année, mais le projet doit être considéré en conjonction avec les packages n° 1 et n° 3 pour évaluer l'impact combiné sur la réduction de la perte.

Les principaux paramètres des coûts et des avantages sont résumés dans le tableau ci-dessous, ainsi que les résultats de l'analyse coûts-avantages.

Tableau 8-6. Package n° 2 Résultats de l'analyse économique

Inputs			Results		
Coût d'investissement financier	6.48	mUSD	TRE	130.0%	
Coût d'investissement économique	6.36	mUSD	VAN des coûts	6.3	mUSD
Coût annuel d'Ex & M (écon.)	0.06	mUSD	VAN des avantages	273.7	mUSD
Offre supplémentaire au-delà de 2025	55.7	GWh/an	Offre supplémentaire	97.7	mUSD
Réduction de l'énergie non desservie	165.7	GWh/an	Réduction en l'énergie non desservie	175.9	mUSD
Réduction des pertes	0.09	GWh/an	Réduction des pertes	0.07	mUSD
CAP alloué au proj. de distrib.	0.37	USD/kWh	Bénéfice net	267.4	mUSD
Coût de l'énergie non desservie	0.22	USD/kWh	Rapport bénéfice/coût	43.6	mUSD
Coût des pertes	0.11	USD/kWh			

Le projet a un taux de rentabilité économique de 130,7% et est donc économiquement faisable. Le TRE élevé est attribuable à l'offre supplémentaire substantielle et la valeur élevée du CAP et le coût du carburant évité. Le rapport avantages-coûts du projet est de 44,0. Détails des flux de trésorerie sont fournis dans l'Annexe 9.

8.6 PACKAGE N° 3 - REGION DE DJOUGOU

Les coûts d'investissement du projet, y compris les imprévus physiques, d'ingénierie et environnemental et social, s'élèvent à 6,66 millions de dollars en termes financiers et 6,54 millions de dollars en termes économiques. Les coûts annuels d'Ex & M sont estimés à 65 000 USD.

Le principal avantage du projet est l'approvisionnement renforcé de la zone du projet. L'offre supplémentaire attribuable au projet augmente de 1,8 GWh en 2017 à 22,3 GWh en 2025. L'offre supplémentaire est évaluée à 0,37 dollars par kWh, soit le CAP équilibré avec le coût de l'importation et du transport de l'électricité. Le projet contribue également à la réduction de la perte de 0,25 GWh par année. Le coût évité des pertes est égal au coût des importations à 0,11 USD par kWh.

Les principaux paramètres des coûts et des avantages sont résumés dans le tableau ci-dessous, ainsi que les résultats de l'analyse coûts-avantages.

Tableau 8-7. Package n° 3 Résultats de l'analyse économique

Entrées			Résultats		
Coût d'investissement financier	6.48	mUSD	TRE	130.0%	
Coût d'investissement économique	6.36	mUSD	VAN des coûts	6.3	mUSD
Coût annuel d'Ex & M (écon.)	0.06	mUSD	VAN des avantages	273.7	mUSD
Offre supplémentaire au-delà de 2025	55.7	GWh/an	Offre supplémentaire	97.7	mUSD
Réduction de l'énergie non desservie	165.7	GWh/an	Réduction en l'énergie non desservie	175.9	mUSD
Réduction des pertes	0.09	GWh/an	Réduction des pertes	0.07	mUSD
CAP alloué au proj. de distrib.	0.37	USD/kWh	Bénéfice net	267.4	mUSD
Coût de l'énergie non desservie	0.22	USD/kWh	Rapport bénéfice/coût	43.6	mUSD
Coût des pertes	0.11	USD/kWh			

Le projet a un taux de rentabilité économique de 39,5% et est donc économiquement faisable. Comme le montre le tableau ci-dessus, les avantages monétaires de la fourniture d'électricité supplémentaire ont la plus grande part dans les bénéfices totaux du projet. Les avantages de la réduction de la perte sont marginaux. Le rapport avantages-coûts total du projet est de 6,1. Détails des flux de trésorerie sont fournis dans Annexe 9.

8.7 PACKAGE N° 4 - PROGRAMME D'AUGMENTATION DE LA DEMANDE A COTONOU

Les coûts d'investissement du projet, y compris les imprévus physiques, d'ingénierie et environnemental et social, s'élèvent à 44 millions de dollars en termes financiers et 43,3 millions de dollars en termes économiques. Les trois composantes du projet (n° 4.1 à 4.3) ont presque des parts égales dans le coût total. Les coûts annuels d'Ex & M sont estimés à 433 000 USD.

Le principal avantage du projet est l'approvisionnement renforcé de la zone du projet. L'offre supplémentaire imputable au projet s'élève à 170 GWh en 2025, mais les trois composantes du projet jouent des rôles différents dans la fourniture. Puisque la charge actuelle est en partie déplacée de Védoko et Akpakpa et que la composante du projet nouvellement affectée n° 4.1 n'a apparemment pas de bénéfice supplémentaire, ou plutôt un avantage négatif, cet effet est, toutefois, compensé par les avantages supplémentaires des composantes n° 4.2 et 4.3. L'offre supplémentaire est évaluée à 0,37 dollars par kWh, soit le CAP équilibré avec le coût de l'importation et du transport de l'électricité. Le projet contribue également à une réduction du délestage de 1,65 GWh par année, qui est évaluée à 0,5 USD par kWh.

Les principaux paramètres des coûts et des avantages sont résumés dans le tableau ci-dessous, ainsi que les résultats de l'analyse coûts-avantages.

Tableau 8-8. Package n° 4 Résultats de l'analyse économique

Entrées			Résultats		
Coût d'investissement financier	47.70	mUSD	TRE	23.7%	
Coût d'investissement économique	46.41	mUSD	VAN des coûts	44.39	mUSD
n°4.1 Vedoko	12.29	mUSD	VAN des avantages	219.41	mUSD
n°4.2 Gbedjromede	17.54	mUSD	Offre supplémentaire n°4.1	137.58	mUSD
n°4.3 Cadjehoun/Fidjrosse	16.58	mUSD	Offre supplémentaire n°4.2	187.41	mUSD
Coût annuel d'Ex & M (écon.)	0.464	mUSD	Offre supplémentaire n°4.3	163.68	mUSD
Offre supplémentaire au-delà de 2025	169.59	GWh/an	Réduction en l'énergie non desservie	5.90	mUSD
Réduction de l'énergie non desservie	1.65	GWh/an	Réduction des pertes	n.a	mUSD
Réduction des pertes	n.a.	GWh/an	Bénéfice net	175.02	mUSD
CAP alloué au proj. de distrib.	0.37	USD/kWh	Rapport bénéfice/coût	4.94	mUSD
Coût de l'énergie non desservie	0.5	USD/kWh			
Coût des pertes	n.a.	USD/kWh			

Le projet avec ses trois composantes a un taux de rentabilité économique globale de 23,7% et est donc économiquement faisable. Les bénéfices monétaires de l'approvisionnement supplémentaire en électricité ont la plus grande part dans les bénéfices totaux du projet. Les bénéfices de la réduction du délestage sont beaucoup plus petits, mais néanmoins recouvreraient environ 13% des coûts. Le rapport avantages-coûts total du projet est de 4,94. Les détails des flux de trésorerie sont fournis dans Annexe 9.

8.8 PACKAGE N° 5 - PROGRAMME D'AUGMENTATION DE FIABILITE A COTONOU

Les coûts d'investissement du projet, y compris les imprévus physiques, d'ingénierie et environnemental et social, s'élèvent à 20,6 millions de dollars en termes financiers et 20,3 millions de dollars en termes économiques. Les coûts annuels d'Ex & M sont estimés à 203 000 USD.

Le principal avantage du projet est l'approvisionnement renforcé de la zone du projet. L'offre supplémentaire attribuable au projet augmente de 15,7 GWh en 2017 à 228,5 GWh en 2025. L'offre supplémentaire est évaluée à 0,37 dollars par kWh, soit le CAP équilibré avec le coût de l'importation et du transport de l'électricité. Le projet contribue également à une réduction des pannes et des délestages de 4,4 GWh par année, qui est évaluée à 0,5 USD par kWh.

Les principaux paramètres des coûts et des avantages sont résumés dans le tableau ci-dessous, ainsi que les résultats de l'analyse coûts-avantages.

Tableau 8-9. Package n° 5 Résultats de l'analyse économique

Entrées			Résultats		
Coût d'investissement financier	23.85	mUSD	TRE	77.5%	
Coût d'investissement économique	23.53	mUSD	VAN des coûts	23.22	mUSD
Coût annuel d'Ex & M (écon.)	0.235	mUSD	VAN des avantages	415.01	mUSD
Offre supplémentaire au-delà de 2025	228.50	GWh/an	Offre supplémentaire	397.98	mUSD
Réduction d'EnD (coupures)	1.1	GWh/an	Réduction d'EnD	17.03	mUSD
Réduction d'EnD (délestage)	3.3	GWh/an	Réduction des pertes	n.a	mUSD
Réduction des pertes	n.a.	GWh/an	Bénéfice net	391.79	mUSD
CAP alloué au proj. de distrib.	0.37	USD/kWh	Rapport bénéfice/coût	17.88	mUSD
Coût de l'énergie non desservie	0.5	USD/kWh			
Coût des pertes	n.a.	USD/kWh			

Le projet a un taux de rentabilité économique de 77,5% et est donc économiquement faisable. Les bénéfices monétaires de l'approvisionnement incrémental en électricité ont la plus grande part dans les bénéfices totaux du projet, mais les avantages quant à la réduction de l'énergie inutilisée sont importants : avec une VAN de 391 millions de dollars, la réduction de l'énergie inutilisée pourrait presque à elle seule justifier le projet. Le rapport avantages-coûts total du projet est de 17,88. Détails des flux de trésorerie sont fournis dans Annexe 9.

8.9 PACKAGE N° 6 - NOUVELLES SOUS-STATIONS A OUIDAH

Les coûts d'investissement du projet, y compris les imprévus physiques, d'ingénierie et environnemental et social, s'élèvent à 10,95 millions de dollars en termes financiers et 10,74 millions de dollars en termes économiques. Les coûts annuels d'Ex & M sont estimés à 11,000 USD.

Le principal avantage du projet est l'approvisionnement renforcé de la zone du projet. La charge dans la nouvelle zone industrielle est supposée être de 20 MW, et la demande d'énergie correspondante est de 115,6 GWh à partir de 2019. L'offre supplémentaire à la population rurale augmente de 1,6 GWh à 13,9 GWh en 2025. L'offre supplémentaire est évaluée à 0,37 dollars par kWh, soit le CAP équilibré avec le coût de l'importation et du transport de l'électricité. La même valeur est appliquée aux clients résidentiels et industriels, puisque contrairement au Package n° 2, l'ouverture du réseau à des clients industriels ne leur économisent pas uniquement des coûts de carburant, mais la totalité du coût de l'auto-génération qui est dans la même gamme que le CAP.

Les principaux paramètres des coûts et des avantages sont résumés dans le tableau ci-dessous, ainsi que les résultats de l'analyse coûts-avantages.

Tableau 8-10. Package n° 6 Résultats de l'analyse économique

Entrées			Résultats		
Coût d'investissement financier	10.95	mUSD	TRE	404.3%	
Coût d'investissement économique	10.74	mUSD	VAN des coûts	10.6	mUSD
Coût annuel d'Ex & M (écon.)	0.11	mUSD	VAN des avantages	359.0	mUSD
Offre supplémentaire au-delà de 2025 (ind)	115.6	GWh/an	Offre supplémentaire (ind)	331.1	mUSD
Offre supplémentaire au-delà de 2025 (res)	13.9	GWh/an	Offre supplémentaire (res)	27.9	mUSD
Réduction des pertes	n.a.	GWh/an	Réduction des pertes	n.a.	mUSD
CAP alloué au proj. de distrib. (ind)	0.37	USD/kWh	Bénéfice net	348.4	mUSD
Coût des pertes	n.a.	USD/kWh	Rapport bénéfice/coût	33.89	mUSD

Le projet a un taux de rentabilité économique de 404% et est donc économiquement faisable. Le TRE extraordinairement élevé est dû au fait que l'ensemble de l'offre du nouveau centre industriel peut être attribué au projet avec ses coûts d'investissement relativement bas. Le rapport avantages-coûts du projet est de 33. Détails des flux de trésorerie sont fournis dans Annexe 9.7.

8.10 PACKAGE N° 7 - CENTRE NATIONAL DE DISPATCH ET MODIFICATIONS NECESSAIRES AU DISPATCH

Les coûts d'investissement du projet, y compris les imprévus physiques, d'ingénierie et environnemental et social, s'élèvent à 28,13 millions de dollars en termes financiers et 27,56 millions de dollars en termes économiques. Le projet comprend la construction du CNCRD à deux endroits avec le SCADA et d'autres équipements, la formation, les modifications « prêtes à l'expédition » des postes, et le système AMR / AMI (composante n° 7.3). Le coût du système et des compteurs AMR / AMI (qui sont abordés dans la Section 6 de Paiement Anticipé) a été alloué à la distribution package n° 7 (CNCRD et travaux connexes), puisque le système et les compteurs AMR / AMI sont surveillés et contrôlés depuis le CNCRD.

Les coûts annuels d'Ex & M sont estimés à 450 000 USD.

L'avantage de ce projet est l'impact sur les pannes et les délestages. La CNCRD et les modifications prêtes à l'expédition sont destinées à réduire à l'échelle nationale, les pannes de 10% et les délestages de 20%, équivalent à 6,4 GWh par année au total. Une réduction supplémentaire des délestages de 10% est attendue en marge de la mise en œuvre d'AMR / AMI (n° 7.3). Cet avantage est évalué au coût de l'énergie inutilisée de 0,5 dollars par kWh.

Les principaux paramètres des coûts et des avantages sont résumés dans le tableau ci-dessous, ainsi que les résultats de l'analyse coûts-avantages.

Tableau 8-11. Package n° 7 Résultats de l'analyse économique

Entrées			Résultats		
Coût d'investissement financier	28.13	mUSD	TRE	11.3%	
Coût d'investissement économique	27.56	mUSD	VAN des coûts	26.82	mUSD
CNCRD	21.34	mUSD	VAN des avantages	29.02	mUSD
n°7.1 and 7.2 S/S Modification	3.66	mUSD	Offre supplémentaire	n.a.	mUSD
n°7.3 AMR	2.55	mUSD	Réduction de coupures	9.50	mUSD
Coût annuel d'Ex & M (écon.)	0.450	mUSD	Réduction de délestage	13.02	mUSD
Offre supplémentaire au-delà de 2025	n.a	GWh/an	Réduction de délestage (AMR)	6.51	mUSD
Réduction d'EnD (coupures)	2.7	GWh/an	Réduction des pertes	n.a	mUSD
Réduction d'EnD (délestage)	3.7	GWh/an	Bénéfice net	2.20	mUSD
Réduction de délestage à cause du AMR	1.85	GWh/an	Rapport bénéfice/coût	1.08	mUSD
Réduction des pertes	n.a.	GWh/an			
CAP alloué au proj. de distrib.	n.a	USD/kWh			
Coût de l'énergie non desservie	0.5	USD/kWh			
Coût des pertes	n.a.	USD/kWh			

Le projet a un taux de rentabilité économique de 11,3% et est donc économiquement faisable. Les bénéfices monétaires de la réduction du délestage ont la plus grande part dans les bénéfices totaux du projet, suivi de près par les bénéfices de réduction des pannes. Le rapport avantages-coûts du projet est de 1,1.

Bien qu'au-dessus du taux de coupure de 10%, le TRE de la CNCRD et les travaux connexes sont faibles par rapport aux autres projets de distribution. Ceci est dû aux difficultés de quantifier les avantages d'un Centre National de Contrôle. Il est généralement admis qu'un CNCRD ultramoderne est essentiel pour le bon fonctionnement d'un réseau de transport et de distribution. Tous les autres projets de distribution proposés profiteront du CNCRD, de sorte que certains de leurs bénéfices puissent effectivement être alloués au CCN, si une méthodologie appropriée existait pour cette allocation. Ceci doit être gardé à l'esprit lors de l'évaluation de la rentabilité économique du Package n° 7.

Détails des flux de trésorerie sont fournis dans l'Annexe 9.8

8.11 PACKAGE N° 8 -REGION DE PORTO-NOVO

Les coûts d'investissement du projet, y compris les imprévus physiques, d'ingénierie et environnemental et social, s'élèvent à 18,1 millions de dollars en termes financiers et 17,8 millions de dollars en termes économiques. Les coûts annuels d'Ex & M sont estimés à 178 000 USD.

Le principal avantage du projet est l'approvisionnement renforcé de la zone du projet. L'offre supplémentaire attribuable aux projets augmente de 70,6 GWh en 2018 à 214,9 GWh en 2025. L'offre supplémentaire est évaluée à 0,37 dollars par kWh, soit le CAP équilibré avec le coût de l'importation et du transport de l'électricité. Le projet contribue également à une réduction des pannes et des délestages de 0,92 GWh par année, qui est évaluée à US $ 0,5 par kWh.

Les principaux paramètres des coûts et des avantages sont résumés dans le tableau ci-dessous, ainsi que les résultats de l'analyse coûts-avantages.

Tableau 8-12. . Package n° 8 Résultats de l'analyse économique

Entrées			Résultats		
Coût d'investissement financier	27.33	mUSD	TRE	114.6%	
Coût d'investissement économique	27.81	mUSD	VAN des coûts	27.44	mUSD
Coût annuel d'Ex & M (écon.)	0.278	mUSD	VAN des avantages	461.47	mUSD
Offre supplémentaire au-delà de 2025	214.94	GWh/an	Offre supplémentaire	457.93	mUSD
Réduction d'EnD (coupures)	0.37	GWh/an	Réduction d'EnD	3.55	mUSD
Réduction d'EnD (délestage)	0.55	GWh/an	Réduction des pertes	n.a	mUSD
Réduction des pertes	n.a.	GWh/an	Bénéfice net	434.04	mUSD
CAP alloué au proj. de distrib.	0.37	USD/kWh	Rapport bénéfice/coût	16.82	mUSD
Coût de l'énergie non desservie	0.5	USD/kWh			
Coût des pertes	n.a.	USD/kWh			

Le projet a un taux de rentabilité économique de 114,6% et est donc économiquement faisable. Les bénéfices monétaires de l'approvisionnement incrémental en électricité ont la plus grande part dans les bénéfices totaux du projet. Les bénéfices de la réduction de l'énergie inutilisée sont beaucoup plus petits, mais néanmoins recouvreraient environ 20% des coûts. Le rapport avantages-coûts du projet est de 16,8. Détails des flux de trésorerie sont fournis dans l'Annexe 9.9.

8.12 PACKAGE N° 9 - PROJETS GENERAUX

Les coûts d'investissement du projet, y compris les imprévus physiques, d'ingénierie et environnemental et social, s'élèvent à 2,51 millions de dollars en termes financiers et 2,47 millions de dollars en termes économiques. Les coûts annuels d'Ex & M sont estimés à 23 000 USD.

Le principal avantage du projet est la réduction des pertes de 4,4 GWh par an. Le projet contribue également à une réduction de délestage de 0,1 GWh par an. La valeur économique du délestage évité (coût de l'énergie inutilisée) est de 0,5 dollars kWh. Le coût évité des pertes est de 0,11 dollars par kWh, égal au coût des importations.

Les principaux paramètres des coûts et des avantages sont résumés dans le tableau ci-dessous, ainsi que les résultats de l'analyse coûts-avantages.

Tableau 8-13. Package n° 9 Résultats de l'analyse économique

Entrées			Résultats		
Coût d'investissement financier	2.51	mUSD	TRE	20.2%	
Coût d'investissement économique	2.47	mUSD	VAN des coûts	2.43	mUSD
Coût annuel d'Ex & M (écon.)	0.02	mUSD	VAN des avantages	4.15	mUSD
Offre supplémentaire au-delà de 2025	n.a.	GWh/an	Offre supplémentaire	n.a.	mUSD
Réduction d'EnD	0.11	GWh/an	Réduction d'EnD	0.43	mUSD
Réduction des pertes	4.38	GWh/an	Réduction des pertes	3.73	mUSD
CAP alloué au proj. de distrib.	n.a.	USD/kWh	Bénéfice net	1.72	mUSD
Coût de l'énergie non desservie	0.5	USD/kWh	Rapport bénéfice/coût	1.71	
Coût des pertes	0.11	USD/kWh			

Le projet a un taux de rentabilité économique de 20,2% et est donc économiquement faisable. Les bénéfices monétaires de la réduction des pertes ont la plus grande part dans les bénéfices totaux du projet. Les bénéfices de la réduction de l'énergie inutilisée sont beaucoup plus petits, mais néanmoins recouvreraient environ 20% des coûts. Le rapport avantages-coûts total du projet est de 1,t. Détails des flux de trésorerie sont fournis dans l'Annexe 9.10.

8.13 RÉSUMÉ DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

Un résumé de l'analyse économique de tous les packages est affichée dans le tableau suivant.

Tableau 8-14.Résultats de l'analyse économique

Package	Projet	TRE (%)	Bénéfice net (mUSD)
n°1	Région de Natitingou	64%	76
n°2	Région de Parakou	130%	267
n°3	Région de Djougou	40%	33
n°4	Programme d'augmentation de la demande à Cotonou	20%	154
n°5	Programme d'augmentation de la fiabilité à Cotonou	78%	392
n°6	Nouvelles sous-stations à Ouidah	404%	348
n°7	NCC et modif. pour préparer à la répartition	11.3%	2.2
n°8	Région de Porto-Novo	118%	435
n°9	Projets généraux	20%	1.7

Les TRE des projets varient entre 11% et plus de 400%, mais la plupart des TRE, ainsi que le TRE global de 57% pour tous les package, sont relativement élevés. Pour les trois TRE exceptionnellement élevés de packages n° 2, 6 et 8, elles sont expliquées par l'apport additionnel élevé attribué aux projets et la valeur économique élevée de cet approvisionnement.

(Cette page a été intentionnellement laissée vide)

9.0 SUIVI ET EVALUATION (S&E)

9.1 RÉSUMÉ DU PROGRAMME ET DES PRINCIPAUX OBJECTIFS

Le gouvernement des États-Unis, à travers le Millennium Challenge Corporation (MCC), développe un pacte avec le gouvernement du Bénin (GOB). Il se concentre sur le secteur de l'énergie électrique du Bénin. Le programme vise à accroître la croissance économique et à réduire la pauvreté au Bénin. La logique du programme pour le Pacte MCA-Bénin est basée sur des preuves et des hypothèses spécifiques sur les liens entre les différentes activités du projet et l'objectif à long terme de la croissance économique et la réduction de la pauvreté.

9.2 PRINCIPES DE SUIVI ET ÉVALUATION (S&E)

Une des façons avec laquelle MCC est en train de changer la conversation à propos de l'aide étrangère est une approche de suivi et évaluation (S & E) qui commence par le suivi des performances sur les processus et les résultats au début de la vie d'un Pacte et, ensuite, continue de suivre les résultats et les impacts de haut niveau en fin de compte, pour évaluer concrètement comment ses activités ont affecté la pauvreté et la croissance économique.

9.2.1 L'intégration de S & E dans toutes les phases des opérations du Pacte

Afin de respecter l'engagement du MCC en termes de suivi des résultats dans sa totalité, S & E est intégré dans toutes les phases des opérations du Pacte - depuis le développement du Pacte jusqu'à la mise en œuvre.

9.2.2 Plan S & E du Pacte - outil de suivi et d'évaluation des activités du Pacte

Le plan S & E du Pacte est l'outil central pour le suivi et l'évaluation des activités du Pacte. Le développement du plan de S & E commence au cours du développement du pacte, et il s'achève vers le début de la mise en œuvre du pacte.

Le plan de S & E est élaboré en collaboration par le MCA et la MCC et est parfois modifié pendant la durée du Pacte, afin de refléter les changements dans les circonstances du programme ou lorsque de nouvelles informations sont disponibles. Chaque pays effectue des rapports trimestriels de son Plan de

S & E.

9.2.3 Contrôle des performances du Pacte

MCC est attaché aux principes de mesure du rendement exigés par la Loi du Gouvernement sur la Performance et les Résultats (GPRA) et applique ce même accent sur les résultats à sa programmation du pacte. MCC suit de près les progrès vers les résultats du pacte, de façon régulière en utilisant des indicateurs de performance qui sont spécifiés dans le Plan de S & E. Les indicateurs de performance sont présentés dans les tableaux suivants.

Les indicateurs de niveau inférieur et leurs cibles sont généralement tirés des plans de projet et d'activités de travail. Les indicateurs de niveau supérieur et leurs cibles sont souvent, mais pas toujours, directement liés au taux économique d'analyse de rentabilité.

Chaque trimestre, chaque MCA présente un Tableau de Suivi des Indicateurs (ITT) qui montre les performances réelles de chaque indicateur par rapport au niveau de référence qui a été établi avant le début de l'activité et les objectifs de rendement qui ont été établis dans le plan de S & E. MCC examine, tous les trimestres, ces données afin de déterminer si les résultats sont atteints et considère ces informations dans les décisions de gestion de projet.

Les données pour le suivi et l'établissement de rapports des performances viennent des enquêtes de référence et de suivi, d'exécution des projets et d'autres entités. MCC soutient fermement la collecte de données complète et de qualité menée par des ressources locales et utilise fréquemment des fonds S & E du Pacte à investir dans les enquêtes mises en jeu par des entreprises privées et des organismes nationaux de statistique ou d'autres entités gouvernementales.

Toutes les données recueillies, que ce soit à partir d'enquêtes ou d'exécutants, subissent des contrôles réguliers de la qualité des données gérés par les MCA et suivis par MCC pour assurer son intégrité et son exactitude.

9.2.4 Évaluation de la Performance du Pacte

L'évaluation est un élément clé de la mesure des impacts pendant et à la fin d'un pacte. Alors que surveiller la performance d'un pacte par rapport aux indicateurs et aux cibles est important, cela n'est pas suffisant pour évaluer pleinement son efficacité, en particulier en matière de pauvreté et de croissance économique. MCC soutient donc une variété de types d'évaluation pour compléter le suivi de performance et approfondir l'analyse des données recueillies pour mesurer les résultats à des niveaux supérieurs.

9.3 COMPOSANTE DE SUIVI

Le suivi des indicateurs clés au cours de la mise en œuvre permet de suivre le rendement du programme et du projet, assure que les avantages économiques définies sont réalisés, et permet des ajustements nécessaires pour améliorer l'impact global du programme et du projet.

9.3.1 Indicateurs

Les indicateurs de performance pour le programme sont présentés dans les tableaux suivants avec leurs définitions, sources, référence et valeurs cibles.

9.3.2 Fréquence de la collecte et de l'établissement de rapport des données

Afin de respecter l'engagement du MCC en termes de suivi des résultats tout au long des impacts, S & E est intégré dans toutes les phases des opérations du Pacte - depuis le développement du Pacte jusqu'à la mise en œuvre.

9.3.3 Partage de données

Afin de soutenir la politique de MCC pour promouvoir la transparence et la diffusion publique des résultats des projets, toutes études, enquêtes et données recueillies grâce à un financement MCA-Bénin devra être rendues publiques, en suivant les lignes directrices pour des données d'utilisation publique au MCC et en accord avec les partenaires pertinents de MCA Bénin.

9.3.4 Sources de données

Il y a de multiples sources de données. Les sources de données pour tous les indicateurs sont données et définies dans les tableaux respectifs dans ce qui suit.

9.3.5 Examens de la qualité des données

Les examens de la qualité de données sont utilisés pour vérifier les données rapportées des unités de mise en œuvre et toutes données de l'enquête financées par ou utilisées pour surveiller le Programme MCA-Bénin. Ces examens garantissent que des données valides, fiables et à jour sont collectées pour le suivi et l'évaluation du programme. Les examens de la qualité des données permettent également de vérifier la qualité des indicateurs de performance, à tous les niveaux, entre les différentes unités de mise en œuvre et les institutions déclarantes.

Examens internes de qualité des données : Tous les acteurs mettant en œuvre les activités du projet sont responsables du transport de données fiables et précises aux Directeurs de Projet, qui ensuite les soumettent au Directeur de suivi et d'évaluation. MCA-Bénin procède à des examens réguliers de la qualité des données par diverses méthodes telles que l'examen des documents, des visites de sites aléatoires et des entrevues avec des entités mettant en œuvre et établissant des rapports sur chacun des projets. Ces examens sont complétés par des commentaires sur la méthodologie de collecte de données ou des recoupements avec des sources de données similaires, comme souhaité par MCA-Bénin ou demandé par le MCC.

Examens externes de la qualité des données : Une tiers entité indépendante devrait être engagée pour examiner officiellement la qualité de toutes les données collectées à travers ce plan de S & E pour s'assurer qu'il est fiable, valide et soumis en temps opportun.

9.3.6 Rapports de progression

MCA-Bénin devra présenter un rapport trimestriel sur les progrès de chaque projet, en utilisant le tableau de suivi des indicateurs et le rapport narratif trimestriel (inclus dans le package de décaissement trimestriel). Bien que ces instruments servent à informer MCC du progrès trimestriel, MCA diffuse également publiquement des informations de performances de façon trimestrielle par l'intermédiaire du site web MCA-Bénin.

Les rapports narratifs trimestriels sont soumis chaque trimestre avec la demande de décaissement et doivent correspondre à l'orientation de MCC sur les rapports narratifs trimestriels.

Un supplément annuel est soumis à la fin de chaque année fiscale américaine (1er Octobre - 30 Septembre). Le Supplément annuel donne un aperçu complet des progrès vers la réalisation des buts et objectifs du Pacte cours de l'année précédente. Le Supplément annuel fournit également des informations supplémentaires sur le processus de consultation, la coordination des bailleurs de fonds, les leçons apprises et les meilleures pratiques.

À la fin du programme, MCA Bénin préparera un rapport d'achèvement du Pacte (CCR) dans le cadre de ses procédures de clôture. Le CCR doit être préparé conformément aux lignes directrices fournies par le MCC en tenant compte, entre autres, des objectifs et du contenu de l'évaluation de l'impact.

Tous les rapports doivent être affichés sur le site Web de MCA-Bénin.

9.4 COMPOSANTE D'ÉVALUATION

9.4.1 Évaluation provisoire

Une évaluation provisoire devrait être menée de façon régulière, chaque année, pendant la mise en œuvre de la Composante. Cette évaluation analyse le niveau d'achèvement des diverses activités, les progrès réalisés sur tous les indicateurs, et la mise en œuvre du plan de S & E. Ceci permet les corrections nécessaires à apporter afin d'atteindre les résultats escomptés. Les données de performance doivent également être contextualisées dans les circonstances économiques et politiques actuelles du Bénin, afin d'aider dans l'identification des contraintes et des défis à relever.

9.4.2 Évaluation d'impact

L'évaluation est une pierre angulaire de la focalisation de MCC sur les résultats, et constitue la clé pour mesurer les impacts pendant et à la fin d'un Pacte. Pour cette raison, les activités de mise en œuvre de l'évaluation d'impact se déroulent tout au long de la vie du Pacte. Une évaluation d'impact vise à tester l'efficacité des projets et à fournir des informations sur le rapport coût-efficacité des interventions individuelles.

9.5 ADMINISTRATION ET GESTION DE S&E

Le directeur du suivi et de l'évaluation (S & E) travaille sous la supervision du Coordonnateur National de MCA-Bénin et est le garant de tous les aspects de suivi et d'évaluation. En plus du Directeur de S & E, les Directeurs de projet de tous les projets et leurs équipes respectives sont responsables de s'acquitter de leurs obligations d'établissement de rapports, telles que coordonnées avec la division de S & E.

En outre, les agences externes chargées de présenter des informations de S & E à MCA-Bénin ont nommé des points focaux de S & E (par exemple Ministère de la Justice, Chambre du Commerce, Douanes, etc.). Un système d'information de gestion de S & E doit être mis en place pour faciliter l'échange d'informations dans toutes les directions.

9.6 TABLEAUX AVEC INDICATEURS

9.6.1 Modernisation et expansion du système de distribution

Tableau 9-1. Modernisation et expansion du système de distribution

Objectif	Indicateur	Définition	Source des données de base	Source des données cible	Unité	Valeur de référence	Cible (Fin du Pacte)
1. Indicateurs techniques							
Réduction des pertes dans le réseau de distribution	Les pertes techniques dans le réseau de distribution	La part de la perte d'électricité lors de la transformation et du transport dans le réseau de distribution pour des raisons techniques	Rapport d'examen préalable du système de distribution	SBEE	%	10,0	8,0
	Les pertes non techniques dans le réseau de distribution	La part de l'électricité qui n'a pas été payée en raison de vol d'électricité, non-paiements des consommateurs, non-facturation de la SBEE, etc.	Rapport d'examen préalable du système de distribution	SBEE	%	12,5	7,0
Amélioration de la fiabilité de la distribution d'électricité	Nouveaux postes dans le réseau de transport	La capacité supplémentaire installée du transformateur dans de nouvelles sous-stations, dans le réseau de transport	Étude de faisabilité de la distribution	CEB	MVA	0	396
	Nouvelles sous-stations dans le réseau de distribution	La capacité supplémentaire installée du transformateur dans de nouveaux postes, dans le réseau de transport	Étude de faisabilité de la distribution	SBEE	MVA	0	420
	Capacité de transport accrue dans le réseau de distribution	La capacité de transport supplémentaire installée dans le réseau de distribution par de nouvelles lignes électriques à 63 kV	Étude de faisabilité de la distribution	SBEE	MVA	0	180
	Nombre de points d'approvisionnement en vrac	Nombre total de points d'approvisionnement en vrac, y compris les sous-stations	Étude de faisabilité de la distribution	SBEE	Nº	8	16

Tableau 9-1. Modernisation et expansion du système de distribution

Objectif	Indicateur	Définition	Source des données de base	Source des données cible	Unité	Valeur de référence	Cible (Fin du Pacte)
	Nombre de sous-stations remplacés dans le réseau de distribution	Nombre de sous-stations dans le réseau de distribution étant remplacés	Étude de faisabilité de la distribution	SBEE	Nº	0	2
	Nouvelles lignes électriques aériennes de distribution	La longueur totale des nouvelles lignes électriques aériennes de distribution (63 kV) en cours d'achèvement	Étude de faisabilité de la distribution	SBEE	km	0	30
	Nouveaux câbles de distribution	Longueur totale des nouveaux câbles de distribution (63 kV) en cours d'achèvement	Étude de faisabilité de la distribution	SBEE	km	0	40
	Installation d'un centre d'expédition avec le système SCADA	Nombre de centres de répartition avec le système SCADA opérationnel (y compris secours)	Étude de faisabilité de la distribution	SBEE	Nº	0	2 (une principale + une de secours)
Renforcement de la distribution de l'électricité rurale et réduction des pannes de courant	Mise à niveau de la tension d'alimentation rurale	La longueur totale des lignes de 20 kV existantes étant mises à niveau à 33 lignes de kV dans le réseau de distribution	Étude de faisabilité de la distribution	SBEE	km	0	340
	Remplacement des transformateurs abaisseurs dans les zones rurales mises à niveau	Nombre de transformateurs abaisseurs remplacés dans les zones rurales mises à niveau	Étude de faisabilité de la distribution	SBEE	Nº	0	120
Réduction des pannes de courant	Pannes de courant non planifiées dans les zones urbaines	Moyenne annuelle des heures de pannes de courant non planifiées par consommateur, dans les zones urbaines	Rapport d'examen préalable du système de distribution	SBEE	h / an	100	70

Tableau 9-1. Modernisation et expansion du système de distribution

Objectif	Indicateur	Définition	Source des données de base	Source des données cible	Unité	Valeur de référence	Cible (Fin du Pacte)
	Pannes de courant non planifiées dans les zones rurales	Moyenne annuelle des heures de pannes de courant non planifiées par consommateur dans les zones rurales	Rapport d'examen préalable du système de distribution	SBEE	h / an	400	280
	Les pannes d'électricité dans les zones urbaines en raison de délestage	Moyenne annuelle des heures de coupures de courant par consommateur, dans les zones urbaines en raison de délestage	Rapport d'examen préalable du système de distribution	SBEE	h / an	150	60
	Les pannes d'électricité dans les zones rurales en raison de délestage	Moyenne annuelle des heures de coupures de courant par consommateur, dans les zones rurales en raison de délestage	Rapport d'examen préalable du système de distribution	SBEE	h / an	50	20
Augmentation de la stabilité du réseau, malgré l'augmentation prévue de la demande	Fluctuations de tension dans les zones urbaines	Chute maximale de tension via la tension nominale dans les zones urbaines au niveau des consommateurs	SBEE	SBEE	%	20	10
	Les fluctuations de tension dans les zones rurales	Chute maximale de tension via la tension nominale dans les zones rurales au niveau des consommateurs	SBEE	SBEE	%	30	15
	Préservation de la stabilité de fréquence	Part de temps dans laquelle la fréquence réelle se trouve entre la bande tolérée de fréquences de 49 Hz <fréel <51 Hz	SBEE	SBEE	%	99	99
Réduction des factures impayées	Compteurs prépayés installés	Nombre de compteurs prépayés installés aux consommateurs pour la facturation de l'électricité	Étude de faisabilité de la distribution	SBEE	Nº	86 000	500 000

Tableau 9-1. Modernisation et expansion du système de distribution

Objectif	Indicateur	Définition	Source des données de base	Source des données cible	Unité	Valeur de référence	Cible (Fin du Pacte)
	Nombre de compteurs avancés	Nombre de compteurs avancés installés sur la moyenne tension aux gros consommateurs	Étude de faisabilité de la distribution	SBEE	Nº	0	1 000
2. Indicateurs économiques							
Amélioration de la facturation et du règlement des factures d'électricité; Amélioration du taux de facturation et recouvrement	Part des systèmes de comptage prépayés	Part du système de comptage prépayé du total du système de facturation l'électricité	Rapport d'évaluation du secteur électrique	SBEE	%	16	95
	Durée moyenne jusqu'à ce que les factures d'électricité soient payées	Période moyenne jusqu'à ce que les factures d'électricité soient payées	Enquête à mener conjointement avec la SBEE, avant et après l'installation des systèmes de comptage prépayés	SBEE / enquête	jours	>45	0 (pour les clients avec système de comptage prépayé) <45 (pour les clients avec système de comptage prépayé)
	Réduction des erreurs de facturation	Part des factures d'électricité incorrectes	Enquête à mener conjointement avec la SBEE, avant et après l'installation des systèmes de comptage prépayés	SBEE / enquête	%	sondage	< 5

Tableau 9-1. Modernisation et expansion du système de distribution

Objectif	Indicateur	Définition	Source des données de base	Source des données cible	Unité	Valeur de référence	Cible (Fin du Pacte)
	Électricité supplémentaire payée en raison de compteurs prépayés (réduction des pertes non techniques)	Quantité d'électricité qui est payée de plus par les clients en raison de compteurs prépayés. Réduction des pertes non techniques.	Rapport d'examen préalable du système de distribution	SBEE	GWh / an	0	60,4
Les effets positifs de la réduction des pertes (techniques)	Électricité supplémentaire vendue en raison des pertes techniques réduites	Quantité d'électricité qui est vendue de plus, en raison de pertes techniques réduites (par exemple en raison de l'amélioration du système de distribution)	Rapport d'examen préalable du système de distribution	SBEE	GWh / an	0	44
	Énergie inutilisée en raison de pannes imprévues	Montant d'énergie inutilisée en raison de pannes imprévues par an	Rapport d'examen préalable du système de distribution / SBEE et ses propres calculs	SBEE / calculs	GWh / a	27,0	18,3
	Énergie inutilisée en raison de délestage	Montant d'énergie inutilisée en raison de délestage par année	Rapport d'examen préalable du système de distribution/SBEE et calculs propres	SBEE / calculs	GWh / a	18,5	9,3

Tableau 9-1. Modernisation et expansion du système de distribution

Objectif	Indicateur	Définition	Source des données de base	Source des données cible	Unité	Valeur de référence	Cible (Fin du Pacte)
	Énergie inutilisée en raison de pannes imprévues	Montant d'énergie inutilisée en raison de pannes imprévues qui peut être réduite par an	Rapport d'examen préalable du système de distribution/SBEE et ses propres calculs	SBEE / calculs	GWh / a	0	8,7
	Réduction de l'énergie inutilisée en raison de délestage	Montant de l'énergie inutilisée due au délestage qui peut être réduite par an	Rapport d'examen préalable du système de distribution / SBEE et ses propres calculs	SBEE / calculs	GWh / a	0	9,2
	Pertes des ventes d'entreprises en raison des pannes de courant non planifiées	Perte de profits potentiels des entreprises en raison de pannes de courant non planifiées (coût de l'énergie inutilisée est estimé à 0,5 dollars kWh)	Propres calculs/ Rapport d'examen préalable du système de distribution	Propres calculs / SBEE	m USD / a	13,5	9,17
	Pertes de ventes des entreprises en raison de délestage	Perte de profits potentiels d'affaires causée par des pannes de courant en raison de délestage (coût de l'énergie inutilisée est estimé à 0,5 dollars kWh)	Propres calculs /Rapport d'examen préalable du système de distribution	Propres calculs / SBEE	m USD / a	9,25	4,65
	Réduction des pertes de ventes des entreprises en raison des pannes	Réduction de la perte de profits potentiels d'entreprises en raison de pannes de courant non planifiées	Propres calculs/ Rapport d'examen préalable du	Propres calculs/ SBEE	m USD / a	0	4,32

Tableau 9-1. Modernisation et expansion du système de distribution

Objectif	Indicateur	Définition	Source des données de base	Source des données cible	Unité	Valeur de référence	Cible (Fin du Pacte)
	de courant non planifiées		système de distribution				
	Réduction des pertes de ventes des entreprises en raison de délestage	Réduction de la perte de profits potentiels d'entreprises due au délestage	Propres calculs/ Rapport d'examen préalable du système de distribution	Propres calculs/ SBEE	m USD / a	0	4,60
3. Indicateurs sociaux							
Amélioration de l'accès à l'électricité pour la population	Taux d'électrification	Part de la population étant reliée au réseau d'électricité	Rapport d'évaluation du secteur électrique	SBEE	%	29	35
Augmentation de l'emploi local et du transfert de savoir-faire	Emploi temporaire généré pendant la période de construction au système de distribution	Nombre d'employés/personnel locaux pendant la période de construction au système de distribution en équivalents temps plein (ETP)	Propres calculs	SBEE	ETP	0	1 050
	Emploi permanent généré pendant l'exploitation au niveau du système de distribution	Nombre de nouveaux employés / personnel permanent pour l'exploitation du système de distribution en équivalents temps plein (ETP)	Propres calculs	SBEE	ETP	0	80
	Nombre de personnes formées pour l'emploi	Nombre de personnes formées à l'emploi pendant la construction, l'exploitation et la surveillance du système de distribution	Propres calculs	SBEE	Nº	0	1 130

9.6.3 Manutention générale du projet

Tableau 9-2. Manutention générale du projet

Objectif	Indicateur	Définition	Source des données de base	Source des données cibles	Unité	Valeur de référence	Cible (Fin du Pacte)
L'efficacité administrative; La mise en œuvre de la Composante	Valeur des contrats de faisabilité et de conception d'infrastructure énergétique signés	Valeur monétaire totale des contrats de faisabilité et de conception d'infrastructure énergétique en cours de signature	MCC / MCA	Enquête à mener; Données basées sur des entreprises d'ingénierie et de conseil, des autorités locales ainsi que MCC / MCA	m USD	0	25 À définir
	Pourcentage décaissé des contrats de faisabilité et de conception d'infrastructure énergétique	Part des contrats de faisabilité et de conception d'infrastructure énergétique étant décaissés	MCC / MCA	Enquête à mener; Données basées sur des entreprises d'ingénierie et de conseil, des autorités locales ainsi que MCC / MCA	%	0	100
	Valeur des contrats de construction d'infrastructures d'énergie signés	Valeur monétaire totale des contrats de construction d'infrastructures énergétiques en cours de signature	MCC / MCA	Enquête à mener; Données basées sur entrepreneurs IAC	m USD	0	250 À définir

Tableau 9-2. Manutention générale du projet

Objectif	Indicateur	Définition	Source des données de base	Source des données cibles	Unité	Valeur de référence	Cible (Fin du Pacte)
				(Ingénierie, Approvisionnement et Construction), et les autorités locales ainsi que MCC / MCA			
	Pourcentage décaissé des contrats de construction d'infrastructures d'énergie	Part des contrats de construction d'infrastructures d'énergie étant décaissé	MCC / MCA	Enquête à mener; Données basées sur EPC-entrepreneurs (Ingénierie, Approvisionnement et Construction), et les autorités locales ainsi que MCC / MCA	%	0	100

10.0 IMPACTS DE L'ETUDE ENVIRONNEMENTALE, SOCIALE ET GENRE

La mesure proposée vise à renforcer les capacités de production électrique du Bénin et à améliorer les performances du réseau de distribution de sorte à augmenter la quantité d'électricité produite. La présente étude de faisabilité sur la mise à niveau du réseau de distribution s'inscrit dans le cadre d'un compact américain plus large, le Millennium Challenge Account Benin II (MCA-Benin II) du MCC, lequel englobe différents projets destinés à améliorer le secteur énergétique.

L'étude de faisabilité de chaque infrastructure énergétique s'accompagne d'une étude environnementale (EA) avec analyse sociale et évaluation genre. Le niveau de précision de cette EA est proportionnel à l'étude de faisabilité. Une analyse exhaustive des impacts environnementaux et sociaux (EIES) sera exécutée au cours de la prochaine étape du processus, le compact MCA-Benin II ayant été lancé et les projets conçus.

10.1 CONTEXTE DU PROJET

10.1.1 Objectifs et impératifs des études de faisabilité du compact

Les besoins (qualitatifs et quantitatifs) en termes d'accès à l'électricité ont été définis début 2012 par une équipe d'économistes sous contrat pour le compte du gouvernement béninois. L'analyse économique a déterminé que le manque d'accès à l'énergie et l'environnement professionnel inadapté constituaient les deux principaux obstacles à l'investissement privé et à l'entrepreneuriat au Bénin.

Le projet affiche un double objectif : évaluer la faisabilité du déploiement d'une stratégie de développement du secteur énergétique en vue d'améliorer la production électrique (en qualité comme en quantité) au Bénin et évaluer la faisabilité de l'amélioration du réseau de distribution en place dans le cadre du compact MCA-Benin II.

10.1.2 Objectifs et impératifs de la consolidation du réseau de distribution

Au cours de la phase de vérification préalable, MCC a déterminé que la mise à niveau du réseau de distribution permettrait de réduire les limites à l'investissement privé et à l'entrepreneuriat au Bénin via l'amélioration des performances du réseau, à savoir l'alimentation accrue des clients en électricité pour une quantité d'énergie donnée. En outre, la mise à niveau du réseau de distribution favoriserait la croissance économique via la création d'un réseau plus solide, tout du moins dans des régions spécifiques du Bénin. Elle permettrait également de compléter les projets de production électrique en garantissant aux utilisateurs de disposer d'une quantité d'électricité maximale (nouvelle production).

10.1.3 Promoteur du projet

Formé en 2015 pour le déploiement d'un compact de 5 ans entre MCC et le gouvernement du Bénin, MCA-Benin II s'inscrit comme le promoteur de l'ensemble des projets (dont la mise à niveau du réseau de distribution).

Entre les compacts MCA-Benin et MCA-Benin II, et avec le financement par subvention 609(g) de MCC, le gouvernement du Bénin a créé une nouvelle institution, l'Unité de coordination de la formulation du

2e programme et du suivi des réformes de MCA-Benin (UCF), en vue de développer un second compact. De fait, MCC et l'UCF ont assuré la promotion des projets jusqu'en 2015, date à laquelle MCA-Benin II devient promoteur.

MCA-Benin
01 B. P. 101 Cotonou – BÉNIN
Tél. : +(229) 21 31 78 25 / 21 31 80 66 / 21 31 83 21
Site web : www.mcabenin.bj

Coordonnées de l'interlocuteur dédié aux études de faisabilité et à la présente EA :

Cardno
275 West Street
Annapolis, MD (Maryland) 21401 États-Unis
Tél : (+1) 410 990 0299
Site web : www.cardno.com

En fonction des besoins de déploiement des projets, MCA-Benin II pourra faire appel à d'autres promoteurs tels que la SBEE.

10.1.4 Contexte du projet

La nécessité du projet a été établie lors des phases de planification du compact MCA-Benin II et de vérification préalable au cours des années ayant suivi le terme du premier compact MCA-Benin. Celle-ci a été établie conjointement par MCC et le gouvernement du Bénin, et définie dans le cahier des charges du contrat d'étude de faisabilité signé entre MCC et le cabinet de consulting Cardno-Fichtner. Les autres projets d'infrastructure planifiés dans le cadre du compact Benin II incluent la construction de centrales solaires de capacité industrielle à proximité de Natitingou, Djougou, Parakou et Bohicon ; la réhabilitation des générateurs thermiques (à combustible diesel) des sous-stations de Natitingou-Bérécingou, Parakou et Porto-Novo ; et la réhabilitation de la centrale hydraulique (HPP) de Yeripao à proximité de Natitingou.

10.1.5 Proposition de mesure

La mesure proposée vise à modifier les installations SBEE de Natitingou, Parakou et Djougou (lots n° 1, 2 et 3), à consolider le réseau de Cotonou avec la création de nouvelles lignes électriques et la mise à niveau des sous-stations (lot n° 4), à renforcer la fiabilité du réseau de Cotonou avec la création de nouvelles lignes électriques et la mise à niveau des sous-stations (lot n° 5), à améliorer la capacité opérationnelle du réseau avec la construction d'un NDC et la modification des équipements distants de sorte à communiquer avec ledit NDC et à l'exploiter (lots n° 7 et 9), et à installer une nouvelle ligne de 63 kV entre Cotonou et Porto-Novo (lot n° 8). L'étude de faisabilité englobe la création d'une nouvelle ligne avec sous-station destinée à alimenter le futur complexe industriel d'Ouidah (lot n° 6), laquelle n'est pas financée dans le cadre du MCA-Benin II.

La mesure proposée ne s'étend pas aux nombreux éléments définis lors de la phase de conception (itinéraire précis des lignes, ou sections spécifiques avec câblage aérien ou enterré, par exemple). Les

paramètres génériques applicables à de telles décisions sont exposés avec différentes options. Dans la mesure du possible, les sites sont proposés sans pour autant impliquer de choix définitif.

10.1.6 Non-réalisation du projet

L'EA s'appuie sur la non-réalisation du projet pour comparer les effets d'une mesure à ceux du maintien des conditions actuelles. Dans notre cas, la non-réalisation du projet renvoie à la non-conception et au non-déploiement de la mise à niveau du réseau de distribution conformément aux présentes. Comparer la mesure proposée à la non-réalisation du projet permet d'établir une référence donnant la possibilité aux décisionnaires d'apprécier les impacts environnementaux potentiels de la mesure proposée aux impacts environnement potentiels du maintien des conditions de référence.

La non-réalisation du projet (l'absence de mesure) implique l'absence de financement et de déploiement des différents projets visant à améliorer le réseau de distribution du Bénin par MCC. Par conséquent, les pertes techniques rencontrées par l'actuel réseau de distribution resteraient identiques et les conditions empireraient avec l'augmentation de la demande au-delà des capacités du réseau de distribution. En outre, les propositions de projet d'amélioration de la production solaire dans le cadre du MCA-Benin II ne garantiraient pas une alimentation en énergie solaire aussi efficace qu'avec la mise à niveau du réseau de distribution, réduisant ainsi la valeur de ces investissements.

La non-réalisation du projet ne satisfait ni aux objectifs ni aux impératifs du projet proposé. Cependant, les conditions associées à la non-réalisation du projet font office de points de référence pour la description et la quantification des impacts potentiels associés à la mesure proposée.

10.1.7 Critères de sélection d'alternatives raisonnables satisfaisant aux objectifs et aux impératifs

La liste des critères utilisés par MCC pour ses investissements (MCC, 2014) s'inscrit comme une référence importante pour l'évaluation de l'ensemble des projets MCA-Benin II.

- Offre un taux de rentabilité égal ou supérieur à 10 % pour chaque projet ponctuel ;
- Peut être achevé sous 5 ans ; et
- Respecte les directives d'intégration environnementale et genre de MCC.

Lors de la phase de vérification préalable, MCC et le gouvernement du Bénin ont identifié plusieurs méthodes de production et d'amélioration du réseau de distribution électrique :

- Mise à niveau du réseau de distribution : les mises à niveau retenues pour l'amélioration du réseau de distribution électrique du Bénin sont décrites dans le présent rapport.
- Production solaire : cette méthode a été retenue et décrite dans un rapport indépendant.
- Production biomasse : cette méthode a été étudiée, mais non analysée comme l'indique un rapport indépendant.
- Production hydraulique : cette méthode a été retenue pour un site spécifique et décrite dans un rapport indépendant.
- Production thermique : cette méthode a été retenue pour un site spécifique et décrite dans un rapport indépendant.

10.1.8 Alternatives MCA-Benin II retenues

Les projets satisfaisant aux critères sont décrits dans chaque rapport de faisabilité. Il s'agit de projets indépendants dont certaines concernent plusieurs sites. Le compact porte sur le déploiement de l'ensemble des projets de production et de distribution décrits dans les trois études de faisabilité de production électrique (solaire, thermique et hydraulique). Les projets solaires sont réalisés aux emplacements « site 1 » dédiés et la longue liste des améliorations du réseau de distribution de la SBEE est exécutée conformément au présent rapport. De fait, les présentes décrivent l'alternative 1 comme la solution privilégiée et la mesure proposée. La non-réalisation du projet d'inscrit comme la seule alternative prise en compte dans la présente EA, comme indiqué en section 10.1.6.

Les projets satisfaisant aux critères sont décrits dans chaque rapport de faisabilité. Il s'agit de projets indépendants dont certaines concernent plusieurs sites. Pour les projets de distribution, les alternatives retenues sont répertoriées dans le Tableau 10-1.

Tableau 10-1 – Alternatives retenues

Nom du projet	Emplacement	Remarques
Lot Distribution n° 1 – Natitingou	Nouvel appareillage de 161 kV	Aucune analyse – Courte ligne aérienne
	Achèvement de la sous-station nord	Travaux au sein du site de la SBEE
	Liaison de communication avec Yeripao	Connexion aux pôles existants
Lot Distribution n° 2 – Parakou	Connexion de l'appareillage de 33 kV	Aucune analyse – Courte ligne aérienne
Lot Distribution n° 3 – Djougou	Nouvel appareillage de 161 kV	Aucune analyse – Courte ligne aérienne
Lot Distribution n° 4 – Cotonou	(4.1) Appareillage de 63 kV de Védoko	Travaux au sein du complexe de la SBEE
	(4.2.a) Connexion de 63 kV entre Védoko et Akpakpa	Câblage de 63 kV entre Védoko et Akpakpa via Ancien Pont (12,2 km)
	(4.2.b) Sous-station de Gbèjromèdé	Nouveau site de 20 x 40 m ; aucun équipement SBEE dans cette zone
	(4.2.c) Sous-station Répartition D1	Bâtiment existant inadapté Trouver un site de 20 x 40 m à proximité Le bâtiment est petit et peut être déplacé pour d'autres utilisations
	(4.3.a) Câblage de 63 kV entre Védoko et Fidjrossè	Installer des câbles de 63 kV (sur 3,5 km) La liaison en boucle avec Cadjehoun n'est pas financée – Aucune analyse
	(4.3.b) Sous-station de Cadjehoun	Pas de financement de MCC – Aucune analyse

Tableau 10-1 – Alternatives retenues

Nom du projet	Emplacement	Remarques
	(4.3.c) Sous-station de Fidjrossè	Trouver un site de 20 x 40 m à proximité Structure existante non définie, mais trop petite (probablement une petite armoire ou un appareillage sur pilier)
	(4.4) Extension du réseau urbain	Augmenter la densité du réseau de Cotonou de 10 000 nouvelles connexions au réseau basse tension
	(4.5) Éliminer les connexions en toile d'araignée	Pas de financement de MCC – Aucune analyse
Lot Distribution n° 5 – Cotonou	(5.1) Appareillage de Maria Gleta	Travaux au sein du complexe de la SBEE
	(5.2) Sous-station d'Ancien Pont	Le site dispose de possibilités d'extension. Démantèlement recommandé, mais réutilisation de l'espace pour une nouvelle sous-station de 20 x 40 m
	(5.3) Sous-station de Saint-Michel	Trouver un site de 20 x 40 m à proximité Bâtiment existant trop petit Possibilité de conserver le bâtiment existant pour les connexions basse tension
	(5.4) Sous-station de l'OCBN	Trouver un nouveau site de 20 x 40 m Bâtiment existant trop petit Possibilité de conserver le bâtiment existant pour les connexions basse tension
	(5.5) Appareillage de Sèmè	Travaux au sein du complexe de la SBEE
	(5.6) Nouveau transformateur à Bohicon	Travaux au sein du complexe de la SBEE
Lot Distribution n° 6 – Ouidah	Projet annulé	Pas de financement de MCC – Aucune analyse
Lot Distribution n° 7 – Mise à niveau du réseau national	Nombreux appareillages et nombreuses modifications au sein des bâtiments pour utiliser le système SCADA	Travaux au sein des bâtiments existants Aucune analyse

Tableau 10-1 – Alternatives retenues

Nom du projet	Emplacement	Remarques
Lot Distribution n° 8 – Mise à niveau de la connexion avec Porto-Novo	(8.1) Nouvelle ligne de 63 kV entre Cotonou et Porto-Novo	En général, avec les emprises suivantes : 30 km de lignes aériennes, câblage terminal de Cotonou (4,5 km), câblage de Porto-Novo (7,5 km)
	(8.2) Sous-station Répartition D2	Bâtiment existant inadapté Trouver un site de 20 x 40 m à proximité Le bâtiment est petit et peut être déplacé pour d'autres utilisations
Lot Distribution n° 9 – Projets génériques	Nombreuses modifications mineures des équipements sur pilier et des compteurs du réseau SBEE	Travaux au sein des bâtiments et sur les équipements existants

10.1.9 Description du projet

Les composantes techniques de l'étude de faisabilité étaient achevées mi-mars (2015), à temps pour permettre à MCC d'asseoir les décisions budgétaires relatives au compact Benin II. C'est à ce moment que l'étude environnementale a sérieusement pris corps, les projets étant alors définis et les propositions d'emplacement précises. Peu après, la MCC a pris plusieurs décisions budgétaires en faveur de l'annulation de certains projets. Elle a alors déterminé que l'étude environnementale devait se concentrer sur les travaux financés tout en traitant des projets annulés dans la mesure où les informations correspondantes étaient déjà connues. De ce fait, l'étude environnementale s'inscrit comme un sous-ensemble de l'étude de faisabilité, comme indiqué ci-dessous pour chaque lot.

Pour obtenir des illustrations sur lesdits projets, veuillez-vous reporter à la section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**.

<u>Lot n° 1 – Natitingou</u>

Le 1er lot porte sur la mise à niveau des équipements de la sous-station de Bérécingou au sud de Natitingou et sur les travaux de construction et d'équipement nécessaires pour garantir que la sous-station SBEE partiellement achevée au nord de Natitingou soit parfaitement opérationnelle dans les délais et puisse recevoir l'électricité produite par la centrale photovoltaïque dont l'installation est prévue à proximité. La sous-station de Bérécingou se situe à l'est de la route goudronnée menant à Natitingou. L'électricité de la sous-station est produite par une sous-station CEB située à 150 mètres au sud, laquelle est séparée de la première par un espace ouvert.

- Le sous-lot 1.1 porte sur la mise à niveau de la connexion de la sous-station CEB, laquelle reçoit l'énergie en provenance de Djougou et en direction du sud. La connexion Djougou-Natitingou est conçue pour une exploitation de 161 kV, mais n'est utilisée qu'à 33 kV. Le simple

remplacement des connexions à l'extrémité de cette longue ligne aérienne permet à la sous-station CEB de recevoir une énergie de 161 kV, laquelle se révèle plus utile au niveau de la sous-station SBEE. Ces travaux étant réalisés au sein de l'actuelle sous-station CEB, la présente évaluation environnementale de l'étude de faisabilité n'englobe aucune analyse spécifique dédiée.

- Le sous-lot 1.2 porte sur l'installation d'équipements au sein de la sous-station CEB permettant une exploitation maximale (à 161 kV) et une distribution à la sous-station SBEE de 33 kV. Le câble de 33 kV (et de 150 m de long) qui réunit les deux sous-stations a été jugé adapté. Cependant, en cas de besoin, il pourrait être remplacé afin de garantir une exploitation à pleine capacité (capacité réelle), à savoir 33 kV. Ces travaux étant réalisés au sein des sous-stations ou dans l'espace ouvert de 150 m qui les sépare, la présente évaluation environnementale de l'étude de faisabilité n'englobe aucune analyse spécifique dédiée.
- Le sous-lot 1.3 vise à augmenter la tension du réseau de distribution de la SBEE de la ville et sa périphérie de 20 kV à 33 kV. La plupart des équipements de distribution sont conçus de sorte à permettre une exploitation à 33 kV. Cependant, les lignes aériennes de certains villages éloignés ne peuvent supporter que 20 kV et doivent être remplacées. Lorsque les lignes aériennes doivent être mises à niveau, les travaux sont réalisés au niveau des piliers existants et présentent un impact réduit sur les terres situées en dessous (par exemple, il n'est pas systématiquement nécessaire d'évacuer les occupants illégaux pour procéder aux travaux). Le sous-lot 1.3 n'est pas financé ; de fait, aucune analyse complémentaire des impacts n'a été réalisée.
    - Le sous-lot 1.3 ainsi que les sous-lots similaires de Parakou et de Porto-Novo présentent un intérêt certain puisque les transformateurs installés en périphérie des villes (dont le nombre varie entre 20 et 30 pour chaque agglomération) qui assurent une conversion de 20 kV en basse tension devraient être remplacés par des transformateurs de 33 kV. Ces travaux devraient permettre à la SBEE de disposer de transformateurs de 20 kV supplémentaires sur leur réseau et de les utiliser dans d'autres sites béninois. Cette question renvoie au problème des transformateurs au PCB (polychlorobiphényle) ainsi qu'à la nécessité de dresser l'inventaire de ces équipements et d'établir un programme dédié.
- Le sous-lot 1.4 porte sur des travaux engagés par la SBEE. Cependant, ils ont été intégrés à l'étude dans l'éventualité où la SBEE n'achèverait pas l'ouvrage. Le projet de la SBEE porte sur l'installation d'une nouvelle sous-station au nord de Natitingou, laquelle est connectée à la sous-station de Bérécingou par une nouvelle ligne aérienne de 33 kV qui longe l'ouest de la ville, permettant ainsi de nouvelles connexions dans cette zone. La SBEE a indiqué que le projet avait bien avancé. La nouvelle sous-station est en place et les matériaux nécessaires à la construction des 12 km de ligne aérienne ont été acquis et stockés sur site. D'après les rencontres avec la SBEE, l'itinéraire définitif de la ligne à l'ouest de Natitingou est défini en collaboration avec la commune. La nouvelle ligne aérienne se compose de piliers standards en béton et de câbles aériens dont l'emprise industrielle est relativement réduite. Les acquisitions

de terres, les mesures d'indemnisation et les impacts environnementaux et sociaux n'ont pas été étudiés dans le cadre de ce sous-lot en raison de l'état d'avancement du projet.

