

**République de Côte d'Ivoire
Ministère du Pétrole, de l'Énergie et des Énergies
Renouvelables
CI-ENERGIES**

**Étude Préparatoire du
Projet de Renforcement du Corridor
Nord (Taabo-Kossou-Bouaké)
en République de Côte d'Ivoire**

**Rapport final
(Edition Précédée)**

Mars 2021

Agence Japonaise de Coopération Internationale (JICA)

NEWJEC INC.

| |
|--------|
| 6R |
| JR |
| 21-006 |

**Etude Préparatoire du
Projet de Renforcement du Corridor Nord (Taabo-Kossou-Bouaké)
Rapport final**

Table des matières

| | | |
|------------|---|------|
| Chapitre 1 | Préface | |
| 1.1 | Contexte de l'étude..... | 1-1 |
| 1.2 | Objectif de l'étude..... | 1-2 |
| 1.3 | Aperçu de l'étude..... | 1-2 |
| 1.3.1 | Aperçu..... | 1-2 |
| 1.4 | Déroulement de l'étude..... | 1-3 |
| 1.5 | Structure de la mise en œuvre..... | 1-4 |
| 1.5.1 | Homologues ivoiriens..... | 1-4 |
| 1.5.2 | Mission d'étude de la JICA..... | 1-6 |
| Chapitre 2 | Situation actuelle et défis du secteur de l'énergie électrique | |
| 2.1 | Situation économique et sociale en Côte d'Ivoire..... | 2-1 |
| 2.1.1 | Situation politique..... | 2-2 |
| 2.1.2 | Situation économique..... | 2-3 |
| 2.2 | Politique de l'énergie électrique..... | 2-4 |
| 2.2.1 | Système juridique et réglementation du secteur de l'énergie électrique..... | 2-5 |
| 2.2.2 | Structure du secteur ivoirien de l'électricité..... | 2-6 |
| 2.2.3 | Aperçu des plans directeurs de l'énergie électrique..... | 2-14 |
| 2.3 | Situation de l'offre et de la demande d'électricité..... | 2-25 |
| 2.3.1 | Prévision de la demande..... | 2-25 |
| 2.3.2 | Plan de développement de l'énergie électrique..... | 2-33 |
| 2.3.3 | Plan d'échange d'électricité par connexion internationale dans le cadre de l'EEEOA..... | 2-37 |
| 2.4 | Situation actuelle et plans de développement des lignes de transport et des postes..... | 2-38 |
| 2.4.1 | Situation actuelle des lignes de transport et des postes..... | 2-38 |
| 2.4.2 | Plans de développement des lignes de transport et des postes..... | 2-43 |
| 2.5 | Soutiens des autres bailleurs de fonds..... | 2-47 |
| 2.5.1 | Banque Mondiale (BM)..... | 2-47 |
| 2.5.2 | Banque Africaine de Développement (BAD)..... | 2-47 |
| 2.5.3 | Agence Française de Développement (AFD)..... | 2-48 |
| 2.5.4 | Autres bailleurs de fonds..... | 2-48 |

| | | |
|-------------------|---|------|
| Chapitre 3 | Nécessité et pertinence du projet | |
| 3.1 | Défi lié au réseau électrique et positionnement du projet | 3-1 |
| 3.1.1 | Situation actuelle du réseau électrique dans la zone du projet..... | 3-1 |
| 3.1.2 | Positionnement du projet | 3-4 |
| 3.2 | Plan de renforcement des réseaux électriques du projet | 3-4 |
| 3.2.1 | Plan de renforcement dans le cadre du Plan Directeur Production-Transport 2014-2030 | 3-4 |
| | 4 | |
| 3.2.2 | Project de construction de la ligne de transport Taabo-Kossou-Bouaké financé par CI-ENERGIES..... | 3-5 |
| 3.2.3 | Prévision de la demande d'électricité dans le réseau du projet..... | 3-6 |
| 3.2.4 | Vérification du plan de renforcement dans le Plan Directeur Production-Transport 2014-2030 (Nombre de ternes de la ligne de transport)..... | 3-8 |
| 3.3 | Analyse du réseau du projet | 3-10 |
| 3.4 | Nécessité et pertinence de renforcement du réseau de distribution..... | 3-16 |
| 3.4.1 | Plan de renforcement du réseau de distribution dans la ville de Yamoussoukro..... | 3-16 |
| 3.4.2 | Plan de renforcement du réseau de distribution dans la ville de Bouaké..... | 3-25 |
| 3.4.3 | Résumé des plans de renforcement des réseaux de distribution | 3-36 |
| 3.5 | Envergure du projet..... | 3-38 |
| Chapitre 4 | Résultat de l'étude de terrain | |
| 4.1 | Ligne de transport | 4-1 |
| 4.1.1 | Tracé de la ligne aérienne de transport | 4-1 |
| 4.1.2 | Câbles conducteurs / câbles de garde | 4-54 |
| 4.1.3 | Pylône | 4-56 |
| 4.1.4 | Matériaux d'isolement | 4-57 |
| 4.1.5 | Fondations du pylône..... | 4-58 |
| 4.1.6 | Conception / norme standard | 4-60 |
| 4.2 | Poste source | 4-61 |
| 4.2.1 | Poste Taabo existant | 4-61 |
| 4.2.2 | Poste Kossou existant | 4-64 |
| 4.2.3 | Poste Bouaké 2 existant..... | 4-67 |
| 4.2.4 | Site prévu du poste Yamoussoukro 2 | 4-71 |
| 4.2.5 | Site prévu du poste Bouaké 3 | 4-72 |
| 4.2.6 | Conception / norme standard | 4-74 |
| 4.3 | Ouvrages de distribution de l'énergie électrique..... | 4-75 |
| 4.3.1 | Ouvrages de distribution existants..... | 4-75 |
| 4.3.2 | Ouvrages de distribution de la ville de Yamoussoukro | 4-82 |

| | | |
|--|--|------|
| 4.3.3 | Ouvrages de distribution de la ville de Bouaké..... | 4-86 |
| 4.3.4 | Conception / norme standard..... | 4-87 |
| Chapitre 5 Considérations environnementales et sociales | | |
| 5.1 | Considérations environnementales et sociales..... | 5-1 |
| 5.1.1 | Descriptions générales des composants susceptibles d'affecter les considérations environnementales et sociales | 5-1 |
| 5.1.2 | Conditions environnementales et sociales de base..... | 5-2 |
| 5.1.3 | Systèmes et organisations pour les considérations environnementales et sociales en Côte d'Ivoire ... | 5-7 |
| 5.1.4 | Examen des alternatives | 5-15 |
| 5.1.5 | Etude de cadrage | 5-19 |
| 5.1.6 | Termes de référence de l'étude sur les considérations environnementales et sociales. | 5-22 |
| 5.1.7 | Résultats de l'étude de l'impact sur l'environnement | 5-24 |
| 5.1.8 | Evaluation de l'impact | 5-25 |
| 5.1.9 | Coûts pour les mesures d'atténuation et leur mise en œuvre | 5-30 |
| 5.1.10 | Plan de suivi | 5-32 |
| 5.1.11 | Echanges avec les parties prenantes..... | 5-33 |
| 5.2 | Acquisition de terrain et réinstallation..... | 5-35 |
| 5.2.1 | Nécessité d'acquisition de terrain et de réinstallation | 5-35 |
| 5.2.2 | Cadre juridique de l'acquisition de terrain et de la réinstallation..... | 5-37 |
| 5.3 | Autres | 5-58 |
| 5.3.1 | Formulaire du suivi (projet) | 5-58 |
| 5.3.2 | Liste de vérification sur les considérations environnementales et sociales..... | 5-61 |
| Chapitre 6 Conception | | |
| 6.1 | Ligne de transport aérienne | 6-1 |
| 6.1.1 | Conception générale du tracé | 6-1 |
| 6.1.2 | Capacité de transport..... | 6-4 |
| 6.1.3 | Conception générale de la ligne de transport aérienne..... | 6-5 |
| 6.1.4 | Coût des travaux..... | 6-13 |
| 6.1.5 | Calendrier des travaux..... | 6-13 |
| 6.2 | Postes sources existants..... | 6-14 |
| 6.2.1 | Conception de base (postes existants)..... | 6-14 |
| 6.2.2 | Poste Taabo existant..... | 6-15 |
| 6.2.3 | Poste Kossou existant | 6-18 |
| 6.2.4 | Poste Bouaké 2 existant | 6-22 |
| 6.2.5 | Coût des travaux..... | 6-26 |

| | | |
|-------|--|------|
| 6.2.6 | Calendrier des travaux | 6-26 |
| 6.3 | Installation de nouveaux postes | 6-27 |
| 6.3.1 | Conception de base | 6-27 |
| 6.3.2 | Poste Yamoussoukro 2 à créer..... | 6-31 |
| 6.3.3 | Poste Bouaké 3 à créer..... | 6-38 |
| 6.3.4 | Coût des travaux | 6-45 |
| 6.3.5 | Calendrier des travaux | 6-45 |
| 6.4 | Installation de distribution | 6-46 |
| 6.4.1 | Orientation de l'extension du réseau de distribution | 6-46 |
| 6.4.2 | Plan des ouvrages de distribution | 6-46 |
| 6.4.3 | Ville de Yamoussoukro | 6-47 |
| 6.4.4 | Ville de Bouaké | 6-60 |
| 6.4.5 | Coût des travaux | 6-74 |
| 6.4.6 | Calendrier des travaux | 6-74 |

Chapitre 7 Plan global

| | | |
|-------|---|-----|
| 7.1 | Calendrier d'exécution du projet..... | 7-1 |
| 7.2 | Coût estimé du projet | 7-1 |
| 7.3 | Passation de marché..... | 7-1 |
| 7.4 | Termes de référence des services de consultation (Ebauche)..... | 7-1 |
| 7.5 | Prise en considération de la technologie japonaise | 7-1 |
| 7.5.1 | Technologie applicable au transport aérien | 7-1 |
| 7.5.2 | Technologie applicable à la distribution | 7-3 |

Chapitre 8 Recommandation pour l'organisation de la mise en œuvre et l'exploitation-maintenance

| | | |
|-------|--|------|
| 8.1 | Situation financière de CI-ENERGIES | 8-1 |
| 8.2 | Organisation de la mise en œuvre du projet..... | 8-1 |
| 8.2.1 | Activités principales et structure organisationnelle de l'agence d'exécution | 8-1 |
| 8.2.2 | Structure de la mise en œuvre, supervision et responsabilité de l'agence d'exécution dans le projet .. | 8-5 |
| 8.2.3 | Contrôle de qualité lié à ce projet par l'agence d'exécution..... | 8-8 |
| 8.3 | Organisation de l'exploitation et de la maintenance | 8-10 |
| 8.3.1 | Structure de l'exploitation et de la maintenance de l'agence d'exécution..... | 8-10 |
| 8.3.2 | Situation financière et budgétaire de l'organisme d'exploitation et de maintenance ... | 8-14 |
| 8.3.3 | Contrôle qualité et niveau technique de l'organisme d'exploitation et de maintenance | 8-14 |
| 8.4 | Organisation de l'exécution du projet et recommandation | 8-17 |
| 8.4.1 | Organisation de l'exécution | 8-17 |

| | | |
|--|---|------|
| 8.4.2 | Organisation de l'exploitation et de la maintenance | 8-17 |
| 8.4.3 | Recommandation pour l'organisation de l'exécution..... | 8-18 |
| Chapitre 9 Evaluation du projet | | |
| 9.1 | Bénéfices de ce projet..... | 9-1 |
| 9.1.1 | Bénéfices de ce projet | 9-1 |
| 9.1.2 | Analyse économique et financière | 9-2 |
| 9.1.3 | Calcul des émissions de CO ₂ | 9-3 |
| 9.2 | Proposition d'indicateur d'exploitation / d'effet | 9-4 |
| 9.2.1 | Ouvrages de transport, de transformation et de distribution | 9-4 |
| 9.3 | Valeur cible de l'indicateur d'exploitation / d'effet..... | 9-5 |
| 9.3.1 | Ouvrages de transport et de transformation | 9-5 |
| Appendice | | |
| Appendice-1 | Liste de personnes concernées | |
| Appendice-2 | Liste de documents collectés | |
| Appendice-3 | Données des charges de postes (2014-2018) | |
| Appendice-4 | Prévision de la demande par poste | |
| Appendice-5 | Plan de développement de production de l'énergie électrique | |
| Appendice-6 | Curbe de charge journalière (2016-2017) | |
| Appendice-7 | Plan des ouvrages de poste | |
| Appendice-8 | Documents concernées à la ligne de transport | |

Liste des figures

| | | |
|---------------|--|------|
| Figure 1.4-1 | Déroulement de l'exécution de l'étude | 1-3 |
| Figure 2.1-1 | Carte de la Côte d'Ivoire | 2-2 |
| Figure 2.2-1 | Déroulement de la production, du transport et de la distribution d'électricité | 2-8 |
| Figure 2.2-2 | Flux de fonds en cascade | 2-9 |
| Figure 2.2-3 | Flux commerciaux de production, de transport et de distribution d'électricité (provisoire) | 2-10 |
| Figure 2.2-4 | Balance des paiements dans le secteur de l'électricité de 2016 à 2019 | 2-13 |
| Figure 2.2-5 | Système du réseau électrique en 2030 | 2-16 |
| Figure 2.2-6 | Composition des énergies du système des réseaux (2022, 2029, 2033) | 2-19 |
| Figure 2.2-7 | Production par énergie (TWh) et coût de production (USD/MWh) de l'EEEOA | 2-20 |
| Figure 2.2-8 | Système des réseaux électriques en 2040 de l'EEEOA | 2-21 |
| Figure 2.2-9 | Evolution de l'électrification régionale en 2030 | 2-24 |
| Figure 2.2-10 | Extension du réseau de distribution de 33kV en 2014 et 2030 | 2-25 |
| Figure 2.3-1 | Prévision de la demande de pointe par l'EEEOA | 2-27 |
| Figure 2.3-2 | Demande réelle de pointe des dernières années | 2-29 |
| Figure 2.3-3 | Répartition de la prévision de la demande | 2-30 |
| Figure 2.3-4 | Comparaison des prévisions de la demande avec le Plan Directeur précédent | 2-31 |
| Figure 2.3-5 | Courbes de charge du jour en Côte d'Ivoire (2018) | 2-33 |
| Figure 2.3-6 | Carte de centrales électriques existantes | 2-34 |
| Figure 2.3-7 | Système interconnecté des réseaux électriques de l'EEEOA | 2-37 |
| Figure 2.4-1 | Réseau électrique en Côte d'Ivoire (septembre 2019) | 2-39 |
| Figure 3.1-1 | Charges actuelles des installations du tronçon cible | 3-2 |
| Figure 3.2-1 | Répartition des zones dans l'analyse du réseau | 3-7 |
| Figure 3.3-1 | Configuration du réseau (modèle de base) | 3-11 |
| Figure 3.3-2 | Comparaison des configurations du réseau | 3-12 |
| Figure 3.3-3 | Résultat de l'analyse des charges (2 conducteurs, situation normale) | 3-13 |
| Figure 3.3-4 | Résultat de l'analyse des charges (2 conducteurs, lors de l'incident) | 3-13 |
| Figure 3.3-5 | Résultat de l'analyse des charges (1 conducteur, lors de l'incident) | 3-14 |
| Figure 3.3-6 | Résultat de l'analyse de la tension | 3-14 |
| Figure 3.3-7 | Résultat de l'analyse de la capacité de court-circuit | 3-15 |
| Figure 3.3-8 | Résultat de l'analyse du réseau | 3-15 |
| Figure 3.4-1 | Schéma unifilaire du réseau de distribution dans la ville de Yamoussoukro | 3-17 |
| Figure 3.4-2 | Plan de renforcement du réseau de distribution dans la ville de Yamoussoukro | 3-24 |
| Figure 3.4-3 | Schéma unifilaire du réseau de distribution dans la ville de Bouaké | 3-26 |
| Figure 3.4-4 | Réseau de distribution dans la ville de Bouaké après la réalisation d'ENERGOS I | 3-32 |

| | | |
|---------------|--|------|
| Figure 3.4-5 | Plan de renforcement du réseau de distribution dans la ville de Bouaké | 3-37 |
| Figure 3.5-1 | Réseau électrique du projet | 3-38 |
| Figure 3.5-2 | Carte des sites du projet | 3-39 |
| Figure 4.1-1 | Tracé de la nouvelle ligne aérienne de transport (entre Taabo et Kossou) | 4-1 |
| Figure 4.1-2 | Tracé de la ligne aérienne de transport (entre Kossou et Bouaké 3)..... | 4-2 |
| Figure 4.1-3 | Vue d'ensemble de l'entrée au poste Taabo..... | 4-3 |
| Figure 4.1-4 | Photos du site de la ligne de transport..... | 4-4 |
| Figure 4.1-5 | Vue d'ensemble de l'entrée au poste Yamoussoukro 2..... | 4-5 |
| Figure 4.1-6 | Photos du site de la ligne de transport..... | 4-5 |
| Figure 4.1-7 | Vue d'ensemble de l'entrée au poste Kossou | 4-6 |
| Figure 4.1-8 | Photos du site de la ligne de transport..... | 4-7 |
| Figure 4.1-9 | Vue d'ensemble de l'entrée au poste Bouaké 3 | 4-8 |
| Figure 4.1-10 | Photos du site de la ligne de transport..... | 4-8 |
| Figure 4.1-11 | Vue d'ensemble de l'entrée au poste Bouaké 2 | 4-9 |
| Figure 4.1-12 | Photos de la ligne de transport | 4-9 |
| Figure 4.1-13 | Tracé alternatif (entre Taabo et Kossou)..... | 4-10 |
| Figure 4.1-14 | Tracé alternatif (entre Kossou et Bouaké 3)..... | 4-11 |
| Figure 4.1-15 | Emplacement du site et photos des environs 1..... | 4-12 |
| Figure 4.1-16 | Emplacement du site et photos des environs 2..... | 4-13 |
| Figure 4.1-17 | Emplacement du site et photos des environs 3..... | 4-14 |
| Figure 4.1-18 | Emplacement du site et photos des environs 4..... | 4-15 |
| Figure 4.1-19 | Emplacement du site et photos des environs 5..... | 4-16 |
| Figure 4.1-20 | Emplacement du site et photos des environs 6..... | 4-17 |
| Figure 4.1-21 | Emplacement du site et photos des environs 7..... | 4-18 |
| Figure 4.1-22 | Emplacement du site et photos des environs 8..... | 4-20 |
| Figure 4.1-23 | Vue d'ensemble de l'entrée au poste de la solution alternative | 4-21 |
| Figure 4.1-24 | Emplacement du site et photos des environs 9..... | 4-22 |
| Figure 4.1-25 | Emplacement du site et photos des environs 10..... | 4-23 |
| Figure 4.1-26 | Emplacement du site et photos des environs 11 | 4-24 |
| Figure 4.1-27 | Emplacement du site et photos des environs 12..... | 4-25 |
| Figure 4.1-28 | Emplacement du site et photos des environs 13..... | 4-26 |
| Figure 4.1-29 | Emplacement du site et photos des environs 14..... | 4-27 |
| Figure 4.1-30 | Emplacement du site et photos des environs 15..... | 4-28 |
| Figure 4.1-31 | Emplacement du site et photos des environs 16..... | 4-30 |
| Figure 4.1-32 | Tracé de la ligne de transport et sites de l'étude (Taabo - Kossou) | 4-31 |
| Figure 4.1-33 | Tracé de la ligne de transport et sites de l'étude (Kossou – Bouaké3) | 4-32 |

| | | |
|---------------|--|------|
| Figure 4.1-34 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-33 |
| Figure 4.1-35 | Emplacement du site et photos des environs | 4-34 |
| Figure 4.1-36 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-35 |
| Figure 4.1-37 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-36 |
| Figure 4.1-38 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-37 |
| Figure 4.1-39 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-38 |
| Figure 4.1-40 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-39 |
| Figure 4.1-41 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-40 |
| Figure 4.1-42 | Habitation affectée et tracé modifié..... | 4-41 |
| Figure 4.1-43 | Tracé modifié (TK07 – TK08) | 4-41 |
| Figure 4.1-44 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-42 |
| Figure 4.1-45 | Tracé modifié..... | 4-43 |
| Figure 4.1-46 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-44 |
| Figure 4.1-47 | Canaux et tracé modifié..... | 4-45 |
| Figure 4.1-48 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-46 |
| Figure 4.1-49 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-47 |
| Figure 4.1-50 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-48 |
| Figure 4.1-51 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-49 |
| Figure 4.1-52 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-50 |
| Figure 4.1-53 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-51 |
| Figure 4.1-54 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-52 |
| Figure 4.1-55 | Vue de l'emplacement et photos des environs du site | 4-53 |
| Figure 4.1-56 | Structure principale du conducteur..... | 4-54 |
| Figure 4.1-57 | Structure du câble de garde (PHLOX 94 mm2)..... | 4-55 |
| Figure 4.1-58 | Exemples de structure de support de la ligne de transport de 225 kV existante..... | 4-56 |
| Figure 4.1-59 | Exemples d'isolateurs..... | 4-57 |
| Figure 4.1-60 | Exemples d'isolateurs de lignes de transport existantes..... | 4-58 |
| Figure 4.1-61 | Plans de fondations..... | 4-59 |
| Figure 4.1-62 | Etat de la section la plus basse | 4-59 |
| Figure 4.1-63 | Exemples des normes | 4-60 |
| Figure 4.2-1 | Schéma unifilaire du poste Taabo | 4-61 |
| Figure 4.2-2 | Implantation du poste Taabo..... | 4-62 |
| Figure 4.2-3 | Équipements du poste Taabo..... | 4-63 |
| Figure 4.2-4 | Schéma unifilaire du poste Kossou..... | 4-64 |
| Figure 4.2-5 | Implantation du poste Kossou | 4-65 |
| Figure 4.2-6 | Équipements du poste Kossou..... | 4-67 |

| | | |
|---------------|--|------|
| Figure 4.2-7 | Schéma unifilaire du poste Bouaké 2..... | 4-68 |
| Figure 4.2-8 | Implantation du poste Bouaké 2..... | 4-69 |
| Figure 4.2-9 | Equipements du poste Bouaké 2..... | 4-70 |
| Figure 4.2-10 | Site prévu de Yamoussoukro 2..... | 4-71 |
| Figure 4.2-11 | Site prévu du poste Bouaké 3..... | 4-72 |
| Figure 4.2-12 | Réseau autour du poste Bouaké 3 y compris le poste Katiola..... | 4-73 |
| Figure 4.2-13 | Extrait du dossier d'appel d'offres pour la transformation (exemple de normes internationales appliquées)..... | 4-74 |
| Figure 4.3-1 | Ligne aérienne..... | 4-76 |
| Figure 4.3-2 | Câble souterrain (en construction)..... | 4-76 |
| Figure 4.3-3 | Schéma conceptuel des réseaux de distribution en coupure d'artère..... | 4-77 |
| Figure 4.3-4 | Schéma conceptuel des réseaux de distribution en structure fuseau..... | 4-78 |
| Figure 4.3-5 | Poste de réflexion (à gauche : vue extérieure, à droite : interrupteur)..... | 4-78 |
| Figure 4.3-6 | Câble souterrain de distribution..... | 4-79 |
| Figure 4.3-7 | Poste de distribution (H59)..... | 4-80 |
| Figure 4.3-8 | Compteur intelligent..... | 4-81 |
| Figure 4.3-9 | Données de la gestion des ouvrages de distribution par SIG (Yamoussoukro)..... | 4-82 |
| Figure 4.3-10 | Vue de la route du centre-ville de Yamoussoukro..... | 4-83 |
| Figure 4.3-11 | Exemple de manque d'espace pour les nouveaux équipements..... | 4-84 |
| Figure 4.3-12 | Exemples d'interrupteurs d'un modèle ancien..... | 4-84 |
| Figure 4.3-13 | Poste de distribution à risque d'inondation..... | 4-84 |
| Figure 4.3-14 | Poste 0..... | 4-85 |
| Figure 4.3-15 | Données de la gestion des ouvrages de distribution par SIG (Bouaké)..... | 4-86 |
| Figure 4.3-16 | Interrupteur aérien (IACM)..... | 4-91 |
| Figure 4.3-17 | Tableau HTA à isolement intégral au gaz..... | 4-92 |
| Figure 4.3-18 | Exemple de transformateur pour le poste de distribution..... | 4-92 |
| Figure 4.3-19 | Dimension de la fondation du poteau électrique..... | 4-93 |
| Figure 4.3-20 | Exemples des dispositifs d'armement des poteaux..... | 4-94 |
| Figure 4.3-21 | Section transversale de l'enfouissement du câble souterrain..... | 4-94 |
| Figure 5.1-1 | Zone ciblée du projet..... | 5-2 |
| Figure 5.1-2 | Processus d'approbation de l'EIE..... | 5-9 |
| Figure 5.1-3 | Comparaison des tracés alternatifs..... | 5-18 |
| Figure 5.2-1 | Zone affectée (tracé de la ligne de transport)..... | 5-48 |
| Figure 6.1-1 | Tracé de la ligne de transport aérienne..... | 6-3 |
| Figure 6.1-2 | Structure de la ligne électrique à faible perte..... | 6-7 |
| Figure 6.1-3 | Conception générale de l'isolateur..... | 6-10 |

| | | |
|---------------|---|------|
| Figure 6.1-4 | Principales structures de pylônes | 6-11 |
| Figure 6.1-5 | Principaux types de fondations..... | 6-12 |
| Figure 6.2-1 | Schéma unifilaire du poste Taabo | 6-15 |
| Figure 6.2-2 | Plan de disposition du poste Taabo..... | 6-16 |
| Figure 6.2-3 | Schéma unifilaire du poste Kossou..... | 6-18 |
| Figure 6.2-4 | Plan de disposition du poste Kossou | 6-19 |
| Figure 6.2-5 | Schéma unifilaire du poste Bouaké 2 | 6-22 |
| Figure 6.2-6 | Plan de disposition du poste Bouaké 2..... | 6-23 |
| Figure 6.3-1 | Image du poste Yamoussoukro 2 | 6-28 |
| Figure 6.3-2 | Image du poste Bouaké 3 | 6-28 |
| Figure 6.3-3 | Schéma unifilaire du poste Yamoussoukro 2 (225 kV)..... | 6-31 |
| Figure 6.3-4 | Schéma unifilaire du poste Yamoussoukro 2 (33·15 kV)..... | 6-32 |
| Figure 6.3-5 | Plan de disposition du poste Yamoussoukro 2..... | 6-33 |
| Figure 6.3-6 | Schéma unifilaire du poste Bouaké 3 (225 kV)..... | 6-38 |
| Figure 6.3-7 | Schéma unifilaire du poste Bouaké 3 (33·15 kV)..... | 6-39 |
| Figure 6.4-1 | Image de l'extension du réseau de distribution..... | 6-46 |
| Figure 6.4-2 | Poste de distribution P39..... | 6-48 |
| Figure 6.4-3 | Schéma unifilaire du départ Aéroport | 6-49 |
| Figure 6.4-4 | Tracé du départ Aéroport..... | 6-50 |
| Figure 6.4-5 | Schéma unifilaire du départ Cafop | 6-51 |
| Figure 6.4-6 | Tracé du départ Cafop | 6-51 |
| Figure 6.4-7 | Schéma unifilaire du départ Ville 4/1, 4/2 | 6-52 |
| Figure 6.4-8 | Tracé du départ Ville 4/1, 4/2 | 6-53 |
| Figure 6.4-9 | Schéma unifilaire du départ Fondation 3 | 6-54 |
| Figure 6.4-10 | Tracé du départ Fondation 3 | 6-54 |
| Figure 6.4-11 | Poste de distribution P148 | 6-55 |
| Figure 6.4-12 | Schéma unifilaire du départ Kokrénou 1 | 6-56 |
| Figure 6.4-13 | Tracé du départ Kokrénou 1 | 6-56 |
| Figure 6.4-14 | Schéma unifilaire du départ Kokrénou 2..... | 6-57 |
| Figure 6.4-15 | Tracé du départ Kokrénou 2..... | 6-58 |
| Figure 6.4-16 | Schéma unifilaire du départ Zone Industrielle..... | 6-59 |
| Figure 6.4-17 | Tracé du départ Zone Industrielle..... | 6-59 |
| Figure 6.4-18 | Schéma unifilaire du départ Base Aérienne | 6-61 |
| Figure 6.4-19 | Tracé du départ Base Aérienne..... | 6-62 |
| Figure 6.4-20 | Schéma unifilaire du départ Hôtel de l'Air | 6-63 |
| Figure 6.4-21 | Tracé du départ Hôtel de l'Air..... | 6-64 |

| | | |
|---------------|---|------|
| Figure 6.4-22 | Schéma unifilaire du départ EECI 101..... | 6-65 |
| Figure 6.4-23 | Tracé du départ EECI 101..... | 6-66 |
| Figure 6.4-24 | Schéma unifilaire du départ 433..... | 6-67 |
| Figure 6.4-25 | Tracé du départ 433..... | 6-68 |
| Figure 6.4-26 | Schéma unifilaire du départ 401..... | 6-69 |
| Figure 6.4-27 | Tracé du départ 401..... | 6-70 |
| Figure 6.4-28 | Schéma unifilaire du départ 345..... | 6-71 |
| Figure 6.4-29 | Tracé du départ 345..... | 6-71 |
| Figure 6.4-30 | Schéma unifilaire du départ 444..... | 6-72 |
| Figure 6.4-31 | Tracé du départ 444..... | 6-72 |
| Figure 6.4-32 | Schéma unifilaire du départ Belle Ville..... | 6-73 |
| Figure 6.4-33 | Tracé du départ Belle Ville..... | 6-73 |
| Figure 7.5-1 | Structure des conducteurs..... | 7-2 |
| Figure 7.5-2 | Comparaison des coûts à vie..... | 7-3 |
| Figure 7.5-3 | Comparaison de TCO..... | 7-5 |
| Figure 8.2-1 | Organigramme du personnel de gestion..... | 8-2 |
| Figure 8.2-2 | Aperçu des CRTs..... | 8-5 |
| Figure 8.2-3 | Organisation de base de l'UGP..... | 8-5 |
| Figure 8.2-4 | UGPs établies..... | 8-6 |
| Figure 8.2-5 | Exemple de structure organisationnelle de l'UGP au siège..... | 8-7 |
| Figure 8.2-6 | Exemple de structure organisationnelle de l'UGP au CRT..... | 8-7 |
| Figure 8.3-1 | Organigramme du conseil d'administration de la CIE..... | 8-10 |
| Figure 8.3-2 | Organigramme du service sur le terrain de la CIE..... | 8-11 |
| Figure 8.3-3 | Rapport de l'exploitation et de la maintenance du poste Kossou..... | 8-13 |
| Figure 8.3-4 | Fiche d'évaluation des compétences individuelles..... | 8-15 |
| Figure 8.3-5 | Transition du temps moyen de la panne de courant..... | 8-16 |

Liste des tableaux

| | | |
|----------------|--|------|
| Tableau 1.4-1 | Téléconférences | 1-4 |
| Tableau 1.5-1 | Homologue ivoirien | 1-5 |
| Tableau 1.5-2 | Mission d'étude de la JICA | 1-6 |
| Tableau 2.1-1 | Informations générales sur la Côte d'Ivoire | 2-1 |
| Tableau 2.2-1 | Parties prenantes dans le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire..... | 2-7 |
| Tableau 2.2-2 | Vente et consommation d'énergie en 2019 par consommateur..... | 2-11 |
| Tableau 2.2-3 | Tarif d'électricité adressé aux consommateurs de la BT | 2-11 |
| Tableau 2.3-1 | Hypothèses de scénarios de la demande d'électricité | 2-26 |
| Tableau 2.3-2 | Résultats de l'analyse par la méthode de régression de l'EEEOA..... | 2-27 |
| Tableau 2.3-3 | Demande réelle en électricité des dernières années en Côte d'Ivoire..... | 2-28 |
| Tableau 2.3-4 | Prévision de la demande par CI-ENERGIES (2019-2040) | 2-29 |
| Tableau 2.3-5 | Plan d'exportation d'électricité (2019-2030) | 2-32 |
| Tableau 2.3-6 | Liste de centrales électriques existantes | 2-34 |
| Tableau 2.3-7 | Liste de plans de développement de l'énergie électrique (hydroélectricité) | 2-35 |
| Tableau 2.3-8 | Liste de plans de développement de l'énergie électrique (énergie thermique) | 2-35 |
| Tableau 2.3-9 | Liste de plans de développement de l'énergie électrique (biomasse) | 2-36 |
| Tableau 2.3-10 | Liste de plans de développement de l'énergie électrique (énergie solaire) | 2-36 |
| Tableau 2.3-11 | Liste de plans de développement de l'énergie électrique (charbon) | 2-36 |
| Tableau 2.4-1 | Evolution du nombre de ternes et de la longueur de lignes de transport de base..... | 2-40 |
| Tableau 2.4-2 | Evolution du nombre de postes et de la capacité des transformateurs..... | 2-40 |
| Tableau 2.4-3 | Liste des postes sources et de commutations de 225kV existants | 2-41 |
| Tableau 2.4-4 | Charges de lignes de transport 225kV existantes (avril 2019) | 2-42 |
| Tableau 2.4-5 | Plans de développement des lignes de transport et des poste principaux (1)..... | 2-43 |
| Tableau 2.4-6 | Plans de renforcement des postes principaux (1)..... | 2-45 |
| Tableau 2.4-7 | Plans de renforcement des postes principaux (2)..... | 2-46 |
| Tableau 2.5-1 | Projets de la Banque Mondiale | 2-47 |
| Tableau 2.5-2 | Projets de la Banque Africaine de Développement..... | 2-48 |
| Tableau 2.5-3 | Projets de l'Union Européenne | 2-49 |
| Tableau 2.5-4 | Projets de la Banque Ouest Africaine de Développement | 2-50 |
| Tableau 2.5-5 | Projets du Gouvernement chinois | 2-51 |
| Tableau 2.5-6 | Projet du Fonds Koweïtien pour le Développement Economique Arabe | 2-51 |
| Tableau 2.5-7 | Projet de KfW | 2-51 |
| Tableau 3.1-1 | Spécifications de base des lignes de transport entre les postes Taabo-Kossou-Bouaké 2..... | 3-2 |

| | | |
|----------------|--|------|
| Tableau 3.1-2 | Comparaison des charges actuelles des postes et des capacités de transport du tronçon cible | 3-3 |
| Tableau 3.2-1 | Positionnement du projet dans le Plan Directeur Production-Transport 2014-2030 | 3-4 |
| Tableau 3.2-2 | Enregistrement dans la liste de projets | 3-4 |
| Tableau 3.2-3 | Résumé du projet financé par CI-ENERGIES (Résumé du dossier d'appel d'offres) | 3-5 |
| Tableau 3.2-4 | Demande par zone à tenir compte dans l'examen de la capacité de transport dans le cadre du projet | 3-8 |
| Tableau 3.2-5 | Comparaison du nombre de ternes | 3-10 |
| Tableau 3.3-1 | Exemple du résultat de l'analyse pour étudier la configuration du réseau | 3-12 |
| Tableau 3.4-1 | Liste des départs HTA dans la ville de Yamoussoukro | 3-16 |
| Tableau 3.4-2 | Analyse des charges des lignes de distribution (2017, en situation normale) | 3-19 |
| Tableau 3.4-3 | Analyse de la chute de tension (2017, en situation normale) | 3-19 |
| Tableau 3.4-4 | Perte des lignes de distribution (2017, en situation normale) | 3-20 |
| Tableau 3.4-5 | Analyse des charges des lignes de distribution (2017, lors de l'incident) | 3-21 |
| Tableau 3.4-6 | Analyse de la chute de tension (2017, lors de l'incident) | 3-21 |
| Tableau 3.4-7 | Analyse des charges des lignes de distribution (2017~2030, en situation normale) | 3-22 |
| Tableau 3.4-8 | Analyse de la chute de tension (2017~2030, en situation normale) | 3-22 |
| Tableau 3.4-9 | Analyse des pertes des lignes de distribution (2017~2030, en situation normale) | 3-23 |
| Tableau 3.4-10 | Exemple de l'analyse de la chute de tension | 3-23 |
| Tableau 3.4-11 | Liste de lignes des départs HTA dans la ville de Bouaké | 3-25 |
| Tableau 3.4-12 | Analyse des charges des lignes de distribution (2017, en situation normale) | 3-27 |
| Tableau 3.4-13 | Analyse de la chute de tension (2017, en situation normale) | 3-28 |
| Tableau 3.4-14 | Perte des lignes de distribution (2017, en situation normale) | 3-28 |
| Tableau 3.4-15 | Analyse des charges des lignes de distribution (2017, lors de l'incident) | 3-29 |
| Tableau 3.4-16 | Analyse de la chute de tension (2017, lors de l'incident) | 3-30 |
| Tableau 3.4-17 | Analyse des charges des lignes de distribution (2017~2030, en situation normale) | 3-33 |
| Tableau 3.4-18 | Analyse de la chute de tension (2017~2030, en situation normale) | 3-34 |
| Tableau 3.4-19 | Analyse des pertes des lignes de distribution (2017~2030, en situation normale) | 3-34 |
| Tableau 3.4-20 | Exemple de l'analyse de la chute de tension | 3-35 |
| Tableau 3.4-21 | Aperçu des travaux projetés dans les deux villes | 3-36 |
| Tableau 4.1-1 | Capacité calorifique du conducteur | 4-54 |
| Tableau 4.1-2 | Conditions ambiantes | 4-54 |
| Tableau 4.3-1 | Aperçu des lignes de distribution moyenne tension | 4-77 |
| Tableau 4.3-2 | Normes d'application des poteaux | 4-88 |
| Tableau 4.3-3 | Normes d'application des supports en fonction des sections de conducteur et des angles de piquetage | 4-88 |
| Tableau 4.3-4 | Normes d'application des poteaux en fonction des utilisations | 4-89 |
| Tableau 4.3-5 | Utilisation et spécifications techniques pour la ligne en aluminium moyenne tension | 4-89 |
| Tableau 4.3-6 | Types de fil électrique en aluminium revêtu et spécifications techniques..... | 4-90 |

| | | |
|----------------|--|------|
| Tableau 4.3-7 | Spécifications techniques du câble XLPE | 4-90 |
| Tableau 4.3-8 | Exemple des spécifications de l'interrupteur aérien (IACM 24 kV) | 4-91 |
| Tableau 4.3-9 | Critères d'application de la fondation du poteau électrique | 4-93 |
| Tableau 5.1-1 | Composants du projet | 5-1 |
| Tableau 5.1-2 | Division administrative dans la zone ciblée..... | 5-3 |
| Tableau 5.1-3 | Niveau de référence de la qualité d'air | 5-4 |
| Tableau 5.1-4 | Analyse des échantillons d'eau..... | 5-4 |
| Tableau 5.1-5 | Niveau acoustique de référence | 5-5 |
| Tableau 5.1-6 | Espèces listées dans la liste rouge UICN..... | 5-5 |
| Tableau 5.1-7 | Répartition démographique dans le site du projet..... | 5-6 |
| Tableau 5.1-8 | Lois et réglementations pour les considérations environnementales et sociales en Côte d'Ivoire..... | 5-8 |
| Tableau 5.1-9 | Niveaux d'émission admissible des bruits en Côte d'Ivoire..... | 5-10 |
| Tableau 5.1-10 | Résultat de l'analyse de la différence entre les Lignes Directrices relatives aux considérations environnementales et sociales de la JICA et le système en Côte d'Ivoire | 5-11 |
| Tableau 5.1-11 | Examen comparatif des alternatives (examen du tracé de la ligne de transport 225kV) | 5-16 |
| Tableau 5.1-12 | Cadrage..... | 5-19 |
| Tableau 5.1-13 | Termes de référence de l'étude sur les considérations environnementales et sociales | 5-22 |
| Tableau 5.1-14 | Résultat de l'étude de l'impact sur l'environnement | 5-24 |
| Tableau 5.1-15 | Comparaison du cadrage et des résultats de l'étude | 5-26 |
| Tableau 5.1-16 | Plan de gestion environnementale | 5-30 |
| Tableau 5.1-17 | Plan de suivi..... | 5-32 |
| Tableau 5.1-18 | Résumé des échanges avec les parties prenantes | 5-34 |
| Tableau 5.1-19 | Avis échangés avec les parties prenantes..... | 5-35 |
| Tableau 5.2-1 | Nécessité de l'acquisition de terrains, de la réinstallation et du déplacement économique.. | 5-35 |
| Tableau 5.2-2 | Nombre estimatif des habitants à réinstaller..... | 5-36 |
| Tableau 5.2-3 | Nombre de réinstallation prévu (après la modification du tracé de la ligne de transport) | 5-37 |
| Tableau 5.2-4 | Couloir de la ligne de transport 225kV appliqué à ce projet etc..... | 5-37 |
| Tableau 5.2-5 | Comparaison entre les Lignes Directrices de la JICA et la législation ivoirienne | 5-40 |
| Tableau 5.2-6 | Nombre de ménages et de personnes affectées par le projet..... | 5-47 |
| Tableau 5.2-7 | Bâtiments impactés par le projet..... | 5-48 |
| Tableau 5.2-8 | Acquisition de terrains nécessaire à la réalisation du projet | 5-48 |
| Tableau 5.2-9 | Cultures agricoles impactées par le projet | 5-49 |
| Tableau 5.2-10 | Matrice des droits | 5-52 |
| Tableau 5.2-11 | Composition de la cellule de l'exécution du PAR | 5-54 |
| Tableau 5.2-12 | Calendrier de mise en œuvre du PAR | 5-55 |
| Tableau 5.2-13 | Répartition de l'indemnisation/compensation | 5-56 |

| | | |
|----------------|--|------|
| Tableau 5.2-14 | Exemples des échanges avec les parties prenantes..... | 5-57 |
| Tableau 5.2-15 | Sujets traités dans les échanges | 5-58 |
| Tableau 5.3-1 | Liste de vérification environnementale | 5-61 |
| Tableau 6.1-1 | Conception générale du tracé de la ligne de transport aérienne | 6-2 |
| Tableau 6.1-2 | Aperçu général | 6-4 |
| Tableau 6.1-3 | Capacité thermique de la ligne de transport | 6-4 |
| Tableau 6.1-4 | Conditions ambiantes autour de la ligne de transport | 6-5 |
| Tableau 6.1-5 | Conditions météorologiques..... | 6-6 |
| Tableau 6.1-6 | Caractéristiques techniques du conducteur (225kV)..... | 6-6 |
| Tableau 6.1-7 | Caractéristiques techniques du câble de garde (225kV)..... | 6-7 |
| Tableau 6.1-8 | Hauteur et gardes au sol minimales (225kV) | 6-8 |
| Tableau 6.1-9 | Force de tension maximale de service et en conditions normales..... | 6-9 |
| Tableau 6.1-10 | Affaissement de conducteur (à 75 °C sans vent)..... | 6-9 |
| Tableau 6.1-11 | Dimensions des isolateurs | 6-9 |
| Tableau 6.1-12 | Types principaux de pylônes | 6-10 |
| Tableau 6.1-13 | Types de fondations..... | 6-12 |
| Tableau 6.3-1 | Comparaison des transformateurs à deux et à trois enroulements..... | 6-29 |
| Tableau 6.4-1 | Sommaire du projet dans la ville de Yamoussoukro..... | 6-48 |
| Tableau 6.4-2 | Sommaire du projet dans la ville de Bouaké..... | 6-60 |
| Tableau 7.5-1 | Courant permanent admissible | 7-2 |
| Tableau 7.5-2 | Comparaison des pertes des transformateurs | 7-4 |
| Tableau 8.2-1 | Affectation du personnel par CRT..... | 8-3 |
| Tableau 8.2-2 | Plan de normalisation des activités dans le QSE-SM..... | 8-9 |
| Tableau 8.3-1 | Affectation du personnel dans les bases de maintenance principales..... | 8-12 |
| Tableau 8.4-1 | Directions chargées de l'exploitation et de la maintenance des installations..... | 8-18 |
| Tableau 9.1-1 | Prévisions de demande par poste cible et à l'interconnexion des réseaux internationaux jusqu'en 2040 | 9-1 |
| Tableau 9.1-2 | Offre d'électricité domestique et exportations d'électricité jusqu'en 2040..... | 9-2 |
| Tableau 9.1-7 | Effet de réduction de l'émission de CO ₂ (en 2026) | 9-3 |
| Tableau 9.2-1 | Proposition d'indicateur d'exploitation / d'effet | 9-4 |
| Tableau 9.3-1 | Valeur standard et valeur cible de l'indicateur d'opération / d'effet | 9-5 |

Liste d'abrégiation

| Abréviation | Terme |
|---|--|
| AAAC | Conducteur en alliage d'aluminium |
| ABC | Câble aérien Bundle |
| ACSR | Conducteur en aluminium renforcé d'acier |
| AFD | Agence Française de Développement |
| AIS | Appareillage de commutation isolé dans l'air |
| Al | Aluminium |
| AMT | Transformateur amorphe |
| ANDE | Agence Nationale de l'Environnement |
| AON | Appel d'Offres National |
| BAD | Banque Africaine de Développement |
| BCC | Bureau Central de Conduite |
| BCU | Unité de contrôle de travée |
| BIDC | Banque d'Investissement et de Développement de la CEDEAO |
| BM | Banque Mondiale |
| BOAD | Banque Ouest Africaine de Développement |
| BOOT | Construction- possession-exploitation-transfert |
| BT | Basse tension (jusqu'à 1000 V) |
| CEDEAO | Communauté économique des Etats de l'Afrique de l'Ouest |
| CIE | Compagnie Ivoirienne d'Electricité |
| CIPREL | Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité |
| CRGOT | Transformateur orienté au grain laminé à froid |
| CRT | Centre Régional Technique |
| Dia | Diamètre |
| EB.CHINE | The Export-Import Bank of China |
| EECI | Energie Electrique de Côte d'Ivoire |
| EEEOA | Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain |
| EIE | Etude d'Impact Environnemental |
| FED | Fonds Européen de Développement |
| GIS | Appareillage de commutation à isolation gazeuse |
| HTA (MT) | Moyenne tension |
| HTB | Haute tension (équivalent à HT) |
| IACM | Interrupteurs aériens à commande manuelle |
| IAT | Interrupteurs aériens télécommandés |
| JICA | Agence Japonaise de Coopération Internationale |
| LL-ACSR | Conducteur Aluminium / Acier Nu Graissé de Faible Perte |
| OPGW | Câble de garde à fibre optique composite |
| PAR | Plan d'Action de Réinstallation |
| PBX | Autocommutateur privé |
| PIB | Produit Intérieur Brut |
| Plan Directeur Production-Transport 2014-2030 | Plan Directeur des ouvrages de Production et de Transport d'énergie électrique de la Cote d'Ivoire pour la période 2014-2030 |
| PND | Plan National de Développement |
| PRONER | Programme National d'Electrification Rurale |
| SCADA | Supervisory Control and Data Acquisition |
| SIG | Système d'information géographique |
| TdR | Termes de référence |
| TR | Transformateur |
| UE | Union Européenne |
| UGP | Unité de Gestion de Projet |
| UTS | Résistance maximale à la traction |
| XLPE | Cross - linked Polyéthylène |

Chapitre 1

Préface

Chapitre 1 Préface

1.1 Contexte de l'étude

Le gouvernement de Côte d'Ivoire a déclaré que « le renforcement du capital humain et l'extension du bien-être social » et « la promotion de la transformation de la structure économique par le biais de l'industrialisation » sont des stratégies clés dans le Plan de développement national (2016-2020) qui a pour but d'augmenter le taux d'électrification de 40% en 2014 à 77 % d'ici 2020 afin de soutenir l'amélioration du cadre de vie et la croissance durable des résidents. Pour atteindre cet objectif, le gouvernement prévoit (1) d'augmenter la capacité de production d'électricité de 1 409 MW (2011) à 5 691 MW d'ici 2030 et (2) d'étendre le réseau de transport et de distribution d'énergie électrique à environ 5 500 km dans tout le pays et d'établir 46 postes de transformation (Plan directeur des ouvrages de production et de transport d'énergie électrique élaboré en juin 2015 (ci-après dénommé « Plan Directeur Production-Transport 2014-2030 »)). Bien que la capacité de production d'électricité ait régulièrement augmenté grâce aux investissements privés, des pertes importantes en transport et en distribution dues au vieillissement et à l'insuffisance d'installations de transport et de distribution, des pannes fréquentes de courant, etc. ont été soulignées. Il est urgent de développer un système de production, transport, et de distribution d'énergie électrique adéquat.