Lot n° 2 – Parakou

La sous-station de Parakou se situe à 20 mètres du site de transmission de la CEB qui dispose d'une énergie de 161 kV. Ce lot est similaire à celui de Natitingou.

- Le sous-lot 2.1 porte sur la création d'une connexion de 33 kV par câble et ligne aérienne entre les deux sites.
- À l'instar du sous-lot 1.2 ci-dessus, le sous-lot 2.2 vise à augmenter la tension du réseau de distribution de la SBEE de la ville et sa périphérie de 20 kV à 33 kV. Il n'est pas financé.
- Le sous-lot 2.3 porte sur la connexion de 10 grandes industries au réseau de la SBEE. Les grands industriels de Parakou n'exploitent pas le réseau. En effet, ils ont besoin d'une source d'électricité fiable, ce que le réseau actuel n'est pas en mesure d'apporter. Le projet porte sur leur intégration au réseau du fait de l'amélioration de la production (tout du moins en journée) liée au projet de centrale solaire dans la région. En effet, le renforcement du réseau de distribution devrait constituer une source d'amélioration. Ce projet n'est pas financé et les impacts environnementaux et sociaux n'ont pas été étudiés.

Lot n° 3 – Djougou

La sous-station SBEE est adjacente à la sous-station CEB. Elles forment un complexe unique protégé par une enceinte de sécurité. Les travaux proposés sont similaires à ceux des réseaux urbains du lot 1 et 2.

- Le sous-lot 3.1 porte sur l'installation d'équipements au sein du site (partie CEB) en vue de permettre une exploitation des lignes aériennes existantes à 161 kV.
- Le sous-lot 3.2 vise à augmenter la tension du réseau de distribution de la SBEE de la périphérie de 20 kV à 33 kV. Il n'est pas financé.

Lot n° 4 – Augmentation de la demande en électricité de Cotonou

Le lot n° 4 forme un ensemble complexe de sous-lots destinés à absorber l'augmentation de la demande en électricité de Cotonou, laquelle limite d'ores et déjà les capacités du réseau de distribution. Les travaux permettraient la réalisation d'une liaison en boucle câblée (lignes enterrées) de 63 kV au sein de Cotonou. À l'heure actuelle, la sous-station de Védoko située au centre-ville de Cotonou reçoit une puissance de 63 kV depuis l'est et l'ouest de la ville ; elle la convertit en 15 kV et assure une distribution de même puissance dans l'ensemble de l'agglomération. Le lot n° 4 porte sur l'extension du réseau de 63 kV aux nouveaux quartiers de Cotonou et vise à garantir un réseau de distribution plus performant.

- Le sous-lot 4.1 porte sur la mise à niveau des équipements de l'actuelle sous-station de Védoko. Ces travaux étant réalisés au sein du complexe existant, seuls les risques de santé et de sécurité pour les tiers de la zone et les employés du complexe ont été étudiés. Ces deux questions sont abordées dans les plans de santé et de sécurité (HASP) développés et appliqués dans le cadre de projets de construction, dans les propriétés de conception décrites par les analyses des

substances dangereuses et dans le système de gestion environnementale et sociale (SGES) développé par la SBEE. Afin de traiter des questions courantes, une petite partie du budget total alloué à la SBEE et au nouveau compact MCA-Benin II pour la gestion des impacts environnementaux et sociaux via un SGES (356 000 $) a été affectée à ce sous-lot ainsi qu'aux autres lots/sous-lots. De même, de nombreux sites de distribution SBEE sont susceptibles de présenter une contamination des sols. De fait, un budget global de 3,2 millions de $ a été débloqué et réparti entre les différents lots/sous-lots.

- Le sous-lot 4.2.a porte sur l'installation de câbles de 63 kV (lignes enterrées) entre Védoko et Akpakpa. Ceux-ci traversent la toute nouvelle sous-station de Gbèjromèdé (site non défini prévu dans le quartier de Gbèjromèdé), la future sous-station de Saint-Michel et le pont Martin Luther King en direction de la sous-station Répartition D1 vers l'est pour atteindre la sous-station d'Akpakpa. L'itinéraire proposé implique l'installation de nouveaux câbles de 63 kV sur une distance comprise entre 11 et 15 km. Les lignes enterrées sont placées à 1 mètre de profondeur et empruntent les emprises le long des routes existantes. Les travaux d'excavation et de câblage devraient durer 5 jours ouvrés pour chaque bloc.

- Le sous-lot 4.2.b porte sur la création d'une toute nouvelle sous-station dans une zone ne comprenant aucune installation SBEE. Il s'agirait de la seule sous-station entièrement nouvelle. Dans l'idéal, celle-ci serait installée sur une parcelle vide, plane, sans abondance de végétation ou de ressources naturelles, correctement drainée et suffisamment grande pour accueillir une nouvelle sous-station de conception standard connectée au réseau de 63 kV qui entoure la ville. Une conception standard implique un format de 20 x 40 m, une enceinte de sécurité SBEE classique, un espace intérieur avec appareillages et câbles à l'air libre, et un bâtiment d'environ 10 x 20 m.
- Le sous-lot 4.2.c porte sur la mise à niveau du bâtiment SBEE identifié comme la sous-station Répartition D1 afin de satisfaire au nouveau format de 20 x 40 m. Le bâtiment existant est relativement petit et construit à l'image d'un conteneur maritime. Il n'est pas utile à la mise à niveau. De ce fait, un espace de 20 x 40 m doit être délimité au sein ou à proximité de la zone (dans un rayon de 300 mètres, voire plus). Le bâtiment n'étant plus utile sur ce site, il peut être déplacé pour d'autres utilisations. Dans le cas contraire, il doit être démantelé et l'espace correspondant réutilisé pour la nouvelle construction (ou autre).
- Le sous-lot 4.3.a porte sur l'installation aller-retour de câbles de 63 kV (lignes enterrées) entre Védoko et les bâtiments/structures SBEE existant(e)s (Cadjehoun et Fidjrossè). L'itinéraire proposé implique l'installation de nouveaux câbles de 63 kV sur une distance comprise de 5 km. Les lignes enterrées sont placées à 1 mètre de profondeur et empruntent les emprises le long des routes existantes. Les travaux d'excavation et de câblage devraient durer 5 jours ouvrés pour chaque bloc. Pour ce lot, MCC a choisi de ne pas financer la liaison en boucle avec la sous-station de Cadjehoun. De fait, certaines composantes de l'étude environnementale sont limitées pour le site de Cadjehoun.

- Le sous-lot 4.3.b porte sur la mise à niveau de l'actuelle sous-station de Cadjehoun afin de satisfaire au nouveau format de 20 x 40 m. Ce sous-projet ne devrait pas être financé. Dans le cas contraire, il est nécessaire d'identifier un nouvel emplacement, car le bâtiment existant est trop petit et les possibilités d'extension très réduites. Dans l'hypothèse où ce site est connecté à la liaison en boucle de 63 kV, le bâtiment peut être conservé pour ses connexions basse tension ou démantelé en vue d'en réutiliser l'espace.
- Le sous-lot 4.3.c porte sur la mise à niveau des infrastructures SBEE du site de Fidjrossè afin de satisfaire au nouveau format de 20 x 40 m. Le type d'équipement existant est inconnu. De petite taille, il s'agit probablement d'un appareillage sur pilier ou d'une petite armoire métallique au sol. De ce fait, un espace doit être délimité au sein ou à proximité de la zone (dans un rayon de 300 mètres, voire plus).

Le lot n° 4 compte également deux projets indépendants non localisés, mais devant être réalisés dans différents quartiers de Cotonou (sous-lots 4.4 et 4.5).

Sous-lot n° 4.4 – 10 000 nouvelles connexions

Le sous-lot 4.4 porte sur l'intégration de 10 000 nouveaux clients au réseau de Cotonou dans les zones auparavant non desservies (ou autre). À l'heure actuelle, le réseau basse tension n'est pas cartographié. De ce fait, les zones concernées par ces travaux restent inconnues. La conception du projet doit identifier les zones de Cotonou non desservies et susceptibles de devenir clientes SBEE.

Ce sous-lot constitue une opportunité unique en faveur des ménages les plus pauvres, car ces mesures toucheront les points de terminaison du réseau étendu. Une fois les zones et populations identifiées, les groupes défavorisés pourront être ciblés afin d'optimiser les avantages pour les classes les plus pauvres, notamment en offrant des connexions subventionnées ou tout simplement en amenant les lignes basse tension suffisamment proche pour que les foyers puissent se connecter à moindre coût.

Le projet de 10 000 nouvelles connexions reste purement théorique. De ce fait, seules de vagues estimations sur le nombre de piliers basse tension, de lignes et de transformateurs ont été réalisées. Ces infrastructures devraient être installées sur les emprises le long des routes existantes. L'assistance proposée aux classes les plus pauvres confère un caractère unique à ce sous-lot. Les groupes défavorisés/vulnérables peuvent être ciblés : subvention des compteurs à installer dans chaque foyer, assistance au câblage résidentiel, sensibilisation afin d'accompagner ces nouveaux clients dans la gestion de leur facture d'électricité et définition des zones/quartiers devant bénéficier des équipements du nouveau réseau basse tension. Le terme « densification » désigne le fait de desservir des zones urbaines non raccordées à l'électricité. Il se distingue très clairement des projets d'électrification en zone rurale associés à la construction d'infrastructures entièrement nouvelles.

Sous-lot n° 4.5 – Élimination des connexions en toile d'araignée

Ce projet n'est pas financé par MCC et s'accompagne donc d'une étude limitée des impacts.

Il s'agit d'un autre projet non localisé dont seul le périmètre global a été défini. Il s'agit de résoudre les problèmes de connexion illégale au réseau. En effet, certains ménages et certaines entreprises se

connectent illégalement au réseau de distribution ou se connectent à un autre foyer connecté au réseau (et équipé d'un compteur SBEE). Dans ce cas général, plusieurs foyers sont connectés depuis un même point. Les connexions en toile d'araignée désignent ces câblages non officiels, lesquels représentent un problème de performance, mais aussi de sécurité.

L'étude de faisabilité de ce projet porte sur un câblage enterré basse tension (0,415 kV) de 125 km pour 5 000 connexions potentielles. Les travaux englobent l'installation d'un câblage de 15 kV (lignes enterrées) sur 25 km, de 25 transformateurs sur pilier, de 10 sous-stations compactes destinées à convertir la puissance de 15 kV en 0,415 kV pour un usage résidentiel, et d'un câblage de 0,415 kV sur 125 km.

La phase de construction devrait intégrer l'étude du réseau basse tension de la ville afin de déterminer quelles zones sont concernées par ces travaux. Les travaux devraient également englober une excavation importante au niveau des emprises existantes régies par la ville de Cotonou. Ces hypothèses sont complexes, de nombreuses connexions en toile d'araignée étant situées au niveau de bâtiments et de rues construites sans permis ou sans l'accord du gouvernement. En outre, les politiques SBEE interdisent la connexion des bâtiments non autorisés et les foyers connectés en toile d'araignée sont équipés d'un câblage inadapté, imposant la réalisation de travaux complémentaires au sein desdits logements privés.

<u>Lot n° 5 – Amélioration de la fiabilité du réseau de Cotonou</u>

Le lot n° 5 forme également un ensemble complexe de sous-lots destinés à améliorer la fiabilité du réseau de Cotonou et du réseau en direction de l'est. Les travaux devraient porter sur la création d'une liaison en boucle d'une puissance de 63 kV dans la zone nord de Cotonou afin de compléter la liaison en boucle sud du lot n° 4 et sur le remplacement des sous-stations vieillissantes sur le réseau.

- Le sous-lot 5.1 porte sur la mise à niveau des équipements de l'actuelle sous-station de Maria Gleta. Les points énoncés pour le sous-lot 4.1 s'appliquent également à ces travaux.
- Le sous-lot 5.2 porte sur la construction d'une nouvelle sous-station standard de 20 x 40 m afin d'assurer la connexion à la nouvelle liaison en boucle de 63 kV de Cotonou et la distribution d'électricité à la puissance actuelle de 15 kV. Cette nouvelle construction devrait être installée à l'emplacement de l'actuelle sous-station d'Ancien Pont. Le site actuel est relativement grand et accueille un bâtiment d'environ 8 x 20 m avec un espace ouvert au nord offrant des capacités d'extension. Le format du bâtiment existant ne correspond pas à la nouvelle construction. Celui-ci doit donc être démantelé afin d'en réutiliser l'espace pour une plus grande installation.
- Le sous-lot 5.3 porte sur la construction d'une nouvelle sous-station standard de 20 x 40 m à deux ou trois cents mètres de l'actuelle sous-station de Saint-Michel. L'actuelle sous-station est formée d'un petit bâtiment sans possibilité d'extension. Par conséquent, un nouvel emplacement doit être choisi pour la nouvelle sous-station. Le bâtiment de l'actuelle sous-station peut être conservé pour ses connexions. Dans le cas contraire, il peut être vidé de ses équipements électriques et réutilisé en l'état ou démantelé à d'autres fins. Son emplacement

est unique puisqu'il se trouve à l'entrée du célèbre marché de Saint-Michel et qu'il jouxte, sur l'arrière, le marché aux poissons des femmes.

- Le sous-lot 5.4 porte sur la mise à niveau des infrastructures SBEE du site de l'OCBN (appellation supposée renvoyer à la compagnie ferroviaire l'Organisation Commune Bénin-Niger) afin de satisfaire au nouveau format de 20 x 40 m. Le type d'équipement existant est inconnu. De petite taille, il s'agit probablement d'un appareillage sur pilier ou d'une petite armoire métallique au sol. De ce fait, un espace doit être délimité au sein ou à proximité de la zone (dans un rayon de 300 mètres, voire plus).
- Le sous-lot 5.5 porte sur la mise à niveau des équipements de l'actuelle sous-station de Sèmè. Les points énoncés pour les sous-lots 4.1 et 5.1 s'appliquent également à ces travaux.
- Le sous-lot 5.6 porte sur la mise à niveau des équipements de l'actuelle sous-station de Bohicon. Les points énoncés pour les sous-lots 4.1 et 5.1 s'appliquent également à ces travaux.

Lot n° 6 – Ouidah

Ce projet national porte sur la création d'une nouvelle sous-station à l'est de Cotonou à proximité de la ville d'Ouidah (emplacement non défini) destinée à alimenter un futur complexe industriel.

Il n'existe aucun plan du complexe industriel (Ateliers MCC, 2015). Cependant, ce projet a été considéré comme un projet SBEE potentiel et intégré à l'étude de faisabilité.

L'étude de faisabilité repose sur l'hypothèse que les travaux engloberont un appareillage de 161 kV et de 20 kV, un nombre non défini de lignes aériennes de 161 kV permettant la connexion à Maria Gleta (probablement 20 km), plusieurs transformateurs, des équipements SCADA, le bâtiment de la sous-station et des connexions de 20 kV destinées à alimenter le futur complexe industriel quel que soit son emplacement.

Ce projet n'est pas financé et les impacts environnementaux et sociaux n'ont pas été étudiés. D'après la synthèse cependant, cette longue ligne aérienne de 161 kV devrait imposer l'adoption d'une nouvelle emprise avec chemin dégagé dont la largeur devrait dépasser 20 mètres.

Lot n° 7 – Réhabilitation des équipements moyenne tension

Les impacts environnementaux et sociaux de ces travaux n'ont pas été étudiés, car certains ouvrages sont réalisés au sein de plusieurs installations SBEE dont l'appareillage devrait être modifié afin de permettre un fonctionnement avec un système SCADA. Ces modifications relèvent du projet d'installation d'un centre de répartition du réseau de distribution national (NDCC). Le nouveau NDCC principal devrait être installé à la place de l'ancien centre de répartition du complexe SBEE de Gbégamey, lequel abrite une sous-station et divers bâtiments.

Lot n° 8 – Porto-Novo

Le lot n° 8 vise à résoudre les problèmes de la région sud (limitation des systèmes d'alimentation au niveau de la sous-station de Védoko, équipement vieillissant et bientôt insuffisant au niveau des sous-stations de Saint-Michel, de l'OCBN et d'Ancien Pont, et rigidité du réseau de Cotonou) et à assurer une

connexion en T à Sèmè, en périphérie est de Cotonou. Les travaux de création d'une nouvelle connexion pour transformateur de 161 kV à 63 kV au niveau de la sous-station de Maria Gleta sont entièrement réalisés au sein de l'actuelle installation CEB/SBEE. De même, les travaux apportés à l'appareillage de la sous-station de Sèmè sont entièrement réalisés au sein du complexe existant. Pour les sous-stations de Saint-Michel, de l'OCBN et d'Ancien Pont, le nouvel équipement de capacité supérieur devrait exiger un espace de 20 x 40 m. En outre, la sous-station de Saint-Michel devrait disposer d'un tout nouvel emplacement en raison de son espace limité. Pour les autres sites, lorsqu'une extension de l'empreinte est impossible ou problématique, un nouvel emplacement de surface identique (rayon estimé à 300 mètres à des fins de planification) devra être défini.

- Le sous-lot 8.1 porte sur l'installation d'une nouvelle connexion de 63 kV entre la sous-station d'Akpakpa (Cotonou) et la sous-station au centre de Porto-Novo. La définition de l'itinéraire de la ligne et des sections aériennes/enterrées sera établie lors de la phase de conception. En théorie, la nouvelle ligne vise à dupliquer la connexion existante afin d'assurer la redondance et de doubler la capacité de cet important tronçon du réseau. Dans le cadre de ce projet, la distance totale peut avoisiner les 40 km.
    - À des fins de planification et dans le cadre de la présente étude, la nouvelle ligne est supposée être construite au plus proche de la ligne existante, utiliser les mêmes emprises pour les sections de câble et étendre (élargir) les emprises des lignes aériennes uniquement en cas de besoin technique/de sécurité. Les déplacements devraient également être réduits afin d'éviter la création de nouvelles emprises ou de nouveaux couloirs, laquelle impliqueraient une monopolisation de terres (probablement habitées) supérieure au simple élargissement de l'emprise existante en vue de gérer la seconde ligne aérienne. Cette nouvelle ligne est supposée permettre la conservation du câblage et des lignes aériennes. Cependant, elle peut être modifiée au cours de la phase de conception en cas d'utilisation de câbles supplémentaires entre les deux villes (Cotonou et Porto-Novo). L'étude de faisabilité prévoit l'extension de la section de câble des environs de Cotonou jusqu'à la sous-station Répartition D2 et un câblage exclusif entre le pont de Porto-Novo et la sous-station de Porto-Novo. Les pylônes des lignes aériennes existantes ne peuvent supporter la nouvelle ligne, cette dernière ne pouvant être construite au-dessus ou en dessous de la ligne existant à l'aide de nouveaux pylônes ou de structures en quinconce.
- Le sous-lot 8.2 vise à augmenter la tension du réseau de distribution de la SBEE de la ville de Porto-Novo et sa périphérie de 20 kV à 33 kV. Le réseau est desservi par la sous-station de Porto-Novo. À l'instar des projets de mise à niveau des lignes rurales de Natitingou, Parakou et Djougou, ce sous-lot n'est pas financé ; de fait, aucune analyse complémentaire des impacts n'a été réalisée. Comme pour les deux autres villes, la plupart des équipements existants sont conçus de sorte à permettre une exploitation à 33 kV. Cependant, les lignes de certains villages éloignés doivent être remplacées. Lorsque les lignes aériennes doivent être mises à niveau, les travaux sont réalisés au niveau des piliers existants et présentent un impact réduit sur les terres

situées en dessous (par exemple, il n'est pas systématiquement nécessaire d'évacuer les occupants illégaux pour procéder aux travaux).

Lot n° 9 – Projets génériques

Les impacts environnementaux et sociaux de ces travaux n'ont pas été étudiés, car certains ouvrages sont réalisés au sein de plusieurs installations existantes devant recevoir divers équipements électriques destinés à renforcer la gestion du réseau de distribution par la SBEE et d'en améliorer globalement les performances dans certaines régions.

10.2 CADRE REGLEMENTAIRE

10.2.1 La Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC)

Signée en 1992 à Rio de Janeiro, cette convention et le protocole de Kyoto associé visent à stabiliser les émissions de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère à un niveau permettant d'éviter toute perturbation anthropique de l'écosystème. Le paragraphe 1 de l'article 4 stipule que « toutes les Parties, tenant compte de leurs responsabilités communes, mais différenciées et de la spécificité de leurs priorités nationales et régionales de développement, de leurs objectifs et de leur situation (…) tiennent compte, dans la mesure du possible, des considérations liées aux changements climatiques dans leurs politiques et actions sociales, économiques et écologiques, et utilisent des méthodes appropriées, par exemple des études d'impact, formulées et définies sur le plan national, pour réduire au minimum les effets préjudiciables à l'économie, à la santé publique et à la qualité de l'environnement (…) ».

Le cas échéant, la présente section décrit les impacts sur le changement climatique et les impacts du changement climatique. L'étude a toujours tenu compte des considérations liées aux changements climatiques.

10.2.2 Autres conventions internationales

Différentes conventions internationales s'appliquent aux projets d'infrastructure collectifs du compact MCA-Benin II, parmi lesquelles :

- La Convention sur la diversité biologique
- La Convention de Ramsar
- La Convention de Bonn (convention sur la conservation des espèces migratrices appartenant à la faune sauvage)
- La Convention concernant la protection du patrimoine mondial, culturel et naturel
- La Convention des Nations unies sur la lutte contre la désertification
- La Convention de Vienne pour la protection de la couche d'ozone
- La version révisée du traité de la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest
- La Convention africaine sur la conservation de la nature et des ressources naturelles
- La Convention de Stockholm sur les polluants organiques persistants
- La Convention de Bâle sur le contrôle des mouvements transfrontaliers de déchets dangereux et de leur élimination

- La Convention de Bamako sur l'interdiction d'importer en Afrique des déchets dangereux et sur le contrôle des mouvements transfrontaliers et la gestion des déchets dangereux produits en Afrique

10.2.3 Lois environnementales au Bénin

L'article 27 de la constitution du 11 décembre 1990 stipule que « toute personne à droit à un environnement sain, satisfaisant et durable et a le devoir de le défendre. L'État veille à la protection de l'environnement ». L'article 98 précise que « la loi détermine les principes fondamentaux (…) de la protection de l'environnement et de la conservation des ressources naturelles ». Les principaux organismes de coordination et de gestion des questions environnementales ont été créés après promulgation de la constitution. Il s'agit du ministère de l'Environnement, de l'Habitat et de l'Urbanisme (MEHU) en 1991 et de l'Agence Béninoise pour l'Environnement (ABE) en 1995.

Le cas échéant, les lois répertoriées ci-dessous sont détaillées dans la section correspondante de la présente étude environnementale.

- La loi n° 2007-20 du 23 août 2007 portant sur la protection du patrimoine culturel et du patrimoine naturel à caractère culturel
- La loi n° 93-009 du 2 juillet 1993 portant sur la gestion, la protection, l'exploitation des forêts, le commerce et l'industrie des produits forestiers, et la classification des forêts
- La loi n° 97-029 du 15 janvier 1999 portant sur l'organisation des communes en République du Bénin et stipulant que celles-ci sont pleinement compétentes pour la gestion de l'hygiène, des déchets et des ressources environnementales/naturelles
- La loi n° 2002-016 du 18 octobre 2004 portant sur la gestion et le développement des habitats, la création et la gestion de zones protégées, et la préservation d'espèces menacées
- La loi n° 2010-44 du 21 octobre 2010 portant sur la gestion de l'eau et déterminant les conditions de gestion intégrée des ressources en eau en vue de garantir une répartition équilibrée et équitable desdites ressources

10.2.3.1 Loi n° 2013-01 du 14 août 2013

La loi n° 2013-01 du 14 août 2013 porte sur le code foncier et domanial en République du Bénin. « Dans le cadre de la mise en œuvre des politiques de développement et pour cause d'utilité publique, l'État et les collectivités territoriales, moyennant juste et préalable dédommagement, ont le droit d'exproprier tout titulaire de droit foncier. » D'après l'article 6, « l'État et les collectivités territoriales en tant que garants de l'intérêt général, doivent :

(I) Assurer un accès équitable aux terres pour l'ensemble des acteurs, personnes physiques et personnes morales de droit public et de droit privé ;

(II) Sécuriser les droits réels immobiliers établis ou acquis selon la coutume ;

(III) Organiser la reconnaissance juridique effective des droits fonciers locaux ou coutumiers légitimes des populations ;

(IV) Lutter contre la spéculation foncière en milieux urbain, périurbain et rural, et favoriser la mise en valeur effective des terres pour le bien-être des populations ;

(V) Veiller à l'exploitation durable des terres dans le respect des intérêts des générations présentes et futures ;

(VI) Lutter contre le morcellement anarchique et abusif des terres rurales ;

(VII) Veiller de manière générale à la protection des intérêts nationaux et à la préservation du patrimoine foncier national ; et

(VIII) Veiller au respect de l'approche genre dans l'accès au foncier ».

En matière de confirmation des droits fonciers, « seul le Certificat de propriété foncière confère la pleine propriété en République du Bénin. Il lui est attaché tous les attributs du droit de propriété. Toutes les terres non couvertes par un Certificat de propriété foncière sont sous l'empire de droits présumés » (article 112).

10.2.3.2 Loi n° 2007-03 du 16 octobre 2007

La loi n° 2007-03 du 16 octobre 2007 porte sur le régime foncier rural en République du Bénin et « détermine les règles et les principes fondamentaux relatifs au régime foncier rural en République du Bénin.« »Elle s'applique au domaine privé rural de l'État et des collectivités territoriales ainsi qu'aux terres rurales appartenant aux personnes physiques ou morales de droit privé ».

D'après l'article 5, « les terres rurales comprennent le domaine privé rural de l'État et des collectivités territoriales, et les terres rurales appartenant aux particuliers, aux collectivités familiales et aux personnes morales de droit privé ». D'après l'article 6, « le domaine privé rural de l'État et des collectivités territoriales est composé :

- des terres rurales, propriété de l'État ;
- des terres rurales, propriété des collectivités territoriales ;
- des terres rurales qui n'ont jamais fait l'objet d'une appropriation première, appartenant de fait à l'État ;
- des terres rurales, propriété de l'État concédées à des particuliers, tant que les concessions ne sont pas devenues définitives ».

Les lois et décrets généralement applicables en matière d'étude des impacts environnementaux et sociaux, et de processus de certification sont décrits ci-après.

10.2.3.3 Loi-cadre sur l'environnement – Loi n° 98-030 du 12 février 1999

La loi n° 98-030 du 12 février 1999 définit le cadre de la législation ainsi que les bases de la politique en matière d'environnement. Cette loi couvre l'ensemble des composantes environnementales, depuis l'identification des sources de pollution jusqu'à leur maîtrise et leur prévention, en passant par l'étude environnementale (étude environnementale spécifique, étude des impacts environnementaux, audit

environnemental et inspection environnementale), la préservation des capacités et la gestion des informations associées.

Deux sections régissent l'étude des impacts environnementaux :

(i) L'article 88 stipule : « Nul ne peut entreprendre des aménagements, des opérations, des installations, des plans, des projets et programmes ou la construction d'ouvrages sans suivre la procédure d'étude d'impact sur l'environnement, lorsque cette dernière est exigée par les lois et règlements ».
(ii) L'article 89 stipule : « Quiconque a l'intention d'entreprendre la réalisation d'une des activités visées à l'article 88 doit déposer un avis écrit au ministre demandant la délivrant d'un certificat de conformité environnementale et décrivant la nature générale de l'activité. (…) Ce certificat de conformité environnementale fait partie des pièces à soumettre à l'autorité de tutelle pour l'obtention de la décision finale quant à la réalisation de l'activité projetée ».

La notification écrite imposée dans le cadre de l'article 89 devrait être soumise à l'ABE après lancement du compact MCA-Benin II et identification des projets spécifiques (activités prévues pour le premier semestre 2016). Cependant, de nombreuses réunions entre le ministère de l'Environnement et l'ABE ont permis d'obtenir une vision élargie de la nature des propositions de projet et d'établir un accord oral quant à leur approbation sous réserve que leur déploiement respecte les directives du processus d'autorisation par EIES. En d'autres termes, il s'agit des projets conformes aux règlementations du Bénin en matière d'environnement.

Le processus d'étude environnementale est défini par :

- Le décret n° 2001-235 du 12 juillet 2001 portant sur l'organisation de la procédure d'étude d'impact sur l'environnement
- Le décret n° 2001-190 du 19 juin 2001 portant sur l'organisation de la procédure d'audience publique
- Le décret n° 2001-093 du 20 février 2001 fixant les conditions de l'élaboration de l'audit environnemental

10.2.3.4 Processus d'EIES – Décret n° 2001-235 du 12 juillet 2001

Le décret n° 2001-235 du 12 juillet 2001 décrit le processus d'EIES, définit les responsabilités et établit la procédure administrative en matière d'émission de certificats de conformité environnementale par le MEHU. Le décret identifie deux types d'étude des impacts environnementaux au Bénin :

(i) L'étude approfondie des impacts environnementaux qui s'appliquent aux projets de grande envergure (eu égard à leur coût et/ou leurs nuisances) dont les impacts potentiels sont jugés majeurs ou aux projets de petite et moyenne envergure déployés dans un écosystème sensible ; et
(ii) L'étude simplifiée des impacts environnementaux qui s'applique aux projets de petite et moyenne envergure n'étant pas déployés dans un écosystème sensible.

Les projets de petite et moyenne envergure n'affectant pas les zones jugées sensibles ne sont pas soumis aux procédures énoncées en matière d'étude des impacts. D'ailleurs, l'ABE a développé des documents d'orientation applicables à différents secteurs économiques (et aux projets d'électrification, notamment) auxquels la présente EA fait continuellement référence (ABE, 2014).

La notification écrite communiquée au MEHU devrait intégrer des recommandations et des explications relatives au niveau d'étude proposé pour les différents projets.

10.2.3.5 Structure du rapport d'EIES pour le Bénin

Le guide ABE sur la réalisation de l'étude des impacts environnementaux décrit le processus recommandé pour l'exécution des EIES simplifiées et approfondies (ABE, 2001b). La diversité des propositions de projet MCC implique l'adoption des deux niveaux d'étude en fonction des plans définitifs et de la planification/définition contractuelle desdits projets.

Le Tableau 10-2 propose une référence croisée à la présente évaluation environnementale de l'étude de faisabilité de sorte que le processus d'EIES applicable à l'issue du lancement du compact puisse s'appuyer sur le présent rapport.

Tableau 10-2 – Références croisées entre le processus d'EIES et l'EA

Processus d'EIES au Bénin	Exigence	Référence croisée avec la présente EA
Phase 1 – Contexte du projet	Identification du promoteur	10.1.2
	Description des activités du projet	10.1.4
	Présentation de la politique environnementale	10.2.4
	Besoins du projet et choix du site	10.1
	Synthèse du projet	10.1.5
	Description des projets connexes	10.1.7
	Justification du projet en tant que solution optimale	10.1.7, 10.1.8
Phase 2 – Portée de l'étude	Délimitation de la portée de l'étude	10.3
	Identification, description et analyse des composantes phares du projet	10.5
Phase 3 – Analyse des alternatives	Identification des alternatives aux projets	10.1.5, 10.1.6
	Description des caractéristiques des alternatives	10.1.5, 10.1.6
	Analyse et comparaison des alternatives	10.1.7
	Justification des alternatives retenues	10.1.7
Phase 4 – Étude des impacts des alternatives retenues	Description détaillée des projets	10.1.8
	Identification des impacts potentiels	10.1.5, 10.1.6
	Évaluation de l'importance des impacts	10.1.5, 10.1.6
	Évaluation de l'impact cumulé des impacts stratégiques	10.8

Tableau 10-2 – Références croisées entre le processus d'EIES et l'EA

Processus d'EIES au Bénin	Exigence	Référence croisée avec la présente EA
	Définition des mesures d'atténuation	10.1.5, 10.1.6
	Synthèse des impacts à long terme	10.1.5, 10.1.6
Phase 5 – Gestion des risques d'accident	Identification des risques d'accident	10.1.5, 10.1.6
	Description des mesures de sécurité et planification des interventions	10.1.5, 10.1.6
Phase 6 – Suivi et inspections	Soumission d'un plan de gestion environnementale	10.10
	Soumission d'un plan d'inspection environnementale	10.10

10.2.3.6 Audience publique – Décret n° 2001-190 du 19 juin 2001

Les campagnes de sensibilisation et d'audience publique sont exécutées au cours de la 3e phase du processus d'EIES. Le processus englobe la création d'un dossier public, les annonces de révision publiques et la réponse aux commentaires.

Au cours de la période de faisabilité (de fin 2014 à mi-2015), les populations ont été averties de l'existence d'un second compact MCC Benin par des annonces sur la progression du projet diffusées dans les actualités nationales. Cependant, des audiences publiques sur les projets spécifiques et l'EIES devraient être menées dans le cadre du processus d'EIES. De nombreuses réunions avec les régulateurs locaux et régionaux, et les propriétaires terriens directement concernés par les projets d'envergure ont toutefois été organisées. En outre, des groupes de discussion locaux (voir l'annexe 10.1) susceptibles d'être affectés ont été sollicités tout au long de l'étude de faisabilité.

10.2.3.7 Procédure d'audit environnemental – Décret n° 2001-093 du 20 février 2001

Le décret n° 2001-093 du 20 février 2001 définit les modèles d'audit du système de gestion environnementale (SGE) des communautés réglementées du Bénin. La procédure d'audit réglementaire permet au ministre de l'Environnement de veiller au respect des normes et standards environnementaux, d'exiger des mesures correctives et de prendre de sanctions en cas de non-respect délibéré ou de récidive. Sept ans plus tard, le décret n° 2005-466 du 28 juillet 2005 fixe les modalités de mise en œuvre des audits environnementaux au Bénin, y compris des audits du SGE, des audits de conformité environnementale et des audits de risques. Ces audits peuvent être réalisés en internet et doivent être renouvelés chaque année. Régis par le décret n° 2005-427 du 22 juillet 2005, les audits externes réalisés sous la surveillance du ministère de l'Environnement peuvent être renouvelés tous les deux ans.

10.2.3.8 Autres décrets et ordonnances en matière d'environnement

- La loi n° 87-015 du 21 septembre 1987 établit le code de l'hygiène publique
- Le décret n° 2001-094 du 20 février 2001 fixe les normes de qualité en matière d'eau potable
- Le décret n° 2001-095 du 20 février 2001 définit les cellules environnementales servant d'unité administrative fonctionnelle au sein de chaque ministère et de chaque département
- Le décret n° 2001-109 du 4 avril 2001 fixe les normes de qualité des eaux résiduaires
- Le décret n° 2001-110 du 4 avril 2001 fixe les normes de qualité de l'air
- Le décret n° 2001-294 du 8 août 2001 définit la règlementation du bruit
- Le décret n° 2003-330 du 27 août 2003 fixe les normes de gestion des huiles usagées
- Le décret n° 2003-332 du 27 août 2003 fixe les normes de gestion des déchets solides
- Le décret n° 2005-437 du 22 juillet 2005 définit l'organisation de la procédure d'inspection environnementale

Le cas échéant, les dispositions spécifiques des lois susmentionnées sont décrites dans les sections concernées ci-dessous.

10.2.4 Politique environnementale de MCC

MCC s'appuie sur ses propres directives environnementales (MCC, 2012) pour analyser l'ensemble des projets et définir un processus d'étude des impacts environnementaux et sociaux. Il s'agit non seulement de garantir que les projets sont écologiques et ne représentent aucun danger pour l'environnement, la santé ou la sécurité, mais aussi de renforcer les impacts environnementaux et socioéconomiques positifs. Ce guide décrit les impacts environnementaux et sociaux ainsi que les répercussions d'un projet sur l'environnement naturel et les populations qui en dépendent afin de tenir compte des incidences non seulement sur le patrimoine culturel, les peuples autochtones et la relocalisation forcée, mais aussi sur la santé et la sécurité de l'homme.

Conformément aux politiques MCC en matière d'appropriation, toute étude des impacts environnementaux et sociaux relève de la responsabilité du pays d'accueil, en consultation avec MCC. MCC examine les conclusions et recommandations de chaque EIA afin d'en garantir la cohérence avec ses propres directives environnementales. De fait, la présente EA pré-compact menée sous la direction de MCC constitue le point de départ des EIA exécutées par MCA-Benin II, les projets étant conçus dès les premières phases du compact.

10.2.4.1 Consultation publique et divulgation d'information

Conformément au principe MCC en matière d'appropriation des projets déployés dans le cadre d'un compact par le pays d'accueil, le développement d'entités permettrait l'intégration de consultations publiques régulières, participatives et constructives sur l'étude des impacts environnementaux et sociaux rattachés au compact, ainsi que sur les analyses et plans de gestion associés. Cela permettrait également de divulguer ces documents et d'en simplifier l'accès.

Ce processus a démarré au cours de la période de faisabilité, lorsque les représentants des gouvernements locaux de chaque commune se sont penchés sur les projets. La participation aux réunions ainsi que le contenu de ces dernières sont documentés dans plusieurs rapports de mission établis au cours des études de faisabilité. En général, ces réunions ont été organisées par le personnel MCA-Benin II, les représentants MCC et les équipes dédiées aux études de faisabilité [experts techniques, spécialistes des performances environnementales et sociales, et/ou professionnels des études sociales et genres (SGA)]. Les premières réunions ont été orchestrées par les conseils municipaux et plusieurs cabinets spécialisés dans l'étude de faisabilité.

Aucun représentant des quartiers/logements situés à proximité des sites concernés par les propositions de projet n'a été contacté au cours de l'étude. Le Tableau 10-3 fournit une liste des réunions ainsi que des dates, lieux et participants correspondants.

Tableau 10-3 – Liste des réunions – Rencontres des acteurs concernés à ce jour

Nom de l'événement	Date	Emplacement	Intervenant(s)	Remarques
Lancement des études de faisabilité				
ABE – Introduction à l'EIES	22 oct. 2014	Cotonou	Rodrigue G. CAPO-CHICHI, Chef du service Études des impacts sur l'environnement	Description des projets ; confirmation de leur faisabilité règlementaire à l'issue de l'exécution du processus d'EIES
Présentation de la CEB	23 oct. 2014	Cotonou	Ambroise HOUAGNGI, CEB, Chef de la division Exploitation Cotonou-Védoko	Présentation
SBEE	23 oct. 2014	Cotonou	Jean-Paul OHOYO, Arouna OLOULADE, Malik Igor MAMA	Première rencontre de la série de réunions avec la SBEE
SBEE Akpakpa	29 oct. 2014	Akpakpa	Houngounou CYPRIEM	Capacité de production de la SBEE et visite du site (active, avec réparation d'une conduite de combustible)
Étude préalable du site				
Mairie de Natitingou	19 nov. 2014	Natitingou	Représentants de la municipalité (la mairie) – Voir la liste des participants en annexe 10.2	
Mairie de Parakou	21 nov. 2014	Parakou	Représentants de la municipalité (la mairie) – Voir la liste des participants en annexe 10.2	

Tableau 10-3 – Liste des réunions – Rencontres des acteurs concernés à ce jour

Nom de l'événement	Date	Emplacement	Intervenant(s)	Remarques
Impacts genres	24 nov. 2014	Cotonou	Direction de la promotion de la femme et du genre (DPFG) (du ministère de la Famille, des Affaires sociales, de la Solidarité nationale, des Handicapés et des Personnes du troisième âge, MFASSNHPTA)	Réunion organisée par les professionnels des études sociales et genres de Cardno
Impacts genres	24 nov. 2014	Cotonou	Ministère de la propriété foncière	Enjeux en termes de propriété foncière
Suivi pour l'étude du réseau de distribution				
SBEE – Impacts sociaux	8 déc. 2014	Cotonou	Jean-Paul OHOYO, Arouna OLOULADE	Échange sur l'entretien des emprises des lignes électriques
Visite des sous-stations	9 déc. 2014	Cotonou	En compagnie de Malik MAMA de la SBEE et d'Ernest SONAN, Chef du service Gestion des Réseaux	Saint-Michel, Godomey, Ancien Pont, Cadjehoun, Répartition D2 et Gbégamey. Constatation du raccordement d'un quartier entier avec connexions illégales ou en toile d'araignée
AFD/Projet Abomey-Calavi	10 déc. 2014	Cotonou	Gastoni HOUNTONDJI	Projets similaires de très grande envergure visant à densifier et étendre le réseau à l'ouest de Cotonou
Décharge d'Ouidah	11 déc. 2014	Ouidah		Observation du seul site d'enfouissement de déchets solides officiel au Bénin, à 40 km à l'ouest de Cotonou
Réunion de la SBEE sur les PCB	12 déc. 2014	Akpakpa	Fortune SOUDE	Échange sur le programme actuel de gestion des PCB
Études sociales et genres				
SGA de Natitingou	27 janv. 2015	Natitingou	Ateliers avec les représentants des services municipaux (SAD, SPDL, ST) en vue de préparer les groupes de discussion – Voir la liste des participants en annexe 10.2	Plusieurs réunions organisées dans différentes villes afin de présenter le concept des projets et de revenir sur leurs impacts potentiels. Réunions organisées par l'expert en étude sociale et genre de Cardno et soutenues par le sociologue béninois recruté par l'entreprise

Tableau 10-3 – Liste des réunions – Rencontres des acteurs concernés à ce jour

Nom de l'événement	Date	Emplacement	Intervenant(s)	Remarques
SGA de Natitingou	27 janv. 2015	Natitingou	2 réunions : - Centre des artisans « Le Pont » - Bureau du collectif des artisans	
SGA de Natitingou	28 janv. 2015	Natitingou	Groupements féminins et petites entreprises	
SGA de Natitingou	28 janv. 2015	Natitingou	Centre de valorisation commerciale	
SGA de Natitingou	28 janv. 2015	Natitingou	Services municipaux dédiés aux besoins des compagnies d'électricité	
SGA de Parakou	2 févr. 2015	Parakou	Ateliers avec les représentants des services municipaux (SAD, SPDL, ST) en vue de préparer les groupes de discussion	
SGA de Parakou	2 févr. 2015	Parakou	Groupements féminins et petites entreprises	
Réunion nationale sur les SGA	5 févr. 2014	Cotonou	Rencontre avec le MFASSNHPTA (DPFG)	
Impacts genres	24 nov. 2014	Cotonou	Rencontre avec le Directeur des études démographiques de l'INSAE	
SBEE – Direction commerciale	9 mars 2015	Cotonou	Gestion commerciale de la SBEE	
Ministère du commerce	9 mars 2015	Cotonou	Comité interdépartemental de la Chambre du commerce et du ministère de la Microfinance	Échange sur les utilisateurs du réseau, leurs besoins et les besoins des populations non desservies
L'emploi des femmes et des jeunes	10 mars 2015	Cotonou	Réunion avec le ministère de la Microfinance sur l'emploi des femmes et des jeunes	
MFSSNHPTA	11 mars 2015	Cotonou	Réunion avec la DPFG	
Microfinance	11 mars 2015	Cotonou	Réunion avec le Fonds national de la microfinance	
Mairie de Cotonou	11 mars 2015	Cotonou	Réunion avec les services d'aide à la population – Maire de Cotonou (mairie de Cotonou)	
Ministère du commerce	11 mars 2015	Cotonou	Rencontre avec le ministère du Commerce et de l'Industrie	

Tableau 10-3 – Liste des réunions – Rencontres des acteurs concernés à ce jour

Nom de l'événement	Date	Emplacement	Intervenant(s)	Remarques
Étude des performances environnementales et sociales				
Réunion de la SBEE en matière d'EHS	15 avr. 2015	Cotonou	Ninone AHOUDJINOU, Responsable Services environnementaux et sociaux de la SBEE, et Fortune SOUDE, Ingénieur production	Échange général sur les questions d'EHS et révision du programme de gestion des PCB
Mairie de Cotonou	15 avr. 2015	Cotonou	Représentants de divers services – Voir la liste des participants en annexe 10.2	Compagnies et services publics
SBEE – Bérécingou	20 avr. 2015	Natitingou	Benziger C. René AMOUSSOU	Examen de la sous-station au sud de Natitingou (Bérécingou) et de ses opérations
SBEE – Bérécingou	21 avr. 2015	Djougou	Directeur du site	Examen de la sous-station et de ses opérations
Mairie de Parakou	22 avr. 2015	Parakou	Représentants de divers services – Voir la liste des participants en annexe 10.2	Compagnies et services publics

10.2.4.2 Suivi et reporting

Afin de garantir le respect des mesures destinées à atténuer les impacts environnementaux et sociaux négatifs des projets d'un compact et établies dans le cadre du compact et de sa documentation, MCC peut procéder au déboursement d'une partie ou de la totalité du financement du projet sous réserve du déploiement satisfaisant desdites mesures d'atténuation. Les moyens déployés en vue de garantir le respect des mesures destinées à atténuer les impacts environnementaux et sociaux négatifs d'un projet (conditions de déboursement comprises) devraient être définis dans le compact et sa documentation

10.2.4.3 Directives d'intégration du genre MCC

Le personnel SGA de MCC relève de la division Services techniques du département des Opérations du compact. Le personnel SGA collabore avec ses homologues nationaux afin d'identifier de manière proactive l'environnement social et genre, ainsi que les contraintes et opportunités en matière de lutte contre la pauvreté. Il est tenu de s'assurer que l'intégration du genre s'inscrit dans les phases de développement et de déploiement du compact et que les jalons genres sont respectés (MCC, 2011).

Conformément aux instructions MCC, une SGA a été exécutée au cours de l'étude de faisabilité et intégrée au présent rapport.

10.2.5 Normes de performance de la Société financière internationale (IFC)

Le cadre de durabilité de la Société financière internationale (IFC) présente l'engagement stratégique de la Société pour promouvoir un développement durable. MCC applique les normes de l'IFC aux finances de ses projets.

Le cadre se compose de la politique de durabilité environnementale et sociale, des normes de performance correspondantes et de la politique d'accès à l'information de l'IFC. La politique de durabilité environnementale et sociale décrit les engagements, les rôles et les responsabilités de l'IFC en ce domaine. La politique d'accès à l'information représente l'engagement de l'IFC pour promouvoir la transparence et une bonne gouvernance dans le cadre de ses opérations, et présente les conditions de divulgation des informations qui lui incombent au titre de ses investissements et de ses services-conseils. Les normes de performance sont destinées aux clients, auxquels elles fournissent des directives pour l'identification des risques et des impacts, et ont été conçues pour les aider à éviter, atténuer et gérer les risques et les impacts de manière à poursuivre leurs activités de manière durable. Elles couvrent également, à cet égard, les obligations des clients de collaborer avec les parties prenantes et communiquer des informations concernant les activités au niveau du projet (IFC, 2012).

En parallèle, les normes de performance établissent les objectifs et les impératifs des huit phases d'investissement de l'IFC. Le Tableau 10-4 ci-dessous répertorie les normes et décrit brièvement leur application aux projets de distribution.

Tableau 10-4 – Synthèse des impacts potentiels d'après les normes de performance de l'IFC

Norme	Impact	Synthèse
Norme de performance 1 – Évaluation et gestion des risques et des impacts environnementaux et sociaux		Il s'agit de développer l'EA conjointement aux études de faisabilité et conformément au cahier des charges de l'entreprise. Une fois identifiés, les composantes et impacts du projet serviront de base pour l'étude avancée des impacts environnementaux et sociaux (EIES) conformément aux exigences de MCC et de l'ABE (le cas échéant). L'EA implique l'engagement des parties prenantes dans la mesure où certaines régions du Bénin peuvent être au cœur de projets de mise à niveau du réseau, accueillir une série de réunions destinées à apporter des informations complémentaires aux autorités locales et organiser des rencontres avec les groupes locaux (groupes et représentants des classes sociales et genres). Ces réunions concernent également les zones résidentielles de Cotonou.
Norme de performance 2 – Main-d'œuvre et conditions de travail		La main-d'œuvre et les conditions de travail doivent être traitées dans le cadre des spécifications (conditions préalables) des documents d'appel d'offres. L'UCF prévoit également d'actualiser son manuel de l'employé pour le second compact, lequel indiquera notamment comment l'UCF définit les conditions de travail des projets déployés.

Tableau 10-4 – Synthèse des impacts potentiels d'après les normes de performance de l'IFC

Norme	Impact	Synthèse
Norme de performance 3 – Utilisation rationnelle des ressources et prévention de la pollution	X	La réduction des pertes techniques sera équivalente à la réduction de la pollution des systèmes de production traditionnels. La réduction des pertes commerciales sera estimée au regard des impacts socioéconomiques habituellement étudiés au niveau de l'EA. • Ressources en eau : réduction de la consommation. Les impacts de la construction sur les ressources en eau doivent être réduits via une planification et des contrôles adaptés (gestion des eaux pluviales, notamment) • Émissions gazeuses : l'EA vise à déterminer l'utilisation d'hexafluorure de soufre (SF_6) des nouveaux/futurs équipements ainsi que les méthodes de limitation des gaz à effet de serre (GES). • Déchets solides : impact/contrôle des constructions standard. • Déchets solides – Polychlorobiphényles (PCB) : l'amélioration du réseau de distribution devra déterminer comment gérer les huiles des transformateurs démantelés. Une attention particulière doit être accordée aux huiles des transformateurs contenant des PCB. • Nuisances sonores : les nuisances sonores des nouvelles lignes électriques et l'impact des constructions temporaires doivent être évalués. • Matériaux et déchets dangereux : impact minime • Intervention d'urgence : gestion de la sécurité notamment Utilisation et gestion des pesticides : doit déterminer que l'utilisation de pesticide devrait imposer des pesticides courants à faible toxicité pour la construction de bâtiments et l'absence de pesticides au niveau de la végétation.
Norme de performance 4 – Santé, sécurité et sûreté des communautés	X	La sécurité des employés de la SBEE et des populations travaillant et résidant à proximité des lignes aériennes sera considérablement affectée par l'amélioration du réseau ; de fait, des mesures d'atténuation doivent être développées. Les connexions illégales et le non-respect des normes applicables aux équipements électriques et des couloirs de sécurité constituent un problème majeur.

Tableau 10-4 – Synthèse des impacts potentiels d'après les normes de performance de l'IFC

Norme	Impact	Synthèse
Norme de performance 5 – Acquisition de terres et réinstallation involontaire	X	Les directives de planification générale des nouvelles lignes électriques doivent être documentées dans l'EA dans l'hypothèse où les emprises existent déjà et qu'elles représentent la majorité des espaces touchés. Une planification concrète et précise ne peut être proposée avant la phase de conception définitive, lorsque l'emplacement des lignes électriques a été identifié. Les acquisitions de terres et les relocalisations semblent se limiter à la nouvelle connexion de 63 kV entre Porto-Novo et Cotonou. Les lignes du réseau de distribution de la SBEE (33, 20 kV ou 15 kV) devraient rencontrer des problèmes similaires, mais présenter une empreinte réduite. En raison des empiètements ou des emprises industrielles, la relocalisation peut s'avérer nécessaire lorsque les nouvelles lignes sont construites dans des couloirs existants. L'entrepreneur indépendant sollicité pour l'exécution du programme de relocalisation (RAP) devrait délimiter un cadre RAP dédié. Les mesures de dédommagement des exploitants ou des occupants illégaux peuvent aller à l'encontre des lois du Bénin, voire se révéler incohérentes avec les normes internationales destinées à indemniser les populations en fonction de la valeur de remplacement et non de la valeur de dépréciation.
Norme de performance 6 – Conservation de la biodiversité et gestion durable des ressources naturelles vivantes	X	• Les habitats sensibles peuvent être affectés par les nouveaux projets de lignes électriques d'envergure. La nouvelle ligne de 63 kV entre Porto-Novo et Cotonou traversera les zones humides et contournera les étendues d'eau du site Ramsar n° 1018. Il est impossible de contourner entièrement la zone. Ce concept a fait l'objet d'un accord oral de l'ABE, notamment de l'interlocuteur ABE dédié aux zones humides de la Convention de Ramsar. L'EA doit le concentrer sur la réduction des impacts négatifs et sur les propositions synonymes d'impact positif. • Habitats naturels : voir les habitats sensibles. Les espaces naturels désignent des zones inexploitées entre les étendues d'eau et les plaines. Zones modifiées : la majorité des espaces ont été modifiés et convertis en zones urbaines dans la plupart et ville et en zones agricoles dans les régions rurales.
Norme de performance 7 – Peuples autochtones	X	Les peuples autochtones ne sont pas affectés par les projets. Certains groupes sociaux sont défavorisés (femmes et jeunes, par exemple) dans les secteurs traditionnels et dans certaines régions (notamment au nord), les éleveurs Peuls sont parfois en marge de la société. De fait, la norme de performance 7 a été prise en compte tout au long du projet et son applicabilité évaluée au regard de chaque type de projet ou zone géographique affectée. Les sociologues et les experts genres du projet spécialisés dans ce domaine ont traité du sujet lors de réunions tenues avec les autorités béninoises et les différents acteurs engagés ; ils ont déterminé que le Bénin ne comptait aucun peuple autochtone.
Norme de performance 8 – Patrimoine culturel	X	Le processus de choix du site a permis de réduire le risque d'affecter une zone sacrée. Les sites étudiés n'affichent aucune ressource culturelle évidente (observée) ou connue (des autorités locales). Cependant, ces sites s'inscrivent comme de purs exemples au cœur d'espaces plus importants à étudier. Les spécifications de construction devraient déterminer la manière dont

Tableau 10-4 – Synthèse des impacts potentiels d'après les normes de performance de l'IFC

Norme	Impact	Synthèse
		l'entrepreneur doit gérer les découvertes fortuites.

10.2.5.1 Directives de l'IFC sur l'environnement, la santé et la sécurité

Les Directives environnementales, sanitaires et sécuritaires (EHS) de l'IFC s'inscrivent comme une excellente référence en complément de la législation du Bénin et des politiques MCC (IFC, 2007). Les directives EHS sont mentionnées tout au long de la présente étude et devraient apparaître comme référence dans les documents d'appel d'offres et de conception, au fur et à mesure de l'évolution des projets MCC.

La plupart de ces instructions sont directement applicables et devraient apparaître comme référence dans les documents d'appel d'offres et de conception. Les catégories d'instructions spécifiques sont répertoriées par secteur ci-dessous.

- Émissions atmosphériques et lutte contre la pollution – Applicables
- Économies d'énergie et émissions de GES – Applicables
- Consommation d'eau et alternance de l'habitat aquatique – Non directement applicable
- Effluents – Eaux usées et déchets sanitaires – Applicables
- Déchets solides – Applicables
- Matériaux dangereux et hydrocarbures – Applicables
- Nuisances sonores – Applicables
- Santé et sécurité au travail – Applicables

10.3 PORTEE DE L'ETUDE

La présente étude se limite aux frontières internationalement reconnues de la République du Bénin pour l'ensemble des études d'infrastructure. Pour les projets de distribution, la portée de l'étude englobe le patrimoine visé par les propositions de développement, le couloir permettant de connecter chaque site à la sous-station SBEE la plus proche, les emprises existantes et la commune voisine (laquelle devrait profiter proportionnellement de l'amélioration de la production électrique du réseau national en journée ainsi que de l'amélioration du réseau de distribution).

10.3.1 Définition du périmètre

La définition du périmètre a été lancée en amont du processus d'étude afin d'identifier les questions stratégiques devant être au cœur de la préparation de l'EIES. Il s'agissait d'allouer des ressources adaptées à la collecte et l'analyse des informations relatives aux questions sociales et environnementales stratégiques, et de réduire celles affectées à des sujets de moindre importance.

Les concepts ont été présentés aux sponsors, aux intéressés et aux autorités béninoises lors de la réunion de lancement organisée à Cotonou en octobre 2014. L'EA a fait l'objet d'échanges visant à

identifier les questions sociales et environnementales stratégiques devant être examinées lors des études de préfaisabilité. Les critères suivants ont été soulevés :

- Éviter les zones peuplées pour l'emplacement des nouvelles installations (panneaux solaires, par exemple)
- Limiter les acquisitions aux impacts négatifs
- Identifier et préserver les espaces naturels boisés
- Limiter les perturbations topographies via le choix du site
- Identifier et préserver les espèces menacées ou en voie de disparition
- Préserver les étendues d'eau et les ressources en eau
- Préserver la santé et la sécurité publiques (enceinte de sécurité autour des champs de panneaux solaires, par exemple)
- Soutenir la parité lors des mises à niveau du secteur
- Améliorer le réseau de distribution électrique

Pour les projets de distribution, les informations préliminaires recueillies en octobre et en novembre 2014 ont révélé que les projets devraient essentiellement s'orienter sur le réseau de distribution actuel de sorte que l'EA cible la gestion des équipements et installations en place (et notamment les emprises à proximité des lignes de distribution) ainsi que les questions de gestion des déchets (transformateurs et huiles PCB inclus). Parmi les projets de distribution, le plan de densification du réseau de distribution SBEE de Cotonou visant à créer 10 000 nouvelles connexions électriques apparaît comme une exception. Cependant, le réseau basse tension de la SBEE n'est pas cartographié. De fait, les quartiers de la ville susceptibles de profiter du projet de densification n'ont pu être identifiés. Par conséquent, les activités d'EA de ce projet spécifique englobent des rencontres avec la municipalité de Cotonou ainsi que des collectes d'information par quartier. Trois secteurs représentatifs des classes supérieures, moyennes et démunies ont été définis.

Les autres projets de distribution ont été développés entre février et mars 2015 après avoir exécuté des modèles informatisés du réseau de distribution en vue d'identifier les secteurs-cibles. De ce fait, la plupart des efforts de définition du périmètre se sont appuyés sur différents échanges techniques entre l'équipe Cardno-Fichtner et la SBEE sur le réseau de distribution, et ce jusqu'en mars 2015, date de définition des projets spécifiques.

L'analyse du réseau de distribution menée au mois de mars a permis d'identifier un projet unique puisqu'il porte sur l'installation d'une nouvelle ligne électrique d'envergure destinée à assurer la redondance du réseau entre Cotonou et Porto-Novo. Cette nouvelle ligne n'a pas été conçue. Cependant, à des fins de planification, elle est supposée similaire à la ligne existante, laquelle est aérienne sur la majorité du parcours et enterrée dans les zones peuplées (aux extrémités). Ce projet étend le périmètre de l'EA, lequel est synthétisé dans le tableau ci-dessous.

Tableau 10-5 – Définition du périmètre

Portée de la ressource	Analyse détaillée ?	Commentaires/Plans
Généralités		• La mise à niveau du réseau de Cotonou englobe la réalisation d'une liaison en boucle câblée (lignes enterrées) de 63 kV avec importants travaux d'excavation et modernisation de plusieurs sous-stations dont la plupart doivent étendre leur empreinte au format de 20 x 40 m. En l'absence d'espace suffisant sur le site actuel, les sous-stations doivent être relocalisées dans le secteur, sur un plus grand terrain. • Certains projets portent sur la construction ou le remplacement (le cas échéant) d'importantes lignes aériennes. De nombreuses petites lignes aériennes avec pilier unique devraient être installées au niveau des emprises publiques. Exception : le projet de construction d'une seconde ligne aérienne de 63 kV globalement parallèle (itinéraire précis non défini) à la ligne existante entre Cotonou et Porto-Novo. La localisation géographique du projet visant à créer 10 000 nouvelles connexions au réseau de Cotonou est impossible puisque l'actuel réseau basse tension n'est pas cartographié. Les études du compact doivent identifier dans quels secteurs se trouvent ces utilisateurs potentiels. Évaluation limitée. Le projet d'élimination des connexions en toile d'araignée n'est pas financé et aucune zone n'a été localisée. Projet non évalué.
Qualité de l'air	Oui	Analyse théorique : évaluation des impacts à court terme des émissions générées lors des phases de construction et de maintenance à long terme des espaces de la SBEE.
Nuisances sonores	Non	Les nuisances sonores liées aux activités de construction doivent se limiter au court terme. L'exploitation ne doit émettre aucune nuisance sonore.
Changement climatique	Non	Évaluation réalisée, impacts supposés mineurs en matière de GES et de changement climatique

Tableau 10-5 – Définition du périmètre

Portée de la ressource	Analyse détaillée ?	Commentaires/Plans
Ressources en eau	Oui Eaux de surface	• <u>La construction ou le remplacement des importantes lignes aériennes à structure en acier dans les couloirs ruraux font l'objet d'observations directes.</u> ○ Longer les lignes existantes afin d'étudier les espaces adjacents et consulter les images satellites en l'absence de visibilité directe. ○ Partir du principe que la traversée de l'étendue d'eau de Porto-Novo sera effectuée par des câbles immergés. • D'après les évaluations, les projets urbains présentent un impact minime puisque la SBEE intervient sur les emprises existantes. Exception : les importants travaux d'excavation nécessaires et les impacts temporaires de la phase de construction. Évaluation de l'entretien des terres rattachées aux eaux de surface et aux eaux usées/pluviales.
	Oui Eaux souterraines	• Évaluer la possibilité d'excavation dans des zones contaminées et inversement, de pollution des eaux souterraines du fait d'une gestion inadaptée des travaux d'excavation. La rénovation des sous-stations peut impliquer de travailler sur des sites contaminés par du fioul ou des huiles de transformateurs contenant des PCB. Outre la contamination probable des sols, il convient de traiter des impacts potentiels sur les eaux souterraines.
Géologie et sols	Non	Adopter des pratiques d'excellence en matière de gestion (BMP) afin de réduire l'érosion des sols lors de la phase de construction. Aucun impact opérationnel n'est prévu en cas d'entretien et de préservation corrects de la végétation. • Décrire l'état des sols lors de la visite de chaque site. Décrire la nature des sols à échelle locale à l'aide de cartes et d'informations sur les sols béninois.