La production d'électricité en Côte d'Ivoire est composée à 60% d'énergie thermique et à 40% d'énergie hydroélectrique. Du point de vue de la sécurisation du combustible, les centrales thermiques sont concentrées à Abidjan situé dans le sud du pays où il existe des installations portuaires. Les centrales hydroélectriques sont réparties dans les fleuves du sud-ouest, du centre et du sud-est. La Côte d'Ivoire fournit de l'énergie électrique vers la République du Mali (ci-après dénommée « le Mali ») et le Burkina Faso qui sont des pays voisins au nord-avec des capacités ne permettant pas de couvrir leurs besoins. L'électricité est fournie vers le nord à travers la ligne de transport de 225 kV Taabo-Kossou-Bouaké (Corridor nord) qui est l'unique liaison sur cette section. Dans ces conditions, tout incident sur cette section, est susceptible de provoquer de grandes perturbations en raison de la chute de tension importante et des surcharges et des déclenchements en cascade d'ouvrages dans la zone. Il est donc urgent d'améliorer la fiabilité et la capacité de transport par le renforcement de cette liaison.

Par ailleurs, l'énergie électrique est échangée entre les pays Ouest Africains dans le cadre du Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain (ci-après désigné « EEEOA ») - West African Power Pool (WAPP), et la Côte d'Ivoire y occupe une position importante en tant que fournisseur d'énergie électrique. L'augmentation de la capacité de transport, et particulièrement des lignes d'interconnexion représente un défi important pour le gouvernement de Côte d'Ivoire qui, en plus de devoir satisfaire sa demande intérieure en électricité, doit également répondre à la demande en électricité des pays voisins du nord tels que le Mali et le Burkina Faso, et aux échanges par ailleurs avec le Ghana son voisin de

l'Est. De ce fait, d'importants projets identifiés, sont en cours d'étude (lignes 225 kV Boundiali-Bougouni au nord) ou en cours de réalisation (le projet CLSG, interconnexion Côte d'Ivoire-Libéria-Sierra Leone- Guinée à l'ouest de la Côte d'Ivoire).

Il est donc important de noter que le gouvernement de Côte d'Ivoire accorde la priorité à l'amélioration du cadre de vie des résidents locaux et à la promotion des activités industrielles à travers l'augmentation de la capacité de transport et de la stabilisation de l'alimentation en électricité des régions du centre, du nord et des pays voisins, par plusieurs lignes de transport, la construction des postes Yamoussoukro 2 et Bouaké 3 et le renforcement du réseau de distribution.

1.2 Objectif de l'étude

L'objectif de la présente étude est d'établir un nouveau projet de prêt. La présente étude va conduire les études nécessaires pour la mise en œuvre en tant que projet de prêt dans le cadre de l'Aide Publique au Développement par le Japon, les termes de l'objectif, les grandes lignes, le coût du projet, le système de mise en place du projet, le système d'exploitation et de maintenance, ainsi que les considérations environnementales et sociales du projet.

1.3 Aperçu de l'étude

1.3.1 Aperçu

| Article | Contenu | Notes/Remarques |
|--------------------|---|--|
| Objectif | <p>1) Objectif du projet Promouvoir l'amélioration du cadre de vie des résidents locaux et dynamiser les activités industrielles, en stabilisant l'alimentation en électricité dans les régions du centre et du nord et en augmentant la capacité de transport vers les pays voisins grâce à plusieurs lignes de transport entre Taabo-Kossou-Bouaké, à la construction des postes Yamoussoukro 2 et Bouaké 3 et au renforcement du réseau de distribution.</p> <p>2) Objectif de l'étude Etablir un nouveau projet de prêt. La présente étude va conduire les études nécessaires pour la mise en œuvre en tant que projet de prêt dans le cadre de l'Aide Publique au Développement par le Japon, les termes de l'objectif, les grandes lignes, le coût du projet, le système de mise en place du projet, le système d'exploitation et de maintenance, ainsi que les considérations environnementales et sociales du projet.</p> | Prendre soin que les personnes concernées de la Côte d'Ivoire ne se méprennent pas sur le fait que les résultats de la présente étude soient approuvés en tant que projet de prêt en l'état. |
| Région cible | Région de l'Agnéby-Tiassa, Région du Bélier, Région du Gbéké | |
| Agence d'exécution | Ministère du Pétrole, de l'Énergie et des Énergies Renouvelables Côte d'Ivoire Énergies (ci-après dénommé CI-ENERGIES) | Explication préalable et confirmation au siège de la JICA avant l'explication à la partie ivoirienne. |
| Aperçu de l'étude | <p>1) Nouvelle construction d'une ligne de transport de 225 kV entre le poste de transformation à Taabo (existant) et le poste de transformation à Kossou (existant).</p> <p>2) Nouvelle construction d'une ligne de transport de 225 kV entre le poste de transformation à Kossou (existant) et le poste de transformation à Bouaké 3 (nouvelle construction).</p> <p>3) Construction des postes Yamoussoukro 2 et Bouaké 3.</p> <p>4) Extension des postes existants (Taabo, Kossou et Bouaké2).</p> <p>5) Renforcement du réseau de distribution à Yamoussoukro (capitale) et à Bouaké.</p> | En ce qui concerne 1) et 2), la partie ivoirienne a demandé deux nouvelles lignes (3 lignes au total, y compris la ligne existante). Confirmer la faisabilité de l'aide. |

d'avancer l'étude.

Tableau 1.4-1 Téléconférences

| Date | Contenu |
|---------------------|--|
| le 26 juin 2020 | Essai de connexion par téléconférence et échange d'avis sur la situation actuelle |
| le 12 juillet 2020 | Présentation de l'estimation de la demande, de l'analyse de réseaux et du plan de l'étude à distance |
| le 17 août 2020 | Echange d'avis sur la conception de base (1) |
| le 26 août 2020 | Echange d'avis sur la conception de base (2) |
| le 7 septembre 2020 | Présentation du résultat de la conception de base et du calendrier global d'exécution |

Le logiciel TEAMS de Microsoft est utilisé pour les téléconférences.

1.5 Structure de la mise en œuvre

1.5.1 Homologues ivoiriens

La partie ivoirienne a nommé les membres mentionnés ci-dessous, en tant qu'homologue ivoirien pour la mise en œuvre de l'étude.

Tableau 1.5-1 Homologue ivoirien

| Nom | Responsabilité | Entité |
|---|---|--------------------|
| M. ANOH Angaman | Chef de projet | CI-ENERGIES |
| M. AMARI EDJEMS A. Stéphane / M. COULIBALY Mohamed | Prévision de la demande | CI-ENERGIES |
| M. ADJEI Jean Marc / M. OUATARRA Dognymé / M. SYLLA Mohamed | Analyse du système des réseaux | CI-ENERGIES |
| M. KONE Wihon / M. KONE Seydou / M. NENE | Installations de transport | CI-ENERGIES |
| M. KONE El hadj / M.ASSY Jackson / M. KONE Wihon / M. NENE | Installations de poste | CI-ENERGIES |
| M. YAO Mbra / Mlle AFFAINIE Marie-Emmanuelle / M. TCHA Camille | Installations de distribution | CI-ENERGIES |
| M. ASSY/M. LAGAHUZERE | Conception de protection | CI-ENERGIES |
| M. DOUMBIA | Conception de SCADA | CI-ENERGIES |
| M. DOUMBIA | Conception de communication | CI-ENERGIES |
| M. AHOUSSOU Mathieu | Conception de génie civile | CI-ENERGIES |
| M. OUATTARA Oumar | Considérations environnementales et sociales | CI-ENERGIES |
| Mme. ABOUA Flora / M. SERIFOU Mamery | Analyse économique et financière | CI-ENERGIES |
| M. ABLINGUE Serge-Pacôme | Achat (marché public) | CI-ENERGIES |
| M. KOUASSI Abel (CI-ENERGIES) / M. GNADRO Désiré Oku + M. EBOUA (CIE) | Structure de mises en œuvre et de maintenance 1 | CI-ENERGIES CIE |

Source : CI-ENERGIES

1.5.2 Mission d'étude de la JICA

La présente étude de la JICA a été menée par les membres mentionnés ci-dessous.

Tableau 1.5-2 Mission d'étude de la JICA

| Nom | Responsabilité | Entité |
|---------------------|--|--|
| YAGI Kenichiro | Chef de mission / Planification | NEWJEC Inc. |
| ABE Takashi | Chef adjoint / Génie électrique | NEWJEC Inc. |
| UENO Kiyotaka | Analyse du système des réseaux | NEWJEC Inc. |
| TSUTSUI Kento | Prévision de la demande en électricité | NEWJEC Inc. |
| MURAI Kazuo | Installations de transport | NEWJEC Inc. |
| KAWABE Shinichi | Installations de distribution | NEWJEC Inc. |
| NISHIMURA Kazutoshi | Installations de Poste (1) | NEWJEC Inc. (Kansai Transmission and Distribution, Inc.) |
| OHARA Masayoshi | Installations de Poste (2) | NEWJEC Inc. |
| OSADA Akiyasu | Considérations environnementales et sociales | NEWJEC Inc. (ERM Japan Ltd.) |
| SHIBATA Sho | Analyse économique et financière | NEWJEC Inc. |
| AKIYAMA Yukiko | Planification des constructions et achats, Estimation / Coordination | NEWJEC Inc. (Japan International Cooperation System) |
| TAMURA Fumihiro | Structure de mise en œuvre et de maintenance (1) | NEWJEC Inc. |
| MORI Katsunori | Structure de mise en œuvre et de maintenance (2) | NEWJEC Inc. |

Chapitre 2

Situation actuelle et défis du secteur de l'énergie électrique

Chapitre 2 Situation actuelle et défis du secteur de l'énergie électrique

2.1 Situation économique et sociale en Côte d'Ivoire

Les informations générales sur la Côte d'Ivoire sont décrites dans le Tableau 2.1-1, et la carte de la Côte d'Ivoire de la Figure 2.1-1 montre la carte du pays dans l'Afrique de l'Ouest. La Côte d'Ivoire est un pays d'Afrique subsaharienne qui borde le Libéria et la Guinée à l'ouest, le Mali et le Burkina Faso au nord, le Ghana à l'est et le golfe de Guinée (océan Atlantique) au sud. Elle est connectée aux Ghana, Burkina Faso et Mali avec des lignes de transport qui par leur interconnexion forme le cadre de l'EEEOA.

Tableau 2.1-1 Informations générales sur la Côte d'Ivoire

| Article | Contenu |
|------------|---|
| Superficie | 322 436 km ² |
| Population | 24,29 millions |
| Capital | Yamoussoukro (La majorité des fonctions administratives et économiques se trouve à Abidjan.) |
| Ethnie | On dénombre plus de 60 ethnies, telle que Akan (Baoulé, Agnis etc.) au sud-est, Krou (Bêtes, Guéré etc.) au sud-ouest, Voltaïque (Sénoufos, Koulango, Lobi etc.) au nord-est, Mandé (Malinkés, Dan etc.) au nord-ouest. |
| Langue | Français (officielle), langues ethniques |
| Religion | Christianisme 39,1 %, Islam 33,7 %, Traditionnelle 4,4 %, Autres 0,6 %, Sans religion 22,2 % |

Source : Site web du Ministère des Affaires Etrangères



Source : Nations-Unies

Figure 2.1-1 Carte de la Côte d'Ivoire

2.1.1 Situation politique

La Côte d'Ivoire, après son indépendance de la France en 1960, a établi une administration stable pendant plus de 30 ans et atteint une croissance économique annuelle moyenne de 8 %. Son développement a été nommé comme le "Miracle ivoirien". Elle a également joué un rôle de premier plan dans la région ouest-africaine en raison de sa grande stabilité politique. Cependant, la crise politico-militaire qu'a connue le pays a eu pour conséquence une absence d'investissements structurants dans

tous les secteurs de l'économie ivoirienne.

Avec la fin de la crise en 2011, le gouvernement travaille sur une politique de reconstruction nationale s'appuyant sur trois piliers : les mesures de sécurité, la reconstruction et la réconciliation nationale. En décembre 2011, les premières élections législatives en 11 années législatives ont eu lieu. En octobre 2015, l'élection présidentielle s'est déroulée dans le calme avec la réélection de l'actuel président, qui encourage la réconciliation nationale et la reconstruction économique. La politique prioritaire de son deuxième mandat a été de s'engager à promouvoir la réconciliation nationale, à équilibrer les avantages de la croissance économique, à réduire la pauvreté, à promouvoir l'emploi des jeunes et à améliorer le traitement des femmes. Aussi, en novembre 2016, après un référendum, une nouvelle constitution a été promulguée, qui établit le poste de vice-président et le sénat. La prochaine élection présidentielle est prévue en 2020.

2.1.2 Situation économique

Au plan national, l'activité économique en 2019 continue d'évoluer dans un cadre macroéconomique solide avec un environnement socio-politique relativement apaisé, un climat des affaires propice et une gouvernance renforcée. Elle continue de bénéficier de la mise en œuvre du Plan National de Développement (PND) 2016-2020 qui vise principalement la transformation structurelle de l'économie ivoirienne par l'industrialisation. Le PIB à prix constant 2009¹ en 2019 s'élèvera à 21 434,8 milliards de FCFA (contre 19 940,9 milliards enregistré en 2018) ; soit une croissance de +7,50 % (contre +7,43 % en 2018). La croissance en 2019 sera principalement due aux performances dans les secteurs tertiaires et industriels, et aussi aux recettes fiscales. La croissance économique nationale devra se stabiliser autour de +7,3 % en 2019.

S'agissant de l'offre, la production devrait connaître un dynamisme grâce à l'ensemble des secteurs avec la mise en œuvre du PND 2016-2020.

Le secteur primaire devra connaître une croissance de +1,7 % en 2019 (contre +4,2 % en 2018) due principalement à l'agriculture vivrière et à l'élevage (+3,9 % contre +2,1 % en 2018). Tout comme par les années passées, ce secteur continuera de bénéficier de la mise en œuvre du Programme National d'Investissement Agricole (PNIA) qui prévoit l'affectation de 10 % du budget de l'Etat au secteur agricole. La croissance du secteur primaire en 2020 devra s'élever à +3,01 % du fait de la reprise de la croissance de l'agriculture d'exportation et de l'agriculture vivrière.

Les activités du secteur secondaire devront enregistrer en 2019 une croissance de +10,1 % (contre +7,1 % en 2018 et +3,0 % en 2017). Ce secteur sera principalement porté par les BTP (+18 % contre

¹ PIB calculé suivant les prix de l'année 2009 considérée comme année de base.

+16,5 % en 2018), les produits pétroliers (+24,9 % contre -7,2 % en 2018) et les industries agroalimentaires (+16,0 % contre +15,4 % en 2018). La branche Energie (Electricité, gaz et eau) devra enregistrée une croissance de 7,0 % (contre +4,0 % en 2018). La croissance projetée en 2020 pour ce secteur est de 10,0 %.

En 2019, la croissance projetée pour le secteur tertiaire est de +9,2 % identique à celle de 2018. Cette croissance sera principalement portée par les branches des télécommunications (+12,2 % contre 12,4 % en 2018), du transport (+9,4 % contre +9,0 % en 2018) et du commerce (+8,6 % contre +8,4 % en 2018). La projection de croissance en 2020 est de +9,1 %.

La demande devrait profiter de la consolidation de la croissance économique.

Le secteur non marchand devra connaître une croissance de +3,4 % en 2019 contre +7,9 % en 2018 et une projection de croissance de +0,9 % en 2020.

La croissance des Droits et Taxes devra s'établir à +9,8 % en 2019, contre +7,5 % en 2018, et connaître une croissance de +7,6 % en 2020.

L'inflation (norme UEMOA : 3 % maximum) pour l'année 2019 devra ressortir à 1,0 % (contre +0,4 % en 2018).

Les taux de croissance du PIB projetés par le Ministère en charge de l'Economie et des Finances sont de 7,5 % pour l'année 2019 et 7,3 % pour l'année 2020.

Il existe une corrélation certaine entre la croissance économique et le niveau de consommation d'énergie électrique. Dès lors, la mission du Secteur Electrique Ivoirien est de garantir un niveau de Puissance et d'Energie permettant de concrétiser les prévisions de croissance économique de la Nation.

2.2 Politique de l'énergie électrique

Un bref historique du secteur de l'énergie de la Côte d'Ivoire est donné ci-dessous. La loi sur l'électricité est entrée en vigueur en 2014 et est appliquée aux activités électriques actuelles.

- 1952 L'ensemble du secteur de l'électricité est géré par l'EECI (Energie Electrique de Côte d'Ivoire).
- 1985 La loi formule le cadre juridique du secteur de l'électricité (datée au 29 juillet).
- 1990 Première réforme du secteur de l'électricité, qui accorde une concession du service public à la CIE.
- 1994 Première entreprise de production d'électricité (ci-après désignée « CIPREL ») (Projet de type BOOT) entre sur le marché.

- 1997 AZITO Energie (Projet de type BOOT), deuxième producteur entré sur le marché.
- 1998 Deuxième réforme du secteur de l'électricité – création de SOPIE et de SOGEPE
- 2005 La concession du service public à la CIE est prolongée de 15 ans.
- 2010 AGGREKO (bail), troisième producteur entré sur le marché.
- 2011 Troisième réforme du secteur de l'électricité – création de CI-ENERGIES, – dissolution de SOPIE et SOGEPE
- 2014 Promulgation de la nouvelle loi sur l'électricité
- 2020 La concession du service public à la CIE est prolongée de 12 ans.

2.2.1 Système juridique et réglementation du secteur de l'énergie électrique

En 2014 et 2015, le nouveau cadre a été introduit sur la base des nouvelles lois et réglementations (loi No 2014-132 du 24 mars 2014 Code de l'Electricité). L'objectif de la loi mentionnée dans l'Article 2 est la définition des principes généraux sur l'institution, l'exploitation et la production dans le secteur de l'électricité comme montré ci-dessous :

- garantir l'indépendance et la sécurité de l'énergie électrique ;
- promouvoir le développement des énergies nouvelles et renouvelables ;
- développer l'énergie électrique et promouvoir l'accès à cette énergie ;
- promouvoir la maîtrise de l'énergie ;
- créer les conditions économiques permettant la rentabilisation des investissements ;
- promouvoir les droits des consommateurs ; et
- promouvoir la concurrence et les droits des opérateurs.

Ces lois qui renforcent le pouvoir et la capacité de l'autorité de régulation et touchent au développement des énergies nouvelles et renouvelables, comprennent des clauses pénales pour lutter contre les fraudes et les actes illégaux qui provoquent des pertes techniques et commerciales importantes (comme le vol d'électricité). Elles sont liées à libéraliser d'avantage le marché de l'électricité en mettant officiellement fin au monopole de l'Etat sur le transport, la distribution, la vente, l'exportation et l'importation d'électricité.

Les principales modifications par rapport à l'ancienne loi de 1985 sont les suivantes :

- la réduction de l'étendue du monopole de l'Etat ;
- l'introduction du principe de la concurrence par la libéralisation (à l'exclusion de certains projets). Par exemple, l'accès au réseau par un tiers est en principe accordé, ce qui permet de recevoir l'électricité via l'opérateur de son choix ;
- la confirmation de la politique de développement des énergies nouvelles et renouvelables ;
- l'introduction des mesures fiscales et douanières individuelles qui favorisent les entreprises du secteur de l'électricité ;

- le renforcement des mesures de prévention de la fraude ; et
- l'établissement d'une autorité indépendante de régulation du secteur de l'électricité chargée de proposer au pays les redevances applicables au secteur de l'électricité.

2.2.2 Structure du secteur ivoirien de l'électricité

(1) Historique de la structure du secteur de l'électricité

En Côte d'Ivoire, la loi sur l'électricité de 1985 a ouvert le secteur de la production d'électricité aux entreprises privées. Trois entreprises privées de production d'électricité sont entrées sur le marché, mais les domaines tels que le transport, la distribution, l'importation et l'exportation de l'électricité restaient des monopoles de l'Etat. En 1990, le gouvernement a octroyé à une entreprise privée, la Compagnie Ivoirienne l'Electricité (ci-après désignée « CIE »), une concession sur la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité pour une durée de 15 ans (en 2005 prolongée jusqu'à l'an 2020).

En décembre 1998, le gouvernement a réformé le cadre institutionnel du secteur pour limiter l'autorité de la CIE et a créé deux entreprises d'Etat, SOGEPE et SOPIE. SOGEPE a été fondée dans le but de prendre en charge les biens et les flux financiers du secteur, alors que SOPIE joue un rôle dans la planification à long terme des investissements du secteur.

Suite à la nouvelle réforme en 2010, SOGEPE et SOPIE ont été fusionnées et une nouvelle société publique de l'énergie, la Société des énergies de Côte d'Ivoire, créée en vertu d'un décret publié en décembre 2011. La Société des énergies de Côte d'Ivoire a continué de mener à bien les opérations des deux sociétés précédentes. En plus de l'approvisionnement en électricité pour l'Etat, elle gère des projets du secteur de l'électricité en tant que titulaire d'un contrat de concession.

En vertu d'un nouveau décret publié en novembre 2017, les biens ont été transférés à la société d'Etat, Energies de Côte d'Ivoire (dont le nom est renommé à « CI-ENERGIES ») qui prend aussi en charge l'exploitation et la maintenance de certaines centrales électriques.

(2) Système actuel du secteur de l'électricité

1) Parties prenantes dans le secteur de l'électricité

Les parties prenantes dans le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire sont CI-ENERGIES supervisée par le Ministère du Pétrole, de l'Energie et des Energies Renouvelables et placée sous les autorités dudit Ministère et du Ministère de l'Economie et des Finances, l'Autorité Nationale de Régulation de l'Énergie (ci-après désignée « ANARE »), les fournisseurs de gaz, les IPPs

(Producteurs indépendants d'électricité), l'EEEOA où les pays membres sont interconnectés par les réseaux internationaux, la CIE qui assure l'exploitation et la maintenance des installations de production, de transport et de distribution sous la forme d'un contrat de concession, et enfin les consommateurs. Ces parties concernées sont listées dans le Tableau 2.2-1.

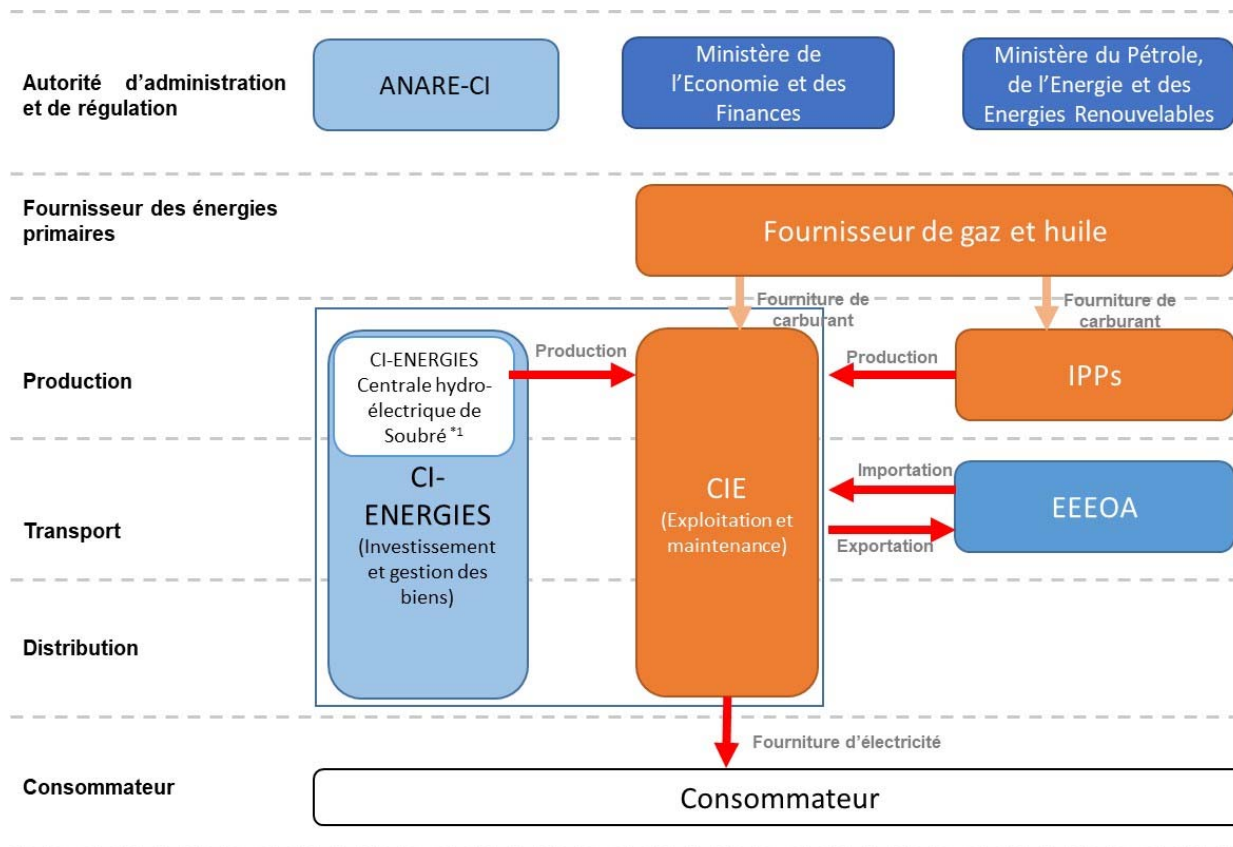
Tableau 2.2-1 Parties prenantes dans le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire

| Partie concernée | Organisation | Rôle |
|---|--|---|
| Ministère | Ministère du Pétrole, de l'Energie et des Energies Renouvelables | Autorité de contrôle technique en charge de la formulation de toutes les stratégies pour les activités de production, de transport et de distribution d'électricité. |
| | Ministère de l'Economie et des Finances | Autorité de contrôle financier en charge de l'approbation des budgets et des prêts liés aux projets ANARE et CI-ENERGIES |
| Société publique d'électricité | CI-ENERGIES | Propriétaire en charge de la gestion des biens et des flux financiers, de la planification, de la supervision de la construction du secteur concerné, de la supervision technique du secteur de l'énergie électrique et de la mise en œuvre du projet d'électrification rurale. L'exploitation et la maintenance des installations de production, de transport et de distribution sont sous-traitées à CIE par le biais d'un contrat de concession, sous la supervision de CI-ENERGIES. Mais l'exploitation et la maintenance de la centrale hydroélectrique de Soubré sont à la charge de CI-ENERGIES. |
| Autorité de régulation | ANARE | A la place du gouvernement, en charge du contrôle des concessionnaires (CIE pour le transport et de distribution d'électricité), de la société indépendante de production d'électricité et de la société gazière qui fournit du carburant à la société de production d'électricité, en collaboration avec CI-ENERGIES. |
| Fournisseur de l'énergie primaire | PETRO-CI, CNR, FOXTROT (gaz naturel), SIR (huile lourde) etc. | En vertu du contrat de concession, les gisements de gaz sont développés dans les zones désignées par le gouvernement et le gaz est vendu à l'Etat pour l'approvisionnement en combustible des centrales thermiques. |
| Compagnie d'électricité | CIE | Des centrales hydroélectriques (exploitation de barrages) et thermiques sont également réalisées par les contrats de concession accordés par l'Etat. En ce qui concerne la production d'énergie thermique, l'électricité est produite dans ses propres centrales thermiques utilisant le gaz fourni par les sociétés gazières. De plus l'électricité est achetée auprès des sociétés indépendantes de production d'énergie thermique. Elle fournit l'électricité aux consommateurs (client domestique et client à l'exportation) via des lignes de transport et de distribution. |
| IPPs (Producteurs indépendants d'électricité) | AGGREKO, AZITO, CIPREL etc. | Société de production d'énergie thermique qui utilise le gaz fourni par la société gazière pour produire de l'électricité approvisionnée à la CIE. En août 2019, il n'y avait pas de producteur indépendant d'électricité (IPP). |
| Consommateur | Client domestique, Client à l'exportation | |

Source : Equipe de l'étude de la JICA

2) Déroulement de la production, du transport et de la distribution d'électricité

La Figure 2.2-1 montre le déroulement de l'alimentation de l'énergie primaire et de la production, du transport et de la distribution d'électricité.



*1 :L'exploitation et la maintenance sont effectuées par une autre société confiée par CI-ENERGIES.

Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 2.2-1 Déroulement de la production, du transport et de la distribution d'électricité

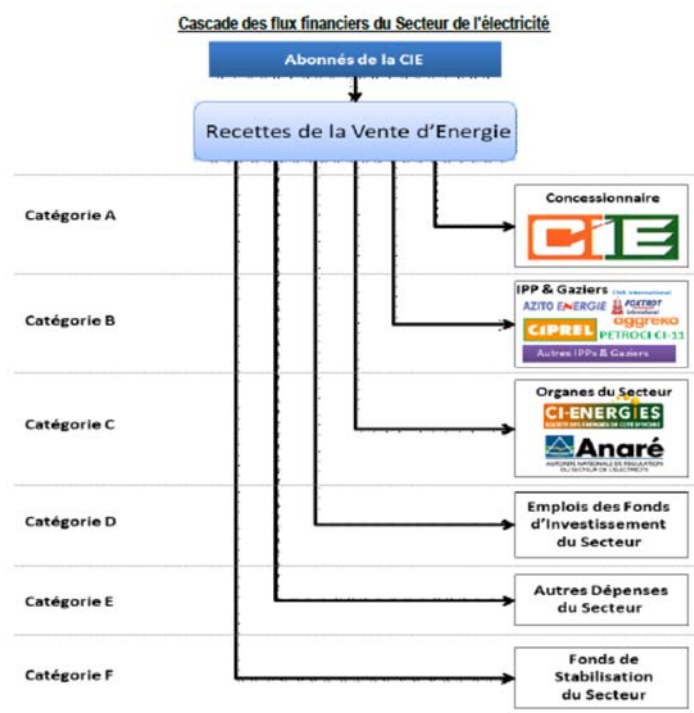
La CIE qui a conclu le contrat de concession avec CI-ENERGIES est l'acteur principal dans le domaine de la production, du transport et de la distribution d'électricité. La CIE est en charge de l'exploitation et de la maintenance des centrales hydroélectriques exceptées celle de Soubré, et des centrales thermiques (Vridi-1) exceptées celles des IPPs. Dans le domaine du transport de l'électricité, elle est en charge de l'achat de l'électricité auprès des IPPs et de l'achat et de l'alimentation sur le réseau international, ainsi que de l'exploitation et de la maintenance des lignes de transport et des postes, y compris du réseau. Dans le domaine de la distribution de l'électricité, elle est également en charge de l'exploitation et de la maintenance des installations de distribution et de l'alimentation aux consommateurs.

En ce qui concerne l'énergie primaire, le carburant est approvisionné à la CIE et aux IPPs par les fournisseurs de gaz tels que CNR, FOZTRO, PETROCI, et le fournisseur d'huile lourde SIR.

Concernant l'investissement pour les installations, CI-ENERGIES est responsable de la planification, la conception et la construction, et est l'organisme d'exécution pour le développement de nouvelles centrales et des installations de transport et de distribution. La CIE peut réaliser l'investissement et le développement d'une installation à petite échelle avec l'approbation de l'Etat.

3) Flux commercial dans le domaine de la production, du transport et de la distribution d'électricité.

Comme mentionné plus haut, le commerce de l'électricité en Côte d'Ivoire est concédé à la CIE sous forme de contrat de concession. Le flux des échanges commerciaux de la production, du transport et de la distribution d'électricité est réglementé par la loi. Le flux commercial est en cascade (Figure 2.2-2) et est réglé via la CIE.



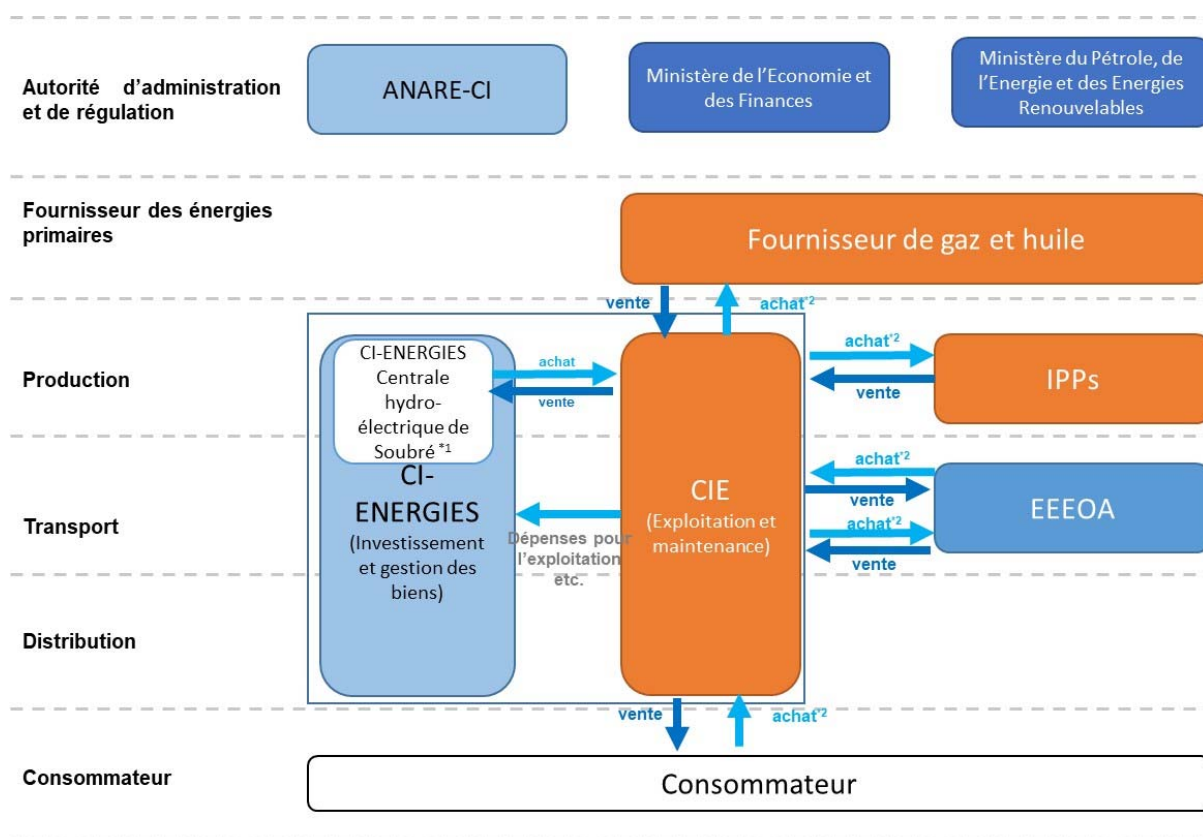
Source : CI-ENERGIES

Figure 2.2-2 Flux de fonds en cascade

Dans le détail, CIE collecte d'abord les factures d'électricité auprès des consommateurs, puis répartit les revenus dans les six catégories A à F mentionnées ci-dessous. Dans ce flux de trésorerie, CIE collecte les factures auprès des consommateurs et effectue les paiements A à F. Du point de vue du déroulement, le paiement se fait via la CIE, mais CI-ENERGIES est l'autorité habilitante légale.

- Catégorie A Rémunération de la CIE pour les services de concessionnaire (Paiement selon une facturation mensuelle)
- Catégorie B Frais d'achat de l'électricité auprès des IPPs tel qu'AZITO Energie.
Frais de carburant auprès de fournisseurs de gaz et de pétrole tel que Foxtrot
- Catégorie C Frais de gestion et de supervision pour les organisations du secteur de l'électricité telles que CI-ENERGIES et ANARE
- Catégorie D Investissement dans le secteur de l'électricité, hors remboursement de la dette.
- Catégorie E Autres dépenses y compris le remboursement de la dette dans le secteur de l'électricité.
- Catégorie F Epargne pour le fonds de stabilisation et de reconstruction du secteur de l'électricité.

La Figure 2.2-3 montre les flux commerciaux entre les organisations concernées à l'achat de l'énergie primaire, à la production, au transport et à la distribution d'électricité. La centrale hydroélectrique de Soubré détenue par CI-ENERGIES a été mise en service en 2017, et l'électricité produite est vendue à la CIE.



*1 : L'exploitation et la maintenance sont effectuées par une autre société confiée par CI-ENERGIES.
*2 : Les factures sont réglées conformément à l'instruction de CI-ENERGIES.

Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 2.2-3 Flux commerciaux de production, de transport et de distribution d'électricité (provisoire)

4) Tarif d'électricité

En Côte d'Ivoire le tarif d'électricité est préparé par l'ANARE en collaboration avec CI-ENERGIES et approuvé par le gouvernement, tenant compte des investissements aux ouvrages, de l'acquisition du fonds, de l'exploitation, de la maintenance et les projets des consommateurs. Il y a trois (03) catégories du tarif d'électricité; BT : 5A, 1.1kVA, MT : 15kV – 90kV, HT : plus de 90kV. L'arrêté du tarif d'électricité plus récent N ° 002 / MPEER / MEF / SEPMBPE est publié en janvier 2019 et a baissé le prix de 20% de la BT. Le tableau 2.2-2 présente la vente et la consommation totales d'énergie par consommateur, ainsi que le prix unitaire par kWh en 2019.

Tableau 2.2-2 Vente et consommation d'énergie en 2019 par consommateur

| Designation | BT | MT/HT | Exportation |
|---|---------|---------|-------------|
| Ventes nationales d'énergie Milliards de yen japonais | 55,726 | 43,421 | 14,455 |
| Ventes nationales d'énergie Milliards de FCFA | 298 000 | 232 200 | 77 300 |
| Consommations nationales d'énergie en GW h en 2019 | 4 145,0 | 3 494,8 | 1 179,1 |
| Prix hors taxes en yen japonais par kWh | 13,4 | 12,4 | 12,2 |
| Prix hors taxes en FCFA par kWh | 71,9 | 66,4 | 65,5 |

Source : Rapport annuel de l'ANARE

Le tarif d'électricité en décembre 2020 par consommateur est indiqué dans les Tableaux 2.2-3 et 2.2-4. La facture de la BT est calculée par bimestre, suite au relevé du compteur électrique selon le seuil de 80kWh, en plus de la prime fixe. En outre, les redevances d'électrification rurale et de RTI et la taxe communale sont également chargées. La facture des MT/HT est calculée par an, suite au relevé du compteur électrique selon heure, en plus de la charge fixe. En outre, les redevances d'électrification rurale et de RTI sont également chargées.

Tableau 2.2-3 Tarif d'électricité adressé aux consommateurs de la BT

| TARIF DOMESTIQUE DE LA BT (bimestre, jusqu' à 200kWh) | FCFA | TVA (18%) | FCFA |
|--|-------|--------------|-------|
| Prime fixe par bimestre | 559,0 | 0,0 | 559,0 |
| Prix du kWh jusqu'à 80kWh / bimestre | 28,8 | 0,0 | 36,1 |
| Prix du kWh au-delà de 80kWh / bimestre | 50,2 | 9,0 | 59,2 |
| Redevance électrification rurale par bimestre | | | 100,0 |
| Redevance électrification rurale par kWh | | | 1,0 |
| Redevance RTI par kWh | | | 2,0 |
| Taxe communale Abidjan par kWh | | | 2,5 |
| Taxe communale autres communes / kWh | | | 1,0 |

Tableau 2.2-4 Tarif d'électricité adressé aux consommateurs des MT/HT

| Désignation | MT | | | HT | | |
|--|----------|-----------|----------|----------|-----------|----------|
| | FCFA | TVA (18%) | FCFA | FCFA | TVA (18%) | FCFA |
| Prime fixe annuelle par kW souscrit (FCFA) | 19330,01 | 3479,4 | 22809,42 | 47844,57 | 8612,02 | 56456,59 |
| Prix du FCFA/kWh | | | | | | |
| Heures Pleines (7h30 à 19h30, 23h00-24h00) | 66,84 | 12,03 | 78,87 | 53,38 | 9,61 | 62,99 |
| Heures de pointe (19h30-23h00) | 103,42 | 18,62 | 122,04 | 67,81 | 12,21 | 80,02 |
| Heures creuses (24h00-7h30) | 48,45 | 8,72 | 57,17 | 46,41 | 8,35 | 54,77 |
| Redevance RTI par mois (FCFA/kW) | | | 1000 | | | 1000 |
| Redevance électrification rurale annuelle par kW souscrit (FCFA) | | | 1870 | | | 1870 |

(3) Balance des paiements du secteur ivoirien de l'électricité

Le flux de trésorerie en cascade est décrit dans le rapport annuel publié par l'ANARE. La balance des paiements du secteur de l'électricité sur les dix dernières années est expliquée ci-dessous :

1) Balance des paiements de 2010 à 2015

De 2010 à 2012, des déficits ont été enregistrés en 2010 (81 milliards FCFA), en 2011 (107 milliards FCFA) et en 2012 (44 milliards FCFA) en raison de la hausse mondiale des coûts de carburant. En 2013 et 2014, des mesures telles que des réductions de dépenses et des révisions tarifaires ayant été prises, un excédent a été généré. En 2015, suite à la baisse de la production d'énergie hydraulique à cause de la sécheresse, la consommation en huile lourde utilisée pour la production d'énergie thermique a augmenté. Les dépenses ont alors considérablement augmenté avec les fluctuations du taux de change par rapport au dollar américain (1 USD = 490 → 590 FCFA), et on a enregistré un déficit de 40 milliards FCFA malgré la révision tarifaire de juillet 2015.

2) Balance des paiements de 2016 à 2019

Les recettes et dépenses dans le secteur de l'électricité de 2016 à 2019 sont indiquées dans le Tableau 2.2-5 et la Figure 2.2-4. Les recettes en 2016 s'élevaient à 569,3 milliards FCFA, les dépenses à 563,1 milliards FCFA, les revenus en 2017 à 563,8 milliards FCFA et les dépenses à 563,75 milliards FCFA. Jusqu'en 2017, le secteur était déficitaire, avec des retards dans la collecte des redevances à l'exportation et compensé par subvention. Cependant, en 2018 et 2019 les revenus ont dépassé les recettes.

Le rapport annuel 2018 de CI-ENERIGES explique la balance des paiements en donnant comme facteurs favorables l'augmentation des ventes sur le marché intérieur et la réduction des coûts de carburant. Il cite par contre, comme facteur défavorable, la réduction des exportations due à la

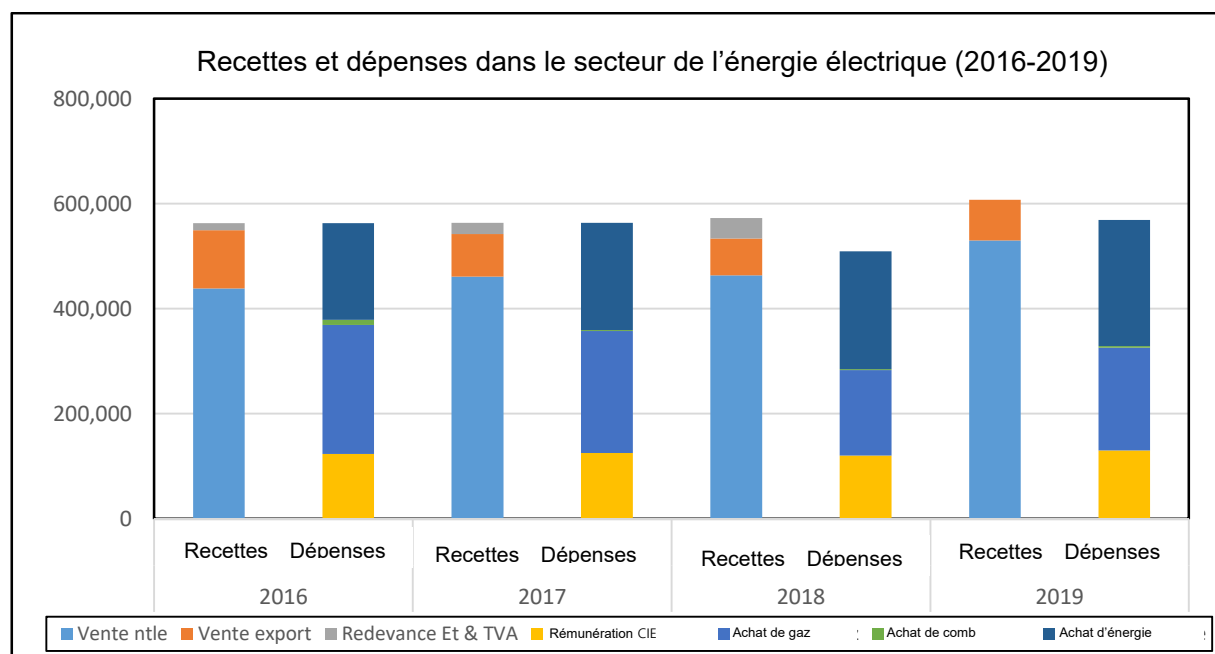
baisse de la demande dans les autres pays. On estime que la mise en service de la centrale Soubré en 2017 a contribué à la réduction des coûts de carburant.

Depuis 2010, le secteur de l'électricité est en déficit à cause de la flambée des coûts des combustibles, de la diminution de la production d'énergie hydroélectrique due à la sécheresse et des retards dans la collecte des redevances dans l'échange international avec les pays voisins. Cependant, grâce à la révision des tarifs de l'électricité en 2015 et de la réduction de la dépendance aux combustibles fossiles, la balance des paiements s'est améliorée récemment.

Tableau 2.2-5 Balance des paiements dans le secteur de l'électricité de 2016 à 2019

| Article | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|----------|--------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Recettes | Vente ntle | 438 400 | 460 900 | 463 292 | 530 200 |
| | Vente exportation | 110 900 | 81 500 | 70 396 | 77 300 |
| | Redevance Et & TVA | 13 700 | 21 400 | 38 996 | 0 |
| | Total | 563 000 | 563 800 | 572 684 | 607 500 |
| Dépenses | Rémunération CIE | 123 400 | 125 270 | 120 145 | 129 900 |
| | Achat de gaz | 245 600 | 232 260 | 162 929 | 196 100 |
| | Achat de comb | 9 600 | 1 720 | 2 077 | 2 900 |
| | Achat d'énergie | 184 500 | 204 500 | 224 302 | 239 900 |
| | Total | 563 100 | 563 750 | 509 453 | 568 800 |

Source : Rapports annuels de l'ANARE et de CI-ENERGIES



Source : Rapports annuels de l'ANARE et de CI-ENERGIES

Figure 2.2-4 Balance des paiements dans le secteur de l'électricité de 2016 à 2019

2.2.3 Aperçu des plans directeurs de l'énergie électrique

Il y a trois plans directeurs concernant l'énergie électrique en Côte d'Ivoire comme montré dans le Tableau 2.2-6 ci-dessous. Le premier est le plan directeur de la Côte d'Ivoire à moyen et long terme adressé pour l'année 2030 (Plan Directeur Production-Transport 2014-2030), le deuxième montre l'image future de l'énergie électrique dans les réseaux de l'EEEOA, et le troisième indique le plan à moyen et long terme relatif à l'électrification rurale.

Tableau 2.2-6 Plans directeurs de l'énergie électrique en Côte d'Ivoire

| No. | Plans directeur | Entité en charge | Période cible | Etablissement |
|-----|--|---|----------------|---------------|
| 1 | PLAN DIRECTEUR DES OUVRAGES DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE DE LA COTE D'IVOIRE POUR LA PERIODE 2014-2030 : (Plan Directeur Production-Transport 2014-2030) | Tractebel Engineering (Financement de la Banque Mondiale) | de 2014 à 2030 | juin 2015 |
| 2 | MISE A JOUR DU PLAN DIRECTEUR REVISE DE LA CEDEAO POUR LE DEVELOPPEMENT DE LA CAPACITE DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE | Tractebel Engineering (Financement de l'Union Européenne) | de 2019 à 2033 | décembre 2018 |
| 3 | PLAN DIRECTEUR D'ELECTRIFICATION RURALE | Innovation Energy Development | de 2013 à 2030 | 2014 |

Source : Equipe de l'étude de la JICA

(4) Plan directeur des ouvrages de production et de transport d'énergie électrique de la Côte d'Ivoire (Plan Directeur Production-Transport 2014-2030)

1) Aperçu

Le Plan Directeur Production-Transport 2014-2030 analyse la situation réelle du réseau électrique en 2013, qui est l'année de base au moment de la formulation. Ensuite il analyse la situation du réseau électrique de 2015, 2017, 2020, 2025 et 2030 sur la base du plan des installations de l'énergie électrique et des prévisions de la demande, et formule les plans des installations supplémentaires et des investissements nécessaires.

2) Prévision de la demande nationale et rôle dans l'EEEOA

La prévision de la demande nationale en Côte d'Ivoire indique une croissance triple avec la consommation d'électricité qui s'élève de 7 332 GWh en 2014 à 22 799 GWh en 2030, et la puissance maximale de l'énergie électrique qui augmente de 1 153 MW à 3 518 MW en 2030, en raison du taux de croissance démographique élevé, du plan d'électrification rurale et de la croissance de la demande industrielle.

Tableau 2.2-7 Prédiction de la demande nationale en Côte d'Ivoire

| | | 2014 | 2015 | 2017 | 2020 | 2025 | 2030 |
|----------------------------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| Consommation d'électricité | [GWh] | 7 332 | 8 251 | 9 945 | 12 662 | 17 598 | 22 799 |
| Puissance de production | [MW] | 1 153 | 1 260 | 1 521 | 1 941 | 2 708 | 3 518 |

Source : Plan Directeur Production-Transport 2014-2030

Avec les échanges d'électricité dans le cadre de l'EEEOA, la Côte d'Ivoire qui se trouve au centre de l'Afrique de l'Ouest prévoit l'augmentation de l'exportation de l'énergie de 2015 à 2025. En tant que centre énergétique de la région, la Côte d'Ivoire jouera un rôle significatif et devra promouvoir les exportations d'électricité par de nouvelles connexions avec le Libéria, la Sierra Leone et la Guinée, en plus de celles avec le Burkina Faso et le Mali.

Tableau 2.2-8 Prédiction de l'exportation de l'électricité

| | | 2014 | 2015 | 2017 | 2020 | 2025 | 2030 |
|----------------------------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Consommation d'électricité | [GWh] | 975 | 1,020 | 1,245 | 1,695 | 2,700 | 2,700 |
| Puissance de production | [MW] | 115 | 120 | 150 | 200 | 320 | 320 |

Source : Plan Directeur Production-Transport 2014-2030

3) Plan de développement de l'énergie électrique

Le plan de développement de l'énergie électrique met l'accent sur la diversification du mix énergétique qui est actuellement plutôt axé sur l'énergie des centrales thermiques à gaz et vise l'amélioration de la fiabilité et la stabilité de l'alimentation par la diversification des sources d'énergie en développement de nouvelles centrales hydroélectrique, thermique au charbon, biomasse et solaire.

La capacité des installations de 1 632 MW en 2014 sera multipliée par 3,5 pour atteindre 5 691 MW en 2030. En outre, une autre centrale au charbon de 1 000 MW est prévue comme source énergétique pour la mine.

En ce qui concerne le mix énergétique, les pourcentages seront diversifiés comme suit : La répartition en 2014 est fortement centrée sur l'énergie thermique au gaz avec 20 % pour l'hydroélectricité et 80 % pour le gaz. Tandis qu'en 2030 la répartition sera 24 % pour

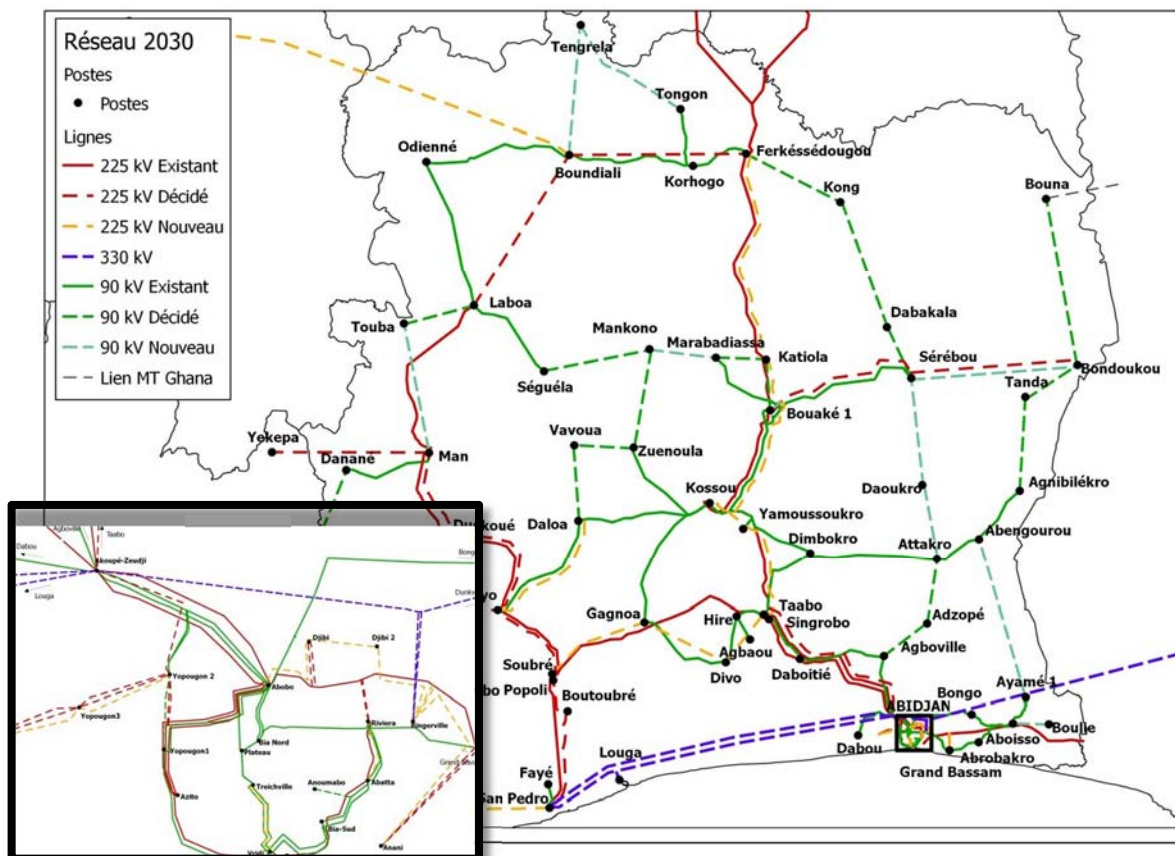
l'hydroélectricité, 41 % pour l'énergie thermique au gaz, 4 % pour l'énergie thermique au charbon et 17 % pour l'énergie renouvelable.

4) Lignes de transport et postes électriques

La Figure 2.2-5 montre le réseau de transport prévu en 2030.

Les centrales électriques en Côte d'Ivoire sont principalement situées dans le sud du pays (Soubré / San Pedro et Abidjan), et la région du sud-ouest est alimentée par l'énergie hydraulique. A Abidjan environ 400 MW sont échangés avec d'autres régions en pointe de charge. Les régions du nord, de l'ouest et de l'est n'ont presque pas de moyens de production d'électricité et reçoivent donc de l'électricité des autres régions.

Afin d'améliorer la qualité de l'alimentation électrique, il est nécessaire d'étendre considérablement le réseau électrique national, en particulier au cours de la période 2015-2020. Cette réalisation permettra de respecter la norme N-1 (Pas d'interruption d'approvisionnement lors d'un incident sur un des éléments du réseau électrique) et de stabiliser le système du réseau électrique.



Source : Plan Directeur Production-Transport 2014-2030

Figure 2.2-5 Système du réseau électrique en 2030

5) Plan d'investissement pour la production et le transport d'électricité

Le coût d'investissement nécessaire dans les installations pendant la période de 2014 à 2030 est de 7 717 milliards FCFA dont 6 609 milliards FCFA pour la production et 1 108 milliards FCFA pour le transport. En ajoutant l'investissement dans les installations minières qui s'élève à 1 465 milliards FCFA pour la production et 112 milliards FCFA pour le transport, un total de 9 294 milliards FCFA sera nécessaire.

6) Résumé du Plan Directeur Production-Transport 2014-2030

Le résumé en chiffres du Plan Directeur Production-Transport 2014-2030 est indiqué dans le Tableau 2.2-. Dans la comparaison la valeur réelle en 2019 et celle prévue en 2020, la prévision de la demande maximum est de 3 298MW (y compris 1 000mW de la mine et 200mW de l'exportation), la valeur réel est de 1 443mW. La prévision de la consommation de l'énergie électrique est de 12 662,5 GWh, la valeur réelle est de 7 616,5GWh. La prévision de la capacité des ouvrages est de 4 428MW, la valeur réelle est de 2 214MW.

A cause de la stagnation du développement de la mine, la réalisation du Plan Directeur Production-Transport 2014-2030 est retardée. Cependant, au terme de la consommation de l'énergie électrique, 37% de la croissance pendant 5 ans est constatée (5 561GWh en 2014, 7 616,5GWh en 2019).

Tableau 2.2-9 Résumé du Plan Directeur Production-Transport 2014-2030

| Item | Unité | 2014 | 2020 | 2030 | |
|--------------------------|-----------------------------------|-----------|--------------|--------------|--------------|
| Demande de l'électricité | Consommation de l'électricité | GWh | 7 332 | 12 662 | 22 799 |
| | Demande de pointe (Totale) | MW | 1 268 | 3 298 | 4 935 |
| | - Demande de pointe (National) | MW | 1 153 | 1 941 | 3 518 |
| | - Demande de pointe (Mines) | MW | | 1 150 | 1 150 |
| | - Demande de pointe (Importation) | MW | 115 | 200 | 320 |
| | - Amélioration de l'efficacité | MW | | -54 | -54 |
| Echange | Exportation | GWh | 975 | 1 695 | 2 700 |
| | | MW | 115 | 200 | 320 |
| Production | Capacité installée | MW | 1 632 | 4 428 | 6 691 |
| | - Hydroélectrique | MW | 604 | 1 030 | 1 670 |
| | - Thermique (gaz) | MW | 1 028 | 1 913 | 2 036 |
| | - Thermique (charbon) | MW | | 250+1 000* | 1 000+1 000* |
| | - Energies renouvelables | MW | 0 | 235 | 985 |
| | Capacité de réserve | % | <25% | 50% | >40% |
| | LOLP (Probabilité de défaillance) | >heure | 400 | 24 | 24 |
| Transport | 330kV | km | 0 | 177 | 761 |
| | 225kV | km | 1 774 | 3 474 | 4 542 |
| | 90kV | km | 2 610 | 4 497 | 4 857 |

Source : préparé par l'équipe de l'étude de la JICA sur la base du Plan Directeur Production-Transport 2014-2030

(5) Plan directeur pour le développement de la capacité de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO

1) Aperçu

Le plan directeur pour le développement de la production et du transport d'énergie électrique (ci-après désigné l'« EEEEOA/PD ») a été rédigé en 2012 par la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (ci-après désignée la « CEDEAO ») créée en 1975 par quinze pays de l'Afrique de l'Ouest, pour la planification à moyen et long terme, a été mis à jour suite au financement de la Banque Mondiale. L'EEEOA/PD est un plan de développement pour réaliser une alimentation en électricité stable et fiable à un prix raisonnable à travers les réseaux de l'EEEOA composés de quatorze pays.

L'EEEOA/PD en révolutionnant l'alimentation en électricité dans les réseaux principaux et indépendants par l'utilisation de l'énorme quantité des énergies renouvelables non exploitées (solaire, éolienne, bio et hydroélectrique) dans la région de l'Afrique de l'Ouest, vise à décentraliser et concentrer les activités liées aux énergies renouvelables, grâce à une gestion flexible de la demande par le développement de micro-réseaux à base de production hybride, du stockage de l'électricité et des compteurs intelligents.

Les quatre sujets étudiés sont les suivants :

- Saisir l'état de la mise en œuvre des projets prioritaires identifiés dans l'EEEOA/PD 2012 et résumer leurs avancées et obstacles.
- Identifier les facteurs critiques qui affectent la mise en œuvre de grands projets et les activités liées à l'électricité du domaine publics et proposer des plans d'action à long terme et des mesures d'atténuation de ces contraintes.
- Etudier le potentiel d'approvisionnement en énergies renouvelables et ses contraintes dans la région de l'Afrique de l'Ouest.
- Créez un plan de développement de production et de transport d'énergie électrique d'un point de vue global et cohérent, et présentez une liste de projets prioritaires basée sur la situation actuelle de l'EEEOA

2) Plan de développement de l'énergie électrique et du réseau

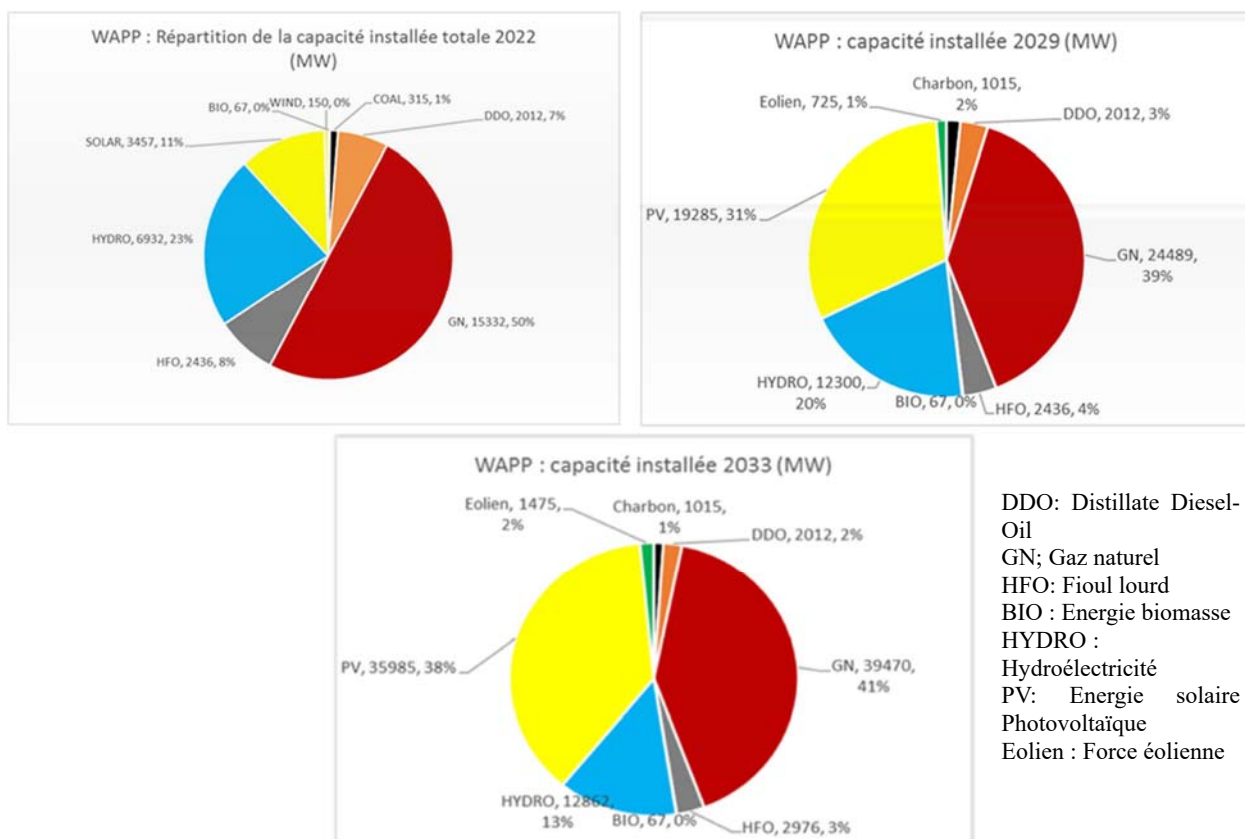
La demande en électricité des pays membres de la CEDEAO devrait atteindre 15,3 GW en 2018, 21,3 GW en 2022, 36,4 GW en 2029 et 50,8 GW en 2033 ; ce qui représente une augmentation de 3.3 fois en 15 ans. Afin de répondre à cette forte augmentation de la demande, le plan de développement de l'énergie électrique et du réseau de l'EEEOA/PD est formulé dans le but de réaliser les trois points suivants :

- Intégration optimale des énergies renouvelables dans l'EEEOA, compte tenu des considérations économiques et environnementales et des contraintes techniques ;

- Garanties d'approvisionnement en énergie à court, moyen et long terme tenant compte des contraintes techniques dans la production et le transport d'électricité ;
- Mise en place de l'infrastructure de transport d'énergie nécessaire pour établir le marché EEEOA en tenant compte des restrictions d'exploitation du système des réseaux.

En intégrant les plans de développement de la production d'électricité et du système de réseaux électriques ainsi formulés, les problèmes rencontrés à court, moyen et long terme ont été clarifiés. De plus, dans le cadre des échanges pour l'extension des réseaux, des études préliminaires sur l'interconnexion de réseaux vers l'Afrique du Nord et l'Afrique centrale sont également en cours.

La capacité installée par type d'énergie jusqu'à 2033 est indiquée en pourcentage dans la Figure 2.2-6. En 2022, l'énergie thermique représente 66 % (20,1 GW), l'énergie hydraulique 22 % (6,9 GW) et les énergies renouvelables 12% (3,6GW) . En 2029, l'énergie thermique représente 49% (30,0 GW), l'énergie hydraulique 19 % (11,6 GW) et les énergies renouvelables 32 % (20,1 GW) . En 2033, l'énergie thermique représente 48% (45,4 GW), l'énergie hydraulique 13 % (12,8 GW) et les énergies renouvelables 39 % (37,5 GW) . Après 2029, les énergies renouvelables hors hydroélectrique dépassent les 30 % et l'énergie solaire est la principale source d'énergie renouvelable en 2033 avec 38 % (36 GW).



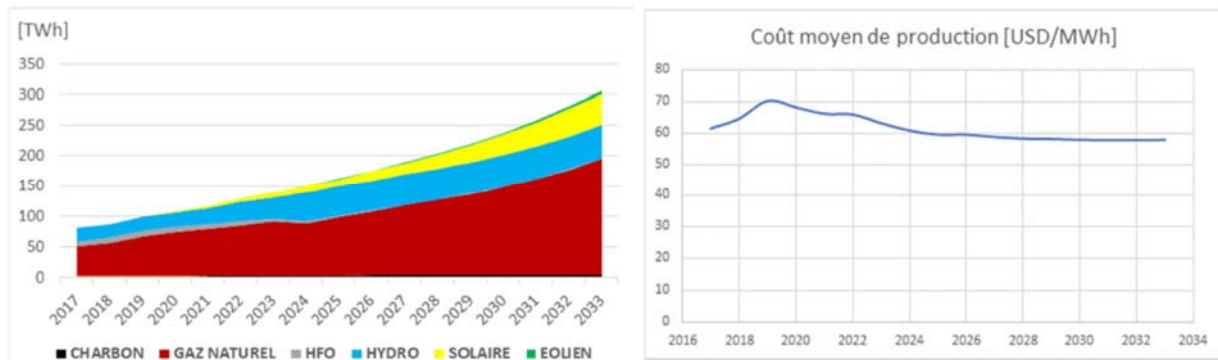
Source : EEEOA/PD 2018-2033

Figure 2.2-6 Composition des énergies du système des réseaux(2022, 2029, 2033)

La Figure 2.2-7 indique l'évolution de la production annuelle d'électricité (TWh) et le coût de production (USD/MWh) jusqu'en 2033.

Bien que les énergies renouvelables représentent 39 % de la capacité installée, leurs taux de fonctionnement annuel est faible car les énergies renouvelables varient en fonction des conditions climatiques. Par conséquent, en termes de production d'énergie annuelle, en 2033, la production d'énergie thermique est environ 65 %, l'hydroélectricité environ 17 % et les énergies renouvelables environ 18 %. On estime que les coûts de production d'électricité seront inférieurs à 60 USD / MWh après 2024, et que l'introduction des énergies renouvelables contribuera à la réduction des coûts élevés des combustibles fossiles.

Le réseau électrique prévu en 2040 de l'EEEOA est présenté dans la Figure 2.2-8. Le réseau de 400kW est envisagé en Côte d'Ivoire.



Source : EEEOA/PD 2018-2033

Figure 2.2-7 Production par énergie (TWh) et coût de production (USD/MWh) de l'EEEOA

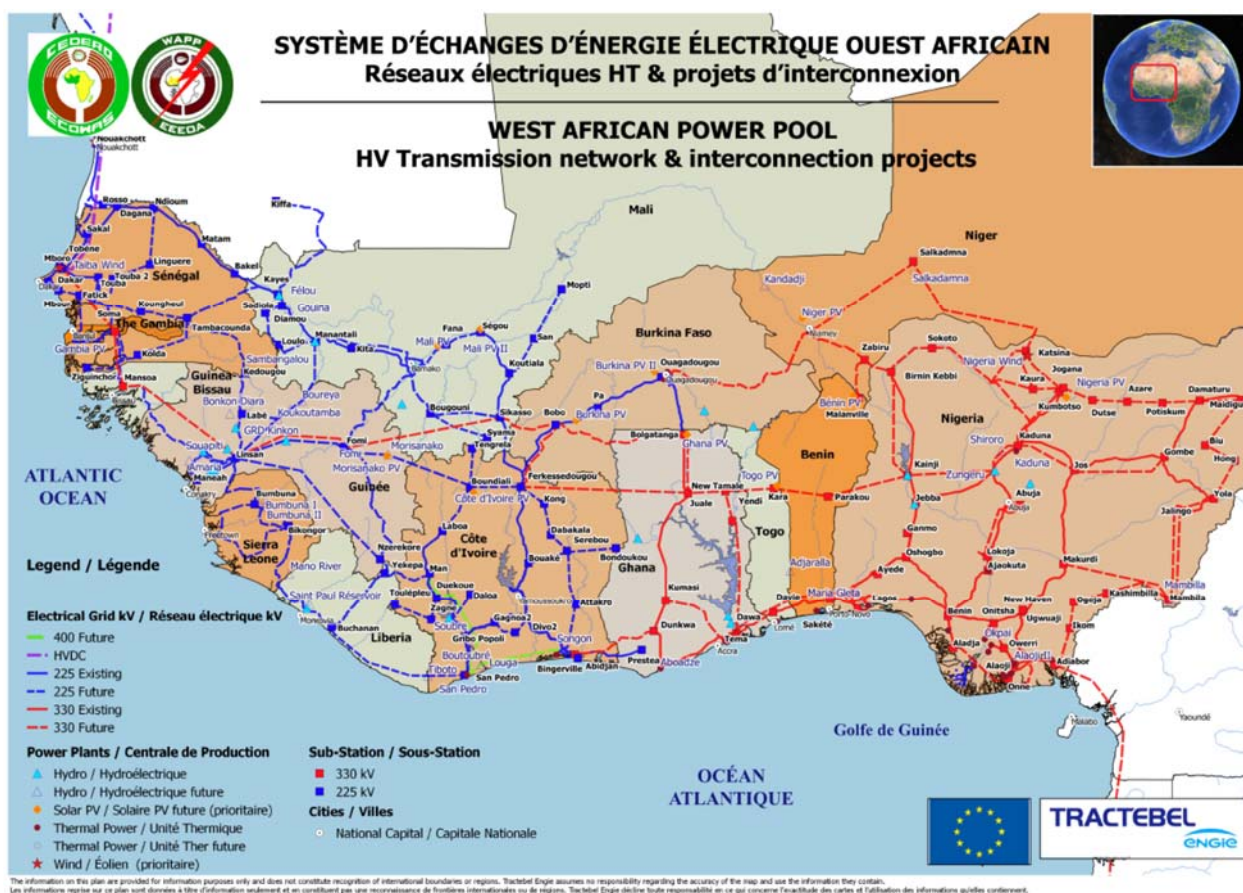


Figure 2.2-8 Système des réseaux électriques en 2040 de l'EEEOA

3) Sélection de projets prioritaires

À la suite de ces plans de développement de la production d'électricité et du système des réseaux électriques, l'EEEOA/PD a sélectionné 75 projets prioritaires et investi 36,39 milliards USD. Parmi ceux-ci, 28 projets sont dans le domaine du transport de l'électricité et représentent une longueur totale de 22 932 km et un coût total de 10,48 milliards USD. Les 47 projets restant sont du domaine de la production d'électricité, et représentent une production totale de 15,49 GW et un coût total de 25,91 milliards USD.

Les projets prioritaires en Côte d'Ivoire sont indiqués dans le Tableau 2.2-10 et le Tableau 2.2-11.

Tableau 2.2-10 Projets prioritaires de transport de l'électricité en Côte d'Ivoire dans l'EEEOA/PD

| Projet | Tension (kV) | Longueur (km) | Coût (MUSD) | Mise en service |
|--|--------------|---------------|-------------|-----------------|
| Laboa-Boundiali-Ferkessedougou | 225 | 310 | 115 | 2019 |
| Interconnexion CLSG (Interconnexion Côte d'Ivoire-Libéria- Sierra Léone-Guinée) | 225 | 1,303 | 517 | 2020 |
| Second terme de l'interconnexion CLSG à mettre en service en même temps que le premier terme | 225 | 1,303 | 131 | 2020 |
| Ligne Buchanan (Libéria)-San Pédro (Côte d'Ivoire) | 225 | 520 | 129 | 2028 |
| Renforcement interconnexion Côte d'Ivoire-Ghana | 330 | 387 | 156 | 2029 |
| Ligne Boundiali (Côte d'Ivoire)- Tenrgela (Côte d'Ivoire)-Syama (Mali) - Bougouni (Mali) | 225 | 339 | 96 | 2029 |
| Ligne Fomi (Guinée)-Boundiali (Côte d'Ivoire) | 225 | 380 | 96 | 2025 recommandé |
| Dorsale Médian (Nigéria-Bénin- Togo-Ghana-Côte d'Ivoire) | 330 | 1,350 | 813 | 2025 recommandé |
| Lien Bobo (Burkina Faso)-Ferké (Côte d'Ivoire) pour relier le Corridor Ouest à la Médian | 330 | 213 | 126 | 2033 recommandé |

Source : préparé par l'équipe de l'étude de la JICA sur la base de l'EEEOA/PD 2018-2033

Tableau 2.2-11 Projets prioritaires de production d'électricité en Côte d'Ivoire dans l'EEEOA/PD

| Projet | Capacité installée (MW) | Coût (MUSD) | Mise en service |
|---|-------------------------|-------------|----------------------|
| Gribo-Popoli Centrale Hydroélectrique | 112 | 345 | 2021 |
| Azito IV Centrale Thermique CC | 253 | 302 | 2020 |
| Ciprel V Centrale Thermique CC | 412 | 505 | 2021 |
| Boutoubre Centrale Hydroélectrique | 150 | 343 | 2022 recommandé |
| Louga Centrale Hydroélectrique | 246 | 647 | 2023 |
| Tiboto Centrale Hydroélectrique | 225 | 599 | 2028 |
| San Pédro Centrale Thermique au Charbon | 700 | 1,900 | 2026-2029 |
| Parc Solaire PV | 150 | 143 | 2022-2024 recommandé |
| Centrale Thermique de Songon | 369 | 480 | 2031 recommandé |

Source : préparé par l'équipe de l'étude de la JICA sur la base de l'EEEOA/PD 2018-2033

4) Plans d'action futurs de l'EEEOA

Outre les projets prioritaires de production et de transport d'électricité, les plans d'action suivants favorisent la mise en œuvre harmonieuse de l'interconnexion des réseaux internationaux et du plan directeur.

- Assistance au développement des énergies renouvelables
- Suivi du développement de projets dans d'autres régions
- Assistance à la mise en service optimale de l'interconnexion des réseaux internationaux
- Mise en œuvre des plans d'action relatifs à l'amélioration des activités des membres de l'EEEOA
- Plan d'action pour promouvoir la bonne exécution des activités.

(6) Plan directeur de l'électrification rurale

L'électrification des zones non électrifiées, telles que les petits villages et localités, est l'un des objectifs majeurs du PND, dans le but d'améliorer la vie locale, d'assurer le développement économique en fournissant les moyens d'accroître les revenus des résidents locaux, d'ajouter de la valeur et de créer une chaîne de valeur régionale.

L'électrification rurale est encouragée par le Programme National d'Electrification Rurale (PRONER) et le Plan Directeur d'Electrification Rurale (PDER).

Les objectifs pour l'ensemble de la Côte d'Ivoire et les mesures concrètes pour les atteindre par l'électrification des régions non électrifiées sont spécifiés dans le plan directeur d'électrification rurale. Les objectifs pour l'électrification sont établis sur la base de la prévision de la demande ainsi que des priorités suivantes :

- i. Viser à atteindre un taux de pénétration minimum de 30 % dans toutes les régions (département) afin d'équilibrer les régions.
- ii. Viser à électrifier à court terme tous les centres administratifs des sous-départements et des localités de plus de 500 habitants en 1998.
- iii. Viser à électrifier l'ensemble du territoire de Côte d'Ivoire.

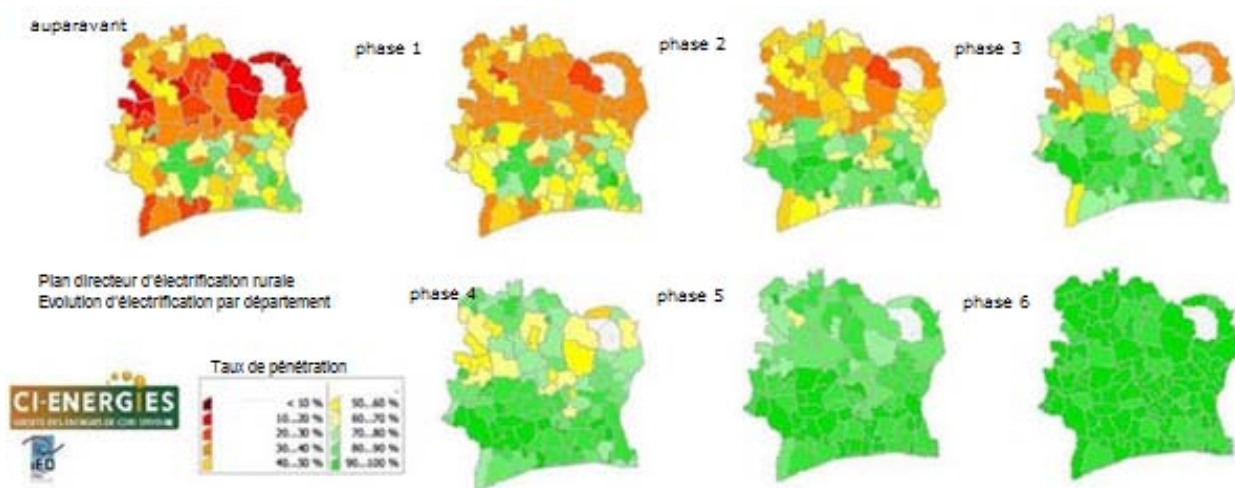
Après l'analyse de l'impact socio-économique de l'électrification rurale et du problème des chutes de tension intégrant les points de vue de la population couverte et la base d'un développement économique, la priorité des investissements supplémentaires apportée aux régions est déterminée pour améliorer i) les régions satisfaisant à la demande par le renforcement du réseau électrique, ii) les régions nécessitant des mesures complémentaires au niveau d'exploitation, iii) la planification de la tension (solution provisoire par l'énergie renouvelable en bout de réseau et autotransformateur, et construction de poste de distribution aux 4 sites pour l'alimentation supplémentaire à l'avenir). De plus, suivant une norme d'évaluation techno-économique pour sélectionner les solutions d'alimentation à faible coût, la connexion des lignes de distribution dans la zone cible est classée en six phases.

Le Tableau 2.2-12 montre le nombre de régions électrifiées et la population par phase, et la Figure 2.2-9 montre l'évolution de l'électrification au niveau des régions.

Tableau 2.2-12 Région électrifiée et population par phase

| Phase | Nb de localités électrifiées | Population additionnelle couverte | Scénario volontariste | Scénario 2015-2020 | Scénario 2015-2025 | Scénario 2015-2030 |
|-----------|------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Phase 1 | 495 | 1.836.566 | 2015 | 2015 | 2015-16 | 2015-17 |
| Phase 2 | 727 | 1.620.337 | 2015 | 2016 | 2017-18 | 2018-20 |
| Phase 3-1 | 628 | 620.086 | 2015 | 2017 | 2019-20 | 2021-23 |
| Phase 3-2 | 359 | 252.653 | | 2017 | | |
| Phase 4 | 985 | 180.705 | 623 localités par an (2016-20) | 836 localités par an (2018-20) | 623 localités par an (2021-25) | 445 localités par an (2024-30) |
| Phase 5 | 992 | 324.560 | | | | |
| Phase 6 | 782 | 297.609 | | | | |

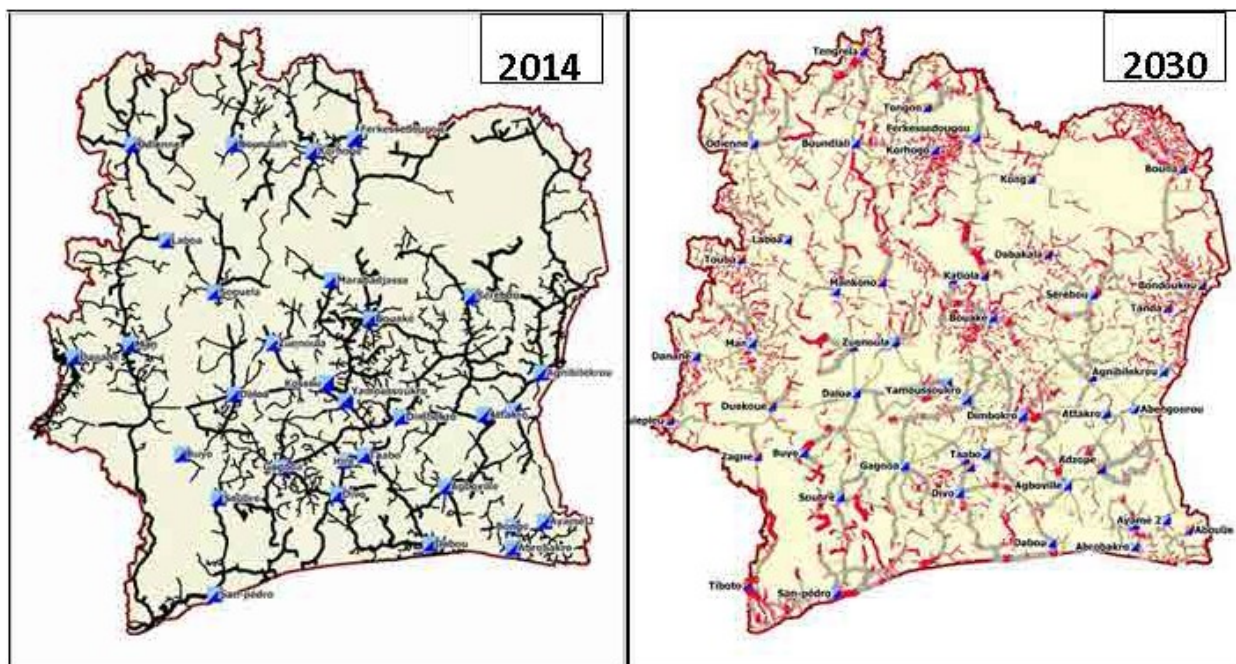
Source : Etude de collecte des données relatives au secteur de l'énergie électrique de la JICA



Source : Etude de collecte des données relatives au secteur de l'énergie électrique de la JICA

Figure 2.2-9 Evolution de l'électrification régionale en 2030

La stratégie d'électrification est basée sur le fait que la plupart des bureaux de l'administration locale et des villages de plus de 500 personnes, sont situés à moins de 20 km du réseau de distribution 33 kV existant. Sur la base de la distance depuis le poste de distribution et l'étude cartographique du réseau, le remplacement de la ligne de distribution existant de 33 kV et la création de réseaux sont planifiés. La Figure 2.2-10 montre l'extension du réseau de distribution de 33 kV.



Source : Plan directeur d'électrification rurale 2013-2030

Figure 2.2-10 Extension du réseau de distribution de 33kV en 2014 et 2030

Ces mesures permettent d'étendre le réseau de distribution de 33 kV d'environ 20.500 km en 2014 à environ 40.000 km en 2030. L'électrification rurale est un objectif important du PND, mais pour le réaliser, il faudra des fonds pour l'achat des conducteurs, des équipements et des matériels nécessaires pour construire environ 19.500 km de lignes, et pour développer les industries afin qu'une partie des équipements et des matériels soient disponibles sur le marché national.

2.3 Situation de l'offre et de la demande d'électricité

2.3.1 Prévision de la demande

La prévision de la demande en Côte d'Ivoire a été mise en œuvre et rapportée dans les travaux de préparation du Plan Directeur Production-Transport 2014-2030 et, en décembre 2018, de l'EEEOA/PD.

Dans la prévision de la demande du Plan Directeur Production-Transport 2014-2030, une équation de régression est obtenue avec la corrélation entre la demande réelle au passé, le PIB et la population. Les influences de la nouvelle connexion d'électricité en milieu rural, du plan d'alimentation dans les mines et usines, de l'efficacité de l'énergie, ainsi que de la demande en électricité calculée sur la prévision du PIB et de la population future, sont prises en compte avec cette équation. Les trois scénarios de demande « forte », « moyenne » et « faible », qui tiennent compte de la croissance prévue à l'avenir, sont

envisagés comme indiqué dans le Tableau 2.3-1.

Tableau 2.3-1 Hypothèses de scénarios de la demande d'É* MERGEFORM

| Scénario | Demande « moyenne » | Demande « forte » | Demande « faible » |
|---------------------------|---|---|---|
| Population | jusqu'à 2023 +2.2 % /an à partir de 2023 +2.1 %/an | jusqu'à 2023 +3.0 %/an à partir de 2023 +2.8 %/an | jusqu'à 2023 +1.7 %/an à partir de 2023 +1.6 %/an |
| PIB | de 2014 à 2015 +8 %/an à partir de 2016 +5 % | de 2014 à 2015 +10 %/an de 2016 à 2018 +8 %/an à partir de 2019 +6 % | de 2014 à 2015 +7 %/an à partir de 2016 +3.5 % |
| Mine | Alimentation en électricité 25MW/ an | Alimentation en électricité 25MW/ an | Alimentation en électricité 10 MW/ an |
| Efficacité énergétique | Matériel d'éclairage à faible consommation d'électricité (50 ~ 100 MW) lampadaire (0.5 ~ 1.5 MW) | Matériel d'éclairage à faible consommation d'électricité (50 ~ 100 MW) lampadaire (0.5 ~ 1.5 MW) | Matériel d'éclairage à faible consommation d'électricité (50 ~ 100 MW) lampadaire (0.5 ~ 1.5 MW) bâtiment publique (4 MW) |

Source : Edition du tableau 5.2 de la page 5-2 du rapport de l'Etude de collecte des données relatives au secteur de l'énergie électrique de la JICA, par l'équipe de l'étude de la JICA

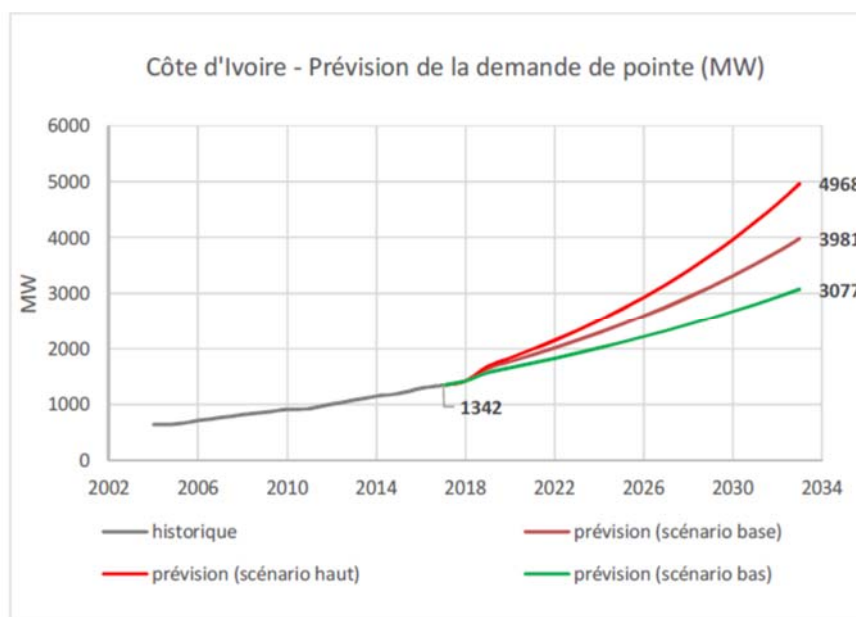
La prévision de la demande dans l'EEEOA/PD, ainsi que dans le Plan Directeur Production-Transport 2014-2030, est basée sur les calculs à partir d'une formule de régression tenant compte du PIB et de la population totale, mais les facteurs tels que, entre autres, les nouvelles connexions d'électricité en milieu rural, les plans d'alimentation dans les mines et usines, et l'efficacité de l'énergie, mises en œuvre dans le Plan Directeur Production-Transport 2014-2030, ne sont pas considérés. La raison en est que le but mentionné dans l'EEEOA/PD étant l'échange d'électricité sur les réseaux entre les États membres, il est considéré qu'une certaine unification de la méthode de prévision de la demande entre les pays membres est nécessaire. De plus, la demande en électricité traitée ici prend en compte la perte sur le réseau électrique, contrairement au Plan Directeur Production-Transport 2014-2030, afin également de considérer les problèmes de compatibilité entre chaque pays. Le Tableau 2.3-2 montre les résultats de cette analyse.

Tableau 2.3-2 Résultats de l'analyse par la méthode de régression de l'EEEOA

| | Coefficients | Ecart-type | t Stat | P-value |
|----------------|--------------|------------|--------|----------|
| Constante | -3672724.84 | 229072.52 | -16.03 | 1.22E-15 |
| Population | 203712.42 | 27943.55 | 7.29 | 6.16E-08 |
| PIB | 409.24 | 46.17 | 8.86 | 1.29E-09 |
| R ² | 0.98 | | | |

Source : EEEOA/PD

D'après le Tableau 2.3-2, le coefficient de détermination R² dans l'équation de régression est de 0,98, ce qui indique une corrélation très élevée. Des scénarios de prévision de demande «forte», «moyenne» et «faible» sont envisagés pour des taux respectifs de prévision futur du PIB de 125 %, 100 % et 75 %. La prévision de la demande des scénarios respectifs est montrée dans la Figure 2.3-1.



Source : EEEOA/PD

Figure 2.3-1 Prévision de la demande de pointe par l'EEEOA

Sur la base des résultats du plan directeur, la prévision de la demande a été concertée avec CI-ENERGIES pendant la première étude. L'équipe a été informée qu'étant donné que 5 ans sont passés depuis le Plan Directeur Production-Transport 2014-2030 de Côte d'Ivoire, la révision des prévisions est en cours, et le résultat sera annoncé au public en 2020. La méthode du calcul de la demande est pareille à celle du Plan Directeur Production-Transport 2014-2030. Sur la base de la demande obtenue par une équation de régression tenant compte de la demande réelle en électricité dans le passé, du PIB

et de la population, certains facteurs additionnels sont pris en compte ; tels que les nouvelles connexions d'électricité en milieu rural, les plans d'alimentation dans les mines et usines, l'efficacité de l'énergie, etc. Une prévision de la demande à long terme d'ici 2040 étant préparée par le consultant recruté en 2021 dans la révision du plan directeur, le plan de développement des ouvrages électriques devra correspondre à la demande prévue en 2040. CI-ENERGIES ont fourni les données relatives à la prévision de la demande mentionnées ci-dessous.

Le Tableau 2.3-3 montre la demande réelle en électricité à partir du Plan Directeur Production-Transport 2014-2030.

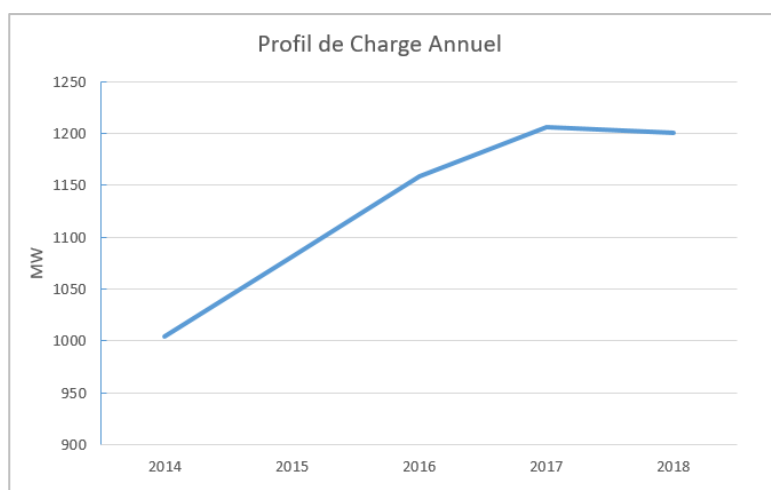
Tableau 2.3-3 Demande réelle en électricité des dernières années en Côte d'Ivoire

| Ref. Unités | Monotone de Charge (MW) | Pointe Nationale (MW) | Totale des Exportations (R) (GWh) | Puissance Maximale Exportée (MW) |
|----------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|
| 2014 | 1005 | 1148 | 903 | 69 |
| 2015 | 1082 | 1193 | 873 | 63 |
| 2016 | 1159 | 1288 | 1655 | 57 |
| 2017 | 1206 | 1341 | 1247 | 62 |
| 2018 | 1201 | 1388 | 1156 | -19 |

Source : CI-ENERGIES

Les données indiquées pour chaque année de gauche à droite sont celles de l'alimentation électrique maximale, de la production électrique maximale, de la puissance annuelle d'exportation et de la puissance maximale d'exportation. L'alimentation électrique maximale et la production électrique maximale s'appliquent à la Côte d'Ivoire (hors exportations), et la différence entre elles représente la perte de puissance. Le rapport entre la perte de puissance et la production électrique donne le taux de perte. Le taux de perte de 2014 à 2018 a varié entre 9,3 % et 13,5 % ; le taux de perte peut donc être considéré comme d'environ 10 %. En général, la demande indique l'alimentation qui est obtenue en soustrayant la perte de la production. La Figure 2.3-2 représente la courbe de l'évolution de l'alimentation (la demande) de pointe. Les détails par année sont montrés dans l'appendice 3.

La Figure 2.3-2 montre que la demande d'électricité, en croissance constante de 2014 à 2016, a un peu ralenti en 2017 et est en diminution en 2018 ; ce qui indique la tendance à une croissance en légère perte de vitesse. Sur la base de ces données, CI-ENERGIES a établi la prévision de la demande montrée dans le Tableau 2.3-4.