Tableau 10-5 – Définition du périmètre

Portée de la ressource	Analyse détaillée ?	Commentaires/Plans
Utilisation et acquisition des terres	Oui	Lignes électriques – Devraient présenter un impact réduit sur les terres sauf en cas de gestion dans le cadre d'un programme de relocalisation. Aucune étude directe de l'impact des lignes électriques sur l'utilisation des terres n'est prévue (se reporter ci-dessus pour le parcours le long des importantes lignes aériennes). L'utilisation des terres devrait rester inchangée pour : • Les zones rurales sans nouvelles lignes ariennes • Les zones rurales avec remplacement des lignes existantes dans les couloirs • Les zones urbaines avec nouvelles lignes enterrées dans les emprises industrielles/existantes • Les zones urbaines avec nouvelles lignes aériennes dans les emprises industrielles/existantes • Les espaces de loisir publics, lesquels sont proscrits. • Remplacement de sous-stations – Analyser par observation directe l'état des bâtiments et de l'empreinte (visite d'un membre équipe reprise par l'équipe ESA). Documenter si les projets de remplacement doivent impliquer davantage d'espace. • Construction de sous-stations – Apporter des instructions sur les composantes sociales/sexospécifiques à éviter.
Problématiques environnementales, sociales et genres	Oui	• Se concentrer sur les projets permettant d'alimenter certains quartiers en électricité. Décrire les impacts (globaux) d'un réseau électrique plus fiable (à échelle du pays).
Ressources biologiques – Flore et faune	Oui	Partir du principe que les nouvelles lignes aériennes (au nombre de deux maximum) des zones rurales/vertes portent sur le simple élargissement des emprises existantes et présentent un impact réduit en dehors de ceux associés par la ligne d'origine. Aucune étude sur site des espèces en voie de disparition n'est prévue. Les informations recueillies lors des réunions indiquent qu'une petite partie des forêts en zone humide et la lagune de Porto-Novo peuvent abriter des espèces sensibles rares/menacées/en voie de disparition. Les autres projets se limitent aux interventions en zones urbaines, au sein des emprises industrielles existantes, et au remplacement de lignes en zones rurales où l'entretien des terres et les perturbations devraient se limiter aux opérations de maintenance de routine, lorsque celles-ci n'ont pas été réalisées.

Tableau 10-5 – Définition du périmètre

Portée de la ressource	Analyse détaillée ?	Commentaires/Plans
Écosystèmes sensibles	Oui	Se concentrer sur les lignes électriques en zones rurales. Déterminer les implications de la ligne de 63 kV entre Cotonou et Porto-Novo sur les zones humides et le site Ramsar (péril aviaire, nouveau couloir traversant les zones humides ou entretien des couloirs, par exemple). L'EA vise à définir les forêts/espaces à proximité de chaque site de projet.
Développements futurs et impacts indirects	Oui	L'extension de l'étude aux développements futurs dans le cadre de l'EA est définie comme l'étude technique. Les impacts indirects liés à la réduction globale de l'importation d'électricité et à l'amélioration du réseau de distribution doivent être décrits. Les impacts négatifs potentiels doivent être évalués en fonction des développements connexes.
Santé et sécurité publiques	Oui	Aborder la question de la sécurité publique (et notamment celle des enfants) au cours de la phase de construction et l'exposition potentielle aux risques d'électrocution comme aux autres risques de santé et de sécurité. Évaluer les situations de risque potentiel au sein des installations SBEE qu'il convient de prendre en compte ou de gérer lors de la construction et de l'exploitation.
Acquisition de terres et relocalisation	Oui	• L'EA vise à déterminer les zones affectées et à décrire le processus d'acquisition de terres. Il s'agit de confirmer que les sites choisis ne provoquent aucun conflit entre les propriétaires terriens ou les communautés. Identifier et communiquer les informations sur chaque site à MCC afin de planifier les relocalisations dans le cadre d'un autre contrat.
Opportunités d'optimisation des ressources et de lutte contre la pollution	Oui	• Analyse théorique des ressources affectées et consommées. Interaction entre l'équipe d'étude environnementale, sociale et genre, l'équipe SGA et l'équipe technique afin de définir une conception des projets source d'efficacité.
Ressources culturelles	Oui	• Approche identique à celle de la flore et de la faune. Rencontre avec les autorités locales et visite des sites. ○ Intervention d'un expert culturel afin d'étudier les ressources culturelles des sites au cours de la prochaine phase de conception des projets.
Infrastructures et équipements	Non	Non applicable
Substances dangereuses	Oui	• Adopter des pratiques d'excellence en matière de gestion standard afin de réduire les risques de déversement pendant la phase de construction. • Gérer les huiles PCB des transformateurs – Impact potentiel majeur.

Tableau 10-5 – Définition du périmètre

Portée de la ressource	Analyse détaillée ?	Commentaires/Plans
Qualité visuelle	Non	L'évaluation de la qualité visuelle ne s'applique pas (y compris à la nouvelle ligne aérienne de 63 kV) en raison de l'utilisation massive des équipements de distribution à échelle nationale.
Trafic/Transport	Oui	Évaluation des travaux d'excavation et de leurs impacts sur le trafic. D'après les informations préliminaires, les routes ne seront que partiellement fermées avec signaleurs et signalisations permettant d'utiliser l'un des côtés de la route (à raison d'un bloc par semaine, environ).

10.3.2 Étude et gestion des risques environnementaux et sociaux

Soumise à la norme de performance 1 de l'IFC, l'étude des impacts repose sur les principes standard de gestion environnementale de la roue de Deming (PDCA, pour Plan-Do-Check-Act). Les composantes du projet ainsi que les impacts environnementaux et sociaux potentiels ont été analysés et documentés dans le cadre de la planification des risques. Ces composantes et ces impacts ont été regroupés par catégorie d'impacts (voir le Tableau 10-6).

Le guide sectoriel d'étude d'impact sur l'environnement des projets d'électrification de l'ABE (ABE, 2014) constitue une référence importante pour ce processus.

10.3.3 Composantes et impacts

Le Tableau 10-6 décrit les activités des projets eu égard aux composantes environnementales et sociales (la « cause ») ainsi que les catégories d'impacts associées (les « effets »).

Tableau 10-6 – Lien entre composantes et impacts

Activités (composantes)	Catégorie d'impacts									
	Air, climat et nuisances sonores	Ressources en eau	Géologie et sols	Utilisation et acquisition des terres	genres	Ressources culturelles	Ressources biologiques	Infrastructures et équipements	Substances dangereuses et	sécurité de la communauté
Phase de planification et de construction										
Acquisition de terres				X	X	X				
Entretien, construction ou démantèlement	X	X	X		X		X		X	X
Planification de l'accès aux sites		X	X	X	X	X	X	X		X
Transport de machines et d'équipements	X							X	X	X
Excavation, forage et sablage		X	X	X	X	X			X	X
Utilisation des sols		X	X		X	X		X		
Modification de la gestion des eaux usées/pluviales		X	X				X			X
Stockage de matériaux et d'équipements		X	X	X			X		X	X
Construction ou installation d'équipements				X	X			X	X	X
Gestion des contaminants et des déchets		X	X	X			X		X	
Phase d'exploitation										
Installation, accès et maintenance des équipements	X	X	X		X		X	X		X
Gestion des produits pétroliers et des matériaux dangereux	X	X	X		X		X	X	X	X
Intervention d'urgence	X	X	X		X		X	X	X	X

Source : ABE 2014

10.3.4 Gravité de l'impact

La présente analyse ne s'inscrit pas comme une EIES exhaustive. Elle permet de déterminer l'importance des impacts potentiels identifiés par la matrice transversale.

L'importance de l'impact varie systématiquement en fonction de la perturbation prévue pour un composant environnemental donné. L'étude repose sur différents critères tels que la nature d'un impact, son intensité ou son importance, sa portée ainsi que sa durée.

La nature définit si l'impact est jugé positif ou négatif. En général, les modifications de l'environnement physique ne sont associées à aucune nature spécifique. Cependant, aux fins de la présente analyse, chaque impact est identifié comme négatif, positif ou non défini.

L'intensité de l'impact est déterminée par la perturbation de l'environnement induite par le projet. La définition de l'impact du projet doit tenir compte de la valeur intrinsèque du composant et de celle que lui accordent les populations. Plus un composant de l'écosystème est valorisé, unique, rare ou sensible, plus l'intensité de l'impact augmente.

La portée de l'impact renvoie à l'amplitude physique du projet proposé. Une portée « sur site » indique que seuls les environs immédiats de la zone d'étude sont affectés. Une portée « locale » désigne une zone plus importante, qui s'étend hors de la propriété du projet, dans un espace toutefois limité (zone d'étude restreinte, par exemple). Alors que la portée « régionale » indique que l'impact s'étend hors de la zone d'étude restreinte, la portée « globale » peut par exemple renvoyer au changement climatique.

La durée de l'impact potentiel renvoie à sa portée dans le temps. Celui-ci peut être temporaire ou permanent. L'impact temporaire doit être associé au concept de réversibilité aux conditions antérieures à l'exécution du projet dans une période spécifique qui suit généralement la phase de construction. L'impact permanent doit être associé au concept d'irréversibilité. Il peut également être utilisé pour désigner la nature récurrente et fréquente de certains impacts.

De ce fait, plus l'intensité, la portée et la durée de l'impact sont importantes, plus le risque augmente, notamment lorsque le composant environnemental revêt une importante certaine auprès des populations ou de la communauté scientifique.

10.4 DEFINITION DES RESSOURCES

10.4.1 Qualité de l'air

La qualité de l'air se définit d'après les concentrations ambiantes de polluants spécifiques influençant la santé et le bien-être des populations et de l'environnement. Au Bénin, les normes de qualité de l'air ont été établies et codifiées dans le cadre du décret n° 2001-110 du 4 avril 2001. Elles sont présentées au Tableau 10-7. Les normes à court terme (périodes de 1, 8 et 24 heures) concernent les polluants qui présentent des effets aigus sur la santé alors que les normes à long terme (moyennes sur un an) concernent les polluants qui présentent des effets chroniques sur la santé.

Tableau 10-7 – Normes de qualité de l'air en République du Bénin

Polluant	Période de mesure	Norme nationale
Ozone	Moyenne de 8 heures	0,08 ppm
Monoxyde de carbone (CO)	Moyenne de 1 heure	40 mg/m^3
	Moyenne de 8 heures	10 mg/m^3
Dioxyde de soufre (SO_2)	Moyenne de 1 heure	1 300 $\mu g/m^3$
	Moyenne de 24 heures	200 $\mu g/m^3$
	Moyenne sur un an	80 $\mu g/m^3$
Particules en suspension (< à 10 microns)	Moyenne de 24 heures	230 $\mu g/m^3$
	Moyenne sur un an	50 $\mu g/m^3$
Dioxyde d'azote (NO_2)	Moyenne de 24 heures	150 $\mu g/m^3$
	Moyenne sur un an	100 $\mu g/m^3$
Plomb	Moyenne sur un an	2$\mu g/m^3$

Source : ABE, 2001a
Note : ppm : parties par million
mg/m^3 = milligrammes par mètre cube
$\mu g/m^3$ = microgrammes par mètre cube

La qualité de l'air d'un site donné se définit d'après les concentrations de divers polluants atmosphériques. La qualité de l'air d'une région dépend de nombreux facteurs, y compris la nature et la quantité de polluants libérés dans l'atmosphère, la taille et la topographie de la région ainsi que les conditions météorologiques prédominantes. En général, les émissions de polluants désignent la quantité de polluant ou de polluants précurseurs libérés dans l'atmosphère par une source ou un ensemble de sources. Les émissions de polluants influencent les concentrations ambiantes de polluant de manière directe (en affectant les concentrations de polluants relevés dans l'air) ou indirecte (en interagissant avec l'atmosphère afin de former l'un des principaux contaminants). Les polluants primaires tels que le monoxyde de carbone, le dioxyde de soufre, le plomb ou certaines particules sont directement libérés dans l'atmosphère par des sources d'émission.

Au Bénin, la qualité de l'air est influencée tant par le milieu naturel que par l'activité humaine. Présent sur une grande partie d'Afrique du Nord, le désert du Sahara s'inscrit comme la première source de poussières minérales au monde. Environ 60 % de ces poussières en suspension sont envoyées vers le golfe de Guinée (Engelstaedter, 2006). Ce phénomène affecte considérablement la qualité de l'air et l'inhalation de ces particules présente d'importantes répercussions sur la santé (Longueville et coll., 2014). Là où ces événements affichent un caractère dynamique sur une période relativement courte, la pollution anthropique est omniprésente dans la région.

Au Bénin, le transport s'inscrit comme la première source de pollution atmosphérique en raison des nombreux véhicules vieillissants et du manque de réglementations en matière d'émissions. Les centres urbains, les grands axes et les carrefours stratégiques enregistrent les plus gros pics de pollution. Avec 59,4 % de la consommation énergétique du pays en 2005 (Badarou, 2009), le bois de chauffage (bois + charbon) apparaît également comme un facteur de pollution.

Les règlementations béninoises sur la qualité de l'air définissent les normes d'émission applicables aux véhicules, et notamment aux poids lourds utilisés pour le transport de matériaux et de marchandises.

10.4.2 Changement climatique

En général, le climat désigne les conditions météorologiques qui reviennent sur plusieurs années et se définit par divers paramètres spécifiques tels que la température, les précipitations et le vent. En Afrique de l'Ouest où se situe la République du Bénin, la chaleur et l'humidité sont caractéristiques du climat qui se décompose en deux saisons sèches et deux saisons humides. Au sud-est de Savalou, le climat est typiquement équatorial : chaude et humide, la région connaît une longue saison sèche, de décembre à mars pendant laquelle l'Harmattan (un vent poussiéreux qui balaye le littoral ouest-africain en direction du nord/nord-est) ne cesse de souffler. Les températures varient entre 22 °C et 35 °C pour une moyenne de 27 °C. La saison des pluies s'étend de mars à juillet avant de laisser la place à une courte saison sèche jusqu'à la mi-septembre, suivie d'une courte saison humide, jusqu'à la mi-novembre. Au sud-est, les précipitations moyennes sont nettement inférieures et la saison sèche plus longue. Ainsi, à Grand-Popo, les précipitations moyennes atteignent 82 cm contre 127 cm à Porto-Novo et Cotonou. Le nord-est du pays ne connaît qu'une saison humide (de mai à septembre, les pluies les plus fortes étant enregistrées en août) et qu'une saison sèche au cours de laquelle l'Harmattan souffle

pendant près de trois ou quatre mois. Les températures varient entre 13 °C (en juin) et 40 °C (en janvier). Bien qu'elles diminuent progressivement vers le nord, les précipitations restent élevées dans la région (97 cm contre 135 cm au centre du Bénin, où elles sont maximales).

Force est de constater que la rétention des GES dans l'atmosphère en raison de concentrations élevées de chaleur s'accompagne d'une augmentation des températures en surface. Ce phénomène est communément appelé le changement climatique. L'augmentation des températures en surface entraîne une modification majeure des composants du système climatique de la Terre tels que le jet stream, El Niño, la température et l'acidité des océans, les glaciers alpins, la banquise et la calotte glaciaire, la teneur en eau de l'atmosphère, et l'étendue et l'équilibre des forêts boréales et tropicales (Boko, 2007). La combustion de combustibles fossiles apparaît comme la principale source anthropique de GES. À l'échelle planétaire, les émissions de dioxyde de carbone (CO_2) (le GES le plus répandu) ont augmenté de 42 % entre 1990 et 2010 (Agence de protection de l'environnement, 2014). La majorité des émissions de CO_2 sont issues de la production électrique, du transport et de diverses formes de production/consommation énergétique.

En raison de son emplacement géographique et de ses capacités d'adaptation limitées aggravées par une pauvreté massive et un développement réduit, l'Afrique est au cœur du changement climatique. La gravité du changement climatique est telle qu'à l'avenir, le continent devra non seulement faire face au renforcement des problèmes actuels (sècheresse et conditions météorologiques extrêmes, par exemple), mais aussi à l'apparition de nouveaux phénomènes tels que l'augmentation du niveau de la mer, laquelle affectera les zones côtières.

Au Bénin, la majorité des populations peuplent la côte sud sur les rives du golfe du Bénin, au cœur du golfe de Guinée. L'économie du pays dépend essentiellement de l'agriculture, secteur dominé par les pratiques de subsistance. Premier producteur africain de coton et de noix de cajou, le Bénin s'inscrit comme un exploitant de cultures commerciales. Le commerce régional tient également une place importante dans l'économie du pays. En raison de l'importance de l'agriculture, l'économie du Bénin se révèle particulièrement vulnérable aux changements climatiques.

Les impacts du changement climatique sur le pays restent cohérents avec les impacts prévisionnels établis à échelle du continent (Boko, 2007) :

- Diminution de l'accès à l'eau potable
- Altération sévère de la production agricole avec une réduction de l'agriculture pluviale jusqu'à 50 %
- D'ici la fin du 21^{e} siècle, l'augmentation prévisionnelle du niveau de la mer devrait toucher les plaines côtières et leurs populations denses
- Le coût de l'adaptation au changement climatique pourrait atteindre 10 % du produit intérieur brut (PIB) du pays.

L'importance des GES peut être évaluée d'après le coût social du carbone (CSC). Le CSC s'inscrit comme une estimation exhaustive des dommages liés au changement climatique et inclut, sans s'y limiter, les modifications de la productivité agricole nette et de la santé ainsi que les dégradations matérielles liées

à l'augmentation du risque d'inondation. Cependant, au vu des limites de modélisation et de données, ce coût ne tient pas compte de l'ensemble des dommages substantiels. Comme l'indique le quatrième rapport du GIEC, il est fort probable que le CSC sous-estime de tels dommages. À l'heure actuelle, les modèles utilisés pour établir les estimations du CSC (à savoir les modèles d'évaluation intégrée) ne tiennent pas compte de l'ensemble des impacts physiques, écologiques et économiques du changement climatique identifiés dans les ouvrages dédiés au sujet en raison du manque d'informations précises sur la nature des dommages et parce que la science exploitée par lesdits modèles n'est pas au fait des dernières recherches scientifiques. Cependant, le CSC s'inscrit comme une mesure utile permettant d'évaluer les avantages de la réduction des émissions de CO_2 (groupe de travail interinstitutionnel sur le CSC, 2013).

Le tableau ci-dessous reprend un ensemble de valeurs du CSC. Pour 2015, une valeur de 3 % a été utilisée pour l'étude.

Tableau 10-8 – Coût social du CO_2 de 2015 à 2050 (en dollars à leur valeur de 2011)

Année	Taux d'actualisation			3 % pour un
	5 %	3 %	2,5 %	centile de 95 %
2015	12 $	39 $	61 $	116 $
2020	13 $	46 $	68 $	137 $
2025	15 $	50 $	74 $	153 $
2030	17 $	55 $	80 $	170 $
2035	20 $	60 $	85 $	187 $
2040	22 $	65 $	92 $	204 $
2045	26 $	70 $	98 $	220 $
2050	28 $	76 $	104 $	235 $

Source : groupe de travail interinstitutionnel sur le CSC, 2013

10.4.3 Nuisances sonores

Les nuisances sonores désignent généralement les bruits indésirables qui perturbent les communications, entraînent une altération de l'ouïe, réduisent la qualité de l'environnement ou se révèlent d'une quelconque manière désagréables. Les nuisances sonores peuvent être intermittentes ou continues, stables ou impulsives, et être émises par une source fixe ou mobile. La gestion isolée de nuisances sonores similaires peut varier de manière considérable. Elle est influencée par la nature et les caractéristiques de la source, par la distance qui sépare cette dernière du récepteur, par la sensibilité de celui-ci et par le créneau horaire. Les régions affectées par les nuisances sonores correspondent ici aux environs immédiats des propositions de projet, lesquels peuvent être perturbés par les travaux de démolition/construction associés aux améliorations proposées pour le réseau de distribution.

Exprimées en décibels (dB), les nuisances sonores sont induites par les vibrations qui se propagent dans un milieu (air ou eau, par exemple). Un niveau sonore de 0 dB correspond au seuil de perception de

l'oreille humaine ; il est à peine audible en conditions extrêmement silencieuses. De son côté, la parole est associée à un niveau sonore voisin de 60 dB. Les niveaux sonores supérieurs à 100 dB sont perçus comme désagréables par l'oreille humaine. Les niveaux sonores compris entre 110 et 130 dB sont ressentis comme une douleur (Organisation mondiale de la santé, 1999). La variation du niveau sonore d'un bruit isolé perceptible par l'oreille humaine est d'environ 3 dB. En général, l'être humain perçoit la moitié de l'intensité d'un bruit lorsque le niveau sonore varie de 10 dB.

Le Bénin dispose d'une règlementation nationale en matière de pollution sonore (ABE, 2001a). Ladite règlementation couvre les nuisances sonores générées par les activités industrielles, le transport, l'exploitation minière, la construction, la transmission d'électricité, les vibrations, les lieux de culte et les actions individuelles. Elle distingue différents secteurs en fonction de l'activité : résidentiel, professionnel/commercial et industriel. Comme indiqué au Tableau 10-9, des seuils de nuisance sonore ont été définis pour chacun de ces secteurs. Ceux-ci respectent les limites établies par les directives internationales (Organisation mondiale de la santé, 1999). En outre, les Directives EHS de l'IFC précisent que l'augmentation des niveaux sonores de l'environnement induite par l'activité ne doit pas atteindre 3 dB au niveau du récepteur extérieur le plus proche du site.

Tableau 10-9 – Seuils de nuisance sonore en décibels (dB) par secteur

Créneau horaire	Secteur 1 – Zones résidentielles	Secteur 2 – Zones professionnelles/commerciales	Secteur 3 – Zones industrielles
De 6 h à 13 h	50	55	70
De 13 h à 15 h	46	50	70
De 15 h à 22 h	50	55	70
De 22 h à 6 h	45	50	70

Source : ABE, 2001a

En outre, les règlementations de l'ABE limitent :

- Les nuisances sonores du trafic routier à 70 dB entre minuit et 5 h.
- L'utilisation des haut-parleurs, sirènes et équipements similaires en zone résidentielle, sauf lorsqu'elle est liée à un événement exceptionnel tel qu'un accident ou un incident grave.
- Les nuisances sonores excessives émises par les ateliers (usines, scieries ou forges, par exemple), les discothèques et les véhicules de 13 h à 15 h et de 22 h à 6 h les jours ouvrés, et de 6 h à 10 h et de 20 h à 6 h les jours chômés.
- La location d'équipements bruyants à proximité d'écoles, d'établissements de santé et de services administratifs.

Outre la pollution sonore, l'exposition des employés à des niveaux sonores inadaptés constitue également un problème. Le Tableau 10-10 répertorie les seuils de nuisance sonore de différents environnements de travail applicables aux propositions de projet. Les seuils en environnement de travail sont exprimés en décibels « pondérés A » (unité de mesure du niveau de pression acoustique), lesquels visent à prendre en compte l'intensité relative perçue par l'oreille humaine, celle-ci étant moins sensibles aux fréquences graves. Les décibels pondérés A sont représentés par le symbole dB(A). Pour les expositions en environnement de travail, le niveau acoustique continu équivalent (LA_{eq}) apparaît

comme la méthode privilégiée pour décrire les niveaux sonores susceptibles de varier dans le temps et obtenir une valeur unifiée (en décibels) qui tienne compte de l'énergie acoustique totale sur la période d'étude. Le temps d'exposition standard est de 8 heures, durée habituelle d'une journée de travail. En outre, les normes à court terme identifient le niveau acoustique maximal autorisé (LA_{max}), lequel représente un intervalle très court, inférieur à une seconde.

Tableau 10-10 – Seuils de nuisance sonore en environnement de travail

Environnement	Niveau équivalent LA_{eq}, sur 8 heures	Niveau maximal LA_{max}, sur un court intervalle
Industrie lourde (pas de communication verbale)	85 dB(A)	110 dB(A)
Industrie légère (peu de communication verbale)	50-65 dB(A)	110 dB(A)
Bureaux en open space, salles des commandes ou environnements similaires	40-50 dB(A)	-
Bureaux individuels (pas de nuisances)	40-45 dB(A)	-

Source : IFC, 2007

Les niveaux sonores auxquels les ouvriers des chantiers de construction des propositions de site sont exposés peuvent avoisiner, voire dépasser le seuil d'exposition de 85 dB(A) défini pour l'industrie lourde sur 8 heures lorsque des équipements particulièrement bruyants ou que plusieurs équipements sont utilisés. Conformément aux normes internationales, l'utilisation de protections auditives doit être imposée lorsque le niveau acoustique équivalent sur 8 heures atteint 85 dB(A), que le niveau sonore de crête atteint 140 dB(A) ou que le niveau acoustique maximal moyen atteint 110 dB(A). Bien que le port de protections auditives s'inscrive comme la solution privilégiée en cas d'exposition à des niveaux sonores supérieurs à 85 dB(A), une protection analogue peut être assurée en limitant la durée de l'exposition (gestion plus complexe). Pour chaque augmentation du niveau sonore de 3 dB(A), la période (ou durée) d'exposition autorisée doit être réduite de 50 %. Ainsi, une augmentation du niveau sonore sur 8 heures de 85 dB(A) à 88 dB(A) implique de limiter l'exposition à 4 heures.

10.4.4 Ressources en eau

Les ressources en eau englobent les eaux de surface, les eaux souterraines et les zones d'inondation. L'eau potable et les eaux usées sont décrites dans la section Infrastructures et équipements (section 10.4.9). Les zones humides sont décrites dans la section Ressources biologiques (section 10.4.8). L'étude environnementale de l'ensemble des sites se concentre sur les impacts potentiels en termes de qualité, de quantité et d'accessibilité de l'eau.

Les projets de distribution concernent différentes activités dont la plupart sont exécutées au cœur des installations SBEE et ne présentent aucun impact direct ou indirect sur les ressources en eau. Cependant, certains projets portent sur l'extension de sous-stations existantes, sur la construction de

nouvelles sous-stations, sur les travaux d'excavation permettant d'enfouir des câbles électriques et sur l'installation de nouvelles lignes aérienne au sein d'emprises existantes. En outre, la ligne de 63 kV qui rallie Cotonou à Porto-Novo s'accompagne de la construction d'une nouvelle ligne aérienne dont l'emprise (ou le couloir) SBEE doit être créée/étendue.

Les projets de distribution ne dépendent pas des ressources en eau ; au cours des phases de construction et d'exploitation, ils n'affectent pas non plus la consommation en eau et la génération d'eaux usées de manière directe. Les zones potentiellement touchées correspondent aux terres affectées par la construction et aux terres potentiellement impactées par les activités d'exploitation et de maintenance (espaces en aval qui recueillent les eaux pluviales des sites, par exemple).

10.4.5 Géologie et sols

Les facteurs géologiques influencent la stabilité des sols, la profondeur du substrat rocheux ainsi que les propriétés sismiques. Les sols correspondent aux matériaux non consolidés au-dessus du substrat rocheux. Les sols sont formés par érosion du substrat rocheux et d'autres matériaux parentaux. Pour ces ressources, l'environnement potentiellement affecté se limite aux terres impactées par la mesure proposée.

10.4.6 Utilisation et acquisition des terres

En général, l'utilisation renvoie à la modification et à la division des terres à des fins résidentielles ou économiques. En général, l'utilisation des terres se décompose en différentes catégories : agriculture (élevage compris), sylviculture, exploitation résidentielle, commerciale ou industrielle, transport, services publics, exploitation minière, espaces de loisir et communications. Bien souvent, l'utilisation des terres est réglementée par différents plans (de gestion, d'utilisation des terres, exhaustifs ou de zonage local) ou diverses ordonnances. Ces plans et règlementations simplifient la définition géographique des futurs développements de sorte à respecter l'utilisation des terres voisines ainsi que les usages spécifiques ou sensibles à l'environnement.

L'utilisation des terres est étroitement liée aux autres ressources, notamment les nuisances sonores, les composantes socioéconomiques, les ressources biologiques et les ressources culturelles. En matière d'utilisation des terres, l'étude des impacts de la présente EA se concentre sur les zones affectées par la mesure proposée.

L'acquisition des terres renvoie à la relocalisation forcée et à la perte de revenus (pertes temporaires liées au projet incluses).

Cette section se concentre sur les impacts majeurs associés aux lots 1, 2, 3, 4, 5 et 8. Les lots 6, 7 et 9 n'ont pas été étudiés.

- Le lot n° 6 correspond au projet proposé pour la construction d'une nouvelle sous-station à Ouidah, à l'est de Cotonou afin de desservir un complexe industriel à ce jour inexistant, et dont la planification et la localisation n'ont pas encore été définies. Alors même que le concept de ce

complexe industriel n'a pas été déterminé, aucun impact environnemental ou social ne peut être analysé.

- Le lot n° 7 correspond à la construction d'un nouveau NDC à Cotonou au niveau de l'actuel/ancien centre de répartition. Aucune étude n'a été réalisée pour ce projet puisque les travaux sont exécutés au cœur de l'installation SBEE existante.
- De même, le lot n° 9 porte sur un ensemble de travaux réalisés au sein de l'actuelle installation SBEE ou au cœur des locaux de ses principaux clients. Aucune étude n'a donc été menée.

10.4.6.1 Accès à la terre – Régime foncier

Au Bénin, la terre est régie par les dispositions de deux registres :

- D'une part, le droit coutumier qui repose sur les droits du premier occupant et ses héritiers. La terre n'est pas considérée comme un capital privé ; seuls le droit d'utilisation et l'usage sont en cause. De fait, les propriétaires terriens allouent les terres en fonction des possibilités et de l'identité des demandeurs. Le droit coutumier foncier ne fait l'objet d'aucun acte et n'est donc pas enregistré sous la forme d'une parcelle privée.
- D'autre part, le régime foncier moderne qui s'inspire des droits de propriété privée de la législation française introduits lors du régime colonial, lequel repose sur l'émission de titres de propriété.

Même après la colonisation, la plupart des terres du Bénin ont continué de tomber sous le régime du droit commun. D'après la tradition béninoise, la terre ne peut être revendiquée comme une propriété privée. Elle appartient à toute personne souhaitant l'exploiter (à des fins agricoles ou autres). Les premiers occupants et leurs héritiers sont considérés comme les « chefs de la terre ». Celle-ci peut ensuite être allouée aux communautés et réparties entre les différentes familles. Selon les usages, la terre est léguée en héritage aux générations suivantes. Aucun acte ni aucun certificat ne ratifie ces droits. Cependant, il existe un ensemble de droits associés à chaque parcelle. Ceux-ci régissent notamment la copropriété, l'utilisation, la culture, le pâturage ou encore les servitudes. Ils sont à l'origine de nombreux conflits liés à la discrimination des femmes ou de certains groupes ethniques/sociaux (agriculteurs, derniers arrivants et jeunes, par exemple).

Cependant, un modèle d'acquisition moderne avec transfert de propriété par vente ou location s'est développé en parallèle de ce système prédominant. Depuis 1965, ces deux modes d'acquisition et de propriété s'appliquent, l'approche traditionnelle du régime foncier restant prééminent au sein des communautés rurales. Les besoins en termes de consolidation du régime foncier et d'investissement agricole ont favorisé l'adoption d'une réforme qui, dès 2007, touche les zones rurales. Ce processus s'est conclu par l'approbation, en 2013, d'un nouveau code foncier. La nouvelle législation met un terme à la dualité du système foncier. À l'instar du Plan foncier rural (PFR), les mesures et mécanismes adoptés visent à clarifier et définir l'ensemble des droits fonciers. Les comités de gestion de village sont responsables de l'application desdits droits au travers de l'émission de titres fonciers ou de location (lesquels sont similaires aux certificats de location destinés à sécuriser les droits des

exploitants). Lorsque la gestion des terres de la communauté villageoise ne fonctionne pas, la municipalité est en droit de gérer la procédure.

En zone urbaine, le régime foncier est de plus en plus perçu comme une propriété privée dont la jouissance est concédée via l'acquisition, la location ou la propriété. Les réserves foncières communales sont créées au cours du lotissement des terres en appliquant un coefficient d'occupation dédié à la construction d'infrastructures sociales.

10.4.6.2 Accès à la terre – Régime du genre

Selon la tradition, les femmes peuvent accéder à la terre par l'intermédiaire des hommes de leur famille, qu'il s'agisse de leur mari ou de leurs proches. Elles demandent à exploiter une parcelle qui leur est alors cédée. Ladite parcelle est essentiellement réservée à la culture des denrées alimentaires qui permettent de nourrir la famille et dont l'excédent peut être revendu. Toujours selon la tradition, les femmes ne disposent d'aucun droit d'héritage et ne sont pas considérées comme des propriétaires terriens.

Cependant, les nouvelles dispositions du code de la famille et de la législation foncière concèdent aux femmes le droit d'hériter de leurs parents. À ce jour, ces dispositions sont rarement respectées.

Les femmes peuvent procéder à l'acquisition d'une terre et en être ainsi propriétaires. Cependant, le capital nécessaire à ladite acquisition reste un problème majeur. Les femmes peuvent également louer une parcelle, ce qui leur permet de bénéficier des mêmes droits qu'un métayer.

En 2011, 85 % des terres étaient détenues par des hommes (contre 15 % pour les femmes).

Au sud du Bénin et dans les zones urbaines et périurbaines, l'acquisition des terres prend de l'ampleur.

Les terres des communautés villageoises restent gérées sous le régime du droit coutumier par le chef traditionnel (ou le chef de la terre), lequel garantit aux familles l'accès à leurs droits. Leur application est extrêmement complexe et les paramètres varient considérablement d'une communauté à une autre en fonction de l'histoire de la région et de l'organisation traditionnelle de la communauté.

10.4.6.3 Acquisition de terres

La présente évaluation environnementale de l'étude de faisabilité a été développée en parallèle de la définition du cadre global de relocalisation pour le compact MCA-Benin II. Un véritable enjeu puisqu'il s'agissait d'établir les plans et budgets du compact alors que le développement des projets s'étendrait au-delà de la phase de conception. Avec l'apparition de nouvelles informations et la formalisation des plans du compact, les consultations étaient forcément limitées. Le processus se poursuivra par la phase de conception des projets à l'issue du lancement du MCA-Benin II. Le cadre de relocalisation sera alors instauré et les programmes de relocalisation (RAP) pourront être établis conformément à la norme de performance 5 de l'IFC, aux politiques MCC et au processus législatif du gouvernement du Bénin. D'un point de vue général, la norme de performance 5 de l'IFC doit rester une priorité pour les projets à l'instar de l'indemnisation d'une terre par une autre terre, des actifs d'indemnisation à la valeur de remplacement (du marché) et des consultations/engagements spécifiques auprès des personnes affectées.

10.4.7 Ressources culturelles

Les ressources culturelles désignent les sites, bâtiments, structures et objets préhistoriques ou historiques, les sites archéologiques ou tout autre témoignage physique de l'activité humaine présentant une importance culturelle ou communautaire eu égard à la science, aux traditions ou à la religion. Les ressources culturelles englobent les ressources archéologiques préhistoriques et historiques, les ressources architecturales et les ressources traditionnelles.

- **Ressources archéologiques** : lieux sur lesquels les populations ont modifié la surface du sol ou ont laissé des artéfacts/vestiges (pointes de flèche ou amphores, par exemple).
- **Ressources architecturales** : bâtiments sur pied, digues, canaux, ponts et autres structures édifiées.
- **Ressources traditionnelles** : ressources associées aux pratiques et aux croyances culturelles d'une communauté vivante qui la relient à son passé et lui permettent de maintenir son identité culturelle. Les ressources traditionnelles peuvent désigner certaines ressources archéologiques, des lieux historiques, des sites sacrés, des gisements de matières premières destinées à la fabrication d'outils ou d'objets sacrés, ou encore des zones de chasse et de cueillette.

10.4.8 Ressources biologiques

Le terme ressources biologiques renvoie aux attributs de base des éléments associés à l'environnement naturel, notamment la flore et la faune, ainsi qu'aux écosystèmes sensibles. En termes de ressources biologiques, une zone affectée désigne une zone susceptible d'être touchée par les principaux effets associés à la mesure proposée. Les écosystèmes sensibles englobent les zones humides, les forêts sacrées et le littoral.

Les impacts qui affectent les ressources biologiques englobent les impacts directs (altération du paysage biologique ou disparition de la végétation, par exemple) ainsi que la propension de l'introduction de l'électricité en zones rurales à modifier l'utilisation de terres, réduisant ainsi la quantité de végétation associée à l'exploitation des forêts et des terres agricoles.

Les projets proposés en matière d'amélioration du réseau de distribution sont prévus pour les municipalités de Natitingou, Parakou, Djougou, Cotonou et Porto-Novo.

10.4.9 Infrastructures et équipements

Les infrastructures renvoient à la structure sous-jacente d'une communauté ou d'une installation. Les composants d'infrastructure et les équipements englobent les systèmes d'approvisionnement en eau, de collecte des eaux usées, de transmission, de traitement, d'évacuation des eaux pluviales et de communication, ainsi que les installations d'alimentation électrique et de gestion des déchets solides.

10.4.10 Substances dangereuses

L'étude des substances dangereuses englobe des catégories mal définies par la législation et les règlementations béninoises (matériaux dangereux, déchets dangereux ou substances toxiques, par

exemple) ainsi que les sites contaminés. L'analyse des impacts se concentre sur la probabilité d'introduction de substances dangereuses au sein des écosystèmes naturels et des environnements humains. L'augmentation potentielle des risques pour la santé et de l'exposition de l'environnement ainsi que le changement des quantités et de la nature des substances dangereuses transportées, stockées, utilisées et éliminées font partie des facteurs pris en compte. La méthodologie applicable aux sites contaminés vise à comparer la proximité des installations proposées par rapport aux sites et/ou milieux contaminés ; elle tient compte de l'exploitation desdites installations afin de déterminer les impacts potentiels associés.

10.4.11 Santé, sûreté et sécurité de la communauté

Les composantes de santé, sûreté et sécurité visent à anticiper et prévenir les impacts négatifs en termes de santé et de sécurité des événements ordinaires et extraordinaires sur la communauté affectée tout au long de la durée de vie du projet. Ils visent également à garantir que les principes des droits de l'homme sont respectés en vue de préserver l'intégrité des êtres humains et de leurs biens.

10.5 ÉTUDE DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DES PROJETS.

Cette section se concentre sur les impacts majeurs associés aux lots 1, 2, 3, 4, 5 et 8.

- Le lot n° 6 correspond au projet annulé de nouvelle sous-station à Ouidah, à l'est de Cotonou.
- Le lot n° 7 correspond à la construction d'un nouveau centre de répartition du réseau national à Cotonou de la taille d'un bâtiment résidentiel au niveau de l'actuel/ancien centre de répartition.
- Le lot n° 9 porte sur un ensemble de travaux réalisés au sein de bâtiments existants.

10.5.1 Natitingou (lot n° 1), Parakou (lot n° 2) et Djougou (lot n° 3)

10.5.1.1 Qualité de l'air

Conditions actuelles

Les travaux étant exécutés au cœur d'installations SBEE existantes et de courtes lignes aériennes étant utilisées pour assurer la connexion au niveau de piliers existants, les conditions actuelles ne sont pas décrites pour cette composante.

Impacts

Les travaux étant exécutés au cœur d'installations SBEE existantes et de courtes lignes aériennes étant utilisées pour assurer la connexion au niveau de piliers existants, ils présenteront des impacts à court terme en matière de dégagement de poussières et d'émission de combustibles fossiles au cours de la phase de construction ; aucun impact n'est prévu pour la phase d'exploitation une fois le réseau de distribution mis à niveau.

Mesures d'atténuation

Il existe plusieurs pratiques d'excellence en matière de gestion pouvant être déployées en vue de réduire le dégagement de poussières en suspension et les émissions liées aux équipements motorisés

utilisés pour le démantèlement et la construction. Dans la mesure du possible, l'entrepreneur affecté à la construction est vivement encouragé à :

- Limiter les temps d'inactivité moteur allumé ;
- Humidifier les chaussées non pavées ou adopter des mesures de réduction des poussières ;
- Limiter la vitesse des véhicules qui entrent et sortent des zones de construction ;
- Replanter, pailler ou adopter d'autres mesures de stabilisation des surfaces, notamment dans les zones susceptibles de dégager des poussières en suspension ;
- Construire des brise-vent ; et
- Couvrir les matériaux transportés par camion afin de limiter les pertes provoquées par le vent et les déversements.

10.5.1.2 Changement climatique

Conditions actuelles

Pour obtenir une description détaillée des conditions actuelles, voir la section 10.4.2, *Changement climatique*.

Impacts

Le déploiement des projets de mise à niveau du réseau de distribution électrique du Bénin doit s'accompagner d'impacts positifs à long terme en matière de changement climatique. En effet, la réduction des pertes sur le réseau permettra d'optimiser la transmission d'électricité jusqu'à sa destination finale, et donc son utilisation. Lorsqu'une partie de l'électricité produite/importée est perdue au cours des phases de distribution et de transmission aux clients, la production ou l'importation doivent être augmentées en vue de satisfaire à la demande. Les améliorations proposées devraient directement permettre de réduire la capacité de production nécessaire pour satisfaire aux niveaux de consommation énergétique. Bien que les améliorations du réseau de distribution semblent s'accompagner d'une augmentation, les prévisions indiquent une hausse de la consommation électrique au Bénin. Ces améliorations permettront ainsi de garantir que l'extension s'accompagnera de performances supérieures. En outre, les améliorations du réseau de distribution permettront de restreindre l'utilisation des générateurs diesel de 1 MW, ce qui devrait s'accompagner d'un impact positif en matière de réduction des émissions de GES libérées par ces unités.

À court terme cependant, la construction (notamment les travaux d'excavation visant à enfouir les lignes de transmission, l'édification de nouvelles sous-stations et l'installation d'un nouveau NDC) devrait entraîner l'émission de GES du fait de la combustion de carburant des équipements de construction et des véhicules transportant matériaux et ouvriers sur le chantier. Bien que l'activité de construction de certains sites soit plus importante que d'autres, les émissions correspondantes devraient être libérées sur une courte période de temps (en général inférieure à un an). La portée et la durée de ces émissions de GES étant limitées, les impacts associés sont considérés comme mineurs.

D'ailleurs, le projet n'est pas susceptible de libérer de l'hexafluorure de soufre (SF_6) dans l'atmosphère. En effet, les joints des équipements dédiés au confinement de ce gaz sont extrêmement étanches et les volumes de SF_6 contenus dans les systèmes moyenne tension sont relativement réduits.

Mesures d'atténuation

Certaines des pratiques d'excellence en matière de gestion applicables à la construction ont été recommandées en vue de réduire les impacts sur la qualité de l'air, ce qui permettrait de diminuer les émissions de GES des équipements de construction.

- Limiter les temps d'inactivité moteur allumé ;
- Limiter la vitesse des véhicules qui entrent et sortent des zones de construction ;
- Replanter une petite végétation afin d'assurer le couvert végétal des zones affectées par la construction.

Les faibles émissions dégagées à court terme par les activités de construction seront compensées par les performances de transmission à long terme obtenues à l'issue de la mise à niveau du réseau de distribution.

10.5.1.3 Nuisances sonores

Conditions actuelles

Les travaux étant exécutés au cœur d'installations SBEE existantes et de courtes lignes aériennes étant utilisées pour assurer la connexion au niveau de piliers existants, aucune analyse n'est nécessaire et les conditions actuelles ne sont pas décrites pour cette composante.

Impacts

Les travaux étant exécutés au cœur d'installations SBEE existantes et de courtes lignes aériennes étant utilisées pour assurer la connexion au niveau de piliers existants, aucune analyse n'est nécessaire et les impacts ne sont pas décrits pour cette composante.

Mesures d'atténuation

Les travaux étant exécutés au cœur d'installations SBEE existantes et de courtes lignes aériennes étant utilisées pour assurer la connexion au niveau de piliers existants, aucune analyse n'est nécessaire et les mesures d'atténuation ne sont pas décrites pour cette composante.

10.5.1.4 Ressources en eau

Les projets de distribution de Natitingou (lot n° 1), Parakou (lot n° 2) et Djougou (lot n° 3) portent sur l'installation d'un nouvel appareillage et de nouvelles connexions électriques au niveau des sous-stations SBEE existantes.

Conditions actuelles

Les travaux proposés sont exécutés au cœur d'installations SBEE existantes. Celles-ci ne comptent aucune étendue d'eaux de surface. Les travaux ne devraient ni atteindre d'importantes profondeurs, ni

toucher les eaux souterraines. De courtes lignes aériennes sont utilisées pour assurer la connexion au niveau de piliers existants. Au vu de ces conditions standard, aucune analyse des étendues d'eaux de surface et d'eaux souterraines n'a été réalisée pour cette composante L'image ci-dessous représente la sous-station de Natitingou-Bérécingou, laquelle est représentative des autres sous-stations des trois lots.



Figure 10-1 – Actuelle sous-station SBEE de Natitingou-Bérécingou

Impacts

Ces projets de distribution englobent des travaux réalisés au sein d'installations existantes, sur terre sèche (dans les bâtiments ou sur des espaces en gravier) et à l'intérieur de l'enceinte de sécurité de chaque site. Par conséquent, les impacts sur les ressources en eau devraient être réduits. Les travaux extérieurs peuvent porter sur l'extension des espaces en gravier situés à l'intérieur de l'enceinte. Celle-ci peut présenter un impact à court terme sur la qualité de l'eau lorsque les travaux sont exécutés sous la pluie, les eaux pluviales pouvant favoriser l'érosion et le transport de sédiments hors du site.

Mesures d'atténuation

L'adoption de pratiques d'excellence en matière d'ingénierie et de normes de conception doit permettre d'éliminer ou de limiter les impacts sur les ressources en eau. Les conceptions doivent tenir compte des

pratiques d'excellence en matière de gestion telles que l'installation et la maintenance de pare-boue et de balles de foin destinés à réguler l'écoulement des eaux pluviales pendant la construction. Ces informations doivent être intégrées au plan de gestion environnementale développé pour le projet.

10.5.1.5 Géologie et sols

Conditions actuelles

Le sol de Natitingou est généralement latéritique, graveleux, rocheux, sableux et argileux. Il est en grande partie lessivé, ce qui réduit considérablement sa fertilité. L'adoption de modes de cultures inadaptés et une mauvaise gestion de l'eau ont contribué à la dégradation avancée des sols [ministère de la Décentralisation, de la gouvernance locale, de l'administration et de l'aménagement du territoire (MDGLAAT), 2004].

À Parakou, la géologie se compose de kaolinite, un minéral argileux à la teinte rouillée caractéristique, et de granite kaolinisé, un mélange de minéraux argileux et de cristaux de quartz d'un brun rougeâtre. Cette région se caractérise par une prédominance de sols à texture légère (de consistance sableuse) relativement épais en raison de la faible érosion. L'érosion favorise un lessivage en profondeur, ce qui signifie que la dégradation des roches et des sols induite par le vent ou la pluie expose à terme les couches plus profondes, entraînant ainsi une dégradation en profondeur (Dubroeucq, 1976).

Autour de Djougou, les sols sont constitués d'argile sableuse ou de latérite (graveleuse) souvent favorables à l'agriculture. Face à la croissance démographique et à l'adoption de techniques agricoles inadaptées (culture sur brûlis, utilisation réduite d'engrais minéraux ou organiques), l'agriculture recule (MDGLAAT, 2010b).

Impacts

Les travaux associés aux lots n° 1, 2 et 3 étant exécutés au cœur d'installations SBEE existantes, seule la phase de construction du projet de mise à niveau du réseau de distribution s'accompagne d'impacts mineurs et temporaires sur la géologie et les sols.

Mesures d'atténuation

Le compactage des sols doit être limité par le traçage des lignes (à savoir la définition de l'itinéraire le long des couloirs industriels existants, dans la mesure du possible) et la planification des travaux en vue de réduire le nombre et la taille des chemins routiers et des voies d'accès utilisés conformément aux plans de construction et au plan de gestion environnementale établis dans le cadre des projets de distribution.

10.5.1.6 Utilisation et acquisition des terres

Les projets de distribution de Natitingou (lot n° 1), Parakou (lot n° 2) et Djougou (lot n° 3) portent sur l'installation d'un nouvel appareillage et de nouvelles connexions électriques au niveau des sous-stations SBEE existantes.

Conditions actuelles

Les sous-stations correspondent à des installations SBEE existantes (utilisation industrielle des terres). Bien qu'aucun changement de l'utilisation de terre ne soit prévu dans le cadre du présent projet, il est intéressant de constater que les développements autour du site ont récemment modifié l'utilisation des terres dans les environs.



2006 **2014**

Figure 10-2 – Natitingou South – Modification de l'utilisation des terres de Bérécingou

Des travaux complémentaires sont prévus à Natitingou en vue de garantir l'achèvement de la sous-station partiellement construite au nord de la ville (sous-lot 1.4) et ainsi permettre la connexion de la centrale solaire de Natitingou à la nouvelle sous-station. La structure de cette sous-station nord est terminée et une enceinte de sécurité protège l'ensemble de la propriété ; cependant, l'itinéraire définitif permettant d'assurer la connexion la ligne avec la sous-station sud n'est pas fixé. D'après le personnel SBEE, les détails de l'itinéraire de la ligne restent à déterminer bien que sa longueur ait été définie et les matériaux nécessaires (lignes et piliers) acquis et stockés sur site.



Figure 10-3 – Sous-station SBEE Natitingou Nord (partiellement construite)

Impacts

Aucune modification de l'utilisation des terres n'est prévue.

Les travaux proposés pour les sous-stations de Djougou et de Parakou doivent être réalisés à l'intérieur de l'enceinte de sécurité des installations existantes, sur terre sèche et sans perturber la surface du sol. Des travaux similaires sont prévus sur la parcelle à l'intérieur de la sous-station de Natitingou avec, en plus, l'installation d'une liaison de communication avec la centrale hydraulique de Yeripao. Les lignes électriques entre la centrale et la sous-station sont déjà en place et les piliers industriels existants doivent être utilisés pour assurer la nouvelle liaison de communication. Les projets de distribution proposés doivent englober les travaux au sein des actuelles installations et ne devraient donc présenter aucun impact sur l'utilisation des terres.

Mesures d'atténuation

Aucune mesure d'atténuation n'est prévue.

10.5.1.7 Ressources culturelles

Cette composante n'a pas été évaluée, car les travaux proposés sont réalisés à l'intérieur de l'enceinte de sécurité des sous-stations SBEE existantes. Les travaux extérieurs se limitent à l'installation de courts câbles et de connexions aériennes aux sous-stations CEB adjacentes, ainsi qu'à des interventions en haut des piliers en place (liaison de communication avec la centrale hydraulique de Yeripao).

10.5.1.8 Ressources biologiques

Les projets de distribution de Natitingou (lot n° 1), Parakou (lot n° 2) et Djougou (lot n° 3) portent sur l'installation d'un nouvel appareillage et de nouvelles connexions électriques au niveau des sous-stations SBEE existantes, sur l'installation d'une liaison de communication optique entre la centrale thermique de Natitingou et la centrale hydraulique de Yeripao, ainsi que sur l'achèvement de la sous-station partiellement construite.

Conditions actuelles

Flore

Les emplacements de projet proposés correspondent à des sites déjà aménagés (sous-stations existantes des Natitingou, Parakou et Djougou) où la végétation est rare, voire inexistante. Aucune espèce végétale (flore) en voie de disparition n'a été identifiée au niveau des sites. Cependant, certaines espèces observées sont protégées par la législation béninoise, deux d'entre elles étant répertoriées par l'UICN.

Les espèces végétales (flore) observées au niveau de la sous-station de Natitingou (Bérécingou) et répertoriées dans le tableau ci-dessous sont identiques à celles observées au niveau de la station thermique de Natitingou, les deux installations étant situées sur la même parcelle.

Tableau 10-11 – Espèces végétales (flore) observées au niveau de la sous-station de Natitingou

Nom scientifique	Nom vernaculaire	Statut auprès de l'UICN	Loi béninoise n° 87-014	Loi béninoise n° 96-271
Daniella oliveri	Arbre à vernis (Faro)		Protégée	Protégée
Parkia biglobosa	Caroubier africain (Nèrè)		Protégée	Protégée
Vitellaria paradoxa	Arbre à beurre (Karité)	VU	Protégée	Protégée
Sarcocephalus latifolius	Pêcher africain (Dofou)			(NA)
Calotropis procera	Pommier de Sodome			(NA)
Monotes kerstingii	(Kurunkurun)			(NA)
Anacardium occidentale	Anacardier (Kushu)			(NA)
Albizia lebbeck	Langue de belle-mère			Protégée
Isoberlinia doka	Doka	LC	Protégée	Protégée
Mangifera indica	Manguier (Manga)			(NA)
Tectona grandis	Teck d'Indochine (Teck)			(NA)
Prosopis africana	Prosopis	(NA)	Protégée	Protégée

Remarque : observations réalisées au cours de la visite du site en avril 2015.
LC : espèce peu menacée
VU : espèce vulnérable

Aucune étude de la flore n'a été réalisée au niveau de la sous-station de Parakou. Néanmoins, l'examen des photographies aériennes révèle que la végétation à l'intérieur de l'enceinte de la sous-station est rare et compte uniquement un ou deux arbres adultes. Aucune étude de la flore n'a été réalisée au niveau des sous-stations SBEE et CEB de Djougou. Néanmoins, les observations réalisées au cours de la visite du site ont révélé que la végétation y était rare.

Les conditions actuelles associées à la connexion de 161 kV proposée (lignes d'alimentation/aériennes sur 150 m dans le cadre du sous-lot 1.2) correspondent aux lignes aériennes existantes sur piliers industriels qui se trouvent au niveau de l'actuelle servitude industrielle entre la sous-station SBEE de Natitingou (Bérécingou) et la sous-station CEB. Les conditions actuelles associées à la liaison de communication aérienne proposée entre la sous-station SBEE de Natitingou (Bérécingou) et la centrale hydraulique de Yeripao (sous-lot 1.5) correspondent aux lignes aériennes existantes sur piliers industriels qui se trouvent au niveau de la servitude industrielle des emprises existantes.

Faune

Les emplacements de projet proposés correspondent à des sites déjà aménagés dotés de structures et de surfaces imperméables (en béton, par exemple) et perméables (en gravier ou mélange sol-roche/gravier, par exemple). Les sites (couloirs industriels inclus) ne semblent pas constituer un habitat naturel pour la faune, à l'exception de certaines espèces d'oiseaux et de lézards observés dans les environs. Aucune espèce rare, menacée ou en voie de disparition (faune) n'a donc été identifiée au niveau des sites.

Écosystèmes sensibles

Aucun écosystème sensible n'a été identifié au niveau des sites des projets d'amélioration du réseau de distribution de Natitingou, Parakou et Djougou, ni à proximité de ces derniers.

Impacts

Flore

Le déploiement des projets d'amélioration du réseau proposés ne devrait pas altérer le paysage biologique et semble présenter un impact direct réduit sur la flore au niveau des sites et à proximité de ces derniers. Au cours de la phase de construction, le déplacement des équipements et des camions au niveau des installations SBEE et à proximité de ces dernières devrait présenter un impact réduit sur la végétation existante.

Faune

Le déploiement des projets d'amélioration du réseau proposés ne devrait pas altérer le paysage biologique et semble présenter un impact direct réduit sur la faune au niveau des sites et à proximité de ces derniers. Au cours de la phase de construction, le déplacement des équipements et des camions au niveau des installations SBEE et à proximité de ces dernières devrait présenter un impact temporaire réduit sur la faune existante (nuisances sonores et poussières comprises).

Écosystèmes sensibles

Au cours des phases de construction et d'exploitation, le déploiement des projets d'amélioration du réseau proposés ne devrait présenter aucun impact direct sur les écosystèmes sensibles au niveau des sites et à proximité de ces derniers.

L'étude des impacts sur les ressources biologiques tient compte des possibilités d'amélioration du réseau de distribution électrique de certaines zones, lesquelles peuvent se traduire par de nouveaux développements, notamment en zone urbaine. À leur tour, ces modifications peuvent indirectement et à long terme attirer de nouvelles entreprises et de nouveaux habitants dans les zones concernées par l'amélioration du réseau électrique. Cela peut se traduire par une augmentation de la densité de population et le développement des zones urbaines, représentant ainsi de nouveaux enjeux en termes de ressources locales (avec déforestation et urbanisation des terres agricoles notamment).

Mesures d'atténuation

Aucune mesure d'atténuation nécessaire n'est prévue à court terme. À long terme, les activités de planification à échelle municipale, régionale et nationale devront anticiper les contraintes en termes de développement (offre et demande énergétiques comprises) de sorte à équilibrer les besoins socioéconomiques au regard de la durabilité des ressources environnementales.

10.5.1.9 Infrastructures et équipements

Les projets de distribution de Natitingou (lot n° 1), Parakou (lot n° 2) et Djougou (lot n° 3) portent sur l'installation d'un nouvel appareillage et de nouvelles connexions électriques au niveau des sous-stations SBEE existantes.

Conditions actuelles

Les travaux doivent concerner les structures physiques associées aux infrastructures électriques industrielles. Les sous-stations désignent des bâtiments sans opérateur ou de petites armoires sans eau ni stockage de carburant, lesquelles ne produisent ni eaux usées, ni déchets solides, ni huiles usagées. Les conditions de référence des différentes structures sont décrites dans les sections techniques de la présente étude.

Impacts

Au cours de la phase de construction, les besoins en électricité doivent être satisfaits par l'utilisation de groupes électrogènes. Une fois le site connecté au réseau électrique, ces générateurs peuvent être conservés à titre de secours.

Au cours de la phase de construction, de l'eau potable sera utilisée afin d'éliminer les poussières, de fabriquer les bétons et de couvrir les besoins de consommation d'eau. Des sources d'eau temporaires doivent être fournies dans le cadre de la planification de projet comme de santé et de sécurité (HASP).

Les déchets solides produits au cours de la phase de construction englobent les briques, le mortier, le bois, l'acier, les déchets verts, les conteneurs vides, les emballages, les déchets alimentaires ou encore

les conteneurs alimentaires vides. Les phases de construction et d'exploitation du projet proposé doivent s'accompagner d'une augmentation de la production globale de déchets solides. Les déchets solides produits au cours de la phase d'exploitation n'ont pas été étudiés.

Les travaux réalisés sur les voies d'accès, les routes, les zones de stockage et les chantiers sont planifiés dans le cadre des activités de développement de projets. Le transport des matériaux de construction devrait s'accompagner d'embouteillages aux alentours du site du projet. En outre, le transport routier d'importants volumes de matériaux selon un itinéraire précis devrait s'accompagner de déviations et d'embouteillages liés aux travaux de réaménagement, de construction d'échangeurs et de réfection de la route. Les travaux d'excavation prévus peuvent entraîner la dégradation des voies publiques et des voies d'accès lorsque le remplissage et le revêtement ne sont pas adaptés.

Mesures d'atténuation

Électricité

Les procédures de sécurité de la SBEE doivent être appliquées à l'ensemble des projets et complétées par des mesures de gestion spécifiques inspirées par le SGES et planifiées pour le compact MCA-Benin II.

Eau

Afin de préserver le système d'alimentation en eau potable au cours de la phase de construction, les plans des sites doivent clairement établir les mesures de préservation dudit système lors des travaux d'excavation et autres constructions. Ils doivent également proposer un plan d'intervention d'urgence énonçant les actions à adopter en cas de détérioration d'une canalisation. Une protection efficace des ressources et sources d'eau doit intégrer les éléments suivants :

- Développement et déploiement d'un plan de gestion avec mesures de contrôle visant à protéger les sources d'eaux de surface et souterraines ;
- Intégration de la protection des ressources en eaux contre les activités potentiellement polluantes (planification de l'utilisation des terres et gestion des bassins versants) aux règlementations de planification, et application de ces dernières ;
- Sensibilisation accrue des communautés aux impacts de l'activité humaine sur la qualité de l'eau.

Les eaux pluviales et les eaux usées doivent être gérées dans le cadre d'un plan de gestion environnementale développé de manière localisée (spécifique à un projet) ou globale (spécifique à un lot), ou plus généralement dans le cadre d'un plan générique lié au développement d'un SGES par la SBEE.

Déchets solides

Les stratégies de gestion des déchets solides doivent être établies au cours de la phase de conception et valider les installations de traitement des déchets en mesure de gérer les déchets produits. D'après les premiers échanges avec les municipalités, les zones d'élimination de chaque ville seront utilisées pour les déchets solides. D'ailleurs, ces zones d'éliminations se révèlent être des décharges à ciel ouvert.

Implanté à Ouidah, le seul site d'enfouissement moderne du Bénin dessert la région de Cotonou À l'issue des échanges avec la municipalité de Cotonou et de la visite du site d'Ouidah, la possibilité d'y évacuer les déchets solides des autres régions a été exclue. En outre, il a été déterminé que ce site ne traitait que les déchets solides ménagers. Reste à déterminer si de nouveaux compartiments doivent être créés afin que le site d'enfouissement d'Ouidah puisse prendre en charge les déchets non ménagers et si ce dernier peut accueillir les déchets produits en dehors de la municipalité de Cotonou. La gestion des déchets solides à l'intérieur et à l'extérieur des sites (avec traitement des huiles usagées et des déchets dangereux pouvant être produits à l'avenir) doit être abordée dans le cadre d'un plan de gestion environnementale développé de manière localisée (spécifique à un projet) ou globale (spécifique à un lot), ou plus généralement dans le cadre d'un plan générique lié au développement d'un SGES par la SBEE.

Les efforts doivent tendre vers la réduction de l'impact environnemental des travaux associés au projet via le déploiement de pratiques et de comportements respectueux en matière de gestion des déchets, conformément aux normes et aux règlementations nationales et internationales. Globalement, il convient d'adopter des pratiques en faveur de la réduction des déchets, du recyclage et de la réutilisation avant élimination. Pour satisfaire à ces exigences, les entrepreneurs sont invités à :

- Stocker les déchets dans le respect de la santé et de l'environnement, et prendre en charge leur recyclage ;
- Conserver l'ensemble des déchets stockés sur le site de construction, éviter le dépôt ou l'amoncellement d'ordures ;
- Dans la mesure du possible, utiliser des matériaux de construction recyclés ou renouvelables (bois, par exemple) ;
- Optimiser et réduire la production de déchets. Éviter de mélanger les déchets de différente nature et limiter l'élimination des déchets en dehors du site ;
- Réduire, voire éliminer, la production de déchets dangereux et, dans le cas contraire, traiter ces derniers de manière adaptée ;
- Trier les déchets d'après leur nature et leur origine. Stocker les matériaux spécifiques dans un endroit sécurisé afin d'éviter toute contamination, notamment en cas d'expédition à des fins de recyclage ;
- Encourager le recyclage. Respecter l'ordre suivant : privilégier le recyclage ou la réutilisation local(e) à l'expédition à des fins de recyclage, et l'expédition à des fins de recyclage à l'élimination en décharge ;
- Procéder à une élimination écoresponsable de l'ensemble des carburants et lubrifiants, par recyclage ou réutilisation (enrobage à chaud, par exemple) ;
- Broyer et enterrer les déchets solides inorganiques dans des zones d'éliminations approuvées ;
- Une fois la construction terminée, démanteler et évacuer l'ensemble des équipements inactifs du site ;

- Dans la mesure du possible, utiliser les toilettes publiques des sites de construction ; et
- Composter l'ensemble des déchets verts et organiques, ou les utiliser pour nourrir les animaux.

Trafic

Il existe deux mesures d'atténuation des impacts liés au transport et à la circulation induits par les travaux réalisés au niveau des accès, des routes, des zones de stockages et des sites :

- Installer ou renforcer la signalisation routière en fonction des besoins afin de réduire les perturbations du trafic ;
- Dans la mesure du possible, définir des plannings afin de perturber au minimum le trafic local.