Source : CI-ENERGIES

Figure 2.3-2 Demande réelle de pointe des dernières années**Tableau 2.3-4 Préviction de la demande par CI-ENERGIES (2019-2040)**

| | | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---------------------------------|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Production brute nationale (MW) | a | 1774 | 1960 | 2147 | 2455 | 2640 | 2988 | 3519 | 3777 | 3896 | 4035 | 4222 |
| Exportation (MW) | b | 229 | 292 | 387 | 437 | 512 | 587 | 707 | 732 | 732 | 747 | 747 |
| Pointe nationale (MW) | c = (a-b) | 1545 | 1668 | 1760 | 2018 | 2128 | 2401 | 2812 | 3045 | 3164 | 3288 | 3475 |
| Pertes (%) | d | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% |
| Charge totale Postes (MW) | e = c x (1-d) | 1391 | 1501 | 1584 | 1816 | 1915 | 2161 | 2531 | 2741 | 2848 | 2959 | 3128 |

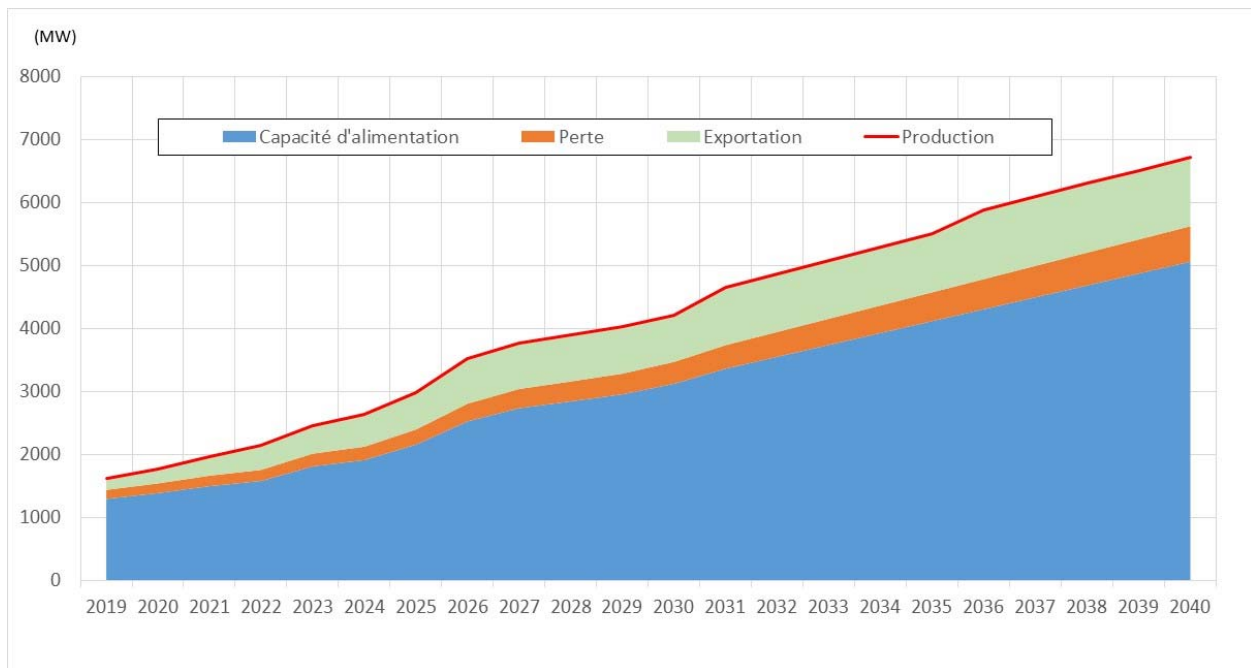
| | | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 |
|---------------------------------|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Production brute nationale (MW) | a | 4222 | 4663 | 4873 | 5083 | 5293 | 5502 | 5887 | 6097 | 6307 | 6517 | 6726 |
| Exportation (MW) | b | 747 | 922 | 922 | 922 | 922 | 922 | 1097 | 1097 | 1097 | 1097 | 1097 |
| Pointe nationale (MW) | c = (a-b) | 3475 | 3741 | 3951 | 4161 | 4371 | 4580 | 4790 | 5000 | 5210 | 5420 | 5629 |
| Pertes (%) | d | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% |
| Charge totale Postes (MW) | e = c x (1-d) | 3128 | 3367 | 3556 | 3745 | 3933 | 4122 | 4311 | 4500 | 4689 | 4878 | 5067 |

Source : CI-ENERGIES

La colonne de gauche du tableau indique de haut en bas : la production brute, l'exportation, la production adressée au pays, les pertes, et l'alimentation. Le taux de perte est constant à 10 % jusqu'en 2040, ce qui reflète l'application du taux de perte expliqué précédemment. La Figure 2.3-3 représente la mise en graphique des données de ce tableau.

Les caractéristiques de cette prévision de la demande sont la considération d'une croissance de la demande constante à long terme, de l'augmentation de la demande dans les projets miniers qui contribuera au développement économique de l'Etat, ainsi que de l'exportation au Mali et au Burkina Faso par le renforcement de la capacité du corridor nord pour s'harmoniser avec les pays ouest-africains.

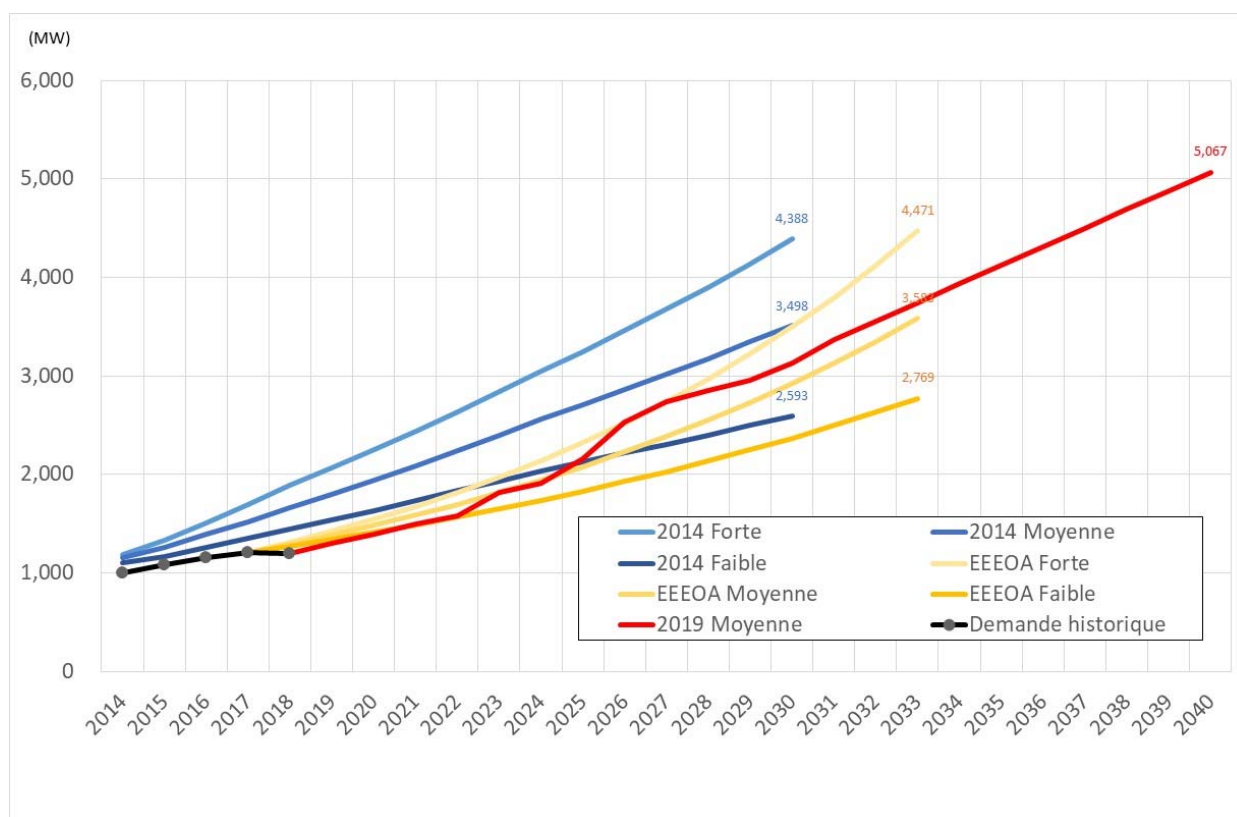
La Figure 2.3-3 montre l'évolution stable de la production brute, de l'exportation, de la perte et de l'alimentation.



Source : Edition des données fournies par CI-ENERGIES par l'équipe de l'étude de la JICA

Figure 2.3-3 Répartition de la prévision de la demande

Ensuite, ces prévisions de la demande, les prévisions passées et les résultats réels sont présentés dans un graphique afin d'être comparés et évalués. Étant donné que la demande prévue dans l'EEEEOA/PD est considérée comme équivalente à la production d'électricité, la valeur est recalculée compte tenu de la perte (de 10 % suivant cette prévision). Les résultats sont présentés dans le graphique de la Figure 2.3-4.



Source : Edition des données de CI-ENERGIES et de l'EEEOA par l'équipe de l'étude de la JICA CI-ENERGIES

Figure 2.3-4 Comparaison des prévisions de la demande avec le Plan Directeur précédent

La Figure 2.3-4 montre que la demande de cette prévision évolue au niveau bas jusqu'à 2023, mais augmente à partir des années 2030 de façon stable en raison de la croissance de la demande dans les projets miniers. Les résultats de ces dernières années sont inférieurs à la prévision de la demande dans le Plan Directeur Production-Transport 2014-2030. En conséquence, la demande au point de départ est faible. Hormis l'augmentation brusque de la demande des projets miniers à moyen terme, la croissance de la demande générale est inférieure au cas de la demande moyenne et similaire au cas de celle faible dans le Plan Directeur Production-Transport 2014-2030 ou dans l'EEEOA/PD. La croissance de la demande de cette prévision qui est proche du cas de la demande faible est considérée raisonnable, car les résultats réels sont inférieurs aux prévisions passées. La demande d'électricité va plus que quadrupler durant les vingt (20) ans à venir et augmenter jusqu'à 5,060MW en 2040. Ce chiffre est supérieur à celui de l'année finale du cas de la forte demande dans l'ancien plan directeur, cependant l'année considérée est différente

Le plan détaillé de l'exportation est indiqué dans le Tableau 2.3-5.

Tableau 2.3-5 Plan d'exportation d'électricité (2019-2030)

| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 |
|-----------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Puissance (MW) | 229 | 292 | 387 | 437 | 512 | 587 | 707 | 732 | 732 | 747 | 747 | 922 | 922 | 922 | 922 | 922 | 1097 | 1097 | 1097 | 1097 | 1097 |
| VRA (Ghana) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CEB (Benin) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SONABEL (Burkina) | 100 | 110 | 110 | 110 | 160 | 210 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 370 | 370 | 370 | 370 | 370 | 470 | 470 | 470 | 470 | 470 |
| EDM (Mali) | 100 | 100 | 100 | 150 | 150 | 175 | 200 | 225 | 225 | 225 | 225 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 375 | 375 | 375 | 375 | 375 |
| LEC (Libéria) | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| CLSG | 27 | 80 | 175 | 175 | 200 | 200 | 235 | 235 | 235 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 |

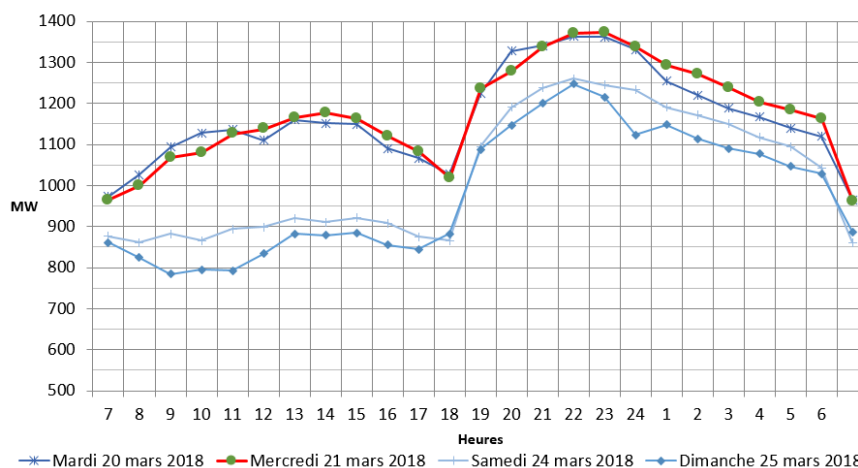
Source : CI-ENERGIES

Le Tableau 2.3-5 montre le plan d'exportation d'électricité par projet et par pays de 2019 à 2030. Jusqu'en 2040, des exportations d'électricité qui atteindront plus de 1 000 MW sont planifiées de manière stable. Les exportations d'électricité vers le Burkina Faso et le Mali, au nord de la Côte d'Ivoire, représentent plus de 800 MW, soit 80% du total. Cette particularité devra être considérée attentivement lors de l'examen du réseau électrique national.

Les courbes de charge du jour en 2018 fournies par CI-ENERGIES sont montrées dans la Figure 2.3-5. La courbe de charge du jour avant 2017 est jointe en appendice 6.

La Figure 2.3-5 représente les données les plus récentes de 2018 parmi celles obtenues pour 2016, 2017 et 2018, mais la tendance des courbes de charge journalières sont pareilles pour les trois années. En général, la courbe de charge journalière dans les pays en développement correspond souvent à celle du type avec une pointe nocturne en raison d'une demande pour la lumière électrique supérieure à la demande industrielle de la journée. Le pic également tardif de la courbe de charge journalière en Côte d'Ivoire, qui a lieu entre 22h00 et 23h00, montre la tendance des pays en développement. En outre, sur la base de cette courbe de charge du jour, on considère que la production d'énergie solaire dans le développement de l'alimentation électrique en Côte d'Ivoire ne sera pas une mesure efficace contre ce pic de demande si des batteries ne sont pas intégrées dans le système.

Courbes de charge nationales du jour le plus chargé du premier trimestre de 2018, du samedi et du dimanche de la même semaine



Source : CI-ENERGIES

Figure 2.3-5 Courbes de charge du jour en Côte d'Ivoire (2018)

2.3.2 Plan de développement de l'énergie électrique

(1) Centrales existant

À la fin de 2017, la Côte d'Ivoire disposait des centrales d'une capacité de 2 199 MW, produisant 9 941 GWh par an, dont 1 191 GWh exportés. La consommation nationale d'électricité est de 8 716 GWh et la quantité vendue de 6 603 GWh. La production de pointe d'électricité est de 1 342 MW.

En ce qui concerne la production d'énergie hydroélectrique, la centrale électrique Ayamé n° 2 de la rivière Bia a été mise en service en 1965, suivie de la centrale électrique Ayamé n° 1 en 1959. Sur la rivière Bandama la centrale électrique Kossou a été mise en service en 1972 et la centrale électrique Taabo en 1979. Sur la rivière Sassandra la centrale électrique Buyo a été mise en service en 1980 et sur la rivière Grah, la centrale électrique Faye, en 1984. La centrale de Soubré d'une capacité de production de 275 MW sur la rivière Sassandra a été mise en service en 2017, et sa capacité installée augmentée à 879 MW à la fin de l'année 2017.

En ce qui concerne la production d'énergie thermique, depuis la mise en service de la centrale de Vridi en 1984, une nouvelle centrale thermique a été installée à la place de la centrale hydroélectrique qui nécessite une plus longue période de construction, afin de répondre à l'augmentation de la demande résultant de la reprise économique suite à la dévaluation du FCFA après 1994. Par conséquent, la

centrale Vridi2 de la société CIPREL, IPP, la centrale Azito de la société AZITOENERGIE, également IPP, et la centrale Aggreko de la société AGGREKO sont en exploitation. La capacité installée des centrales thermiques à la fin de 2017 est de 1 320 MW.

Tableau 2.3-6 Liste de centrales électriques existantes

| Centrale hydroélectrique | Capacité installée (MW) | Mise en service (année) | Centrale thermique | Capacité installée (MW) | Mise en service (année) |
|--------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Ayame 1 | 20 | 1959 | Vridi1 (TG1-4) | 100 | 1984 |
| Ayame 2 | 30 | 1965 | CIPREL2 (TG5-8) | 220 | 1995/1997 |
| Buyo | 165 | 1980 | CIPREL2 (TG9) | 115 | 1997 |
| Kossou | 174 | 1972 | CIPREL2 (TG10) | 115 | 2013 |
| Tabbo | 210 | 1979 | CIPREL2 (TAV) | 119 | 2015 |
| Faye | 5 | 1987 | Azito (TG1, 2) | 296 | 1999/2000 |
| Soubré | 275 | 2017 | Azito (TAV) | 145 | 2015 |
| | | | Aggreko (TG1-5) | 210 | 2010/2013 |
| Hydroélectricité totale | 879 | | Energie thermique totale | 1 320 | |
| Total | | | | 2 199 | |

Source : CI-ENERGIES



Figure 2.3-6 Carte de centrales électriques existantes

Suite à la mise en service de la centrale de Soubré, le parc de production d'électricité est composé de 40 % d'unité hydroélectrique et de 60 % d'unité thermique. La Côte d'Ivoire a établi une stratégie

équilibrée entre l'hydroélectricité (variant selon la quantité d'eau), et l'énergie thermique (affectée par le prix du carburant) pour tirer les leçons de la crise économique du début des années 1980, de l'impasse de la politique de «conversion à l'hydroélectricité» suite à la sécheresse de 1983 et les coupures importantes du transport d'énergie. Il est recommandé de baisser à moins de 60 % la dépendance à une source d'énergie spécifique.

(2) Plans de développement de l'énergie électrique

Les Tableaux 2.3-7 à Tableau 2.3-11 montrent les plans de développement de l'énergie électrique de 2018 à 2030 fournis par CI-ENERGIES. Le détail des plans de production par centrale et par année est joint en appendice 5.

Tableau 2.3-7 Liste de plans de développement de l'énergie électrique (hydroélectricité)

| Centrale | Mise en service prévue | Capacité (MW) | Centrale | Mise en service prévue | Capacité (MW) |
|--------------|------------------------|---------------|---------------|------------------------|---------------|
| Singrobo G1 | 2022 | 22 | Ferké | 2026 | 8 |
| Singrobo G2 | 2022 | 22 | Haut Bandaman | 2028 | 12 |
| Gribopoli G1 | 2021 | 37 | Man | 2028 | 3 |
| Gribopoli G2 | 2021 | 37 | Marabadiassa | 2028 | 15 |
| Gribopoli G3 | 2021 | 37 | Zégbéry | 2026 | 13 |
| Boutoubre | 2024 | 150 | Mankono | 2026 | 8 |
| Louga 1 | 2025 | 126 | Téhini | 2030 | 4 |
| Louga 2 | 2027 | 128 | Aboisso | 2030 | 6 |

Source : CI-ENERGIES

Tableau 2.3-8 Liste de plans de développement de l'énergie électrique (énergie thermique)

| Centrale | Mise en service prévue | Capacité (MW) | Centrale | Mise en service prévue | Capacité (MW) |
|-----------------------------|------------------------|---------------|------------------|------------------------|---------------|
| AZITO IV TAG | 2020 | 179 | Gas to Power TAG | 2023 | 120 |
| AZITO IV TAV | 2021 | 74 | Songon TAG 2 | 2024 | 123 |
| Ciprel V - 1er Tranche TAG | 2021 | 255 | Gas to Power TAV | 2024 | 60 |
| Ciprel V - 2eme Tranche TAV | 2022 | 135 | Songon TAG 3 | 2025 | 123 |
| Songon TAG 1 | 2023 | 123 | | | |

Source : CI-ENERGIES

Tableau 2.3-9 Liste de plans de développement de l'énergie électrique (biomasse)

| Centrale | Mise en service prévue | Capacité (MW) | Centrale | Mise en service prévue | Capacité (MW) |
|----------------|------------------------|---------------|----------------|------------------------|---------------|
| BIOKALA 1.1 | 2022 | 23 | Biomasse Cacao | 2030 | 20 |
| BIOKALA 1.2 | 2022 | 23 | Yakro 1.1 | 2030 | 40 |
| Biomasse 1 | 2030 | 10 | Yakro 1.2 | 2030 | 40 |
| Biomasse 2 | 2030 | 10 | Boundiali | 2030 | 25 |
| Biomasse 3 | 2030 | 20 | Abidjan 1.2 | 2030 | 50 |
| Biomasse Coton | 2030 | 25 | San-Pédro 1.1 | 2030 | 25 |

Source : CI-ENERGIES

Tableau 2.3-10 Liste de plans de développement de l'énergie électrique (énergie solaire)

| Centrale | Mise en service prévue | Capacité (MW) | Centrale | Mise en service prévue | Capacité (MW) |
|--|------------------------|---------------|--------------------|------------------------|-----------------|
| KORHOGO SOLAIRE (RECA) | 2021 | 20 | Centrale solaire 1 | 2023 | 25 |
| PORO POWER (GALILEA) | 2021 | 50 | Centrale solaire 2 | 2024 | 50 |
| Centrale solaire FERKE (BIOTHERM) | 2022 | 20 | Centrale solaire 3 | 2025 | 50 |
| Centrale solaire BOUNDIALI (CI-ENERGIES) | 2020 | 30 | Centrale solaire 4 | 2026 | 50 |
| Scaling Solar | 2021 | 60 | Centrale solaire 5 | 2027 | Pas encore fixé |
| Odiénné Solaire (AVAADA) | 2022 | 20 | Centrale solaire 6 | 2028 | 100 |

Source : CI-ENERGIES

Tableau 2.3-11 Liste de plans de développement de l'énergie électrique (charbon)

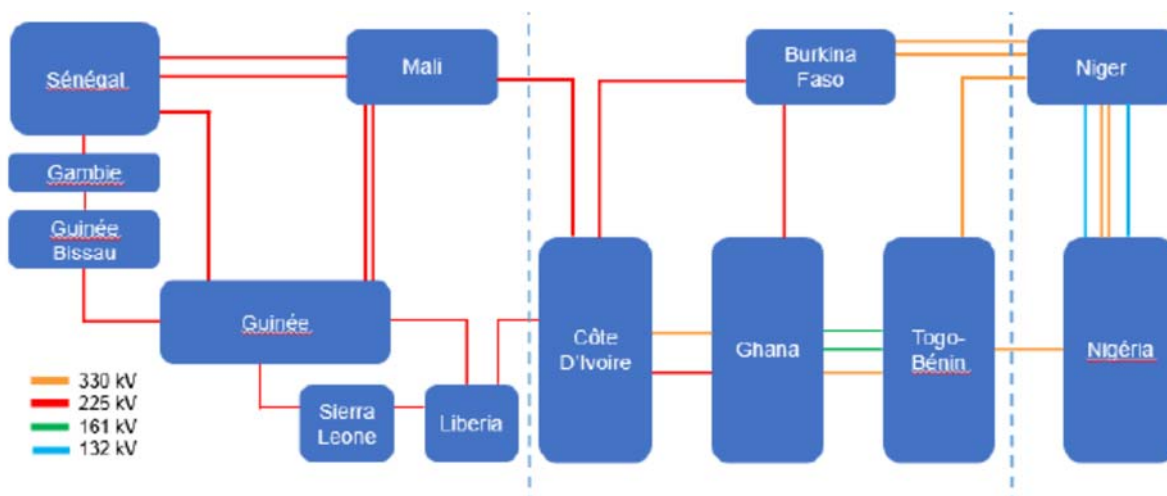
| Centrale | Mise en service prévue | Capacité (MW) | Centrale | Mise en service prévue | Capacité (MW) |
|---------------------------------|------------------------|---------------|---------------------------------|------------------------|---------------|
| Centrale à charbon-Tranche TAC1 | 2026 | 350 | Centrale à charbon-Tranche TAC2 | 2030 | 350 |

Source : CI-ENERGIES

2.3.3 Plan d'échange d'électricité par connexion internationale dans le cadre de l'EEEOA

Il y a 15 ans, le réseau électrique des 14 pays membres du Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEOA) était constitué de réseaux indépendants dans chaque pays, mais au cours des 10 dernières années, beaucoup de contrats d'interconnexion internationale ont été conclus et continuent à être envisagés. En 2015, les groupes de la Zone A de l'EEEOA (Côte d'Ivoire, Burkina Faso, Ghana, Togo, Bénin, Niger, Nigéria) et de la Zone B (Mali, Sénégal, Gambie, Guinée-Bissau, Guinée, Sierra Leone, Libéria) étaient reliés par une ligne de transmission de 225 kV entre Ferké en Côte d'Ivoire et Sikasso au Mali. Le contrat entre le réseau CLSG (Côte d'Ivoire - Libéria - Sierra Leone – Guinée) et la boucle OMVG (Organisation de mise en valeur du fleuve Gambie), qui sera conclu dans un délai de trois ans, sera prépondérant pour permettre l'échange d'électricité entre 14 pays. Cette amélioration de l'interconnexion des lignes élargira les possibilités d'échange d'énergie (Voir la Figure 2.3-7).

L'exportation vers le Burkina Faso qui est le principal partenaire d'exportation de la Côte d'Ivoire, est en hausse depuis 2009. En outre, la demande du Mali a commencé à augmenter depuis 2011. En 2017, les exportations d'électricité vers les deux pays s'élevaient à 340 GWh / an pour le Mali et à 583,1 GWh / an pour le Burkina Faso. Dans ce projet, la situation future du flux d'énergie associée à l'exportation de l'électricité est tenue en compte.



Source : EEEOA/PD

Figure 2.3-7 Système interconnecté des réseaux électriques de l'EEEOA

2.4 Situation actuelle et plans de développement des lignes de transport et des postes

2.4.1 Situation actuelle des lignes de transport et des postes

(1) Installation existante

En Côte d'Ivoire la plupart des lignes de transport de base supérieures à 90 kV sont des lignes de transport aériennes. Les lignes de transport souterraines représentent environ 1 %. La Figure 2.4-1 représente le réseau électrique le plus récent en Côte d'Ivoire, et le Tableau 2.4-1 présente le nombre de lignes et la longueur des lignes de transport de base.

La tension du réseau électrique de base est de 225 kV et de 90 kV en Côte d'Ivoire, cependant des interconnexions internationales de 330 kV et de 400 kV sont projetées. La ligne de transport de 330 kV sera reliée au Bénin par le Ghana. En janvier 2019, la construction a commencé au Bénin. La ligne de transport de 400 kV sera reliée à la centrale thermique au gaz au Sénégal et à la centrale hydroélectrique en Guinée.

La ligne de transport de base de 225 kV reliant Abidjan de la zone côtière aux villes principales du nord via la capitale Yamoussoukro joue également un rôle d'interconnexion internationale avec les pays voisins, Mali et Burkina Faso. En décembre 2018, deux nouvelles lignes ont été construites entre les postes Laboa - Boundiali et entre les postes Boundiali - Ferké. Ceci a permis l'exploitation du réseau boucle de 225 kV reliant les postes à l'ouest de Man, Boundiali et de Ferké, ainsi que le réseau traditionnel de base, d'Abidjan au sud jusqu'au poste Ferké via les postes de Taabo et de Kossou au nord.

Il existe 18 postes sources de 225 kV et 32 postes de 90 kV. La capacité totale des transformateurs est de 5 396 MVA à la fin 2018. Le Tableau 2.4-2 présente l'évolution du nombre de postes et de la capacité des transformateurs. Le Tableau 2.4-3 présente une liste de postes de 225 kV existants.

Les capacités des transformateurs sont en régulière augmentation suite, entre autres, à la mise en service du poste Bingerville de 225 kV en janvier 2018 et à l'augmentation de tension du poste Boundiali de 90 kV en décembre 2018. Par contre, sur les 18 postes de 225 kV, il y a 6 postes (33 %) dans lesquels un seul transformateur est installé (c'est-à-dire non-multiplié) ; ce qui n'est pas favorable à la norme de fiabilité N-1.



REPUBLIQUE DE COTE D'IVOIRE
MINISTRE DU PETROLE, DE L'ENERGIE ET DES ENERGIES RENOUVELABLES
RESEAU DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE
HORIZON 2030



| Légende | | |
|-------------------------|----------------------------|---------------------|
| Centrales de production | Postes sources | Lignes électriques |
| ● Hydraulique existante | ■ 225 / 90 / HTA existante | — 225 kV existante |
| ▲ Thermique existante | ■ 90 / HTA existante | — 90 kV existante |
| ○ Hydraulique projet | ⊠ 400 / 225 / HTA projet | - - - 400 kV projet |
| △ Thermique projet | ⊠ 225 / 90 / HTA projet | - - - 330 kV projet |
| ○ Solaire projet | ⊠ 90 / HTA projet | - - - 225 kV projet |
| ○ Biomasse Projet | | - - - 90 kV projet |

© Copyright CI-ENERGIES
DCPI / DPL / SPDSS - Septembre 2019

Source : CI-ENERGIES

Figure 2.4-1 Réseau électrique en Côte d'Ivoire (septembre 2019)

Tableau 2.4-1 Evolution du nombre de ternes et de la longueur de lignes de transport de base

| Item | | Tension (kV) | Unité | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|-----------------------------|----------|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Ligne aérienne de transport | nombre | 225 | ligne | 18 | 19 | 23 | 23 | 25 |
| | | 90 | ligne | 52 | 52 | 54 | 54 | 53 |
| | | total | ligne | 70 | 71 | 77 | 77 | 78 |
| | longueur | 225 | km | 2,088 | 2,088 | 2,469 | 2,469 | 2,790 |
| | | 90 | km | 2,613 | 2,613 | 2,624 | 2,624 | 2,830 |
| | | total | km | 4,701 | 4,701 | 5,093 | 5,093 | 5,620 |
| Câble souterrain | nombre | 90 | ligne | 9 | 9 | 10 | 10 | 10 |
| | longueur | | km | 32 | 32 | 40 | 40 | 40 |

Source : Edition des données fournies par CI-ENERGIES par l'équipe de l'étude de la JICA

Tableau 2.4-2 Evolution du nombre de postes et de la capacité des transformateurs

| Item | | Tension (kV) | Unité | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|----------------------------|--------------|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| Nombre de poste | 225 | lieu | 14 | 14 | 15 | 15 | 18 | |
| | 90 | lieu | 32 | 32 | 33 | 33 | 32 | |
| | total | lieu | 46 | 46 | 48 | 48 | 50 | |
| Capacité de transformateur | plus de 90kV | MVA | 4,361 | 4,823 | 5,669 | 5,074 | 5,396 | |

Source : Edition des données fournies par CI-ENERGIES par l'équipe de l'étude de la JICA

Tableau 2.4-3 Liste des postes sources et de commutations de 225kV existants

| NO. | Poste | Région | Objectif | Capacité de transformateurs (seulement pour connexion et distribution 225kV *1) | | | | Remarque |
|-----|-------------|---------|--|--|---------------------|---------------------|---------------------|---|
| | | | | Connexion | Distribution | | | |
| | | | | | 225/90 | 225/30 | 225/20 | |
| 1 | Abobo | Abidjan | Connexion - Distribution | 70M VA × 4 Units | | | | |
| 2 | Azito | Abidjan | Augmentation de tension thermique Distribution | | | | 50M VA × 3 Units | |
| 3 | Bingerville | Abidjan | | | | 50M VA × 4 Units | | Mise en service en 2018 (ancien poste de commutation) *2 |
| 4 | Bouake 2 | Centre | Connexion - Distribution | 65M VA × 1 Unit | | | | |
| 5 | Boundiali | Abidjan | | | | | | Mise en service en 2018 (Augmentation de tension du poste 90kV) |
| 6 | Buyo | Ouest | Augmentation de tension hydroélectrique Connexion - Distribution | 70M VA × 1 Unit | | | | |
| 7 | Djibi | Abidjan | Distribution | | | | 50M VA × 3 Units | |
| 8 | Ferke | Nord | Connexion - Distribution | 65M VA × 1 Unit | | | | |
| 9 | Kossou | Centre | Augmentation de tension hydroélectrique Connexion - Distribution | 65M VA × 1 Unit | | | | |
| 10 | Laboa | Ouest | Connexion - Distribution | 70M VA × 1 Unit | | | | |
| 11 | Man | Ouest | Connexion - Distribution | 70M VA × 1 Unit | | | | |
| 12 | PK24 | Abidjan | Distribution | | 60M VA × 2 Units | | | |
| 13 | Riviera | Abidjan | Connexion - Distribution | 100M VA × 2 Units | | | | |
| 14 | San Pedro | Ouest | | | | | | |
| 15 | Soubre | Ouest | Augmentation de tension hydroélectrique Connexion - Distribution | 70M VA × 2 Units | | | | |
| 16 | Taabo | Centre | Augmentation de tension hydroélectrique Connexion - Distribution | 70M VA × 2 Units | | | | |
| 17 | Vridi | Abidjan | Augmentation de tension thermique Connexion - Distribution | 70M VA × 3 Units | | | | |
| 18 | Yopougon2 | Abidjan | | | | | | |

*1 : excepté des transformateurs pour augmenter la tension et pour distribution dont la tension primaire au dessous de 90kV

*2 : La capacité de transformateur est basée sur le plan de développement ent par CI ENERGIES.

Source : Edition des données fournies par CI-ENERGIES par l'équipe de l'étude de la JICA

(2) Charges des lignes de transport actuelles

Le Tableau 2.4-4 indique les charges de lignes de transport de 225 kV en Côte d'Ivoire. Sur 25 lignes de transport, 9 se trouvent à Abidjan (36 %) où la consommation d'électricité et les centrales (principalement thermiques) sont géographiquement concentrées. La situation à l'intérieur du pays hors Abidjan est expliquée ci-dessous.

Les lignes de transport du poste Taabo au poste Kossou (route n ° 14) et du poste Kossou au poste Bouaké 2 (route n ° 6), qui sont ciblées par ce projet, sont surlignées en jaune. Ces deux lignes sont plus exploitées que les autres lignes de transport de 225 kV en Côte d'Ivoire, et leur capacité est insuffisante. (Le détail est expliqué dans le Chapitre 3.)

Quant aux lignes d'interconnexion internationale qui sont reliées au Mali (poste Sikasso) par la route n ° 13, au Burkina Faso (poste Kodeni) par la route n ° 12, et au Ghana (poste Prestea) par la route n ° 5, aucun problème n'a été constaté à propos de leur taux d'utilisation.

Tableau 2.4-4 Charges de lignes de transport 225kV existantes (avril 2019)

| N de route | Nom | Région | De (1) | A (2) | Puissance active (1) | Puissance active (2) | Taux d'utilisation par rapport à la capacité de transport d'électricité |
|------------|-----------------------|---------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|---|
| | | à l'intérieur ou Abidjan) | | | au bout de la ligne | au bout de la ligne | [%] |
| | | | | | [MW] | [MW] | |
| 1 | ABO_AZI 225kV 1 | Réseau_Abidjan | Abobo-2 225 | Azito-2 225 | -161.92 | 162.42 | 49.02 |
| | ABO_AZI 225kV 2 | Réseau_Abidjan | Abobo-2 225 | Azito-2 225 | -161.92 | 162.42 | 49.02 |
| 2 | AZI-YOP2 225KV | Réseau_Abidjan | Azito-2 225 | Yopougon2-2 225 | 178.69 | -178.08 | 53.81 |
| 3 | AZI_VRI 225kV | Réseau_Abidjan | Azito-1 225 | Vridi-2 225 | -94.37 | 94.50 | 30.24 |
| 4 | BING- RIVI 225KV | Réseau_Abidjan | Bingerville-1 225 | Riviera-2 225 | -30.20 | 30.23 | 9.77 |
| 5 | BING-PRES 225KV | Réseau_intérieur | Bingerville-1 225 | Prestea 225KV | 30.20 | -30.00 | 10.59 |
| 6 | BOUA_KOS 225kV | Réseau_intérieur | Kossou 225kV | Bouake 2 225kV | 219.09 | -212.67 | 68.43 |
| 7 | BOUN-FERK -225KV | Réseau_intérieur | Boundiali 225kV 2 | Terminal(14) | 64.65 | -64.65 | 24.29 |
| | BOUN-FERK -225KV_a | Réseau_intérieur | Terminal(11) | Ferke 225kV 2 | 63.63 | -63.63 | 24.30 |
| | BOUN-FERK -225KV_b | Réseau_intérieur | Terminal(14) | Terminal(11) | 64.65 | -63.63 | 24.29 |
| 8 | BUY_SOU 225kV | Réseau_intérieur | Buyo 225kV-2 | Soubre 225kV 1 | -150.65 | 152.92 | 47.47 |
| 9 | DJIB-ABO 225KV | Réseau_Abidjan | Djibi-2 225 | Abobo-2 225 | -3.31 | 3.31 | 3.73 |
| 10 | DJIB-RIV 225KV | Réseau_Abidjan | Riviera-2 225 | Djibi-1 225 | 51.72 | -51.70 | 17.52 |
| 11 | FER_BOUA 225kV | Réseau_intérieur | Bouake 2 225kV | Ferke 225kV 2 | 180.94 | -171.01 | 58.17 |
| 12 | FER_KOD | Réseau_intérieur | Kodéni | Terminal(12) | -100.00 | 100.00 | 33.37 |
| | FER_KOD_a | Réseau_intérieur | Terminal(12) | Ferke 225kV 2 | -100.00 | 103.51 | 37.34 |
| | FER_SIK 225kV | Réseau_intérieur | Sikasso 225kV | Terminal(13) | -80.00 | 80.00 | 26.59 |
| 13 | FER_SIK 225kV_a | Réseau_intérieur | Terminal | Ferke225kV-1 | -82.49 | 82.49 | 28.70 |
| | FER_SIK 225kV_b | Réseau_intérieur | Terminal(13) | Terminal | -80.00 | 82.49 | 31.21 |
| 14 | KOS_TAA 225kV | Réseau_intérieur | Taabo 225kV 1 | Kossou 225kV | 265.70 | -249.34 | 108.90 |
| 15 | LABOA-BOUND 225KV | Réseau_intérieur | Boundiali 225kV 2 | Terminal(15) | -99.72 | 99.72 | 34.92 |
| | LABOA-BOUND 225KV_a | Réseau_intérieur | Terminal(15) | Terminal(16) | -99.72 | 102.47 | 36.96 |
| | LABOA-BOUND 225KV_b | Réseau_intérieur | Terminal(16) | Laboa 225KV-2 | -102.47 | 102.47 | 36.96 |
| 16 | MAN-LABOA 225KV | Réseau_intérieur | Laboa 225KV-2 | Man-2 225 | -135.56 | 139.82 | 47.37 |
| 17 | MAN_BUY 225kV | Réseau_intérieur | Man-1 225 | Buyo 225kV 1 | -185.31 | 194.81 | 62.87 |
| 18 | PK24-ABO 225kV | Réseau_intérieur | PK24 225KV 2 | Abobo-2 225 | -87.44 | 87.73 | 35.43 |
| 19 | RIV_VRI 225kV | Réseau_Abidjan | Vridi-1 225 | Riviera-1 225 | 194.05 | -193.28 | 58.34 |
| 20 | SOU_SAN 225kV | Réseau_intérieur | Soubre 225kV 2 | San Pedro 225kV | 37.36 | -37.17 | 11.74 |
| 21 | SOU_TAA 1 225kV | Réseau_intérieur | Soubre 225kV 1 | Taabo 225kV-2 | 27.90 | -27.62 | 13.65 |
| | SOU_TAA 2 225kV | Réseau_intérieur | Soubre 225kV 1 | Taabo 225kV-2 | 27.45 | -27.18 | 13.54 |
| 22 | TAA_ABO 225kV 1 | Réseau_intérieur | Taabo 225kV 1 | Abobo-2 225 | -74.35 | 75.45 | 22.90 |
| 23 | TAA_PK24 225kV-1 | Réseau_intérieur | Taabo 225kV 1 | PK24 225KV 1 | -67.91 | 69.22 | 28.36 |
| 24 | TAA_YOP2 225kV | Réseau_intérieur | Taabo 225kV 1 | Yopougon2-2 225 | -76.67 | 77.78 | 23.57 |
| 25 | YOP2_ABO 225kV | Réseau_Abidjan | Yopougon2-2 225 | Abobo-2 225 | -18.31 | 18.32 | 5.59 |

Source : CI-ENERGIES

2.4.2 Plans de développement des lignes de transport et des postes

Les plans de développement des lignes de transport et des postes principaux (en majorité de nouvelles unités) et les plans de renforcement des postes existants fournis par CI-ENERGIES sont montrés dans les Tableaux 2.4-5 à 2.4-7. Les dates d'achèvement sont prévues de 2019 à 2024, pour les plans à court et moyen terme. Les prévisions de la demande² sont établies pour chaque poste dans le plan à long terme jusqu'en 2040, mais les spécifications détaillées et les ressources de financements seront considérées à l'avenir.

Tableau 2.4-5 Plans de développement des lignes de transport et des poste principaux (1)

| N° | Nom de projet | Contenu | Composant principal | | | | | Financement |
|----|---------------------------------|---|-------------------------------|----------------|------------------------------|---------------|-------|-------------|
| | | | 225kV Ligne de trans | 225kV Poste | 90kV Ligne de trans | 90kV Poste | Autre | |
| 1 | Poste 225/15 kV d'Anani | Création d'un poste 225/15 kV incluant 3 transformateurs 225/15 kV 50 MVA à Anani | | # | | | | BO AD |
| | | Construction de la ligne 225 kV Anani-Bingerville (22 km) | # | | | | | |
| | | Restructuration du réseau HTA Anani | | | | | # | |
| 2 | Poste 90/33/16,5 kV de Bassam 2 | Création du poste 90 kV incluant 2 transformateurs 90/16,5 kV 50 MVA et un transformateur 90/33-15 kV 40 MVA | | | | # | | BO AD |
| | | Entrée en coupure du poste sur la ligne 90 kV Riviera-Abrobakro (0,5 km) | | | # | | | |
| | | Restructuration du réseau HTA Bassam | | | | | # | |
| 3 | Poste 90kV de Tanda | Extension et Réhabilitation du poste 90 kV d'Agnblikro | | | | # | | EB. CH NE |
| | | Création d'un poste 90/33 kV incluant 1 transformateur 90/33/15 kV 24 MVA à Tanda | | | | # | | |
| | | Construction d'une ligne 90kV Tanda - Agnblikro (84km) | | | # | | | |
| | | Construction d'une ligne 90kV Bondoukou-Tanda (52km) | | | # | | | |
| 4 | Poste 225 kV de Bondoukou | Création d'un poste 225 kV incluant 2 transformateurs 225/90 kV 70 MVA + 1 transformateur 90/33 kV 40 MVA + 1 transformateur 90/15 kV 50 MVA + 1 transformateur 33/15 kV 10 MVA à Bondoukou | | # | | # | | EB. CH NE |
| | | Construction d'une ligne 225 kV Sérébou - Bondoukou (146km) | # | | | | | |
| | | Installation d'un compensateur statique de puissance réactive SVC +/-50 MVar en 90 kV à Bondoukou | | | | | # | |
| | | Restructuration des réseaux HTA | | | | | # | |
| 5 | Poste 225 kV de Sérébou | Extension et Réhabilitation du poste 225 kV de Bouaké 2 | | # | | | | EB. CH NE |
| | | Création d'un poste 225 kV incluant 1 transformateur 225/33 kV 24 MVA + 1 transformateur 90/33 kV 24 MVA | | # | | # | | |
| | | Construction de la ligne 225 kV Bouaké2 - Sérébou (132 km) | # | | | | | |
| | | Restructuration des réseaux HTA | | | | | # | |
| 6 | Poste 90/33 kV de Bouna | Création d'un poste 90 kV incluant 1 transformateur 90/33/15 kV 24 MVA + 1 transformateur 90/15 kV 24 MVA à Bouna | | | | # | | EB. CH NE |
| | | Construction d'une ligne 90 kV Bouna - Bondoukou (172 km) | | | # | | | |
| | | Restructuration de réseau HTA et extension | | | | | # | |

² Voir l'appendice 4

| N° | Nom de projet | Contenu | Composant principal | | | | | Financement |
|----|---|--|----------------------|----------------|---------------------|---------------|-------|-------------|
| | | | 225kV Ligne de | 225kV Poste | 90kV Ligne de | 90kV Poste | Autre | |
| 7 | Doublement de la ligne 225 kV Man-Duékoué-Buyo | Extension et réhabilitation du poste 225 kV de Buyo | | # | | | | EB. CHNE |
| | | Extension et réhabilitation du poste 225 kV de Man | | # | | | | |
| | | Extension et réhabilitation du poste 225 kV de Soubré incluant 1 transformateur 90/33 kV de 40 MVA | | # | | # | | |
| | | Extension et réhabilitation du poste 225 kV de Duékoué | | # | | | | |
| | | Construction d'une 2ème ligne 225 kV Soubré -Buyo (84 km) | # | | | | | |
| | | Construction d'une ligne 225 kV Buyo -Duékoué (109 km) | # | | | | | |
| | | Construction d'une ligne 225 kV Duékoué -Man (86 km) | # | | | | | |
| 8 | Poste 225 kV de Gagnoa 2 | Création d'un poste 225 kV incluant 2 transformateurs 225/90 kV 100 MVA, 1 transformateur 90/15 kV 24 MVA et 1 transformateur 90/30 kV 24 MVA à Gagnoa | | # | | # | | BM |
| | | Entrée en coupure sur la ligne 225 kV Soubré-Taabo au poste 225 kV de Gagnoa 2 (0,5 km) | # | # | # | # | | |
| | | Entrée en coupure sur la ligne 90 kV Divo-Gagnoa 1 (0,5 km) au poste 225/90 kV Gagnoa 2 (5 km) | | | | | | |
| | | Restructuration de réseau HTA et créations de départs. | | | | | # | |
| 9 | Postes 225/33 kV Duékoué et Zagné | Création d'un poste 225/33 kV incluant 2 transformateurs 225/33 kV de 40 MVA à Duékoué (2019) | | # | | | BAD | |
| 11 | Poste 225 kV Katola | Construction du poste 225/90/33 kV Katola incluant 1 transformateur 225/90 kV 100 MVA et 2 transformateurs | | # | | # | | EB. CHNE |
| | | Entrée en coupure sur la ligne 225 kV Bouaké-Ferké (2 km) | # | | | | | |
| | | Construction de la ligne 90 kV Katola-Maraboussa (39 km) | | | # | | | |
| | | Extension Poste 90 kV Maraboussa | | | | # | | |
| 12 | Poste 90/33 kV de Vavoua | Extension et réhabilitation du poste 90 kV de Daba | | | | # | | EB. CHNE |
| | | Extension et réhabilitation du poste 90 kV de Zuenoula | | | | # | | |
| | | Création d'un poste 90/33 kV incluant 2 transformateurs 90/33 kV 24 MVA à Vavoua | | | | # | | |
| | | Construction d'une ligne 90kV Daba-Vavoua (56km) | | | # | | | |
| | | Construction d'une ligne 90kV Vavoua-Zuenoula (57km) | | | # | | | |
| 13 | Fib LABOA-BOUNDI FERKE et Poste 225 kV de Boundiali | Construction du poste 225 kV incluant un transformateur 225/90 kV 100 MVA à Boundiali | | # | | | | BDC/NDE |
| | | Acquisition et installation d'un Compensateur Statique de puissance réactive SVC +/-50 MVA au poste 225 kV de Ferké | | | | | # | |
| 14 | Poste 225 kV de Dabakala | Création d'un poste 225/33 kV incluant 2 transformateurs 225/33 kV 24 MVA à Dabakala | | # | | | | EB. CHNE |
| | | Construction d'une ligne 225kV Sérébou-Dabakala (67km) | # | | | | | |
| | | Restructuration des réseaux HTA | | | | | # | |
| 15 | Poste de Korhogo | Création du poste 225/90 kV Korhogo incluant 2 transformateurs 225/90 kV 70 MVA | | # | | | | EB. CHNE |
| | | Entrée en coupure double terme sur la ligne 225 kV Boundiali-Ferké Lignes 225 kV Boundiali-Korhogo: 104 km et Korhogo-Ferké: 48 km) | # | | | | | |
| 16 | Poste de Kong | Création du poste 225/90 kV Kong incluant 2 transformateurs 225/33 kV 24 MVA | | # | | | | EB. CHNE |
| | | Construction d'une ligne 225 kV Dabakala -Kong (98km) | # | | | | | |
| | | Construction d'une ligne 225 kV Ferké -Kong (85km) | # | | | | | |
| 17 | Mine Ity | Poste 90/11 kV 40 MVA | | | | # | | Mine Ity |
| | | Ligne Danane - Ity (56,4 km) | | | | # | | |
| 18 | Taabo-Kossou-Bouaké | Construction d'une ligne 225kV Taabo-Kossou-Bouaké (1.cct) | | | | # | | CI ENERGIES |

BOAD: Banque Ouest Africaine de Développement

EB: Exim Bank

BM : Banque Mondiale

BAD : Banque Africaine de Développement

BIDC : Banque d'Investissement et de Développement de la CEDEAO (Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest)

Ity Mine : Société minière

Source : Edition des données fournies par CI-ENERGIES par l'équipe de l'étude de la JICA

Tableau 2.4-6 Plans de renforcement des postes principaux (1)

| N° | Nom de projet | Contenu | Financement |
|----|--|--|-------------|
| 1 | Renforcement 225/90 kV à Ferké | Création d'une travée transformateur 225/90 kV au poste de Ferké et installation de 2 transformateurs 225/90 kV 100 MVA | BM |
| 2 | Renforcement 225/90 kV à Man | Création d'une travée transformateur 225/90 kV équipée d'un transformateur 225/90 kV 70 MVA au poste de Man | |
| 3 | Renforcement 225/90 kV à Taabo | Acquisition et installation de 2 transformateurs 225/90 kV 100 MVA au poste de Taabo | |
| 4 | Renforcement 225/90 kV à Abobo | Acquisition et installation de 4 transformateurs 225/90 kV 100 MVA au poste d'Abobo | |
| 5 | Renforcement 225/90 kV à Kossou | Création d'une travée transformateur 225/90 kV au poste de Kossou et installation de 2 transformateurs 225/90 kV 100 MVA | |
| 6 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Agboville | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste d'Agboville | |
| 7 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Attakro | Remplacement du transformateur 90/33 kV 20 MVA par un transformateur 90/33 kV 40 MVA au poste d'Attakro | |
| 8 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Ayamé 2 | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste d'Ayamé 2 | |
| 9 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Bongo | Modernisation du poste de Bongo par création de 2 travées 90 kV lignes et TFO équipés de 2 transformateurs 90/33 kV 24 MVA | |
| 10 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Bouaké 1 | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste de Bouaké 1 | |
| 11 | Renforcement et sécurisation 90/15 kV à Abengourou | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 36 MVA au poste d'Abengourou | |
| 12 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Dabou | Acquisition et installation d'un transformateur 90/30 kV 40 MVA au poste de Dabou dans une travée existante | |
| 13 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Daba | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste de Daba | |
| 14 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Danané | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste de Danané | |
| 15 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Dimbokro | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste de Dimbokro | |
| 16 | Renforcement 225/90 kV à Laboa | Création d'une travée transformateur 225/90 kV au poste de Laboa équipée d'un transformateur 225/90 kV 70 MVA | BAD 5 |
| 17 | Renforcement 225/90 kV à Boundiali | Création d'une travée transformateur 225/90 kV au poste de Boundiali équipée d'un transformateur 225/90 kV 100 MVA | |
| 18 | Renforcement 225/90 kV à Bouaké 2 | Acquisition et installation d'un transformateur 225/90 kV 70 MVA au poste de Bouaké 2 | |

Source : Edition des données fournies par CI-ENERGIES par l'équipe de l'étude de la JICA

Tableau 2.4-7 Plans de renforcement des postes principaux (2)

| N° | Nom de projet | Contenu | Financement |
|----|---|---|-------------|
| 19 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Divo | Acquisition et installation d'un transformateur 90/30 kV 40 MVA au poste de Divo pour remplacer le transformateur 24 MVA existant | BAD 4 |
| 20 | Renforcement et sécurisation 90/15 kV à Ferkessedougou | Acquisition et installation d'un transformateur 90/15 kV 24 MVA au poste de Ferkessedougou dans une travée existante | BAD 4 |
| 21 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Hiré | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste de Hiré | BAD 4 |
| 22 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Korhogo | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste de Korhogo | BAD 4 |
| 23 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Laboa | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 16 MVA au poste de Laboa | BAD 4 |
| 24 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Man | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste de Man | BAD 4 |
| 25 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Maradiassa | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste de Maradiassa | BAD 4 |
| 26 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à San-Pedro (PRETD) | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste de San Pedro | BAD 4 |
| 27 | Renforcement et sécurisation 90/16,5 kV à San-Pedro (ENERGOS) | Création d'une travée transformateur 90/16,5 kV passage d'un transformateur 40 MVA | FED 1 |
| 28 | Renforcement et sécurisation 90/16,5 kV à San-Pedro (PRETD) | Création d'une travée transformateur 90/16,5 kV équipé d'un transformateur de 50 MVA | BAD |
| 29 | Renforcement et sécurisation 33/15 kV à Séguéla | Création d'une travée transformateur 33/15 kV équipée d'un transformateur 10 MVA au poste de Séguéla | BAD 4 |
| 30 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Sérébou | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste de Sérébou | BAD 4 |
| 31 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Tongon | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 10 MVA au poste de Tongon | BAD 4 |
| 32 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Zuenoula | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste de Zuenoula | BAD 4 |
| 33 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Abengourou | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste de Abengourou | BOAD |
| 34 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Abrobakro | Création d'une travée transformateur 90/33 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste de Abrobakro | BOAD |
| 35 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Agnibilekro | Création d'une travée transformateur 90/33/16,5 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste de Agnibilekro | BOAD |
| 36 | Renforcement et sécurisation 90/33 kV à Man | Création d'une travée transformateur 90/33/16,5 kV équipée d'un transformateur 24 MVA au poste de Man | BOAD |
| 37 | Renforcement et sécurisation 90/15 kV à Boundiali | Acquisition et installation d'un transformateur 90/15 kV 24 MVA au poste de Boundiali dans une travée existante | |

Source : Edition des données fournies par CI-ENERGIES par l'équipe de l'étude de la JICA

2.5 Soutiens des autres bailleurs de fonds

2.5.1 Banque Mondiale (BM)

La Banque Mondiale est l'un des bailleurs traditionnels. Les projets en cours sont les suivants:

Tableau 2.5-1 Projets de la Banque Mondiale

| | Nom de projet | Composant | Type | Montant | Etat actuel |
|---|--|---|------|------------------|-----------------------------|
| 1 | Projet Garantie CI-ENERGIES | Refinancement des engagements à court terme pour améliorer la performance et la capacité financières | prêt | 240 millions EUR | approuvé en 2018 (en cours) |
| 2 | Projet de transport d'électricité et d'accès à l'électricité | -Renforcement des systèmes de transport -Réhabilitation, renforcement et extension des systèmes de distribution à Abidjan et dans les 10 capitales régionales. -Electrification rurale et support à l'électricité pour tous les programmes. -Renforcement de la capacité institutionnelle du secteur de l'électricité et de la gestion du projet | prêt | 325 millions USD | approuvé en 2017 (en cours) |

Source: Site web de la Banque Mondiale et enquête

Les équipements (transformateurs, etc.) du poste de Kossou, dont l'extension est envisagée dans ce projet, sont ciblés dans le composant "Renforcement des systèmes de transport" du projet de transport d'électricité et d'accès à l'électricité cité dans le tableau ci-dessus.