En général, les principales mesures d'atténuation visant à réduire, voire éliminer, les embouteillages entre les aires de stockage des matériaux et le site du projet portent sur la formation de convois routiers destinés à acheminer les matériaux de construction avec, dans la mesure du possible, ouverture d'un passage par les forces de sécurité responsables de la circulation. Le déploiement de cette mesure sera géré de sorte à limiter les risques d'accident des usagers de la route. Les chauffeurs routiers transportant des matériaux seront responsables du respect du Code de la route. Il existe d'autres mesures d'atténuation visant à réduire, voire éliminé, l'impact potentiel du transport de matériaux de construction sur des routes encombrées entre les aires de stockage des matériaux et le site du projet, notamment :

- Définir les créneaux horaires, les itinéraires et les déplacements des véhicules de transport de matériaux afin de réduire les perturbations sur le trafic local (déplacements en convois ou réduction de la circulation pendant la saison des pluies, par exemple) ;
- S'assurer que la signalisation permettant d'alléger la circulation est en place, notamment aux carrefours stratégiques le long des routes encombrées ,
- Faire appliquer les exigences et la réglementation en matière de charge par essieu sur la voie publique ;
- Contrôler régulièrement l'état du trafic à proximité du site du projet et adapter les départs/arrivées de camions afin d'éviter les périodes d'affluence et de réduire les risques d'accident.

10.5.1.10 Substances dangereuses

Conditions actuelles

Les substances dangereuses utilisées et stockées au niveau des sous-stations englobent les huiles de transformateurs et les batteries (au nickel-cadmium, mais aussi au plomb acide). Les nouveaux équipements sont essentiellement composés de matériaux inertes à l'exception des huiles contenues ou ajoutées aux nouveaux transformateurs. Les matériaux dangereux associés à la production d'énergie sont analysés dans une étude de faisabilité associée à la réparation des centrales thermiques.

Impacts

Les travaux étant exécutés au cœur d'installations SBEE existantes faisant très peu appel à des matériaux dangereux, aucune analyse n'est nécessaire et les impacts ne sont pas décrits pour cette composante.

Mesures d'atténuation

Les travaux étant exécutés au cœur d'installations SBEE existantes et de courtes lignes aériennes étant utilisées pour assurer la connexion au niveau de piliers existants, aucune analyse n'est nécessaire et les mesures d'atténuation ne sont pas décrites pour cette composante.

10.5.1.11 Santé, sûreté et sécurité de la communauté

Conditions actuelles

Les travaux étant exécutés au cœur d'installations SBEE existantes et de courtes lignes aériennes étant utilisées pour assurer la connexion au niveau de piliers existants, les conditions actuelles ne sont pas décrites pour cette composante.

Impacts

Les travaux réalisés à l'extérieur des sous-stations entraînent une augmentation temporaire du risque d'accident pour la population. Ces travaux sont très limités, exception faite de la liaison de communication avec Yeripao, laquelle implique la circulation de camions de long de l'actuelle ligne aérienne.

Mesures d'atténuation

Les pratiques d'excellence en matière de gestion et de construction doivent limiter les risques de santé et de sécurité publiques à court terme, comme l'indiquent la description et la formalisation correspondantes du SGES proposé pour le compact MCA-Benin II. Ledit SGES doit également permettre de réduire les risques à long terme sous réserve que les procédures d'inspection et de suivi destinées à améliorer les équipements et structures SBEE soient respectées.

10.5.2 Amélioration du réseau de Cotonou (lots n° 4 et 5, et sous-lot 8.1)

10.5.2.1 Qualité de l'air

Conditions actuelles

Pour assurer une partie de la production électrique du réseau de Cotonou, 15 petits générateurs diesel équipent temporairement le site de Gbégamey contre 20 pour le site de Védoko. Ces générateurs sont loués par le gouvernement du Bénin afin d'assurer temporairement la production électrique en soirée.

L'actuelle sous-station SBEE Répartition D2 se situe dans une zone fortement urbanisée à proximité d'une usine de ciment. Les conditions de référence de la qualité de l'air au niveau du site reflètent les nombreux démarrages et arrêts moteur allumé des camions de l'usine de ciment ; l'environnement poussiéreux est représentatif des routes de terre et de l'intensité du trafic.

Impacts

(Remarque : le sous-lot 4.4 est traité séparément en section 10.5.3.)

Les principales mises à niveau du réseau de distribution réalisées dans le cadre des lots n° 4 et 5 doivent intégrer les éléments suivants :

- Installation d'environ 66 transformateurs de différentes catégories ;
- Installation d'appareillages à divers endroits ;
- Travaux d'excavation pour l'installation de 88 km de câble ;
- Construction de nouvelles sous-stations au niveau des équipements de Gbèjromèdé, de Répartition D1, de Fidjrossè, d'Ancien Pont, de Saint-Michel et de l'OCBN. Certaines d'entre elles doivent permettre l'installation de sous-stations de plus grande taille, la sous-station d'origine pouvant être réallouée ou démantelée.

Les impacts sur la qualité de l'air se limitent à la phase de construction. Les activités de construction devraient uniquement s'accompagner d'une augmentation à court terme des émissions atmosphériques dans les environs. Le transport de matériaux devrait également contribuer à l'augmentation des émissions atmosphériques le long des routes menant au site et provoquer des embouteillages. Ces embouteillages temporaires peuvent entraîner une augmentation localisée des émissions atmosphériques telles que le monoxyde de carbone (CO) du fait de l'arrêt, moteur allumé, des véhicules.

Une fois la construction terminée, la qualité de l'air aux alentours du site de construction et d'excavation de la sous-station devrait revenir aux conditions de référence.

En outre, les améliorations du réseau de distribution permettront de restreindre l'utilisation des générateurs diesel de 1 MW, ce qui devrait s'accompagner d'un impact positif en matière de réduction des émissions de GES libérées par ces unités.

Mesures d'atténuation

Pour obtenir une description détaillée des mesures d'atténuation, voir la section 10.5.1.1, *Qualité de l'air*.

10.5.2.2 Changement climatique

Les impacts sur le changement climatique et les impacts du changement climatique sont décrits à la section 10.4.2. Les impacts du changement climatique peuvent potentiellement altérer les conditions au niveau de la sous-station. Celle-ci est notamment exposée aux impacts liés à l'augmentation du niveau de la mer et aux crues du fleuve Ouémé.

10.5.2.3 Nuisances sonores

Conditions actuelles

À ce jour, Cotonou compte trois sous-stations primaires (Gbégamey, Védoko et Akpakpa) ainsi que plusieurs autres sous-stations de distribution en aval des premières. Plusieurs zones de Cotonou ne sont pas desservies en électricité.

Pour des motifs d'urgence, le gouvernement béninois a récemment lancé un programme d'installation de petits générateurs diesel destinés à soulager le système d'alimentation lors des pics de consommation en soirée et à réduire l'importation d'énergie. D'une capacité de 1 MW chacune, ces unités sont louées par Aggreko ou MRI. Trente-cinq générateurs ont été installés temporairement à Akpakpa, 15 à Gbégamey et 20 à Védoko. La durée d'exploitation de ces unités n'est pas connue.

Les conditions de référence de ces sites n'ont pas été identifiées/quantifiées ; seules d'importantes nuisances sonores ont été observées à proximité des générateurs diesel de Védoko et d'Akpakpa. Les nuisances sonores de la sous-station de Maria Gleta n'ont pas été évaluées.

Impacts

Les principales mises à niveau du réseau de distribution réalisées dans le cadre des lots n° 4 et 5 doivent intégrer les éléments suivants :

- Installation d'environ 66 transformateurs de différentes catégories ;
- Installation d'appareillages à divers endroits ;
- Travaux d'excavation pour l'installation de 88 km de câble ;
- Construction de nouvelles sous-stations au niveau des équipements de Gbèjromèdé, de Répartition, de Fidjrossè, d'Ancien Pont, de Saint-Michel et de l'OCBN. Certaines d'entre elles doivent permettre l'installation de sous-stations de plus grande taille, la sous-station d'origine pouvant être réallouée ou démantelée.
- Installation de 10 000 nouvelles connexions au réseau basse tension de Cotonou.

Les impacts des nuisances sonores se limitent à la phase de construction. L'émission de ces dernières devrait principalement survenir au cours des phases de construction et d'excavation nécessaires à la réalisation des nouvelles connexions de Cotonou. Les travaux d'excavation peuvent aboutir à l'installation de 50 km de lignes de transmission enterrées. Ceux-ci devraient être réalisés dans des zones urbaines et périurbaines au niveau des emprises des routes et chemins existants. Les nuisances sonores devraient être enregistrées dans les environs immédiats de la zone d'excavation. Les travaux d'excavation étant effectués sur une zone linéaire, les équipements doivent être en permanence déplacés. Les impacts sont ainsi rencontrés à très court terme (un ou deux jours) et les nuisances sonores associées à l'excavation sont rapidement trop éloignées pour constituer un impact.

Les impacts des nuisances sonores sont réduits et à court terme (inférieur à six mois).

Mesures d'atténuation

Les activités de construction concernent principalement les zones urbaines et périurbaines. Dans la mesure du possible, les limites imposées par le Bénin en termes de nuisances sonores doivent être respectées au maximum. Si nécessaire, une enceinte temporaire peut être installée afin de réduire l'exposition au bruit, notamment à proximité des lieux abritant des populations sensibles telles que les hôpitaux ou les établissements scolaires. En outre, les nuisances sonores de la construction doivent respecter les plages horaires définies par les règlementations. L'activité d'excavation étant mobile. Les nuisances sonores sont passagères.

10.5.2.4 Ressources en eau

Les travaux réalisés dans le cadre des lots n° 4 et 5 englobent le remplacement des équipements (appareillages, jeux de barres, transformateurs) à l'intérieur des deux plus grandes sous-stations (Védoko et Maria Gleta), l'enfouissement de nouveaux câbles à Cotonou et la mise à niveau à plusieurs sous-stations.

La mise à niveau des sous-stations implique d'agrandir les bâtiments et les espaces dédiés aux équipements extérieurs ou entrants. Le format requis pour les nouvelles sous-stations a été estimé à 20 m sur 40 m et implique le déplacement intégralement de certains bâtiments lorsque l'espace est limité. Pour en savoir plus, veuillez-vous reporter à la section 10.5.2.6 sur l'utilisation des terres.

- Gbèjromèdé
- Répartition D1
- Répartition D2 (associée au lot n° 8)
- Cadjehoun
- Fidjrossè
- Saint-Michel
- Ancien Pont
- OCBN

Conditions actuelles

Les étendues d'eau de surface englobent le lac Nokoué au nord et l'océan Atlantique au sud ainsi que le fleuve Ouémé qui se jette dans le lac depuis le nord, la lagune de Cotonou qui assure la connexion entre le lac et l'océan atlantique, et la lagune de Porto-Novo située sur la rive est du lac.

À Cotonou, la profondeur des eaux souterraines est inférieure à 5 m, d'où la présence de petits étangs et de zones humides dans de nombreuses régions, à l'instar des fossés qui longent les routes principales [Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2012]. Bien que les représentants de la municipalité de Cotonou aient indiqué que la contamination des eaux souterraines était inexistante dans les zones de travaux prévues, et au vu de l'insuffisance des données disponibles sur la qualité des eaux souterraines de la région, il semble raisonnable de considérer que les activités urbaines et industrielles menées aux alentours des sites proposés ont contribué et continuent de participer à la contamination des eaux souterraines.

Les sites des sous-stations n'abritent aucune eau de surface, à l'exception d'Ancien Pont qui se situe directement sur la rive de la lagune (du canal) de Cotonou.



Figure 10-4 – Section nord de la sous-station SBEE d'Ancien Pont – Vue vers l'est

Impacts

La plupart des travaux sont planifiés sur terre sèche. Cependant, les câbles traverseront des zones en contrebas ou des fossés, ainsi que la lagune de Cotonou au niveau du pont Martin Luther King.

Le projet de câblage de 63 kV (4.2.a) porte sur la connexion des sous-stations de Védoko et d'Akpakpa et sur des travaux d'excavation (sur 11 km environ) destinés à permettre l'installation de la ligne au niveau des emprises le long des routes existantes, à une profondeur de 1 mètre environ. De même, le sous-lot 4.3.a porte sur la réalisation d'une liaison en boucle câblée de 63 kV qui part de Védoko pour rejoindre la sous-station de Fidjrossè au sud, traverse la section nord de l'aéroport de Cotonou et repart en direction du sud vers Cadjehoun avant de revenir à Védoko. L'exécution de cette liaison en boucle implique des travaux d'excavation sur environ 5 km, à une profondeur de 1 mètre.

Les travaux au niveau du pont Martin Luther King devraient impacter la qualité de l'eau pendant la construction étant donné que l'excavation aboutit à proximité du pont où la ligne remonte au niveau du sol ; celle-ci est ensuite installée sur le pont avant d'être de nouveau enfouie sur la rive est.

Les travaux d'excavation se limitent au court terme et durent moins de 5 jours ouvrés pour chaque bloc. Leurs impacts sont temporaires. Le conseil municipal et la SBEE ont indiqué que de tels travaux d'excavation accompagnaient souvent ce type de projets et ne représentaient pas un problème pour les eaux de surface et les eaux souterraines. En outre, les autres services sont en général correctement

cartographiés afin d'éviter toute dégradation accidentelle des lignes et conduites (canalisations d'alimentation en eau potable, par exemple).

Les travaux réalisés au cours de la phase de construction sont exposés au risque d'inondation, notamment en contrebas des ponts et à long terme. La sous-station d'Ancien Pont est particulièrement exposée à l'augmentation du niveau de la mer et aux crues.

Au cours de la phase de construction, les impacts temporaires sur le sol devraient entraîner une augmentation du risque d'érosion des sites et de sédimentation des étendues d'eau voisines en cas de précipitations. En outre, le risque de déversement et de fuite de combustibles ou de substance dangereuse devrait augmenter au cours de la phase de construction en raison de l'utilisation d'équipements lourds.

Mesures d'atténuation

Les plans de construction spécifiques doivent tenir compte des pratiques d'excellence en matière de gestion visant à prévenir la pollution des eaux pluviales au cours des travaux d'excavation, ainsi que des mesures de prévention et de maîtrise des déversements afin de garantir que les substances dangereuses utilisées au cours de la phase de construction ne polluent ni les eaux de surface, ni les eaux souterraines.

Les travaux d'excavation le long des routes doivent veiller à préserver ou améliorer les structures de gestion de l'eau en place. Ainsi, les travaux d'excavation ne doivent pas entraîner la détérioration permanente des caniveaux pour eaux pluviales et le terrain/profil définitif en surface doit offrir une évacuation similaire, voire meilleure.

Les sous-stations devant être relocalisées doivent être placées sur terre sèche de sorte à respecter les infrastructures d'évacuation naturelles/artificielles. Les zones doivent être construites de sorte à favoriser l'infiltration des eaux pluviales, la surface devant être la plus perméable possible. La sous-station d'Ancien Pont étant adjacente à la lagune de Cotonou, la planification de son exploitation doit tenir compte des possibilités de déversement/libération de pétrole et autres substances dangereuses susceptibles de contaminer cette étendue d'eau de surface.

En outre, la planification de la phase de conception doit tenir compte de la possibilité que la sous-station d'Ancien Pont soit touchée par les eaux en crue. Des dispositions visant à protéger les équipements électriques, les employés et les populations en cas d'inondation de l'installation doivent être prises.

10.5.2.5 Géologie et sols

Conditions actuelles

La majorité de Cotonou est construite sur des sables côtiers, certains quartiers étant implantés sur des sables du quaternaire à tendance podzolique (sédiments relativement récents, acides et stériles détachés de la roche) et d'autres sur des sables argileux (Volkoff, 1976).

Il semble raisonnable de considérer que les activités urbaines et industrielles menées aux alentours des sites proposés ont contribué et continuent de participer à la contamination des eaux de surface et des eaux souterraines.

Impacts

Les travaux d'excavation liés à l'installation de lignes de 63 kV au cœur de la ville impactent temporairement le sol des zones concernées et des zones d'entreposage temporaire des terres et équipements.

Vous trouverez ci-dessous les distances des lignes dont l'itinéraire n'est pas encore définitif.

- 2,5 km entre Védoko et Cadjehoun
- 2,5 km jusqu'à Fidjrossè
- 6 km entre Védoko et l'OCBN via Gbégamey
- 4 km entre l'OCBN et Akpakpa via Ancien Pont
- 2 km jusqu'à Gbèjromèdé
- 2,5 km entre Gbèjromèdé et Saint-Michel
- 5,2 km entre Saint-Michel et Akpakpa via Répartition D2

Les excavations atteignent 1 mètre de profondeur, perturbant ainsi temporairement la condition des sols, laquelle sera ensuite rétablie une fois le remplissage, le compactage et le revêtement terminés conformément aux espaces alentours (pelouse, bitume, gravier, béton ou pavé, par exemple).

Mesures d'atténuation

En raison de la constatation évidente d'une contamination des sols au niveau de certaines sous-stations, il est recommandé de procéder à un audit environnemental de l'ensemble des sous-stations. Le compactage des sols doit être limité par le traçage des lignes et la planification des travaux en vue de réduire la taille des chemins routiers et des voies d'accès utilisés conformément aux plans de construction et au plan de gestion environnementale établis dans le cadre des projets de distribution.

10.5.2.6 Utilisation et acquisition des terres

Les travaux proposés dans le cadre des lots n° 4 et 5 englobent le remplacement des équipements (appareillages, jeux de barres, transformateurs) à l'intérieur des deux plus grandes sous-stations (Védoko et Maria Gleta), l'enfouissement de nouveaux câbles à Cotonou et la mise à niveau à plusieurs sous-stations. Les travaux planifiés pour les sous-stations de Védoko et Maria Gleta n'ont pas été étudiés, car ils sont réalisés au sein des installations existantes et portent sur de nouveaux équipements.

Conditions actuelles

Câbles

L'installation des lignes de 63 kV proposée pour différentes zones de Cotonou a fait l'objet d'une planification théorique. Néanmoins, leur itinéraire et la logistique associée devront être planifiés lors de la prochaine phase de développement de projets du compact. À des fins budgétaires, des schémas théoriques ont été établis en partant du principe que les emprises existantes le long des principales rues étaient adaptées. D'après cette hypothèse, les conditions actuelles englobent un large éventail d'activités de rue, au niveau des trottoirs comme de la chaussée. La SBEE affiche une expérience unique

en matière d'installation de lignes. Ses employés qualifient le processus de routinier, l'ensemble des travaux d'excavation étant réalisé manuellement. La photographie ci-dessous représente le projet d'installation de ligne de Cotonou étudié par l'équipe Cardno-Fichtner en mars 2015.



Figure 10-5 – Projet de ligne SBEE de Cotonou

Les échanges avec les représentants de la municipalité de Cotonou ont révélé que la ville connaissait l'emplacement des emprises le long des routes et disposait de l'autorité suffisante pour évacuer les personnes qui occuperaient illégalement ces espaces. À noter que de nombreuses activités sont réalisées à proximité immédiate des rues (vente de marchandises et de services, par exemple) et que l'espace des trottoirs peut être occupé par des étals de marchandise, des barrières, des escaliers, des terrasses, des animaux ou encore des cyclomoteurs. Les paragraphes suivants fournissent des informations complémentaires à ce sujet.

- Les canalisations d'eau souterraines peuvent être localisées à partir des cartes établies par la SONEB (l'agence nationale en charge de l'alimentation en eau des plus grandes villes du Bénin) ;
- Les lignes de communication aériennes et enterrées peuvent être localisées à partir des cartes établies par l'Office des postes et télécommunications.
- La largement et l'emplacement des emprises dans les rues varient entre 10 et 40 mètres. Les nouveaux projets de service/ligne doivent parfois emprunter un itinéraire plus adapté en termes d'espace que l'itinéraire le plus direct (lequel peut traverser d'étroites ruelles aux emprises réduites). Au total, les rues de Cotonou s'étendent sur 1 200 km.

- La commune gère une base de données de l'ensemble des rues identifiées par numéro qui indique la largeur de l'emprise de chaque rue.
- Les eaux souterraines se situent à une profondeur superficielle de 1 mètre.
- Aucune zone de pollution des sols ou de l'eau n'est identifiée au sein de la ville.

Sous-stations

La mise à niveau des sous-stations requiert un espace complémentaire au sein d'une enceinte de sécurité de 20 m x 40 m. À l'intérieur de l'enceinte, l'appareillage électrique et divers équipements devraient occuper la plupart des espaces ouverts ; un nouveau bâtiment doit également y être construit. Les sites spécifiques sont décrits ci-après. Lorsqu'un site ne peut être agrandi au format de 20 m x 40 m, un nouveau site doit être identifié aux alentours. L'emplacement des nouvelles sous-stations n'a pas été identifié dans le cadre de la présente étude de faisabilité. Néanmoins, à des fins de planification, celui-ci est supposé se trouver dans un rayon estimé à 300 mètres des sous-stations existantes. Il est également possible de choisir un site adapté et accessible dans un périmètre plus éloigné avec changements d'itinéraires correspondants.

Gbèjromèdé

Gbèjromèdé s'inscrit comme la seule sous-station créée sans installation SBEE existante. De ce fait, les conditions actuelles de cette sous-station correspondent à celles du quartier résidentiel rattaché au futur site, Gbèjromèdé. Ce quartier compte environ 16 blocs et abrite le collège d'enseignement général d'Alouansori. Ce quartier a été choisi pour son implantation au centre-nord de Cotonou permettant ainsi une liaison en boucle de 63 kV dans le secteur nord de la ville. À des fins de planification, le nouveau site est désigné à proximité de l'intersection entre l'avenue de l'Ouémé et le rond-point du Carrefour Demi-lune.

Répartition D1

Ce site n'a pas fait l'objet d'une visite. Néanmoins, les cartes révèlent que la SBEE y détient une petite structure d'appareillage de la taille d'une armoire au sol ou sur pilier). L'équipement existant se situe à environ 3 blocs à l'est et 1 bloc au nord du pont Martin Luther King. Les images satellites révèlent que l'espace de l'actuel site est restreint. La carte d'adressage de Cotonou représente le site à proximité de la clinique Cotonou 2, à un bloc de l'école Lom-Nava, de l'école d'Ayelavadje et d'une mosquée. Les espaces ouverts des images satellites correspondent aux cours et jardins qui entourent les écoles.

Répartition D2

L'actuelle installation SBEE est constituée d'un petit bâtiment en béton. L'utilisation de la terre est industrielle et l'allée adjacente mène à une usine de ciment située au nord de la route de Porto-Novo, à l'est d'Akpakpa. Bien qu'il n'existe aucune structure permanente autour du bâtiment, de nombreux camions à destination de ladite usine traversent le site et sont immobilisés à son niveau. De ce fait, ce site ne peut offrir l'espace suffisant (20 m x 40 m) pour la construction de la sous-station proposée.



Figure 10-6 – Sous-station SBEE Répartition D2

Cadjehoun

L'actuelle installation SBEE est constituée d'un petit bâtiment en béton situé dans une zone commerciale au sud du carrefour Cadjehoun. Bien qu'il jouxte un autre bâtiment sur l'arrière, le site offre des possibilités d'extension vers la gauche (l'est). Les plans du projet de distribution portaient initialement sur une mise à niveau au format de 20 m x 40 m. Cependant, les choix de financement de MCC ont entraîné la révision du cahier des charges de cette zone, lequel porte désormais sur la conservation de l'actuel bâtiment.



Figure 10-7 – Sous-station SBEE de Cadjehoun

Fidjrossè

À l'heure actuelle, cette installation correspond à une petite structure de distribution de la taille d'une armoire au sol ou sur pilier. Elle se situe dans une zone commerciale, au niveau de l'intersection entre l'avenue de Francophone et la rue 12.600 (section E5 du plan d'adressage de Cotonou) [Cellule municipale d'adressage (CMA), 2015]. L'examen des images satellites révèle que ce site ne peut offrir l'espace suffisant (20 m x 40 m) pour la construction de la nouvelle sous-station.

Saint-Michel

L'actuelle installation SBEE est constituée d'un petit bâtiment en béton situé sur l'entrée du grand marché de Saint-Michel (utilisation de la terre à des fins commerciales). Le site n'offre aucune possibilité d'extension en raison de la route principale au nord (sur l'avant), de l'entrée du marché à l'ouest, du marché aux poissons des femmes au sud (sur l'arrière) et d'un autre bâtiment à l'est.



Section est du bâtiment – Vue vers l'est

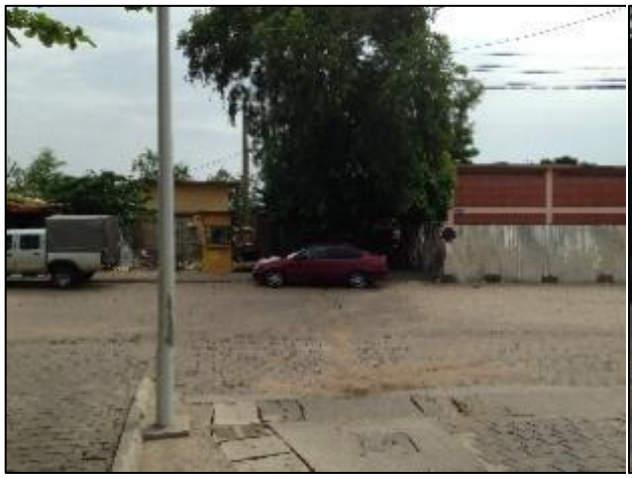


Section ouest du bâtiment – Vue vers l'ouest

Figure 10-8 – Sous-station de Saint-Michel

Ancien Pont

L'actuelle installation SBEE est relativement large et constituée d'un long bâtiment étroit en béton (d'environ 27 m x 8 m) au sud et d'un petit bâtiment plus ancien au nord. Ce site est loué au sein d'une zone commerciale sur les rives de la lagune de Cotonou avec, d'un côté Le Berlin, restaurant allemand populaire, et au sud une parcelle ouverte vers le nord. Celle-ci est utilisée par de petits revendeurs et à des fins de stationnement. L'ensemble du site (espace ouvert vers le nord inclus) est considéré de taille suffisante pour accueillir la mise à niveau proposée sous réserve de démanteler l'ensemble des structures existantes.



Section nord du bâtiment – Vue vers l'est



Section sud du bâtiment – Vue vers le sud-est

Figure 10-9 – Sous-station SBEE d'Ancien Pont



**Figure 10-10 – Section nord de la sous-station SBEE d'Ancien Pont –
Vue vers l'eau avec le bâtiment SBEE jaune sur la droite**

OCBN

À l'heure actuelle, cette installation correspond à une petite structure de distribution de la taille d'une armoire au sol ou sur pilier. Elle se situe dans une zone commerciale à trois blocs au nord du port de Cotonou, sur la rue du gouverneur général Antonetti, à proximité des bureaux MCA-Benin. L'examen des images satellites révèle que ce site ne peut offrir l'espace suffisant (20 m x 40 m) pour la construction de la nouvelle sous-station.

Impacts

L'annexe 10.3 correspond à la cadre d'adressage de Cotonou avec en image de surimpression l'itinéraire des lignes de 63 kV proposé ainsi que les sous-stations concernées par ces lots. À noter que l'itinéraire définitif des câbles et des lignes aériennes ne sera pas déterminé avant la phase de conception ; cette activité sera impérativement exécutée en collaboration avec les représentants municipaux chargés de la planification.

Câbles

Dans la mesure du possible, les lignes seront installées dans les emprises existantes de sorte à éviter toute relocalisation forcée. Le cadre de la politique de relocalisation en cours de développement doit établir les procédures applicables aux populations et aux activités de subsistance susceptibles d'être

affectées par la perte ou la restriction de l'accès aux bâtiments pendant les travaux d'excavation. Pour un site donné, les travaux de câblage devraient durer entre 3 et 5 jours ouvrés au cours desquels les trafics piéton et routier devraient être interdits le long de la section d'excavation. Dans les zones à proximité immédiate des rues occupées par des vendeurs de marchandises et de services, et/ou dont les trottoirs peuvent être occupés par des étals de marchandise, des barrières, des escaliers, des terrasses, des animaux ou encore des cyclomoteurs, l'installation de lignes enterrées doit entraîner l'interruption temporaire de différentes activités commerciales et ménagères.

Les travaux d'excavation sont principalement prévus sur les côtés et ne devraient donc à aucun moment bloquer la circulation sur toute la largeur de la rue. En cas d'interruption temporaire du trafic, des signaleurs devront gérer la circulation autour du chantier, sur la voie restée ouverte.

L'accès aux bâtiments dont l'entrée ouvre sur la rue (résidences, écoles, églises et bâtiments commerciaux/officiels) devra être restreint au cours des travaux d'excavation (3 à 5 jours ouvrés). Les accès peuvent être réalisés à l'aide de solides planches placées face aux portes d'entrée, au-dessus de l'excavation.

Sous-stations

L'impact des travaux dépend notamment de la capacité de l'installation SBEE à accueillir les nouveaux équipements. Le cas échéant, le projet devrait porter sur le démantèlement des structures existantes afin de permettre à la nouvelle construction de s'adapter à l'enceinte de sécurité de 20 m x 40 m. Lorsqu'un nouveau site doit être choisi, la SBEE énumère les installations et structures existantes pouvant être retenues pour leurs capacités de connexion aux lignes électriques en place ou pour leurs capacités de gestion en tant qu'espaces de stockage/travail réservés aux équipes sur site.

En fonction de la distance entre l'ancien et le nouveau site d'une sous-station, et de l'itinéraire défini au cours de la phase de conception, les anciens sites peuvent conserver leurs connexions au réseau de distribution. Le choix quant à leur conservation en l'état, leur amélioration ou leur démantèlement doit être pris au cours de la phase de conception. Les impacts de chaque site sont synthétisés ci-dessous.

Tableau 10-12 – Synthèse des impacts sur l'utilisation des terres par sous-station

Nom de la sous-station	Utilisation actuelle des terres et remarques	Impacts
Gbèjromèdé	Zone résidentielle – Gbèjromèdé 1 Aucun équipement SBEE hors-sol Maisons, résidences, petits commerces (pharmacies, par exemple) et collège d'enseignement général d'Alouansori	Aucun site spécifique identifié Transformation permanente du site retenu en une sous-station de 20 m x 40 m
Répartition D1	Zone résidentielle (Fifatin) avec cours et jardins autour des écoles La SBEE dispose d'une petite armoire ou d'un appareillage sur pilier	Nouveau site inconnu Extension de l'utilisation des terres au-delà du site avec transformation permanente en une sous-station de 20 m x 40 m

Tableau 10-12 – Synthèse des impacts sur l'utilisation des terres par sous-station

Nom de la sous-station	Utilisation actuelle des terres et remarques	Impacts
Répartition D2 (sous-lot 8.1)	Utilisation industrielle des terres sur le site existant (devant l'usine de ciment)	Extension de l'utilisation des terres au-delà du site avec transformation permanente en une sous-station de 20 m x 40 m Capacité d'extension au sein de l'usine de ciment (nature industrielle de l'utilisation des terres conservée) ou au sud, sous la ligne aérienne ou au niveau du parc de véhicules d'occasion.
Cadjehoun	Actuel bâtiment au sein d'une zone commerciale	Aucun plan d'expansion avec nouvelle conception Utilisation actuelle des terres conservée
Fidjrossè	Actuel bâtiment au sein d'une zone commerciale	Nouveau site inconnu Extension de l'utilisation des terres au-delà du site avec transformation permanente en une sous-station de 20 m x 40 m
Saint-Michel	Actuel bâtiment au sein d'une zone commerciale	Nouveau site nécessaire, emplacement inconnu Changement de l'utilisation des terres du nouveau site avec transformation permanente en une sous-station de 20 m x 40 m
Ancien Pont	Zone commerciale	Extension du site sur les espaces ouverts au nord, avant le pont. Remplacement des bâtiments avec de nouveaux plans standards modifiés de sorte à construire une nouvelle installation longue et étroite face à l'eau Utilisation des terres similaire avec la conservation de la sous-station
OCBN	Zone commerciale	Extension de l'utilisation des terres au-delà du site avec transformation permanente en une sous-station de 20 m x 40 m

Mesures d'atténuation

Câbles

Des mesures d'atténuation spécifiques seront développées avec l'étude de l'itinéraire des lignes. En général, les impacts temporaires sont limités par la planification des travaux en fonction des heures de bureau, des heures de pointe ou des activités spécifiques, et de sorte à garantir un accès sécurisé aux bâtiments. Ils sont également limités par les pratiques d'excellence en matière de gestion de l'accès et de la sécurité du site, lesquelles sont documentées dans un plan de santé et de sécurité (HASP)

spécifique au projet ; voir la sous-section Plan de santé et de sécurité (HASP) de la section Plan de gestion environnementale.

La présente étude de faisabilité propose un itinéraire préliminaire. L'itinéraire définitif sera déterminé au cours de la phase de planification du projet en coordination avec les urbanistes et, comme l'a souligné le conseil municipal de Cotonou, les lignes s'écartent souvent de l'itinéraire le plus direct en raison des emprises restreintes le long de certaines rues. Au cours de la phase de planification des projets, la municipalité de Cotonou doit collaborer avec la SBEE afin de déterminer les zones adaptées aux itinéraires en fonction des emprises existantes dont la taille convient à l'installation des nouvelles lignes. De ce fait, il n'est plus nécessaire d'acquérir de nouvelles emprises.

Il convient de privilégier la possibilité d'enterrer les câbles au niveau de la chaussée (rues et routes) plutôt que sur les côtés des rues ou les trottoirs. Il s'agit de limiter, voire éliminer, la perturbation des activités commerciales et ménagères réalisées dans ces secteurs.

Sous-stations

Les mesures d'atténuation sont essentiellement rattachées au processus de relocalisation développé par MCC dans le cadre d'une étude isolée. Elles seront déployées au travers de programmes de relocalisation (RAP) spécifiques à chaque projet.

D'un point de vue environnemental et social, le choix d'un site pour une nouvelle sous-station devrait écarter les zones sensibles ou stratégiques.

- Parcs
- Zones humides
- Ressources sociales (établissements médicaux ou scolaires)

Les sous-stations se trouvant dans Cotonou, les espaces constructibles ont en théorie déjà été exploités. Le choix du site implique de consulter la municipalité de Cotonou et ses plans directeurs (à l'instar du plan de développement de la ville de Cotonou dont la dernière version a été publiée en janvier 2008). En outre, le Projet d'urgence de gestion environnementale en milieu urbain portant sur l'amélioration des structures d'évacuation constitue un autre exemple d'initiative influençant le choix du site des sous-stations.

La conception de la sous-station d'Ancien Pont doit tenir compte du risque d'inondation et prévenir l'installation de bâtiments à proximité immédiate de la rive.

10.5.2.7 Ressources culturelles

Conditions actuelles

Les conditions actuelles de Cotonou n'ont pas été spécifiquement analysées pour la présente étude de faisabilité. Voir les échanges globaux sur la culture béninoise en section 10.4.7.

Impacts

Les impacts spécifiques sur les ressources culturelles n'ont pas été identifiés. Les impacts globaux sont décrits à la section 10.4.7.

Mesures d'atténuation

Une étude des ressources culturelles est recommandée afin de s'assurer que les travaux contournent et préservent lesdites ressources.

10.5.2.8 Ressources biologiques

Conditions actuelles

La sous-station de Védoko conçue pour l'installation d'un nouvel appareillage (sous-lot 4.1) se situe dans une zone urbanisée où la végétation est rare. La connexion de 63 kV proposée pour l'installation entre Védoko et Akpakpa (sous-lot 4.2) doit suivre un couloir industriel souterrain existant sur une distance comprise entre 11 et 15 km. Celui-ci se compose de routes et d'emprises (trottoirs, voies piétonnes, servitudes) au niveau desquelles la faune et la flore sont rares en dehors des quelques rues bordées d'arbres et de la zone où la ligne doit traverser la lagune de Cotonou, à chaque extrémité d'Ancien Pont et au niveau du pont Martin Luther King. Les rives est et ouest de la lagune de Cotonou, ainsi que la lagune de Cotonou, se trouvent sur le site Ramsar n° 1018. Les rives étant particulièrement développées et exploitées (activités ménagères, commerciales et industrielles), les ressources biologiques, terrestres et aquatiques de cette zone sont supposées avoir été contaminées et contenir potentiellement du pétrole, des métaux lourds et des produits chimiques organiques.

Bien que l'emplacement proposé pour la nouvelle sous-station de Gbèjromèdé (sous-lot 4.2.b) n'ait pas encore été défini, il s'agit potentiellement d'un site de 20 m x 40 m à proximité d'une grande intersection sur une parcelle dont la flore et la faune sont rares, voire inexistantes.

La sous-station Répartition D1 est constituée d'une structure préfabriquée qui peut être déplacée ou conservée et exploitée par la SBEE sous réserve d'y appliquer les modifications proposées. Bien que l'emplacement proposé pour la nouvelle sous-station (sous-lot 4.2.c) n'ait pas encore été défini, il s'agit potentiellement d'un site à proximité de l'actuelle sous-station sur une parcelle dont la végétation est rare, voire inexistante.

Les conditions actuelles associées à l'installation d'un câblage de 63 kV proposé pour la connexion de Védoko, Cadjehoun et Fidjrossè (sous-lot 4.3 ; environ 5 km de ligne enterrée) englobent des routes et des emprises (trottoirs, voies piétonnes, servitudes) au niveau desquelles la faune et la flore sont rares.

L'actuel bâtiment SBEE de Fidjrossè (sous-lot 4.3) a été jugé trop petit pour accueillir l'équipement à installer dans le cadre de la mise à niveau proposée. De fait, une nouvelle sous-station doit être construite dans les environs. (Remarque : le sous-lot 4.4 est traité séparément ci-dessous.)

La sous-station de Maria Gleta dont l'appareillage doit être modifié (sous-lot 5.1) se situe sur un site entièrement aménagé où la végétation est rare et ne constitue pas un habitat naturel sensible pour la faune. Au nord, la parcelle adjacente est boisée (couvert végétal > à 90 %).

Les sous-stations d'Ancien Pont (sous-lot 5.2) et de Saint-Michel (sous-lot 5.3) destinées à être démantelées et remplacées dans le cadre des projets d'amélioration du réseau proposés se situent dans des zones urbaines où la flore et la faune sont rares comme le révèle la photographie ci-dessous.



Sous-station d'Ancien Pont, Cotonou

L'actuel bâtiment SBEE de l'OCBN (sous-lot 5.4) a été jugé trop petit pour accueillir l'équipement à installer dans le cadre de la mise à niveau proposée. De fait, une nouvelle sous-station doit être construite dans les environs, sur un site dans l'emplacement reste à déterminer.

La sous-station de Sèmè dont les équipements doivent être mis à niveau (installation d'un nouvel appareillage ; sous-lot 5.5) et la sous-station de Bohicon destinée à accueillir un nouveau transformateur (sous-lot 5.6) se situent dans des zones urbaines où la végétation est rare.

La sous-station Répartition D2 est constituée d'une structure préfabriquée qui peut être déplacée ou conservée et exploitée par la SBEE sous réserve d'y appliquer les modifications proposées. Bien que l'emplacement proposé pour la nouvelle sous-station (sous-lot 8.1) n'ait pas encore été défini, il s'agit potentiellement d'un site à proximité de l'actuelle sous-station, au niveau de l'actuelle emprise des lignes aériennes qui bordent la route principale (RNIE1).

Les conditions de référence des sites décrits ci-dessus pour les nouvelles sous-stations n'ont pas été identifiées puisque leur emplacement n'a pas encore été déterminé. Cependant, le processus de choix du site géré par MCC doit veiller à contourner les zones abritant une flore et une faune importante ainsi qu'un écosystème sensible.

Impacts

L'installation des connexions constituées de câbles enterrés doit faire l'objet de travaux d'excavation manuels au niveau des actuels couloirs industriels situés sur les emprises et à proximité de ces dernières. Dans la mesure du possible, les espèces végétales éliminées doivent être replantées. Dans la mesure du possible, l'installation des connexions constituées de câbles aériens doit être réalisée au sein des emprises existantes et à l'aide des infrastructures existantes (piliers industriels ou pylônes, par

exemple). De fait, les conditions actuelles ne devraient pas évoluer en termes d'impacts directs sur la flore, la faune et les écosystèmes sensibles au cours de la phase de construction ou lors de l'exploitation à long terme du réseau mis à niveau.

L'installation d'une ligne de 63 kV ne devrait entraîner aucune autre contamination susceptible d'affecter les ressources biologiques de la lagune de Cotonou et de ses alentours. Cependant, des milieux contaminés (sols ou sédiments, par exemple) peuvent être révélés au cours des travaux d'excavation et d'installation de ligne au niveau de la sous-station d'Ancien Pont et du pont Martin Luther King. Lequel cas, il est possible que les travaux affectent la flore et la faune du site au travers de l'exposition ou du transport involontaire (sédiments entraînés, par exemple) de contaminants.

En partant du principe que la construction de nouvelles sous-stations sur divers emplacements implique de choisir et d'aménager une parcelle relativement plate d'environ 20 m x 40 m, l'impact direct de la phase de construction porte sur l'élimination de la végétation lorsque celle-ci est jugée incompatible avec les activités de construction proposées. L'impact direct de l'exploitation à long terme englobe l'obstruction des sentes d'animaux sur le site en raison de la construction d'une enceinte de sécurité. La construction de nouveaux bâtiments destinés à accueillir les équipements nécessaires risque d'empêcher le développement de certaines espèces végétales.

Mesures d'atténuation

Bien que les emplacements proposés pour les nouvelles sous-stations n'aient pas encore été définis, le processus de choix du site géré par MCC doit appliquer des critères de sélection respectueux des principes de la Stratégie nationale de conservation de la biodiversité. Le Bénin est signataire de la Convention sur la biodiversité depuis sa ratification en 1994.

La planification des travaux doit limiter l'élimination ou la dégradation de la végétation, y compris des arbres qui bordent certaines des rues concernées par l'installation de lignes enterrées. En outre, les plans d'exécution du projet doivent intégrer des mesures d'intervention en cas de contact avec un milieu contaminé afin de limiter, voir éliminer tout impact sur les ressources biologiques.

10.5.2.9 Infrastructures et équipements

Conditions actuelles

Les conditions actuelles de Cotonou n'ont pas été spécifiquement analysées, car les infrastructures et équipements de Cotonou sont utilisés. Il convient d'accorder une attention particulière aux ponts du canal (la lagune de Cotonou) qui rallie le lac Nokoué à l'océan Atlantique, aux routes principales de la ville, aux pistes aéroportuaires et aux voies de chemin de fer, ainsi qu'aux infrastructures standard qui traversent les emprises (le long des routes et autres couloirs) utilisées pour les services d'eau, d'électricité, de communication et d'évacuation des eaux pluviales.

Impacts

Au cours de la phase de construction, de l'eau potable sera utilisée afin d'éliminer les poussières, de fabriquer les bétons et de couvrir les besoins de consommation d'eau. Les services d'eau devraient fournir des sources d'eau temporaires, lesquelles sont décrites dans le plan de santé et de sécurité (HASP) de la construction.

La municipalité de Cotonou a correctement cartographié les services à contourner au cours des phases de planification et de construction. Cependant, les travaux d'excavation et d'enfouissement des câbles peuvent endommager les lignes et conduites (électricité, télécommunication, eau, eaux usées) existantes ainsi que les constructions en surface (structures d'évacuation ou chaussées pavées, par exemple).

Les déchets solides produits au cours de la phase de construction englobent les briques, le mortier, le bois, l'acier, les déchets verts, les conteneurs vides, les emballages, les déchets alimentaires ou encore les conteneurs alimentaires vides. La phase de construction du projet proposé doit s'accompagner d'une augmentation de la production globale de déchets solides, laquelle est réduite pour la phase d'exploitation en raison de la nature inerte de la plupart des équipements et matériaux.

Les travaux réalisés sur les voies d'accès, les routes, les zones de stockage et les chantiers sont planifiés dans le cadre des activités de développement de projets. Le transport des matériaux de construction devrait s'accompagner d'embouteillages aux alentours du site du projet. En outre, le transport routier d'importants volumes de matériaux selon un itinéraire précis devrait s'accompagner de déviations et d'embouteillages liés aux travaux de réaménagement, de construction d'échangeurs et de réfection de la route. Les travaux d'excavation prévus peuvent entraîner la dégradation des voies publiques et des voies d'accès lorsque le revêtement n'est pas adapté.

Mesures d'atténuation

Pour connaître les mesures d'atténuation en termes d'électricité, d'eau, de déchets solides et de trafic, veuillez-vous reporter à la section 10.5.1.9.

10.5.2.10 Substances dangereuses

Conditions actuelles

Les substances dangereuses utilisées et stockées au niveau des sous-stations les plus grandes (Védoko, Maria Gleta et Akpakpa) englobent les huiles (de transformateurs et autres), les combustibles et les batteries (au nickel-cadmium, mais aussi au plomb acide). Les autres sous-stations renferment peu de substances dangereuses en raison de l'absence de grands transformateurs. Les petites sous-stations sont essentiellement constituées d'appareillages et de jeux de barres permettant une alimentation entrante de 15 kV sur plusieurs lignes sortantes de 15 kV, laquelle est convertie en basse tension à divers endroits. Par le passé, les sous-stations peuvent avoir été utilisées pour stockage de matériaux dangereux.

Aucune preuve de contamination des sols et des eaux souterraines n'a été relevée au niveau des sous-stations. Cependant, la présente évaluation environnementale de l'étude de faisabilité n'intègre pas d'analyse exhaustive/historique des sites. De fait, il est possible qu'un ou plusieurs sites visés par les travaux du compact MCA-Benin II présentent des signes de contamination des sols ou des eaux souterraines.

Les échanges avec la municipalité de Cotonou ont révélé que la contamination des sols ou des eaux souterraines n'avait jamais représenté un problème lors des travaux d'excavation ou d'utilité publique en milieu urbain. Par conséquent, le risque d'une contamination des sols ou des eaux souterraines est supposé faible pour les travaux le long des routes et des emprises, et au niveau des sous-stations.

Il est fort probable que les transformateurs des installations (25 % selon les estimations) renferment des huiles PCB en raison d'un projet pilote exécuté par la SBEE depuis 2009.

Le Fonds pour l'environnement mondial (FEM) a financé un projet pilote qui regroupe plusieurs pays d'Afrique occidentale qui a pris fin lors d'une réunion organisée en juillet 2015 visant à décider de la poursuite éventuelle du projet. Le projet pilote concernait uniquement les transformateurs, bien que la convention de Stockholm exige l'élimination de tous les équipements contenant des PCB d'ici 2025-2028. La SBEE ne dispose pas de plans ou de fonds supplémentaires pour gérer les autres types d'équipements contenant des PCB.

Le projet pilote impliquait d'analyser un échantillon représentatif de transformateurs du système de la SBEE afin de rechercher la présence de PCB. Conformément aux entretiens menés avec la SBEE le 12 décembre et le 15 avril 2015, la SBEE disposait de 2 200 transformateurs en 2014, lesquels ont été répertoriés d'après leur plaque signalétique avec numéro de série, principales caractéristiques (type, poids, quantité d'huile) et emplacement. Cependant, de nombreux transformateurs n'avaient plus leur plaque signalétique et de nombreux autres avaient été déplacés depuis l'inventaire.

- Un échantillon de 192 transformateurs (sur 2 200) a été testé afin de détecter la présence de PCB. La SBEE a récemment testé 100 transformateurs supplémentaires, mais les échantillons n'ont pas encore été envoyés au laboratoire.
- 40 transformateurs (20 %) ont affiché des résultats supérieurs à leur seuil de contamination de 50 ppm de PCB.
- Les emplacements des transformateurs positifs au test des PCB ne sont pas documentés, mais il existe une liste des plaques signalétiques/numéros de série qui permet de retrouver chaque transformateur du système, même si certains équipements n'ont pas de plaque signalétique.
- Les anciens transformateurs devraient être stockés temporairement dans des bureaux régionaux (en théorie 1 ou 2 semaines seulement), puis acheminés vers la station d'Akpakpa en attendant de leur trouver un dispositif de stockage temporaire. Ce processus ne se déroule pas comme prévu, comme l'ont prouvé les visites sur site échelonnées sur plusieurs mois et au cours desquelles la présence des mêmes transformateurs a pu être notée sur les sites régionaux (à savoir les sites des centrales thermiques).
    - La future zone de stockage temporaire envisagée est une simple dalle de béton où seront stockés deux conteneurs. Aucun budget ni plan n'est prévu pour l'exécution de

tests supplémentaires et l'élimination concernera uniquement les transformateurs dont la contamination est déjà connue suite à l'analyse effectuée pendant le projet pilote. Le programme pilote a accordé 4 000 euros à chaque pays, y compris le Bénin, pour construire/s'équiper d'un dispositif de stockage temporaire.
    - Outre ce budget, le personnel de la SBEE doit aussi bénéficier d'une formation technique dispensée par un centre de traitement français spécialisé (Tredy).
    - Une fois plein, le conteneur de transformateurs aux PCB doit être expédié vers une zone de stockage central en Afrique de l'Ouest initialement prévue pour Bamako.
    - Le site de Bamako a été choisi, mais jamais construit. Le plan consiste/consistait à expédier les huiles PCB en vrac vers un centre de traitement des déchets en France (Tredy).
    - La SBEE prévoyait un point de stockage temporaire sur son site d'Akpakpa, entre l'ancienne centrale et le bâtiment administratif. Cependant, cette zone est actuellement occupée par les 35 générateurs diesel AGGREKO. Il n'existe actuellement aucune autre alternative et le projet est donc en suspens en attendant d'identifier un nouveau site.
    - Le consultant a demandé s'il était possible de trouver un autre site à l'extérieur de la ville présentant ayant moins de problèmes environnementaux (sols sablonneux, eaux souterraines à une profondeur superficielle). Cependant, la SBEE émet des inquiétudes concernant la sécurité du site si ce dernier était éloigné (à l'extérieur de la ville), car on risquerait d'y voler les métaux.
- Actuellement, les anciens transformateurs peuvent être réutilisés dans le secteur informel. Le transformateur peut être utilisé pour de la soudure ou vendu afin d'en recycler le métal au Nigeria. L'huile peut être utilisée comme pesticide ou herbicide, pour la lubrification, la protection du bois, etc.
- Actuellement, il n'existe aucun financement prévu pour des tests supplémentaires et le remplacement des transformateurs (ou autres pièces et équipements) contaminés, bien que la convention stipule que tous les équipements contaminés doivent être éliminés d'ici 2025-2028. La SBEE n'a aucun budget pour cela et attend un financement international.
- En dehors du FEM, aucun autre organisme de financement [tels que l'Agence française de développement (AFD), la Banque Mondiale, etc.] ne semble manifester son intérêt pour le financement du plan de gestion PCB.
- Un graphique sur les PCB a été développé pendant le projet pilote du FEM afin d'être adopté/appliqué par les participants, sans oublier l'obligation d'acquérir uniquement des équipements sans PCB. Cependant, ce graphique n'a pas été adopté de manière formelle et explicite par la SBEE.
- La direction de la SBEE indique que de nouveaux transformateurs en provenance de la Chine et de l'Inde contiennent des PCB, même si leurs spécifications d'achat exigent clairement des équipements sans PCB.
- L'Agence Béninoise d'Électrification (ABERME) achète plus de nouveaux transformateurs que la SBEE, et ces derniers ne font pas partie du programme PCB.

Les inventaires fournis à l'équipe de consulting pendant cette étude de faisabilité sont inclus à l'annexe 10.4. La première liste énumère clairement les transformateurs testés pendant le projet pilote, indique les résultats PCB et contient une note sur la gestion des transformateurs à appliquer. L'autre liste contient seulement quelques centaines de transformateurs et ne représente donc pas la liste complète des 2 200 transformateurs SBEE sensés y être répertoriés.

Impacts

Les impacts négatifs sont réduits puisque les nouveaux équipements sont inertes ou utilisés sans huiles PCB (pour les transformateurs) : à long terme, les projets ne devraient présenter aucun autre risque eu égard aux substances dangereuses.

À court terme, les activités de construction doivent s'accompagner d'une augmentation du risque de déversement de matériaux dangereux, notamment lors du réapprovisionnement des véhicules en combustible. L'activité accrue sur le site pourrait aussi renforcer l'exposition des ouvriers à toute contamination potentielle des sols, y compris aux PCB.

Pendant la phase de construction, la contamination des sols et des eaux souterraines au niveau des sous-stations représente un risque non seulement pour les ouvriers, mais aussi pour le reste de la population. Les lots proposent d'intégrer une évaluation des sites en termes de possibilités de contamination des sols et des eaux souterraines pendant les travaux afin d'identifier toute contamination de ce genre.

Les impacts pourraient être bénéfiques dans la mesure où les sols sont analysés et nettoyés en cas de contamination afin de réduire la probabilité d'exposition humaine aux substances dangereuses contenues dans le milieu. Fait stratégique, lorsque la SBEE établit un SGES exhaustif, celui-ci contient les procédures permettant de garantir non seulement que les substances dangereuses sont gérées de sorte à réduire l'exposition et à prévenir tout déversement ou toute libération, mais aussi que la contamination ne peut se reproduire après nettoyage du site.

Mesures d'atténuation

Les pratiques d'excellence en matière de gestion de la construction et les plans de santé et de sécurité (HASP) doivent réduire les risques associés aux substances dangereuses au cours de la phase de construction. Le futur SGES de la SBEE doit permettre de réduire ces risques à long terme.

Les mesures d'atténuation de la contamination des sols et des eaux souterraines ne sont pas définies. Elles doivent être énoncées par ordre d'importance pour l'ensemble des projets de mise à niveau du réseau de distribution pour les deux sites thermiques de la SBEE. L'évaluation du site nécessite de prélever des échantillons de sol à plusieurs endroits et profondeurs, de vérifier la présence de combustible lourd, d'huiles de lubrification (communément appelées « composés organiques de gamme diesel » aux États-Unis) et de PCB, et de réaliser des tests/relevés des conditions supplémentaires pour les sols et les eaux souterraines, afin de déterminer l'évolution ou le déplacement éventuels des contaminants et d'identifier la meilleure option d'assainissement. L'annexe 10.5 contient un exemple de cahier des charges destiné à l'évaluation des sites. Le cahier des charges est basé sur les directives EHS de l'IFC concernant les terres contaminées. Cette référence doit être conservée dans le cahier des charges réel de l'évaluation du site et des activités de nettoyage.

10.5.2.11 Santé, sûreté et sécurité de la communauté

Conditions actuelles

Les sous-stations existantes sont dotées de solides enceintes abritant les équipements électriques hors-sol. Les portes sont verrouillées et signalisées afin de prévenir tout acte de vandalisme et de protéger les populations du risque de décharge électrique.

En cas de contamination des sols, le confinement peut être étendu à l'extérieur des bâtiments. Il est également possible de transporter les produits chimiques dangereux en dehors du site, en imposant l'évacuation des terres/poussières par voie terrestre ainsi que le port de vêtements/chaussures de protection. Les itinéraires correspondants doivent être étudiés lors de la planification de l'évaluation du site.

Le risque d'incendie et d'explosion n'a pas été spécifiquement analysé pour les populations. Cependant, sa maîtrise a été globalement définie par l'adoption de conceptions et de constructions adaptées, les risques potentiels étant liés au vieillissement ou à la maintenance des équipements et espaces.

Le programme de sécurité de la SBEE perdure tant que le risque de décharge électrique pour les employés est documenté (voir l'annexe 10.6, recueil des règles de sécurité pour employés SBEE) et que les instructions correspondantes définissent la gestion des espaces de travail de sorte à garantir la sécurité du public. Cependant, la SBEE doit disposer de politiques et de procédures de sécurité couvrant l'ensemble de ses activités.

La SBEE a indiqué que ses équipements et infrastructures de distribution électrique avaient été conçus conformément aux normes internationales (AFNOR 2001). Lesdites normes préconisent des distances de sécurité minimales applicables entre les différents équipements électriques. En revanche, l'infrastructure fait l'objet d'une maintenance inadaptée et d'actes de vandalisme à l'origine de conditions non sécurisées. Ainsi, la connexion illégale et non conforme aux normes SBEE/internationales des citoyens privés au réseau illustre parfaitement ces conditions. De même, au sein du site, le système de collecte et de traitement des eaux usées (eaux huileuses) n'est pas utilisé comme prévu (voir la section 10.5.1.9, Infrastructures et équipements).

Impacts

Comme indiqué à la section 10.5.1.9, Infrastructures et équipements, les travaux de construction devraient accroître le risque d'accident à proximité des chantiers. En outre, le transport des matériaux de construction devrait s'accompagner d'embouteillages aux alentours des sites du projet. En outre, les importants travaux d'excavation représentent un risque de chute pour la population lorsque les chantiers ne sont pas correctement planifiés et gérés, ou lorsque le revêtement (temporaire ou permanent) des tranchées est inadapté.

Mesures d'atténuation

L'adoption de plans d'intervention d'urgence, et notamment de programmes d'inspection, de suivi et de formation, est recommandée (voir la section Plan de gestion environnementale).

Plusieurs composantes en matière de santé et de sécurité des communautés doivent être traitées dans le plan de santé et de sécurité (HASP) de la construction ainsi que dans le SGES à long terme de la SBEE, notamment :

- Sécurité structurelle des infrastructures de projet
- Sécurité des personnes et sécurité-incendie
- Sécurité du trafic
- Transport de matériaux dangereux
- Prévention des maladies (applicabilité minimale au projet)
- Préparation et intervention en cas d'urgence (concentration sur le SGES à gérer au niveau du site au cours du projet)

10.5.3 Sous-lot 4.4 – Extension du réseau de Cotonou

10.5.3.1 Qualité de l'air

Conditions actuelles

Bien que l'emplacement des nouvelles connexions n'ait pas été identifié, les conditions de référence en matière de qualité de l'air devraient être caractéristiques des autres zones urbaines de la région.

Impacts

Les impacts en termes de qualité de l'air associés au projet d'installation de 10 000 nouvelles connexions au réseau basse tension de Cotonou devraient être similaires à ceux décrits pour les lots n° 4 et 5, notamment en ce qui concerne la génération à court terme d'émissions atmosphériques au cours de la phase de construction. Une fois la construction terminée et les équipements installés, la qualité de l'air aux alentours du site de construction et d'excavation de la sous-station devrait revenir aux conditions de référence.

Mesures d'atténuation

Pour obtenir une description détaillée des mesures d'atténuation, voir la section 10.5.1.1, *Qualité de l'air*.

10.5.3.2 Changement climatique

Conditions actuelles

Pour obtenir une description détaillée des conditions actuelles, voir la section 10.4.2, *Changement climatique*.

Impacts

Pour obtenir une description détaillée des impacts, voir la section 10.5.1.2, *Changement climatique*.

Mesures d'atténuation

Pour obtenir une description détaillée des mesures d'atténuation, voir la section 10.5.1.2, *Changement climatique*.

10.5.3.3 Nuisances sonores

Conditions actuelles

Bien qu'aucune donnée sur les nuisances sonores n'ait été collectée dans le cadre de la présente étude, les conditions de référence en la matière au sein des zones concernées par l'installation des nouvelles connexions au réseau ont été jugées caractéristiques des espaces urbains de la région.

Impacts

Les impacts en termes de nuisances sonores associés au projet d'installation de 10 000 nouvelles connexions au réseau basse tension de Cotonou devraient être similaires à ceux décrits pour les lots n° 4 et 5, notamment en ce qui concerne la génération à court terme de nuisances sonores au cours de la phase de construction. Une fois la construction terminée et les équipements installés, les nuisances sonores aux alentours du site de construction et d'excavation de la sous-station devraient revenir aux conditions de référence.

Mesures d'atténuation

Pour obtenir une description détaillée des mesures d'atténuation, voir la section 10.5.1.3, *Nuisances sonores*.

10.5.3.4 Ressources en eau

Conditions actuelles

Étant donné que l'emplacement des extensions du réseau n'a pas été défini, aucune condition spécifique n'a été identifiée. La ville est entourée par les eaux : océan Atlantique au sud, lac Nokoué au nord, canal ralliant le lac à l'océan (lagune de Cotonou) à l'est et en contrebas. Comme le révèle le plan d'adressage de Cotonou (annexe 10.3), les parties non aménagées de la ville sont principalement composées de zones humides. Les quartiers d'Ahogbohoué et de Fidjrossè-Kpota à l'ouest de l'aéroport et les quartiers de Fifadji, Médédjro et Vossa au nord abritent de vastes zones humides.

Impacts

La description et la quantification des impacts affichent une complexité analogue. Ces derniers concernent notamment les nouveaux pylônes avec lignes aériennes et enterrées de 15 kV au niveau des emprises qui bordent les routes, les transformateurs sur piliers de chaque bloc ainsi que les lignes basse tension placées directement en dessous des lignes aériennes et qui alimentent les foyers.

Les travaux d'excavation devraient être réalisés au sein des zones humides de la ville, affectant temporairement le secteur de manière négative. L'adoption de pratiques d'excellence en matière d'ingénierie devrait garantir l'absence d'impacts à long terme. De même, l'adoption de pratiques

d'excellence en matière de gestion (BMP) devrait limiter les risques de déversement de substances dangereuses susceptibles d'altérer la qualité des eaux de surface et des eaux souterraines.

Mesures d'atténuation

Les mesures d'atténuation devraient permettre de protéger les zones humides et l'écoulement des eaux de surface et des eaux souterraines au sein de la ville, sauf lorsque les travaux réalisés sur les lignes électriques au niveau du sol améliorent l'évacuation des zones aménagées et la qualité de l'eau en en réduisant la pollution.

Les travaux d'excavation et d'installation des piliers et lignes aériennes devraient s'accompagner d'impacts limités à court terme. En fonction de la valeur des étendues d'eau affectées, les impacts (positifs et négatifs) à long terme devraient être de gravité supérieure.

Les pratiques d'excellence en matière de traçage et de conception des lignes devraient limiter l'impact sur les ressources en eau de la densification du réseau électrique (connexion de nouveaux quartiers/foyers incluse).

10.5.3.5 Géologie et sols

Conditions actuelles

Pour obtenir une description détaillée des conditions actuelles, voir la section 10.5.1.5, *Géologie et sols*.

Impacts

Pour obtenir une description détaillée des impacts, voir la section 10.5.1.5, *Géologie et sols*.

Mesures d'atténuation

Pour obtenir une description détaillée des mesures d'atténuation, voir la section 10.5.1.5, *Géologie et sols*.

10.5.3.6 Utilisation et acquisition des terres

Le sous-lot 4.4 est imprécis et porte sur la connexion de nouveaux clients SBEE au réseau de Cotonou.

L'emplacement des travaux n'a pas été défini. Les projets sont uniquement décrits de manière générique, en termes d'équipements et de coûts nécessaires à la planification de 10 000 nouvelles connexions (et ce même si le nombre réel de connexions devrait être inférieur) afin que les travaux puissent entrer dans le budget du compact Benin II du MCC. Cependant, la définition du projet repose uniquement sur des estimations matérielles (sans localisation géographique).