La Banque Mondiale a également initié la création de groupes de travail pour les énergies renouvelables avec le Ministère du Pétrole, de l'Energie et des Energies Renouvelables en décembre 2017. Ces groupes sont divisés en sous-comités intervenant dans les domaines de l'énergie hydraulique, de la biomasse, de l'énergie photovoltaïque, de l'énergie éolienne, des mini-réseaux, du hors réseaux, et politique/système de financement.

2.5.2 Banque Africaine de Développement (BAD)

Les projets en cours dans le secteur de l'électricité sont les suivants:

Tableau 2.5-2 Projets de la Banque Africaine de Développement

| | Nom de projet | Composant | Type | Montant | Etat actuel |
|---|--|--|------|-------------------------------------|-----------------------------|
| 1 | Projet de centrale électrique au gaz de 390 MW d'ATINKOU (CIPREL) et d'AZITO | -Construction d'une centrale thermique à cycle combiné, fonctionnant au gaz à Taboth, dans le département de Jacquville (ouest d'Abidjan) -Extension de la centrale thermique à cycle combiné au gaz d'Azito | prêt | 100 millions EUR 50 millions EUR | Approuvé en 2019 (en cours) |
| 2 | Projet d'amélioration de l'accès à l'électricité en milieu rural | -Infrastructure de l'électricité -Connexion sociale ainsi que l'installation des lampadaires -Appui institutionnel -Gestion du projet | prêt | 27.3billions FCFA | Approuvé en 2018 (en cours) |
| 3 | Projet de renforcement des réseaux électriques de transport et de distribution | -Infrastructure de l'électricité (poste Bingerville 225/20kV, poste Duékoué et Zagné225/33kV, extension des postes Soubré et San Pedro, lignes 225kV de Soubré-San Pedro (128km) et de Duekoué-Zagné (77km), réseaux HTA à Bingerville, Duékoué, Zagné et Tai, réseaux de distribution dans 42 localités en région Cavally, 82 localités en région Guémon et 128 localité en région Tonkpi) -Soutien à la population en situation vulnérable. -Autres activités et études concernées | prêt | 91.8 billions FCFA | Approuvé en 2016 (en cours) |
| 4 | Interconnexion des réseaux électriques Côte d'Ivoire, Libéria, Sierra Léoné et Guinée (CLSG) | -Construction d'une ligne haute tension de 225 kV à double terne et longue de 1 357 km pour relier les quatre réseaux électriques nationaux | don | 49 millions USD | Approuvé en 2013 (en cours) |

Source: Site web de la Banque Africaine de Développement et enquête

2.5.3 Agence Française de Développement (AFD)

L'AFD n'a pas de projet en cours dans le secteur de l'électricité avec ses propres fonds, cependant elle apporte une assistance à la gestion des projets de l'UE. Un don de 80 millions d'EURO est considéré pour l'électrification rurale.

2.5.4 Autres bailleurs de fonds

Les projets en cours dans le secteur de l'énergie électrique sont les suivants:

(1) Union Européenne

L'Union Européenne est l'un des bailleurs traditionnels.

Tableau 2.5-3 Projets de l 2 ne est l'un de

| | Nom de projet | Composant | Type | Montant | Etat actuel |
|---|--|---|-------------|---|---|
| 1 | ENERGOS: Projet d'appui au secteur de l'énergie en Côte d'Ivoire | -Accès à l'électricité (travaux de renforcement et d'extension du réseau de distribution dans des zones péri-urbaines (Bouaké, Sanpedro, Abidjan), réalisation de branchements sociaux etc.) -Système de distribution (renforcement du système de dispatching national, réalisation d'un programme d'éclairage public efficace) -Appui institutionnel | don prêt | 70.735.000 EUR (FED) 117.649.000 EUR (BEI) | Organisation mise en œuvre: AFD (à confirmer) |
| 2 | ENERGOS II: Projet d'appui au secteur de l'énergie en Côte d'Ivoire-phase II | -Accès des populations rurales aux services électriques -Capacités de production par des énergies renouvelables -Réduire les consommations énergétiques. | don | 68.265.000 EUR (BEI) | Organisation mise en œuvre: Expertise France (à confirmer) Une partie sera mise en œuvre à travers une contribution à l'AfIF |

Source: Site web de l'UE et enquête

Le projet ENERGOS 1 cible également le réseau de distribution de Bouaké. Pour déterminer le détail du projet, le contenu du projet ENERGOS est pris en compte, évitant la duplication.

(2) Banque Ouest Africaine de Développement

Tableau 2.5-4 Projets de la Banque Ouest Africaine de Développement

| | Nom de projet | Composant | Type | Montant | Etat actuel |
|---|---|--|----------------|-------------------|--|
| 1 | Construction du réseau d'évacuation associé aux centrales thermiques CIPREL 5 et AZITO 4 | Construction du réseau d'évacuation | prêt | 20 milliards FCFA | Approuvé en 2020 (en cours) |
| 2 | Garantie d'une facilité à court terme octroyé par la Société Générale de Banques en Côte d'Ivoire à la Compagnie Ivoirienne d'Electricité | Garantie d'une facilité octroyée par la Société Générale de Banques en Côte d' Ivoire | prêt | 25 milliards FCFA | Approuvé en 2017 |
| 3 | Contre-garantie dans le cadre d'une facilité à court terme octroyée par la Société Générale de Banques en Côte d'Ivoire à la Société des Energies de Côte d'Ivoire (CI-ENERGIES) | Contre-garantie d'une facilité octroyée par la Société Générale de Banques en Côte d'Ivoire | prêt | 5 milliards FCFA | Approuvé en 2017 |
| 4 | Projet de construction et d'exploitation de type « Build-Own-Operate and Transfer » (BOOT) d'une centrale hydroélectrique de 44 MW à Singrobo-Ahouaty par la société ivoirienne HydroEnergy (IHE) SA en Côte d'Ivoire | Construction et exploitation de type « Build-Own-Operate and Transfer » (BOOT) d'une centrale hydroélectrique de 44 MW | prêt | 15 milliards FCFA | Approuvé en 2016 Contractant : Eiffage (en cours) |
| 5 | Projet de renforcement des ouvrages du réseau de transport et de distribution d'énergie de la Société CI-Energie | Restructuration des réseaux existants etc. | prêt | 25 milliards FCFA | Approuvé en 2013 (en cours) |
| 6 | Prise de participation au capital de la Compagnie de production d'électricité CIPREL SA | Participation au capital de la Compagnie de production d'électricité | investissement | 400 millions FCFA | Approuvé en 2013 |
| 7 | Proposition de prêt d'un montant entre la BOAD et la Côte d'Ivoire pour le financement partiel du projet de renforcement et de réhabilitation d'ouvrages de transport et de distribution d'énergie électrique de la Société CI-ENERGIES | Restructuration des réseaux existants etc. | prêt | 25 milliards FCFA | Approuvé en 2012 (en cours) |

Source: Site web de la Banque Ouest Africaine de Développement et enquête

(3) Gouvernement chinois**Tableau 2.5-5 Projets du Gouvernement chinois**

| | Nom de projet | Composant | Type | Montant | Etat actuel |
|---|---|--|------|----------------------|---|
| 1 | Construction du barrage de Gribo-Popoli | Construction du barrage de Gribo-Popoli | prêt | 169 billions FCFA | China Exim Bank (en cours) |
| 2 | Projet de développement des réseaux nationaux | Construction et réhabilitation des lignes, postes dans 500 localités | don | 818 millions USD | Contractant: SONOMACH, China National Electric Engineering (en cours) |
| 3 | Contribution au Plan directeur | Financement à l'étude | prêt | 135,94 billions FCFA | China Exim Bank (en cours) |

Source: Site web de SONOMACH et enquête

(4) Fonds Koweïtien pour le Développement Economique Arabe**Tableau 2.5-6 Projet du Fonds Koweïtien Développement Economique Araberig local**

| | Nom de projet | Composant | Type | Montant | Etat actuel |
|---|---------------------------------------|---|------|----------------|---|
| 1 | Construction du poste Adzope 225/33kv | -Construction du poste Adzope 225/33kv 2x60MVA -Extension du poste Zeudji -Connexion avec les lignes aériennes 225kV entre Adzope et Zeudji -Extension et modification des réseaux MT à Adzope | prêt | 7 millions KWD | accordé en 2016 Mise en œuvre par CI-ENERGIES (en cours) |

Source: Site web du Fonds Koweïtien pour le Développement Economique Arabe et enquête

(5) KfW Bankengruppe (KfW)**Tableau 2.5-7 Projet de KfW**

| | Nom de projet | Composant | Type | Montant | Etat actuel |
|---|---|-----------|------|--|----------------------------|
| 1 | Construction de la centrale solaire à Boundiali | 37,5MW | prêt | 36,7millions EUR incluant 9.7 millions EUR par l'UE) | accordé en 2018 (en cours) |

Source: Enquête

Chapitre 3

Nécessité et pertinence du projet

Chapitre 3 Nécessité et pertinence du projet

3.1 Défi lié au réseau électrique et positionnement du projet

3.1.1 Situation actuelle du réseau électrique dans la zone du projet

Le Nord de la Côte d'Ivoire et les pays de l'hinterland (Burkina Faso et Mali) sont desservis en électricité grâce à une ligne de transport principale sud-nord de 225 kV. Si trois (03) liaisons 225 kV existent entre Abidjan et la centrale hydroélectrique de Taabo, permettant d'assurer les mouvements d'énergies entre ces deux zones, il n'en est pas de même entre Taabo et le Nord. En effet, seule la ligne de transport de 225 kV Taabo-Kossou-Bouaké 2 dont le tronçon Taabo-Kossou est en almélec 366 mm² d'une capacité de 245 MVA, relie le sud avec le nord du pays et les pays interconnectés (le Burkina et le Mali), constituant de fait un goulot d'étranglement aux immenses possibilités d'exportation de la Côte d'Ivoire vers ces pays. Le taux de charge élevé de cette importante liaison génère d'importantes pertes techniques sur le réseau. En outre, son indisponibilité entraîne une dégradation de la qualité de desserte pouvant aller jusqu'à la rupture et à la suspension systématique des exportations vers le Mali et le Burkina. La réalisation de la boucle 225 kV ouest Laboa-Boundiali-Ferké permet d'améliorer la desserte dans la zone nord sans pour autant lever totalement les contraintes énoncées.

La solution pérenne pour assurer l'alimentation dans le nord et des interconnexions consiste en la création de la nouvelle ligne de transport de 225 kV Taabo -Kossou-Bouaké2.

Les problèmes techniques de la ligne de transport de 225 kV Taabo-Kossou-Bouaké 2 existante ciblée par le projet, peuvent se résumer comme suit :

- (1) Capacité insuffisante de la ligne de transport de base
- (2) Manque de fiabilité de la ligne de transport de base (N-1)
- (3) Manque de capacité de transport d'électricité aux pays voisins (Mali et Burkina Faso)

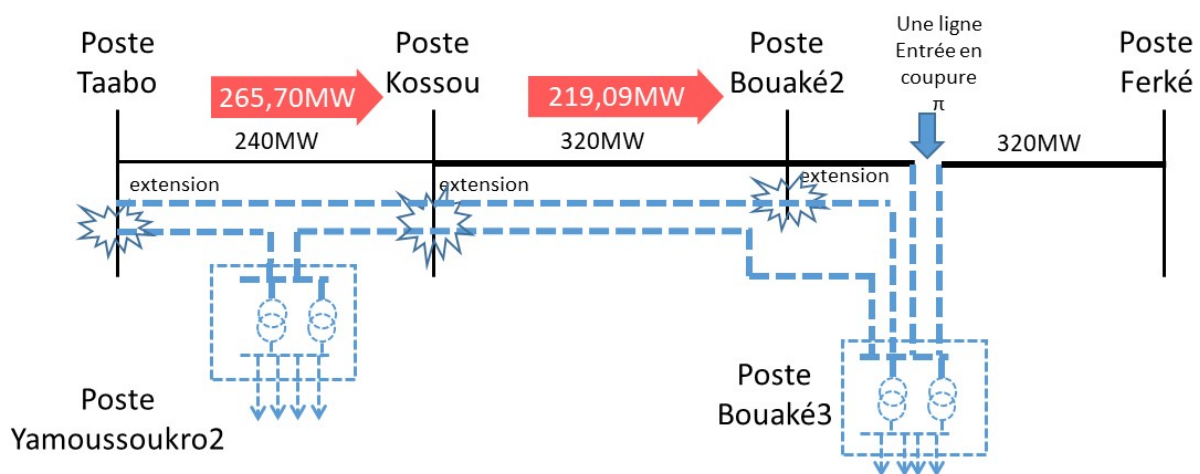
(1) Capacité insuffisante de la ligne de transport de base

La situation actuelle des lignes de transport et des postes, et les charges du tronçon cible du projet, qui fait partie des lignes de transports de 225 kV existantes (avril 2019) indiquées dans le Chapitre 2.4.1, sont indiquées à la Figure 3.1-1. De plus, les spécifications de base des lignes de transport de ce tronçon sont montrées dans le Tableau 3.1-1.

Pour rappel, entre les postes Taabo et Kossou, la section du conducteur de la ligne de transport 225 kV est de 366 mm² et la capacité de transport est de 245 MVA. Le diamètre est petit par rapport aux autres tronçons, ce qui constitue un goulot d'étranglement dans la capacité de transport. La charge actuelle

dudit tronçon est de 265 MW et dépasse la capacité de transport. Il est donc urgent d'augmenter la capacité de transport.

En outre, entre les postes Kossou et Bouaké 2, la charge est de 219 MW pour une capacité de 330 MVA ; ce qui représente plus de 60 % de la capacité de transport. Compte tenu du taux de croissance de plus de 5 % / an indiqué dans la prévision de la demande la plus récente, il est prévu que la capacité de transport sera dépassée dans les dix (10) ans¹ à venir. Il est donc urgent de prendre les mesures contre le manque de capacité des lignes de transport de la totalité du tronçon cible du projet. Le tableau 3.1-2 présente une comparaison des charges actuelles des installations et des capacités de transport du tronçon cible.



Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 3.1-1 Charges actuelles des installations du tronçon cible

Tableau 3.1-1 Spécifications de base des lignes de transport entre les postes Taabo-Kossou-Bouaké 2

| Tronçon | Terne | Spécifications et section du conducteur | Longueur de la ligne de transport | Nombre de pylônes | Distance moyenne entre les pylônes | Capacité de transport ² |
|------------------------------------|-------|---|-----------------------------------|-------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| Entre les postes Taabo – Kossou | 1 | AAAC 366 mm ² | 124 km | 325 | environ 380m | 245 MVA |
| Entre les postes Kossou – Bouaké 2 | 1 | AAAC 570 mm ² | 109 km | 231 | Environ 470m | 330 MVA |

Source : CI-ENERGIES

¹Avec application de 5 % de croissance / an, 375 MW dans 10 ans, ce qui dépasse la capacité

² Documents fournis par CI-ENERGIES

Tableau 3.1-2 Comparaison des charges actuelles des postes et des capacités de transport du tronçon cible

| Tronçon | Charge de poste ³ | Capacité de transport | Evaluation |
|------------------------------------|------------------------------|-----------------------|---|
| Entre les postes Taabo – Kossou | 265,70 MW | 245 MVA | Capacité insuffisante |
| Entre les postes Kossou – Bouaké 2 | 219,09 MW | 330 MVA | Capacité insuffisante dans un avenir proche |

Source : Equipe de l'étude de la JICA

(2) Manque de fiabilité de la ligne de transport de base (N-1)

La Côte d'Ivoire a pour objectif d'assurer la fiabilité N-1 dans tous le réseau électrique. Comme indiqué dans le schéma du réseau électrique en Côte d'Ivoire au Chapitre 2 (Fig. 2.4-1), parmi les lignes de transport de base reliant le nord et le sud, il existe 2 lignes (3 ternes) entre les postes Abobo et Taabo. Entre les postes Bouaké et Ferké il est projeté d'avoir 2 lignes également (une nouvelle ligne est envisagée)⁴. Cependant, sur le tronçon cible du projet, il n'y a qu'une seule ligne entre les postes Taabo - Kossou - Bouaké 2 (un seul terne), et cela constitue également un goulot d'étranglement en termes de fiabilité.

Ces dernières années, grâce à la construction d'une ligne de transport, qui contourne la région ouest de la Côte d'Ivoire depuis Taabo et est raccordée au poste Ferké, la capacité d'approvisionnement au nord et la fiabilité ont été légèrement améliorées. Cependant, comme il s'agit d'une ligne de transport de longue distance, il est difficile de maintenir l'alimentation en énergie et la qualité de l'énergie transmise au nord et aux pays voisins en cas d'incident sur le tronçon cible du projet. Il est donc urgent de renforcer ledit tronçon du point de vue de la fiabilité.

(3) Manque de capacité de transport d'électricité aux pays voisins (Mali et Burkina Faso)

Comme indiqué dans le Tableau 2.4-4 Charges de lignes de transport 225 kV existantes du Chapitre 2.4.1, la charge de pointe au Mali est de 80 MW, au Burkina Faso de 100 MW, donc plus de 180 MW sont exportés au total.

L'EEEOA/PD a estimé une croissance constante de la demande dans ces deux pays. Afin de sécuriser davantage de capacité de transport pour l'exportation, il est nécessaire de renforcer le tronçon cible du projet.

³ Charge de pointe pendant un an fournie par CI-ENERGIES

⁴ Chapitre 2, Tableau 2-4-6 Plan de développement des installations de transport et de poste principales (1) et (2) No.5,14 et 16

3.1.2 Positionnement du projet

Le renforcement du tronçon cible du projet (Taabo-Kossou-Bouaké) dans le réseau ivoirien, qui rencontre les problèmes techniques décrits ci-dessus, est indispensable pour l'approvisionnement stable au nord décrit dans le Chapitre 1.1 Contexte de l'étude, et permettre à la Côte d'Ivoire de remplir son rôle dans l'EEEOA. Celui-ci est également conforme au plan national.

En réponse au manque d'approvisionnement et de fiabilité des lignes de transport de base nord-sud décrit ci-dessus, cette étude est effectuée dans le but d'améliorer la stabilité de l'approvisionnement en électricité de la région centrale, y compris la capitale Yamoussoukro et la deuxième ville Bouaké, des grandes villes du nord et des pays voisins, par la construction d'une nouvelle ligne de transport de 225 kV entre les postes Taabo, Kossou et Bouaké 3.

3.2 Plan de renforcement des réseaux électriques du projet

3.2.1 Plan de renforcement dans le cadre du Plan Directeur Production-Transport 2014-2030

Les plans de renforcement du tronçon cible du projet cités ci-dessous sont spécifiés dans le Plan Directeur Production-Transport 2014-2030 décrit dans le Chapitre 2.2.3.

Tableau 3.2-1 Positionnement du projet dans le Plan Directeur Production-Transport 2014-2030

| NO. | Plan | Détail du plan | Contenu |
|-----|---|----------------|--|
| 27 | Ligne principale de transport dans la région centrale | Corridor Est | Création d'une ligne de transport de 225 kV entre Bouaké 2 et Bouaké 3 (environ 10 km) |
| | | Corridor Nord | Création d'une ligne de transport de 225 kV entre Bouaké 3 et Kossou (environ 110 km) |
| | | Yamoussoukro | Création d'une ligne de transport entre Kossou et Taabo |

Source : Plan Directeur Production-Transport 2014-2030

Le plan suivant est également enregistré dans la liste de projets de CI-ENERGIES (Projets de Transport en cours de financement 2019-2020) :

Tableau 3.2-2 Enregistrement dans la liste de projets

| NO. | Année d'achèvement (Prévue) | Nom de projet |
|-----|-----------------------------|---|
| 30 | 2020 | Création d'une ligne de transport de 225 kV Taabo – Kossou – Bouaké 2 |

Source : CI-ENERGIES

Le plan ci-dessus vise à accroître la capacité d'approvisionnement et à améliorer la fiabilité par plusieurs termes en ajoutant une ligne de 225 kV dans le tronçon cible du projet. Ce plan est basé sur la prévision de la demande dans le Plan Directeur Production-Transport 2014-2030.

3.2.2 Project de construction de la ligne de transport Taabo-Kossou-Bouaké financé par CI-ENERGIES

En mars 2020 après le commencement de l'étude, il a été constaté qu'un autre projet financé par CI-ENERGIES de construction d'une ligne de transport Taabo-Kossou-Bouaké existait sur le même tronçon que celui considéré dans le cadre du projet de prêt japonais.

Le Tableau 3.2-3 donne les grandes lignes du projet financé par CI-ENERGIES.

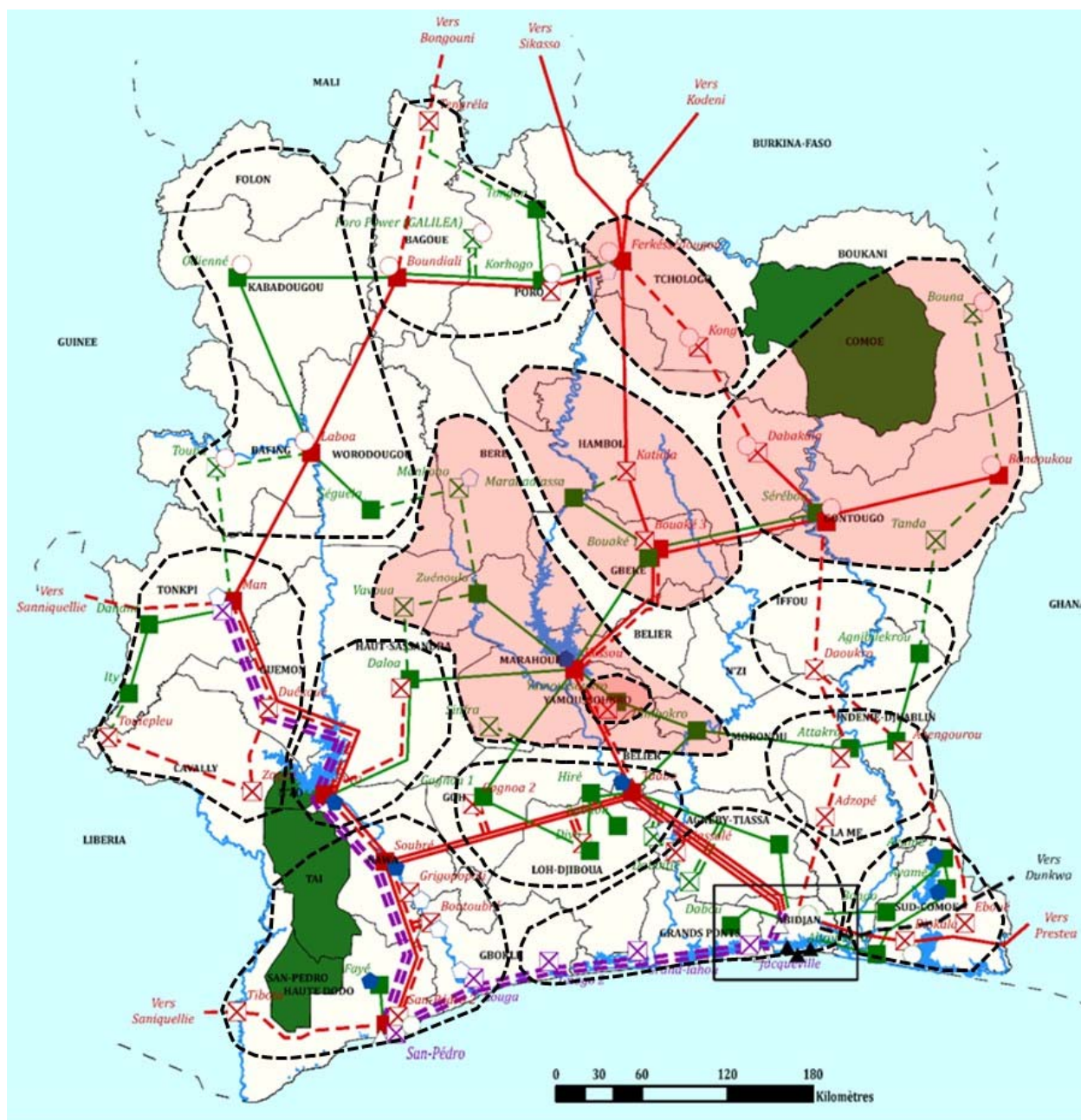
Tableau 3.2-3 Résumé du projet financé par CI-ENERGIES (Résumé du dossier d'appel d'offres)

| Item | Contenu |
|-----------------------|---|
| Nom de projet | PROJET DE RENFORCEMENT DU CORRIDOR NORD |
| Fonds | CI-ENERGIES Budget 'Investissement 2019 (239100) |
| Mode de sélection | Appel d'Offres National |
| Contenu | Construction d'une ligne de transport 225 kV Taabo-Kossou-Bouaké |
| Lancement | Février 2020 |
| Maître d'ouvrage | CI-ENERGIES |
| Lot | LOT1 : Construction de la ligne de transport 225 kV Taabo-Kossou et l'extension des postes Kossou et Taabo LOT2 : Construction de la ligne de transport 225 kV Kossou-Bouaké et l'extension du poste Bouaké3 |
| Durée de construction | 18 mois |
| Délais de soumission | le 27 mars 2020 à 10 heures |
| Ouverture | Le 27 mars 2020 `à 10 heures 30 |
| Langue | Français |

3.2.3 Prévion de la demande d'électricité dans le réseau du projet

Dans le Chapitre 2.3.1 Prévion de la demande, la prévion de la demande d'électricité de la totalité de la Côte d'Ivoire est expliquée. Lors de l'analyse du réseau électrique du projet, il est nécessaire de prévion la demande pour tous les postes électriques du réseau électrique de la Côte d'Ivoire, en plus de ceux situés dans la zone ciblée par le projet. L'appendice 4 présente les données de prévion de la demande de tous les postes correspondant à la totalité du pays, fournies par CI-ENERGIES.

Afin d'examiner la capacité de transport et d'analyser le réseau du projet, il est nécessaire d'intégrer la demande des postes principaux connectés à la ligne de transport et la demande par zone comprenant les postes subordonnés alimentés par ces postes. En tenant compte des lignes de transport de base de la totalité de la Côte d'Ivoire, la demande est répartie dans 15 zones, comme montré dans la Figure 3.2-1



○ ; zone réunie ● ; zone prise en compte pour l'évaluation de la capacité du tronçon cible

Source : Edition des données fournies par CI-ENERGIES par l'équipe de l'étude de la JICA

Figure 3.2-1 Répartition des zones dans l'analyse du réseau

Il est également nécessaire de tenir compte des besoins à l'export du Mali et du Burkina Faso pour déterminer la capacité de transport du tronçon cible. Les informations sur l'exportation d'électricité au

Mali et au Burkina Faso sont disponibles jusqu'à 2040. Les besoins à l'export fournis correspondent au cas moyen d'évolution de la demande d'électricité, mais du fait qu'il est possible qu'elle reste élevée, une augmentation de + 10 % est prise en compte pour le cas élevé. Le Tableau 3.2-4 montre la demande par zone à tenir compte pour savoir la capacité de transport dans le cadre du projet.

Tableau 3.2-4 Demande par zone à tenir compte dans l'examen de la capacité de transport dans le cadre du projet

| Item (zone/pays) | Demande en 2040 scénario moyen | Demande en 2040 scénario haut | Postes réunis |
|-------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|--|
| KOSSOU | 241.6 | 265.8 | Kossou, Kossou Mine, Dimbokro, Mankono, Sinfra, Vavoua, Yamouss1, Zuenoula |
| YAMOOUSSOUKRO2 | 39.8 | 43.8 | Yamoussoukro2 |
| BOUAKE | 206.5 | 227.2 | Bouaké1, Bouaké2, Bouaké3 |
| FERKE | 106.1 | 116.7 | Ferké, Kong |
| SEREBOU | 148.4 | 163.2 | Bondoukou, Bouna, Dabakala, Sérébou, Tanda |
| Demande domestique | 742.4 | 816.6 | |
| MALI | 845.0 | 929.5 | |
| BURKINA FASO | | | |
| Exportation | 845.0 | 929.5 | |
| Demande domestique + exportation | 1,587.4 | 1,746.1 | |

Source : Edition des données fournies par CI-ENERGIES par l'équipe de l'étude de la JICA

3.2.4 Vérification du plan de renforcement dans le Plan Directeur Production-Transport 2014-2030 (Nombre de ternes de la ligne de transport)

Comme indiqué dans le Chapitre 3.2.1, le Plan Directeur Production-Transport 2014-2030 considère à augmenter le nombre de circuits par la construction d'une nouvelle ligne d'un (01) circuit pour renforcer le tronçon cible du projet. Pour faire face à la nécessité de renforcer la capacité de transport et d'assurer la fiabilité N-1, expliquées dans le Chapitre 3.1.1, la vérification du Plan Directeur Production-Transport 2014-2030 et l'étude sur le nombre de ternes dudit tronçon ont été effectuées, en tenant compte de la tendance récente de la demande et du plan de construction (projet financé par CI-

ENERGIES).

Afin de garantir la fiabilité N-1, tout en considérant l'utilisation de la ligne de transport existante (un seul terne) sur le même tronçon, les conditions suivantes ont été prises en compte :

- Charge des lignes de transport scénario moyen 1587 MW, scénario haut 1746 MW
- Capacité de courant admissible lors d'incident Capacité de ligne \times 110 %⁵
- Capacité des lignes de transport existantes

| | | |
|------------------------|---|------------------|
| Entre Taabo et Kossou | : | 240 MW (245 MVA) |
| Entre Kossou et Bouaké | : | 320 MW (330 MVA) |

Si dans le projet JICA une ligne d'un (01) circuit est créée, comme planifié dans le Plan Directeur Production-Transport 2014-2030, la charge de cette ligne de transport devra être inférieure à 110 % de la capacité de la ligne de transport existante pour garantir N-1. En d'autres termes, la charge qui permet de respecter N-1 doit être inférieure à 264 MW entre Taabo et Kossou, ou à 352 MW entre Kossou et Bouaké.

Comme indiquée dans la Figure 3.1-1, la charge de pointe du départ Kossou dans le poste Taabo au cours de l'année écoulée est de 265 MW, ce qui dépasse déjà les 110 % de la capacité existante. Les circuits y compris la ligne existante ne peut donc garantir le critère N-1, même avec la charge actuelle.

Par contre, la capacité de la ligne de transport entre Kossou et Bouaké est légèrement plus grande, et actuellement, la limitation N-1 de 325 MW présente un peu de réserve par rapport à la charge de pointe au cours de l'année écoulée de 219 MW. Cependant, si l'on tient compte d'un taux de croissance de 5,3 % / an, il est prévu que la charge dépassera la limitation⁷ garantissant N-1, dans les 10 ans à venir. Les deux (02) circuits y compris la ligne existante ne pourra donc pas garantir le critère N-1 dans un avenir proche.

Pour garantir le critère N-1, il est envisageable d'augmenter la capacité de la ligne de transport existante par le remplacement des conducteurs. Cependant, la ligne de transport dudit tronçon ayant été construite il y a 30 à 40 ans, on estime qu'un nombre important de pylônes devront être reconstruits à cause du vieillissement et de la non disponibilité des registres de conception, fabrication et construction. Pour cette raison, le remplacement des conducteurs sur plus de 200 km, qui nécessitera une coupure d'électricité à grande échelle de plusieurs mois au minimum, n'est pas réaliste^{8,9}.

⁵ Donnée par CI-ENERGIES

⁶ Il est possible de construire une nouvelle ligne de transport de grande capacité. Mais à cause de la capacité faible de la ligne existante, la charge garantissant N-1 (lors de l'incident d'une nouvelle ligne) est limitée à la capacité de la ligne existante.

⁷ Si 219,09 MW (en 2019) augmente avec une croissance de 5,3% pendant 10 ans, la charge sera 367 MW (>352 MW).

⁸ Le transport d'électricité au poste Ferké via le réseau ouest pendant les travaux (coupure d'électricité), n'est pas également réalisable en raison du problème de tension et de la limitation de charge à grande échelle. (sur la base de l'enquête avec CIE au centre de dispatching). Donc, l'augmentation de la capacité de la ligne de transport existante n'est pas réalisable. CI-ENERGIES souhaite minimiser la période d'exécution.

⁹ D'après CIE au centre de dispatching, la période de coupure d'électricité admissible pour le réseau de base 225 kV est environ 3 jours. (Cela

Pour garantir N-1, il est donc nécessaire de construire une nouvelle ligne de transport de double terna d'une capacité de transport suffisante, car on ne peut pas compter sur les installations existantes vieillissantes et de capacité insuffisante.

Par conséquent, il convient de construire une nouvelle ligne de transport de double terna hors de la ligne de transport existante afin de garantir le critère N-1 dans le cadre du projet de prêt du Japon et cela a été donc proposé par la mission de la JICA. Après concertation avec CI-ENERGIES sur la base du Tableau 3.2-5, nous avons conclu que le scénario 2 est approprié.

La pertinence du nombre de conducteur a été vérifiée, tenant compte du projet financé par CI-ENERGIES. Dans le cas où il n'y a qu'un seul conducteur dans ce projet, la charge dépassera la capacité prise en compte la norme N-1. Il faudra donc deux conducteurs. La ligne existante de transport n'est pas fiable à cause de la vétusté et de la capacité faible et sera considérée comme celle de réserve.

Tableau 3.2-5 Comparaison du nombre de ternes

| | Composition de ternes | Fiabilité | Coût | Evaluation |
|------------|---|-------------------------------|---|---------------|
| Scénario 1 | Existant 1c.c.t. + Créé 1c.c.t. (JICA) | Fiabilité N-1 non garantie | Moins cher | |
| Scénario 2 | Existant 1c.c.t.(*1) + Créé 2c.c.t. (JICA) | Fiabilité N-1 garantie | Standard | retenu |
| Scénario 3 | Enlèvement de la ligne de transport existante Créé 2c.c.t. (JICA) | Fiabilité N-1 garantie | Légèrement élevé (coût d'enlèvement) | |

(*1) : L'objectif de garder la ligne de transport existante est d'assurer la route lors de la reconstruction des pylônes à l'avenir et la connexion de détour pour la maintenance.

Source : Equipe de l'étude de la JICA

3.3 Analyse du réseau du projet

Dans la première étude de terrain, la configuration du réseau a été envisagée comme suit. Le modèle de base est montré dans la Figure 3.3-1. En se référant au modèle de base, la concertation avec CI-ENERGIES a été menée comme indiquée ci-dessous. La comparaison des configurations du réseau est montrée dans la Figure 3.3-2.

Dans l'option A, le nombre d'entrée en coupure au poste Yamoussoukro est 1π , au lieu de 2π . Dans ce cas, la longueur de la ligne de transport est environ 5 % plus courte que celle du modèle de base. La fiabilité N-1 est aussi assurée.

devra être confirmée lors de l'exécution)

Dans l'option B, le nombre d'entrée en coupure au poste Kossou est 1π , ainsi que le poste Yamoussoukro 2. Dans ce cas, la longueur de la ligne est plus courte, mais la tension sera remise en question lors de l'incident. (Tableau 3.3-1).

Après concertation avec CI-ENERGIES, l'Option A qui est fiable et plus économique par rapport au modèle de base, a été retenue.

A propos de la connexion avec le poste Bouaké 2, le nombre d'entrée en coupure est 1π à cause du problème de tension. La connexion permet de construire la ligne de transport entre les postes Taabo, Kossou et Bouaké, dans les meilleurs délais, indépendamment de l'achèvement de la construction du poste Bouaké 3.

Les analyses des charges, tension, courant de court-circuit et stabilité transitoire ont été effectuées sur la base d'un nouveau modèle du réseau 225 kV de 2040 avec la ligne de transport de double teneur. Les résultats de l'analyse sont montrés aux figures Figure 3.3-3 à Figure 3.3-8. Dans la présente analyse, le projet financé par CI-ENERGIES est pris en compte.

Schéma du système de 225kV dans le cadre du projet de la JICA

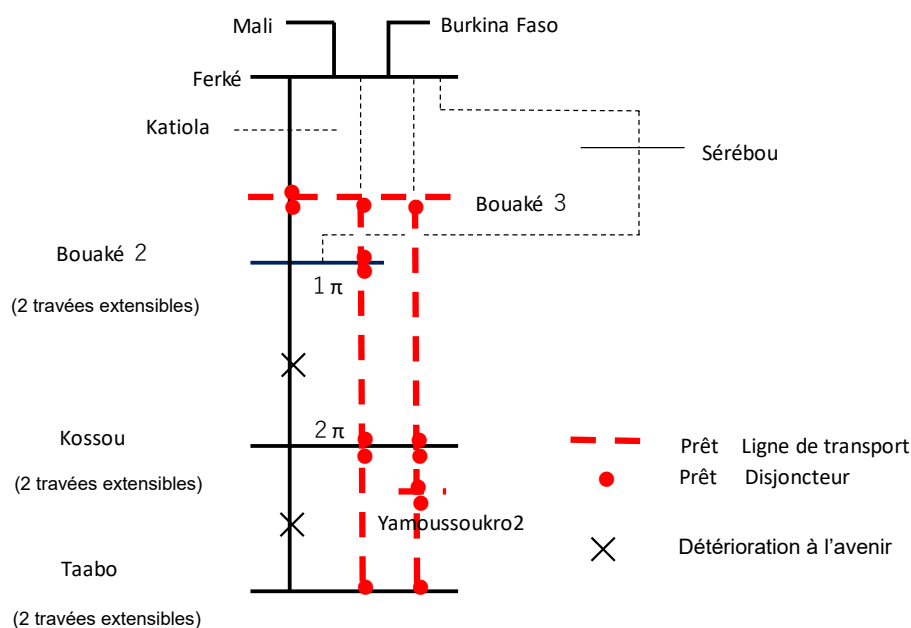
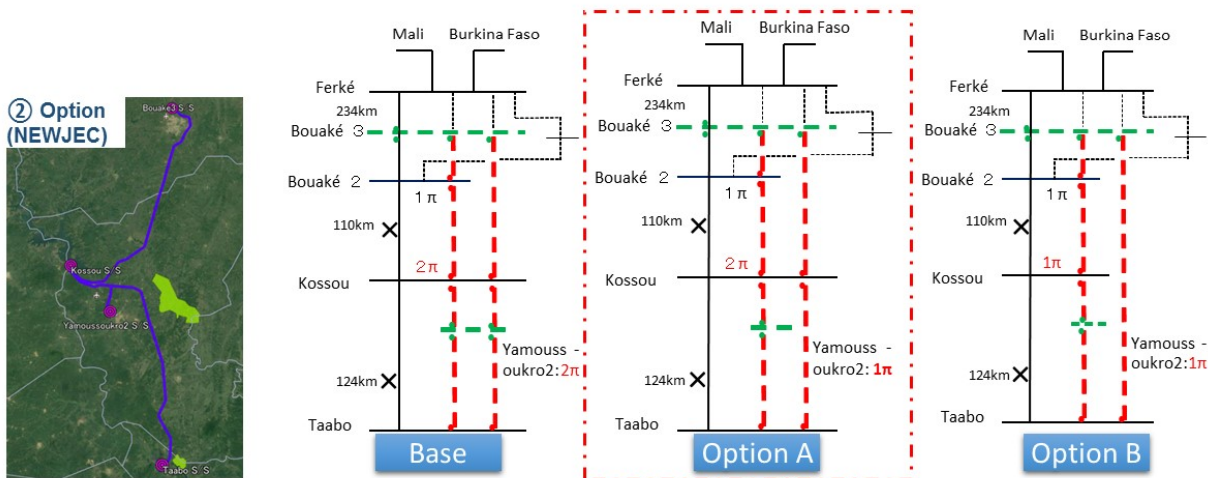


Figure 3.3-1 Configuration du réseau (modèle de base)

Unité: km

| Nom | Taabo – Kossou | Branche Yamoussoukro2 | Kossou - Bouaké3 | Total | Référence |
|---------------------------------|-------------------------|---------------------------|--------------------------------------|----------------|--|
| NEWJEC (1 c.c.t) | 123 | 28,8 (14,4 x 2 lines) | 129 | 280,8 | Poste Kossou : 1π Poste Yamoussoukro 2 : 1π |
| NEWJEC (2 c.c.t) BASE | 246 (123x2) | 57,6 (14,4 x 4 lines) | 264,4 (129x2+3.2 ¹ x2) | 568,0 | Poste Kossou : 2π Poste Yamoussoukro 2 : 2π |
| Option A (2 c.c.t) | - | -28,8 (14,4 x 2 lines) | - | 539,2 (95%) | Poste Kossou : 2π Poste Yamoussoukro 2 : 1π |
| Option B (2 c.c.t) | -41,4 (-46,7*2+26*2) | -28,8 (14,4 x 2 lines) | - | 497,8 (88%) | Poste Kossou : 1π Poste Yamoussoukro 2 : 1π |

*1: L'entrée en coupure π à Bouaké 2 y compris le câble souterrain (1,1km), La distance des lignes de transport est mesurée par Google Earth.