- Lignes aériennes de 15 kV sur 10 km
- Lignes enterrées de 15 kV sur 15 km
- Lignes enterrées de 0,415 kV sur 200 km
- 10 000 connexions résidentielles supplémentaires
- 50 transformateurs sur pilier
- 20 nouvelles sous-stations compactes

Conditions actuelles

Étant donné que les emplacements n'ont pas été définis, aucune condition actuelle n'a été identifiée. Cependant, les zones concernées se trouvent en ville et portent de fait sur une utilisation résidentielle et commerciale des terres. Bien que leur propriété n'ait pas été définie, les terres appartiennent à des institutions publiques ou à des personnes privées lorsque les emprises existantes sont utilisées pour d'autres services (eau et téléphone) ou en tant que chaussée. La plupart des zones ne semblent pas raccordées à l'électricité. De ce fait, les lignes aériennes ou les câbles doivent être insuffisants.

Au vu du caractère générique des plans, les conditions actuelles englobent un large éventail d'activités de rue, au niveau des trottoirs comme de la chaussée. La SBEE affiche une expérience unique en matière d'installation de câbles et de lignes aériennes à Cotonou. Ses employés qualifient le processus de routinier, l'ensemble des travaux d'excavation étant réalisé manuellement et les piliers aériens placés au niveau des emprises existantes.

À noter que de nombreuses activités sont réalisées à proximité immédiate des rues (vente de marchandises et de services, par exemple) et que l'espace des trottoirs peut être occupé par des étals de marchandise, des barrières, des escaliers, des terrasses, des animaux ou encore des cyclomoteurs.

Impacts

La modification de l'utilisation des terres doit être temporaire, l'amélioration du service électrique des infrastructures au niveau des routes et/ou des emprises industrielles étant assurée via les câbles/lignes aériennes. L'emplacement des améliorations du réseau de distribution n'a pas été défini. De fait, la description et la quantification des impacts restent complexes. Cependant, les travaux proposés ne s'accompagnent généralement pas d'acquisition de terres pour l'installation des connexions proposées. En effet, les lignes aériennes ou enterrées doivent être installées dans les emprises le long des routes existantes. Des transformateurs sur pilier doivent être installés au niveau des emprises de chaque bloc, des lignes basse tension des piliers de distribution de 15 kV (nouveaux et actuels) ainsi que sur de nombreux autres piliers du réseau basse tension. Quoi qu'il en soit, les lignes aériennes, les piliers et les câbles doivent entraîner une perturbation temporaire le long des emprises sans affecter la zone de manière temporaire. En effet, les conditions établies pour les emprises existantes devraient être compatibles avec le nouveau réseau. Lorsque l'emprise fait l'objet d'activités illégales, celles-ci doivent être définitivement modifiées et relocalisées lorsqu'elles ne sont pas autorisées.



Figure 10-11 – Exemple de ligne aérienne de 15 kV avec câblage basse tension en dessous

Mesures d'atténuation

Les mesures d'atténuation doivent être développées pour chaque quartier concerné par l'installation de nouvelles lignes de distribution dans la mesure où la construction d'un pilier déloge une activité ou une structure (supposée non autorisée) de l'emprise.

Lorsqu'une nouvelle emprise est nécessaire, la propriété foncière de la terre doit être vérifiée au cours du développement des programmes de relocalisation. Le cas échéant, les propriétaires doivent être indemnisés afin de compenser la perte de valeur liée à la nouvelle emprise.

Au cours de la construction, une gestion adaptée du trafic à proximité des chantiers et des accès temporaires aux résidences et bâtiments doit limiter la perturbation des activités et réduire le risque d'accident. La zone de construction doit être limitée au travers d'une planification adaptée avec gestion efficace des zones d'entreposage, du trafic, des déplacements professionnels et des horaires de pointe (en fonction des jours et des heures). Ces paramètres doivent être planifiés et documentés dans le plan de gestion environnementale (PGE) ou le plan de santé et de sécurité (HASP).

La planification de projet doit permettre d'alimenter de nouvelles zones en électricité tout en tenant compte du fait que de nombreux quartiers ont été construits sans autorisation. La SBEE a indiqué ne pas être autorisée à alimenter les résidences ne disposant d'aucun permis de construire ou à desservir les rues n'ayant pas été approuvées par la municipalité. Le respect de cette politique implique la réduction des zones d'extension potentielles et la limitation des problèmes afférents, à savoir l'alimentation de

secteurs plus importants illégalement aménagés, laquelle renvoie à la question des connexions illégales au réseau. Cette photographie d'un quartier de 8 blocs alimentés à partir de connexions illégales illustre la problématique des constructions non autorisées. Cet exemple se situe à l'ouest de l'aéroport de Cotonou, non loin de la plage (rue 12.648 sur le plan d'adressage de Cotonou) (CMA, 2015).



Figure 10-12 – Quartier de constructions résidentielles non autorisées à Cotonou

10.5.3.7 Ressources culturelles

Conditions actuelles

Les conditions actuelles de Cotonou n'ont pas été spécifiquement analysées pour la présente étude de faisabilité. Voir les échanges globaux sur la culture béninoise en section 10.4.7.

Impacts

Les impacts spécifiques sur les ressources culturelles n'ont pas été identifiés. Les impacts globaux sont décrits à la section 10.4.7.

Mesures d'atténuation

Une étude des ressources culturelles est recommandée afin de s'assurer que les travaux contournent et préservent lesdites ressources.

10.5.3.8 Ressources biologiques

Conditions actuelles

Les emplacements spécifiques du lot portant sur l'extension du réseau n'ont pas été définis. 10 000 nouvelles connexions devraient être installées dans des zones résidentielles et commerciales déjà aménagées de Cotonou. La flore et la faune sont rares au sein de ces zones urbaines. Cependant,

les rues et ruelles de la ville comptent plusieurs arbres et arbustes, et sont parfois traversées par des troupeaux. Aucune espèce rare, menacée ou en voie de disparition (faune et flore) n'a été identifiée au centre-ville de Cotonou.

Impacts

D'après les prévisions, l'installation des nouvelles lignes aériennes et enterrées doit emprunter, dans la mesure du possible, les actuels couloirs industriels et servitudes ainsi que les piliers, pylônes, routes et emprises en place afin de disposer des équipements et de l'infrastructure de distribution électrique nécessaires pour assurer les nouvelles connexions. De fait, la mise en œuvre de la mesure proposée n'aura aucun impact sur la flore, la faune et les habitats naturels.

À long terme, l'installation de milliers de connexions électrique devrait présenter des impacts modérés sur la flore, la faune et les habitats naturels en raison de l'apparition de nouvelles entreprises et de nouveau habitants dans le secteur, et de la construction des terres non aménagées en périphérie de Cotonou.

Mesures d'atténuation

Les plans doivent être développés de sorte à intégrer les pratiques d'excellence en matière de gestion aux processus de préparation et de construction de sorte à limiter les impacts sur la flore, la faune et les écosystèmes sensibles. Les travaux doivent être planifiés et déployés conformément au plan de développement de la ville de Cotonou (MDGLAAT, 2008).

10.5.3.9 Infrastructures et équipements

Conditions actuelles

Les conditions actuelles n'ont pas été spécifiquement analysées, car les zones affectées n'ont pas été définies. Le projet portant sur l'alimentation électrique de quartiers de Cotonou n'étant pas connectés au réseau, ces zones sont supposées mal desservies en termes de services publics. Il est possible que les routes ne soient pas goudronnées, que les structures d'évacuation des eaux pluviales soient restreintes et que les connexions au réseau d'alimentation en eau potable public/SONEP soient inexistantes.

Impacts

L'emplacement des travaux n'a pas été défini. Les projets sont uniquement décrits de manière générique, en termes d'équipements et de coûts nécessaires à la planification de 10 000 nouvelles connexions. La définition du projet repose uniquement sur des estimations matérielles (sans localisation géographique).

- Lignes aériennes de 15 kV sur 10 km
- Lignes enterrées de 15 kV sur 15 km
- Lignes enterrées de 0,415 kV sur 200 km
- 10 000 connexions résidentielles supplémentaires
- 50 transformateurs sur pilier
- 20 nouvelles sous-stations compactes

Le projet portant sur l'installation de nouvelles lignes électriques (aériennes ou enterrées), les emprises concernées devraient être améliorées afin de permettre l'exécution du lot et s'accompagner d'impacts positifs à long terme (amélioration du système d'évacuation ou des routes).

Mesures d'atténuation

Le présent sous-lot offre des opportunités uniques en faveur des ménages les plus pauvres. Pour connaître les mesures d'atténuation associées aux nouvelles connexions SBEE, veuillez-vous reporter à l'étude sociale et genre.

10.5.3.10 Substances dangereuses

Conditions actuelles

En l'absence d'emplacements pour le projet, la description des substances dangereuses est impossible. Cette question doit être étudiée au cours de l'EIES ou de la phase de conception et intégrer une évaluation prévisionnelle des conditions et activités historiques du site.

Impacts

Les substances dangereuses associées aux travaux de construction et d'installation doivent englober les combustibles et hydrocarbures standard utilisés à proximité des chantiers.

Mesures d'atténuation

Les pratiques d'excellence en matière de gestion de la construction et les plans de santé et de sécurité (HASP) doivent réduire les risques associés aux substances dangereuses au cours de la phase de construction. Le futur SGES de la SBEE doit permettre de réduire ces risques à long terme.

10.5.3.11 Santé, sûreté et sécurité de la communauté

Conditions actuelles

Les risques associés aux quartiers sont génériques en dehors des zones les plus pauvres, lesquelles sont concernées par les risques d'incendie, les risques d'accident et les risques de sûreté et de sécurité liés à l'absence d'éclairage public (ou résidentiel) et à l'utilisation accrue de combustibles et de sources de chaleur. En général, les risques de sûreté et de sécurité sont plus élevés dans les quartiers les plus pauvres.

Impacts

L'installation d'un éclairage public s'accompagnera d'effets positifs à court et à long termes. Renforcer la visibilité de nuit permettra non seulement de réduire le risque d'accident pour la population, mais aussi de limiter le risque d'incendie du fait de la réduction du nombre de sources de combustion utilisées et d'améliorer la sécurité globale grâce aux espaces mieux éclairés.

La construction devrait s'accompagner d'impacts mineurs à court terme dans les zones résidentielles (potentielles).

Mesures d'atténuation

Veuillez-vous reporter aux mesures d'atténuation de la section 10.6, Étude sociale et genre.

10.5.4 Élimination des connexions en toile d'araignée (sous-lot n° 4.5)

Ce sous-lot a été retiré des plans de financement du MCA-Benin II et n'a donc pas été analysé au-delà des considérations préliminaires établies avant mars 2015.

Conditions actuelles

Au Bénin et à Cotonou, de nombreuses connexions illégales accèdent au réseau de la SBEE. Ces connexions représentent un risque pour la population, car elles ne sont ni conformes aux normes SBEE/internationales, ni entretenues (ou, dans le cas contraire, leur maintenance est réalisée par un personnel non qualifié). Leur emplacement n'a pas été déterminé. Cependant, un quartier connu pour ce problème a été visité dans le cadre d'une mission préliminaire (Cardno-Fichtner, 2014). Il s'agit de Fiyègnon 1, lequel est indiqué sur les cartes GIS qui accompagnent le présent rapport.

Comme indiqué dans l'étude sociale et genre, les conditions socioéconomiques associées aux connexions en toile d'araignée sont complexes. En effet, leur coût est généralement plus économique que celui d'une connexion standard et leur raccordement plus rapide. Cependant, le prix de l'électricité est habituellement supérieur, car il est fixé par un utilisateur SBEE en amont du compteur dont il dispose.

Impacts

Le projet porte sur la création de zones sécurisées sur le réseau. Les enjeux socioéconomiques restent complexes en ce sens que les nouveaux clients SBEE paieront probablement pour la connexion et le compteur, et ce même si les coûts peuvent être répartis de sorte à profiter aux ménages les plus pauvres. Les impacts génériques décrits dans l'étude sociale et genre s'appliquent.

Mesures d'atténuation

Les mesures d'atténuation applicables à l'ensemble des projets de distribution sont énoncées dans l'étude sociale et genre de la composante de la présente EA (voir la section 10.6).

10.5.5 Porto-Novo (sous-lot 8.1)

10.5.5.1 Qualité de l'air

Conditions actuelles

Pour assurer une partie de la production électrique du réseau de Porto-Novo, 35 petits générateurs diesel équipent temporairement le site d'Akpakpa. Ces générateurs sont loués par le gouvernement du Bénin afin d'assurer temporairement la production électrique en soirée.

Impacts

La mise à niveau des connexions de Porto-Novo portera sur l'exploitation d'une nouvelle ligne de 63 kV avec câblage aérien sur environ 30 km, puis un câblage enterré sur 13 km au total.

Les impacts sur la qualité de l'air se limitent à la phase de construction. Ces activités devraient uniquement s'accompagner d'une augmentation à court terme des émissions atmosphériques dans les environs. Le transport de matériaux et de personnes devrait également contribuer à l'augmentation des émissions atmosphériques le long des routes menant au site et provoquer des embouteillages. Ces embouteillages temporaires peuvent entraîner une augmentation localisée des émissions atmosphériques telles que le monoxyde de carbone (CO) du fait de l'arrêt, moteur allumé, des véhicules.

Une fois la construction terminée, la qualité de l'air aux alentours du site de construction et d'excavation de la sous-station devrait revenir aux conditions de référence.

En outre, les améliorations du réseau de distribution permettront de restreindre l'utilisation des générateurs diesel de 1 MW, ce qui devrait s'accompagner d'un impact positif en matière de réduction des émissions de GES libérées par ces unités.

Mesures d'atténuation

Pour obtenir une description détaillée des mesures d'atténuation relatives à la qualité de l'air, voir la section 10.5.1.1, *Qualité de l'air*.

10.5.5.2 Changement climatique

Conditions actuelles

Pour obtenir une description détaillée des conditions actuelles, voir la section 10.4.2, *Changement climatique*.

Impacts

Pour obtenir une description détaillée des impacts, voir la section 10.5.1.2, *Changement climatique*.

Mesures d'atténuation

Pour obtenir une description détaillée des mesures d'atténuation, voir la section 10.5.1.2, *Changement climatique*.

10.5.5.3 Nuisances sonores

Conditions actuelles

La demande en électricité de Porto-Novo est nettement inférieure à celle de Cotonou. La connexion au réseau est réalisée au travers d'une ligne aérienne de 63 kV qui rallie la sous-station d'Akpakpa et le centre-ville. À l'heure actuelle, cette ligne aérienne constitue le seul système d'alimentation de la ville.

Une nouvelle connexion câblée à double circuit est en cours d'installation sur le réseau de Tanzoun. La fin des travaux est prévue pour 2016. Cela signifie qu'un deuxième système d'alimentation desservira Porto-Novo par le nord. Cette connexion supplémentaire allègera la charge des sous-stations de Védoko et d'Akpakpa en direction de Porto-Novo.

À Tanzoun, une nouvelle sous-station de distribution absorbera la charge des zones rurales de Porto-Novo. La tension y sera de 33 kV, réduisant ainsi les importantes chutes de tension des lignes d'alimentation de 15 kV présentes dans ces zones.

Bien qu'aucune donnée sur les nuisances sonores n'ait été collectée dans le cadre de la présente étude, les conditions de référence en la matière le long de l'itinéraire de ligne proposé entre Akpakpa et Porto-Novo sont très variables. Très faibles dans les zones inexploitées et les espaces verts, elles se révèlent caractéristiques des niveaux sonores des centres urbains de la région dans les secteurs aménagés.

Impacts

La mise à niveau des connexions de Porto-Novo portera sur l'exploitation d'une nouvelle ligne de 63 kV avec câblage aérien sur environ 30 km, puis un câblage enterré sur 13 km au total.

Les impacts des nuisances sonores se limitent à la phase de construction. L'émission de ces dernières devrait principalement survenir au cours de la phase d'excavation nécessaire à la réalisation des nouvelles connexions de Porto-Novo. Les travaux d'excavation peuvent aboutir à l'installation de 13 km de lignes de transmission enterrées. Ceux-ci devraient être réalisés dans des zones urbaines et rurales au niveau des emprises des routes et chemins existants. Les nuisances sonores devraient être enregistrées dans les environs immédiats de la zone d'excavation. Les travaux d'excavation étant effectués sur une zone linéaire, les équipements doivent être en permanence déplacés. Les impacts sont ainsi rencontrés à très court terme (un ou deux jours) et les nuisances sonores associées à l'excavation sont rapidement trop éloignées pour constituer un impact.

Mesures d'atténuation

Pour obtenir une description détaillée des mesures d'atténuation, voir la section 10.5.2.3, Nuisances sonores.

10.5.5.4 Ressources en eau

Conditions actuelles

L'actuelle ligne de 63 kV traverse deux étendues d'eau de surface, la lagune de Porto-Novo et la lagune de Cotonou. En outre, le lac Nokoué au nord et l'océan Atlantique au sud s'inscrivent parmi les principales étendues d'eau de surface de la région.



Figure 10-13 – Vue sur la lagune de Porto-Novo depuis le pont de Porto-Novo (vue vers le nord-est)

À Cotonou, la profondeur des eaux souterraines est inférieure à 5 m, d'où la présence de petits étangs et de zones humides dans de nombreuses régions, à l'instar des fossés qui longent les routes principales (GIZ GmbH, 2012).

Impacts

La lagune de Porto-Novo se situe sur l'itinéraire de la ligne, laquelle doit la traverser au niveau du pont de Porto-Novo. Il est possible de l'installer sur ce dernier (comme c'est le cas de la ligne existante) ou d'utiliser des câbles immergés. Les autres zones empruntées par la nouvelle ligne se composent de terre sèche (voir la section 10.5.5.6) ou de zones humides (voir la section 10.5.5.8).

La plupart des travaux sont planifiés sur terre sèche. Cependant, les câbles traverseront des zones en contrebas ou des fossés, ainsi que la lagune de Porto-Novo au niveau du pont de Porto-Novo. Ce dernier s'étend sur environ 1 km.

Les travaux au niveau du pont devraient impacter la qualité de l'eau à court terme pendant la construction étant donné que l'excavation aboutit à proximité du pont où la ligne bascule sous l'eau ou sur la partie inférieure du pont, ou fait l'objet d'une installation aérienne sur de nouvelles structures de support (cas moins probable). Les impacts au niveau du pont et ses alentours ne seront pas identifiés avant la phase de conception définitive, au cours de laquelle l'emplacement et la structure de la ligne seront définis.

L'installation de la ligne sur le pont ou sa partie inférieure ne présente aucun impact sur la qualité de l'eau. L'immersion de la ligne au niveau du pont présente des impacts localisés à court terme (augmentation de la turbidité, par exemple). Quelle que soit la configuration choisie, aucun impact à long terme n'a été identifié.

Mesures d'atténuation

Les plans de construction spécifiques doivent tenir compte des pratiques d'excellence en matière de gestion visant à prévenir la pollution des eaux pluviales au cours des travaux d'excavation et de construction des structures de support de la ligne aérienne. L'adoption de mesures de prévention et de maîtrise des déversements doit permettre de limiter le risque de libération de substances dangereuses dans l'environnement au cours de la phase de construction.

Les travaux d'excavation le long des routes doivent veiller à préserver ou améliorer les structures de gestion de l'eau en place. Ainsi, des procédures doivent être instaurées afin de garantir que les travaux d'excavation n'entraînent pas la détérioration permanente des caniveaux pour eaux pluviales et que le terrain/profil définitif en surface offre une évacuation similaire, voire meilleure.

10.5.5.5 Géologie et sols

Conditions actuelles

Porto-Novo est construite sur des sables argileux, des sables du quaternaire et des sédiments argilosableux meubles (Volkoff, 1976).

Impacts

Le lot n° 8 porte sur la construction d'une seconde ligne de 63 kV entre Cotonou et Porto-Novo et s'accompagne d'une perturbation des sols à l'endroit où sont installées les nouvelles structures aériennes. Les sols des zones rurales qui séparent les deux villes doivent être compactées aux endroits où des socles en béton doivent être construits afin de soutenir un pilier simple ou le montant d'un pylône à treillis acier (voir les photographies ci-dessous).



Figure 10-14 – Structure de support pour pylône à treillis de 63 kV – Zone rurale entre Cotonou et Porto-Novo



Figure 10-15 – Structure de support pour pilier simple de 63 kV – Ville de Cotonou

Certains chemins de terre sont utilisés par les piétons et les véhicules motorisés le long du couloir de l'actuelle ligne aérienne de 63 kV. Les sols des zones rurales entre chaque pilier/pylône devraient faire l'objet de légères perturbations, lesdits chemins de terre étant empruntés par les équipements lourds de construction.



Figure 10-16 – Structure de support pour pylône à treillis de 63 kV – Zone rurale entre Cotonou et Porto-Novo

Si le nouveau couloir proposé doit traverser une zone humide (ce qui sera probablement le cas si la ligne aérienne ne suit pas la route principale), la phase de construction affectera les endroits où seront installées les structures de support et les voies d'accès correspondantes.

La région au sud de la lagune de Porto-Novo où la ligne existante a été enterrée au cœur des zones humides du secteur s'inscrit comme une zone particulièrement sensible pour l'un des itinéraires proposés.

Mesures d'atténuation

Le compactage des sols doit être limité par le traçage des lignes et la planification des travaux en vue de réduire le nombre et la taille des chemins routiers et des voies d'accès utilisés conformément aux plans de construction et au plan de gestion environnementale établis dans le cadre des projets de distribution.

Les impacts sur la lagune de Porto-Novo pourraient être entièrement éliminés si la ligne de 63 kV pouvait être installée le long des routes plutôt que de suivre l'actuelle ligne qui traverse les zones humides en diagonale à partir de l'endroit où elle est enterrée, au sud du pont de Porto-Novo. Cette

courte section peut être supprimée de sorte que le tronçon enterré se dirige directement vers la route principale à l'ouest et continue le long de la route goudronnée, au sud du pont de Porto-Novo.

10.5.5.6 Utilisation et acquisition des terres

Le lot n° 8 porte sur l'installation d'une nouvelle connexion de 63 kV entre Porto-Novo et la sous-station Répartition D2 de Cotonou. Bien qu'intégrée à la connexion de 63 kV, la mise à niveau de la sous-station Répartition D2 a été décrite plus tôt, avec la mise à niveau des autres sous-stations. Les autres travaux du lot n° 8 concernent l'important projet d'installation d'une ligne de 63 kV destinée à doubler la capacité de l'actuelle ligne de 63 kV qui rallier Cotonou à Porto-Novo.

Conditions actuelles

La définition de l'itinéraire de la ligne et des sections aériennes/enterrées ne sera pas finalisée avant la phase de conception. Celle-ci suivra probablement l'actuelle ligne où les terres ont été aménagées de sorte à simplement élargir les emprises existantes (cela permet d'éviter l'installation de nouvelles emprises en complément de celles existantes).

L'actuelle ligne de 63 kV s'étend aux terres décrites ci-après.

- Utilisation commerciale et industrielle des sections enterrées entre la sous-station d'Akpakpa à 3,5 km à l'est et l'endroit où la ligne devient aérienne.
- Utilisation commerciale diversifiée et trafic intensif d'Akpakpa vers l'est, puis espaces ouverts avec de rares intersections et plusieurs espaces verts en direction de Sèmè. Cette section aérienne longue de 13,5 km se situe sur une emprise de 70 mètres de large (couloir) au sud de la route entre Cotonou et Sèmè.
- Pour le tronçon aérien de 8,5 km qui sépare Sèmè du pont de Porto-Novo, la ligne suit la route de Porto-Novo à environ 300 m à l'est.
    - Au sud, la section très peu aménagée de 3,5 km traverse la forêt de Sèmè et passe par-dessus une voie d'accès en sable et gravier (communication interne de l'ABE, 2015).
    - Le tronçon restant longe la zone périurbaine où des résidences sont construites de part et d'autre de l'emprise, laquelle abrite même quelques habitations à un endroit. La terre est principalement occupée par des espaces verts. De nombreux chemins de terre et même une route passent sous les lignes. Le couloir traverse une école du secteur et compte plusieurs habitations, lesquelles suivent la ligne aérienne.
- La ligne aérienne bascule dans le sol au sud du pont de la lagune de Porto-Novo, une zone périurbaine comptant des espaces relativement ouverts. Ce territoire compte quelques rares habitations à l'est et des résidences plus nombreuses à l'ouest, entre la ligne aérienne et la route principale.
- La ligne est installée sur la partie inférieure de l'ancien pont de la lagune de Porto-Novo, lequel n'est pas ouvert à la circulation (piétonne comme routière). Cet ancien pont n'est pas accessible au public. Cependant, pêcheurs et plaisanciers passent sous celui-ci. La ligne qui s'y trouve présente un risque à marée haute (communication interne de Nature Tropicale, 2015).

- La ligne aérienne bascule dans le sol et s'étend le long des routes principales sur environ 5 km et longe la rive intérieure de la lagune en direction de l'est, jusqu'à la sous-station de Porto-Novo. En dehors des environs immédiats de l'emprise, cette dernière section est urbanisée et entièrement aménagée.

La nouvelle ligne doit assurer la redondance du réseau et en renforcer la capacité entre les deux villes. La phase de définition de l'itinéraire de la ligne n'est pas achevée. Aucun emplacement n'a été défini en dehors des points d'arrivée (station d'Akpakpa côté Cotonou et sous-station SBEE de Porto-Novo au cœur de la ville).



Figure 10-17 – Image satellite de l'actuelle ligne de 63 kV qui rallie Cotonou à Porto-Novo



2002 **2014**

Figure 10-18 – Actuel couloir aérien à l'ouest de la sous-station Répartition D2

Impacts

L'installation de la ligne sur les emprises existantes ne présente aucun impact en termes de modification permanente de l'utilisation des terres. Les travaux d'excavation et d'installation de lignes perturbent temporairement l'ensemble des activités, lesquelles seront rétablies une fois le projet terminé (exception faite des activités déplacées de manière temporaire).

Le choix d'un nouvel emplacement/itinéraire (changement de côté sur une route longée par la ligne existante, par exemple) s'accompagne d'une perturbation temporaire de l'utilisation des terres. Celle-ci peut devenir permanente pour des raisons de sécurité ou lorsque la structure du chemin constitue un obstacle.

L'installation sécurisée de la nouvelle ligne aérienne dans une emprise existante (le long de la route entre Cotonou et Sèmè, par exemple) n'affecte pas l'utilisation des terres. Cependant, l'une des propositions concernant la nouvelle ligne de 63 kV porte sur une installation du côté nord de la route principale à l'est de Cotonou, laquelle impose le démantèlement des structures de grande taille, voire des structures plus petites afin de permettre le passage de la ligne aérienne. Il est également possible d'installer cette nouvelle ligne au niveau de l'actuelle, du côté sud de la route. Les impacts sur l'utilisation des terres ne sont pas clairement identifiés, car la SBEE n'a été ni en mesure d'indiquer une largeur d'emprise ou de couloir minimale pour la ligne aérienne de 63 kV, ni en mesure de préciser si une emprise devrait être créée/élargie (en sachant qu'il n'est pas nécessaire de la doubler en raison de l'espace qui sépare les lignes aériennes). Cependant, ce concept devrait s'accompagner d'impacts limités étant donné que l'emprise existante est utilisée ou que celle-ci dessert une seconde ligne aérienne

lorsqu'elle est élargie. L'ajout d'emprises modifie l'utilisation des terres au regard des conditions actuelles liées aux activités de la ligne aérienne de 63 kV de la SBEE.

Mesures d'atténuation

Le choix du site d'installation de la nouvelle connexion et le choix d'utiliser des câbles aériens/enterrés sur certains tronçons font appel à l'intervention de nombreux groupes, autorités locales et agences gouvernementales. Les propriétaires et les exploitants terriens devront être indemnisés en cas d'impossibilité (permanente ou temporaire) d'accéder à leur propriété dans la mesure ou une emprise doit être créée/élargie.

En ce qui concerne l'utilisation des terres, leur acquisition et leur relocalisation, la nouvelle ligne doit être installée au plus proche de la ligne existante (en fonction de la faisabilité technique) de sorte que l'utilisation des terres ne soit pas modifiée et que les emprises doivent simplement être élargies afin d'accueillir la deuxième ligne (qu'il n'est pas nécessaire de doubler en raison de l'espace de sécurité qui sépare les lignes aériennes).

10.5.5.7 Ressources culturelles

Conditions actuelles

Les conditions actuelles n'ont pas été spécifiquement analysées pour la présente étude de faisabilité. Voir les échanges globaux sur la culture béninoise en section 10.4.7.

Impacts

Les impacts spécifiques sur les ressources culturelles n'ont pas été identifiés. Les impacts globaux sont décrits à la section 10.4.7.

Mesures d'atténuation

Une étude des ressources culturelles est recommandée afin de s'assurer que les travaux contournent et préservent lesdites ressources.

10.5.5.8 Ressources biologiques

Les plans doivent être développés de sorte à intégrer les pratiques d'excellence en matière de gestion aux processus de préparation et de construction de sorte à limiter les impacts sur la flore, la faune et les écosystèmes sensibles. Les travaux doivent être planifiés et déployés conformément au plan de développement de la ville de Cotonou (MDGLAAT, 2008).

Conditions actuelles

L'itinéraire proposé pour l'installation de la nouvelle ligne aérienne de 63 kV qui rallie Porto-Novo à Akpakpa traverse une région classée zone humide d'intérêt international, laquelle est soumise aux mesures de conservation auxquelles le Bénin est tenu dans le cadre de la convention de Ramsar. De ce fait, et bien que la définition de l'itinéraire de la ligne et des sections aériennes/enterrées n'ait pas été

établie, un tronçon de la nouvelle connexion doit traverser une zone inexploitée sur les rives de la lagune de Porto-Novo (voir la Figure 10-19).

Bien qu'aucune évaluation de la flore, de la faune et des habitats naturels n'ait été réalisée dans le cadre de la présente étude de faisabilité, une récente analyse des espèces menée au regard de la faisabilité de la création de réserves biologiques dans les zones humides du sud Bénin (ABE, 2015) a répertorié les espèces végétales et animales en vue de créer une réserve biologique.

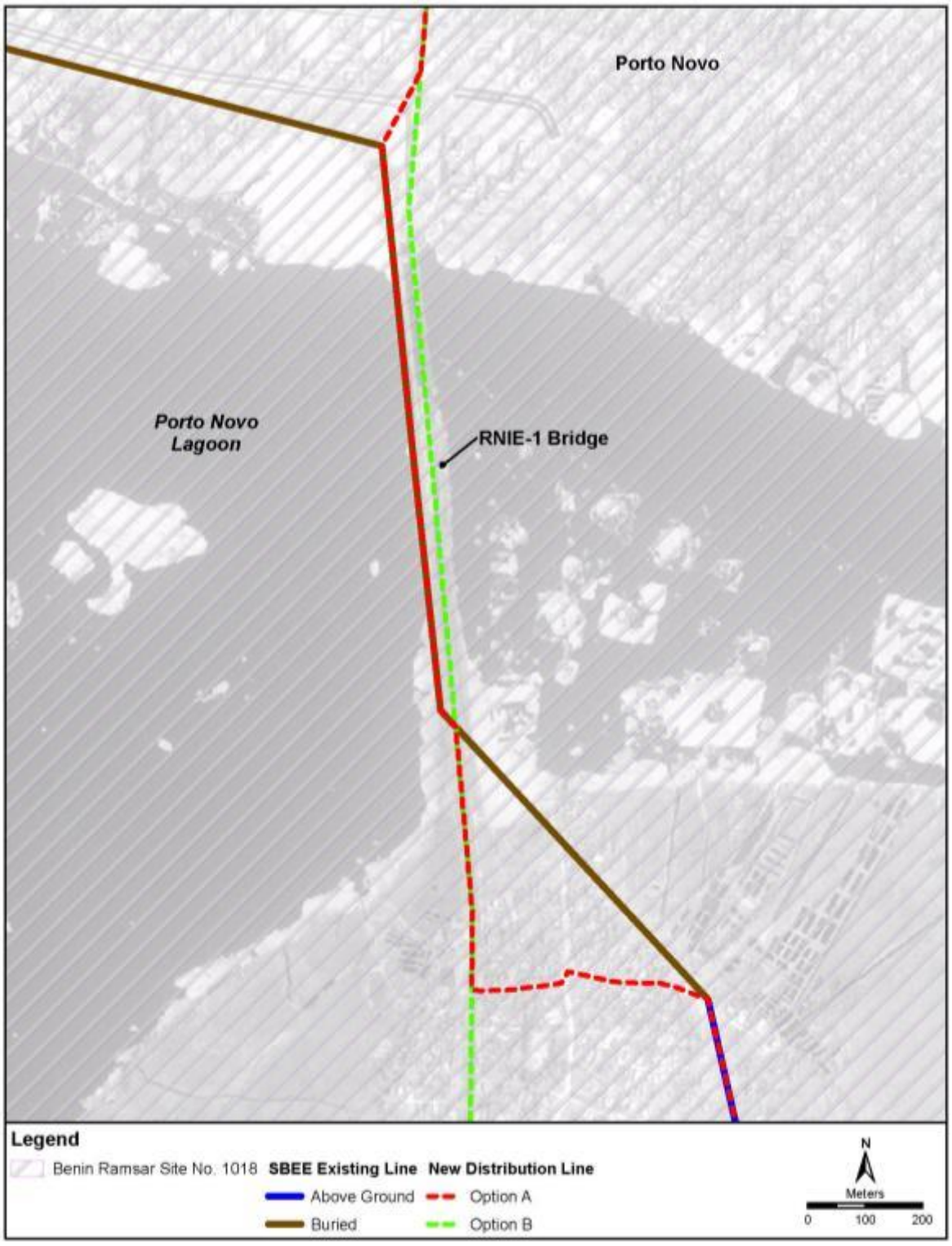


Figure 10-19 – Itinéraire proposé pour la nouvelle ligne au sein de la zone inexploitée sur les rives de la lagune de Porto-Novo

Impacts

Flore

Le déploiement des projets d'amélioration du réseau proposés ne devrait ni altérer la topographie (relief, pente) des emplacements concernés, ni inclure l'élimination de la végétation, sauf pour les zones potentiellement visées par les activités de construction. Si nécessaire, des travaux de construction devront être réalisés afin d'installer un ou plusieurs pylônes protégés par une enceinte similaire à celle de la photographie ci-dessous.



Figure 10-20 – Endroit où la ligne aérienne bascule dans le sol à proximité de Porto-Novo

Faune

L'installation de lignes aériennes complémentaires présente un impact modéré en termes de péril aviaire, les oiseaux et les chauves-souris pouvant les percuter.

Écosystèmes sensibles

Le déploiement des projets d'amélioration du réseau proposés devrait impacter les écosystèmes sensibles du site Ramsar n° 1018. Les zones humides sensibles et les étendues d'eau (lac Nokoué, lagune de Porto-Novo et lagune/canal de Cotonou) englobent les zones nord et est de Cotonou de sorte que toute ligne électrique raccordée au nord ou à l'est de la ville doit traverser le site Ramsar.

La route principale qui rallie les deux villes semble avoir été construite (dans la mesure du possible) sur les terres les plus hautes à l'aide de plateformes surélevées. Elle emprunte des zones d'apparence humide et traverse les eaux de la lagune de Porto-Novo et de la lagune/du canal de Cotonou. Avec le déploiement des projets proposés, l'utilisation constante et à l'entretien des routes s'accompagneront d'impacts durables sur les écosystèmes terrestres et aquatiques sensibles. De même, la construction d'une nouvelle ligne aérienne de 63 kV le long de la route existante devrait s'accompagner d'une relocalisation intensive. Cela impacterait les écosystèmes du site Ramsar, les bas-côtés étant nettoyés et élargis (si nécessaire) en vue d'accueillir les nouveaux pylônes aériens. Par conséquent, il est impossible d'éliminer l'intégralité des impacts directs sur les zones humides et les ressources en eau du site Ramsar.

Lorsque le couloir se révèle inadapté, des voies permettant d'accéder temporairement aux emprises doivent être créées pour les véhicules et activités de construction. D'après les images satellites, la distance la plus longue entre deux points d'accès est de 1,2 km. Celle-ci se trouve au cœur des zones humides de Sèmè-Kpodji, entre la sous-station de Sèmè et la route de la carrière au nord.

Sur cette section, installer la nouvelle ligne aérienne le long de la route principale permet de limiter les impacts sur les espaces naturels dans la mesure où la largeur de la route principale et de son emprise peut être utilisée comme emprise de ladite ligne.

L'installation de nouveaux câbles aériens et enterrés implique l'élimination potentielle de la végétation (couloir de 2 mètres pour les lignes aériennes basse tension sur piliers industriels et de 20 mètres pour les lignes aériennes haute tension sur pylônes). La réduction de l'habitat naturel qui en résulte doit être étudiée.

L'anticipation des impacts sur l'écosystème alentour et les zones humides à proximité de la traversée de la lagune de Porto-Novo est unique en termes de gestion de l'ensemble des secteurs du site Ramsar. Le Bénin est signataire de la Convention de Ramsar depuis 2000.

La mise en œuvre de la mesure proposée peut entraîner la dégradation, la destruction ou la disparition d'espèces rares ou en voie de disparition (faune et flore), voire la destruction ou l'altération définitive d'habitats naturels sensibles. La probabilité de tels impacts doit être approfondie dans l'EIES menée dans le cadre du compact.

Mesures d'atténuation

La phase de planification de l'installation de nouvelles lignes aériennes doit tenir compte de l'identification et de l'utilisation de systèmes de protection des oiseaux. Les photographies ci-dessous en fournissent un exemple (système pour lignes aériennes et système isolé). La conception de la ligne aérienne doit être conforme aux directives de protection aviaire (Avian Power Line Interaction Committee, 2006). Le comité Avian Power Line Interaction Committee s'inscrit comme une excellente ressource à ce sujet.

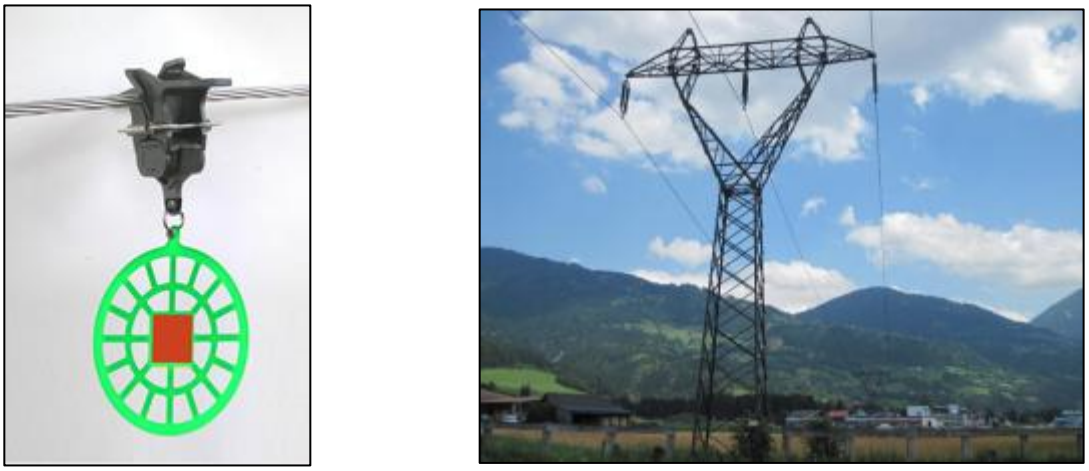


Figure 10-21 – Exemple de ligne aérienne conforme aux directives de protection aviaire

Nous recommandons la rédaction d'un rapport officiel avec délimitation des zones humides afin d'évaluer l'impact potentiel des projets de distribution sur lesdites zones, et de garantir l'évaluation et l'adoption des mesures d'atténuation appropriées. Au vu de la probabilité que les projets proposés pour le réseau de distribution de Cotonou et de Porto-Novo soient exécutés au cœur du site de conservation Ramsar n° 1018, ceux-ci doivent être exécutés en consultation avec les représentants Ramsar du Bénin et de la région.

Une étude des espèces doit être réalisée pour les zones affectées afin de contrôler l'absence d'espèces rares, menacées ou en voie de disparition. Si les plans définitifs du site révèlent qu'un habitat sensible pourrait disparaître, il convient d'appliquer une procédure visant à garantir que l'habitat éliminé lors des activités de construction peut se retrouver à proximité du site. Il s'agit de valoriser ces espaces pour la relocalisation des espèces existantes (flore et faune).

Une fois les stratégies de préventions épuisées, les efforts devront veiller à limiter les impacts au cours de la phase de conception. Alors, et en fonction des informations préliminaires recueillies au cours de l'étude de faisabilité, les impacts négatifs sur l'environnement naturel et les activités humaines seront limités par l'installation d'une nouvelle ligne de 63 kV au plus proche de la ligne existante et, si les critères techniques et sécuritaires l'imposent, par l'agrandissement de l'emprise. D'après l'itinéraire, la nouvelle ligne devrait traverser la forêt en zone humide située au nord de l'intersection entre Sèmè et la zone industrielle (connue sous le nom de la forêt marécageuse de Sèmè-Kpodji), laquelle peut abriter des espèces sensibles. L'installation de la nouvelle ligne aérienne au plus proche de la ligne existante devrait permettre l'élargissement de l'emprise (sans pour autant doubler sa largeur). La construction devrait permettre aux équipements lourds d'emprunter le couloir, les impacts étant alors limités au niveau des pylônes devant être construits. La plupart des impacts devraient être temporaires, à l'exception des emprises élargies qui modifient définitivement l'espace à la base des pylônes ainsi que les zones où la végétation doit être régulièrement coupée. Les pylônes et leurs bases doivent être étudiés au regard de leurs avantages : ils permettent de couvrir une plus grande distance et impactent donc l'environnement en dessous des lignes dans une moindre mesure. Ces décisions doivent tenir pleinement compte des impacts sur les populations d'oiseaux et de chauves-souris lorsque l'installation d'une nouvelle ligne au niveau de l'ancienne peut représenter un risque réduit pour les espèces animales qui empruntent le couloir.

Conformément à la norme de performance 6 de l'IFC, il convient de tenir compte des composantes suivantes :

a) Alternatives viables : au vu de l'objectif du MCA-Benin II visant à réduire les limites à l'investissement privé et à l'entrepreneuriat au Bénin via l'amélioration des performances du réseau, l'analyse du réseau au sud du pays a permis d'établir qu'une seconde ligne entre Porto-Novo et Cotonou serait nécessaire pour assurer la redondance de cette liaison stratégique et permettrait de satisfaire à l'augmentation de la demande en électricité. Le site Ramsar englobant entièrement le nord et l'est de Cotonou, il n'existe aucune alternative viable

permettant de contourner cette zone sensible en termes d'environnement en dehors de la non-réalisation du projet décrite à la section 10.1.6 pour ce sous-lot en particulier.

b) Une analyse spécifique devrait être réalisée au cours de la prochaine phase (EIES exhaustive) afin de démontrer que les ressources de la biodiversité du site ne seront pas dégradées. Cette analyse est menée sous la forme de plans de suivi devant être développés au cours de l'EIES sous réserve de maintien du projet. Voir la section 10.11.8.

c) Le projet doit démontrer que les espèces en voie de disparitions ne verront pas leur population diminuer. Cette justification doit également être apportée au cours de l'EIES par l'adoption de mesures de compensation visant à créer ou renforcer les zones humides de la région concernée par la lignée proposée.

- Il est possible d'identifier les projets d'atténuation en faveur de la conservation des forêts classées/sacrées, de la forêt marécageuse de Sèmè (Sèmè-Kpodji) et du site Ramsar n° 1018. D'après les recommandations, les mesures d'atténuation devraient désigner une organisation non gouvernementale œuvrant déjà au cœur du site Ramsar n° 1018 et assurer le financement et/ou le maintien des efforts de protection et de préservation des espèces végétales et animales sensibles des écosystèmes. Deux des ONG déjà présentes dans la région, au Bénin et/ou au cœur du site Ramsar n° 1018 sont répertoriées ci-après.
  - Nature Tropicale ONG, implantée à Cotonou (www.naturetropicale.org)
  - Benin Environment and Education Society, BEES ONG (www.bees-ong.org)

d) Le projet doit permettre le développement d'un projet éprouvé de suivi sur le long terme avec plan d'action pour la biodiversité et mesures d'atténuation permettant l'intégration de compensations. Ce plan est décrit à la section 10.11.8.

10.5.5.9 Infrastructures et équipements

Conditions actuelles

Impacts

Pour obtenir une description détaillée des impacts, voir la section 10.5.1.9, *Infrastructures et équipements*.

Mesures d'atténuation

Pour obtenir une description détaillée des mesures d'atténuation, voir la section 10.5.1.9, *Infrastructures et équipements*.

10.5.5.10 Substances dangereuses

Conditions actuelles

Pour obtenir une description détaillée des conditions actuelles, voir la section 10.5.1.10, *Substances dangereuses*.

Impacts

Pour obtenir une description détaillée des impacts, voir la section 10.5.1.10, *Substances dangereuses*.

Mesures d'atténuation

Pour obtenir une description détaillée des mesures d'atténuation, voir la section 10.5.1.10, *Substances dangereuses*.

10.5.5.11 Santé, sûreté et sécurité de la communauté

Conditions actuelles

Les travaux étant exécutés au cœur d'installations SBEE existantes et de courtes lignes aériennes étant utilisées pour assurer la connexion au niveau de piliers existants, les conditions actuelles ne sont pas décrites pour cette composante.

Impacts

Les travaux réalisés à l'extérieur des sous-stations entraînent une augmentation temporaire du risque d'accident pour la population. Ces travaux sont très limités, exception faite de la liaison de communication avec Yeripao, laquelle implique la circulation de camions de long de l'actuelle ligne aérienne.

Mesures d'atténuation

Les pratiques d'excellence en matière de gestion et de construction doivent limiter les risques de santé et de sécurité publiques à court terme, comme l'indiquent la description et la formalisation correspondantes du SGES proposé pour le compact MCA-Benin II. Ledit SGES doit également permettre de réduire les risques à long terme sous réserve que les procédures d'inspection et de suivi destinées à améliorer les équipements et structures SBEE soient respectées.

10.6 ÉTUDE SOCIALE ET GENRE DES PROJETS

La présente étude de faisabilité s'attache à analyser les impacts sociaux et genres à grande échelle, la mise à niveau du réseau de distribution se répercutant sur l'ensemble du pays et non sur des municipalités localisées. D'après l'analyse, les questions sociales et genres sont influencées par l'ensemble des améliorations du secteur électrique proposées par MCC.

10.6.1 Présentation socioéconomique

Réalisé en 2012, le dernier recensement béninois a fixé la population à 9 983 984 habitants, parmi lesquels 51,4 % de femmes. Le tableau ci-dessous reprend plusieurs indicateurs clés dédiés.

Tableau 10-13 – Indicateurs clés du recensement de 2012

Indicateur	Pourcentage
Croissance démographique annuelle (2002-2012)	3,5 %
Indice de développement humain*	0,436
PIB (nominal) par habitant**	750 $
Indice de Gini***	43,5
Taille moyenne des ménages	5,1
% de ménages matriarcaux	23,2
Seuil de pauvreté par habitant et par année (en ville)	150 765
Dépenses moyennes par habitant et par année (en ville)	245 339
% de ménages vivant en dessous du seuil de pauvreté (monétaire)	36,5
% de ménages vivant au-dessus du seuil de pauvreté (non monétaire)	30,2
% de ménages vivant avec moins de 1 $ par jour et par habitant	53,9
% de la population vivant dans l'insécurité alimentaire	22,5
% d'adultes n'ayant pas accédé à l'éducation	43,1
% d'alphabétisation des jeunes de 15 à 25 ans	64,7
Taux d'alphabétisation des hommes	57 %
Taux d'alphabétisation des femmes	33 %
Taux de sous-emploi	63,5 %
Taux d'emploi informel	89,5 %

Sources : INSAE 2013a pour la croissance démographie ; INSAE 2012 pour les autres indicateurs
** Indicateurs relatifs au genre, à l'environnement et à la pauvreté, BAFD 2014*
*** Indicateurs relatifs au genre, à l'environnement et à la pauvreté, BAFD 2014*
**** Banque mondiale, 2011*

10.6.1.1 Une croissance économique modérée

En dépit des prévisions de 7 % annuels nécessaires pour atteindre les objectifs du millénaire pour le développement, le pays connaît actuellement une croissance économique modérée dans un contexte marqué par une croissance démographique élevée et persistante (en moyenne 3,5 % pour la période de recensement comprise entre 2002 et 2012), mais inférieure à celle de l'Afrique subsaharienne (laquelle avoisinait les 4,6 % sur la même période) (INSAE, 2013a). En 2012, le PIB atteignait 750 $ par habitant, plaçant ainsi le Bénin au 166^{e} rang des 186 pays du rapport sur le développement humain (ADB, 2014). De 2005 à 2014, l'indice de développement humain est passé de 0,314 à 0,436. Cependant, cette amélioration reste inférieure à celle d'autres pays, propulsant ainsi le Bénin de la 133^{e} place en 2005 à la 166^{e} en 2011. Depuis 2012, la croissance du pays s'est accélérée, passant de 5,4 % à 5-5,6 % en 2013, puis à 5,7 % en 2014. Les prévisions pour 2015 sont favorables, avec une croissance estimée aux alentours de 5,7-5,9 %.

Cette hausse est motivée par la viabilité de l'industrie du coton. L'économie du pays repose encore et toujours sur le secteur agricole, lequel emploie 70 % de la main d'œuvre et génère 30 % des recettes nationales. Le coton représente la principale source d'exportation (entre 25 et 40 %). Avec environ 15 %

du PIB, le secteur secondaire compte de nombreuses petites et moyennes entreprises agroalimentaires. L'exportation de marchandises à destination du Nigeria (20 % du secteur et 25 % des recettes de l'État) et les nombreux commerces (non déclarés) tenus par des femmes représentent la majorité du secteur tertiaire.

10.6.1.2 Une croissance démographique persistante

En raison de la baisse du taux de mortalité (infantile, notamment) et d'un taux de natalité élevé, la croissance démographique s'est encore accélérée ces dernières années. Le taux de natalité est influencé par les mariages précoces, la fécondité des jeunes et le nombre élevé d'enfants par femme (4,9) en raison de la faible utilisation de contraceptifs.

Pour l'État, cette croissance démographique s'inscrit comme un enjeu de taille en termes d'infrastructures sociales et de services publics nécessaires pour satisfaire aux besoins de cette population jeune. D'après les estimations, et pour couvrir les besoins de la population, 1 450 nouveaux instituteurs devront être recrutés chaque année entre 2013 et 2020 et 31 à 37 établissements de santé devront être construits chaque année entre 2006 et 2030. Le marché du travail ne peut absorber l'arrivée des jeunes (seuls 7,9 % d'entre eux disposent d'un emploi rémunéré) et connaît actuellement des taux de sous-emploi record à l'origine de traitements précaires et indécents à hauteur de 63 % (INSAE, 2014).

10.6.1.3 Un pays face à l'urbanisation

Estimée à 45 % de la population totale en 2012, l'urbanisation se développe rapidement. Vingt pourcents de la population urbaine vit dans les métropoles (Cotonou et sa périphérie, Abomey-Calavi et Sèmè-Kpodji, Porto Novo, Parakou, Djougou et Banikoara). En 2009, près de 70 % de la population urbaine totale vivait dans des quartiers pauvres (ADB, 2014).

De fait, l'urbanisation s'est développée officieusement, sans planification urbaine. Dans la précarité et l'insalubrité, la plupart des habitants sont mal connectés aux différents réseaux. Dans certaines villes, ces quartiers pauvres bordent des zones spécifiques. Ainsi, les bidonvilles de Cotonou se trouvent principalement autour de la lagune.

10.6.1.4 Une pauvreté persistante

La pauvreté d'un ménage se mesure sous deux angles : la pauvreté monétaire se calcule sur la base des dépenses du foyer alors que la pauvreté non monétaire reflète les conditions de vie et repose sur l'état des biens et du logement.

Au Bénin, la pauvreté non monétaire a considérablement reculé entre 2006 et 2011, affectant 44,1 % des ménages en 2006 contre 29,5 % en 2011. Cette amélioration est liée aux investissements réalisés en matière d'accès aux infrastructures de base (eaux et électricité) et aux services publics. La pauvreté non monétaire est plus présente dans les zones rurales.

Après avoir progressivement diminué jusqu'en 2006, la pauvreté monétaire est remontée à 36,2 % en 2011. Elle concerne davantage les communautés rurales en raison des problèmes de productivité

agricole et de gestion des événements (bouleversements météorologiques ou économiques, voire crises familiales/personnelles, par exemple). En 2011, 64,4 % de la population rurale était considérée comme extrêmement pauvre,[2] soit le double du chiffre enregistré pour la population urbaine (32 %).

- L'incidence de la pauvreté est supérieure au sein des ménages ruraux traditionnels, lesquels comptent généralement davantage de personnes et affichent une gestion patriarcale, le chef de famille étant souvent un agriculteur analphabète.
- En revanche, l'incidence de la pauvreté (monétaire, notamment) est inférieure au sein des ménages matriarcaux, lesquels comptent généralement moins de personnes, se situent dans des zones urbaines et mobilisent plusieurs sources de revenus.
- La pauvreté est accrue dans les régions nord telles que l'Atacora et l'Alibori.

Là où la pauvreté temporaire affecte 41 % des personnes, 15 % des ménages sont touchés par la pauvreté permanente. Cette statistique est globalement la même en zones urbaines et rurales. Le cycle de vie, le mode de gestion du ménage, l'accès à l'emploi, la taille du ménage, le lieu de résidence, le caractère économique des composantes sociales (logement, santé, éducation et communication) ainsi que l'exposition aux impacts biophysiques et sociaux s'inscrivent comme différents facteurs sociodémographiques et économiques qui influencent la transition en termes de pauvreté .

Les possibilités de sortie de la pauvreté sont également influencées par le capital humain et le niveau d'éducation du chef de famille. Plus son niveau d'éducation est élevé, plus le ménage a de chances de sortir de la pauvreté. Cependant, l'accès aux facteurs de production ainsi que les possibilités d'amélioration de la productivité du travail dans un contexte d'activité indépendante doivent être pris en compte.

L'emploi n'assure pas une protection contre la pauvreté temporaire. Cependant, il réduit le risque de pauvreté permanente, laquelle est influencée par les problèmes de qualité et de productivité professionnelles. Le marché du travail a enregistré une légère amélioration : en 2006, l'emploi informel concernait 95,4 % des effectifs, contre 89,5 % en 2011. Ces chiffres sont liés au développement de l'emploi formel dans le secteur privé au cours de la même période, lequel est passé de 0,2 % en 2006 à 2,1 % en 2010. Cette croissance devrait se poursuivre, motivée par les efforts d'investissement et soutenue par la création ou l'officialisation de petites entreprises et systèmes au service des jeunes agriculteurs. Dans un tel contexte, l'accès à l'électricité constitue une ressource stratégique.

Au Bénin, les programmes sociaux restent rudimentaires. Les dernières avancées majeures portent sur l'introduction d'assurances santé universelles et de systèmes de microassurance associés à des microcrédits sous la responsabilité du Fonds national de la microfinance. La mise en place d'un système de sécurité sociale est actuellement en phase d'expérimentation. En outre, le ministère des Affaires sociales et les centres pour le développement social déploient des mesures en faveur des plus défavorisés au travers d'un réseau associatif dédié à la société et de différentes ONG. Leur impact reste limité en raison de leur faible financement.

[2] D'après la définition de la Banque Mondiale, l'extrême pauvreté désigne un revenu de 1,25 $ par jour.

10.6.1.5 La pauvreté, l'emploi et les revenus

La persistance et l'augmentation de la pauvreté sont notamment induites par une incapacité à créer suffisamment d'emplois et de sources de revenus, particulièrement chez les jeunes. Cinquante-neuf pourcents des jeunes de 15 à 39 ans sont actifs. La plupart sont indépendants ou travaillent pour leurs parents (59 %), certains d'entre eux étant apprentis (8,6 %). Une grande partie des embauches se fait sans contrat. Pour une vaste majorité (90,4 %), l'emploi est informel. Le développement de l'emploi formel au sein du secteur privé ne permet pas d'absorber l'explosion des jeunes ressources. Situés principalement au sud (dans les villes de Parakou et Bohicon, notamment), le secteur industriel et les grandes entreprises constituent une source d'emplois.

En dehors du secteur agricole, l'artisanat et les micro/petites entreprises représentent cependant la principale source d'emplois pour la majorité de la population. Ainsi, à Djougou (260 000 habitants, dont 50 000 au centre-ville), 7 000 entreprises d'artisanat sont enregistrées. Chacune d'entre elles offre des emplois ou des contrats d'apprentissage à hauteur de quatre ou cinq employés (soit 30 000 personnes au total). En outre, les collectifs comptent probablement de nombreux artisans non enregistrés. À Bohicon, 1 425 petites entreprises d'artisanat sont enregistrées, lesquelles s'acquittent de 38 % des impôts municipaux. Natitingou compte environ 1 000 entreprises d'artisanat enregistrées. Au Bénin, les micro et les petites entreprises, les petits commerces et les petits services représentent la principale source d'emplois et de revenus. Ce secteur est donc stratégique à la lutte contre la pauvreté.

Pour l'ensemble des acteurs économiques (micro, petites et grandes entreprises), l'énergie (et l'accès au financement) apparaît comme le premier facteur limitatif du développement des entreprises.

10.6.1.6 Le développement humain : accès à l'éducation, à la santé et à l'eau

Au Bénin, l'éducation s'est globalement développée. Le taux brut de scolarisation primaire a atteint 119,72 % en 2012 (écart de six points entre les garçons et les filles) ; le marché secondaire a augmenté de 69 % pour le premier cycle et de 112 % pour le second cycle en 5 ans (de 2006 à 2011). Au primaire, le taux de réussite d'une classe à l'autre atteint 75 %, 12 % des élèves redoublant et 13,5 % d'entre eux abandonnant l'école. Dans le secteur public, les conditions d'étude restent difficiles avec un taux de 44 élèves par professeur et des salles de classe dans un état précaire Le système permet de prendre en charge le grand nombre d'enfants à scolariser. Cependant, le taux d'abandon reste élevé, seuls 72 % des élèves achevant le cycle primaire. En outre, la qualité de l'éducation reste problématique. Les évaluations du primaire[3] révèlent que la plupart des élèves ne disposent ni des bases littéraires, ni des bases mathématiques ; ils sont donc enclins à perdre les rares acquis dont ils disposent après avoir quitté l'école.

Les résultats pour le cycle secondaire sont pires, le taux d'abandon et d'échec étant supérieur. Le taux de réussite des candidats au baccalauréat est de 28 %.

[3] Entre 2005 et 2007, le PASEC (Garnier) et l'ABE-LINK ont mené des travaux d'évaluation du système d'éducation primaire portant sur l'apprentissage des élèves.

En outre, l'analphabétisme a considérablement reculé pour passer de 63 % en 2005 à 44,6 % en 2012, la disparité entre les hommes (57 % d'alphabètes) et les femmes (33 % d'alphabètes) restant élevée.

Bien qu'insuffisant, l'accès aux prestations médicales s'est amélioré. En 2012, la prise en charge des établissements de santé atteignait 51,4 % (INSAE, 2013b). Les réalisations de ces dernières années renvoient à une nette amélioration de la couverture des soins prénataux (presque 100 % des enfants) et des accouchements assistés (93,8 %) sous la forme d'une prime offerte aux femmes adhérant au protocole. Les principales maladies infectieuses ont reculé, et la lèpre, l'onchocercose et la dracunculose ont été éradiquées. Le virus de l'immunodéficience humaine (HIV) et le SIDA ont atteint un seuil de prévalence de 2 %. La malaria demeure un fléau de taille. Bien qu'encore inadaptée, la prise en charge médicale s'est considérablement améliorée depuis 2012. Le Bénin compte en moyenne un médecin pour 5 849 habitants, un infirmier pour 1 823 habitants et une sage-femme pour 1 524 habitants.

Au Bénin, l'accès à l'eau salubre s'est nettement amélioré et s'inscrit comme l'un des objectifs du millénaire pour le développement atteints pour 2015 : 63,7 % des ménages et 72,7 % de la population du pays sont désormais raccordés à l'eau.

En outre, l'accès à l'électricité s'est considérablement amélioré comme l'indique le tableau ci-dessous.

Tableau 10-14 – Accès à l'électricité

	2010	2011	2012
Taux d'électrification nationale (en %)	27,4	27,9	28,2
Taux en milieu urbain (en %)	53,8	53,9	54,9
Taux en milieu rural (en %)	3,5	3,8	4,48
Taux de couverture nationale (%)	34,9	37,2	39,2
Nombre de localités électrifiées	1 312	1 397	1 473
Nombre d'abonnés standard	416 256	437 092	454 199

Source : DGE/MERPMEDER

10.6.1.7 Conclusions socioéconomiques

Ces trois dernières années, la reprise économique a ouvert de nouvelles possibilités en faveur de la lutte contre la pauvreté. L'investissement massif dans le développement du capital humain à partir des ressources nationales et les programmes d'aide au développement ont impacté le niveau d'éducation et de prise en charge médicale des populations. Cependant, la répartition des bénéfices de la croissance au profit des personnes défavorisées s'est inscrite dans le cadre d'une amélioration de l'emploi et de la productivité économique (emploi informel, notamment). De ce fait, l'accès à l'électricité apparaît comme un facteur stratégique du développement économique dans son ensemble.

Les investissements en matière de production énergétique apparaissent souvent neutres en termes de considérations sociales ou genres. En effet, leur objectif porte sur l'augmentation de la production électrique sans distinction quelconque de la classe sociale ou du genre. Cependant, les expériences

passées[4] ont prouvé qu'à l'instar des inégalités de genre, les différences sociales étaient significatives en termes d'accès à l'énergie (capacité à se connecter au réseau, amélioration des conditions de vie et augmentation des revenus). Les classes privilégiées tirent immédiatement parti de la production électrique alors que les populations les plus pauvres ne peuvent profiter des opportunités liées au renforcement des ressources énergétiques.

Trois questions sous-tendent l'étude sociale et genre des projets du secteur électrique :

1. En quoi les projets énergétiques permettent-ils de lutter contre la pauvreté ?
2. Dans quelle mesure ces projets contribuent-ils à réduction des inégalités de genre ? Encouragent-ils l'évolution des relations sociales entre les deux sexes ?
3. Quels paramètres permettent d'optimiser les impacts positifs en termes de lutte contre la pauvreté et de réduction des inégalités de genre ? Quels paramètres permettent de limiter les impacts négatifs potentiels ?

La phase de préparation des investissements de production du secteur énergétique néglige souvent l'analyse des composantes genres. En effet, celle-ci impose une réflexion au-delà de la simple connexion de réseaux ; elle englobe les conditions d'utilisation de l'énergie, ainsi que ses avantages et inconvénients pour l'abonné. L'analyse sociale des opportunités et contraintes associées à de tels investissements doit faire l'objet d'une approche similaire, notamment pour les classes les plus pauvres et les projets affectant des zones/foyers spécifiques en dehors de l'amélioration du réseau de distribution national.