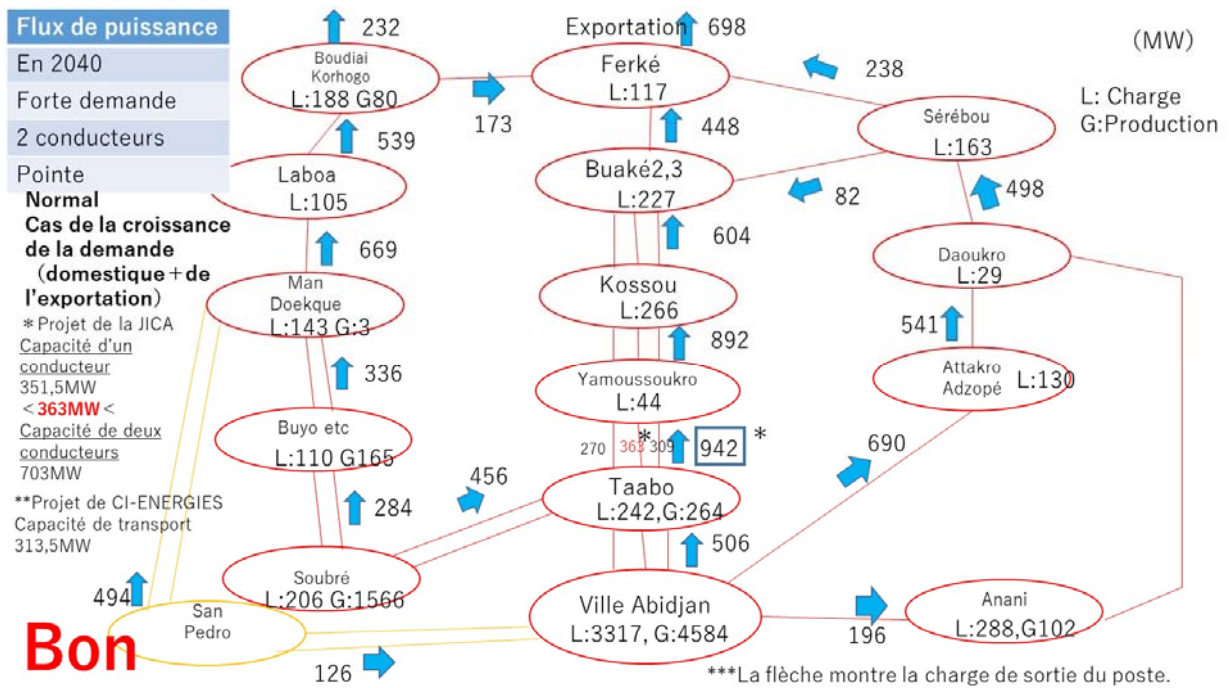
Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 3.3-2 Comparaison des configurations du réseau

Tableau 3.3-1 Exemple du résultat de l'analyse pour étudier la configuration du réseau

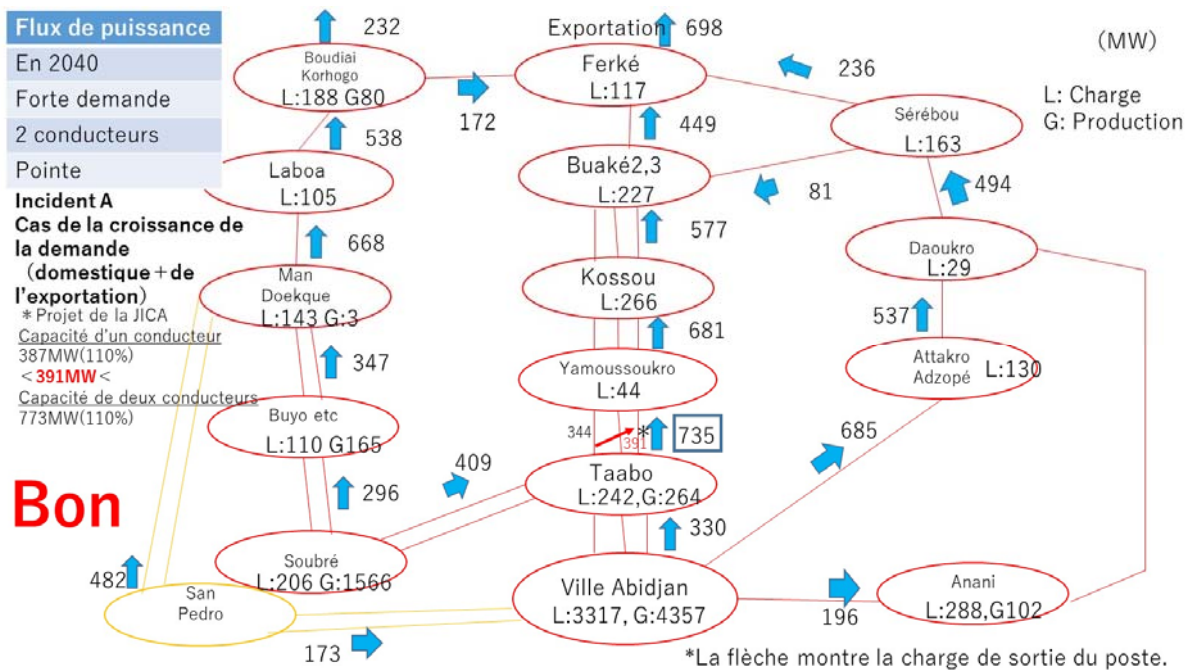
| | Kossou 2π | Kossou 1π |
|-------------------|--------------|--------------|
| Situation normale | Bon | Bon |
| Incident (N-1) | Bon | Pas bon |

Source : Equipe de l'étude de la JICA



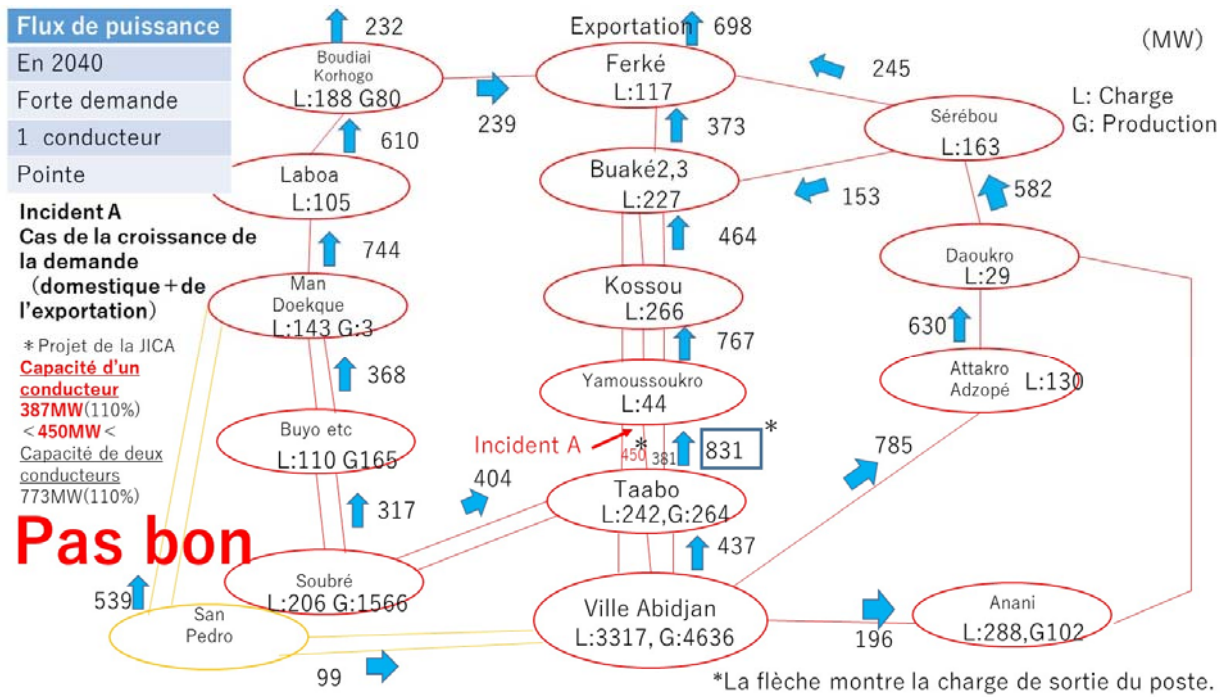
Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 3.3-3 Résultat de l'analyse des charges (2 conducteurs, situation normale)



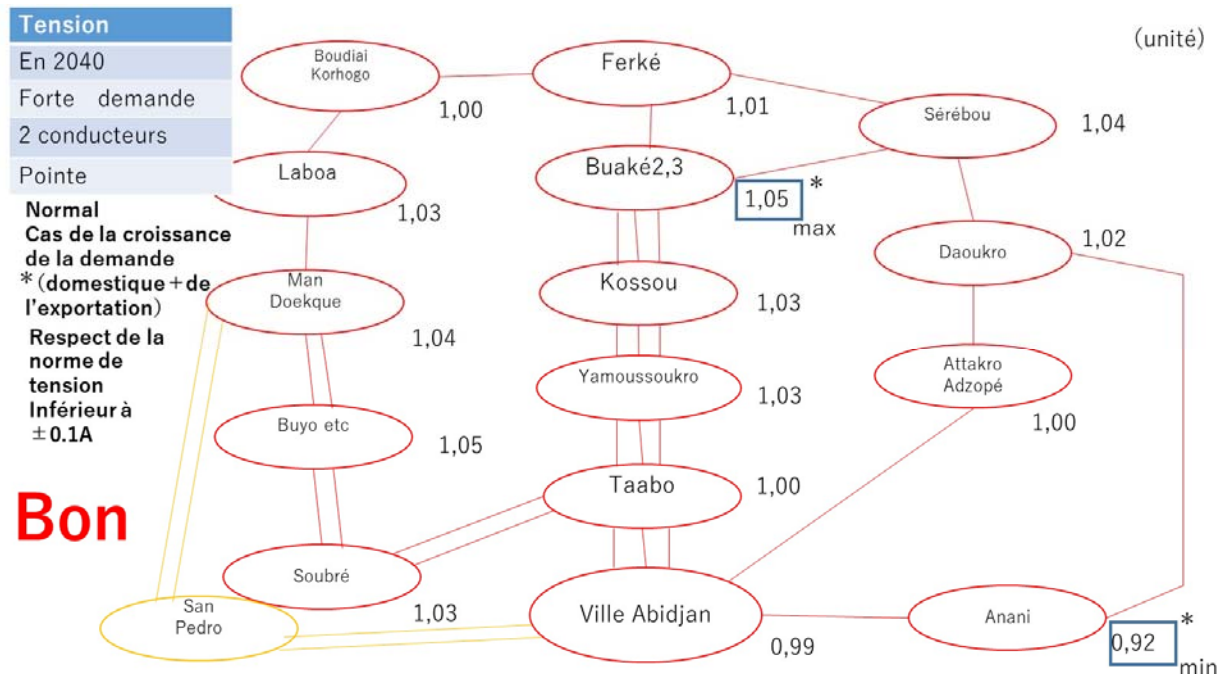
Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 3.3-4 Résultat de l'analyse des charges (2 conducteurs, lors de l'incident)



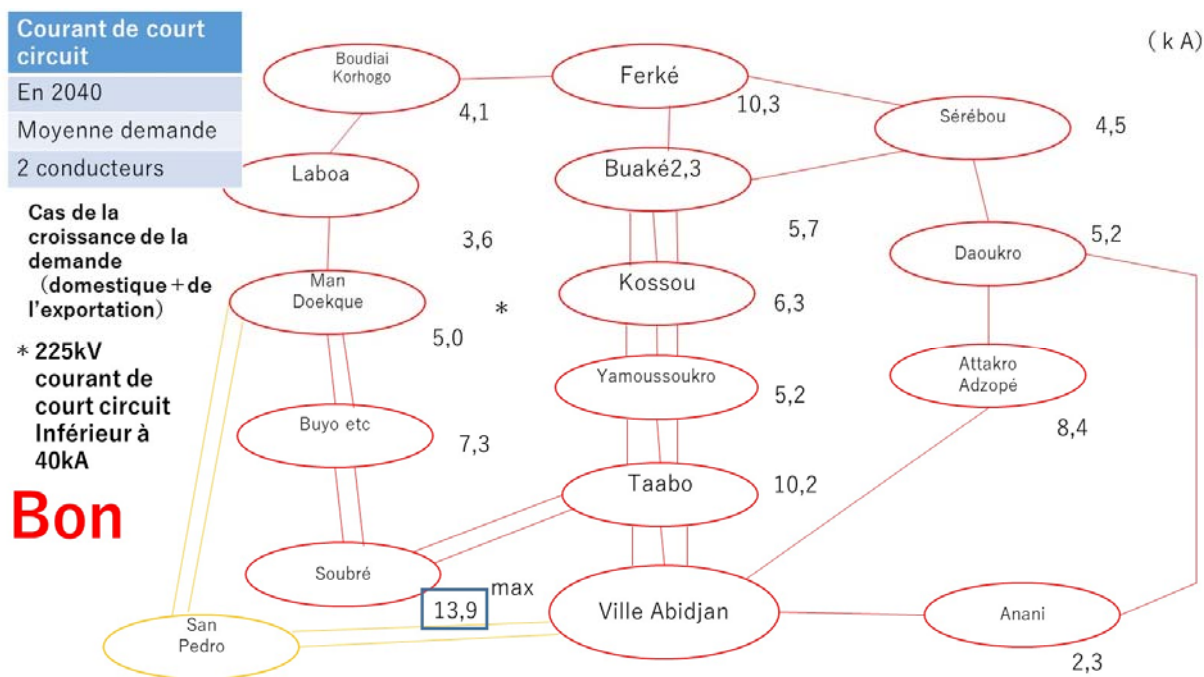
Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 3.3-5 Résultat de l'analyse des charges (1 conducteur, lors de l'incident)



Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 3.3-6 Résultat de l'analyse de la tension



Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 3.3-7 Résultat de l'analyse de la capacité de court-circuit

| No de conducteurs | Demande Après la révision | Résultat de l'analyse des charges Dans la plage de la chaleur spécifique Considération de la critère N-1 | Résultat de l'analyse de la tension ± 10% | Résultat de l'analyse du courant de court-circuit Réseau 225kV moins de 40kA |
|-------------------|---------------------------|--|---|--|
| 1 | Scénario haut | Pas bon | Bon | Bon |
| 2 | Scénario haut | Bon | Bon | Bon |

Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 3.3-8 Résultat de l'analyse du réseau

3.4 Nécessité et pertinence de renforcement du réseau de distribution

CI-ENERGIES envisage le renforcement du réseau de distribution dans les villes de Yamoussoukro et de Bouaké lié à la création des postes de Yamoussoukro 2 et de Bouaké 3 dans le cadre de ce projet. CI-ENERGIES a déjà mené l'étude d'avant-projet détaillée pour ce renforcement. Le contenu de cette étude est décrit ci-dessous.

3.4.1 Plan de renforcement du réseau de distribution dans la ville de Yamoussoukro

(1) Situation actuelle du réseau de distribution dans la ville de Yamoussoukro

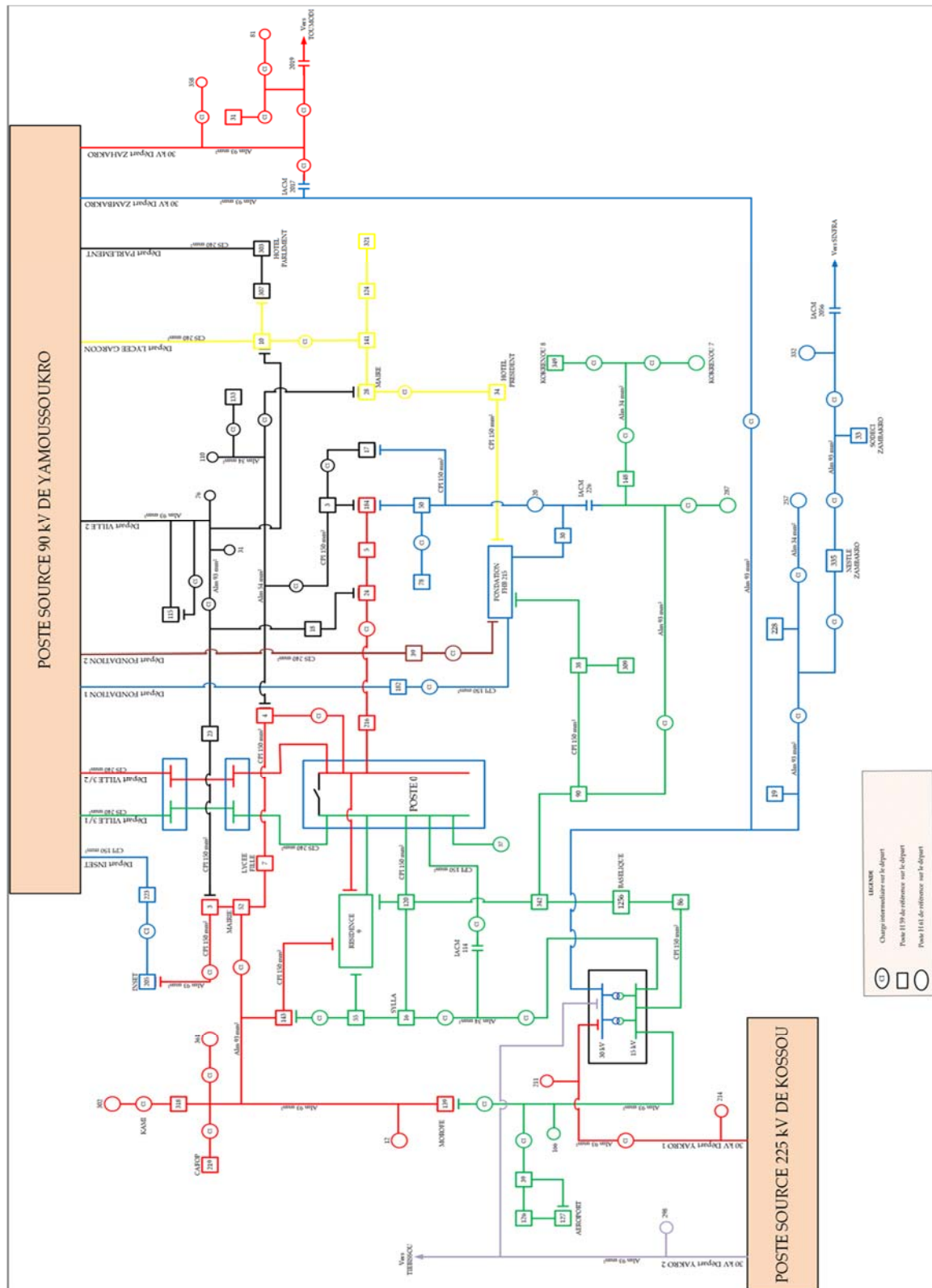
La ville de Yamoussoukro est actuellement alimentée par le poste source de Yamoussoukro 1. Ce poste est connecté au réseau de transport par les lignes 90 kV Kossou-Yamoussoukro et Dimbokro-Yamoussoukro. Dans le poste de Yamoussoukro, il y a 3 transformateurs installés (1 unité de 90/30 kV · 24 MVA et 2 unités de 90/15 kV · 40 MVA). Deux départs 30 kV partant du poste source de Kossou sont raccordés au réseau de distribution 15 kV de Yamoussoukro par l'intermédiaire du poste 30/15 kV installé dans la ville.

Les départs HTA en service issus du poste de Yamoussoukro sont au nombre de 10 avec 8 départs 15 kV et 2 départs 30 kV. Le Tableau 3.4-1 montre la liste des départs HTA et la Figure 3.4-1 représente le schéma unifilaire des lignes de distribution.

Tableau 3.4-1 Liste des départs HTA dans la ville de Yamoussoukro

| Ville | Charge de ligne de distribution (MW) | Câble souterrain (km) | Ligne aérienne (km) | Total (km) |
|--------------------|--------------------------------------|-----------------------|---------------------|--------------|
| 15 kV FONDATION 2 | 1.7 | 8.9 | 4.0 | 12.9 |
| 15 kV HOTEL DEPUTE | 1.0 | 9.5 | 0.0 | 9.5 |
| 15 kV INSET | 2.6 | 15.3 | 0.0 | 15.3 |
| 15 kV LYCEE GARCON | 3.9 | 13.3 | 0.0 | 13.3 |
| 15 kV VILLE 3/1 | 4.3 | 27.0 | 37.6 | 64.6 |
| 15 kV VILLE 3/2 | 5.4 | 22.7 | 19.5 | 42.2 |
| 15 kV VILLE 2 | 4.8 | 6.0 | 19.2 | 25.2 |
| 15 kV FONDATION 1 | 4.5 | 12.1 | 4.0 | 16.1 |
| 30 kV ZAAKRO | 4.9 | 9.7 | 92.2 | 101.9 |
| 30 kV ZAMBAKRO | 8.4 | 3.0 | 87.4 | 90.4 |
| TOTAL | | 127.4 | 264.0 | 391.4 |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES



Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

Figure 3.4-1 Schéma unifilaire du réseau de distribution dans la ville de Yamoussoukro

(2) Analyse du réseau

Dans l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES, une simulation utilisant le logiciel d'analyse du réseau, NEPLAN a été réalisée sur la base du réseau de distribution actuel, des charges actuelles (en 2017) et des charges prévues pour 2030. Cette simulation est effectuée en situation normale et en cas de N-1 (au moment de l'incident sur une ligne de distribution adjacente). Trois (03) éléments ont été analysés à savoir le taux de charge, la chute de tension et les pertes techniques des départs HTA.

Les critères utilisés pour l'analyse sont les suivants:

- Courant admissible en situation normale : 65 % de la capacité de ligne
- Courant admissible en situation de secours : 110% de la capacité de ligne
- Chute de tension admissible en situation normale : ± 7.5 %
- Chute de tension admissible en situation de secours : ± 10 %
- Limite de la perte des lignes de distribution : 2 % (MV seulement)

Les codes couleurs utilisés dans les résultats d'analyse des chapitres suivants, en fonction des critères mentionnés ci-dessous, sont :

Vert : pas de problème,

Jaune : limite de capacité, pertes et chute de tension à la limite admissible, fonctionnement hors de l'optimum technico économique ($65 \% \leq \text{Taux} \leq 100 \%$), et

Rouge : dépassement de capacité et forte contrainte thermique sur les câbles ($\text{Taux} \geq 100 \%$), pertes et chutes de tension très importantes.

1) Résultats de l'analyse des charges actuelles

○ Résultats de l'analyse en situation normale

Les résultats de l'analyse en situation normale sur la base des charges en 2017 sont montrés dans les Tableaux 3.4-2, 3.4-3 et 3.4-4.

Bien que le taux de charge d'une ligne de distribution dépasse 65 % du courant admissible en situation normale, il n'y aura pas de problème, car la majorité se situe dans la valeur limite. Cependant, étant donné qu'il existe un déséquilibre dans les charges de chaque ligne de distribution, la configuration du réseau de distribution sera ajustée pour niveler les charges.

Des chutes de tension et des pertes au-delà des limites admissibles sont observées sur six (06) lignes. Etant donné que certaines lignes de distribution subissent d'importantes chutes de tension et des pertes au-delà des limites admissibles, même en situation normale, il est nécessaire de renforcer les réseaux de distribution.

Tableau 3.4-2 Analyse des charges des lignes de distribution (2017, en situation normale)

| Poste de source | Transformateur 90kV/HTA | Ligne de distribution | Charge en 2017 (MW) | Sortie du poste | |
|-----------------|----------------------------|-----------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------|
| | | | | Type de conducteur | Taux d'utilisation |
| YAMOOUSSOUKRO | TFO 90/15 kV 40MVA N°2 | 15 kV FONDATION 2 | 1.7 | CIS 240 mm ² | 16.3% |
| | | 15 kV HOTEL DEPUTE | 1.0 | CIS 240 mm ² | 9.5% |
| | | 15 kV INSET | 2.6 | CIS 240 mm ² | 25.8% |
| | | 15 kV LYCEE GARCON | 3.9 | CIS 240 mm ² | 38.2% |
| | | 15 kV VILLE 3/1 | 4.3 | CIS 240 mm ² | 41.5% |
| | TFO 90/15 kV 40 MVA N°1 | 15 kV VILLE 3/2 | 5.4 | CIS 240 mm ² | 55.0% |
| | | 15 kV VILLE 2 | 4.8 | Alm 93 mm ² | 66.3% |
| | | 15 kV FONDATION 1 | 4.5 | CIS 240 mm ² | 46.2% |
| | TFO 90/33 kV 24 MVA N°1 | 30 kV ZAAKRO | 4.9 | Alm 93 mm ² | 23.1% |
| | | 30 kV ZAMBAKRO | 8.4 | Alm 93 mm ² | 55.2% |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

Tableau 3.4-3 Analyse de la chute de tension (2017, en situation normale)

| Transformateur 90 kV/ HTA | Ligne de distribution | Charge en 2017 (MW) | Chute maximum de tension |
|------------------------------|-----------------------|---------------------------|--------------------------------|
| TFO 90/15 kV 40MVA N°2 | 15 kV FONDATION 2 | 1.7 | 1.3% |
| | 15 kV HOTEL DEPUTE | 1.0 | 1.5% |
| | 15 kV INSET | 2.6 | 3.2% |
| | 15 kV LYCEE GARCON | 3.9 | 2.8% |
| | 15 kV VILLE 3/1 | 4.3 | 6.4% |
| TFO 90/15 kV 40 MVA N°1 | 15 kV VILLE 3/2 | 5.4 | 8.2% |
| | 15 kV VILLE 2 | 4.8 | 10.0% |
| | 15 kV FONDATION 1 | 4.5 | 7.9% |
| TFO 90/33 kV 24 MVA N°1 | 30 kV ZAAKRO | 4.9 | 5.7% |
| | 30 kV ZAMBAKRO | 8.4 | 10.2% |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

Tableau 3.4-4 Perte des lignes de distribution (2017, en situation normale)

| Transformateur 90 kV/ HTA | Ligne de distribution | Charge en 2017 (MW) | Perte technique |
|------------------------------|-----------------------|---------------------------|--------------------|
| TFO 90/15 kV 40MVA N°2 | 15 kV FONDATION 2 | 1.7 | 0.2% |
| | 15 kV HOTEL DEPUTE | 1.0 | 0.8% |
| | 15 kV INSET | 2.6 | 1.9% |
| | 15 kV LYCEE GARCON | 3.9 | 1.3% |
| | 15 kV VILLE 3/1 | 4.3 | 4.1% |
| TFO 90/15 kV 40 MVA N°1 | 15 kV VILLE 3/2 | 5.4 | 3.6% |
| | 15 kV VILLE 2 | 4.8 | 7.9% |
| | 15 kV FONDATION 1 | 4.5 | 3.3% |
| TFO 90/33 kV 24 MVA N°1 | 30 kV ZAAKRO | 4.9 | 4.7% |
| | 30 kV ZAMBAKRO | 8.4 | 1.0% |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

○ Résultat de l'analyse lors d'un incident N-1

En cas d'incident N-1, il y a une augmentation de la charge sur le départ HTA secours, de sorte à sauver la charge du départ en contrainte. Les résultats de l'analyse lors de l'incident N-1 sur la base des charges en 2017 sont indiqués dans le Tableau 3.4-5 et le Tableau 3.4-6.

Tous les départs ont des taux de charge inférieur à la limite admissible de 110 % en situation N-1. Cependant, certains départs ayant un taux de charge proche de la limite admissible ; il est nécessaire de les renforcer dans un future proche en fonction de l'augmentation de la demande.

Sept (07) départs ont des chutes de tension au-delà de 7 %. Sur le départ 30 kV Zambakro, la chute de tension est importante et atteint plus de 30 %. Il est nécessaire de renforcer les réseaux de distribution afin d'éviter une baisse significative de la qualité de l'énergie électrique.

Tableau 3.4-5 Analyse des charges des lignes de distribution (2017, lors de l'incident)

| Ligne de distribution | Ligne de distribution de l'incident | Charge lors de l'incident (MW) | Sortie du poste | | Autre tronçon majeur | |
|-----------------------|-------------------------------------|--------------------------------|-------------------------|--------------------|-------------------------|--------------------|
| | | | Type de conducteur | Taux d'utilisation | Type de conducteur | Taux d'utilisation |
| 15 kV FONDATION 2 | 15 kV FONDATION 1 | 6.2 | CIS 240 mm ² | 63.3% | CPI 150 mm ² | 81.2% |
| 15 kV HOTEL DEPUTE | 15 kV LYCEE GARCON | 4.9 | CIS 240 mm ² | 46.7% | CPI 150 mm ² | 42.1% |
| 15 kV INSET | 15 kV VILLE 3/2 | 8.0 | CIS 240 mm ² | 81.0% | CIS 150 mm ² | 84.4% |
| 15 kV LYCEE GARCON | 15 kV HOTEL DEPUTE | 4.9 | CIS 240 mm ² | 47.9% | CPI 150 mm ² | 84.6% |
| 15 kV VILLE 3/1 | 15 kV VILLE 3/2 | 9.7 | CIS 240 mm ² | 97.7% | CPI 150 mm ² | 47.9% |
| | 30 kV ZAMBAKRO | 12.7 | Alm 93 mm ² | 90.2% | CIS 150 mm ² | 100.3% |
| 15 kV VILLE 3/2 | 15 kV INSET | 8.0 | CIS 240 mm ² | 82.9% | CPI 150 mm ² | 107.3% |
| | 15 kV VILLE 3/1 | 9.7 | CIS 240 mm ² | 97.3% | CPI 150 mm ² | 59.2% |
| 15 kV VILLE 2 | 15 kV LYCEE GARCON | 8.7 | CIS 240 mm ² | 87.5% | CPI 150 mm ² | 48.0% |
| 15 kV FONDATION 1 | 15 kV FONDATION 2 | 6.2 | CIS 240 mm ² | 62.5% | CPI 150 mm ² | 36.7% |
| 30 kV ZAAKRO | 30 kV ZAMBAKRO | 13.3 | Alm 93 mm ² | 85.8% | | |
| 30 kV ZAMBAKRO | 30 kV ZAAKRO | 13.3 | CIS 240 mm ² | 64.4% | | |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

Tableau 3.4-6 Analyse de la chute de tension (2017, lors de l'incident)

| Poste | Ligne de distribution | Ligne de distribution de l'incident | Charge lors de l'incident (MW) | Chute maximum de tension |
|----------------|-----------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| YAMOOUSSOUKRO | 15 kV FONDATION 2 | 15 kV FONDATION 1 | 6.2 | 9.2% |
| | 15 kV HOTEL DEPUTE | 15 kV LYCEE GARCON | 4.9 | 4.0% |
| | 15 kV INSET | 15 kV VILLE 3/2 | 8.0 | 10.2% |
| | 15 kV LYCEE GARCON | 15 kV HOTEL DEPUTE | 4.9 | 7.5% |
| | 15 kV VILLE 3/1 | 15 kV VILLE 3/2 | 9.7 | 11.8% |
| | | 30 kV ZAMBAKRO | 12.7 | 31.2% |
| | 15 kV VILLE 3/2 | 15 kV INSET | 8.0 | 18.5% |
| | | 15 kV VILLE 3/1 | 9.7 | 11.4% |
| | 15 kV VILLE 2 | 15 kV LYCEE GARCON | 8.7 | 5.7% |
| | 15 kV FONDATION 1 | 15 kV FONDATION 2 | 4.5 | 6.7% |
| | 30 kV ZAAKRO | 30 kV ZAMBAKRO | 13.3 | 13.4% |
| 30 kV ZAMBAKRO | 30 kV ZAAKRO | 13.3 | 11.3% | |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

2) Résultat de l'analyse sur la base des charges prévues de 2030

○ Résultat de l'analyse en situation normale

Les résultats de l'analyse sur la base des charges prévues de 2030 sont montrés dans le Tableau 3.4-7, le Tableau 3.4-8 et le Tableau 3.4-9.

A propos des charges des lignes de distribution, d'ici 2030, cinq (05) départs sur dix (10) dépasseront 65 % du courant admissible en situation normale, dont deux (02) seront surchargés à plus de 100 %. En ce qui concerne la chute de tension et les pertes techniques, plus de la moitié des départs dépasseront les limites admissibles. S'il n'y a pas d'investissement dans le réseau de distribution de la ville de Yamoussoukro, où une augmentation constante de la demande est attendue, on prévoit une pénurie de la capacité d'approvisionnement et une baisse significative de la qualité de l'électricité. Il sera donc nécessaire de renforcer le réseau de distribution.

Tableau 3.4-7 Analyse des charges des lignes de distribution (2017~2030, en situation normale)

| Ligne de distribution | Taux d'utilisation des lignes de distribution (%) | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------|---|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| 15 kV FONDATION 2 | 16.3 | 17.0 | 18.1 | 19.3 | 20.5 | 21.7 | 22.8 | 24.0 | 25.2 | 26.3 | 27.5 | 28.7 | 29.9 | 31.1 |
| 15 kV HOTEL DEPUTE | 10.0 | 10.1 | 10.1 | 10.1 | 10.1 | 10.1 | 10.1 | 10.2 | 10.2 | 10.2 | 10.2 | 10.2 | 10.2 | 10.2 |
| 15 kV INSET | 25.9 | 27.0 | 28.8 | 30.5 | 32.4 | 34.1 | 36.0 | 37.8 | 39.7 | 41.4 | 43.2 | 45.1 | 46.9 | 48.8 |
| 15 kV LYCEE GARCON | 38.3 | 39.9 | 43.6 | 45.2 | 47.9 | 50.6 | 53.4 | 56.1 | 58.8 | 61.5 | 64.2 | 67.0 | 69.7 | 72.6 |
| 15 kV VILLE 3/1 | 41.7 | 43.5 | 46.4 | 49.3 | 52.3 | 55.3 | 58.3 | 61.2 | 64.3 | 67.3 | 70.3 | 73.4 | 76.5 | 79.4 |
| 15 kV VILLE 3/2 | 55.5 | 57.9 | 61.8 | 65.7 | 69.8 | 73.8 | 77.8 | 81.8 | 85.8 | 89.9 | 94.1 | 98.1 | 102.2 | 106.3 |
| 15 kV VILLE 2 | 66.3 | 69.1 | 73.8 | 78.5 | 83.1 | 87.9 | 92.6 | 97.5 | 102.3 | 107.2 | 112.0 | 116.9 | 122.0 | 126.9 |
| 15 kV FONDATION 1 | 46.6 | 48.6 | 51.8 | 55.2 | 58.5 | 61.8 | 65.1 | 68.4 | 71.8 | 75.1 | 78.5 | 81.9 | 85.3 | 88.7 |
| 30 kV ZAAKRO | 23.1 | 23.4 | 23.6 | 23.9 | 24.2 | 24.5 | 24.7 | 25.0 | 25.4 | 25.6 | 25.9 | 26.3 | 26.5 | 26.9 |
| 30 kV ZAMBAKRO | 55.2 | 55.8 | 56.5 | 57.1 | 57.8 | 58.5 | 59.2 | 60.0 | 60.7 | 61.4 | 62.1 | 62.8 | 63.6 | 64.4 |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

Tableau 3.4-8 Analyse de la chute de tension (2017~2030, en situation normale)

| Ligne de distribution | Chute de tension (%) | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| 15 kV FONDATION 2 | 1.3 | 1.3 | 1.5 | 1.6 | 1.7 | 1.9 | 2.0 | 2.1 | 2.3 | 2.4 | 2.5 | 2.7 | 2.8 | 3.0 |
| 15 kV HOTEL DEPUTE | 1.5 | 1.6 | 1.7 | 1.8 | 1.9 | 2.0 | 2.1 | 2.2 | 2.3 | 2.5 | 2.6 | 2.7 | 2.8 | 2.9 |
| 15 kV INSET | 3.5 | 3.6 | 3.9 | 4.1 | 4.3 | 4.8 | 4.5 | 4.8 | 5.1 | 5.3 | 5.6 | 5.9 | 6.1 | 6.4 |
| 15 kV LYCEE GARCON | 2.8 | 2.9 | 3.0 | 3.2 | 3.6 | 3.9 | 4.1 | 4.4 | 4.6 | 4.9 | 5.1 | 5.3 | 5.6 | 5.8 |
| 15 kV VILLE 3/1 | 6.4 | 6.7 | 7.2 | 7.6 | 8.1 | 8.7 | 9.2 | 9.7 | 10.2 | 10.7 | 11.2 | 11.7 | 12.3 | 12.8 |
| 15 kV VILLE 3/2 | 8.2 | 8.5 | 8.5 | 9.6 | 10.1 | 10.6 | 10.6 | 11.1 | 11.6 | 12.1 | 12.7 | 13.2 | 13.7 | 14.2 |
| 15 kV VILLE 2 | 10.0 | 10.4 | 11.1 | 11.7 | 12.4 | 13.1 | 13.7 | 14.4 | 15.1 | 15.8 | 16.5 | 17.2 | 17.9 | 18.7 |
| 15 kV FONDATION 1 | 7.9 | 8.1 | 8.6 | 9.1 | 9.6 | 10.1 | 11.1 | 11.7 | 12.2 | 12.8 | 13.3 | 13.9 | 14.4 | 15.0 |
| 30 kV ZAAKRO | 5.7 | 5.9 | 6.1 | 6.2 | 6.4 | 6.6 | 6.8 | 7.0 | 7.3 | 7.5 | 7.7 | 7.9 | 8.1 | 8.4 |
| 30 kV ZAMBAKRO | 10.2 | 10.4 | 10.7 | 10.9 | 11.2 | 11.4 | 11.7 | 12.0 | 12.2 | 12.5 | 12.8 | 13.1 | 13.4 | 13.7 |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

Tableau 3.4-9 Analyse des pertes des lignes de distribution (2017~2030, en situation normale)

| Ligne de distribution | Perte des lignes de distribution (%) | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| 15 kV FONDATION 2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 |
| 15 kV HOTEL DEPUTE | 0.8 | 0.8 | 0.9 | 0.9 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.1 | 1.1 | 1.2 | 1.2 | 1.3 | 1.3 |
| 15 kV INSET | 1.9 | 1.8 | 1.9 | 2.0 | 2.2 | 2.3 | 2.4 | 2.5 | 2.7 | 2.8 | 3.0 | 3.1 | 3.2 | 3.3 |
| 15 kV LYCEE GARCON | 1.3 | 1.4 | 1.6 | 1.6 | 1.7 | 1.8 | 1.9 | 2.0 | 2.1 | 2.2 | 2.3 | 2.4 | 2.5 | 2.6 |
| 15 kV VILLE 3/1 | 4.1 | 3.2 | 3.5 | 3.7 | 3.9 | 4.2 | 4.4 | 4.6 | 4.9 | 5.1 | 5.4 | 5.6 | 5.9 | 6.1 |
| 15 kV VILLE 3/2 | 3.6 | 3.8 | 4.0 | 4.3 | 4.6 | 4.9 | 5.2 | 5.4 | 5.7 | 6.0 | 6.3 | 6.6 | 6.9 | 7.2 |
| 15 kV VILLE 2 | 7.9 | 8.3 | 8.9 | 9.5 | 10.1 | 10.7 | 11.3 | 12.0 | 12.6 | 13.3 | 13.9 | 14.6 | 15.3 | 13.0 |
| 15 kV FONDATION 1 | 3.3 | 3.4 | 3.6 | 3.9 | 4.2 | 4.4 | 4.7 | 4.9 | 5.2 | 5.4 | 5.7 | 6.0 | 6.2 | 6.5 |
| 30 kV ZAAKRO | 3.5 | 3.5 | 3.5 | 3.5 | 3.5 | 3.5 | 3.5 | 3.5 | 3.5 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 |
| 30 kV ZAMBAKRO | 5.8 | 5.9 | 6.0 | 6.1 | 6.1 | 6.2 | 6.3 | 6.4 | 6.5 | 6.6 | 6.7 | 6.8 | 6.9 | 7.0 |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

(3) Plan de renforcement des réseaux de distribution

Sur la base des résultats d'analyse précédents, le projet de renforcement du réseau de distribution indiqué dans la Figure 3.4-2 a été établi. Une analyse de réseau similaire a été effectuée sur le modèle du réseau de distribution renforcé, et il a été confirmé qu'il n'y avait aucun problème sur la capacité d'approvisionnement et la qualité. L'exemple de l'analyse est présenté dans le Tableau 3.4-10.

Tableau 3.4-10 Exemple de l'analyse de la chute de tension

Unité : %

| Départ | Chute de tension (%) | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| 15 kV FONDATION 2 | 1.3 | 1.4 | 1.5 | 1.6 | 1.73 | 1.9 | 2 | 2.13 | 2.3 | 2.4 | 2.5 | 2.7 | 2.8 | 3 |
| 15 kV HOTEL DEPUTE | 1.5 | 1.6 | 1.7 | 1.8 | 1.9 | 2 | 2.1 | 2.2 | 2.4 | 2.5 | 2.6 | 2.7 | 2.8 | 2.9 |
| 15 kV INSET | 3.5 | 3.6 | 3.9 | 4.1 | 4.3 | 4.5 | 4.8 | 4.8 | 5.07 | 5.3 | 5.6 | 5.9 | 6.1 | 6.4 |
| 15 kV LYCEE GARCON | 2.8 | 2.9 | 3 | 2.7 | 2.9 | 3.1 | 3.3 | 3.5 | 3.7 | 3.9 | 4.1 | 4.2 | 4.4 | 4.6 |
| 15 kV VILLE 3/1 | 6.4 | 6.7 | 7.2 | 3 | 3.3 | 3.5 | 3.7 | 3.9 | 4.1 | 4.3 | 4.6 | 4.8 | 5 | 5.2 |
| 15 kV VILLE 3/2 | 8.2 | 8.5 | 8.5 | 5.9 | 6.2 | 6.5 | 6.8 | 7.1 | 7.4 | 7.6 | 8 | 8.3 | 8.6 | 8.9 |
| 15 kV VILLE 2 | 8.7 | 9.4 | 9.9 | 5.9 | 6.2 | 6.5 | 6.8 | 7.1 | 7.4 | 7.50% | 7.9 | 8.3 | 8.6 | 8.9 |
| 15 kV FONDATION 1 | 7.9 | 8.1 | 8.6 | 6 | 6.1 | 6.2 | 6.5 | 6.8 | 7.1 | 7.4 | 7.7 | 8 | 8.3 | 8.6 |
| 30 kV ZAAKRO | 5.7 | 5.9 | 6.1 | 6.2 | 6.4 | 6.6 | 6.8 | 7 | 7.3 | 7.5 | 7.7 | 7.9 | 8.1 | 8.4 |
| 30 kV ZAMBAKRO | 10.2 | 10.4 | 10.7 | 5.9 | 5.9 | 6.2 | 6.4 | 6.5 | 6.7 | 6.8 | 7 | 7.2 | 7.3 | 7.5 |

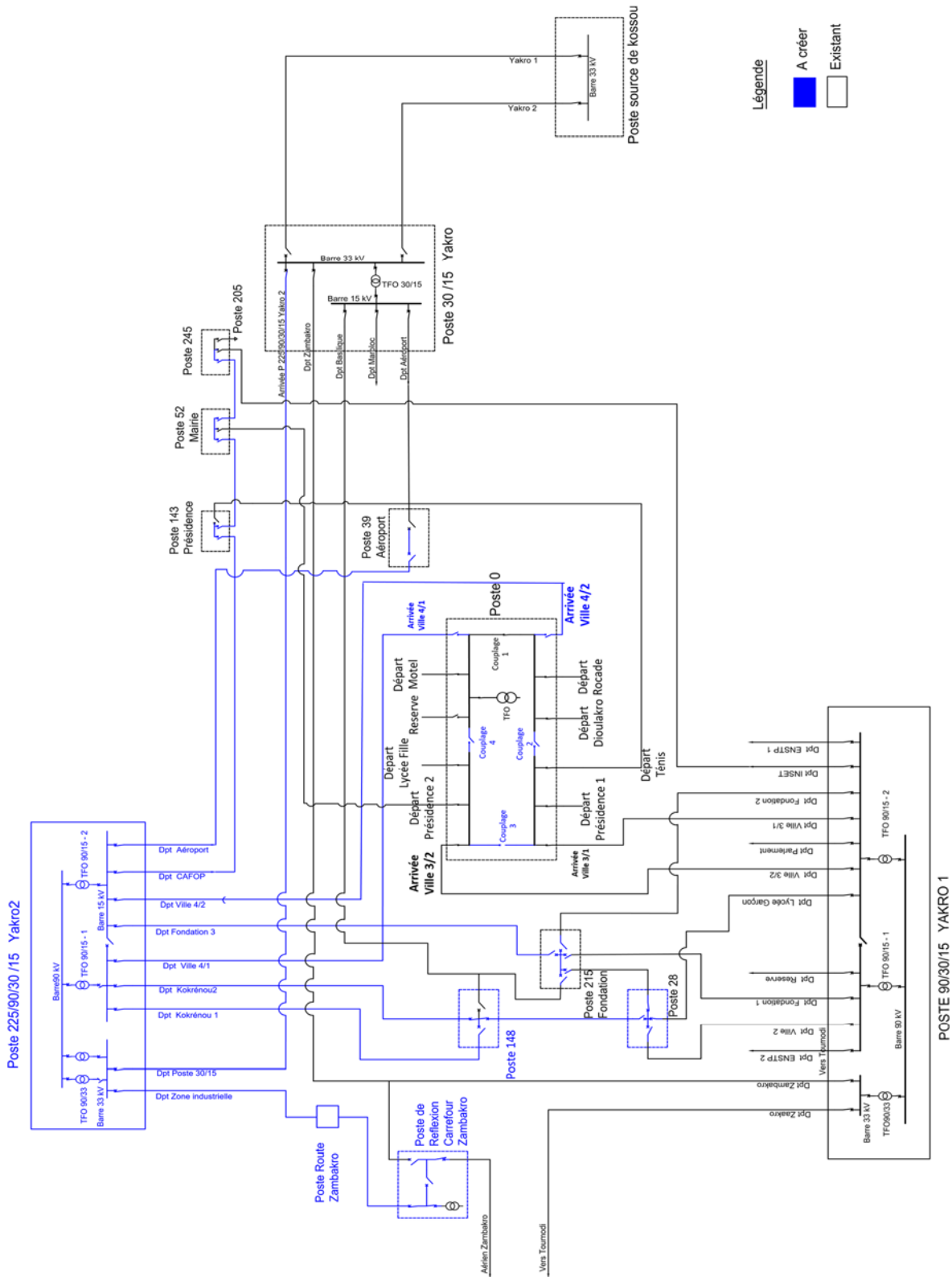


Figure 3.4-2 Plan de renforcement du réseau de distribution dans la ville de Yamoussoukro

3.4.2 Plan de renforcement du réseau de distribution dans la ville de Bouaké

(1) Situation actuelle du réseau de distribution dans la ville

Le réseau de distribution à Bouaké est alimenté par deux postes de source : le poste de Bouaké 1 (90/30/15 kV) et le poste de Bouaké 2 (225/90 /15 kV).

Le poste source de Bouaké 1 est relié au réseau de transport par les lignes 90 kV Bouaké 1- Kossou et Bouaké 1 - Bouaké 2. Ce poste dispose de trois (03) transformateurs; un transformateur de 90/30 kV 10 MVA et deux transformateurs 90/15 kV 36 MVA.

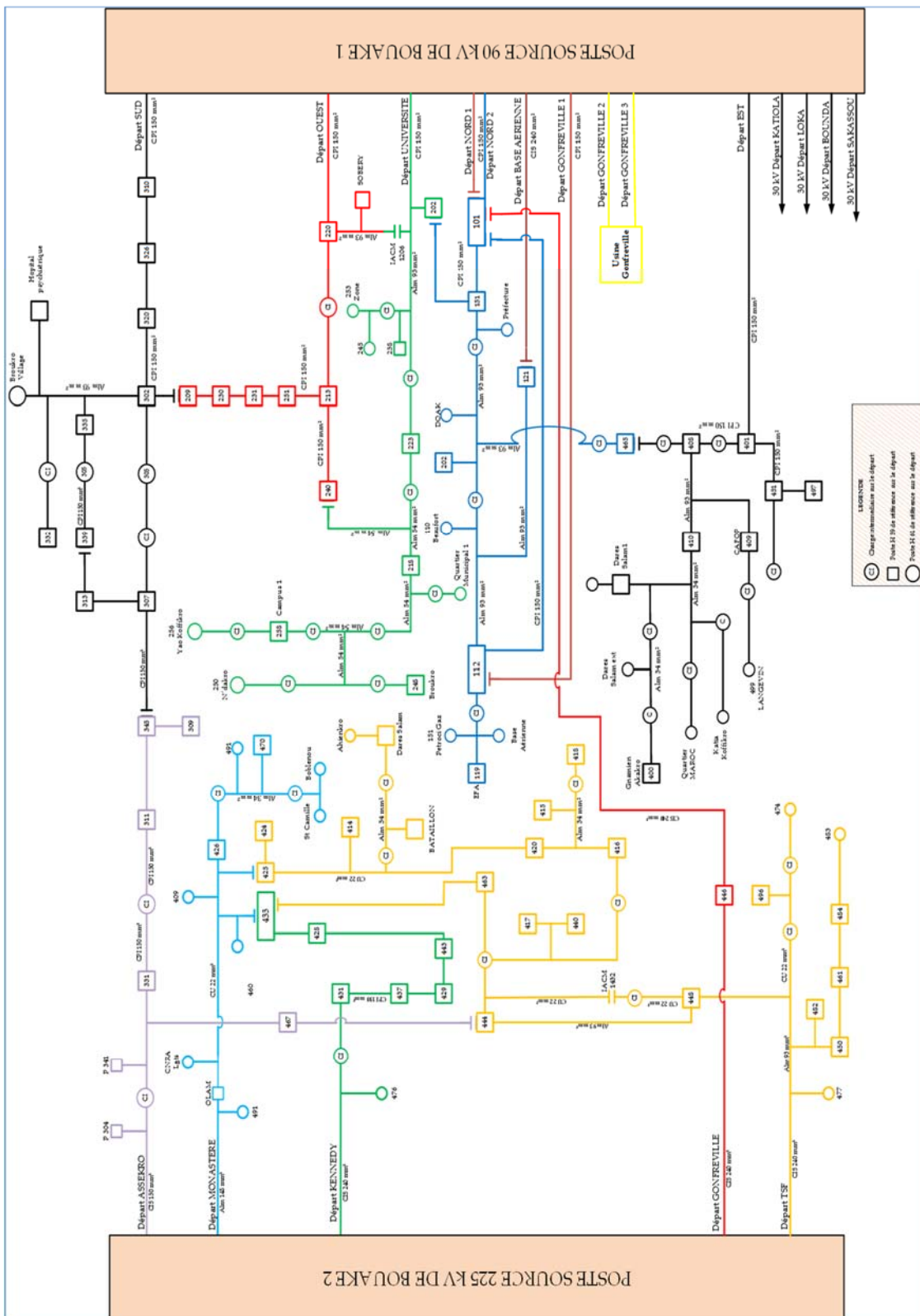
Le poste Bouaké 2 est connecté au réseau de transport par les lignes 225 kV Bouaké 2-Kossou et Bouaké 2-Ferké, et les lignes 90 kV Bouaké 2-Marabadiassa, Bouaké 2-Bouaké 1 et Bouaké 2-Sérébou. Ce poste dispose de deux transformateurs 90/15 kV 36 MVA pour la distribution.