D'un point de vue global, l'accès à l'énergie des segments les plus pauvres et des femmes est limité par diverses contraintes préalables :

- La capacité à accéder à l'électricité – Connexion et utilisation (paiement de la connexion, de l'abonnement mensuel, du compteur, des installations résidentielles et des dispositifs nécessaires).
- La capacité à tirer parti des opportunités liées à l'accès à l'électricité – Investissement matériel et développement économique.
- La capacité à influencer sur les décisions – Localisation des investissements, conditions proposées aux abonnés, opportunités économiques professionnelles. Le coût de la connexion et du suivi des petits abonnés est relativement élevé pour les distributeurs (nombreux compteurs en partie subventionnés, nombreuses factures à établir, suivre et traiter). De ce fait, la valorisation des indicateurs de gestion peut encourager le désintérêt des petits abonnés au profit de clients plus lucratifs.

L'identification de ces contraintes préalables permet de corriger certains paramètres et d'introduire des mesures d'accompagnement permettant de valoriser l'intérêt de l'investissement auprès des segments les plus pauvres et des femmes.

[4] Étude réalisée par la Banque Mondiale, par exemple.

10.6.2 Étude sociale et genre (SGA)

L'étude sociale et genre adopte un point de vue concentrique par individu, foyer ou communauté. Fondée sur une utilisation et des besoins identifiés, elle s'attache à déterminer les impacts positifs et négatifs associés à l'augmentation de la production électrique. De ce fait, l'analyse des besoins, exigences et contraintes associés est exécutée sur plusieurs niveaux :

- Intrafamilial (au sein du ménage), pour une partie de l'étude genre
- Familial (au niveau du ménage), avec une attention particulière portée sur les difficultés rencontrées par les ménages les plus pauvres en termes d'accès à l'électricité et de consommation
- Communautaire, pour les services publics qui profitent globalement aux populations
- Économique, notamment pour les petites entreprises et les groupements féminins

L'augmentation de la production électrique du réseau affecte les régions déjà desservies par la SBBE et concerne donc les zones urbaines, périurbaines et rurales pour les municipalités raccordées. L'étude porte également sur les sites concernés par les travaux (essentiellement Cotonou pour les projets de distribution) et traite des questions genres et des dynamiques sociales rattachées à la terre, à l'activité, aux revenus et aux relocalisations.

L'étude repose sur des travaux d'investigation :

- Rencontres avec les élus et les techniciens de sept localités
- Rencontres avec des artisans, des groupements féminins, des petites entreprises gérées par des femmes, l'organisme de soutien aux PME, et la chambre de commerce et d'industrie de Parakou
- Rencontres avec des ménages (raccordés ou non au réseau) et divers groupes socioéconomiques
- Rencontres avec les propriétaires des terres communautaires choisies pour l'installation des centrales électriques
- Rencontres avec les représentants des institutions nationales (ministère des Affaires sociales, ministère de la Microfinance, ministère des Petites entreprises et Fonds national de la microfinance)
- Analyse d'études similaires et de leurs conclusions.

10.6.2.1 Rencontres

Les rencontres avec les groupes ciblés ont été menées en environnement urbain et périurbain (quartiers du centre-ville parfaitement équipés et nouvelles périphéries mal équipées/connectées au réseau).

- Au centre-ville, les foyers dans l'impossibilité de s'abonner correspondent aux ménages les plus pauvres ne pouvant s'acquitter des coûts d'installation.
- En périphérie, la situation est plus diversifiée : de nombreux foyers sont connectés en toile d'araignée (voir explications ci-après) alors que d'autres sont en mesure de se raccorder au réseau ou de s'équiper de solutions alternatives. En définitive, de nombreux ménages ne sont pas encore connectés.

Les rencontres organisées pour les sites choisis pour l'installation des centrales photovoltaïques ont été menées sur place avec l'aide des autorités locales (chefs de village, chefs traditionnels, chefs de la terre, consultants et représentants de la municipalité). Des guides de rencontre ont été rédigés. Les sessions ont été tenues en langue locale, avec l'aide d'un interprète. Les acteurs suivants ont été rencontrés séparément :

- Propriétaires terriens et représentants familiaux
- Femmes
- Jeunes des communautés et membres d'une association de développement des villages

Les rencontres avec les artisans ont été organisées par les municipalités avant invité les représentants d'associations d'artisanat. Les rencontres avec les groupements féminins et les microentreprises gérées par des femmes ont été organisées avec les centres pour le développement social.

Les rencontres avec les ménages ont été organisées conjointement avec les municipalités concernant le choix des quartiers et l'invitation des foyers (raccordés et non raccordés au réseau). Chaque localité a été choisie en fonction de son centre-ville et de sa périphérie, pour la plupart connectés au réseau. À Cotonou, les rencontres ont été organisées uniquement au sein des quartiers mal desservis représentatifs des ménages les plus pauvres.

Tableau 10-15 – Synthèse des rencontres SGA

	Natitingou	Djougou	Bohicon	Parakou	Bembéréké	Onigbolo	Cotonou
Rencontres avec les ménages							
Nombre de rencontres	2	3		3			3
Nombre de participants	23	70		34			78
Nombre de femmes				13			44
Rencontres avec les groupements féminins et les petites entreprises gérées par des femmes							
Nombre de participants	16	24		25	15		
Rencontres avec les artisans et les petites entreprises							
Nombre de participants	4	45		6			
Les rencontres sur les sites choisis pour l'installation des centrales photovoltaïques							
Nombre de rencontres	2	3	4	2	3	3	
Nombre de participants	66	70	83	57	46	50	
Nombre de femmes	26	19	43	34	14	18	

10.6.2.2 Conclusions des rencontres

Enjeux de connexion

Un foyer se raccorde au réseau dès qu'il est en mesure de se connecter. 75 des 157 ménages interrogés n'ont pas encore accès à l'électricité, ce qu'ils déplorent, pour les motifs suivants :

- Coût élevé de la connexion
- Difficulté à obtenir un compteur
- Quartier non raccordé au réseau

Les frais de connexion, mais aussi les conditions d'accès et les questions de gouvernance apparaissent au cœur des problèmes de connexion. Les ménages les plus pauvres ne peuvent acquérir de compteur par eux-mêmes, car ils ne peuvent satisfaire aux exigences suivantes :

- Obtenir l'accord du propriétaire.
- Se trouver à proximité du réseau, notamment dans les zones non desservies représentatives des populations pauvres.
- S'inscrire sur les listes d'attente et connaître les réseaux permettant d'acquérir un compteur.
    - Au cours des échanges, les participants ont indiqué que l'acquisition d'un compteur dans un délai raisonnable dépendait de la connaissance du réseau et de mesures que les populations les plus pauvres ne pouvaient offrir.
- S'acquitter d'une somme importante en un seul paiement.

La configuration de base (2 ampoules et 2 prises femelles) revient en moyenne à 125 000 francs CFA avec un compteur standard (deux câbles électriques de 5 kVA) de 100 000 francs CFA (mémo SBEE de 2014), sans compter le coût de l'installation résidentielle (25 000 francs CFA minimum). Il existe des offres de compteur promotionnelles coûtant entre 30 000 et 50 000 francs CFA dont les règles d'éligibilité ne sont pas homogènes (en termes de définition comme d'application).

En comparaison, le seuil de pauvreté dernièrement établi s'élève à 120 839 francs CFA par an et par habitant, soit l'équivalent de l'accès à l'électricité (INSAE, 2012). De ce fait, l'investissement permettant d'accéder au réseau n'est pas à la portée des ménages les plus pauvres qui déplorent que le paiement ne puisse être échelonné ou faire l'objet d'un crédit. S'ajoute à cela, le désaccord des utilisateurs quant à la nécessité de payer davantage pour un compteur.

Difficultés à obtenir un compteur

Les difficultés liées à l'obtention d'un compteur ont été soulignées par la plupart des ménages et petites entreprises, qu'ils soient ou non en mesure de s'acquitter des coûts de connexion.

Les personnes interrogées ont toutes précisé que l'obtention d'un compteur était un véritable « parcours du combattant ». Le traitement des demandes exige de nombreux échanges avec la SBEE. Les délais d'attente peuvent être extrêmement longs (de plusieurs mois à plus d'un an). Les clients dénoncent le manque d'organisation et de prise en compte des attentes dont font preuve les agents de la SBEE, lesquels bénéficient d'avantages inéquitables. Les ménages les plus pauvres confrontés à un tel système sont particulièrement désavantagés en raison de l'absence de soutien de la part de la SBEE et de leur incapacité à payer les frais de dossier supplémentaires.

Le sentiment de non-réponse aux besoins est manifeste et les ménages/habitants adoptent différentes stratégies pour contourner le problème :

- Ils partagent les compteurs installés par leurs propriétaires ou leurs voisins. En général, leur consommation dépend du nombre d'ampoules, de prises et d'appareils dont ils disposent. L'estimation de leur consommation est fixe, arbitraire et plus chère que s'ils utilisaient un compteur. La répartition des charges électriques avec le propriétaire du compteur ou les autres locataires utilisant l'électricité soulève de nombreux conflits.

- Ils utilisent une connexion en toile d'araignée. Ils « tirent des câbles » depuis les installations existantes et peuvent parfois monter un compteur ou un raccord illégal sur le compteur d'un voisin. Ces installations rocambolesques et non sécurisées sont à l'origine d'un grand nombre de pannes et d'accidents, et coûtent souvent plus cher qu'une installation traditionnelle. Les connexions illégales s'inscrivent comme la seule solution permettant de se raccorder au réseau depuis les quartiers les plus pauvres ou lorsque les délais d'attente sont démesurés.
- Les ménages les plus riches s'équipent de générateurs ou de systèmes solaires. Cette dernière option est particulièrement répandue parmi la classe moyenne de Natitingou installée dans les quartiers périphériques. Outre la capacité de production électrique et de stockage nocturne, cette solution permet de contourner les problèmes de gouvernance de la SBEE ainsi que les complications habituelles. Le coût moyen d'une installation pour un logement de classe moyenne tourne autour de 400 000 francs CFA (communication interne du Collectif des artisans, 2015). L'installation de générateurs se révèle moins attractive en raison des coûts d'achat et d'exploitation supérieurs à ceux de la SBEE.

Utilisation et besoins d'après la classe socioéconomique

D'après les rencontres avec les ménages menées au cours de la phase de préparation de la présente étude, et au vu de la documentation existante en la matière, l'utilisation de l'électricité fait l'objet d'effets de seuil en fonction des caractéristiques socioéconomiques de la population (Banque Mondiale, 2008). Un compromis est établi entre les besoins des clients et le coût de l'électricité et des équipements.

Le premier besoin porte sur l'éclairage résidentiel. Celui-ci modifie radicalement la gestion du temps des familles. Il permet aux enfants d'étudier, et aux femmes d'œuvrer plus longtemps, d'optimiser leurs performances et de procéder aux tâches ménagères en soirée, et offre un espace de détente la nuit tombée (pour les hommes notamment). En outre, l'éclairage renforce la sécurité et prévient les cambriolages.

Outre l'éclairage, les ménages les plus pauvres utilisent l'électricité pour écouter la radio et recharger les téléphones portables devenus indispensables.

Lorsque le ménage dispose de capacités financières supérieures et peut ainsi acquérir des appareils électroménagers et payer des factures plus importantes, il s'équipe selon l'ordre de préférence suivant :

- Ventilateurs
- Télévision, laquelle est de plus en plus considérée comme un équipement indispensable à la vie moderne qui permet de s'informer, de faire de nouvelles expériences, de découvrir de nouvelles idées et de nouvelles situations, et d'instaurer une référence commune.
- Réfrigérateur, lequel permet non seulement de conserver les aliments, de mieux gérer ses achats et d'économiser du temps, mais aussi de servir des boissons fraîches et d'assurer un petit commerce.

Enfin, les ménages les plus riches (membres du gouvernement, par exemple) investissent dans des appareils simplifiant les tâches ménagères : robots de cuisine, fer à repasser, cafetière, congélateur, console de jeu et ordinateur (pour les adolescents, notamment) et, en dernier lieu, climatiseurs.

Gestion du système

Équipés de compteurs de 5 kVA, les ménages les plus pauvres peuvent tirer parti de la tranche sociale, un taux subventionné applicable aux premiers 20 kWh/mois à 78 francs CFA/kWh, hors taxes. Les ménages modestes sont soumis à la 2e tranche de consommation, soit entre 2 500 et 3 000 francs CFA/mois avec télévision et ventilateur.

À Djougou, les ménages dépensent en moyenne 5 000 à 7 000 francs CFA/mois en électricité. Lorsque l'activité professionnelle est exercée à domicile, la facture augmente rapidement.

Pour l'ensemble des ménages, le prix de l'électricité est disproportionné. Cependant, le mécontentement général porte davantage sur les problèmes de gouvernance et de transparence.

Les clients dénoncent notamment l'absence de transparence pour la facturation des compteurs standard. D'un mois à l'autre, les sommes varient considérablement alors que la consommation reste similaire. La réception imprévue de factures colossales s'accompagne souvent de non-paiements, le ménage n'ayant pas anticipé un montant doublé, voire triplé, dans son budget. Cela entraîne des dépenses supplémentaires liées à la coupure, puis au rétablissement de l'électricité. Avec les compteurs à carte, la consommation reste globalement constante, ne faisant ainsi qu'alimenter un sentiment de facturation douteuse chez les clients équipés de compteurs standard.

Ensuite, les clients dénoncent les conditions de paiement. Dans certaines zones de Cotonou, les clients doivent régler leur facture dans des centres de paiement. Le nombre insuffisant de machines et d'employés ainsi que les horaires d'ouverture inadaptés sont synonymes de files d'attente interminables. Une perte de temps pouvant parfois entraîner un retard de paiement et des dépenses supplémentaires liées à la coupure, puis au rétablissement de l'électricité. Le problème se répète avec les cartes qui doivent être portées au centre de paiement. Par ailleurs, les clients déplorent les défaillances qui les obligent à se rendre dans un autre centre de paiement de Cotonou, par exemple. Ces problèmes ne concernent que les particuliers, les gros clients bénéficiant de circuits VIP destinés à simplifier le processus.

Les ménages les plus pauvres connaissent parfaitement la situation. Certains d'entre eux font part de leur crainte de ne pouvoir s'abonner et assumer de telles dépenses. Cependant, l'adoption des compteurs à carte s'inscrit comme une solution adaptée qui permet de pallier toute dérive de la consommation et de renforcer la transparence de la facturation.

D'ailleurs, la SBEE a choisi de combler ces carences (tout du moins en partie) puisqu'elle a prévu (SBEE, 2015) :

- D'ouvrir de nouveaux centres de paiement afin de désengorger le système
- De développer un système d'accréditation des distributeurs pour la vente des cartes de sorte à autoriser leur achat par l'intermédiaire de fournisseurs indépendants agréés en dehors des centres de paiement
- De développer les services télébancaires pour Cotonou et certains autres grands centres urbains

La stratégie d'adoption des compteurs à carte répond à la fois aux exigences d'économie énoncées par la direction du groupe et aux intérêts de la majorité de la population. Désormais, les compteurs fournis aux particuliers consommant moins de 30 kilovolts-ampères (kVA) seront à carte. En outre, le projet de remplacement des compteurs traditionnels par des modèles à carte a été lancé.

Les ménages dénoncent également les insuffisances qualitatives et quantitatives du réseau d'alimentation. Les coupures sont régulières. L'inconstance de la tension s'inscrit comme un inconvénient majeur. Les sous-tensions et les surtensions détériorent les appareils électroménagers. Tous les ménages interrogés avouent avoir dû se défaire d'un appareil suite à une surtension après rétablissement de l'électricité. Quelques ménages sont en mesure d'installer des onduleurs haute qualité. Malheureusement, il incombe au client de s'équiper correctement afin de pallier les insuffisances techniques de la SBEE. En dépit des quelques plaintes déposées, aucun appareil endommagé n'a jamais fait l'objet d'un quelconque remboursement.

Les variations de tension continuent de toucher les ménages les plus pauvres dont les ressources financières limitées ne permettent pas de remplacer les équipements endommagés.

Gestion des classes les plus pauvres

En définitive, ces contraintes affectent la majorité de la population en raison de la pauvreté prédominante qui caractérise le Bénin. Environ 75 % des ménages vivent avec moins de 2 $ par jour et par personne, et 45 % avec moins de 1 $.

- Le coût d'acquisition et d'installation d'un compteur est extrêmement élevé en dépit des offres promotionnelles.
- L'affectation d'un compteur n'est ni transparente, ni rapide. Elle s'accompagne de dépenses imprévues que les classes les plus pauvres ne peuvent assumer, s'en trouvant ainsi davantage défavorisées par rapport aux foyers les plus éminents.
- Il n'existe aucune possibilité de financement permettant un paiement échelonné ou par crédit.
- Les quartiers où les ménages les plus pauvres sont majoritaires sont mal desservis et le coût des connexions au réseau est donc supérieur.
- L'installation d'un compteur doit être validée par le propriétaire, dont l'accord n'est pas toujours simple à obtenir.
- La gestion du réseau reste une préoccupation (crainte de se trouver en défaut de paiement).

Utilisation et besoins par genre

Après avoir analysé les différences liées à l'utilisation et à l'accès des ménages à l'électricité en fonction de leur classe socioéconomique, il convenait de se pencher sur la question de l'égalité de genre. Il était essentiel de déterminer si les femmes :

- bénéficient d'un accès à l'électricité identique à celui des hommes (ménages patriarcaux vs ménages matriarcaux) ;
- utilisent l'électricité de manière analogue et en quoi leurs besoins et pratiques diffèrent de ceux des hommes ; et
- accordent autant d'importance à l'électricité que les hommes.

Ces informations sont reprises ultérieurement dans la section 10.6.3, Étude genre.

Utilisation et besoins des commerces

L'amélioration de la production d'énergie est essentiellement prévue en journée, ce qui devrait aussitôt profiter aux opérateurs économiques qui affichent une consommation massive pendant cette période.

Le développement de l'industrie, du tertiaire et de l'artisanat est limité par une alimentation insuffisante. Les municipalités, les collectifs d'artisans et les chambres de commerce ont identifié plusieurs facteurs limitatifs stratégiques :

- Une alimentation insuffisante avec des coupures régulières qui réduisent les temps de travail et de production[5], et donc les besoins en termes de main d'œuvre
- Une baisse de la production qui affecte la rentabilité de l'entreprise
- Une insuffisance énergétique qui détourne les investisseurs de certains secteurs industriels et artisanats, et affecte le développement des projets
- Une alimentation insuffisante qui impose aux petites entreprises de recourir à des équipements et des techniques obsolètes ne faisant pas appel à l'électricité ; celles-ci ne peuvent donc répondre à la demande et aux besoins des clients modernes
- Une alimentation insuffisante imposant aux entreprises de s'équiper de générateurs ; ainsi, le coût d'exploitation augmente au détriment de la rentabilité

Comme indiqué ci-dessous, les besoins et contraintes associées à l'alimentation électrique varient en fonction de l'entreprise.

Moyennes et grandes entreprises

Principalement situées à Cotonou, Parakou, Bohicon et Porto-Novo, ces entreprises sont spécialisées dans l'activité tertiaire ou industrielle (banques, compagnies d'assurance, organisme de gestion ou entreprises commerciales, par exemple). Certains grands groupes industriels se situent à l'extérieur des centres urbains (grandes entreprises agricoles implantées à proximité des sites de production (huilerie, fabrique de coton et usines de ciment, par exemple).

Les grandes entreprises bénéficient d'un accès privilégié à l'énergie :

- Réseau moyenne tension et connexions
- Procédures plus rapides

Avec 80 % des ventes pour 20 % de la clientèle, ces entreprises s'inscrivent comme les principaux clients de la SBEE. La SBEE a désigné des conseillers clientèle chargés de gérer les portefeuilles, le paiement des factures ainsi que diverses démarches. Les moyennes entreprises peuvent utiliser leurs connexions avec des membres importants de la SBEE pour le paiement de leurs factures et leurs démarches, évitant ainsi les longues files d'attente des centres de service client SBEE.

[5] À Djougou en période difficile, les coupures en journée peuvent durer plusieurs heures et se répéter à plusieurs reprises sur une semaine.

Pour ce secteur, l'insuffisance de l'alimentation s'inscrit comme un problème majeur. Les coupures interruption réduisent les temps de travail et la production. Elles découragent les investisseurs et acheteurs professionnels, notamment dans les grandes villes des régions touchées par cette insuffisance : Parakou, Djougou, Natitingou et Bohicon.

Les moyennes entreprises dénoncent le coût démesuré des tableaux électriques (plus de 25 000 000 francs CFA) nécessaires dès que la consommation dépasse 60 kVA (le seuil maximum pour un compteur) et l'impossibilité à bénéficier d'un crédit pour ce type d'investissement (communication interne de la chambre de commerce et d'industrie de Parakou, 2015).

L'amélioration du réseau d'alimentation électrique renforcera la production et la rentabilité des entreprises, créant ainsi un environnement favorable au développement de leurs activités. Elle encouragera également la création d'entreprises.

La création de richesses et la dynamisation de la croissance économique avec hausse de l'emploi et des revenus s'inscrivent comme les principaux impacts qui en découlent. Bien que le secteur n'emploie que 5 % des effectifs (NDOYE, 2015) et requière généralement une qualification minimale, cette croissance devrait favorablement influencer la création d'emplois formels et potentiellement réduire la part des activités non officielles au Bénin.

Micro et petites entreprises

Outre l'importance économique et sociale de cette composante, les données statistiques[6] sur les micro et petites entreprises ne sont pas fiables, la plupart d'entre elles relevant du secteur informel.

La persistance et l'augmentation de la pauvreté sont notamment induites par une incapacité à créer suffisamment d'emplois et de sources de revenus, particulièrement chez les jeunes. 90 % des jeunes de 15 à 29 ans occupent un emploi informel, généralement indépendant, pour le compte de leurs parents (59 %) ou dans le cadre d'un apprentissage (8,6 %). Une grande partie des embauches se fait sans contrat (INSAE, 2013c).

En dehors du secteur agricole, l'artisanat et les micro/petites entreprises représentent cependant la principale source d'emplois pour la majorité de la population. Ainsi, à Djougou (260 000 habitants, dont 50 000 au centre-ville), 7 000 entreprises d'artisanat sont enregistrées. Chacune d'entre elles offre des emplois ou des contrats d'apprentissage à hauteur de quatre ou cinq employés (soit 30 000 personnes au total). En outre, les collectifs comptent probablement de nombreux artisans non enregistrés. À Bohicon, 1 425 petites entreprises d'artisanat sont enregistrées, lesquelles s'acquittent de 38 % des impôts municipaux. Natitingou compte environ 1 000 entreprises d'artisanat enregistrées.

La plupart de ces micro et petites entreprises interviennent dans le secteur informel en dépit du système destiné à simplifier leur enregistrement à l'aide de centres dédiés et de tarifs préférentiels (30 000 francs CFA en 2015) notamment.

[6] Données fragmentées

Les petites et très petites entreprises interviennent dans des secteurs variés, tels que :

- Les commerces et les petites exploitations agroindustrielles, gérées pour la plupart par des femmes.
- L'artisanat qui englobe de nombreux corps de métiers (211 professions reconnues), dont le transport, la restauration ou encore l'hébergement.

Au Bénin, les micro et les petites entreprises, les petits commerces et les petits services représentent la principale source d'emplois et de revenus. Ce secteur est donc stratégique à la lutte contre la pauvreté.

- Elles s'inscrivent comme la première source d'emplois permettant à la majorité des jeunes béninois de se former et de travailler ; elles offrent notamment des opportunités d'activité indépendante étant donné que le secteur formel ne peut répondre au besoin de ces ressources.
- Ce secteur permet aux femmes d'y être parfaitement représentées et de disposer de nombreuses opportunités économiques.
- Elles offrent des emplois aux ressources non qualifiées et aux étudiants des filières professionnelles et techniques.
- Elles s'acquittent des taxes des gouvernements locaux.
- Elles ciblent un marché en expansion influencé par la croissance démographique, et donc par la consommation et la production locale.
- Elles apparaissent comme une industrie organisée affichant un sens aigu de la responsabilité sociale (notamment grâce aux apprentissages qui permettent à chaque artisan d'apprendre un métier de mars à mai, sous une forme pas toujours contractuelle).
- Elles sont omniprésentes, notamment dans les villages et les zones agricoles du nord où la pauvreté est plus marquée.

Utilisation et besoins des artisans

L'électricité leur est indispensable. « De nos jours, travail rime avec électricité. » Pour les plus jeunes, se lancer dans une activité rentable ne peut se faire sans électricité. L'augmentation des besoins et de la demande des clients des zones urbaines et périurbaines impose son utilisation (coiffeurs, par exemple).

L'ensemble des entreprises urbaines et périurbaines ont recours à l'électricité. Leurs besoins englobent notamment :

- L'éclairage permettant à l'entreprise d'adapter ses horaires d'ouverture de sorte à traiter davantage de commandes.
- L'utilisation de machines et d'équipements plus productifs. Par exemple, il est aujourd'hui presque impossible de broder sans brodeuse électrique. De même, les besoins en électricité des menuisiers et des scieries sont plus importants. Les anciens équipements manuels doivent être abandonnés au plus vite. L'adoption de l'électricité améliore la productivité et la qualité tout en simplifiant l'activité.
- Certains métiers ne peuvent s'exercer sans électricité (électriciens, mécaniciens ou soudeurs, par exemple).

- En outre, le secteur tertiaire et la restauration dépendent en grande partie de l'électricité : elle permet aux restaurants et aux bars de conserver aliments et boissons, d'éclairer l'établissement et d'offrir un environnement plus convivial (avec ventilateurs, téléviseurs et système audio, par exemple).
- Les exploitations agroindustrielles ne cessent de s'équiper en réfrigérateurs et en congélateurs pour conserver leur production et ainsi préserver leur activité.
- En outre, de nombreuses activités de services (photocopie, impression) utilisent l'électricité.

Accès et consommation

Le type de compteur et la consommation moyenne varient considérablement en fonction de l'activité et de la taille des locaux.

L'artisanat utilise des compteurs de 15 à 60 kVA ; leur consommation est supérieure au taux subventionné de la SBEE, à savoir la tranche sociale. La tranche sociale bénéficie d'un tarif de 78 francs CFA par kWh lorsque la consommation est inférieure à 20 kWh par mois, aucune taxe n'étant appliquée. Les artisans paient jusqu'à 111 francs CFA par kWh. Les rencontres avec les petits entrepreneurs ont permis d'estimer les consommations mensuelles, par exemple :

- Entre 7 000 et 15 000 francs CFA pour un coiffeur
- Entre 30 000 et 150 000 francs CFA pour les restaurants et les snack-bars (compteurs de 30 à 60 kVA pour l'utilisation de réfrigérateurs et de congélateurs).

Les petites entreprises sont logées à la même enseigne que les clients particuliers et rencontrent les mêmes obstacles en termes d'accès à l'électricité. Ils doivent faire face :

- à la difficulté d'obtenir un compteur et à des délais particulièrement longs (de plusieurs mois à un an), notamment pour les modèles de 30 kVA. à un coût de connexion en définitive supérieur au prix officiellement communiqué pour un compteur de 30 kVA (213 000 CFA pour l'acquisition et l'installation). Il est essentiel d'établir des relations permettant d'arriver à ses fins et de se connecter.
- Le réseau est insuffisant en zone périurbaine, là où la plupart des nouveaux artisans sont implantés. Les centres-villes étant encombrés, l'extension se fait vers l'extérieur, dans des zones non desservies par la SBEE ; en général, les connexions sont réalisées en toile d'araignée.
- Les stratégies alternatives sont similaires : de nombreuses petites entreprises partagent des compteurs de faible capacité (15 kVA maximum) et se connectent en toile d'araignée.

La facturation soulève de nombreuses réclamations similaires à celles des ménages :

- Les factures augmentent de manière soudaine et aléatoire en dépit d'une activité constante.
- Les règlements doivent être effectués en centre paiement, dont les horaires et les ressources sont inadaptés (provoquant de longues files d'attente). Ce point se révèle particulièrement invalidant pour les entreprises soucieuses d'une gestion cohérente du temps.
- L'achat des cartes ne peut se faire au guichet.

- Seules les activités à faible consommation (entre 5 et 10 kVA – coiffure ou couture, par exemple) peuvent recourir aux compteurs à carte, et donc contrôler leur consommation et leur facture.

Inadapté, le réseau électrique pénalise lourdement les petites entreprises dans l'impossibilité de s'équiper de générateurs. Les coupures peuvent durer et s'étendre sur plusieurs heures de la journée, perturbant ainsi l'organisation du travail et la capacité à traiter les commandes clients. Elles entraînent de lourdes pertes pour les entreprises qui dépendent de systèmes de réfrigération : les restaurants ne peuvent gérer leurs stocks et leurs achats par crainte des pertes.

La qualité de l'alimentation électrique pose un véritable problème aux petites entreprises qui peuvent difficilement se protéger contre les sous/surtensions. Les appareils sont endommagés, voire détruits, et imposent un nouvel investissement, réduisant ainsi la rentabilité de l'entreprise. À l'instar des ménages, les utilisateurs lésés sont rarement dédommagés.

Micro et petites entreprises gérées par des femmes

La situation et les enjeux que connaissent les micro et petites entreprises gérées par des femmes sont similaires à ceux auxquels sont confrontées les entreprises gérées par des hommes. Les femmes détiennent la plupart des micro et petites entreprises des secteurs suivants :

- Petits et moyens commerces, activités tertiaires de taille moyenne, petites exploitations agroindustrielles ;
- Restaurants, snack-bars et stands boissons ;
- Salons de coiffure ; et
- Bien que leur présence soit assez rare, certaines exercent des professions jugées masculines (mécanique, menuiserie ou construction, par exemple).

Les femmes exercent généralement de manière indépendante, en tant qu'entrepreneurs individuels enregistrés. Elles embauchent les ressources dont elles ont besoin et font massivement appel aux employés. Les caractéristiques professionnelles des femmes sont similaires à celles des hommes, à quelques différences près :

- La part du secteur informel reste plus importante
- La part d'activités exercées est réduite
- Le capital d'origine est inférieur
- La taille de l'entreprise est davantage variable, depuis l'activité libérale et résidentielle génératrice de revenus aux entreprises enregistrées employant plusieurs employés ou présentes sur une plus grande échelle

Elles sont tout autant touchées par les insuffisances qualitatives et quantitatives du réseau d'alimentation. En revanche, elles disposent d'un nombre inférieur de relations au sein de la SBEE leur permettant d'acquérir un compteur ou de résoudre leurs problèmes.

Autres obstacles au développement des micro et petites entreprises

La disponibilité de l'électricité ne constitue pas le seul facteur limitatif de la croissance et de la rentabilité de l'artisanat et des micro et petites entreprises. Les rencontres ont permis d'identifier les facteurs suivants :

- Accès au financement : difficulté à obtenir un crédit et accès aux éléments logistiques (conditions, frais ou création de dossiers, par exemple)
- Formation professionnelle et technique insuffisante pour adopter de nouvelles méthodes, développer de nouvelles activités et renforcer la qualité

Les groupes ont rarement souligné l'absence de formation des dirigeants même si les organismes d'aide aux petites entreprises désignent cette insuffisance comme un obstacle majeur à leur développement.

Une étude des barrières au développement des petites et moyennes entreprises au Bénin a mis ces difficultés en perspectives au travers de l'analyse des facteurs de croissance, de stagnation ou de faillite correspondants, à savoir (université d'Abomey-Calavi, 2008) :

- Une organisation inadaptée et l'incapacité à opter pour un fonctionnement professionnel avec séparation des stratégies de comptabilité et de développement de l'entreprise7
- Une connaissance insuffisante des possibilités de financement permettant aux entrepreneurs de compléter leurs ressources et de cerner l'importance d'un projet économique
- Le manque d'information sur l'emprunteur qui pousse les organismes de microfinancement à exiger davantage de garanties et à appliquer des taux d'intérêt élevés (2 % par mois), souvent proches du taux d'utilisation (27 %) en raison de l'ajout des frais de candidature
- Un capital d'origine insuffisant
- Le manque d'innovation
- La valorisation excessive des intérêts familiaux et communautaires dans la gestion de l'entreprise, les préoccupations familiales étant prioritaires à celles de l'entreprise.

Les trois derniers facteurs sont caractéristiques des petites entreprises gérées par des femmes et freinent leur développement.

Face à de telles conclusions, des organismes de soutien encore trop peu nombreux se développent au Bénin. Les agences, les petites structures de support professionnel (centres de valorisation commerciale, agence nationale pour le développement des petites entreprises, centre de promotion et d'encadrement des petites et moyennes entreprises), les différents projets et les ONG qui

[7] En effet, les rencontres avec les artisans ont notamment porté sur la formation technique sans pour autant faire état des besoins en termes de gestion et de comptabilité.

accompagnent l'initiative assurent l'encadrement et la formation à la gestion et au développement de leurs activités. Ces structures s'adressent essentiellement aux entreprises formelles ou aux entreprises en voie de formalisation et excluent par conséquent la plupart des microentreprises. Cependant, des efforts ont été déployés de sorte à créer des centres dédiés à la formalisation des entreprises, à la simplification des procédures et à la réduction des frais de lancement.

Le secteur de la microfinance est désormais réglementé et surveillé. Les offres de financement se sont considérablement développées avec la création du Fonds national de la microfinance (FNM) et du Fonds national pour le développement des entreprises et l'emploi des jeunes. Le FNM a collaboré avec 54 organismes de microfinancement en 2014, soir près de 447 centres de services, des crédits à hauteur de 114 milliards de francs CFA et environ 2 615 000 emprunteurs. Quatre-vingt-dix pourcents (90 %) des bénéficiaires de programmes de microcrédit sont des femmes. Soixante-deux pourcents des prêts ont été accordés à de petits commerces, pour un montant maximal de 30 000 francs CFA. Dans un deuxième temps, le FNM a développé de nouveaux produits, notamment un programme intermédiaire destiné à soutenir les activités génératrices de revenus des femmes avec des prêts compris entre 50 et 100 000 francs CFA avec contre-garantie spécifique liée aux risques de capital. Un nouveau programme pour micro et petites entreprises (MTPE) a été lancé en 2014 et a permis d'octroyer 866 millions à 150 projets. Enfin, le Fonds national de la microfinance (FNM) a développé des solutions de microassurance parfaitement adaptées aux petits entrepreneurs féminins qui permettront de réduire les déductions des activités génératrices de revenus et les conflits familiaux associés. Au Bénin, les principaux opérateurs du microfinancement sont la FECECAM (la Faitière des caisses d'épargne et de crédit agricole mutuel qui totalise des crédits à hauteur de 66 milliards en 2013), le réseau PADME (39 milliards) et la Finadev (11 milliards par an). Cependant, et afin de répondre aux besoins, des efforts supplémentaires ont été déployés en 2014 ; 17 % de la population dispose d'un compte auprès du Fonds monétaire international (8 % ayant souscrit à un emprunt et 7 % disposant d'un compte d'épargne).

Formation et apprentissage techniques

Très longtemps mise de côté, la formation professionnelle est valorisée et soutenue dans le cadre de plusieurs projets financés par une aide au développement. Elle s'articule autour de trois types de centres : les centres spécialisés, les centres de formation professionnelle (CFP) et les institutions techniques. Qu'elles soient publiques ou privées, ces dernières permettent aux jeunes de décrocher des certificats d'aptitude professionnelle, un baccalauréat ou des diplômes techniques. Les centres spécialisés s'orientent davantage sur l'apprentissage et l'obtention de certificats de qualification professionnelle en alternant les systèmes d'enseignement. Ces systèmes souffrent d'un manque de ressources leur permettant de répondre à une demande croissante : près de 75 000 jeunes entre chaque année sur le marché du travail. La formation professionnelle se déploie principalement au sein d'organisations professionnelles (collectifs d'artisans ou chambre des métiers, par exemple) et concerne les entreprises enregistrées et établies.

Utilisation et besoins de la communauté

L'accès aux services de base constitue un composant essentiel du développement humain. Il est pris en compte dans le calcul de la pauvreté non monétaire.

Les autorités locales et les administrations sont responsables des infrastructures communautaires en matière de santé, de salubrité, d'éducation ou encore de protection sociale.

Ces infrastructures doivent bénéficier d'un accès immédiat à l'électricité afin d'assurer le fonctionnement des éléments suivants :

- L'éclairage public apparaît comme une nécessité dans les zones urbaines et périurbaines pour des questions de sécurité. Les femmes peuvent ainsi circuler de nuit, le risque d'agression étant réduit. Plusieurs expériences ont été menées avec des éclairages solaires. Néanmoins, les besoins restent importants et dépendent massivement de l'extension du réseau et de la disponibilité de l'électricité.
- Les systèmes d'alimentation en eau potable des villes ne peuvent fonctionner sans relevage ni pompage. Une alimentation constante en électricité se révèle essentielle à un service de qualité. Les délestages et les coupures perturbent, voire interrompent, l'alimentation en eau. À Parakou, la moindre coupure d'électricité entraîne une coupure d'eau nécessaire pour rétablir la pression au sein du réseau. Le cas est similaire pour les principaux systèmes d'alimentation en eau potable, bien que la situation soit particulièrement critique à Parakou. Lorsqu'elles sont trop fréquentes, les coupures du réseau AEP obligent les ménages à acheter de l'eau.
- Souvent situés en centre-ville, les établissements d'enseignement primaire utilisent peu d'électricité en dehors des services administratifs. Cependant, les établissements d'enseignement secondaire (et notamment les institutions techniques et professionnelles) utilisant davantage d'appareils et d'équipements électriques. Ces sites sont prioritaires et les municipalités sont responsables de leur connexion. Cependant, lorsque ces établissements sont implantés dans de nouveaux quartiers8 non desservis par le réseau, le coût de connexion dépasse la capacité des communautés. Ce cas est notamment représentatif d'un établissement d'enseignement technique de Djougou et de deux orphelinats dans le secteur de Baréi.

En termes de santé, les coupures d'électricité et les insuffisances du réseau présentent d'importantes répercussions sur les établissements hospitaliers[9]. Outre les besoins en éclairage, ces établissements utilisent des équipements qui ne peuvent fonctionner sans électricité (blocs opératoires, systèmes de réanimation, laboratoires, appareils de radiographie ou encore IRM). En cas de panne, les générateurs doivent s'activer automatiquement. Les coûts d'investissement et d'exploitation sont élevés (en raison des longues coupures répétées) et intégrés au budget des hôpitaux. En outre, les coupures du générateur sont fréquentes. Leur caractère imprévisible peut constituer un enjeu complexe pour les

[8] Les « nouveaux » quartiers peuvent remonter à 20 ans, à l'instar de Parakou et de Djougou.

[9] Situés à Djougou, Natitingou, Bohicon, Parakou, Porto-Novo et Cotonou.

pratiques hospitalières (notamment pour les interventions chirurgicales et les unités de soins intensifs). Bien qu'il ne s'agisse pas d'éléments critiques, les établissements médicaux utilisent également l'électricité pour l'éclairage, la réalisation de certains actes et la conservation des vaccins et produits.

En matière de protection sociale, les besoins en électricité renvoient aux éléments suivants :

- Structures fonctionnelles visant à réinsérer les jeunes ayant abandonné l'école, les personnes handicapées et les femmes occupant des postes sur machines imposant le port de protections.
- Structures d'hébergement temporaire ou permanent telles que les foyers d'accueil pour femmes ou les orphelinats.

10.6.3 Étude genre

L'étude genre vise non seulement à décrire les outils permettant de concevoir et déployer politiques et projets dans un souci d'égalité du genre, mais aussi à exposer leurs avantages pour les femmes et les hommes. Elle vise également à identifier les mécanismes afférents de manière à garantir une participation intégrale aux décisions et mises en œuvre desdites politiques et desdits projets.

L'étude sociale et genre menée dans le cadre de la présente étude de faisabilité a souligné une approche progressive basée sur les droits de l'homme, laquelle se concentre sur la personne, ses besoins et sa contribution au changement.

L'égalité du genre est directement rattachée au développement durable pour les motifs suivants :

- Elle est indispensable au respect de l'ensemble des droits de l'homme
- Elle permet aux femmes et aux hommes de bénéficier d'opportunités, de droits et d'obligations identiques au quotidien
- Elle permet aux femmes et aux hommes de bénéficier d'un accès équitable à l'éducation, d'une indépendance financière et de responsabilités familiales tout en se libérant de toute forme de coercition, d'intimidation et de violence
- Elle permet aux femmes et aux hommes de prendre des décisions adaptées eu égard à leur santé et leur sécurité, ainsi qu'à celles des membres de leur famille

Cette quête d'égalité ouvre sur un processus novateur chargé de révolutionner les relations genres fortement déséquilibrées qui caractérisent les sociétés à l'instar du Bénin.

L'étude genre s'inscrit comme un outil permettant de mettre en évidence les besoins des femmes et des hommes (notamment en termes d'accès à l'eau, à la terre, au capital ou encore au savoir), leurs contraintes, leurs opportunités ainsi que leurs stratégies de survie respectives. Cette étude englobe les besoins pratiques identifiés par les femmes et les hommes afin d'améliorer leurs conditions de vie et leurs intérêts stratégiques. Il s'agit notamment d'affirmer la place des femmes au Bénin afin de se diriger vers une société paritaire.

L'étude genre repose sur les notions fondamentales suivantes :

Reconnaissance des rôles genres afin de déterminer les activités associées sur la base de critères définis socialement tels que les stéréotypes, les idéologies, les comportements, les croyances ou encore les pratiques. Les rôles genres sont déterminés sous l'influence de la famille, de la communauté, de l'école, de l'institution religieuse, de la culture, du folklore, des traditions, de l'histoire, des médias, de la politique et du marché du travail.

De manière schématique, les rôles genres se décomposent en trois catégories :

1. *Le rôle productif* qui réunit les activités destinées à produire des ressources et des revenus utilisés par les particuliers et leur famille. Celles-ci ne dépendent pas toujours d'une économie de marché et englobent notamment les activités de subsistance.
2. *Le rôle reproductif* qui réunit les activités liées à la pérennisation de la société (notamment de la famille et de ses membres) et de ses valeurs. Les femmes participent activement au rôle reproductif, lequel s'étend bien au-delà de l'économie de marché.
3. *Le rôle communautaire* qui réunit les travaux et développements réalisés à échelle de la communauté. Pour les femmes, ce rôle inclut également les tâches destinées à soutenir la communauté. Le rôle communautaire englobe également les activités rattachées aux réseaux associatifs et politiques dans lesquels les hommes sont majoritairement représentés.

10.6.3.1 Relations genres

Les rôles genres, les stéréotypes, les comportements, les droits et les obligations socialement attribués aux deux genres s'inscrivent dans une relation dialectique. De ce fait, le rapport genre renvoie aux relations de puissance entre hommes et femmes qui se révèlent généralement inéquitables. L'étude genre nous permet de mieux comprendre l'origine de ces relations, les lieux et les acteurs décisionnels ainsi que la nature des interactions hommes-femmes au sein de la société. Les relations genres renvoient également à l'identification des discriminations, à savoir un traitement inéquitable des hommes et des femmes sur la base du genre. Il s'agit par exemple de l'accès limité des femmes à certains services et certaines fonctions.

10.6.3.2 Cadre de responsabilisation ou d'acquisition de pouvoir

L'étude genre vise également à réduire les inégalités entre hommes et femmes. Cette approche intègre également un processus dynamique visant à identifier les facteurs et moteurs du changement susceptibles de créer de nouveaux liens. Afin d'analyser les politiques et interventions liées au développement, elle s'appuie sur les concepts de besoin pratique et d'intérêt stratégique :

- Les besoins pratiques des hommes et des femmes renvoient à leurs conditions de vie et à ce qu'ils identifient comme une nécessité immédiate. Ils découlent des rôles genres actuels sans envisager de modifier les relations de puissance entre hommes et femmes.
- Les intérêts stratégiques s'inscrivent à plus long terme et visent à modifier les relations de puissance entre hommes et femmes ainsi que leurs rôles et positions respectives afin de tendre vers une meilleure parité.

Le cadre de responsabilisation des femmes développé par l'experte genre Sara Hlupekile Longwe met en perspective ces besoins pratiques et intérêts stratégiques. Il établit une acquisition progressive de puissance en cinq étapes vers une autonomie et une prise de contrôle supérieures.

Tableau 10-16 – Cadre de responsabilisation des femmes

Étape	Description
Le bien-être	Il correspond au bien-être des hommes et des femmes en termes d'alimentation, de revenus et de soins médicaux. Ce niveau d'égalité ne tient pas compte du fait que les femmes peuvent ou non alimenter ou participer à la satisfaction de leurs besoins matériels.
L'accès aux ressources	Il correspond à une quête d'égalité entre hommes et femmes en termes d'accès aux ressources, aux biens et services, et aux facteurs de production tels que la terre, l'emploi, le crédit, la formation et les services publics. Ce niveau garantit le respect du principe d'égalité d'opportunité qui implique une réforme de la loi et des pratiques administratives en vue d'éliminer toute forme de discrimination à l'encontre des femmes.
	La sensibilisation aux femmes. À ce niveau, les femmes prennent conscience de la différence entre le genre et le rôle genre ainsi que des possibilités d'évolution.
La participation et la mobilisation	Ce nouveau correspond à la participation équitable des femmes et des hommes au développement, à la prise de décision, à la planification, à la gestion et à l'évolution des mesures progressistes. Il s'agit d'identifier les besoins des hommes et des femmes, et de tenir compte de leurs intérêts respectifs.
La responsabilisation ou l'acquisition de pouvoir	Au-delà de la simple participation, la responsabilisation permet d'assurer une égalité en termes de gestion des facteurs de production et de répartition des bénéfices d'un projet. L'égalité des hommes et des femmes en termes de gestion doit permettre d'éliminer les relations de subordination ou de domination.

10.6.3.3 Le genre dans l'environnement institutionnel du Bénin

Dès 1990, le Bénin manifeste sa volonté de renforcer l'égalité de genre, ce qui se traduit par l'adoption de différentes lois et la ratification de conventions internationales en la matière, notamment :

- La nouvelle constitution de 1990 dont l'Article 26 garantit l'égalité des droits entre hommes et femmes
- Le code des personnes et de la famille en 2004
- La loi de 2007 sur le régime foncier et le code fédéral de 2013
- Les lois sur la violence à l'encontre des femmes (loi antiexcision de 2003, loi sur la santé de la reproduction de 2003, loi sur la répression du harcèlement sexuel de 2006, loi sur la répression des violences faites aux femmes de 2012)
- Ratification de la convention sur l'élimination de la discrimination à l'égard des femmes en 1992
- La charte africaine des droits de l'homme et ses protocoles en faveur de l'égalité entre hommes et femmes (2003) et des droits de la femme (2005)

L'application de ces principes s'est faite progressivement, à mesure que la réduction des inégalités entre hommes et femmes prenait de l'importance dans les politiques publiques et le développement des stratégies et programmes dédiés :

- Politiques de lutte contre la pauvreté successives et orientations stratégiques du gouvernement
- Politique nationale de promotion de la femme (2002)
- Politique de promotion de la femme en milieu rural
- Politique nationale de promotion du genre (2009)
- Politiques sectorielles, notamment celles sur l'éducation et la formation des filles (2007), l'alphabétisation, l'éducation des adultes et le microcrédit destiné aux classes défavorisées
- Introduction de la budgétisation genre au sein de chaque ministère avec déploiement d'un mode de gestion en fonction des résultats
- Institutionnalisation de l'égalité de genre au travers de l'adoption d'un système genre dédié au sein de chaque ministère sous la tutelle de la direction nationale de la promotion du genre du ministère des Affaires sociales
- Création de l'institut de promotion de la femme chargé d'évaluer et d'orienter les politiques et programmes publics en vue de réduire les inégalités de genre et de valoriser le rôle des femmes

La stratégie n° 5 de la politique nationale de promotion du genre vise à instaurer des mesures destinées à réduire la pauvreté monétaire des femmes et à leur garantir une prise de contrôle équitable des ressources et systèmes de production . Ces objectifs s'inscrivent dans le périmètre du présent projet d'amélioration de la disponibilité du réseau électrique.

La société participe activement à la défense des droits des femmes et à la réduction des inégalités de genre avec l'aide de différentes ONG et associations, dont certaines sont regroupées en réseaux d'influence, tels que :

- Le WILDAF, fervent défenseur des droits des femmes, lutte activement contre la violence à leur encontre
- Le conseil béninois de promotion de la femme en milieu rural
- L'association des femmes avocates du Bénin
- Les associations solidaires des femmes du Bénin
- Le réseau pour l'intégration des femmes des organisations non gouvernementales et associations africaines
- Le réseau des femmes entrepreneurs du Bénin

En dépit d'un environnement institutionnel et législatif dédié et de nombreux efforts réglementaires, de fortes inégalités statutaires persistent entre les hommes et les femmes du Bénin.

Le rapport 2015 sur l'indice d'égalité de genre place le Bénin en 29e position (sur 52 pays au total) avec un indice global de 52[10] (Banque africaine de développement, 2015). Cet indice tient compte de trois composants :

Tableau 10-17 – Indice d'égalité de genre au Bénin

Composant	Classement du Bénin	Indice
Égalité d'opportunité économique (emploi, salaire, revenus, prêts)	24e sur 52	61,5
Droits de l'homme (éducation et santé de la reproduction)	41e sur 52	47,3
Droits et coutumes (représentation au sein des organismes décisionnaires, cadre juridique et réglementaire, droits au cœur du foyer)	20e sur 52	47,3

La démarche de réduction des inégalités de genre s'est accompagné des résultats suivants :

- Forte hausse de la scolarisation féminine et rétablissement partiel de la parité dans le cursus primaire (avec un rapport de 8,8 filles pour 10 garçons) grâce à des politiques et mesures proactives (bourses pour les filles, par exemple).
- Augmentation poussée des soins de santé de la reproduction avec prise en charge de 94 % des naissances en 2012 (contre 76 % en 2003) et réduction de la mortalité maternelle à 205,6 ‰ (contre 224 ‰ en 2003) (INSAE, 2013b).
- Sensibilisation sur la violence à l'encontre des femmes (une étude de 2009 a révélé que 69 % des Béninoises avaient déjà subi des violences).
- Recul de l'excision.
- Augmentation de la participation des femmes aux activités économiques.
- Amélioration de l'accès au crédit.
- Augmentation des revenus.
- Légère (mais insuffisante) amélioration de l'alphabétisation.
- Légère (mais insuffisante) avancée en matière d'accès à la terre.

Les différences restent marquées :

En termes d'éducation, eu égard au taux de réussite et à la réussite scolaire des filles et des garçons :

- La parité est loin d'être atteinte dans le cursus secondaire (5,2 filles pour 10 garçons en 2008) et le supérieur (3 filles pour 10 garçons en 2012) (INSAE, 2013b).
- Le taux d'alphabétisation des femmes (28 %) reste nettement inférieur à celui des hommes (50 %).

[10] L'Afrique du Sud arrive en 1re position avec un indice de 75 (100 correspondant à une parité parfaite) et la Somalie en dernier, avec un indice de 15,8.

En termes d'accès aux ressources de production et aux capitaux :

- Bien que les femmes aient accès au crédit, les sommes accordées en moyenne (environ 50 000 francs CFA) sont de moitié inférieures à celles allouées aux hommes (environ 105 000 francs CFA).
- L'accès des femmes au crédit reste réduit en dehors des réseaux de microfinancement destinés aux classes défavorisées.
- L'accès à la terre reste difficile en dépit d'une volonté manifeste de bénéficier de droits d'utilisation. Le droit à l'héritage et à la succession est loin d'être appliqué de manière équitable.
- L'accès aux systèmes de production est diversifié.

En termes de responsabilités et de prise de décision :

- La représentation des femmes au sein du pouvoir exécutif varie entre 10 et 30 % (pic de 2011) depuis près de 20 ans ; elle se situe actuellement à 22,22 %.
- Au sein des ministères, les femmes occupent 19 % des postes à responsabilités, contre 81 % pour les hommes. Cependant, la disparité est réduite au niveau de la direction (40 % de femmes pour 60 % d'hommes).
- Les femmes occupent le rôle de maire dans 77 communes (soit 1,3 %) et 47 sièges de conseiller municipal sur les 1 152 existants (soit 4 %).

En termes de droits :

- La violence à l'encontre des femmes reste importante : violences conjugales, mariages forcés, viols, déshéritage de l'épouse, non-respect du droit à l'héritage, confiscations diverses, restriction du droit au travail ou au voyage, etc.
- Les institutions, l'administration, le secteur privé et la société continuent de véhiculer des stéréotypes et des pratiques quotidiennes fortement marqués susceptibles d'influencer le changement du cadre juridique et réglementaire.

10.6.3.4 Électricité et rôles genres

L'augmentation de la production électrique permettra de simplifier les activités liées au rôle reproductif des femmes :

- Simplification des tâches grâce à l'éclairage
- Amélioration des conditions d'étude pour les enfants.
- Les femmes les plus riches pourront économiser du temps sur les tâches ménagères via l'acquisition d'appareils électroménagers (bien que les ménages les plus aisés font généralement appel à du personnel domestique) :
    - Fer à repasser
    - Appareils de conservation des aliments (stockage, cuisine et achats optimisés)
    - Robots de cuisine

Généralement au bois, au charbon ou au gaz, les cuisinières ne devraient pas être remplacées en raison du coût trop élevé que représente l'opération.

L'arrivée de l'électricité n'incitera pas les hommes à participer davantage aux tâches ménagères ou à rétablir les rôles genres eu égard à la pérennisation de la famille. Cependant, la télévision permet de véhiculer divers comportements et courants de pensée aux influences urbaines. Les femmes s'intéressent notamment aux feuilletons qui exposent les conflits de générations et l'opposition tradition-modernité.

À l'intérieur comme à l'extérieur du ménage, l'amélioration qualitative et quantitative du réseau élimine les obstacles aux activités génératrices de revenus, qu'elles soient individuelles ou professionnalisées (artisanat et petites entreprises). Cependant, d'autres obstacles perdurent (capitaux, crédit, formation ou encore support).

Exécutées à domicile ou au travail, ces AGR concernent essentiellement de petites transformations et de petits commerces source d'emplois pour les femmes. Le développement des activités génératrices de revenus devrait s'accompagner d'une augmentation des revenus et du poids économique des femmes. Cependant, ces revenus sont essentiellement réservés à l'entretien de la famille, l'une des composantes du rôle reproductif des femmes, ce qui entraîne parfois le désengagement des hommes chargés de subvenir aux besoins financiers du foyer.

10.6.3.5 Évolution des relations genres

En assurant la promotion des activités génératrices de revenus, l'électricité offre de nouvelles opportunités en matière de valorisation et de responsabilisation économique des femmes.

L'augmentation des revenus permet aux femmes d'asseoir leurs décisions au sein du ménage, modifiant ainsi les relations genres du foyer. Le choix de connexion relève d'un accord commun, voire d'une décision de la femme lorsque ses besoins et ses ressources financières le justifient.

La femme peut acquérir un rôle plus important dans l'entretien de la famille, ce qui entraîne parfois un désengagement partiel de l'homme chargé de subvenir aux besoins financiers du foyer[11].

10.6.3.6 Besoins pratiques et intérêts stratégiques

L'augmentation de la production électrique répond principalement aux besoins pratiques associés à l'amélioration du confort et du bien-être en permettant aux populations de sortir de la pauvreté. La responsabilisation économique des femmes ne se traduit pas systématiquement par l'octroi d'un poste d'influence dans la société. En effet, leur planning est particulièrement chargé et elles ne disposent que de peu de temps pour développer leur rôle au sein de la communauté. Elles sont de plus en plus contraintes par leurs activités économiques rattachées à certains secteurs productifs et ne reçoivent qu'une reconnaissance limitée.

[11] Certaines femmes affirment que leur mari ne révèle pas le montant exact de leurs revenus afin de réduire leur contribution financière au ménage.

La transformation économique vers la responsabilisation implique une meilleure organisation des femmes en tant qu'acteurs économiques. À l'heure actuelle, elles agissent individuellement dans un environnement fragmenté et accèdent difficilement aux systèmes de soutien, aux supports pour entreprises et aux chaînes de valeur en raison notamment d'un manque de capital social et de confiance. Ce constat dépasse l'objectif de ce projet d'amélioration qualitative et quantitative du réseau électrique, lequel vise à garantir un accès équitable aux femmes et aux classes les plus pauvres de la population.

10.6.3.7 Différences d'utilisation en fonction du genre

Des rencontres ont été organisées avec les ménages, les groupements féminins et les femmes entrepreneurs sur les composantes associées à l'électricité, ainsi que leurs avantages et inconvénients. Ces informations sont synthétisées dans le tableau ci-dessous, lequel met en lumière les problèmes des ménages matriarcaux, mixtes et patriarcaux.

Tableau 10-18 – Problèmes au sein des ménages identifiés lors des rencontres

Sujet	Femmes	Hommes
Utilisation de l'électricité	• L'éclairage arrive en tête. Son usage est essentiel, car il permet d'œuvrer plus longtemps, de simplifier les activités en soirée, de procéder à de nouvelles tâches, d'étudier et de renforcer la sécurité (prévention des cambriolages). • Recharge des téléphones portables. • Divertissement et information : télévision et radio. • Confort : ventilateurs ou climatiseurs. • Simplification des tâches ménagères : repassage, préparation culinaire, réfrigération (conservation des aliments, réduction de la fréquence des achats), cuisine et optimisation du planning professionnel.	• Éclairage • Recharge des téléphones portables. • Divertissement et information : télévision et radio. • Confort : ventilateurs ou climatiseurs. • Les hommes participent moins aux tâches ménagères et sont donc moins intéressés par l'acquisition d'équipements permettant de réduire le temps alloué à ces activités.
Activités génératrices de revenus exercées à domicile	• L'éclairage permet de travailler de nuit et donc de traiter les commandes urgentes et de mieux gérer son planning en journée. • Le stockage et la conservation des aliments permettent le développement et la commercialisation de produits transformés. • Possibilité d'installer son atelier si l'espace est suffisant (couture ou coiffure, par exemple). • Exécution de modifications mineures grâce aux appareils électroménagers.	• L'activité économique est généralement exécutée à l'extérieur, en entreprise. La plupart des métiers occupés par les hommes sont réalisés en dehors du domicile (vulcanisation, mécanique ou soudure, par exemple). • Lorsque leur atelier est installé à domicile, l'électricité est utilisée pour l'éclairage et le fonctionnement des machines (machines à coudre, par exemple).

Tableau 10-18 – Problèmes au sein des ménages identifiés lors des rencontres

Sujet	Femmes	Hommes
Décision d'investissement : connexion	• Les femmes peuvent prendre part à la décision lorsqu'elles disposent d'une certaine autonomie financière et que leurs activités génératrices de revenus dépendent de l'électricité. Le cas échéant, la décision relève d'un accord commun, voire d'une décision de la femme qui en assumera le coût.	• En général, les hommes prennent les décisions relatives à la connexion, à l'achat d'un compteur et à son installation à domicile. • Les hommes exécutent les démarches et tirent parti de leurs relations pour obtenir le compteur et la connexion.
Appareils électriques	• Les femmes peuvent privilégier et apprécier les appareils électriques de divertissement et de confort : télévision, décodeur, ventilateurs. • Elles doivent demander quand acheter des appareils électroménagers : réfrigérateurs, fers à repasser, robots de cuisine. • La cuisine à l'électricité est trop coûteuse et n'est jamais mentionnée. • Si les femmes disposaient de leur propre autonomie financière, elles pourraient acquérir ces équipements. Néanmoins, elles doivent négocier avec leur mari leur utilisation.	• En général, les hommes prennent les décisions relatives à l'achat d'appareils électroménagers. • La priorité est donnée aux appareils de divertissement et de confort : télévision, décodeur, ventilateurs et ordinateur pour les enfants (dans la mesure du possible). • L'achat d'appareils électroménagers dépendant de l'aisance du ménage et des relations de couple. • Les hommes sont souvent réfractaires à l'achat d'appareils qui consomment beaucoup d'électricité (fers à repasser ou robots de cuisine, par exemple).
Gestion du paiement des factures	• Les femmes peuvent participer financièrement au paiement des factures, notamment lorsqu'elles exercent une activité génératrice de revenus à domicile (réfrigération et vente d'aliments transformés, ou coiffure, par exemple). • Les femmes sont généralement responsables de gérer la consommation d'électricité et d'éviter tout gaspillage. • Elles s'occupent rarement des procédures de paiement.	• En général, les hommes paient les factures et fournissent des instructions quant à l'utilisation de l'électricité. Ils peuvent exiger l'abandon de certains appareils lorsque les factures sont élevées. Ils attendent de leur femme qu'elle gère leur consommation de manière modérée et s'assure que les autres membres de la famille ne gaspillent pas l'énergie.
Impact sur les membres du foyer	• Augmentation du temps de travail quotidien. • Bien que **synonyme de fatigue**, cela permet d'accroître les revenus, à l'extérieur puisque les tâches ménagères peuvent être effectuées en soirée, ou à domicile, en adoptant de nouvelles	• Amélioration de la qualité de vie. • Permet aux enfants d'étudier, de se divertir et de s'ancrer dans le monde moderne. • Encourage le divertissement,

Tableau 10-18 – Problèmes au sein des ménages identifiés lors des rencontres

Sujet	Femmes	Hommes
	activités génératrices de revenus. • Le renforcement des opportunités de revenus personnels encourage la responsabilisation économique des femmes. • Permet d'alléger les tâches ménagères si le foyer dispose de ressources suffisances pour acheter les appareils nécessaires (repassage, préparation culinaire et conservation des aliments) et payer la consommation correspondante. • Permet aux enfants d'étudier (critère prioritaire pour les femmes). • Encourage le divertissement, l'accès aux informations et la connaissance du monde moderne tout en découvrant différentes idées et conceptions socioculturelles.	l'accès aux informations et la connaissance du monde moderne tout en découvrant différentes idées et conceptions socioculturelles.

Force est de constater que de plus en plus de ménages sont gérés par des femmes : 23 % à échelle nationale, notamment dans les zones urbaines et périurbaines (24,7 % pour les villes du pays, avec 30 % pour Porto-Novo et 28 % pour Cotonou) qui seront les premières concernées par l'amélioration du réseau électrique de la SBEE (INSAE, 2012).

Les femmes à la tête de ménages matriarcaux affichent les mêmes priorités et les mêmes utilisations que les autres femmes. En revanche, elles ne doivent pas négocier l'utilisation de l'électricité en vue d'alléger les tâches ménagères, par exemple. Elles prennent l'ensemble des décisions d'investissement, exécutent les formalités et gèrent les paiements. La différence intervient donc au niveau de la gestion, plus que de l'accès.

10.6.3.8 Divergence d'intérêts et négociations entre hommes et femmes

Les rencontres révèlent que les investissements et les tâches effectués par les hommes au sein du ménage sont inférieurs à ceux des femmes eu égard au rôle genre. Leur utilisation de l'électricité n'est pas aussi diversifiée et leurs besoins en termes d'équipement et de consommation électrique sont inférieurs :

- Ils se montrent en accord sur l'éclairage, le confort et le divertissement.
- Ils se montrent en désaccord sur les appareils électroménagers.

Les équipements souhaités pour l'équipement du foyer sont identiques pour les hommes et les femmes, qui expriment l'ordre de priorité suivant :

- Éclairage
- Chargeur de téléphone portable
- Télévision et décodeur

- Ventilateurs
- Réfrigérateur

Les femmes désirent utiliser d'autres appareils qui permettent d'alléger les tâches ménagères, mais consomment de l'électricité. Les hommes se montrent réfractaires à de tels achats du fait du paiement des factures. Ces appareils sont les premiers déconnectés ou remisés lorsque leur montant est trop élevé. Le travail des femmes au sein du foyer est parfois sous-estimé par les hommes qui préfèrent s'ancrer dans la tradition que de moderniser leur fonctionnement. « Mon mari refuse de consommer les aliments stockés au réfrigérateur et souhaite des plats frais. »

L'achat de ces appareils fait souvent l'objet de négociations entre hommes et femmes. Les hommes peuvent demander aux femmes de participer aux factures ou à l'achat des équipements.

La gestion de l'électricité constitue une source potentielle de confits. Dans la plupart des cas, les hommes paient la facture. Leurs besoins étant inférieurs du fait de leur activité au sein du foyer, ils se montrent réticents au paiement d'une électricité massivement consommée par les femmes. Dans de nombreux ménages, la réception de la facture soulève des conflits à ce propos. Les femmes demandent aux hommes de tenir compte de leurs besoins en termes de tâches ménagères, ce que ces derniers refusent. Ils se plaignent d'une consommation d'électricité excessive de la part de leurs enfants et de leur femme « ils peuvent laisser la télévision allumée toute la journée sans même la regarder. Ils arrêtent tout pour regarder un film ou un feuilleton ». L'utilisation des ventilateurs et des ampoules représente également une source de conflits. La télévision modifie considérablement le planning des femmes qui exécutent et interrompent leurs activités au désespoir de leur mari.

Plus la classe socioéconomique est importante, plus les tensions sur le sujet diminuent. Cependant, certains obstacles culturels déprécient ou rejettent les modes de vie modernes, valorisent les tâches « à l'ancienne » comme le repassage au charbon et portent à croire qu'un plat non préparé à la main n'est pas un bon plat.

10.6.3.9 Prise de décision et responsabilisation des femmes

En général, au sein des ménages béninois, les hommes prennent les décisions relatives à la connexion. Les femmes peuvent également prendre une telle décision ou contribuer financièrement à l'investissement. C'est notamment le cas des femmes prenant part à des activités génératrices de revenus et disposant donc d'une certaine autonomie financière qui leur permet d'investir dans des projets faisant appel à l'électricité.

Les hommes exécutent les démarches pour obtenir la connexion et paient la facture.

Pour la plupart des ménages interrogés, la décision de connexion de fait de manière « commune », sur accord des deux parties. La connexion au réseau électrique repose sur le consensus général des familles.

Lorsque les femmes sont à la tête du ménage, elles prennent cette décision et exécutent les formalités nécessaires. Généralement moins ancrées dans les réseaux d'influence, les femmes rencontrent

davantage de difficultés à obtenir un compteur et une connexion que les hommes qui peuvent tirer parti de leurs relations.

Pour les femmes, l'électricité simplifie l'exécution d'activités génératrices de revenus :

- Directement à domicile pour les activités de transformation, l'artisanat ou le commerce.
- À l'extérieur. L'allègement des contraintes rendu possible par l'éclairage et les appareils électroménagers permet d'augmenter la durée de travail des femmes et de les libérer pour des activités extérieures, puisque leurs autres tâches peuvent être effectuées en soirée. Cela leur permet également de travailler le soir et la nuit.

De plus en plus de femmes tirent un revenu de leurs activités et disposent ainsi d'un pouvoir de négociation supérieur leur permettant d'influencer les décisions. L'électricité offre de nouvelles opportunités et crée de nouveaux besoins. Elle peut être utilisée pour valoriser les femmes et faire évoluer les relations genres.

En revanche, elle modifie le planning et les charges de travail. Les femmes travaillent tard le soir et tôt le matin afin d'accroître leurs activités génératrices de revenus en vue de renforcer le bien-être de la famille et des enfants en particulier. L'adoption de l'électricité au sein du foyer s'accompagne d'une augmentation de la durée du travail, et donc de la fatigue. Fait intéressant, ce dernier impact n'a pas été soulevé au cours des rencontres. De fait, le besoin d'augmenter ses revenus et d'améliorer ses conditions de vie mérite bien ce sacrifice.

Une étude sur l'impact du microfinancement sur la responsabilisation des femmes a révélé que l'augmentation des activités génératrices de revenus exécutées par les femmes (et rendues possibles par le microcrédit) s'était accompagnée d'un prolongement significatif de la journée des femmes ainsi que d'une augmentation des tâches assignées aux enfants, et notamment aux filles.

Enfin, plusieurs études sur la responsabilisation économique des femmes ont déterminé que celles qui augmentaient leurs revenus participaient davantage à l'entretien de la famille alors que la contribution de leur mari diminuait (cabinet BCI Consults, PASMIF, 2014).

10.6.3.10 Groupements féminins

La plupart des groupements féminins apparaissent comme une aubaine : arrivée d'un projet d'une ONG, possibilité de subventionnement, d'équipement ou de crédit (Adjovi, 2009). Lorsque ces supports cessent, les groupements s'étiolent, voire disparaissent. Le cas n'est pas aussi marqué pour les aides agricoles qui se concentrent autour de l'acquisition de terres et se révèlent plus stables que les groupes commerciaux et les entreprises de petite transformation agricole.

Les principaux secteurs concernés sont les suivants :

- Vente au détail et en demi-gros (stockage et revente après conditionnement)
- Petite transformation de produits agricoles [farine, gari, fruits pelés et séchés, huile, karité et graine de caroube, confitures et pâtisseries ou encore produits laitiers (fromage peul, par exemple)]
- Activités agricoles (culture en surface ou jardinage, par exemple)

- Artisanats plus recherchés

Ces groupes se dédient principalement à la valorisation des réseaux féminins, à leurs compétences sociales et à leur détermination (et non aux efforts professionnels ou à la rentabilité) (communication interne du ministère de Valorisation de la femme, 2015). La plupart des femmes interrogées ne consacrent qu'une petite partie de leur temps aux activités de groupe et gèrent leurs activités génératrices de revenus de manière autonome. Ce sont ces activités qui génèrent la majorité de leurs revenus.

Certains groupements féminins ont adopté une stratégie économie personnalisée dans l'objectif de réaliser des bénéfices. Ceux-ci sont présidés par des femmes aux qualités entrepreneuriales à l'instar du groupement de Djougou qui embouteille de l'eau potable et dispose de machines coûteuses autofinancées. Les groupements féminins visent avant tout à renforcer l'autonomie des femmes au travers d'activités conjointes englobant diverses techniques sur l'apprentissage (production, alphabétisation, nutrition ou encore santé) et le mode de vie (au travers d'une assistance sociale et psychologique, et du partage d'expériences). Les bénéfices du groupement sont souvent réutilisés sous la forme de tontines.

Par conséquent, et lorsqu'ils ne sont pas sous la surveillance d'ONG chargées de la gestion et de la commercialisation du produit, la plupart des groupements disposent d'un nombre limité d'équipements et de machines, d'un petit fonds de roulement et d'une stratégie commerciale réduite, générant ainsi de très faibles bénéfices. La plupart des groupements agissant sans avoir recours à l'électricité. Lorsqu'une opération exige l'utilisation d'une machine (robot de cuisine, par exemple), elle est confiée à un prestataire externe (détenteur d'un robot de cuisine, par exemple) dont le tarif est inférieur à celui d'un nouvel investissement.

L'éclairage apparaît comme le premier avantage de l'électricité, car il permet aux femmes de travailler plus longtemps et de nuit afin de traiter les commandes ou de mieux gérer un planning chargé. Bien qu'envisagé, le remplacement des techniques manuelles par des appareils électriques soulève de sérieuses interrogations. L'utilisation de l'électricité implique un investissement et une augmentation des coûts d'exploitation. De ce fait, le groupement doit se convertir en petite entreprise. Il convient alors de se demander comment renforcer suffisamment la production et les ventes pour couvrir les coûts et générer des bénéfices. Pour de nombreux groupements, il s'agit d'adopter une stratégie plus économique visant à modifier leur modèle commercial. Cependant, leurs membres sont mal préparés à un tel changement.

10.6.3.11 Répercussions et impacts sociaux des projets genres

Face à une demande en énergie importante et à une pénurie globale, l'impact d'un projet d'amélioration de la production électrique, de la constance et de la qualité du réseau de distribution se révèle avant tout positif. Il convient de se concentrer sur les éléments suivants.

10.6.3.12 Répercussions pour le client : ménages et opérateurs économiques

Impact positif immédiat pour les ménages non pauvres et ceux de la classe moyenne

- Ceux déjà connectés qui profiteront de l'augmentation de la production électrique
- Ceux non connectés, mais dotés des moyens de payer la connexion et l'installation
- Ceux pouvant acquérir des appareils électroménagers (en fonction de leurs moyens)

Répercussions positives potentielles

- Amélioration du confort : sécurité résidentielle grâce à l'éclairage, meilleure éducation des enfants, accès au divertissement et à l'information, réduction des tâches ménagères
- Augmentation des opportunités liées aux activités génératrices de revenus
- Possibilité de réorganiser sa journée avec le report de certaines activités en soirée grâce à l'électricité

Répercussions négatives potentielles

- Extension du temps de travail des femmes synonyme de fatigue accrue
- Possibilité de rencontrer des difficultés financières en cas de mauvaise gestion de la consommation pouvant s'accompagner de conflits familiaux

Contraintes à prendre en compte pour un impact positif maximal

- L'augmentation de la production électrique doit s'accompagner de mesures visant à étendre le réseau de distribution dans les zones périphériques en voie d'urbanisation
- La disponibilité des compteurs destinés aux nouveaux clients
- Le renforcement de la transparence des transactions SBEE (dispositions d'accès aux compteurs et de facturation) et l'amélioration du service client avec rationalisation des paiements

Éléments associés aux mesures visant à optimiser les répercussions positives :

- L'extension du réseau
- L'adoption de compteurs prépayés permettant une meilleure gestion de la consommation, synonyme de transparence

Répercussion positive moindre pour les ménages les plus pauvres

- Leurs moyens pour l'installation et la connexion d'un compteur restent très limités
- Lorsqu'ils peuvent se le permettre, leurs capacités d'investissement et d'achat d'appareils électriques sont restreintes

Répercussions positives potentielles

Même lorsque l'usage de l'électricité se limite à quelques ampoules/prises, les possibilités d'amélioration du bien-être et de lutte contre de la pauvreté sont importantes :

- Nette amélioration du confort et sentiment d'appartenance à l'ère moderne (éclairage au service de la sécurité, de l'éducation des enfants et de l'utilisation de certains appareils)
- Augmentation des possibilités d'exercer des activités génératrices de revenus et de travailler de nuit grâce à l'éclairage

Répercussions négatives potentielles

- Crainte de l'endettement en cas de mauvaise gestion de la consommation électrique

Les contraintes à prendre en compte sont nombreuses à l'heure d'encourager l'adoption de l'électricité au sein de ces ménages :

- Adapter les modes d'accès à des capacités de paiement échelonné ou par crédit
- Adopter des compteurs prépayés pour une meilleure gestion de la consommation
- Maintenir les systèmes en place pour le subventionnement des compteurs et s'assurer que ces derniers sont alloués en priorité aux ménages les plus pauvres
- Informer et éduquer sur l'électricité, et offrir un support dédié aux foyers les plus pauvres qui se connectent

Répercussion positive immédiate pour les opérateurs économiques

- Ceux déjà connectés qui profiteront de l'augmentation de la production électrique
- Ceux non connectés, mais dotés des moyens de payer la connexion et l'installation
- Ceux pouvant acquérir des appareils électroménagers (en fonction de leurs moyens)

Répercussions positives potentielles

- Augmentation de la production et des ventes
- Réduction des pertes liées aux problèmes d'électricité (diminution de la dégradation des équipements liée aux variations de tension dans les restaurants, par exemple)
- Amélioration de la rentabilité et de la productivité
- Capacité à diversifier ses activités et à moderniser ses techniques
- Renforcement de l'attrait économique des régions et des villes qui pâtissent actuellement d'un large déficit en termes d'électricité
- Amélioration de l'emploi et augmentation des revenus

Répercussions négatives potentielles

- Renforcement de la concurrence en cas d'augmentation de la production lorsque la commercialisation est désorganisée

Les contraintes à prendre en compte sont identiques à celles des ménages et reprennent la différenciation déjà établie pour les opérateurs économiques, laquelle s'accentuera au fur et à mesure :

- Pour les opérateurs économiques qui démarrent et/ou manquent de ressources financières, il convient d'adopter des méthodes de paiement échelonné pour la connexion à l'électricité et l'achat des équipements nécessaires

Répercussion immédiate pour les services publics

La disponibilité accrue de l'énergie permettra d'optimiser aussitôt le fonctionnement des infrastructures sociocommunautaires en place lorsque celles-ci sont déjà connectées au réseau :

- Éclairage public et sécurité des quartiers
- Hôpitaux, centres médicaux
- Établissements d'enseignement secondaire, technique et professionnel

- Centres d'enseignement non officiels, organismes de développement social et structures d'hébergement collectif

Lorsqu'elles ne sont pas connectées, les municipalités peuvent établir le budget de connexion en cas d'extension du réseau puisque le financement de ce type d'opérations relève de leurs prérogatives. Le fonctionnement global de l'administration publique (système informatique, internet, éclairage) tire parti de l'électricité.

Contraintes à prendre en compte

- L'importance de certaines infrastructures doit influencer les décisions relatives à l'extension du réseau de distribution
- Le développement nécessaire du réseau dans les zones périurbaines mal desservies
- Le développement de l'éclairage public dans les zones périurbaines

Les répercussions et contraintes à prendre en compte sont synthétisées dans le tableau ci-dessous

Tableau 10-19 – Répercussions et contraintes à prendre en compte

Catégorie d'utilisateurs	Répercussions positives	Répercussions négatives	Contraintes à prendre en compte	Mesures d'atténuation à proposer
Ménages (usage résidentiel)				
Pour l'ensemble des ménages	• Amélioration des conditions de vie, du confort et du bien-être. • Amélioration de l'éducation des enfants. • Renforcement de l'information et de la connexion au reste du monde via la télévision. • Augmentation de la durée d'activité. • Réduction des tâches ménagères via l'achat d'appareils électroménagers.	• Suivi de la consommation afin d'éviter toute facture démesurée.	• Accès au réseau : • alimentation des quartiers mal desservis, notamment dans les zones périphériques en voie d'urbanisation. • Difficulté à obtenir un compteur et délais particulièrement longs. • Mécontentement poussé au regard de la prise en charge des clients par la SBEE : facturation, coupures, problèmes de paiement, etc.	• Privilégier l'alimentation des zones résidentielles et périurbaines • L'adoption de compteurs prépayés doit permettre d'atténuer le sentiment de facturation non transparente et aider les ménages à gérer leur consommation • Rationaliser et organiser l'affectation des compteurs et la réalisation des connexions. • Informer et sensibiliser les clients en matière de gestion de leur consommation d'après leur catégorie.
Pour les ménages les plus pauvres	• Amélioration des conditions de vie, du confort et du bien-être. • Amélioration de l'éducation des enfants. • Augmentation de la durée d'activité.	• Crainte de ne pouvoir assumer les factures.	• Coût d'acquisition et d'installation du compteur trop élevé. • Population majoritairement située dans des zones mal desservies et non prioritaires en termes d'extension du réseau. • Obligation de partager les compteurs et de payer davantage pour l'électricité.	• Proposer des capacités de paiement échelonné ou autoriser l'accès au crédit pour financer la connexion et l'installation. • Maintenir le subventionnement des compteurs pour ces ménages et s'assurer que leur allocation est équitable. • Informer et éduquer sur l'utilisation de l'électricité • Informer les ménages sur l'acquisition d'un compteur personnel et simplifier la procédure en instaurant un service dédié visant à réduire le nombre de compteurs partagés.

Tableau 10-19 – Répercussions et contraintes à prendre en compte

Catégorie d'utilisateurs	Répercussions positives	Répercussions négatives	Contraintes à prendre en compte	Mesures d'atténuation à proposer
Pour les femmes	• Capacité à mieux organiser sa journée de travail. • Hiérarchiser et simplifier les tâches ménagères en fonction des possibilités d'achat d'appareils électroménagers. • Possibilité de développer des activités génératrices de revenus à domicile ou à l'extérieur (en basculant les tâches domestiques en soirée). • Responsabilisation économique et amélioration du statut de la femme au sein du foyer.	• Augmentation de la durée de travail et de la fatigue des femmes, voire des enfants. • Suivi de la consommation afin d'éviter toute facture démesurée. • En cas de nette augmentation des revenus de la femme, désengagement potentiel du mari chargé de subvenir aux besoins financiers du foyer. • Augmentation de la concurrence pour les activités productives	• Obtention de la connexion plus complexe pour les femmes à la tête de foyers matriarcaux en raison des relations nécessaires à l'acquisition d'un compteur.	• Proposer des capacités de paiement échelonné ou autoriser l'accès au crédit pour financer la connexion et l'installation. • Informer et éduquer pour un meilleur contrôle de la consommation électrique.
			• Absence quasi systématique de techniciens ou d'ingénieurs de sexe féminin susceptibles de travailler au déploiement et à la maintenance des réseaux.	• Valoriser l'embauche des jeunes femmes à l'aide de subventions et de primes pour la réalisation d'études techniques au sein du secteur électrique.
Pour les petites entreprises	• Réduction du nombre de délestages et de coupures avec amélioration de la constance du réseau électrique alors en mesure de desservir davantage de clients. • Amélioration qualitative du réseau qui se traduit par une réduction des surtensions, et donc des dégradations matérielles. • Augmentation de la production, et donc de la rentabilité des entreprises pouvant mieux utiliser leurs ressources (humaines et matérielles). • Augmentation des revenus et de l'emploi : nombre accru d'apprentis, d'installations, de lancements et d'employés. • Développement des activités basées sur l'électricité, notamment la transformation de produits agricoles pour le marché intérieur et l'exportation (à destination du Nigeria principalement).	• Risque de consommation élevée avec endettement. • Renforcement de la concurrence lorsque la commercialisation est inadaptée ou désorganisée.	• Les entreprises autofinancées qui disposent du capital suffisant profitent immédiatement de l'amélioration du réseau électrique. • Les autres entreprises ne disposent pas du capital nécessaire pour se connecter et investir dans les équipements requis. • Les nouvelles petites entreprises sont implantées dans des quartiers mal desservis dont la connexion au réseau n'est pas prioritaire. • Le développement des petites entreprises implique une transition vers une organisation professionnelle.	• L'environnement compte déjà des organisations dédiées au support des petites entreprises. • En termes d'électricité, étudier les solutions financières réservées aux jeunes entrepreneurs motivés ou aux petites entreprises souhaitant adopter l'électricité via le FNM, le Fonds national pour le développement des entreprises et l'emploi des jeunes ou d'autres partenaires de financement pour la connexion et l'acquisition d'équipements électriques. • Intégrer la gestion de la consommation aux modules de formation des dirigeants.

10.6.4 Impact sur la lutte contre la pauvreté

10.6.4.1 Impacts positifs sur l'économie et la création d'emplois

Pour l'économie, l'augmentation de la production énergétique devrait stimuler la croissance et s'accompagner d'impacts positifs en termes d'emploi et de revenus.

Afin d'optimiser l'impact sur la lutte contre la pauvreté, il convient de se concentrer sur les micro et petites entreprises dont la plupart ne font pas l'objet d'un enregistrement officiel et comptent moins de 50 employés. L'amélioration de l'accès à l'électricité permet aux opérateurs économiques de profiter d'un meilleur environnement aux conditions favorables à la hausse de l'emploi et des revenus dans un secteur qui s'inscrit comme la première source de travail pour les jeunes et les femmes.

10.6.4.2 Impacts négatifs

Les répercussions négatives potentielles peuvent fortement affecter les micro et petites entreprises, et s'accompagner notamment d'une augmentation de la concurrence et d'une pression à la baisse sur les prix lorsque la commercialisation et les opportunités commerciales s'avèrent désorganisées. Le marché reste dynamique, l'objectif étant de toucher les clients générés à l'échelle locale et nationale par la croissance démographique. Au Bénin, la production se tourne également vers le Nigeria qui présente des caractéristiques similaires. La clientèle se concentre dans les métropoles au sud du pays et les canaux de commercialisation doivent être modernisés afin de pouvoir suivre la cadence effrénée de la production et sa croissance.

10.6.4.3 Programmes sociaux en faveur des classes les plus pauvres

Pour que ces mesures soient efficaces, la SBEE devra accorder une attention particulière aux clients les plus pauvres et s'associer à des agences spécialisées dans l'aide à ces catégories de population. Cette démarche peut imposer la formation du personnel de ces agences chargé de suivre ces clients ou la désignation d'un interlocuteur responsable du déploiement des initiatives en faveur des classes les plus pauvres.

10.6.4.4 Systèmes de financement et d'aide à la connexion pour les ménages les plus pauvres

Ces systèmes visent à réduire les obstacles à l'acquisition d'un compteur pour les ménages les plus pauvres. Ils peuvent englober différentes mesures :

Tableau 10-20 – Mesures visant à réduire les obstacles à l'acquisition d'un compteur pour les ménages

Mesure	Partenariat
Établir un système de financement spécial qui permette l'installation d'un compteur par plan de paiement ou crédit traditionnel.	Partenariat possible avec le Fonds national de la microfinance pour la conception et le déploiement du système.
Développer des initiatives de support permettant aux ménages les plus pauvres d'acquérir un compteur (gestion des factures et des crédits, développement d'AGR ou procédures d'acquisition, par exemple). Concentrer ces efforts sur les quartiers comptant une importante population défavorisée lors de la planification de l'extension du réseau.	Partenariat possible avec une ONG ou les services sociaux des conseils municipaux/CPS.
Maintenir les programmes de subventionnement des compteurs tout en ciblant les ménages les plus pauvres et non de simples zones géographiques.	Partenariat possible avec la SBEE et les services sociaux des conseils municipaux.

Systèmes de financement et d'aide à la connexion pour les petites entreprises des jeunes et des femmes[35]

Cette campagne vise à simplifier la connexion au réseau électrique des entreprises dont la capacité d'autofinancement est limitée.

Ces systèmes peuvent englober différentes mesures :

Tableau 10-21 – Mesures visant à réduire les obstacles à l'acquisition d'un compteur pour les petites entreprises

Mesure	Partenariat
Établir un système de financement spécial qui permette l'installation d'un compteur par plan de paiement ou crédit traditionnel.	Partenariat possible avec le Fonds national de la microfinance et le Fonds national pour le développement des entreprises et l'emploi des jeunes pour la conception et le déploiement du système.
Développer des initiatives de support destinées aux petites entreprises gérées par les jeunes et les femmes sur la coordination des initiatives de gestion, la commercialisation ou encore les procédures d'officialisation.	Partenariat possible avec les organismes d'aide aux petites entreprises (PCB, PADME, chambre de l'artisanat, ANPME ou support des initiatives jeunesse, par exemple)

10.6.4.5 Campagne d'éducation et d'information sur l'utilisation de l'électricité

Cette campagne vise à mieux informer les clients modestes de la SBEE sur les conditions d'accès et l'utilisation de l'électricité. Une stratégie de communication doit être établie avant de définir les objectifs en la matière, laquelle doit intégrer la campagne d'éducation et d'information.

La campagne doit englober les thématiques suivantes :

- Information sur la sécurité (installations, équipements ou comportements, par exemple).

- Gestion et contrôle de la consommation (règles, types d'appareils). Les messages doivent être adaptés au client et tenir compte de leur expérience et de leur utilisation de l'électricité.
- Informations pratiques sur les étapes à respecter, les conditions d'accès aux compteurs, la configuration des extensions, les modalités de paiement ou encore le calcul des factures.

La campagne d'éducation et d'information doit être adaptée au public cible en termes de contenu (personnalisation des messages d'après l'utilisation réelle de l'électricité de sorte à éviter d'aborder la climatisation lorsque la majorité de l'assistance n'est pas concernée, par exemple), mais aussi de canaux de diffusion (associations et ONG, par exemple), de langue et de support de communication (impression, radio, télévision).

Programmes en faveur de l'embauche des femmes au sein du secteur électrique

Le secteur électrique est un univers masculin. Afin d'encourager l'embauche des femmes aux postes de techniciens ou d'ingénieurs, le secteur électrique doit s'assurer qu'elles peuvent accéder aux parcours de formation. Ainsi, il pourrait s'agir d'instaurer des programmes de bourses permettant aux jeunes femmes de pénétrer dans ces secteurs techniques.

Priorité aux quartiers pauvres et mal desservis dans le cadre de l'extension du réseau

Le réseau de distribution couvre parfaitement les centres-villes. Cependant, l'extension du réseau n'a pas suivi l'expansion géographique des métropoles. Les zones périurbaines sont mal desservies et sont dans l'attente s'une meilleure connexion au réseau. La plupart des villes ne disposent pas d'un zonage défini de la pauvreté et la plupart des quartiers offrent une diversité sociale. À Cotonou toutefois, la ségrégation de la pauvreté est plus marquée : les quartiers pauvres situés à proximité de la lagune ou d'Akpakpa et s'étendent jusqu'à Sèmè-Kpodji alors que les populations les plus aisées sont implantées sur le cordon littoral. Les plans d'extension doivent tenir compte de ces éléments afin de garantir que l'électrification de ces zones est également étudiée.

10.6.4.6 Mesures d'atténuation complémentaires à grande échelle

Les éléments suivants visent à optimiser l'impact sur la lutte contre la pauvreté et à résoudre certaines inégalités de genre :

Valorisation des microentreprises, des artisans et des petites entreprises **(coûts compris entre 250 000 et 1 000 000 $ en fonction de l'intérêt et de la priorité de ces mesures)** :

a) Étudier la possibilité avec la SBEE (ou un autre partenaire) d'ouvrir un service unique pour cette catégorie de clients avec conseils sur les procédures et les tarifs, primes pour le démantèlement des connexions en toile d'araignée et la connexion au réseau des clients qui n'avaient pas de compteur jusque-là (compteurs prépayés en partie subventionnés), possibilité d'accéder à un équipement de câblage à moindre coût, relation avec les organismes de financement pour la partie non subventionnée de la connexion, équipement électrique, câblage des composants, conseils sur la consommation, etc.

b) Organismes de financement pour la connexion et l'équipement électrique : étudier la possibilité de développer des solutions de microfinancement avec la FNM (notamment pour les femmes les plus pauvres) ou le Fonds national pour l'emploi des jeunes afin de couvrir les coûts de connexion et d'équipement, ainsi qu'avec d'autres institutions de microfinancement pour petits entrepreneurs

c) En partenariat avec les organisations dédiées au support des petites entreprises telles que le centre de valorisation commerciale, organiser des sessions de formation et de sensibilisation aux programmes d'incitation (à la connexion et à l'utilisation adaptée de l'électricité), à la gestion financière des développements commerciaux et aux nouvelles opportunités en veillant à faire participer les femmes entrepreneurs à ces mécanismes de soutien.

d) En collaboration avec les municipalités, étudier les possibilités d'équipement des marchés locaux avec un pool de connexions pour petits commerces et restaurateurs pouvant être louées aux microentrepreneurs (femmes) et aux groupements féminins.

e) Organiser une campagne d'information et de sensibilisation qui cible cette catégorie de clients.

Composante sociale pour les ménages les plus pauvres **(250 000 à 400 000 $ pour 1 500 ménages en fonction de l'intérêt de ces mesures) :**

a) En collaboration avec les municipalités et les services sociaux, étudier les possibilités de déploiement d'un programme ciblant les zones les plus pauvres de Cotonou et de Porto-Novo afin de promouvoir la connexion à l'électricité. En raison de capacités de paiement très limitées (consommation à hauteur de 1 500 à 2 000 francs CFA par mois pour la tranche sociale de facturation de la SBEE), impossibilité d'assumer le coût de connexion et de câblage. Possibilité de bénéficier d'une connexion en grande partie subventionnée (câblage compris) dans le cadre d'un projet pilote visant à sortir les familles de la pauvreté moyennant une moindre contribution.

b) Organiser une campagne d'information et de sensibilisation à l'électricité dans ces zones (modalités, réduction du gaspillage ou encore renforcement de la sécurité).

c) Explorer les possibilités d'installation d'un poste de recharge pour téléphones portables utilisable à d'autres fins par les clients locaux, le tout à un prix extrêmement réduit

Campagne d'information et de sensibilisation globale qui cible différents groupes de clients en fonction de leurs besoins et de leurs exigences **(200 000 $)**

<u>Profil de la pauvreté au Bénin</u>

Le profil de la pauvreté au Bénin tel que décrit dans l'« Étude de la pauvreté au Bénin » résume des conditions nationales comme suit (INSAE, 2014) :

- L'incidence de la pauvreté est supérieure au sein des ménages ruraux traditionnels, lesquels comptent généralement davantage de personnes et affichent une gestion patriarcale, le chef de famille étant souvent analphabète.

- En revanche, l'incidence de la pauvreté est inférieure au sein des ménages matriarcaux, lesquels comptent généralement moins de personnes, se situent dans des zones urbaines et mobilisent plusieurs sources de revenus.
- La pauvreté est plus marquée dans les zones rurales et dans les régions nord telles que l'Atacora et l'Alibori.
- En zones urbaines, les populations pauvres et défavorisées persistent en dépit de l'amélioration des indicateurs de pauvreté imputable à l'émergence de la classe moyenne.

Les villes identifiées au Tableau 10-22 se situent à proximité des projets de distribution proposés et devrait directement profiter de l'augmentation de la production électrique en journée.

Tableau 10-22 – Indicateurs de population et de revenus

Communauté	Population (2012)	Croissance démographique entre 2002 et 2012 (par an)	Ménages matriarcaux (en %)	Taille moyenne des ménages	% de la population non migrante	Seuil de pauvreté par habitant et par année (en ville)	Dépenses moyennes par habitant et par année
Natitingou	104 010	2,87	20,5	6,1	75	121 709	188 498
Djougou	266 522	3,45	7,7	7,4	87	116 942	152 127
Parakou	254 254	4,81	22,5	5,3	65	120 377	249 182
Porto-Novo	263 616						
Cotonou	678 874						
Bénin	9 983 884	3,5	23,2	5,1	81	150 765	245 339

Sources : RGPH, 2012 et INSAE, 2012

Tableau 10-23 – Indicateurs de pauvreté

Communauté	Taux de pauvreté (nbre de foyers en %)		Vivant avec moins de 1 dollar par jour	Vivant dans l'insécurité alimentaire	Alphabétisme chez les adultes (en %)	Alphabétisme chez les 15-25 ans (en %)	Sans instruction
	Non monétaire	Monétaire					
Natitingou	44	40,1	66,2	56,5	44,1	70,8	43,1
Djougou	20,4	39,8	79	15,3	27,4	50,6	53,3
Parakou	11	22,5	47,2	21,7	68,6	80,6	26,5
Porto-Novo							
Cotonou							
Bénin	30,2	36,2	53,9	22,5	44,6	64,7	43,1

Source : INSAE, 2012

Population

Entre 2002 et 2012, la croissance démographique est passée à 3,5 % par an (contre 3,24 % pour la décennie précédente). Le Bénin comptait 9 983 884 habitants en 2012 (51,2 % de femmes), un chiffre cohérent avec celui des années antérieures).

Les inégalités de genre persistent en dépit de l'évolution du cadre juridique en faveur d'une meilleure parité hommes-femmes. Les inégalités les plus marquées ont été relevées pour les activités suivantes :

- accès aux services médicaux, en raison de composantes socioculturelles notamment ;
- accès et utilisation des moyens de production et des actifs tels que les terres, les capitaux, les équipements et la main d'œuvre (88 % des terres sont détenues par des hommes et souvent obtenues dans le cadre d'un héritage, et l'accès au crédit des femmes est limité) ;
- persistance de la violence à l'encontre des femmes (62 % d'entre elles ont été abusées ou ont vu leurs droits bafoués) ; et
- accès aux postes à responsabilités (8 % des femmes siègent au parlement, 3,2 % dans des gouvernements locaux et 27 % au gouvernement) et aux postes de direction.

Emploi, revenus et pauvreté

L'incapacité à offrir des emplois et des opportunités de revenus aux populations, et notamment aux jeunes, constitue l'un des principaux facteurs de renforcement de la pauvreté. Seuls 59 % des jeunes de 15 à 39 ans sont employés, la plupart étant indépendants, associés (59 %) ou apprentis (8,6 %). Une grande partie des embauches se fait sans contrat (90,4 % des emplois sont informels). Le développement de l'emploi formel au sein du secteur privé ne permet pas d'absorber l'explosion des jeunes ressources. Situé principalement au sud (dans les villes de Parakou et Bohicon, notamment), le secteur industriel constitue une source d'emplois.

En dehors du secteur agricole, l'artisanat, les services et les micro/petites entreprises représentent cependant la principale source d'emplois pour la majorité de la population. Ainsi, à Djougou (260 000 habitants), 7 000 entreprises d'artisanat sont enregistrées. Chacune d'entre elles offre des emplois ou des contrats d'apprentissage à hauteur de 4 ou 5 employés (soit 30 000 personnes au total). D'après les collectifs de petits artisans, le nombre de microentreprises non enregistrées est sensiblement le même. À Bohicon, 1 425 petites entreprises d'artisanat sont enregistrées, lesquelles s'acquittent de 38 % des impôts municipaux. Natitingou compte environ 1 000 petites entreprises d'artisanat enregistrées. Au Bénin, l'artisanat, le petit commerce et les services représentent la principale source d'emplois indépendants et d'opportunités de revenus. Ce secteur est donc stratégique à la lutte contre la pauvreté.

Accès à l'électricité des entreprises et du secteur privé

Le développement de l'industrie, de l'artisanat et du tertiaire est limité par une alimentation insuffisante. Les chambres de commerce, les municipalités et les collectifs d'artisans ont identifié les principaux facteurs limitatifs de la croissance :

- Des chutes de tension et des coupures qui affectent la disponibilité opérationnelle et la production, et donc les besoins en termes de main d'œuvre
- Une production insuffisante qui impacte la rentabilité
- Une insuffisance énergétique qui détourne les investisseurs de certains secteurs industriels et artisanats, et affecte les projets de développement

- Une alimentation insuffisante qui impose aux petites entreprises de recourir à des équipements et des techniques obsolètes ne faisant pas appel à l'électricité ; celles-ci ne peuvent donc répondre à la demande et aux besoins des clients modernes

En centre-ville, l'électricité est parfaitement accessible. Elle reste cependant difficile à obtenir dans les zones périurbaines, lesquelles se connectent massivement de manière illégale. En raison du manque d'espace en centre-ville, la plupart des nouvelles entreprises se développent dans les zones périurbaines et ne peuvent donc pas accéder facilement à l'électricité. Cette tendance décourage les jeunes qui souhaitent développer leur propre activité génératrice de revenus à l'issue de leurs études ou de leur apprentissage. En raison d'une alimentation insuffisante, de nombreuses grandes industries utilisent des générateurs pour produire leur propre électricité (le coût de l'opération est important).

En outre, les entrepreneurs dénoncent régulièrement les problèmes de gouvernance associés à un mauvais accompagnement des clients eu égard aux services fournis par la SBEE (procédure de paiement de la facture d'électricité, maintenance et réparation, ou encore envoi et précision des factures).

Les différents acteurs ont également identifié divers facteurs limitatifs du développement commercial. En dépit d'un dynamisme certain, l'environnement économique n'est pas favorable au secteur : rares sont les opportunités de formation, de support technique et de conseil (même si plusieurs initiatives ont récemment vu le jour grâce aux investissements du centre de valorisation commercial et de MCC). Les crédits pour la création ou le développement de petites entreprises gérées par de jeunes entrepreneurs sont quasi inexistants.

Tableau 10-24 – Taux d'emploi et connexion au réseau électrique

	Taux de sous-emploi	Taux d'emploi des 15-24 ans	% d'accès des ménages à l'électricité (en ville)	% des revenus alloués au logement et à l'électricité
Natitingou	71	41	36	12,1
Djougou	57	43	38	9,1
Parakou	45	31	78	13,6
Porto-Novo				
Cotonou				
Bénin	64	37	69	14

Source : INSAE, 2012

Pour les groupements féminins, les avantages de l'accès à l'électricité ne sont pas encore concluants. En effet, ces groupements interviennent essentiellement dans la transformation agricole à petite échelle ou le petit commerce. La rentabilité de ces activités est limitée et empêche les groupements d'assumer une connexion au réseau électrique. L'adoption de l'électricité leur impose de modifier leur modèle commercial et donc, dans la plupart des cas, de procéder à d'importantes modifications et de disposer d'une importante aide extérieure. Les groupements féminins visent avant tout la responsabilisation par l'activité de groupe. La rentabilité est principalement recherchée pour les activités exécutées individuellement par les petits entrepreneurs.

Accès à l'électricité des ménages, des services publics et des privés

Le taux de connexion est élevé dans les zones urbaines et en centre-ville où la plupart des foyers sont connectés au réseau. Dans ces secteurs, les foyers non connectés correspondent aux ménages les plus pauvres dans l'impossibilité d'assumer le coût de la connexion et de la consommation.

Dans les zones périurbaines, la connexion au réseau reste insuffisante. En raison du délai d'obtention d'un compteur, de son coût d'installation et des procédures correspondantes (pour les locataires/sous-locataires), de nombreuses connexions illégales sont installées en tirant des câbles depuis un compteur officiel.

Une série d'échanges avec groupes de discussion doit permettre d'obtenir davantage d'informations sur l'utilisation de l'électricité et sur ses impacts sociaux/sexospécifiques. D'après les discussions échangées lors d'une première série de rencontres avec des femmes, les avantages de l'électricité sont les suivants :

- Prolongement de la journée et possibilité d'effectuer davantage d'activités.
- Utilisation de certains appareils : lampes, puis télévision, radio, téléphones portables et ventilateurs pour l'ensemble des ménages. Lorsque le statut économique le permet, acquisition de certains appareils électroménagers (fer à repasser, robots de cuisine, puis réfrigérateurs). Lorsque la facture augmente, ces appareils sont les premiers déconnectés.
- Pour les enfants, nette amélioration des études et travaux scolaires, découverte du monde moderne et accès aux technologies d'information.
- Pour tous les membres du ménage, meilleure information et connexion au monde extérieur grâce à la télévision et la radio (les deux appareils les plus utilisés), et renforcement de l'identité nationale
- Amélioration de l'accès à l'information, un avantage de taille pour les femmes

Les problèmes d'alimentation électrique se rapprochent de ceux rencontrés par les entrepreneurs en matière de technique et de gouvernance : coupures fréquentes, inconstance de l'alimentation, sous-tensions à l'origine de dégradations matérielles, délai et manque de transparence du processus d'acquisition d'un compteur et de connexion, facturation et paiement, etc.

Dans l'ensemble des communes, la majorité des infrastructures de services de base sont connectées au réseau ou doivent être raccordées à une ligne de distribution. Dans les villes en pleine expansion (Parakou et Djougou, par exemple), certaines infrastructures en zone périurbaine ne disposent toujours pas d'une ligne de distribution avec connexion et doivent être considérées comme hautement prioritaires. Les principaux problèmes soulevés par les municipalités renvoient à l'insuffisance de l'alimentation, aux longues coupures régulières et aux sous/surtensions. Les répercussions sont les suivantes :

- dégradation et renouvellement fréquent des équipements,
- baisse de la productivité administrative,
- perturbation des services proposés au public, et
- nécessité d'installer et d'exploiter des générateurs pour certaines infrastructures telles que les hôpitaux.

Impacts sociaux et économiques des projets énergétiques sur la lutte contre la pauvreté au Bénin

En proposant d'améliorer la production électrique du réseau en journée et la qualité de l'alimentation (réduction des coupures et stabilisation de la tension), le projet de centrale photovoltaïque permet de pallier l'un des principaux goulots d'étranglement économiques en termes d'activités et de croissance :

- Augmentation de la production électrique du réseau
- Réduction du nombre et de la durée des coupures, et donc amélioration de la disponibilité et de la production
- Augmentation et stabilisation de la tension du réseau permettant ainsi de réduire les risques de dégradation matérielle
- Accès transparent au réseau électrique grâce aux compteurs prépayés (pour petites entreprises)

Les impacts économiques prévisionnels sont les suivants :

- Renforcement de la production et de l'activité des industries et des entreprises existantes grâce à la réduction des coupures et à l'amélioration de l'alimentation ; renforcement de la viabilité des entreprises (revenus supérieurs aux charges)
- Possibilités de déploiement (activités et produits)
- Création de nouveaux sites (usines et ateliers) et de nouvelles entreprises dans des régions autrefois privées d'électricité.
- Augmentation de la main d'œuvre, des revenus et des taxes.

Les impacts sociaux positifs en termes de lutte contre la pauvreté devraient principalement porter sur l'augmentation du nombre d'emplois et d'opportunités génératrices de revenus pour les populations les plus pauvres. Les impacts négatifs devraient apparaître dès lors que l'amélioration du réseau électrique s'accompagne d'une croissance et de bénéfices non durables qui ne concernent pas les ménages les plus pauvres n'étant pas connectés au réseau et ne pouvant donc pas tirer parti de la croissance économique globale.

Bien que ces impacts doivent être ressentis à échelle nationale, la différence risque d'être plus marquée pour les villes du nord actuellement privées d'énergie (Djougou et Parakou, par exemple) qui abritent des entreprises dynamiques de toute taille.

La principale opportunité de lutte contre la pauvreté concerne le petit artisanat et les petites entreprises, puisque le secteur :

- Représente la première source d'emploi, offre travail et formation à la plupart des jeunes béninois, et s'accompagne d'opportunités d'activité indépendante
- Offre aux femmes de nombreux débouchés économiques
- Propose un travail aux ressources non qualifiées et aux stagiaires professionnels,
    - Contribue activement aux gouvernements locaux et s'acquitte d'une part importante des taxes locales
- Offre un marché en perpétuelle expansion stimulé par la croissance démographique, les clients locaux et la production locale

- Allie organisation et responsabilité sociale (notamment au travers de l'apprentissage puisque chaque artisan embauche entre 3 et 5 apprentis)
- Est omniprésent, y compris dans les petits villages reculés des zones rurales et du nord (où l'incidence de la pauvreté est supérieure).

Les impacts sociaux et économiques des projets énergétiques devraient être renforcés par l'amélioration du réseau électrique, notamment dans les villes du nord où ce secteur est dynamique (Parakou et Djougou).

Les projets énergétiques doivent tenir compte des problèmes de gouvernance associés à l'électricité qui s'inscrivent comme un fardeau ou un handicap pour les petites entreprises : la SBEE doit adopter une approche qui privilégie davantage le client et s'améliorer en termes de transparence, de modalités de paiement, de procédures ou encore de délais de connexion.

En dépit d'un dynamisme certain, l'environnement économique n'est pas favorable au secteur : rares sont les opportunités de formation, de support technique et de conseil (même si plusieurs initiatives ont récemment vu le jour grâce aux investissements du centre de valorisation commercial et de MCC). Les crédits pour la création ou le développement de petites entreprises gérées par de jeunes entrepreneurs sont quasi inexistants. Certaines mesures et certains partenariats doivent être étudiés afin d'optimiser l'impact de l'amélioration de l'accès à l'électricité des petites entreprises.

Composantes genres

Très actives dans ce secteur (petit artisanat, fabrication manuelle et petites entreprises), les femmes possèdent de précieux atouts (transformation des produits agricoles, coiffure, stands de nourriture, restaurants ou encore petits cafés/bars).

Ce secteur supporte activement les femmes, leur offrant la possibilité d'investir progressivement à petite échelle et d'adapter l'environnement professionnel à d'autres exigences (familiales ou éducatives, par exemple).

Les rencontres ont révélé qu'hommes et femmes partageaient les mêmes difficultés et les mêmes préoccupations : opportunités professionnelles, goulots d'étranglement énergétiques et contraintes diverses.

10.7 NON-REALISATION DU PROJET

L'étude des alternatives aux projets s'inscrit comme une composante de planification stratégique permettant d'atteindre les objectifs fixés. La non-réalisation du projet suppose qu'aucune des améliorations proposées n'est apportée au réseau de distribution.

Cette option signifie que l'absence d'amélioration de l'accès au réseau inadapté qui limite la qualité de vie et les opportunités économiques au Bénin. La non-réalisation du projet va à l'encontre des différentes politiques nationales et internationales qui valorisent la croissance économique et l'amélioration des activités de subsistance. Ces politiques englobent notamment la stratégie de croissance et de lutte contre la pauvreté de la République du Bénin (Fonds monétaire international, 2011), Bénin 2025 : ALAFIA (gouvernement béninois, 2000), accord entre MCC et le gouvernement

béninois pour le compact, et politiques MCC d'aide au pays en développement. La mesure d'amélioration du réseau du Bénin proposée devrait s'accompagner d'impacts temporaires réduits sur l'environnement humain et naturel, la plupart des mises à niveau étant réalisées au sein des emprises de l'actuel réseau. Au regard des arguments avancés ci-dessus, la solution proposée reste la meilleure option d'avenir.

10.8 IMPACTS CUMULES

L'analyse des impacts cumulés dans le cadre d'une EA doit tenir compte des impacts environnementaux potentiels associés à « l'impact différentiel des développements réalisés, planifiés ou raisonnablement définis sur les régions ou ressources exploitées ou directement impactées dans le cadre du projet au moment du processus d'identification des risques et impacts » (IFC, 2012).

Les impacts cumulés se limitent aux impacts identifiés comme importants au regard des préoccupations scientifiques et/ou des communautés touchées. Exemples d'impact cumulés : contribution marginale aux émissions gazeuses en bassin atmosphérique ; diminution des cours d'eau en bassin versant en raison des nombreux pompages ; augmentation de la charge sédimentaire en bassin versant ; perturbation des migrations aviaires ou animales ; ou augmentation du nombre d'embouteillages et d'accidents en raison du renforcement de la circulation routière (IFC, 2012).

La présente EA identifie les projets MCC-Benin II devant être déployés au sein de la République du Bénin. Au cours de la phase prochaine de conception, les projets à déployer seront étudiés plus en détail, conformément au processus d'EIES du Bénin ; ils intégreront une évaluation complémentaire des impacts cumulés.

Cette section décrit les types de projet ainsi que les analyses nécessaires à l'étude des impacts cumulés au sein de la zone d'influence, à savoir les frontières internationalement reconnues de la République du Bénin.

10.8.1 Exemples représentatifs de projets pertinents en termes d'impacts cumulés – Projets énergétiques financés par des investisseurs tiers

Les exemples représentatifs des projets pouvant s'accompagner d'impacts cumulés avec ceux des projets MCC-Benin II sont répertoriés au Tableau 10-25. Cette liste ne constitue pas une analyse exhaustive des projets susceptibles d'être mis en œuvre au sein des frontières internationalement reconnues de la République du Bénin.

Les types de développements (projets) réalisés, planifiés ou raisonnablement définis répertoriés dans le tableau correspondent aux projets financés par des investisseurs tiers ou conçus de sorte à augmenter la production d'électricité et/ou à améliorer le système de distribution. Ces améliorations devraient renforcer les avantages socioéconomiques des projets MCA-Benin II dans la mesure où ils s'accompagnent d'un meilleur accès à un réseau électrique plus fiable pour les clients SBEE.

Tableau 10-25 – Développements réalisés, planifiés ou raisonnablement définis pertinents en termes d'impacts cumulés

Nom du projet	Zone géographique	Étude de faisabilité ou analyse environnementale
Modification du Système d'échange d'énergie électrique ouest-africain (WAPP)	Projet multinational de construction de trois lignes de transmission de 330 kV au travers du Bénin. - Connexion nord du Nigeria au Burkina Faso via Malanville (Bénin) - Connexion centrale via Parakou et Djougou - Connexion sud avec le Togo via Saké.	Les études de faisabilité sont en phase préliminaire. Les terres/couloirs ont été proposé(e)s ; néanmoins, l'itinéraire définitif, l'emplacement et le nombre d'accès au réseau béninois n'ont pas encore été déterminés. Calendrier : exploitation après 2021
Centrale hydraulique d'Adjarala	Frontière entre le Togo et le Bénin au sud, à environ 60 km du premier projet MCA-Benin II et à l'extérieur de tout bassin versant rattaché au compact MCA-Benin II. Le site doit être installé en aval de la centrale hydraulique de Nangbeto (Togo) sur le fleuve Mono	Étude de faisabilité et analyse environnementale terminées Calendrier : exploitation après 2021
Centrale électrique de Maria Gleta à combustible lourd avec générateur diesel de 450 MW	Centrale électrique entre Abomey-Calavi et Cotonou. Installation construite pour la combustion de gaz naturel qui n'a jamais été coordonnée ; accès au gaz prévu d'ici 2017 avec lancement des opérations dans la foulée (exploitation occasionnelle au combustible jusqu'à ce jour)	Étude de faisabilité technique réalisée par Tractebel Calendrier : exploitation au gaz d'ici 2017
Projet Abomey-Calavi	Région nord-ouest de Cotonou, dans la ville voisine d'Abomey-Calavi (site différent de la ville béninoise d'Abomey, située plus au nord, à proximité de Bohicon).	Étude de faisabilité et analyse environnementale terminées Calendrier : achèvement de la construction d'ici 2017
Centrales hydrauliques de Bétérou, d'Olougbe et de Vossa	Emplacements non définis, sur le fleuve Ouémé à proximité de villes	Études de faisabilité en cours Calendrier : après 2017
Connexions aériennes régionales SBEE	Amélioration globale du réseau par la SBEE ; constructions en cours Ligne aérienne entre Sakété, Tanzoun et Porto-Novo Ligne aérienne entre Onigbolo et Parakou	Études terminées Calendrier : exploitation d'ici 2016

Tableau 10-25 – Développements réalisés, planifiés ou raisonnablement définis pertinents en termes d'impacts cumulés

Nom du projet	Zone géographique	Étude de faisabilité ou analyse environnementale
Réseau aérien de Bérécingou	S'étend sur la zone ouest de Natitingou éloignée de la centrale thermique de Yeripao	Sous-station construite, lignes et pylônes acquis Itinéraire définitif en cours de finalisation Calendrier prévisionnel : 2016
Futur complexe industriel de Natitingou	Zone au sud de la ville réservée pour de futures activités industrielles non définies	Aucune étude réalisée, ni aucun plan de développement établi en dehors de la délimitation de la zone Calendrier : aucune prévision
PDC de Natitingou avec plusieurs plans d'amélioration de la commune (MDGLAAT, 2004)	Planification directrice à échelle de Natitingou et de sa périphérie. Statut des projets isolés (nouvel office de tourisme, rénovation des routes, reforestation, consolidation des systèmes d'approvisionnement en eau et du réseau d'évacuation) non déterminé	Calendrier : non défini
PDC de Parakou avec plusieurs plans d'amélioration de la commune (MDGLAAT, 2013)	Planification directrice à échelle de Parakou et de sa périphérie. Statut des projets isolés (construction d'un périphérique et rénovation des routes, amélioration des systèmes de lutte contre les inondations) non déterminé	Calendrier : non défini
Projets en cours pour Parakou	Travaux d'évacuation (eaux pluviales et eaux usées), projet de construction d'un périphérique, augmentation de la capacité d'alimentation en eau (projet ORIO), plan directeur de gestion de l'eau potable et des eaux usées, édification d'un centre commercial place Tabera (communication interne de Sinagourigui, 2015)	Construction en cours
Projets en cours pour Porto-Novo	Travaux d'évacuation (eaux pluviales et eaux usées), projet de construction d'un périphérique, augmentation de la capacité d'alimentation en eau (projet ORIO), plan directeur de gestion de l'eau potable et des eaux usées, édification d'un centre commercial place Tabera (Grégoire, 2014)	Construction en cours

10.8.2 Impacts cumulés potentiels

L'étude des impacts de la présente EA identifie les composantes à étudier plus en détail au cours de la phase prochaine de conception, conformément au processus d'EIES du Bénin.

Les paragraphes suivants décrivent les impacts potentiels des projets susceptibles de s'inscrire comme des impacts environnementaux cumulés.

10.8.2.1 Qualité de l'air

Au cours de la phase de construction, la rénovation des installations SBEE et l'amélioration du réseau, de ses lignes électriques et de ses sous-stations (mise à niveau du réseau de distribution) devraient s'accompagner d'émissions atmosphériques à court terme. Une fois la construction terminée, la phase d'exploitation du réseau de distribution mis à niveau ne devrait présenter aucun impact.

Il existe différents projets dont les activités à l'origine d'émissions atmosphériques peuvent affecter la République du Bénin (voir le tableau 1.8-1). Combiné aux émissions atmosphériques associées aux projets menés au sein de la zone d'étude géographique, l'impact minimal sur la qualité de l'air de la mise à niveau du réseau de distribution peut s'accompagner d'impacts cumulés en la matière.

Au cours de la phase prochaine de conception, les projets à déployer seront étudiés plus en détail, conformément au processus d'EIES du Bénin ; ils intégreront une évaluation complémentaire des impacts cumulés sur la qualité de l'air.

10.8.2.2 Changement climatique

D'après l'analyse qualitative simplifiée, le déploiement des projets de mise à niveau du réseau de distribution devrait à long terme s'accompagner d'impacts positifs sur le changement climatique. À court terme cependant, la construction (notamment les travaux d'excavation visant à enfouir les lignes de transmission et l'édification de nouvelles sous-stations) devrait entraîner l'émission de GES du fait de la combustion de carburant des équipements de construction et des véhicules transportant matériaux et ouvriers sur le chantier. La portée et la durée de ces émissions de GES étant limitées, les impacts associés sont considérés comme mineurs.

Plusieurs types de projets peuvent présenter des impacts cumulés sur le changement climatique. Combinée aux impacts sur le changement climatique des autres projets menés au sein de la zone d'étude géographique, l'exploitation du réseau de distribution mis à niveau peut présenter des impacts cumulés en la matière. Au cours de la phase prochaine de conception, les projets à déployer seront étudiés plus en détail, conformément au processus d'EIES du Bénin ; ils intégreront une évaluation complémentaire des impacts cumulés sur le changement climatique.

10.8.2.3 Nuisances sonores

Au cours de la phase de construction, les projets de mise à niveau du réseau de distribution peuvent s'accompagner d'une augmentation des nuisances sonores à court terme. Cependant, une fois la

construction terminée et les équipements installés, les nuisances sonores aux alentours du site de construction et d'excavation de la sous-station devraient revenir aux conditions de référence.

Il existe différents projets dont les activités à l'origine de nuisances sonores peuvent affecter les communautés et leurs périphéries. Combiné aux nuisances sonores associées aux projets menés au sein de la zone d'étude géographique, l'impact sonore minimal de la mise à niveau du réseau de distribution peut s'accompagner d'impacts cumulés en la matière. Cependant, au cours de la phase prochaine de conception, les projets à déployer seront étudiés plus en détail, conformément au processus d'EIES du Bénin ; ils intégreront une évaluation complémentaire des impacts cumulés.

10.8.2.4 Ressources en eau

Les activités de construction menées lors de la mise à niveau du réseau de distribution peuvent s'accompagner d'impacts sur les ressources en eau. D'après l'analyse simplifiée et au vu des impacts potentiels sur les ressources en eau des autres projets menés au sein de la zone d'étude géographique, lesdites ressources peuvent faire l'objet d'impacts cumulés. Au cours de la phase prochaine de conception, les projets à déployer seront étudiés plus en détail, conformément au processus d'EIES du Bénin ; ils intégreront une évaluation complémentaire des impacts cumulés sur les ressources en eau.

10.8.2.5 Géologie et sols

La mise à niveau du réseau de distribution englobe des activités susceptibles d'impacter la géologie et les sols. Les impacts sur la géologie et les sols devraient être mineurs et temporaires. Plusieurs types de projets peuvent présenter des impacts cumulés sur la géologie et les sols. Combiné aux impacts sur la géologie et les sols des autres projets menés au sein de la zone d'étude géographique, le projet de mise à niveau du réseau de distribution peut présenter des impacts cumulés en la matière. Au cours de la phase prochaine de conception, les projets à déployer seront étudiés plus en détail, conformément au processus d'EIES du Bénin ; ils intégreront une évaluation complémentaire des impacts cumulés sur la géologie et les sols.

10.8.2.6 Utilisation et acquisition des terres

Pour certaines sections, la mise à niveau du réseau de distribution peut s'accompagner d'une modification définitive de la terre. Combinée aux impacts sur l'utilisation et l'acquisition des terres des autres projets menés au sein de la zone d'étude géographique, la mise à niveau du réseau de distribution peut présenter des impacts cumulés en la matière. Au cours de la phase prochaine de conception, les projets à déployer seront étudiés plus en détail, conformément au processus d'EIES du Bénin ; ils intégreront une évaluation complémentaire des impacts cumulés sur l'utilisation des terres.

10.8.2.7 Composantes socio-économiques

Pour certaines sections, la mise à niveau du réseau de distribution peut s'accompagner d'une modification définitive de la terre. Combinée aux impacts sur l'utilisation et l'acquisition des terres des autres projets menés au sein de la zone d'étude géographique, la mise à niveau du réseau de distribution peut présenter des impacts cumulés en la matière. Au cours de la phase prochaine de

conception, les projets à déployer seront étudiés plus en détail, conformément au processus d'EIES du Bénin ; ils intégreront une évaluation complémentaire des impacts cumulés sur l'utilisation des terres.

10.8.2.8 Ressources culturelles

Les impacts de la mise à niveau du réseau de distribution sur les ressources culturelles n'ont pas encore été identifiés. Une étude des ressources culturelles est recommandée afin de s'assurer que les travaux contournent et préservent lesdites ressources.

Il existe différents projets dont les activités peuvent affecter les ressources culturelles des communautés et de leurs périphéries. Combiné aux impacts sur les ressources culturelles associés aux projets menés au sein de la zone d'étude géographique, la mise à niveau du réseau de distribution peut s'accompagner d'impacts cumulés en la matière. Au cours de la phase prochaine de conception, les projets à déployer seront étudiés plus en détail, conformément au processus d'EIES du Bénin ; ils intégreront une évaluation complémentaire des impacts cumulés sur les ressources culturelles.

10.8.2.9 Ressources biologiques

Les activités menées lors de la mise à niveau du réseau de distribution peuvent s'accompagner d'impacts variés sur les ressources biologiques. La mise en œuvre du projet proposé peut entraîner la dégradation, la destruction ou la disparition d'espèces rares ou en voie de disparition (faune et flore), voire la destruction ou l'altération définitive d'habitats naturels sensibles. D'après l'analyse simplifiée et au vu des impacts potentiels sur les ressources biologiques des autres projets menés au sein de la zone d'étude géographique, lesdites ressources peuvent faire l'objet d'impacts cumulés. Au cours de la phase prochaine de conception, les projets à déployer seront étudiés plus en détail, conformément au processus d'EIES du Bénin ; ils intégreront une évaluation complémentaire des impacts cumulés sur les ressources biologiques.

10.8.2.10 Infrastructures et équipements

Les activités menées lors de la mise à niveau du réseau de distribution peuvent s'accompagner d'impacts sur les besoins en électricité, l'eau potable, les déchets solides et les voies de transport. Plusieurs types de projets peuvent présenter des impacts cumulés sur les infrastructures et équipements. Combinée aux impacts sur les infrastructures et équipements des autres projets menés au sein de la zone d'étude géographique, la mise à niveau du réseau de distribution peut présenter des impacts cumulés en la matière. Au cours de la phase prochaine de conception, les projets à déployer seront étudiés plus en détail, conformément au processus d'EIES du Bénin ; ils intégreront une évaluation complémentaire des impacts cumulés sur les infrastructures et les équipements.

10.8.2.11 Substances dangereuses

Les substances dangereuses associées aux phases de construction et de mise à niveau du réseau de distribution doivent englober les combustibles et hydrocarbures standard utilisés à proximité des chantiers. À court terme, les activités de construction doivent s'accompagner d'une augmentation du risque de déversement de matériaux dangereux, notamment lors du réapprovisionnement des véhicules

en combustible. L'activité accrue sur le site pourrait aussi renforcer l'exposition des ouvriers à toute contamination potentielle des sols, y compris aux PCB. Les pratiques d'excellence en matière de gestion de la construction et les plans de santé et de sécurité (HASP) doivent réduire les risques associés aux substances dangereuses au cours de la phase de construction. Les impacts négatifs sont réduits puisque les nouveaux équipements sont inertes ou utilisés sans huiles PCB (pour les transformateurs) : à long terme, les projets ne devraient présenter aucun risque eu égard aux substances dangereuses.

Plusieurs types de projets peuvent présenter des impacts cumulés liés aux substances dangereuses. Combinée aux impacts liés aux substances dangereuses des autres projets menés au sein de la zone d'étude géographique, la mise à niveau du réseau de distribution peut présenter des impacts cumulés en la matière. Au cours de la phase prochaine de conception, les projets à déployer seront étudiés plus en détail, conformément au processus d'EIES du Bénin ; ils intégreront une évaluation complémentaire des impacts cumulés liés aux substances dangereuses.

10.8.2.12 Santé, sûreté et sécurité de la communauté

Les activités menées lors de la mise à niveau du réseau de distribution peuvent s'accompagner d'impacts en la matière. Les travaux de construction augmentent le risque d'accident à proximité des chantiers. En outre, le transport des matériaux de construction devrait s'accompagner d'embouteillages aux alentours des sites du projet. D'après l'analyse simplifiée et au vu des impacts potentiels sur la santé, la sûreté et la sécurité des autres projets menés au sein de la zone d'étude géographique, ces composantes peuvent faire l'objet d'impacts cumulés. Au cours de la phase prochaine de conception, les projets à déployer seront étudiés plus en détail, conformément au processus d'EIES du Bénin ; ils intégreront une évaluation complémentaire des impacts cumulés sur la santé, la sûreté et la sécurité de la communauté.

10.9 IMPACTS SECONDAIRES (INDUITS)

Les impacts secondaires (ou induits) correspondent aux impacts prévisibles de la mesure proposée qui surviennent ultérieurement ou dans un environnement distant. Les impacts secondaires (ou induits) potentiels incluent notamment (liste non exhaustive) :

- L'augmentation de la demande en services publics ;
- La modification de l'utilisation des sols à échelle régionale ;
- La modification de l'économie à échelle régionale ;
- La croissance secondaire ; et
- Les déplacements de population.

10.9.1 Proposition de mesure

10.9.1.1 Construction

Dans le cadre de la mesure proposée, plusieurs impacts temporaires sur l'économie régionale ont été identifiés pour les activités de construction des différents projets. Les entreprises de construction locales et régionales doivent être sollicitées pour la plupart des activités de construction. Les travaux

doivent s'étendre sur presque toute la durée du compact MCA-Benin II, s'accompagnant ainsi d'impacts positifs en termes d'économie. Les activités de construction ne devraient pas entraîner l'augmentation de la demande en services publics au-delà de la coordination nécessaire pour planifier l'itinéraire des lignes et des câbles. Par conséquent, les services publics ne devraient faire l'objet d'aucun impact secondaire important.