Les départs HTA actuellement en service partant des deux postes susmentionnés (Bouaké 1 et Bouaké 2) sont au nombre de 19, avec 15 départs de 15 kV et 4 départs de 30 kV. Le Tableau 3.4-11 montre la liste des départs HTA et la Figure 3.4-3 représente le schéma unifilaire du réseau de distribution.

Tableau 3.4-11 Liste de lignes des départs HTA dans la ville de Bouaké

| Poste de source | Ligne de distribution | Charge de distribution (MW) | Câble souterrain (km) | Ligne aérienne (km) | Total (km) |
|-----------------|-----------------------|-----------------------------|-----------------------|---------------------|------------|
| BOUAKE 1 | 15 kV Nord | 3.1 | 0.8 | 15.3 | 16.1 |
| | 15 kV Nord 2 | 0.0 | 0.8 | 0.0 | 0.8 |
| | 15 kV EST | 6.3 | 5.0 | 13.8 | 18.8 |
| | 15 kV OUEST | 4.3 | 5.0 | 2.7 | 7.7 |
| | 15 kV SUD | 3.7 | 7.5 | 6.5 | 14.0 |
| | 15 kV UNIVERSITE | 5.4 | 2.6 | 22.9 | 25.4 |
| | 15 kV BASE AERIENNE | 0.0 | 1.8 | 2.0 | 3.8 |
| | 15 kV GONFREVILLE 1 | 0.0 | 5.5 | 0.0 | 5.5 |
| | 15 kV GONFREVILLE 2 | 0.0 | 3.9 | 0.0 | 3.9 |
| | 15 kV GONFREVILLE 3 | 0.0 | 3.9 | 0.0 | 3.9 |
| | 33 kV BOUNDA | 1.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| | 33 kV KATIOLA | 3.3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| | 33 kV LOKA | 1.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| | 33 kV SAKASSOU | 3.6 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| BOUAKE 2 | 15 kV ASSEKRO | 4.3 | 6.4 | 5.2 | 11.7 |
| | 15 kV KENNEDY | 0.8 | 3.0 | 6.6 | 9.5 |
| | 15 kV MONASTERE | 3.9 | 0.0 | 28.6 | 28.6 |
| | 15 kV TSF | 4.5 | 5.9 | 23.4 | 29.3 |
| | 15 kV GONFREVILLE | 0.6 | 6.9 | 0.0 | 6.9 |
| | TOTAL | | 59.0 | 126.9 | 185.9 |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES



Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

Figure 3.4-3 Schéma unifilaire du réseau de distribution dans la ville de Bouaké

(2) Analyse du réseau

Comme dans la ville de Yamoussoukro, la nécessité de renforcer le réseau de distribution est examinée par une analyse du réseau utilisant les charges de 2017.

1) Résultats de l'analyse des charges actuelles

Résultats de l'analyse en situation normale

Les résultats d'analyse du réseau de distribution de Bouaké en situation normale sur la base des charges en 2017 sont indiqués dans le Tableau 3.4-12, le Tableau 3.4-13 et le Tableau 3.4-14.

Bien que le taux de charge de deux (02) départs dépasse 65 % du courant admissible en situation normale, il n'y a aucune contrainte de surcharge sur l'ensemble des départs. Cependant, étant donné qu'il existe un déséquilibre dans les charges de chaque départ, la configuration du réseau de distribution sera ajustée pour niveler les charges. Cependant le service du départ 15 kV GONFREVILLE 1/2/3, qui est utilisé uniquement par la société Gonfreville, est actuellement suspendu pour une raison quelconque.

Des chutes de tension et des pertes techniques au-delà des limites admissibles sont observées sur cinq (05) départs. Etant donné que certains départs subissent d'importantes chutes de tension et des pertes au-delà des limites admissibles lors la situation de secours, même en situation normale, il est nécessaire de renforcer les réseaux de distribution.

Tableau 3.4-12 Analyse des charges des lignes de distribution (2017, en situation normale)

| Poste de source | Transformateur 90kV/HTA | Ligne de distribution | Charge en 2017 (MW) | Sortie du poste | |
|-----------------|----------------------------|------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------|
| | | | | Type de conducteur | Taux d'utilisation |
| BOUAKE 1 | TFO 90/15 kV 36 MVA N°1 | 15 kV NORD 2 | 3.1 | CIS 150 mm ² | 42.1% |
| | | 15 kV UNIVERSITE | 5.4 | Alm 93 mm ² | 73.2% |
| | | 15 kV SUD | 3.7 | CIS 150 mm ² | 50.0% |
| | | 15 kV EST | 6.3 | CIS 150 mm ² | 85.6% |
| | | 15 kV GONFREVILLE 1 | 0 | CIS 150 mm ² | 0.0% |
| | | 15 kV GONFREVILLE 2 | 0 | CIS 150 mm ² | 0.0% |
| | 15 kV GONFREVILLE 3 | 0 | CIS 150 mm ² | 0.0% | |
| | TFO 90/15 kV 36 MVA N°2 | 15 kV OUEST | 4.3 | CIS 150 mm ² | 56.0% |
| BOUAKE 2 | TFO 90/36 kV 36 MVA N°1 | 15 kV MONASTERE | 3.9 | Alm 148 mm ² | 40.2% |
| | | 15 kV KENNEDY | 0.8 | Alm 148 mm ² | 7.8% |
| | | 15 kV ASSEKRO | 4.3 | CIS 150 mm ² | 58.0% |
| | | 15 kV GONFREVILLE (BKE | 0.6 | CIS 240 mm ² | 5.8% |
| | | 15 kV TSF | 4.5 | CIS 240 mm ² | 45.7% |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

Tableau 3.4-13 Analyse de la chute de tension (2017, en situation normale)

| Poste de source | Transformateur 90 kV/HTA | Ligne de distribution | Charge en 2017 (MW) | Chute maximum de tension |
|-----------------|--------------------------|---------------------------|---------------------|--------------------------|
| BOUAKE 1 | TFO 90/15 kV 36 MVA N°1 | 15 kV NORD 2 | 3.1 | 4.4% |
| | | 15 kV UNIVERSITE | 5.4 | 6.9% |
| | | 15 kV SUD | 3.7 | 3.9% |
| | | 15 kV EST | 6.3 | 4.6% |
| | TFO 90/15 kV 36 MVA N°2 | 15 kV OUEST | 4.3 | 1.5% |
| BOUAKE 2 | TFO 90/36 kV 36 MVA N°1 | 15 kV MONASTERE | 3.9 | 12.3% |
| | | 15 kV KENNEDY | 0.8 | 3.0% |
| | | 15 kV ASSEKRO | 4.3 | 5.2% |
| | | 15 kV GONFREVILLE (BKE 2) | 0.6 | 2.0% |
| | | 15 kV TSF | 4.5 | 6.2% |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

Tableau 3.4-14 Perte des lignes de distribution (2017, en situation normale)

| Poste de source | Transformateur 90 kV/HTA | Ligne de distribution | Charge en 2017 (MW) | Perte technique |
|-----------------|--------------------------|---------------------------|---------------------|-----------------|
| BOUAKE 1 | TFO 90/15 kV 36 MVA N°1 | 15 kV NORD 2 | 3.1 | 1.0% |
| | | 15 kV UNIVERSITE | 5.4 | 2.6% |
| | | 15 kV SUD | 3.7 | 0.9% |
| | | 15 kV EST | 6.3 | 2.8% |
| | TFO 90/15 kV 36 MVA N°2 | 15 kV OUEST | 4.3 | 0.9% |
| BOUAKE 2 | TFO 90/36 kV 36 MVA N°1 | 15 kV MONASTERE | 3.9 | 7.5% |
| | | 15 kV KENNEDY | 0.8 | 0.4% |
| | | 15 kV ASSEKRO | 4.3 | 2.3% |
| | | 15 kV GONFREVILLE (BKE 2) | 0.6 | 0.2% |
| | | 15 kV TSF | 4.5 | 2.1% |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

○ Résultat de l'analyse lors d'un incident N-1

En cas d'incident N-1, il y a une augmentation de la charge sur le départ HTA secours, de sorte à sauver la charge du départ en contrainte. Les résultats de l'analyse lors de l'incident N-1 sur la base des charges en 2017 sont indiqués dans le Tableau 3.4-15 et le Tableau 3.4-16.

Le taux de charge en situation N-1 de 8 départs HTA dépasse la limite admissible de 110 % pour sauvegarder la charge du départ de l'incident. Il y a ainsi une crainte que la capacité d'alimentation ne soit pas suffisante au moment de l'incident. Il existe aussi des départs HTA ayant un taux de charge proche de la valeur admissible. Il est donc nécessaire de les renforcer dans un futur proche en fonction de l'augmentation de la demande.

La chute de tension dépasse la limite sur 6 départs lors de l'incident N-1. Sur certains départs, une chute de tension importante de plus de 30 % est observée, ce qui représente une baisse significative de la qualité de l'énergie électrique. De plus, 6 départs dépassent la valeur spécifiée en situation normale. Il est nécessaire de renforcer les réseaux de distribution.

Tableau 3.4-15 Analyse des charges des lignes de distribution (2017, lors de l'incident)

| Poste de source | Ligne de distribution | Ligne de distribution de l'incident | Charge lors de l'incident (MW) | Sortie du poste | | Autre tronçon majeur | | TRONCON(S) SURCHARGE(S) |
|---------------------------|-----------------------|-------------------------------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|--|
| | | | | Type de conducteur | Taux d'utilisation | Type de conducteur | Taux d'utilisation | |
| BOUAKE 1 | 15 kV NORD 2 | 15 kV NORD 1 | 3.1 | CIS 150 mm ² | 42.1% | Alm 93 mm ² | 39.5% | Pas de tronçon surchargé |
| | | 15 kV BASE AERIENNE | 3.1 | CIS 150 mm ² | 41.4% | Alm 93 mm ² | 40.0% | Pas de tronçon surchargé |
| | | 15 kV GONFREVILLE (BKE 2) | 3.7 | CIS 150 mm ² | 37.5% | Alm 93 mm ² | 38.8% | Pas de tronçon surchargé |
| | 15 kV UNIVERSITE | 15 kV OUEST | 9.7 | CIS 150 mm ² | 129.7% | Alm 93 mm ² | 84.6% | Sortie départ |
| | | 15 kV NORD 2 | 8.5 | CIS 150 mm ² | 115.9% | Alm 93 mm ² | 67.3% | Sortie départ |
| | 15 kV SUD | 15 kV OUEST | 8.0 | CIS 150 mm ² | 105.6% | | | Sortie départ |
| | 15 kV EST | 15 kV NORD 2 | 9.4 | CIS 150 mm ² | 130.7% | Alm 34 mm ² | 127.3% | Sortie départ et tronçon de report Poste 405-0 |
| | 15 kV OUEST | 15 kV UNIVERSITE | 9.7 | Alm 93 mm ² | 130.2% | | | Sortie départ |
| | | 15 kV SUD | 8.0 | CIS 150 mm ² | 108.9% | | | Sortie départ |
| | BOUAKE 2 | 15 kV MONASTERE | 15 kV KENNEDY | 4.7 | Alm 148 mm ² | 48.2% | CU 22 mm ² | 43.0% |
| 15 kV TSF | | | 8.3 | Alm 93mm ² | 112.4% | CU 22 mm ² | 26.9% | Sortie départ |
| 15 kV KENNEDY | | 15 kV MONASTERE | 4.7 | Alm 148 mm ² | 48.8% | CU 22 mm ² | 44.2% | Pas de tronçon surchargé |
| | | 15 kV TSF | 5.3 | Alm 93mm ² | 70.1% | | | Pas de tronçon surchargé |
| 15 kV ASSEKRO | | 15 kV TSF | 8.8 | Alm 93mm ² | 117.2% | CIS 150 mm ² | 41.4% | Sortie départ |
| 15 kV GONFREVILLE (BKE 2) | | 15 kV NORD 2 | 3.7 | CIS 150 mm ² | 48.1% | | | Pas de tronçon surchargé |
| | | 15 kV ASSEKRO | 8.8 | CIS 150 mm ² | 118.6% | CIS 150 mm ² | 78.1% | Sortie départ |
| 15 kV TSF | | 15 kV MONASTERE | 8.3 | Alm 148 mm ² | 88.5% | CU 22 mm ² | 158.0% | poste 425 (ENI) - dérivation Hôtel Bahut |
| | 15 kV KENNEDY | 5.3 | Alm 148 mm ² | 43.4% | CIS 150 mm ² | 63.0% | Pas de tronçon surchargé | |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

Tableau 3.4-16 Analyse de la chute de tension (2017, lors de l'incident)

| Poste | Ligne de distribution | Ligne de distribution de l'incident | Charge lors de l'incident (MW) | Chute maximum de tension |
|---------------|-----------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| BOUAKE 1 | 15 kV NORD 2 | 15 kV NORD 1 | 3.1 | 4.4% |
| | | 15 kV BASE AERIENNE | 3.1 | 3.0% |
| | | 15 kV GONFREVILLE 1 | 3.1 | 5.2% |
| | | 15 kV GONFREVILLE | 3.7 | 5.7% |
| | 15 kV UNIVERSITE | 15 kV OUEST | 9.7 | 8.3% |
| | | 15 kV NORD 2 | 8.5 | 7.8% |
| | 15 kV SUD | 15 kV OUEST | 8.0 | 4.5% |
| | 15 kV EST | 15 kV NORD 2 | 9.4 | 7.5% |
| BOUAKE 2 | 15 kV MONASTERE | 15 kV KENNEDY | 4.7 | 10.6% |
| | | 15 kV TSF | 8.3 | 15.1% |
| | 15 kV KENNEDY | 15 kV MONASTERE | 4.7 | 16.5% |
| | | 15 kV TSF | 5.3 | 7.5% |
| | 15 kV ASSEKRO | 15 kV TSF | 8.8 | 8.4% |
| | 15 kV GONFREVILLE | 15 kV NORD 2 | 3.7 | 2.3% |
| | 15 kV TSF | 15 kV ASSEKRO | 8.8 | 11.1% |
| | | 15 kV MONASTERE | 8.3 | 33.0% |
| 15 kV KENNEDY | | 5.3 | 12.0% | |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

2) Renforcement du réseau de distribution dans le cadre du projet ENERGOS I

Dans la ville de Bouaké, un projet d'extension du réseau électrique (ENERGOS I) mentionné en haut est en cours de mise en œuvre avec le soutien de l'UE, pour améliorer la situation difficile du réseau électrique de la ville. Les objectifs de ce projet sont :

le renforcement et la réhabilitation des réseaux de distribution existants ;

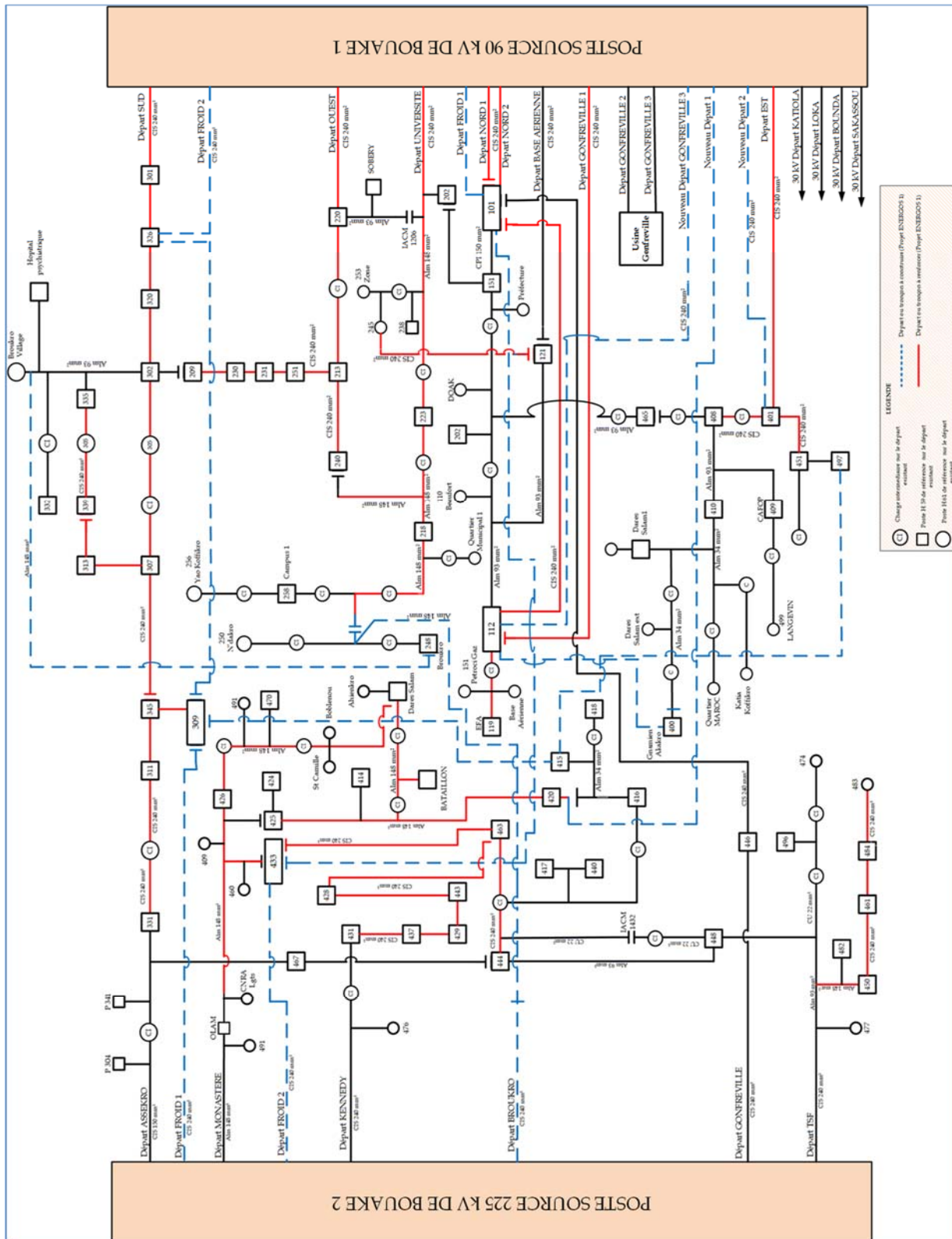
l'extension des réseaux de distribution ; et

l'automatisation et le contrôle à distance des réseaux de distribution.

Dans le cadre de ce projet, en réponse aux objectifs susmentionnés, plusieurs composants sont projetés, tels que 8 nouvelles lignes de distribution, la réhabilitation des lignes de distribution existantes et le renforcement de l'interconnexion des lignes de distribution, l'amélioration des postes de distribution de basse tension (45 réhabilitations, 30 nouvelles installations), l'extension

du réseau de distribution de basse tension, etc. Ce projet en cours de réalisation, devrait s'achever en 2020. La Figure 3.4-4 représente le schéma unifilaire du réseau de distribution dans la ville de Bouaké après la réalisation du projet ENERGOS I.

Dans l'étude d'avant-projet détaillée, l'analyse a été effectuée de la même manière sur le réseau de distribution après la réalisation du projet ENERGOS. Il a été confirmé qu'en général le projet résoudra les problèmes de réseau de distribution dans la ville de Bouaké liés aux charges en 2017.



Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

Figure 3.4-4 Réseau de distribution dans la ville de Bouaké après la réalisation d'ENERGOS I

3) Résultat de l'analyse sur la base des charges prévues de 2030

Dans l'étude d'avant-projet détaillée, l'analyse du réseau dans la ville de Bouaké après la réalisation du projet ENERGOS 1 est effectuée sur la base des charges prévues de 2030. Le contenu de l'analyse est indiqué ci-dessous.

Résultat de l'analyse en situation normale

Les résultats de l'analyse sur la base des charges prévues de 2030 sont montrés dans le Tableau 3.4-17, Tableau 3.3.18 et le Tableau 3.4-19.

A propos des charges des lignes de distribution, d'ici 2030, 7 départs dépasseront 65 % du courant admissible en situation normale, dont 4 seront surchargés à plus de 100 %. En ce qui concerne la chute de tension et les pertes techniques, plus de la moitié des départs dépasseront les limites admissibles. S'il n'y a pas d'investissement dans le réseau de distribution dans la ville de Bouaké, où une augmentation constante de la demande est attendue, on prévoit une pénurie de capacité d'approvisionnement et une baisse significative de la qualité de l'électricité. Il sera donc nécessaire de renforcer le réseau de distribution.

Tableau 3.4-17 Analyse des charges des lignes de distribution (2017~2030, en situation normale)

| Ligne de distribution | Taux d'utilisation des lignes de distribution (%) | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| PS BOUAKE 1 | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 kV NORD 2 | 22.7 | 24.8 | 26.9 | 29.1 | 32.2 | 34.4 | 36.6 | 38.7 | 42 | 44.2 | 47.5 | 49.8 | 53.1 | 56.5 |
| 15 kV NORD 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV UNIVERSITE | 45.8 | 51.1 | 55.3 | 59.6 | 65 | 69.3 | 73.7 | 79.2 | 84.7 | 89.2 | 94.8 | 101.5 | 107.3 | 114.2 |
| 15 kV SUD | 36.9 | 42.2 | 45.3 | 48.5 | 52.8 | 57.1 | 60.4 | 64.7 | 69.1 | 73.5 | 78 | 82.5 | 88.1 | 92.7 |
| 15 kV EST | 46.8 | 52.1 | 56.3 | 61.6 | 66 | 71.3 | 75.6 | 81.1 | 85.5 | 91 | 96.6 | 103.3 | 108.9 | 115.8 |
| 15 kV GONFREVILLE1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV GONFREVILLE2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV Nveau Dpt Gonf3 | 6.9 | 7.4 | 8 | 8.5 | 9 | 9.9 | 10.9 | 12 | 13.2 | 14.5 | 15.9 | 17.5 | 19.3 | 21.2 |
| 15 kV OUEST | 42.2 | 47.2 | 51.1 | 55.1 | 60.2 | 64.2 | 68.2 | 72.2 | 77.3 | 81.4 | 85.8 | 90.4 | 95.3 | 100.4 |
| 15 kV BASE AERIENNE | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV Départ 1 BKE1 | 31.4 | 34.4 | 37.5 | 40.6 | 43.7 | 46.8 | 49.9 | 53 | 56.1 | 60.3 | 64.84 | 69.71 | 74.94 | 80.56 |
| 15 kV Départ 2 BKE1 | 23.1 | 24.1 | 25.1 | 26.1 | 27.1 | 28.2 | 29.3 | 30.5 | 31.7 | 33 | 34.3 | 35.7 | 37.1 | 38.6 |
| 15 kV Dpt froid 1 BKE1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 k V Dpt froid 2 BKE1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PS BOUAKE 2 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| 15 kV MONASTERE | 19 | 21.1 | 23.1 | 24.2 | 26.3 | 28.4 | 30.6 | 32.7 | 34.9 | 37.1 | 39.3 | 41.5 | 43.8 | 47.1 |
| 15 kV KENNEDY | 8.6 | 9.6 | 10.7 | 11.7 | 12.7 | 12.8 | 13.8 | 14.9 | 15.9 | 17 | 18.1 | 19.1 | 20.2 | 21.3 |
| 15 kV ASSEKRO | 57.2 | 64.1 | 69.7 | 75.3 | 82.3 | 88 | 93.7 | 99.5 | 106.7 | 112.5 | 119.7 | 127.1 | 134.5 | 143.4 |
| 15 kV GONFREVILLE 4 | 5.7 | 6.7 | 6.8 | 7.8 | 7.8 | 8.8 | 9.9 | 9.9 | 10.9 | 10.9 | 12 | 13.1 | 14.1 | 14.2 |
| 15 kV TSF | 29.9 | 34.1 | 37.2 | 40.4 | 43.5 | 46.7 | 49.9 | 53.1 | 56.4 | 59.6 | 62.9 | 67.2 | 71.6 | 75 |
| 15 kV Nveau Dpt Broukro | 9.2 | 11.2 | 11.2 | 12.3 | 13.3 | 14.4 | 15.5 | 16.5 | 17.6 | 18.7 | 19.8 | 20.9 | 22 | 23.1 |
| 15 kV Dpt froid 1 BKE2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV Dpt froid 2 BKE2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

Tableau 3.4-18 Analyse de la chute de tension (2017~2030, en situation normale)

| Ligne de distribution | Chute de tension (%) | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| PS BOUAKE 1 | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 kV NORD 2 | 2.2 | 2.5 | 2.7 | 3.0 | 3.3 | 3.6 | 3.8 | 4.1 | 4.5 | 4.8 | 5.1 | 5.5 | 5.9 | 6.3 |
| 15 kV NORD 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV UNIVERSITE | 4.4 | 5.0 | 5.4 | 5.9 | 6.5 | 7.0 | 7.4 | 8.0 | 8.6 | 9.1 | 9.8 | 10.5 | 11.2 | 11.9 |
| 15 kV SUD | 3.0 | 3.5 | 3.8 | 4.1 | 4.5 | 4.9 | 5.2 | 5.6 | 6.0 | 6.4 | 6.8 | 7.3 | 7.9 | 8.4 |
| 15 kV EST | 3.6 | 4.0 | 4.5 | 4.9 | 5.3 | 5.7 | 6.1 | 6.6 | 7.1 | 7.5 | 8.0 | 8.6 | 9.2 | 9.8 |
| 15 kV GONFREVILLE1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV GONFREVILLE2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV Nveau Dpt Gonf3 | 1.3 | 1.3 | 1.3 | 1.4 | 1.4 | 1.5 | 1.5 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.7 | 1.7 | 1.8 | 1.9 |
| 15 kV OUEST | 1.4 | 1.5 | 1.6 | 1.7 | 1.9 | 2.2 | 2.3 | 2.3 | 2.5 | 2.6 | 2.8 | 2.9 | 3.0 | 3.2 |
| 15 kV BASE AERIENNE | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV Départ 1 BKE1 | 2.7 | 3.0 | 3.2 | 3.5 | 3.8 | 4.3 | 4.4 | 4.5 | 4.9 | 5.3 | 5.6 | 6.0 | 6.4 | 6.9 |
| 15 kV Départ 2 BKE1 | 1.1 | 1.1 | 1.2 | 1.2 | 1.4 | 1.4 | 1.5 | 1.5 | 1.6 | 1.7 | 1.7 | 1.8 | 1.9 | 2.0 |
| 15 kV Dpt froid 1 BKE1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 k V Dpt froid 2 BKE1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PS BOUAKE 2 | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 kV MONASTERE | 3.7 | 4.3 | 4.7 | 5.0 | 5.6 | 6.0 | 6.5 | 6.6 | 7.5 | 8.0 | 8.5 | 9.1 | 9.6 | 10.4 |
| 15 kV KENNEDY | 1.9 | 2.2 | 2.5 | 2.7 | 3.0 | 3.2 | 3.5 | 3.6 | 4.1 | 4.3 | 4.7 | 5.0 | 5.4 | 5.7 |
| 15 kV ASSEKRO | 4.2 | 4.8 | 5.3 | 5.8 | 6.3 | 6.8 | 7.3 | 7.4 | 8.5 | 8.9 | 9.6 | 10.2 | 10.9 | 11.6 |
| 15 kV GONFREVILLE (BK | 1.4 | 1.6 | 1.8 | 2.0 | 2.2 | 2.4 | 2.6 | 3.1 | 3.0 | 3.2 | 3.5 | 3.7 | 4.0 | 4.3 |
| 15 kV TSF | 2.5 | 2.9 | 3.3 | 3.6 | 3.9 | 4.2 | 4.5 | 4.6 | 5.2 | 5.5 | 6.0 | 6.4 | 6.8 | 7.3 |
| 15 kV Nveau Dpt Broukro | 2.0 | 2.1 | 2.4 | 2.6 | 2.9 | 3.1 | 3.5 | 3.8 | 4.2 | 4.6 | 5.1 | 5.6 | 6.1 | 6.7 |
| 15 kV Dpt froid 1 BKE2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV Dpt froid 2 BKE2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

Tableau 3.4-19 Analyse des pertes des lignes de distribution (2017~2030, en situation normale)

| Ligne de distribution | Perte des lignes de distribution (%) | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| PS BOUAKE 1 | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 kV NORD 2 | 0.2% | 0.2% | 0.2% | 0.2% | 0.3% | 0.3% | 0.3% | 0.3% | 0.4% | 0.4% | 0.4% | 0.4% | 0.5% | 0.5% |
| 15 kV NORD 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV UNIVERSITE | 1.2% | 1.4% | 1.5% | 1.6% | 1.7% | 1.9% | 2.0% | 2.1% | 2.3% | 2.4% | 2.6% | 2.8% | 3.0% | 3.2% |
| 15 kV SUD | 2.1% | 2.1% | 2.3% | 2.4% | 2.6% | 2.8% | 3.0% | 3.2% | 3.5% | 3.8% | 4.1% | 4.5% | 4.9% | 4.9% |
| 15 kV EST | 2.6% | 2.9% | 3.1% | 3.4% | 3.7% | 4.0% | 4.2% | 4.6% | 4.8% | 5.1% | 5.5% | 5.9% | 6.2% | 6.7% |
| 15 kV GONFREVILLE1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV GONFREVILLE2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV Nveau Dpt Gonf3 | 0.0% | 0.2% | 0.2% | 0.3% | 0.3% | 0.4% | 0.4% | 0.5% | 0.5% | 0.5% | 0.6% | 0.7% | 0.8% | 0.8% |
| 15 kV OUEST | 0.6% | 0.6% | 0.8% | 0.9% | 1.0% | 1.2% | 1.4% | 1.7% | 2.0% | 2.4% | 2.9% | 3.4% | 4.1% | 4.9% |
| 15 kV BASE AERIENNE | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV Départ 1 BKE1 | 2.1% | 2.1% | 2.3% | 2.4% | 2.6% | 2.8% | 3.0% | 3.2% | 3.5% | 3.8% | 4.1% | 4.5% | 4.9% | 5.4% |
| 15 kV Départ 2 BKE1 | 0.4% | 0.4% | 0.4% | 0.4% | 0.4% | 0.4% | 0.4% | 0.4% | 0.5% | 0.5% | 0.6% | 0.6% | 0.6% | 0.7% |
| 15 kV Dpt froid 1 BKE1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 k V Dpt froid 2 BKE1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PS BOUAKE 2 | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 kV MONASTERE | 3.3% | 3.7% | 4.1% | 4.3% | 4.8% | 5.1% | 5.6% | 6.0% | 6.4% | 6.8% | 7.2% | 7.7% | 8.1% | 8.7% |
| 15 kV KENNEDY | 0.4% | 0.5% | 0.6% | 0.6% | 0.7% | 0.7% | 0.7% | 0.8% | 0.9% | 0.9% | 1.0% | 1.0% | 1.1% | 1.2% |
| 15 kV ASSEKRO | 2.1% | 2.3% | 2.5% | 2.8% | 3.1% | 3.3% | 3.5% | 3.7% | 4.0% | 4.2% | 4.5% | 4.8% | 5.1% | 5.5% |
| 15 kV GONFREVILLE 4 | 0.0% | 0.2% | 0.2% | 0.3% | 0.3% | 0.4% | 0.4% | 0.5% | 0.5% | 0.5% | 0.6% | 0.7% | 0.8% | 0.8% |
| 15 kV TSF | 0.9% | 1.1% | 1.1% | 1.3% | 1.4% | 1.5% | 1.6% | 1.7% | 1.8% | 1.9% | 2.0% | 2.1% | 2.3% | 2.4% |
| 15 kV Nveau Dpt Broukro | 0.0% | 0.2% | 0.2% | 0.3% | 0.3% | 0.4% | 0.4% | 0.5% | 0.5% | 0.5% | 0.6% | 0.7% | 0.8% | 0.8% |
| 15 kV Dpt froid 1 BKE2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV Dpt froid 2 BKE2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

(3) Plan de renforcement des réseaux de distribution

Sur la base des résultats d'analyse précédents, le projet de renforcement du réseau de distribution indiqué dans la Figure 3.4-5 a été établi. Une analyse de réseau similaire a été effectuée sur le modèle du réseau de distribution renforcé, et il a été confirmé qu'il n'y avait aucun problème sur la capacité d'approvisionnement et la qualité. L'exemple de l'analyse est présenté dans le Tableau 3.4-20.

Tableau 3.4-20 Exemple de l'analyse de la chute de tension

Unité: %

| Départ | Chute de tension (%) | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| PS BOUAKE 1 | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 kV NORD 2 | 1.6 | 1.8 | 2.0 | 2.2 | 2.4 | 2.6 | 2.9 | 3.1 | 3.4 | 3.7 | 4.0 | 4.4 | 4.8 | 5.2 |
| 15 kV NORD 1 | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 kV UNIVERSITE | 2.2 | 2.5 | 2.7 | 2.9 | 3.2 | 3.4 | 3.7 | 4.0 | 4.4 | 4.7 | 5.1 | 5.6 | 6.0 | 6.5 |
| 15 kV SUD | 2.4 | 2.8 | 3.0 | 3.3 | 3.6 | 3.9 | 4.2 | 4.6 | 5.0 | 5.5 | 5.9 | 6.5 | 7.0 | 7.4 |
| 15 kV EST | 2.5 | 2.9 | 3.1 | 3.4 | 3.7 | 4.0 | 4.4 | 4.7 | 5.1 | 5.6 | 6.0 | 6.6 | 7.1 | 7.5 |
| 15 kV GONFREVILLE1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV GONFREVILLE2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 kV Nveau Dpt Gonf3 | 2.5 | 2.5 | 2.6 | 2.7 | 2.8 | 3.0 | 3.1 | 3.2 | 3.4 | 3.5 | 3.7 | 3.8 | 4.0 | 4.2 |
| 15 kV OUEST | 1.4 | 1.6 | 1.7 | 1.8 | 2.0 | 2.2 | 2.4 | 2.6 | 2.9 | 3.1 | 3.4 | 3.7 | 4.1 | 4.4 |
| 15 kV BASE AERIENNE | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 kV Départ 1 BKE1 | 2.7 | 3.0 | 3.2 | 3.5 | 3.8 | 4.3 | 4.4 | 4.5 | 4.9 | 5.3 | 5.6 | 6.0 | 6.4 | 6.9 |
| 15 kV Départ 2 BKE1 | 1.1 | 1.1 | 1.2 | 1.2 | 1.4 | 1.4 | 1.5 | 1.5 | 1.6 | 1.7 | 1.7 | 1.8 | 1.9 | 2.0 |
| 15 kV Dpt froid 1 BKE1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 k V Dpt froid 2 BKE1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

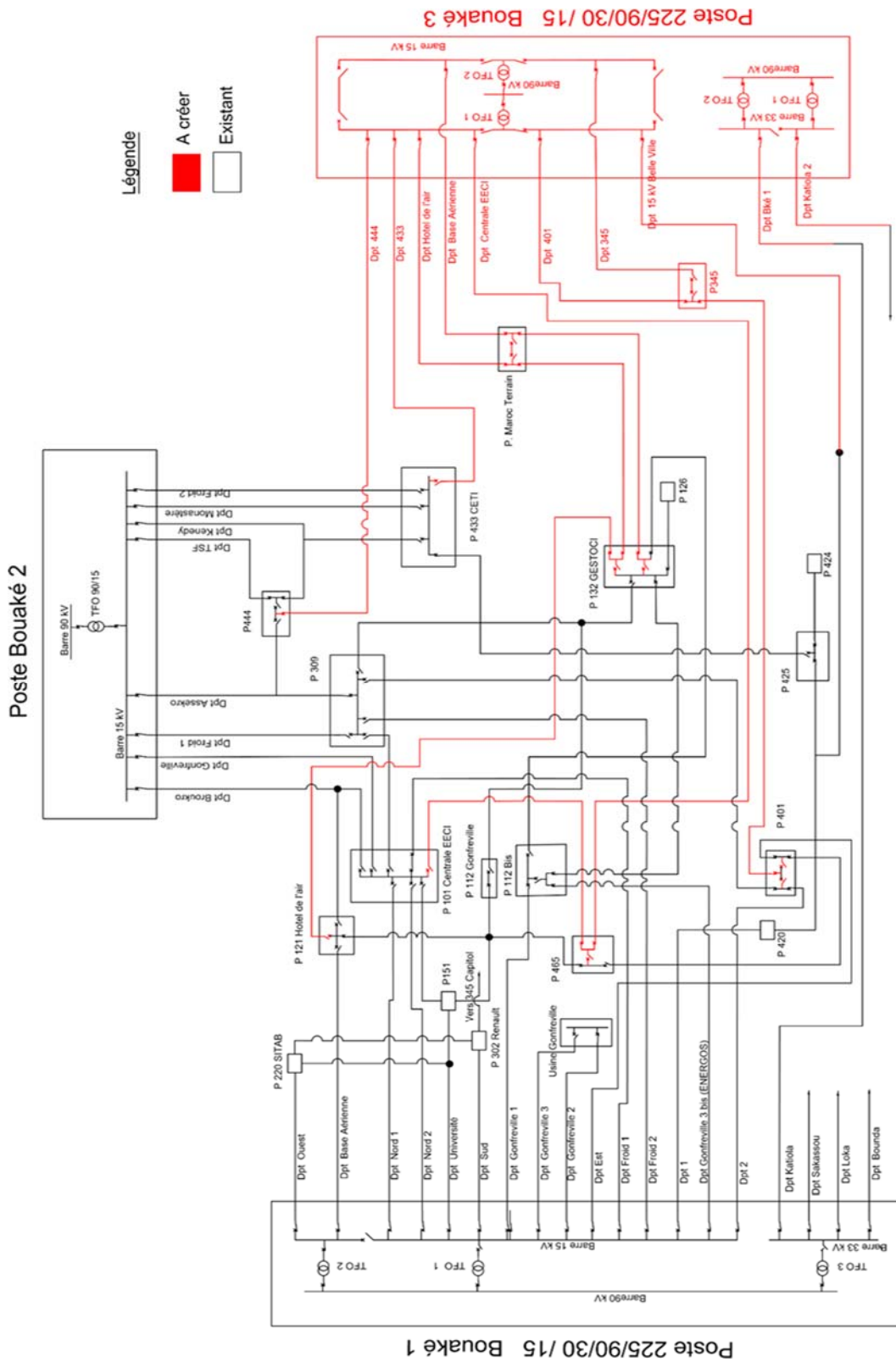
3.4.3 Résumé des plans de renforcement des réseaux de distribution

Dans les chapitres précédents, les grandes lignes de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES sur le renforcement du réseau de distribution dans les villes de Yamoussoukro et de Bouaké sont décrites. Bien que dans les deux villes, le réseau de distribution ne pose pas de problèmes majeurs dans la situation actuelle de la demande, il est nécessaire de renforcer le réseau de distribution pour faire face à la croissance continue de la demande future. Le projet de renforcement établi dans l'étude d'avant-projet détaillée est donc approprié. L'aperçu des travaux est montré dans le Tableau 3.4-21

Tableau 3.4-21 Aperçu des travaux projetés dans les deux villes

| Ville | Nouvelle ligne de distribution | Longueur de lignes de distribution (km) | Nouveau poste (lieu) | Extension de poste (lieu) | Quantité nécessaire de transformateurs (unité) | Remarque | |
|--------------|--------------------------------|---|----------------------|---------------------------|--|----------|--|
| Yamoussoukro | 15kV | Ville 4/1 | 3.7 | 0 | 0 | 0 | |
| | | Ville 4/2 | 3.7 | 0 | 0 | 0 | |
| | | Cafop | 17.7 | 1 | 8 | 1 | |
| | | Kokrenou 1 | 13.8 | 1 | 7 | 1 | |
| | | Kokrenou 2 | 9.4 | 0 | 2 | 0 | |
| | | Fondation 3 | 8.4 | 0 | 6 | 1 | |
| | | Aéroport | 15.1 | 1 | 3 | 1 | |
| | 33kV | Zone Industrielle | 9.6 | 1 | 1 | 3 | |
| | | Poste 30/15 | 0.2 | 0 | 0 | 0 | |
| | | Total | 81.6 | 4.0 | 27.0 | 7.0 | |
| Bouaké | 15kV | BASSE AERIENNE | 13.3 | 2 | 4 | 3 | |
| | | HOTEL DE L'AIR | 10.9 | 0 | 3 | 0 | |
| | | 401 | 8.8 | 1 | 1 | 1 | |
| | | 345 | 10.7 | 0 | 1 | 0 | |
| | | 433 | 12.6 | 2 | 1 | 2 | |
| | | tronçon EECI 1 | 12.4 | 0 | 3 | 1 | |
| | | 444 | 11.3 | 0 | 3 | 1 | |
| | | BELLE VILLE | 6.3 | 0 | 0 | 0 | Une partie est la ligne aérienne |
| | 33kV | BKE1 | 0.2 | 0 | 0 | 0 | Connexion au réseau de distribution de 30kV existant |
| | | KATIOLA | 0.2 | 0 | 0 | 0 | Connexion au réseau de distribution de 30kV existant |
| | | Total | 86.8 | 5 | 16 | 8 | |

Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES



Source : Rapport de l'étude d'avant-projet détaillée menée par CI-ENERGIES

Figure 3.4-5 Plan de renforcement du réseau de distribution dans la ville de Bouaké

3.5 Envergure du projet

L'envergure du projet est indiquée ci-dessous. L'envergure a été confirmée dans la discussion avec CI-ENERGIES de la première étude.

La construction des postes Yamoussoukro 2 et Bouaké 3 prévue à réaliser par l'autre projet lors de la première étude, a été ajoutée à l'envergure du projet.

1) Lignes de transport

| No. | Type | De | A | Tension (kV) | Nombre de terre | Note |
|-----|----------|-------------------------|---------------------------|--------------|-----------------|-----------------------------------|
| 1 | Aérienne | Poste Taabo (existant) | Poste Kossou (existant) | 225 | 2 | Création de la ligne de transport |
| 2 | Aérienne | Poste Kossou (existant) | Poste Bouaké 3 (création) | 225 | 2 | Création de la ligne de transport |

2) Postes

| No. | Poste | Tension (kV) | Contenu | Note |
|-----|---------------------------|--------------|--------------------|-----------------|
| 3 | Poste Taabo (existant) | 225 | Extension de poste | |
| 4 | Poste Kossou (existant) | 225 | Extension de poste | |
| 5 | Poste Bouaké 2 (existant) | 225 | Extension de poste | |
| 6 | Poste Yamoussoukro 2 | 225 | Création de poste | ajoutée en 2020 |
| 7 | Poste Bouaké 3 | 225 | Création de poste | ajoutée en 2020 |

3) Réseaux de distribution

| No. | Région | Contenu | Note |
|-----|----------------------------------|--|----------------------|
| 8 | Ville de Yamoussoukro (capitale) | Création du réseau de distribution partant du nouveau poste Yamoussoukro 2 | Voir la Figure 3.4-2 |
| 9 | Ville de Bouaké | Création du réseau de distribution partant du nouveau poste Bouaké 3 | Voir la Figure 3.4-5 |

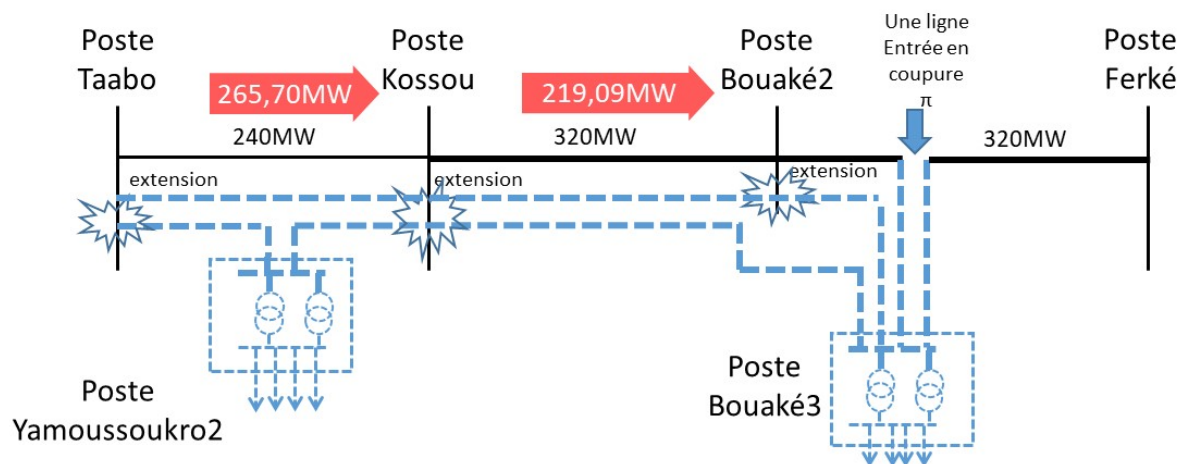


Figure 3.5-1 Réseau électrique du projet

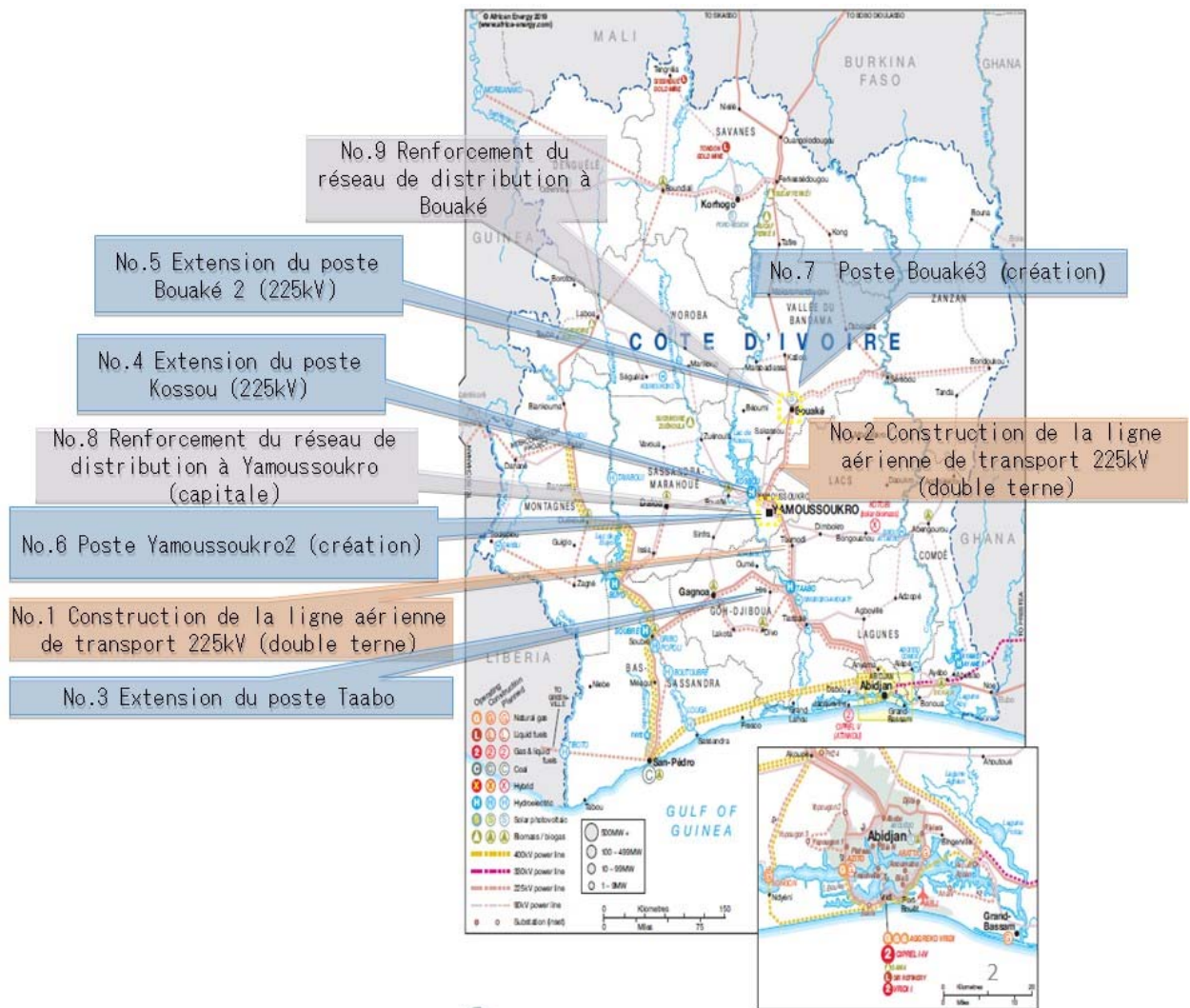


Figure 3.5-2 Carte des sites du projet

Chapitre 4

Résultat de l'étude de terrain

Chapitre 4 Résultat de l'étude de terrain

4.1 Ligne de transport

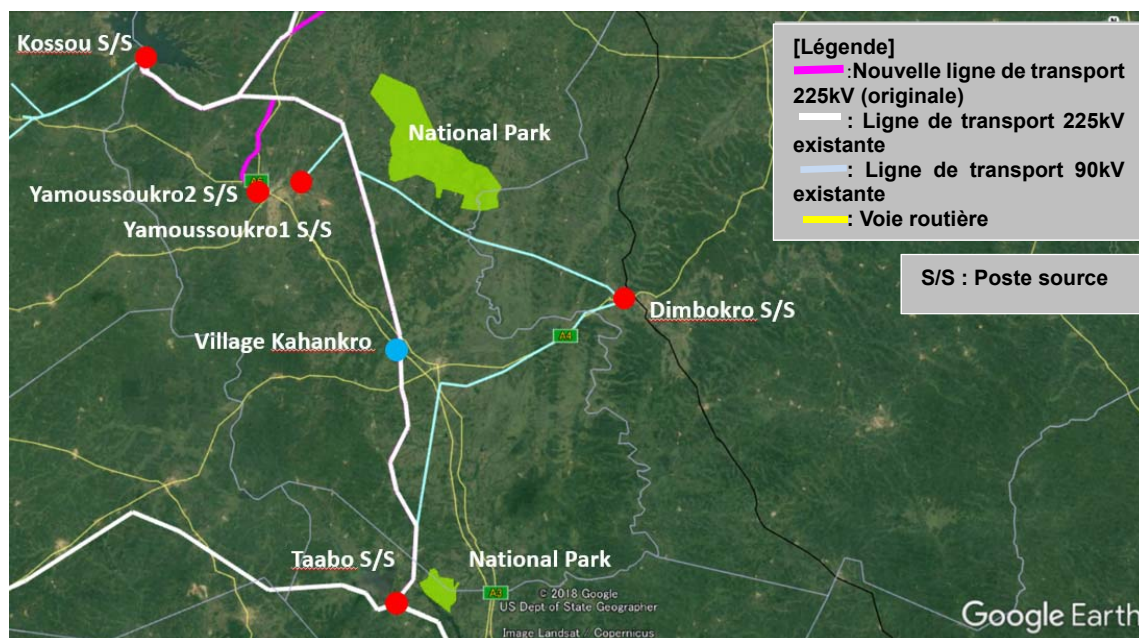
4.1.1 Tracé de la ligne aérienne de transport

(1) Tracé de la ligne aérienne de transport

La Figure 4.1-1 montre le tracé de la ligne aérienne de transport (ligne simple) examiné par POWER COM, le consultant local dans l'étude d'avant-projet initiée par CI-ENERGIE.

La construction d'une nouvelle ligne aérienne de transport de 225 kV est prévue entre les postes Taabo-Kossou-Bouaké 3. En outre, l'entrée en coupure π dans le poste Yamoussoukro 2 est prévue entre les postes Taabo et Kossou. L'entrée en coupure π dans le poste Bouaké 2 est également prévue entre les postes Kossou et Bouaké 3.

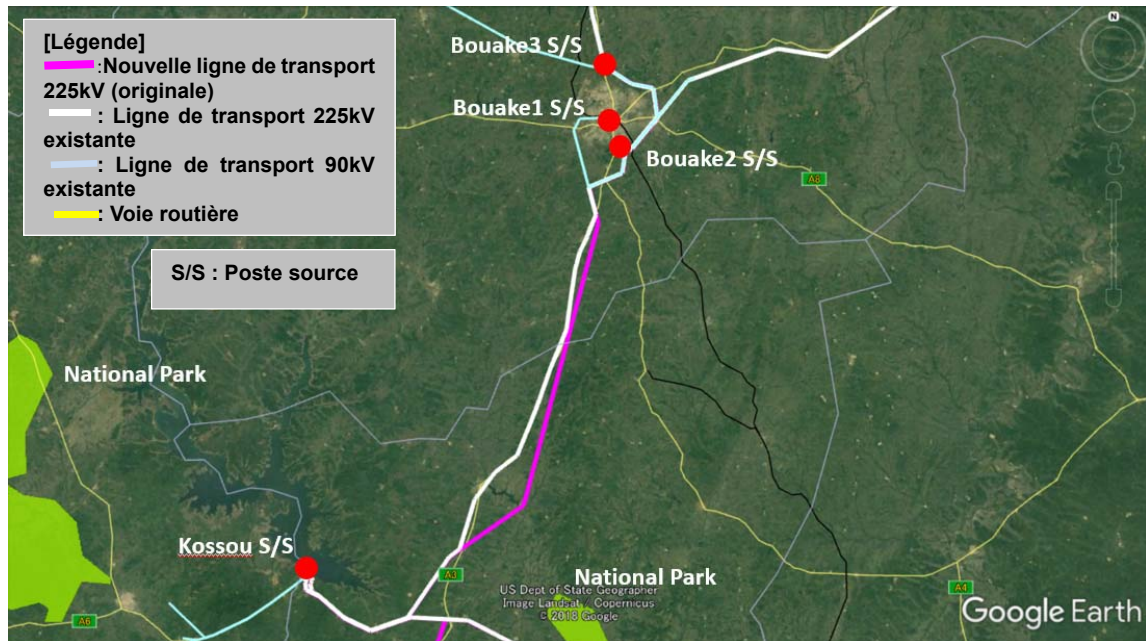
La liaison entre les postes Taabo et Kossou est constituée d'une ligne aérienne de transport en un point du côté nord du poste de Taabo. Un câble souterrain assurera la liaison avec le jeu de barres 225 kV depuis le pylône d'arrêt. Après cela, la ligne de transport est presque parallèle à celle de 225 kV existante et contourne une partie du village Kahankro. Le tracé vers le poste Yamoussoukro 2 est parallèle à l'artère.



Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 4.1-1 Tracé de la nouvelle ligne aérienne de transport (entre Taabo et Kossou)

Le tracé entre les postes Kossou et Bouaké 3 (Figure 4.1-2) est prévu parallèle à la ligne de transport de 225 kV existante depuis le poste Kossou et arrive au poste Bouaké 2 en s'écartant légèrement de la ligne de transport de 225 kV existante en un point proche de l'artère. Puis, il est prévu d'être encore une fois parallèle à la ligne de transport de 225 kV existante aux environs du poste Bouaké 2 puis s'achemine vers le poste Bouaké 3.



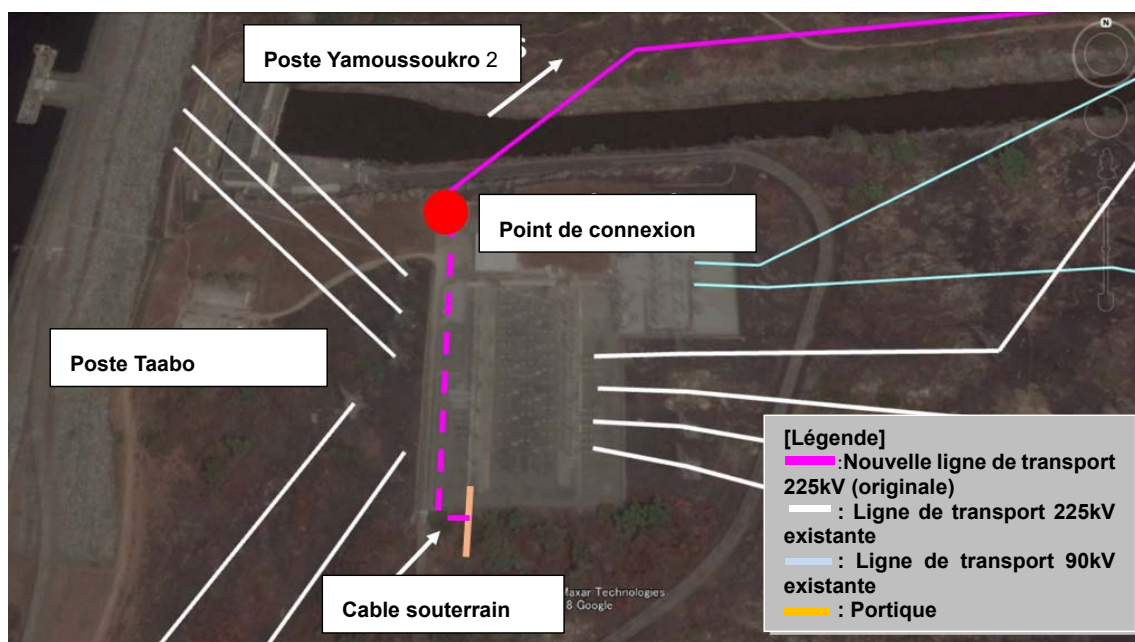
Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 4.1-2 Tracé de la ligne aérienne de transport (entre Kossou et Bouaké 3)

(2) Résultat de l'étude relative au tracé de la ligne aérienne de transport

1) Poste Taabo

Au poste Taabo, l'espace d'extension se situe au sud et le jeu de barres de 225 kV sera prolongé vers le sud. La Figure 4.1-3 montre la vue d'ensemble des entrées en coupure.



Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 4.1-3 Vue d'ensemble de l'entrée au poste Taabo

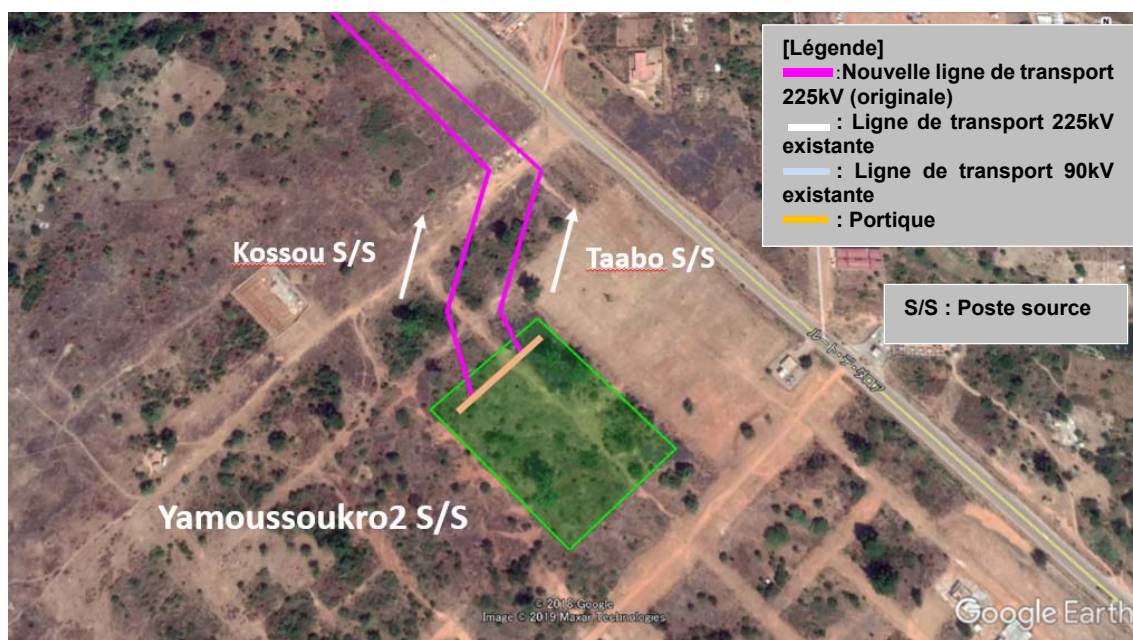
Au cas où la ligne de transport contourne par le côté sud, il est nécessaire de traverser la ligne de transport de 225 kV existante (3 lignes). Pour cela, le câble souterrain de transport, sera d'abord installé dans l'espace nord, puis sera connecté à la ligne aérienne de transport au niveau du premier pylône. Après cela, il est prévu de traverser le canal d'évacuation et de se diriger vers le poste Kossou.



Figure 4.1-4 Photos du site de la ligne de transport

2) Poste Yamoussoukro 2

Le poste Yamoussoukro 2 sera construit sur le côté sud-ouest du centre de dispatching actuellement en construction. La Figure ci-dessous montre la vue d'ensemble de l'entrée. La ligne de transport entrera parallèlement à la route depuis le nord-ouest, en évitant les habitations de Yamoussoukro.



Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 4.1-5 Vue d'ensemble de l'entrée au poste Yamoussoukro 2

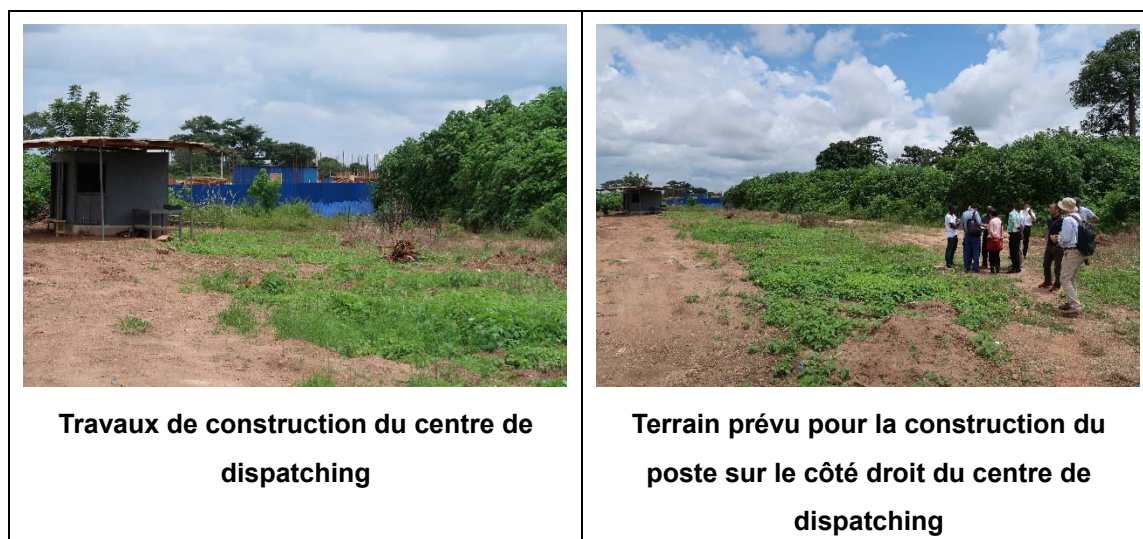
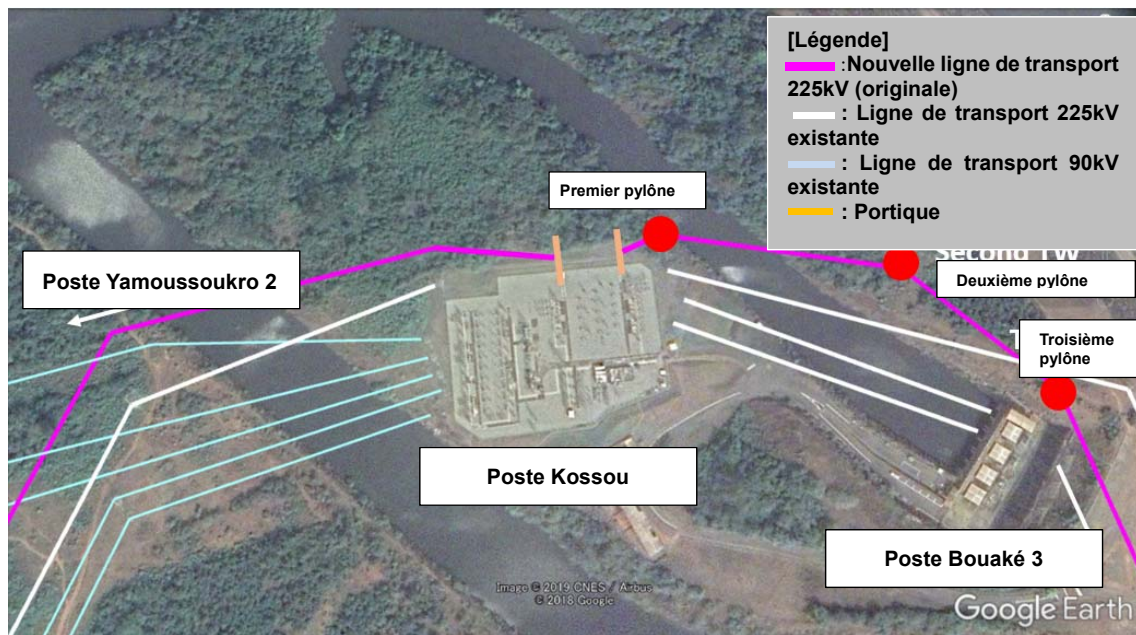


Figure 4.1-6 Photos du site de la ligne de transport

3) Poste Kossou

Au poste Kossou, l'espace d'extension se situe au nord et le jeu de barres de 225 kV sera prolongé vers le sud. La Figure 4.1-7 montre la vue d'ensemble de l'entrée.



Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 4.1-7 Vue d'ensemble de l'entrée au poste Kossou

La ligne de transport depuis le poste Yamoussoukro 2 entrera au poste de Kossou par l'ouest, en traversant la ligne de transport de 90 kV existante (3 lignes) à proximité du poste. La ligne de transport depuis le poste Bouaké 3 entrera au poste de Kossou par l'est, en traversant la ligne de transport de 225 kV existante à proximité du poste. Les positions d'installation des premier, deuxième et troisième pylônes du départ vers le poste Bouaké 3 sont considérablement limitées car il est nécessaire de traverser la ligne de transport de 225 kV existante à proximité du canal d'évacuation.

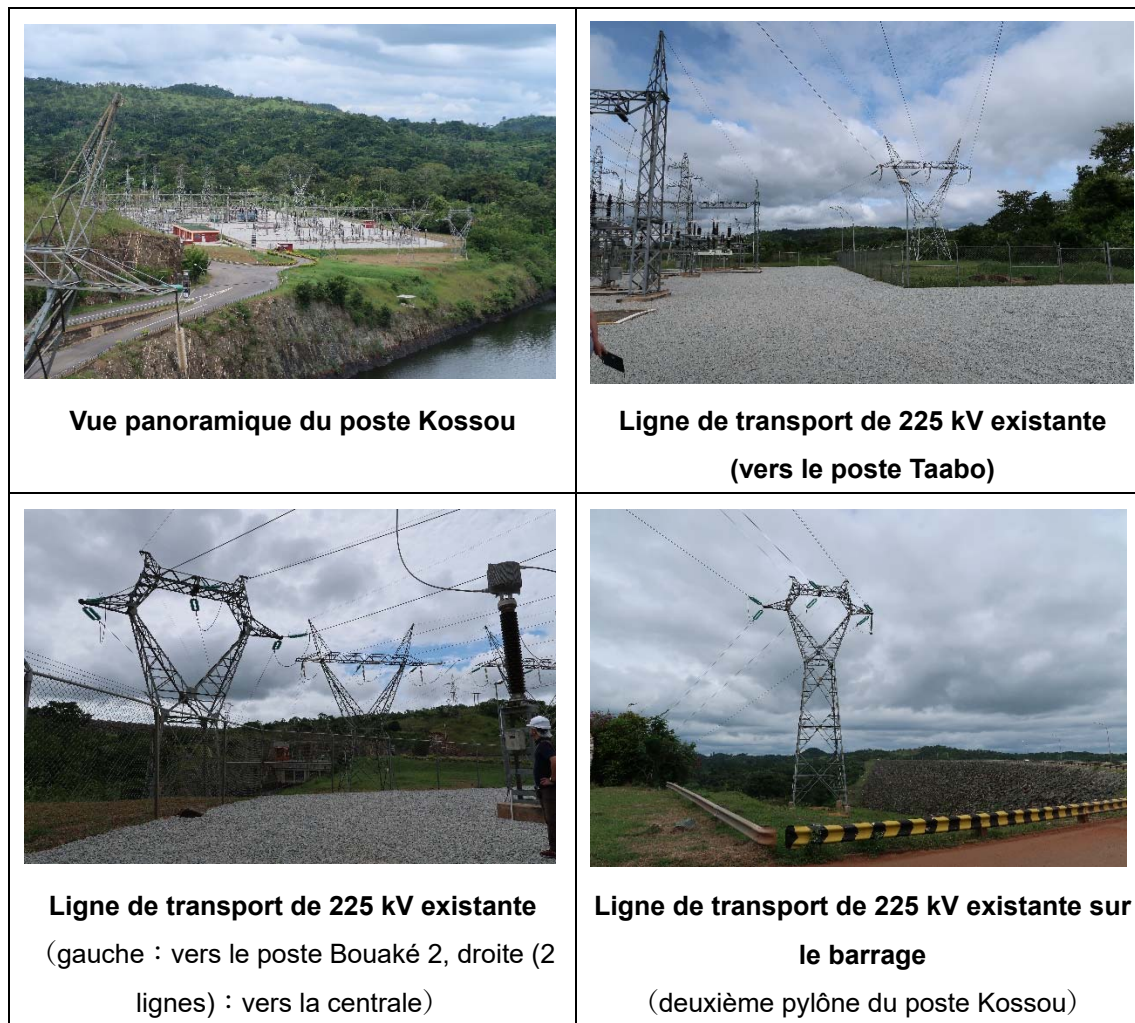
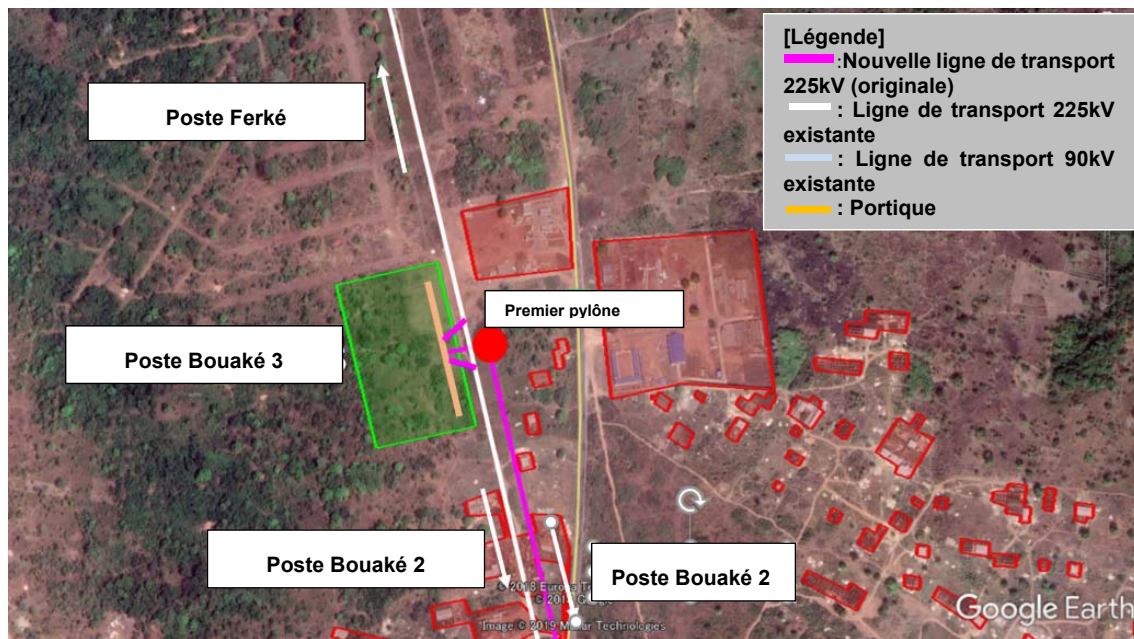


Figure 4.1-8 Photos du site de la ligne de transport

4) Poste Bouaké 3

Le poste Bouaké 3 sera construit sur le côté ouest de la ligne de transport de 225 kV existante et la Figure 4.1-9 montre la vue d'ensemble de l'entrée.



Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 4.1-9 Vue d'ensemble de l'entrée au poste Bouaké 3

La ligne de transport du poste Kossou arrivera depuis le côté sud et entrera dans le poste au premier pylône. Des habitations sont dispersées sur le côté sud et la réinstallation sera nécessaire dans le plan actuel. En outre, l'entrée en coupure π d'une ligne de transport de 225 kV existante est prévue. La ligne de transport venant du poste Kossou entrera dans cette baie. Le premier pylône de la ligne de transport du poste Kossou devra être installé en s'écartant un peu à l'est de la ligne de transport de 225 kV existante.

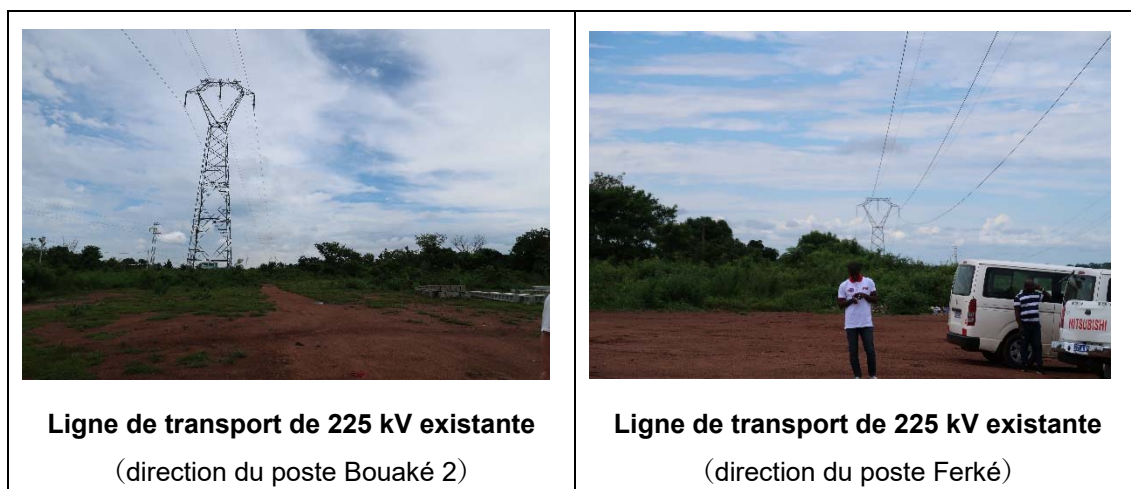


Figure 4.1-10 Photos du site de la ligne de transport

5) Poste Bouaké 2

La Figure 4.1-11 montre la vue d'ensemble de l'entrée du poste Bouaké 2.



Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 4.1-11 Vue d'ensemble de l'entrée au poste Bouaké 2

Pour entrer la ligne de transport dans le poste Bouaké 2, et afin d'éviter le cimetière situé au nord, il faudra contourner par le sud ou établir un point de connexion entre le câble souterrain de transport et la ligne aérienne de transport à l'ouest.



Figure 4.1-12 Photos de la ligne de transport

(3) Tracé alternatif

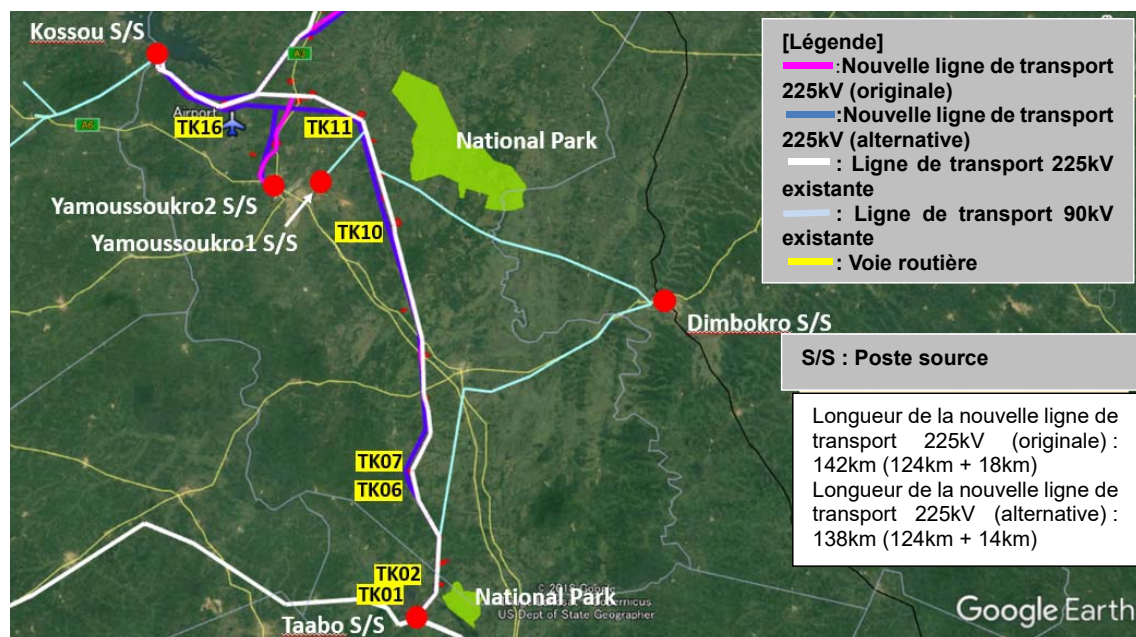
Etant donné que le tracé envisagé par POWER COM est parallèle à la ligne aérienne de transport existante, il est nécessaire de traverser les villages près de la ligne de transport existante, ce qui entraîne un grand nombre de réinstallation.

Pour cette raison, une étude sur le terrain a été effectuée sur la base du tracé alternatif, afin d'éviter la réinstallation.

Les villages de Bringakro (près du point TK07), de Tenikro et d'Amonkro (près du point TK16), qui nécessitent un grand nombre de réinsatlation, sont évités par le tracé alternatif. Les Figure 4.1-13 et Figure 4.1-14 montrent le tracé alternatif et les lieux d'étude.

【Lieux d'étude】 7 lieux

TK01, TK02, TK06, TK07, TK10, TK11, TK16

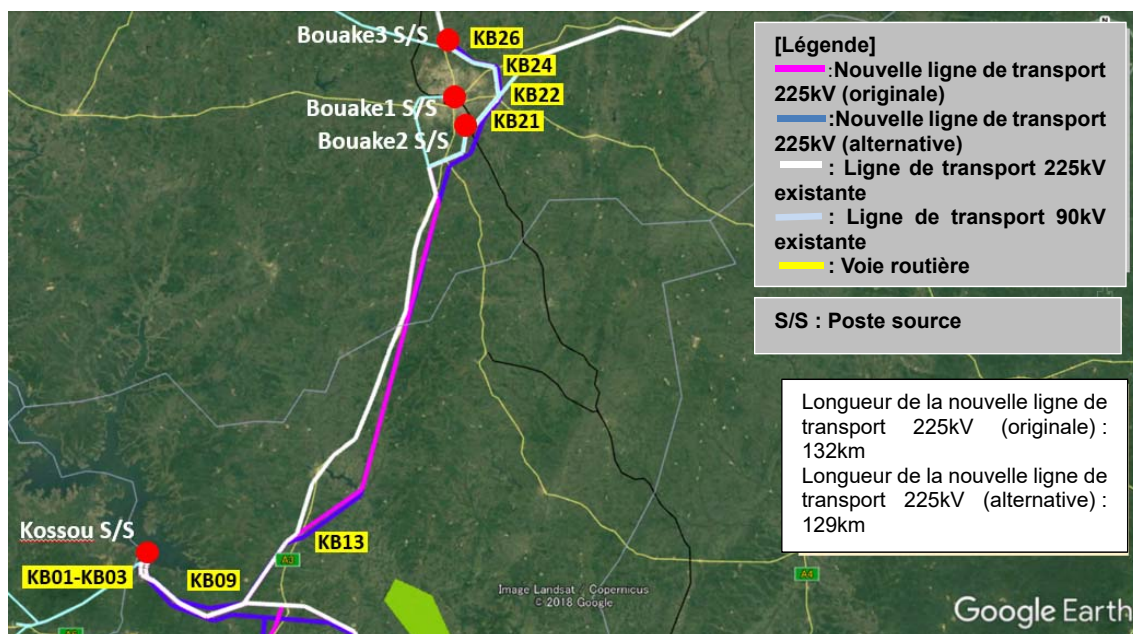


Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 4.1-13 Tracé alternatif (entre Taabo et Kossou)

【Lieux d'étude】 8 lieux

KB01, KB02, KB03, KB09, KB13, KB21, KB22, KB24, KB26



Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 4.1-14 Tracé alternatif (entre Kossou et Bouaké 3)

(4) Résultat de l'étude sur le tracé alternatif

1) TK01

Le point TK01 est situé au nord du poste et du canal d'évacuation de la centrale. Bien qu'il y ait divers arbres dans les environs, il est considéré que l'espace pour le pylône est suffisamment assuré et qu'il n'y a pas d'obstacle au tracé de la ligne de transport. La Figure 4.1-15 montre l'emplacement du site et des photos des environs.

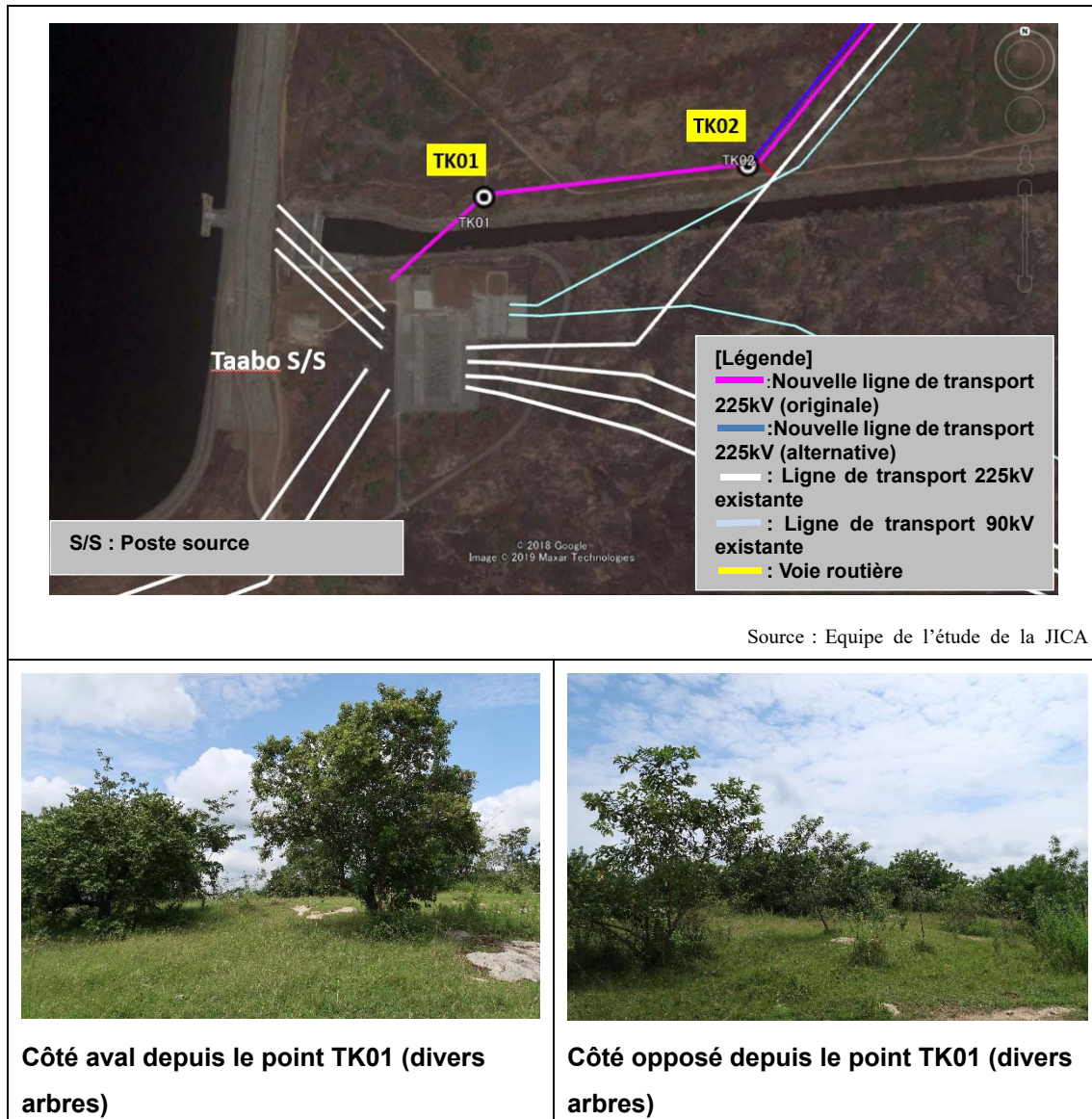


Figure 4.1-15 Emplacement du site et photos des environs 1

2) TK02

Le point TK02 est situé au nord-est du poste et à l'ouest de la ligne de transport existante. Le point TK02 se trouve sur le côté nord de la route (environ 20 m) et est couvert de divers arbres, cependant l'espace pour le pylône est suffisamment assuré et il n'y a aucun obstacle au tracé de la ligne de transport. La Figure 4.1-16 montre l'emplacement du site et des photos des environs.

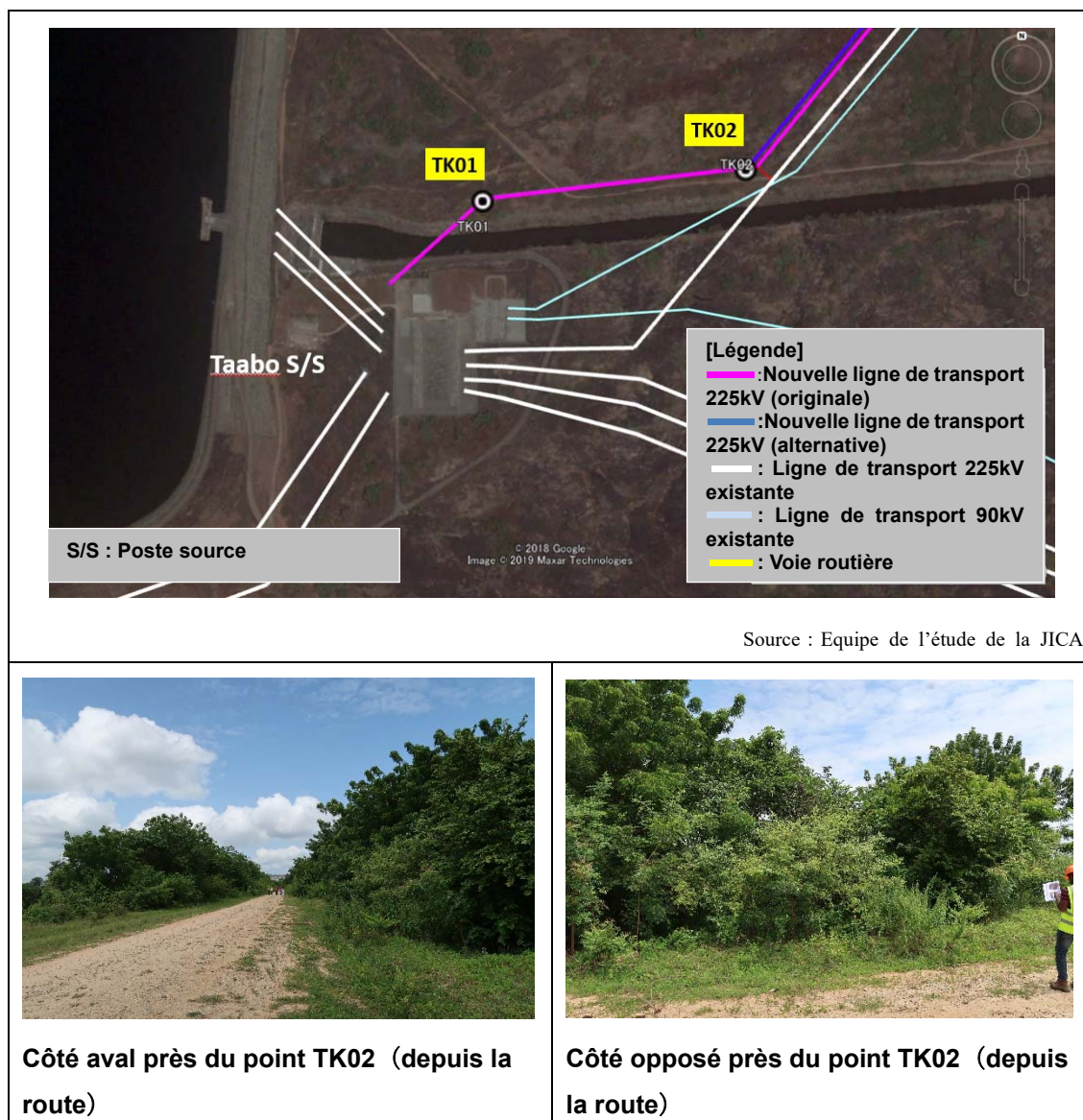
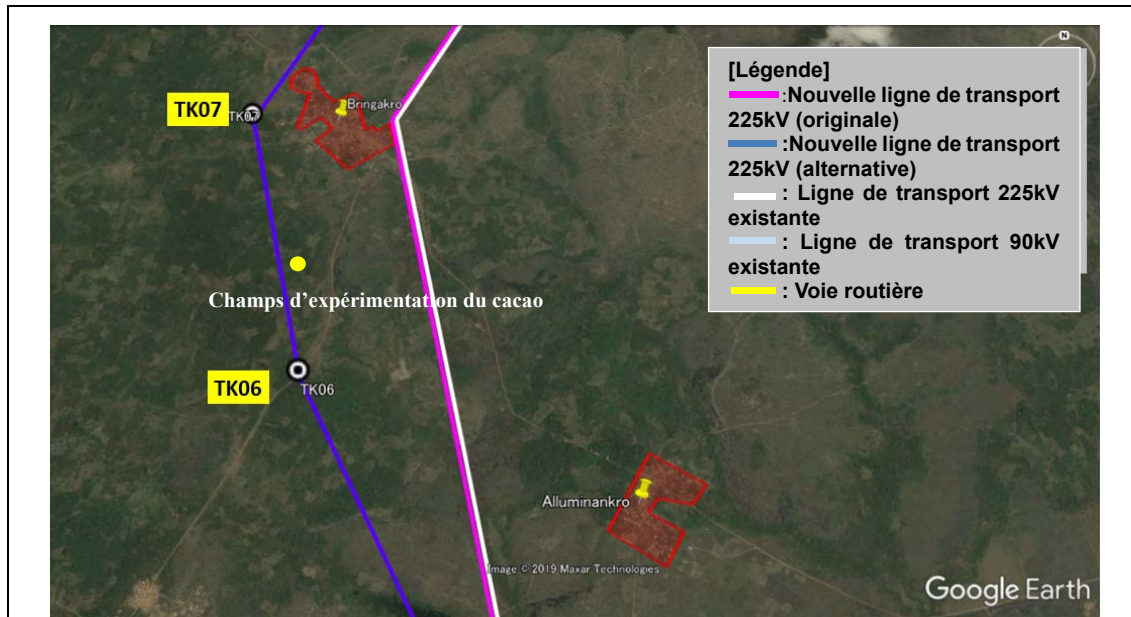


Figure 4.1-16 Emplacement du site et photos des environs 2

3) TK06

Le point TK06 est situé à environ 1,5 km au sud du village Bringakro et à environ 20 m à l'est de la route. Ce point se trouve dans un champ de bananes, cependant l'espace pour le pylône est suffisamment assuré et il n'y a pas d'obstacle au tracé de la ligne de transport.

Il y a une enseigne relative à la démonstration de la culture de cacao entre le village de Bringakro et le point TK06 et ce lieu est situé à environ 650 m au nord du point TK06 vers le point TK07. La Figure 4.1-17 montre l'emplacement du site et des photos des environs.



Source : Equipe de l'étude de la JICA



Côté aval depuis le point TK06 (champ de bananiers)



Côté opposé depuis le point TK06 (champ de bananiers)



Enseigne relative à la démonstration de la culture de cacao

【Contenu de l'enseigne】

Démonstration de la culture de cacao

Date : le 28 juillet 2016

Producteur : BRINGA N'GORAN

Surface : 0,5ha

Coordonnées : 6.40348N, -5.093131W

Lieu : Bringakro

Figure 4.1-17 Emplacement du site et photos des environs 3

4) TK07

Le point TK07 est situé à l'ouest du village de Bringakro et le site est couvert de divers arbres et d'herbes sauvages. Le village s'étend vers le nord-ouest le long de la route et il est considéré que le déplacement de certaines maisons est nécessaire, si le tracé actuel de la ligne de transport est maintenu. Pour cette raison, il est nécessaire de déplacer le point TK07 d'environ 50 m vers le nord. La Figure 4.1-18 montre l'emplacement du site et des photos des environs.

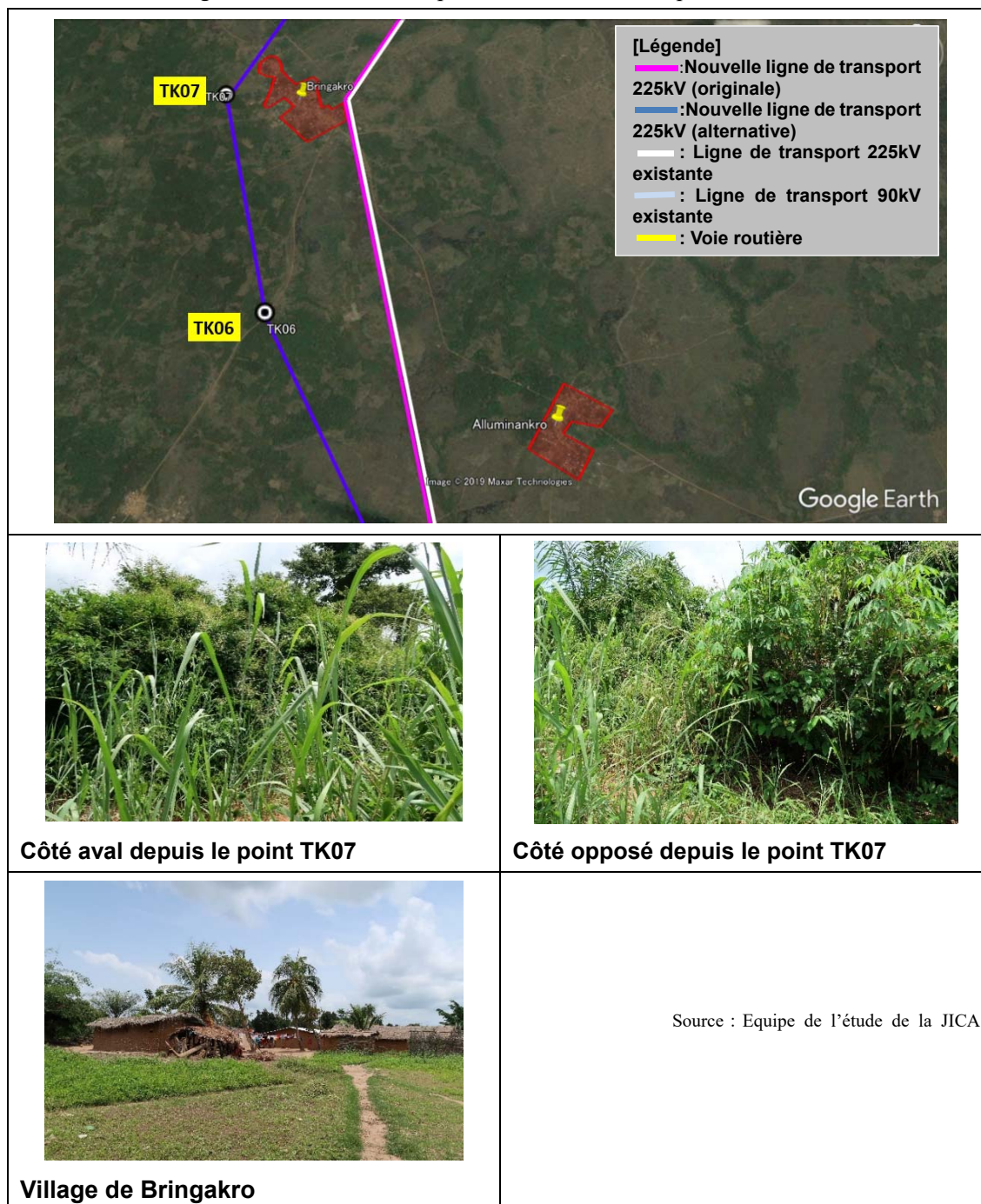


Figure 4.1-18 Emplacement du site et photos des environs 4

5) TK10

Le point TK10 est situé au sud-ouest du village de Maounou dans la forêt du côté nord de la route (environ 20 m). Le tracé de la ligne de transport est assez éloigné du village et ne présente aucun problème. La Figure 4.1-19 montre l'emplacement du site et des photos des environs.