10.9.1.2 Exploitation

L'exploitation du réseau de distribution SBEE mis à niveau ne devrait ni modifier la croissance démographique régionale de manière notable, ni s'accompagner de déplacements de population.

Dans le cadre de la mesure proposée, les dépenses d'exploitation devraient constituer un revenu fiscal pour les communautés locales (recettes fiscales brutes notamment).

Dans le cadre de la mesure proposée, l'exploitation du réseau mis à niveau ne devrait représenter aucun impact secondaire pour les prestataires de services publics puisque le nombre de ressources utilisées reste réduit et que l'augmentation de la production électrique s'adresse également auxdits prestataires.

Aucune activité de développement futur n'a été identifiée comme dépendante de la mesure proposée en dehors de l'avancée du futur complexe industriel d'Ouidah en cas de déploiement du sous-lot correspondant. Ce sous-lot n'a pas fait l'objet d'analyses complémentaires en raison de la planification insuffisante pour le complexe industriel (emplacement non défini).

Les avantages de l'amélioration du réseau de distribution électrique devraient se ressentir à échelle nationale. Le projet se concentre sur les régions où le réseau apparaît comme un goulot d'étranglement à la croissance industrielle telles que les environs de Natitingou où le réseau national est peu accessible, à Parakou où les coupures d'électricité s'accompagnent systématiquement d'une baisse de la pression du réseau d'alimentation en eau de deux heures minimum, et au sud où le réseau ne permet pas de répondre à la demande croissante.

L'exploitation du futur réseau de distribution SBEE devrait s'accompagner d'une amélioration quantitative et qualitative de l'eau synonyme du développement économique décrit en section 10.6, Analyse socioéconomique. L'augmentation de la production électrique devrait renforcer la cadence de production et la productivité des entreprises, leur permettant ainsi de développer de nouvelles activités synonymes d'une hausse de la main d'œuvre, des revenus et des taxes. Un tel développement pourrait se traduire par des avantages pour les utilisateurs (diminution des coûts) et les contribuables (remplacement des structures fiscales via l'augmentation des bénéfices liés aux concessions), avec retombées sur la pauvreté (induites par la croissance). Cependant, ces avantages reposent sur une réglementation et une concurrence adaptées des entreprises, lesquelles sont indispensables à la prospérité du secteur privé (IFC, 2015). L'amélioration du réseau peut s'accompagner de répercussions négatives sur le bien-être des classes les plus pauvres, puisque les activités de subsistance peuvent être déplacées ou les développements surdynamisés, lesdites classes étant alors dans l'impossibilité complète de faire face à la concurrence du marché.

10.10 RECAPITULATIF DES IMPACTS ET MESURES D'ATTENUATION

Tableau 10-26 – Impacts positifs

Composant environnemental	Impacts potentiels	Niveau d'impact
Projets de distribution : phase de construction		
Pollution atmosphérique	-	-
Changement climatique	-	-
Nuisances sonores	-	-
Qualité des eaux	-	-
Géologie et sols	-	-
Utilisation des sols	-	-
Composantes socio-économiques	Création d'emplois à court terme (activités de construction)	Modéré
Ressources culturelles	-	-
Ressources biologiques	-	-
Infrastructures et équipements	-	-
Substances dangereuses	-	-
Santé, sûreté et sécurité de la communauté	-	-
Projets de distribution : phase d'exploitation		
Toutes classes confondues	Développement et déploiement du SGES de la SBEE	Modéré
Pollution atmosphérique	Réduction de la pollution atmosphérique dans la mesure où l'utilisation des générateurs diesel de 1 MW en location est réduite	Mineur
Changement climatique	L'augmentation de la productivité du réseau permet d'optimiser la consommation et de réduire les GES liés aux pertes techniques du réseau (réduction de la consommation du combustible en cas de perte d'énergie)	Modéré
Nuisances sonores	-	-
Qualité des eaux	Amélioration potentielle de la qualité de l'eau lorsque les activités de construction et les structures/conceptions à long terme permettent de réduire la pollution aquatique	Mineur
Géologie et sols	Mesures de nettoyage visant à améliorer la qualité des sols en cas de contamination. SGES de la SBEE visant à prévenir la dégradation des sols au niveau des sites SBEE dotés d'un SGES	Mineur
Utilisation des sols	-	-
Composantes socio-économiques	Augmentation de la production électrique permettant de stimuler la croissance économique, de créer des emplois et de générer des revenus	Majeur
	Alimentation des villages locaux et populations locales en électricité Création d'emplois à long terme (sécurité et maintenance du site)	Majeur
Ressources culturelles	-	-
Ressources biologiques	-	-
Infrastructures et équipements	Amélioration du réseau de distribution électrique	Majeur

Tableau 10-26 – Impacts positifs

Composant environnemental	Impacts potentiels	Niveau d'impact
Substances dangereuses	Réduction des risques de déversement de substances dangereuses liées à une mauvaise gestion des déchets d'après le SGES et les plans de gestion des déchets solides	Mineur
Santé, sûreté et sécurité de la communauté	Renforcement de la sûreté et de la sécurité au niveau des zones nouvellement raccordées, mise à niveau matérielle (surveillance et maintenance optimisées) et éclairage accru et renforcé	Modéré

Tableau 10-27 – Impacts négatifs et mesures d'atténuation

Composant environnemental	Impacts potentiels	Niveau d'impact	Mesures d'atténuation
Projets de distribution : phase de construction			
Pollution atmosphérique	Émissions générées par les équipements de construction et poussières en suspension dégagées par les activités de construction	Mineur	Pratiques d'excellence nécessaires en matière de gestion des poussières
Changement climatique	Émissions de GES mineures pour les véhicules de construction	Mineur	Pratiques d'excellence en matière de gestion de la construction (limiter les temps d'inactivité moteur allumé, limiter les vitesses, replanter la végétation)
Nuisances sonores	Nuisances sonores des sites de construction	Mineur	Si nécessaire, construire des barrières acoustiques pour zones sensibles
Qualité des eaux	Pollution des eaux pluviales en cas de mauvaise gestion du site (érosion)	Modéré	Plan de gestion des eaux pluviales
Géologie et sols	Compactage des sols	Mineur	Pratiques d'excellence en matière de gestion de la construction
Utilisation des sols	Perturbation temporaire de l'utilisation des terres lors des travaux d'excavation et d'installation de lignes aériennes	Mineur	Pratiques d'excellence en matière de gestion de la construction avec planification adaptée (cohérence des horaires et des jours de travail).
Composantes socio-économiques	-	-	-
Ressources culturelles	Impacts sur les ressources culturelles non identifiés	Inconnu	Étude des ressources culturelles
Ressources biologiques	Perturbation à court terme de la flore et la faune induite par les équipements de construction	Mineur	Pratiques d'excellence en matière de gestion de la construction avec planification en collaboration avec les communes et les spécialistes des zones humides
Infrastructures et équipements	Détérioration potentielle des routes lors de la phase de construction (trafic accru) Production de déchets solides au cours de la construction	Modéré	Plan de recyclage et de gestion des déchets solides Régulation du trafic et plan de santé et de sécurité (HASP) de la construction
Substances dangereuses	Déversement potentiel de carburants,	Mineur	Plan de santé et de sécurité (HASP) de la

Tableau 10-27 – Impacts négatifs et mesures d'atténuation

Composant environnemental	Impacts potentiels	Niveau d'impact	Mesures d'atténuation
	lubrifiants, peintures ou gaz utilisés pour la construction avec exposition des ouvriers		construction avec formation Application des directives EHS de l'IFC
Santé, sûreté et sécurité de la communauté	Augmentation des risques pour la population : trafic, déversement de matériaux dangereux sur la voie publique et risques liés aux nouveaux équipements électriques	Modéré	Plan de santé et de sécurité (HASP) de la construction Conformité aux directives EHS de l'IFC Conception et surveillance adaptées au site
Projets de distribution : phase d'exploitation			
Toutes classes confondues	Ensemble des impacts négatifs	Modéré	SGES de la SBEE
Pollution atmosphérique	-	-	-
Changement climatique	-	-	-
Nuisances sonores	-	-	-
Qualité des eaux	Pollution des eaux pluviales en cas de mauvaise gestion du site (érosion) ou perturbation des étendues par les activités de maintenance	Mineur	Plan de gestion des eaux pluviales et gestion du site à long terme via le SGES.
Géologie et sols	-	-	-
Utilisation des sols	Perte de terres liée aux emprises aériennes (qui peuvent s'étendre sur plusieurs kilomètres).	Modéré	Élaboration et déploiement d'un programme de relocalisation (RAP)
Composantes socio-économiques	Avantage principalement destiné aux habitants raccordés au réseau électrique en raison de la nature industrielle des projets	Modéré	Mesures limitées en raison du périmètre d'étude ; valorisation du support dans le cadre du sous-lot 4.4 qui cible les ménages les plus pauvres
	Augmentation des activités commerciales et industrielles susceptibles d'entraîner une pression à la baisse sur les prix du marché	Modéré	Valorisation de la croissance réfléchie des industries et de la commercialisation des exportations afin de soutenir la croissance démographique du Bénin
	Aide limitée pour accéder à l'électricité	Modéré	Support organisationnel à la SBEE

Tableau 10-27 – Impacts négatifs et mesures d'atténuation

Composant environnemental	Impacts potentiels	Niveau d'impact	Mesures d'atténuation
			Aide potentielle au microfinancement pour les coûts de connexion élevés
Ressources culturelles	Impacts sur les ressources culturelles non identifiés	Inconnu	Étude des ressources culturelles
Ressources biologiques	Destruction d'habitants en cas d'extension des emprises existantes	Mineur	Valorisation de l'utilisation des emprises existantes et des couloirs entretenus Limitation des travaux dans les zones humides Adoption de systèmes de protection des oiseaux sur les grandes lignes aériennes entre Cotonou et Porto-Novo
Infrastructures et équipements	Impacts minimes liés aux opérations de maintenance de routine des sites	Mineur	SGES de la SBEE
Substances dangereuses	Impacts minimes liés aux opérations de maintenance de routine des sites	Mineur	SGES de la SBEE
Santé, sûreté et sécurité de la communauté	Risque de décharge électrique en cas de mauvaise gestion des sites.	Modéré	Conception et maintenance adaptées pour une zone sécurisée et restriction de l'accès au public Planification d'intervention d'urgence coordonnée par les services d'intervention locaux

10.11 PLANS DE GESTION ENVIRONNEMENTALE ET BUDGET PREVISIONNEL

Les plans de gestion environnementale seront développés au cours de la prochaine phase de projet, lors du lancement du compact MCA-Benin II, de la conception des projets et du développement des EIES. La présente section synthétise les plans à développer, établit les budgets prévisionnels correspondants et détermine les activités nécessaires à leur mise en œuvre. Comme indiqué pour chaque paragraphe ci-dessous, la plupart des budgets prévisionnels ont été établis pour l'ensemble des travaux énoncés dans le cadre de la présente étude de faisabilité, certains d'entre eux [budget de consultation sociale et environnementale (ESOC), par exemple] ayant été définis pour l'intégralité des projets d'électrification du compact MCA-Benin II.

Ces coûts sont synthétisés dans le budget de l'étude de faisabilité présenté en section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**.

Tableau 10-28 – Budget prévisionnel : coûts environnementaux et sociaux – Projets de Distribution

Groupes budgétaires prévisionnels		Groupe 1	Groupe 2	Groupe 3	Groupe 4	Groupe 5	Groupe 6	Groupe 7	Groupe 8	Groupe 9	Prépaiement	NDCC
PROJETS DE DISTRIBUTION	**Tous les sites**	**Mise à niveau de Natitingou**	**Mise à niveau de Parakou**	**Mise à niveau de Djougou**	Demande de Cotonou	Fiabilité de Cotonou	Ouidah	Préparation SC ADA, mesure continue et AMR pour grands comptes	(8.1) Ligne aérienne jusqu'à Porto-Novo	Équipements de compensation et interrupteurs-sectionneurs	Prépaiement	NDCC
Budget ESOC : SGES SBEE et CEB*	320 400 $				160 200	106 800		17 800	35 600	35 600	17 800	
EIES	373 000 $	15 000	15 000	15 000	96 000	24 000	180 000	4 000	24 000	7 000	3 000	
Atténuation des impacts environnementaux**	546 739 $	17 944	17 944	17 944	161 500	107 667	148 250	39 600	35 889	185 000	175 000	
Sites environnementaux Ramsar	515 000 $								515 000			
Consultations publiques sur l'EIA	400 000 $	5 000	5 000	5 000	230 000	30 000	80 000	5 000	40 000	10 000	5 000	
Contamination des sols – Combustible***	1 600 000 $				800 000	480 000			320 000	-		
Contamination des sols – PCB	1 600 000 $				800 000	480 000			320 000	-		
Relocalisation – Dédommagement	4 634 740 $				1 089 493	299 273			3 245 975	-		
Relocalisation – Programme de relocalisation (RAP) et déploiements	2 817 940 $				662 416	181 959			1 973 565	-		
	12 807 819 $	37 944	37 944	37 944	3 999 609	1 709 698	408 250	66 400	6 510 029	237 600	200 800	- $

Aucun budget

Budget prévisionnel pour l'ensemble du compact estimé à 244 000 $ pour la SBEE et à 112 000 $ pour la CEB répartis sur les différents projets de distribution.

Atténuation des impacts environnementaux : budgets répartis entre les différents lots.	
Reforestation	53 000
Gestion environnementale et sociale, gestion de la santé et de la sécurité (SGES-PGES)	90 000
Cartographie et étude des sols	50 000
Gestion des ressources naturelles et culturelles	80 000
Plans de gestion des eaux pluviales	50 000
Total de l'atténuation des impacts environnementaux	323 000

***La contamination des sols est estimée à 1,6 M de $ pour les combustibles et à 1,6 M de $ pour les PCB (ensemble des projets de distribution). Les budgets sont affectés aux sites de manière aléatoire.

À titre informatif : budget de la relocalisation (francs CFA)				108 600 000	164 600 000			1 656 686 000
Conversion	550	CFA/$						
Budget ESOC pour le SGES fixé à	356 000 $							

PAGE LAISSEE VIDE INTENTIONNELLEMENT

10.11.1 Budget de consultation sociale et environnementale (ESOC)

MCC prévoit de faire appel à des consultants pour suivre les composantes sociales et environnementales lors du compact MCA-Benin II. Ces services visent à aider la SBEE (budget de 244 000 $) et la CEB (112 000 $) à établir un SGES qui profite à l'ensemble de l'organisation. En raison de la nature étendue de ce soutien, et au vu de l'ampleur et de la diversité des projets de l'étude de faisabilité du système de distribution, les postes budgétaires correspondants sont reportés dans la présente EA/étude. Les budgets ont été répartis sur différents lots et sous-lots de la présente EA afin d'illustrer le fait qu'ils affectent plusieurs projets (aucune mesure spécifique n'est concernée).

10.11.1.1 Système de gestion environnementale et sociale (SGES) de la SBEE et la CEB

Bien qu'il ne soit pas comptabilisé sous la forme de coûts distincts dans le cadre des projets de centrale photovoltaïque (leur intégration à l'étude de faisabilité des projets de distribution a été jugée plus adaptée), MCC et MCA-Benin prévoient de soutenir le développement d'un SGES officiel conforme aux normes IFC auprès de la SBEE et de la CEB dans le cadre du compact MCA-Benin II.

Le SGES doit être établi en coordination avec le MCA-Benin II, la SBEE, les organismes responsables et les tiers concernés. Il doit au minimum intégrer les éléments suivants :

- Politique ;
- Identification des risques et composantes ;
- Programmes de gestion ;
- Capacité et compétences organisationnelles ;
- Préparation et intervention en cas d'urgence ;
- Engagement des parties prenantes ; et
- Surveillance et révision .

Politique – La politique doit définir les principes et objectifs environnementaux et sociaux permettant d'optimiser et de sécuriser les performances en la matière. Elle établit un cadre pour le processus d'évaluation et de gestion environnementales et sociales et détermine que le projet doit être conforme aux législations et réglementations applicables au sein des juridictions d'exécution du projet, notamment aux lois qui définissent les obligations du pays d'accueil dans le cadre du droit international. Elle doit être communiquée à tous les niveaux de l'organisation et désigner la personne responsable de son application.

Identification des risques et composantes – La SBEE doit établir et gérer un processus d'identification des risques et impacts environnementaux et sociaux du projet. Le périmètre du processus d'identification desdits risques et impacts doit respecter les pratiques d'excellence internationales du secteur et définir les méthodes ainsi que les outils d'évaluation adaptés. Le processus s'est ouvert avec la présente étude de faisabilité. Il doit cependant être développé en complément de la politique et peut intégrer une évaluation exhaustive des impacts environnementaux et sociaux, une étude environnementale et sociale simplifiée ou ciblée ou une définition claire des sites environnementaux, normes antipollution, critères de conception ou standards de construction.

Programmes de gestion – Conformément à la politique de la SBEE et aux objectifs et principes décrits par les présentes, la SBEE doit établir des plans de gestion globalement destinés à définir les mesures d'atténuation et d'amélioration des performances, ainsi que les actions permettant de résoudre les risques et impacts environnementaux et sociaux identifiés pour le projet. L'adoption de plans de gestion spécifiques est recommandée et décrite ci-après.

- Plan de gestion des déchets : la gestion des déchets solides s'inscrit comme une composante stratégique du SGES développé par la SBEE et requiert un plan de gestion distinct pour les déchets non dangereux (ménagers). Le plan doit spécifiquement définir que le transport des déchets ménagers doit être réalisé par l'ONG desservant la zone concernée de sorte que les déchets non dangereux soient évacués à la décharge de la municipalité qui convient. Cette pratique apparaît comme une amélioration du processus actuel puisque la collecte par une ONG peut avoir récemment pris fin. Lequel cas, les déchets solides sont conservés sur site et brûlés ou déchargés sur une parcelle vide à proximité.
- Les directives EHS de l'IFC concernant la gestion des déchets ainsi que le stockage et l'élimination des déchets dangereux doivent être appliquées.
- Gestion des déchets dangereux : le Bénin n'a défini aucune méthode de collecte ou de traitement des déchets dangereux (sols ou eaux souterraines contaminés, par exemple). De ce fait, les plans d'assainissement doivent intégrer des solutions innovantes pour la gestion des déchets ou leur expédition hors du pays à des fins de traitement.

Capacité et compétences organisationnelles : en fonction des besoins, la SBEE doit, en collaboration avec les tiers concernés, établir, gérer et consolider les structures organisationnelles qui définissent les rôles, responsabilités et autorités nécessaires au déploiement du SGES. Les partenariats de gestion adaptés ainsi que les ressources humaines et financières nécessaires doivent être assurés de manière continue de sorte à garantir l'efficacité et la constance des performances environnementales et sociales.

Préparation et intervention en cas d'urgence : lorsque le projet englobe des éléments, des composantes et des installations physiques spécifiques susceptibles de s'accompagner d'impacts, le SGES doit établir et gérer un système de préparation et d'intervention en cas d'urgence de sorte que le client, en collaboration avec les tiers concernés, puisse traiter toute situation (accident ou urgence) associée au projet de manière adaptée, et ainsi prévenir et atténuer tout risque pour les populations et l'environnement. Le processus de préparation doit non seulement englober l'identification des zones potentiellement sujettes à de telles situations (accidents ou urgences) et les communautés/populations pouvant être impactées, mais aussi les procédures d'intervention, de logistique (équipements et ressources nécessaires), de désignation des responsabilités, et de communication (y compris au sein des communautés affectées) ou encore les formations régulières garantissant l'efficacité de l'intervention.

Le cas échéant, le client doit soutenir et collaborer avec les communautés potentiellement affectées (voir la norme de performance 4) et les agences gouvernementales locales dans la préparation d'une intervention d'urgence efficace, notamment lorsque leur participation et leur collaboration sont requises. Si la capacité d'intervention des agences gouvernementales locales se révèle faible ou

inexistante, le client doit jouer un rôle prépondérant dans la participation et l'exécution de l'intervention d'urgence dans le cadre du projet. La SBEE doit documenter ses activités, ses ressources et ses responsabilités en termes de préparation et d'intervention d'urgence. Elle doit également communiquer les informations nécessaires aux communautés potentiellement affectées et aux agences gouvernementales concernées.

Engagement des parties prenantes : l'engagement des parties prenantes est incontournable pour établir les relations solides, constructives et responsables qui sont essentielles à la gestion efficace des impacts environnementaux et sociaux d'un projet. L'engagement des parties prenantes s'inscrit comme un processus continu pouvant intégrer les éléments suivants à divers niveaux : analyse et planification des parties prenantes, divulgation et diffusion d'informations, consultation et participation, mécanisme de réclamation et reporting aux communautés affectées. La nature, la fréquence et le niveau d'effort de l'engagement des parties prenantes peuvent considérablement varier. Ils sont proportionnels aux risques, aux impacts négatifs et à la phase de développement du projet.

L'engagement des parties prenantes a été lancé conformément au périmètre de l'étude de faisabilité. Il reflète les politiques MCC et repose sur la norme de performance 1 de l'IFC – Évaluation et gestion des risques et des impacts environnementaux et sociaux. Les réunions tenues à ce jour sont répertoriées dans la section Cadre réglementaire ci-dessus. Les notes d'orientation de l'IFC fournissent une parfaite référence de la structure de planification de l'engagement des parties prenantes : Normes de performance sur la durabilité environnementale et sociale, note d'orientation 1 – Évaluation et gestion des risques et des impacts environnementaux et sociaux, note d'orientation 1, annexe B : plan d'engagement des parties prenantes (exemple de contenu).

Surveillance et révision : la SBEE doit établir des procédures destinées à surveiller et réviser l'efficacité du programme de gestion et la conformité aux obligations juridiques, contractuelles et réglementaires correspondantes. Lorsque le gouvernement ou toute autre partie est tenu(e) de gérer les risques et impacts spécifiques ainsi que les mesures d'atténuation associées, le client doit collaborer à l'élaboration et au suivi desdites mesures. Pour les projets s'accompagnant d'impacts significatifs, le client doit faire appel à des experts externes afin de vérifier l'exactitude des données de suivi. La surveillance doit être proportionnelle aux risques et impacts environnementaux et sociaux du projet ainsi qu'aux exigences de conformité.

10.11.2 EIES

À l'instar des phases préliminaires du compact, la conception doit s'accompagner d'études sur les impacts environnementaux et sociaux afin de garantir que les mesures d'atténuation sont bien intégrées au projet.

Le décret n° 2001-235 du 12 juillet 2001 décrit le processus d'étude des impacts environnementaux et sociaux (EIES) (voir la section 10.2.3.4). Les projets solaires doivent faire l'objet d'une étude approfondie. Cependant, le périmètre d'étude est déterminé par l'ABE dès que les intéressés ont transmis la notification préalable (voir la section 10.2, Cadre réglementaire).

Comme décrit ci-dessous, les mesures d'atténuation définies à l'issue des futures EIES ont été analysées séparément.

Les plans de gestion environnementale (PGE) désignent des plans spécifiques développés en vue de traiter et de gérer les composantes et les impacts environnementaux liés à la conception, la construction et/ou l'exploitation d'un projet. Les PGE permettent de s'assurer que les impacts environnementaux réels d'un projet sont cohérents avec ceux évalués au cours du processus de l'EA, dans l'objectif de protéger l'environnement, la communauté et les ouvriers. Le PGE s'inscrit comme un plan-cadre associé à des plans d'action spécifiques tels que le plan de gestion des sols ou le plan de prévention des déversements afin de traiter de manière spécifique les problèmes, risques et impacts identifiés. Pour les projets de réhabilitation des centrales thermiques en particulier, une étude des nuisances sonores est prévue afin de s'assurer que les travaux de réhabilitation tiennent compte du bruit des centrales thermiques et incluent des changements physiques et opérationnels pouvant réduire lesdites nuisances.

En conformité générale avec la norme de performance 1 de l'IFC, Évaluation et gestion des risques et des impacts environnementaux et sociaux, le PGE doit documenter les procédures opérationnelles, les pratiques, les plans et les autres documents d'aide associés qui sont gérés de manière systématique (IFC, 2012). Le PGE du projet proposé doit comprendre les composantes générales suivantes :

1. Contexte
   - *Introduction* : décrit le contexte du PGE et ses objectifs
   - *Description du projet* : offre un aperçu du projet, décrit le site, et indique son emplacement, la durée et les horaires de travail prévus, les heures de construction/d'exploitation, et le personnel impliqué
2. Gestion/mise en œuvre environnementale
   - *Réglementations environnementales pertinentes* : comprend les législations locales, régionales, nationales et internationales
   - *Structure organisationnelle* : identifie l'organisation des entreprises d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (IAC), ainsi que l'organisation opérationnelle de l'EHS
   - *Communication* : développe des procédures de communication interne/externe avec exigences réglementaires en matière de reporting
   - *Gestion des mesures d'atténuation* : récapitule tous les impacts environnementaux associés, le processus de gestion et les plans d'atténuation
   - *Initiation et formation du personnel* : établit les procédures de formation relatives aux étapes de construction et d'exploitation ainsi que le plan de gestion d'incident
3. Surveillance et révision
   - *Surveillance, mesures correctives et structure de reporting* : présente les procédures de surveillance et de mesure, les audits et les révisions, les inspections environnementales des sites, les non-conformités et mesures correctives/préventives, ainsi que la documentation
   - *Révision de la gestion* : établit un processus de révision pour un PGE dynamique et une amélioration constante

10.11.3 Reforestation

Le déboisement du site doit être géré conformément au processus de reforestation orchestré par les représentants régionaux du MEHU affectés à la gestion du changement climatique, à la reforestation et à la protection des ressources naturelles. Le processus englobe le calcul de la biomasse détruite avec reconstruction d'une biomasse équivalente dans d'une des zones de plantation régionales prévues à cet effet. Le processus ne vise pas à réintroduire des espèces parfaitement identiques en raison de la complexité de la croissance et de la conservation de certains semis. En outre, les zones de plantation régionales prévues à cet effet ne doivent pas être à vocation agricole, à la différence de la plupart des arbres des sites.

La présente étude de faisabilité n'a déterminé ni le nombre d'arbres concernés, ni leur valeur. Cependant, la SBEE a indiqué une somme comprise entre 5 000 et 10 000 francs CFA par pied. Le budget prévisionnel dédié repose sur la valeur la plus haute de cette estimation (environ 20 $ par arbre).

10.11.4 Gestion de l'environnement, la santé et la sécurité

Ce poste budgétaire représente les coûts pouvant s'ajouter aux plans de santé et de sécurité (HASP) relativement normalisés et nécessaires à la gestion de la phase de construction des projets. Il peut par exemple s'agir du coût des permis environnementaux ou modifications de permis potentiellement nécessaires (aucune exigence identifiée à ce sujet), ou du coût d'une surveillance spécifique au site en cas de régulation complexe du trafic, de contrôles de sécurité temporaires, de mesures de surveillance et de protection contre les nuisances sonores, ou encore de nettoyage des véhicules/roues (entrée et sortie des véhicules sur le site).

Les coûts associés aux plans de santé et de sécurité (HASP) traditionnels ne sont pas intégrés à la présente section, car ils relèvent du budget prévisionnel rattaché aux composantes techniques du projet. La suite de la section décrit les éléments des plans de santé et de sécurité (HASP) prévisionnels ainsi que les coûts rattachés au budget prévisionnel de la construction technique.

Le déploiement des mesures de protection de la santé et de la sécurité doit être conforme aux normes de performances de l'IFC sur la durabilité environnementale et sociale (notamment aux normes 2, 3 et 4), et aux directives EHS de l'IFC. En règle générale, les risques liés à la santé et la sécurité au travail (génie civil) peuvent être limités en définissant clairement des procédures à tous les niveaux du projet.

La sensibilisation des ouvriers du projet à la santé et la sécurité générales comprend :

- L'introduction aux problèmes liés à la santé et la sécurité sur les sites du projet ;
- L'enseignement des pratiques d'hygiène de base afin de limiter la propagation de maladies tropicales, y compris la communication d'informations sur les méthodes de transmission et de protection ;
- L'interdiction des drogues et alcools sur les sites du projet ;
- La garantie de la disponibilité d'une assistance médicale pour les situations d'urgence et autres, et d'une assistance sanitaire tierce.

Le plan de santé et de sécurité (HASP) doit décrire le programme de santé et de sécurité à mettre en œuvre pour les activités du site. L'objectif général de ce programme consiste à offrir un environnement de travail sûr et sain. La structure d'un plan de santé et de sécurité standard est fournie ci-dessous :

- Informations générales du projet
    - Cahier des charges
    - Coordonnées du personnel – Numéros de téléphone
    - Informations en cas d'urgence – Hôpital/police/pompiers, plan d'évacuation
    - Description du site
    - Liste des activités sur site
- Procédures d'urgence standard
- Dossier de formation du personnel
- Dangers identifiés/anticipés
    - Dangers physiques
        - Mesures ou procédures d'atténuation des risques physiques
    - Risques chimiques potentiels
        - Risques associés à d'autres composés organiques potentiels
        - Métaux
        - Mesures ou procédures d'atténuation des risques chimiques
    - Risques biologiques
    - Mesures ou procédures d'atténuation des risques biologiques
    - Risques supplémentaires (à mettre à jour quotidiennement)
- Contrôles des équipements/de l'ingénierie de protection individuelle
    - Protection antichute/respiratoire/vestimentaire/auditive, protection des yeux/de la tête/des pieds
- Plans d'action d'urgence – Plan de surveillance de l'air, plan de prévention des incendies, etc.
- Élimination/stockage des déchets
    - Procédures de décontamination
- Documents/formulaires à remplir
    - Réunion de sécurité quotidienne, rapport d'enquête sur les incidents, liste d'inspection de sécurité
- Autorisations – Autorisations d'accès, permis pour travaux à chaud, permis d'entrée en espace clos, etc.

Les pratiques d'excellence en matière de gestion de la construction doivent clairement déterminer la manière dont les directeurs de site doivent gérer les découvertes fortuites d'artéfacts d'intérêt culturel et définir ce que ces éléments englobent (IFC, 2007). De même, les pratiques d'excellence en matière de gestion et d'ingénierie doivent être respectées. Il s'agit par exemple de réparer immédiatement toute dégradation des routes, infrastructure/équipements, bâtiments, sépultures ou autres ressources privées/publiques.

10.11.5 Cartographie et étude des sols

Cette activité s'inscrit comme une mesure d'atténuation permettant d'établir les cartes nécessaires pour évaluer parfaitement les installations et leurs alentours, et de procéder aux analyses des sols requises en complément des essais géotechniques habituellement associés à la construction.

Dans la mesure du possible, la présente étude de faisabilité a repris les cartes existantes. De nouvelles cartes ont été créées afin de cartographier certains des impacts énoncés. L'ensemble de ces cartes ont été fournies à MCC avec le présent rapport (originaux compris).

En outre, une cartographie GIS a été envisagée lors des échanges avec le Centre national de télédétection et de suivi écologique (CENATEL) du Bénin. En créant des cartes spécifiques pour des projets particuliers, le CENATEL fournit une assistance GIS pour des projets tels que la construction de centrales photovoltaïques. Les données nationales peuvent être utilisées pour cartographier les différents sites proposés pour les projets de centrale photovoltaïque. Cependant, ces données sont obsolètes comme indiqué ci-dessous. Le CENATEL propose d'actualiser ses données moyennant le budget synthétisé ci-après.

- Informations sociocommunautaires : données de 1999. Mise à jour à échelle nationale pour 17 000 000 francs CFA
- Informations sur les forêts classées/sacrées : données de 1998. Mise à jour à échelle nationale pour 20 000 000 francs CFA
- Informations sur les zones humides : données de 1995. Mise à jour comprise dans le budget d'actualisation des données sur les forêts.
- Un budget réduit de 10 000 000 francs CFA a été proposé pour la mise à jour des cartes pour les six villes concernées par les projets de centrale photovoltaïque, Porto-Novo et Cotonou (deux villes au cœur des projets MCC d'amélioration du réseau de distribution SBEE)

10.11.6 Étude des ressources naturelles et culturelles

Cette activité s'intègre au processus d'EIES, mais doit être comptabilisée séparément. En effet, il convient de s'assurer que ces études sont réalisées sur chaque site par des spécialistes des ressources culturelles propres à chaque région.

Les sites ont été analysés dans le cadre de l'étude de faisabilité, des spécialistes agricoles de l'université de Parakou s'étant notamment rendus sur place. Cependant, les sites n'ont ni fait l'objet d'une étude scientifique, ni été observés sur plusieurs saisons. De même, l'étude des ressources culturelles a été menée pour chaque site afin de garantir qu'ils ne représentent aucun intérêt culturel à l'heure actuelle.

Le patrimoine archéologique devra être traité de manière adaptée lors de la prochaine étape. Une étude exhaustive menée par un ou plusieurs spécialistes de chaque région et de son histoire doit être réalisée au cours de la prochaine étape. L'étude doit intégrer des consultations avec le ministère ou l'administration en charge du patrimoine archéologique et avec des scientifiques béninois ou internationaux spécialisés dans le sujet. Les conclusions de l'étude doivent être communiquées aux

appels d'offres et entreprises de construction afin de garantir que les procédures de modification-découverte ont été parfaitement identifiées pour chaque site.

10.11.7 Plans de gestion des eaux pluviales

La gestion des eaux pluviales doit être considérée comme un élément significatif des opérations de la SBEE, lors de la mise en œuvre du processus SGES par la SBEE. En cas de mauvaise gestion, cette composante s'accompagne également d'importants impacts négatifs. Ainsi, bien que les impacts des eaux pluviales soient intégrés au processus d'EIES, cette activité est comptabilisée séparément afin de s'assurer que les conditions actuelles sont parfaitement analysées en parallèle des travaux proposés, et que les plans de gestion à court terme sont mis en œuvre à partir des pratiques d'excellence à long terme en matière de gestion qui doivent être intégrées aux procédures de routine du site.

10.11.8 Étude du site Ramsar

Un effort particulier doit être engagé afin d'identifier la présence de zones humides sur l'itinéraire de la ligne de 63 kV proposée entre Cotonou et Porto-Novo, et de définir clairement les alternatives de connexion. Les alternatives identifiées dans le cadre de l'étude de faisabilité correspondent à la non-réalisation du projet, au prolongement des sections enterrées dans la mesure des possibilités techniques à proximité de Cotonou et de Porto-Novo, à l'installation d'une ligne aérienne sur un nouveau site (à l'écart de l'actuelle ligne) ou à l'installation d'une nouvelle ligne aérienne au plus proche de l'actuelle.

Bien que ces décisions sortent du périmètre de l'étude de faisabilité, elles sont synthétisées ci-dessous.

- L'installation d'une nouvelle ligne de 63 kV au plus proche de l'actuelle, et ce même à 300 m de la route principale, représente une relocalisation moindre puisque les emprises existantes sont utilisées.
- L'installation d'une nouvelle ligne de 63 kV au plus proche de la route principale (sur l'ensemble de l'itinéraire) doit limiter les impacts sur le site Ramsar dans la mesure où l'actuelle route et les bordures/accotements sont surélevés au-dessus des zones humides et peuvent être utilisés pour une partie des emprises de la nouvelle ligne. Cependant, cette option représente une relocalisation supérieure étant donné que les activités et infrastructures se sont regroupées le long de la route principale.
- Plusieurs types de pylônes sont utilisés sur la ligne existante, l'espacement et la hauteur desdits pylônes étant différents. Ces détails doivent être étudiés lors de la phase de conception. Ils pourront être repris pour la nouvelle ligne de sorte à reproduire la forme, l'espacement et la hauteur des pylônes de la ligne existante et à réduire potentiellement les risques pour les populations d'oiseaux et de chauves-souris.
- Les endroits où la nouvelle ligne aérienne bascule dans le sol peuvent être différents de ceux de l'ancienne ligne sous certaines conditions (le débit électrique et la résistance des deux lignes doivent être analogues). Cela permet à ces structures/installations d'envergure de contourner les zones sensibles.
- L'impact du tronçon de ligne à proximité du pont de Porto-Novo sur le site Ramsar peut être réduit s'il traverse les terres relativement sèches en direction de la route principale au lieu de suivre l'actuelle ligne.

Le présent plan de gestion environnementale vise à limiter les répercussions de la ligne de 63 kV sur le site Ramsar et à satisfaire aux exigences de la norme de performance 6 de l'IFC.

10.11.9 Consultation publique sur l'EIA

Ce poste comprend les consultations publiques nécessaires pour chaque projet, conformément au processus d'EIES du Bénin. Les consultations sont externes (à MCC et MCA-Benin) et organisées indépendamment des plans de construction et d'exploitation. Ces consultations de soutien sont budgétisées pour chaque site à des fins de planification.

10.11.10 Contamination des sols et PCB

10.11.10.1 Normes de nettoyage

La loi béninoise n'inclut pas de normes de nettoyage des sols contaminés. Cependant, elle fixe des limites pour certains contaminants en ce qui concerne la qualité de l'eau potable. Ces dernières s'appliquent en cas de contamination détectée dans les eaux pluviales, et lorsque l'eau est utilisée comme source d'eau potable (cas de figure très probable étant donné la consommation massive de l'eau des puits, et ce même dans les villes disposant d'un système public d'alimentation). Le décret n° 2001-094 du 20 février 2001 fixe les normes de qualité en matière d'eau potable. L'article 11 définit les niveaux microbiens acceptables dans les sources d'eau potable. L'article 17 définit les niveaux de produits chimiques acceptables dans les sources d'eau potable.

En ce qui concerne les normes de nettoyage des sols contaminés, les directives EHS de l'IFC concernant les terres contaminées reprennent les niveaux régionaux de sélection (janvier 2015) de l'Agence de protection de l'environnement américaine (EPA).

10.11.10.2 Approche de nettoyage

Même s'il n'a pas été observé dans le cadre de l'étude de faisabilité, le risque de contamination des sols reste présent. De ce fait, l'approche est supposée identique à celle du rapport de faisabilité sur les centrales thermiques : la contamination par combustible et huile de lubrification doit être identifiée et éliminée, et certaines zones de contamination aux PCB doivent faire l'objet d'une planification supplémentaire en termes de nettoyage et d'élimination. La réalisation d'un cahier des charges général pour l'ensemble des projets de distribution a été estimée au double de l'effort prévisionnel établi pour les centrales thermiques dont l'évaluation initiale a été calculée à 50 000 USD par site. Une ébauche de cahier des charges concernant l'étude des sites est fournie à l'annexe 10.5. Elle doit être affinée pendant la phase de conception et l'EIES, lors de l'identification des méthodes analytiques et des analyses en laboratoire et sur le terrain.

10.11.10.3 Options d'élimination en cas de contamination des sols

L'élimination de la contamination aux PCB doit être traitée lors de la prochaine étape, lorsque les études détermineront l'ampleur potentielle des sols contaminés. Sans connaître la véritable ampleur de la contamination, un chiffre correspondant au double de l'estimation de 750 000 USD apportée pour une seule centrale thermique (contamination standard par combustible et huile de lubrification et

contamination aux PCB) a été prudemment avancé. En ajoutant cette dernière somme au coût d'étude prévisionnel de 50 000 $ par site, le budget total atteint 800 000 $ par site. Une fois doublé, ce chiffre de 1 600 000 $ par site correspond au budget nécessaire pour maîtriser les risques de contamination (dont l'ampleur est inconnue) et d'élimination des déchets aux PCB (coût également inconnu).

Le Bénin est membre des conventions internationales de règlementation des PCB (conventions de Bâle, de Stockholm et de Bamako). Ces conventions ont adopté une approche homogène visant à hiérarchiser le traitement et l'assainissement des déchets dangereux à proximité du site de génération, à instaurer des contrôles stricts des mouvements transfrontaliers de déchets PCB et à imposer l'engagement des parties envers le respect de la législation et l'adoption des objectifs définis.

Les options de traitement des déchets PCB au Bénin dépendent de l'ampleur de la contamination (volumes et concentrations) et englobent les mesures suivantes :

- La construction d'une installation réservée au traitement et à l'élimination des polluants organiques persistants (POP) au Bénin ;
- La construction d'étuves en ciment au Bénin ;
- La construction d'incinérateurs mobiles disponibles dans les autres pays d'Afrique de l'Ouest ; et
- La construction d'une décharge au Bénin selon des caractéristiques précises avec restriction permanente potentielle des titres de propriété.

Lorsque le traitement ne peut être réalisé au Bénin, les déchets doivent être expédiés à l'étranger à des fins de recyclage. Trois options d'élimination ont été identifiées. La première porte sur un site d'élimination des PCB situé en Afrique du Sud, lequel est familier de ce type de déchets : le transport et le traitement seraient conformes à la convention de Bâle. La deuxième porte sur une entreprise française spécialisée dans le traitement et l'élimination des déchets contaminés aux PCB, laquelle est familière de ce type de projets dans les pays francophones d'Afrique de l'Ouest. La troisième porte sur une élimination aux États-Unis. Pour ce faire, les plans d'étude du site doivent intégrer une analyse complémentaire des déchets afin de satisfaire aux règles de caractérisation dédiées ainsi qu'aux règles applicables aux déchets toxiques. L'annexe 10.5 reprend la documentation, les coordonnées et les budgets prévisionnels préliminaires de ces trois sites d'élimination (sud-africain, français et nord-américain).

Une planification complémentaire devra être effectuée lorsque l'étude des sites aura été menée et que les volumes et concentrations de contamination auront été définis. Les notes ci-dessous visent à accompagner la planification future.

- La densité des sols doit avoisiner les 1,2 kg/litre.
- Les sols contaminés doivent être conditionnés dans des fûts en acier de 208 litres (55 gallons), soit 250 kg/fût.
- L'installation sud-africaine a proposé 1,44 USD/kg éliminé, soit environ 360 USD/fût.
- Pour l'expédition, les fûts doivent être placés sur des palettes (4 fûts/palette) et revêtus de film plastique.

- Les conteneurs de 12 m (40 pieds) peuvent contenir 20 palettes en moyenne.

D'après www.worldfreightrates.com, les frais d'expédition (hors droits de douane, taxes et frais d'acheminement entre le site et le port) s'élèvent environ à 6 000 USD pour un conteneur de 12 m expédié du Bénin à destination d'Afrique du Sud.

10.11.11 Relocalisation

MCC gère les relocalisations indépendamment de la présente étude de faisabilité. Cependant, les questions de relocalisation ont été reprises à des fins d'analyse par la présente étude. Plusieurs réunions de suivi à échelle locale pour les villes concernées par les centrales photovoltaïques et à échelle nationale sont prévues afin de garantir que le processus d'indemnisation des propriétaires et exploitants terriens est conforme à la politique MCC et à la législation béninoise.

Le budget prévisionnel de la relocalisation a été établi par l'entrepreneur MCC dédié. Il se décompose en indemnisations directes et en dépenses générales liées au développement et au déploiement des programmes de relocalisation. Aux fins de la présente étude de faisabilité, les indemnisations identifiées pour chaque site ont été allouées au site en question. Chacun d'entre eux s'est vu attribuer une part des charges liées aux programmes de relocalisation (248 000 $ pour l'ensemble des projets – solaire et distribution), des dépenses liées à leur déploiement (estimées à 1 264 000 $) et de la constitution d'un fonds d'urgence (1 698 000 $). Le coût total des programmes de relocalisation a été répercuté sur chaque site proportionnellement à sa part d'indemnisation (par rapport à la somme totale dédiée). BAF

11.0 REFERENCES

ABE. 2001a. Décret n° 2001-294 : réglementation du bruit en République du Bénin. 8 avril.

___. 2001b. Guide général de réalisation d'une étude d'impact sur l'environnement.

___. 2014. Guide sectoriel d'étude d'impact sur l'environnement des projets d'électrification.

___. 2015. Échanges privés au cours de rencontres, équipe d'EA, directeur d'information et de surveillance environnementale (ABE) et interlocuteur pour les sites Ramsar (ABE), 17 avril.

Université d'Abomey-Calavi. 2008. Mémoire de Dagoudou et Yoba.

ADB. 2014. Indicateurs relatifs au genre, à l'environnement et à la pauvreté en Afrique (IGPE).

Ingrid Sonya Adjovi. 2009. L'Économie informelle à Cotonou : interactions, institutions et groupements féminins. Université de Calavi.

AFNOR. 2001. UTE C11-011. www.afnor.org.

Banque africaine de développement. 2015. Autonomiser les femmes africaines : Plan d'action, indice de l'égalité du genre en Afrique 2015

Avian Power Line Interaction Committee. 2006. Avian Protection on Power Lines: The State of the Art in 2006 (disponible en anglais uniquement). http://www.dodpif.org/downloads/APLIC_2006_SuggestedPractices.pdf. Dernière mise à jour en 2006 ; consulté en 2015.

BAFD. 2014. Banque africaine de développement. 2014.

M. Badarou, E.C. Kouletio et coll. 2009. Systèmes énergétiques : Vulnérabilité – Adaptation – Résilience (VAR) Afrique subsaharienne, Bénin. Helio International.

BDEW. 2008. Technical Guideline: Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network. Juin.

M. Boko et coll. 2007. Changement climatique 2007 : Impacts, adaptation et vulnérabilité. Contribution du groupe de travail II au quatrième rapport d'évaluation du groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Cambridge University Press.

Cabinet BCI Consults, PASMIF. 2014. Étude sur l'impact de la microfinance sur l'autonomisation des femmes.

Cardno-Fichtner. 2014. Études de faisabilité MCC sur le secteur énergétique, Benin Mission 3. 17 décembre.

CEB. 2007. Plan stratégique d'investissement de la CEB, Horizon 2007-2026. Avril.

Cellule municipale d'adressage (CMA). 2015. Plan d'adressage de Cotonou. Janvier.

Chambre de commerce et d'industrie de Parakou. 2015. Échanges privés au cours de rencontres. Informations relatives au coût des panneaux électriques. Fichtner, Chambre de commerce et d'industrie de Parakou, février 2015.

Collectif des artisans. 2015. Échanges privés. Informations relatives aux installations électriques. Fichtner, Collectif des artisans, 27 janvier.

F. de Longueville et coll. 2014. The Air Quality in African Rural Environments. Preliminary Implications for Health: The Case of Respiratory Disease in the Northern Benin. Water, Air, Soil Pollution 225:2186 (disponible en anglais uniquement).

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenatbeit (GIZ) GmbH. 2012. Carte hydrogéologique du Bénin, Bénin. Janvier.

DGE/MERPMEDER Échanges entre Fichtner et la Direction générale de l'environnement/le ministère de l'énergie, des recherches pétrolières, de l'eau et du développement des énergies renouvelables.

D. Dubroeucq, 1976. Carte pédologique de reconnaissance à 1/200000, Parakou, Bénin.

S. Engelstaedter et coll. 2006. North African dust emissions and transport. Earth Science Reviews (disponible en anglais uniquement). http://www.ouce.ox.ac.uk/~rwashing/research/publications/engelstaedter_etal_ESR.pdf. Dernière mise à jour le 23 juin 2006 ; consulté en 2015.

Agence de protection de l'environnement. 2014. Climate Change Indicators in the United States: Greenhouse Gases (disponible en anglais uniquement). http://www.epa.gov/climate/climatechange/science/indicators/ghg/index.html. Consulté le 16 juin 2015 (disponible en anglais uniquement).

FIDIC. 1999a. Conditions of Contract for Construction (disponible en anglais uniquement) (première éd. 1999) – Livre rouge.

_____. 1999b. Conditions of Contract for Plant & Design-Build (disponible en anglais uniquement) (première éd. 1999) – Livre jaune.

_____. 1999c. Conditions of Contract for EPC Turnkey Projects (disponible en anglais uniquement) (First Edition, 1999) – Livre argent.

Gouvernement du Bénin. 2000. Bénin 2025 : ALAFIA.

Grégoire. 2014. Communications téléphoniques privées. Informations concernant les projets actuels et futurs et pouvant être liées à la mesure proposée. Équipe d'EA et M. Grégoire Noudaikpoin, mois 2014.

Fonds monétaire international. 2011. Stratégie de croissance et de lutte contre la pauvreté de la République du Bénin.

INSAE. 2012. Enquête modulaire intégrée sur les conditions de vie des ménages, 2^{e} édition, (EMICoV, 2011). Décembre.

_____. 2013a. Résultats provisoires du RGPH4. Juin.

_____. 2013b. Tableau de bord social (TBSA), Profils socio-économiques et indicateurs de développement.

_____. 2013c. Transition vers le marché du travail des jeunes femmes et hommes au Bénin, Work for youth. Décembre.

_____. 2014. Rapport d'évaluation de la pauvreté au Bénin.

Groupe de travail interinstitution sur le CSC. 2013. Technical Support Document: Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis under Executive Order 12866 (disponible en anglais uniquement).

IFC. 2007. Directives de l'IFC sur l'environnement, la santé et la sécurité – Transport et distribution d'électricité. 30 avril.

_____. 2012. Normes de performances sur la durabilité environnementale et sociale. 1er janvier.

Kpatenon. 2015. Échanges privés. Informations concernant les projets en cours à Bohicon. Équipe d'EA et M. C. Paulin Kpatenon, service technique, maire de Bohicon.

MCC. 2011. Directives d'intégration du genre. Mars.

___. 2014. Demande/Contrat/Commande d'articles commerciaux. 26 septembre.

___.2015. Étude de faisabilité en atelier MCC-UCF-Cardno/Fichtner. Cotonou. Mars.

MDGLAAT. 2004. Plan de développement communal (PDC), commune de Natitingou. Novembre.

_____. 2008. Plan de développement de la ville de Cotonou (PDC – Cotonou). Janvier.

_____. 2010a. Plan de développement communal (PDC), commune de Bembéréké. Décembre.

_____. 2010b. Plan de développement communal (PDC), commune de Djougou. Décembre.

_____. 2012. Plan de développement communal (PDC), commune de Bohicon. Mars.

_____. 2013. Plan de développement communal actualisé, commune de Parakou. Décembre.

Ministère de Valorisation de la femme, département d'Agriculture. 2015. Échanges privés au cours de rencontres. Informations sur les professions féminines Fichtner, ministère de Valorisation de la femme, département d'Agriculture, févier et mars 2015.

Nature Tropicale. 2015. Échanges privés, Équipe d'EA et directeur de Nature Tropicale, 25 avril.

Daniel NDOYE. 2015. Benin, Economic and Sector Work (ESW), Public Finance Management and Development Challenges (disponible en anglais uniquement). Mai.

SBEE. 2012-2013. Rapport d'activités et états financiers.

____. 2013a. Audit de ressources humaines : Rapport final valide de la phase diagnostique. Septembre.

____. 2013b. Rapport annuel : 2013.

____. 2015. Échanges privés au cours de rencontres, Équipe d'EA-SGA, Direction commerciale de la SBEE, Mme la Directrice, SBEE, 9 mars.

Sinagourigui. 2015. Échanges privés. Informations concernant les projets en cours à Parakou. Équipe d'EA et M. Fidèle Sinagourigui, maire de Parakou.

B. Volkoff, 1976. Carte pédologique de reconnaissance à 1/200000, Porto-Novo.

Banque Mondiale. 2008. The welfare impact of rural electrification, a reassessment of costs and benefits, IEG (disponible en anglais uniquement).

_____. 2011. Development Research Group GINI Index (World Bank Estimate) (disponible en anglais uniquement). http://data.worldbank.org/indicator/SI.POV.GINI

Organisation mondiale de la santé. 1999. Directives relatives au bruit dans l'environnement. http://www.who.int/docstore/peh/noise/guidelines2.html. Consulté en juin 2015.

12.0 REFERENCES

ABE. 2001a. Decree No. 2001-294: Regulating Noise in the Republic of Benin. 8 April.

___. 2001b. Guide General de Réalisation d'une Etude d'Impact sur l'Environnement.

___. 2014. Guide Sectoriel d'Etude d'Impact sur l'Environnement des Projets d'Electrification.

___. 2015. Personal communication via interview, EA Team, Director of Information and Environmental Monitoring, ABE, and Point of Contact for Ramsar Sites, ABE, 17 April.

Abomey Calavi University. 2008. Memoire of Dagoudou et Yoba.

ADB. 2014. Gender, environmental, and poverty indicators in African countries (IGPE).

Adjovi, Ingrid Sonya. 2009. L'Economie informelle a Cotonou: Interactions Institutions et Groupements Feminins. University of Calavi.

AFNOR. 2001. UTE C11-011. www.afnor.org.

African Development Bank Group. 2015. Empowering African Women: An Agenda for Action, Africa Gender Equality Index 2015.

Avian Power Line Interaction Committee. 2006. Avian Protection on Power Lines: The State of the Art in 2006. http://www.dodpif.org/downloads/APLIC_2006_SuggestedPractices.pdf. Last updated 2006, accessed 2015.

BAFD. 2014. Bank africaine pour le developpement. 2014.

Badarou, M., Kouletio, E.C., et al. 2009. Energy Systems: Vulnerability-Adaptation-Resilience, Regional Focus: Sub-Saharan Africa, Benin. Helio International.

BDEW. 2008. Technical Guideleine: Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network. June.

Boko, M., et al. 2007. Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press.

Cabinet BCI Consults, PASMIF. 2014. Étude sur l'impact de la micro-finance sur l'autonomisation des femmes.

Cardno-Fichtner. 2014. MCC Power Sector Feasibility Studies, Benin Mission 3. 17 December.

CEB. 2007. Plan Strategique d'investissement de la CEB Horizon 2007-2026. April.

Cellule Municipale d'Adressage (CMA). 2015. Plan d'Adressage de Cotonou. January.

Chamber of Commerce, Industry of Parakou. 2015. Personal Communication via interview. Information regarding the cost of electrical panels. Fichtner, Chamber of Commerce, and Industry of Parakou, February, 2015.

Collectif des Artisans. 2015. Personal communication. Information regarding electrical installation. Fichtner, Collectif des Artisans, 27 January.

de Longueville, F. et al. 2014. The Air Quality in African Rural Environments. Preliminary Implications for Health: The Case of Respiratory Disease in the Northern Benin. Water, Air, Soil Pollution 225:2186.

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenatbeit (GIZ) GmbH. 2012. Carte Hydrogéologique du Benin, Benin. Janvier.

DGE / MERPMEDER. Communication between Fichtner and Direction Generale de l'Environnement/Ministre de l'Energy, des Recherches Petrolieires, de l'Eau et du Developpement des Energies Renouvalables.

Dubroeucq, D. 1976. Carte Pedologique de Reconnaissance A 1/200000 Parakou, Benin.

Engelstaedter, S. et al. 2006. North African dust emissions and transport. Earth Science Reviews. http://www.ouce.ox.ac.uk/~rwashing/research/publications/engelstaedter_etal_ESR.pdf. Last updated June 23 2006, accessed 2015.

Environmental Protection Agency. 2014. Climate Change Indicators in the United States: Greenhouse Gases. http://www.epa.gov/climate/climatechange/science/indicators/ghg/index.html. Accessed June 16 2015.

FIDIC. 1999a. Conditions of Contract for Construction (First Ed. 1999) – the Red Book.

_____. 1999b. Conditions of Contract for Plant & Design-Build (First Ed, 1999) – the Yellow Book.

_____. 1999c. Conditions of Contract for EPC Turnkey Projects (First Edition, 1999) – the Silver Book.

GoB. 2000. Benin 2025: ALAFIA.

Gregoire. 2014. Personal Communication via telephone. Information regarding current and future projects that may be related to the proposed action. EA Team and Mr. Noudaikpoin Gregoire, Month, 2014.

International Monetary Fund. 2011. Republic of Benin Growth and Poverty Reduction Strategy.

INSAE. 2012. Enquete Modulaire Integree Sur Les Conditions de Vie Des Menages 2eme Edition, (EMICoV 2011). Decembre.

_____. 2013a. Résultats provisoires du RGPH4. June.

_____. 2013b. Tableau de bord social (TBSA), Profils socio-économiques et indicateurs de développement.

_____. 2013c. Transition vers le marché du travail des jeunes femmes et hommes au Bénin, Work for youth. December.

_____. 2014. Report on the Evaluation of Poverty in Benin.

Interagency Working Group on SCC. 2013. Technical Support Document: Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis under Executive Order 12866.

IFC. 2007. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Electric Power Transmission and Distribution. 30 April.

_____. 2012. Performance Standards on Environmental and Social Sustainability. 1 January.

Kpatenon. 2015. Personal Communication. Information regarding ongoing projects in the city of Bohicon. EA Team and M. Paulin Kpatenon, C, Technical Service, Bohicon Mayor.

MCC. 2011. Gender Integration Guidelines. March.

___. 2014. Solicitation/Contract/Order for Commercial Items. 26 September.

___.2015. MCC-UCF-Cardno/Fichtner Feasibility Study Workshop. Cotonou. March

MDGLAAT. 2004. Plan de Developpement Communal (PDC), Commune de Natitingou. November.

_____. 2008. Plan de Developpement de la Ville De Cotonou (PDC - Cotonou). January.

_____. 2010a. Plan de Developpement Communal (PDC), Commune de Bembereke. December.

_____. 2010b. Plan de Developpement Communal (PDC) de Djougou. December.

_____. 2012. Plan de Développement Communal (PDC) de Bohicon. March.

_____. 2013. Plan de Développement Communal Actualise, Commune de Parakou. December.

Ministry of Promotion of Women, Department of Agriculture. 2015. Personal communication via interview. Information regarding vocations for women. Fichtner, Ministry of Promotion of Women, Department of Agriculture, February and March, 2015.

Nature Tropicale. 2015. Personal communication, EA Team and Director of Nature Tropicale, 25 April.

NDOYE, Daniel. 2015. Benin, Economic and Sector Work (ESW), Public Finance Management and Development Challenges. May.

SBEE. 2012-2013. Rapport d'activitées et Etats Financieres.

____. 2013a. Audit de Ressources Humaines: Raport Finale valid de la Phase diagnostique. September.

____. 2013b. Rapport Annuel: 2013.

____. 2015. Personal communication via interview, EA-SGA Team, SBEE Direction Commerciale de la SBEE, Mme. de la Directrice, SBEE, 9 March.

Sinagourigui. 2015. Personal Communication. Information regarding ongoing projects in the city of Parakou. EA Team and Mr. Fidèle Sinagourigui, Mayor Parakou.

Volkoff, B. 1976. Carte Pedologique de reconnaissance A 1/200000, Porto-Novo.

World Bank. 2008. The welfare impact of rural electrification, a reassessment of costs and benefits, IEG.

_____. 2011. Development Research Group GINI Index (World Bank Estimate). http://data.worldbank.org/indicator/SI.POV.GINI

World Health Organization. 1999. Guidelines for Community Noise. http://www.who.int/docstore/peh/noise/guidelines2.html. Accessed June 2015.

13.0 ANNEXES

Annex 2.1A	CEB Network Schematic
Annex 2.1B	CEB Network Geographic
Annex 2.1C	SLD of MV System for Northern Benin
Annex 2.2A	SBEE Network Geographic
Annex 2.2B	SLD Distribution Abomey-Calavi
Annex 2.2C	SLD Distribution Atlantique
Annex 2.2D	SLD Distribution Collines 2
Annex 2.2E	SLD Distribution Cotonou East
Annex 2.2F	SLD Distribution Cotonou West
Annex 2.2G	SLD Distribution Djougou
Annex 2.2H	SLD Distribution Kandi
Annex 2.2I	SLD Distribution Mono-Couffo
Annex 2.2J	SLD Distribution Natitingou
Annex 2.2K	SLD Distribution Parakou
Annex 2.2L	SLD Distribution Porto-Novo
Annex 2.2M	SLD Distribution Zou
Annex 2.2.4a	Outages of Vedoko Infeed
Annex 2.2.4b	Outages of Akpakpa Infeed
Annex 2.2.4c	Outages of Gbegamey Infeed
Annex 2.2.4d	Outages of Maria Gleta Infeed
Annex 2.2.4e	Outages of Seme Infeed
Annex 2.7	SLD of Expansion Abomey-Calavi
Annex 3.6	Projects Time Schedule
Annex 4.1	Demand Forecast Benin
Annex 4.3	Use of Double Busbar Systems
Annex 4.3.1	Load Flow Calculation Year 2015
Annex 4.3.2	Load Flow Calculation Year 2016
Annex 4.3.3	Load Flow Calculation Year 2017
Annex 4.3.4	Load Flow Calculation Year 2018
Annex 4.3.5	Load Flow Calculation Year 2019
Annex 4.3.6	Load Flow Calculation Year 2020
Annex 4.3.7	Load Flow Calculation Year 2025
Annex 4.4.1	Short Circuit Calculation Year 2015
Annex 4.4.2	Short Circuit Calculation Year 2016
Annex 4.4.3	Short Circuit Calculation Year 2017
Annex 4.4.4	Short Circuit Calculation Year 2018
Annex 4.4.5	Short Circuit Calculation Year 2019
Annex 4.4.6	Short Circuit Calculation Year 2020
Annex 4.4.7	Short Circuit Calculation Year 2025
Annex 5.1	Introduction of Dispatch Part
Annex 5.2	Electricity System of Benin
Annex 5.3	Design Basis of NDCC
Annex 5.4	NDC Master Stations Equipment
Annex 5.5	NDCC Application Software
Annex 5.6	SCADA Equipment at Substations
Annex 5.7	Telecommunication System
Annex 5.8	Organization, Staff and Training Aspects
Annex 5.9	Project Implementation / Cost Estimate
Annex 8.1.1	Cost Estimation Natitingou Area
Annex 8.1.2	Cost Estimation Parakou Area
Annex 8.1.3	Cost Estimation Djougou Area
Annex 8.1.4	Cost Estimation Cotonou Demand
Annex 8.1.5	Cost Estimation Cotonou Reliability
Annex 8.1.6	Cost Estimation Ouidah Area
Annex 8.1.7	Cost Estimation SCADA Ready
Annex 8.1.8	Cost Estimation Porto Novo Area
Annex 8.1.9	Cost Estimation General Projects
Annex 8.4.1	Cost Estimation Summary - General
Annex 8.4.2	Cost Estimation Summary - Priority
Annex 8.4.3	Cost Estimation Summary - Assets
Annex 9.2	Economic Analysis Package # 1
Annex 9.3	Economic Analysis Package # 2
Annex 9.4	Economic Analysis Package # 3
Annex 9.5	Economic Analysis Package # 4
Annex 9.6	Economic Analysis Package # 5
Annex 9.7	Economic Analysis Package # 6
Annex 9.8	Economic Analysis Package # 7
Annex 9.9	Economic Analysis Package # 8
Annex 9.10	Economic Analysis Package # 9
Annex 10.1	Focus Group Meetings
Annex 10.2	List of Attendees
Annex 10.3	Cotonou Carte d'Addressage
Annex 10.4	Transformer Inventory and PCB Test List
Annex 10.5	Example Scope of Work for a Site Assessment
Annex 10.6	SBEE Safety Program

THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK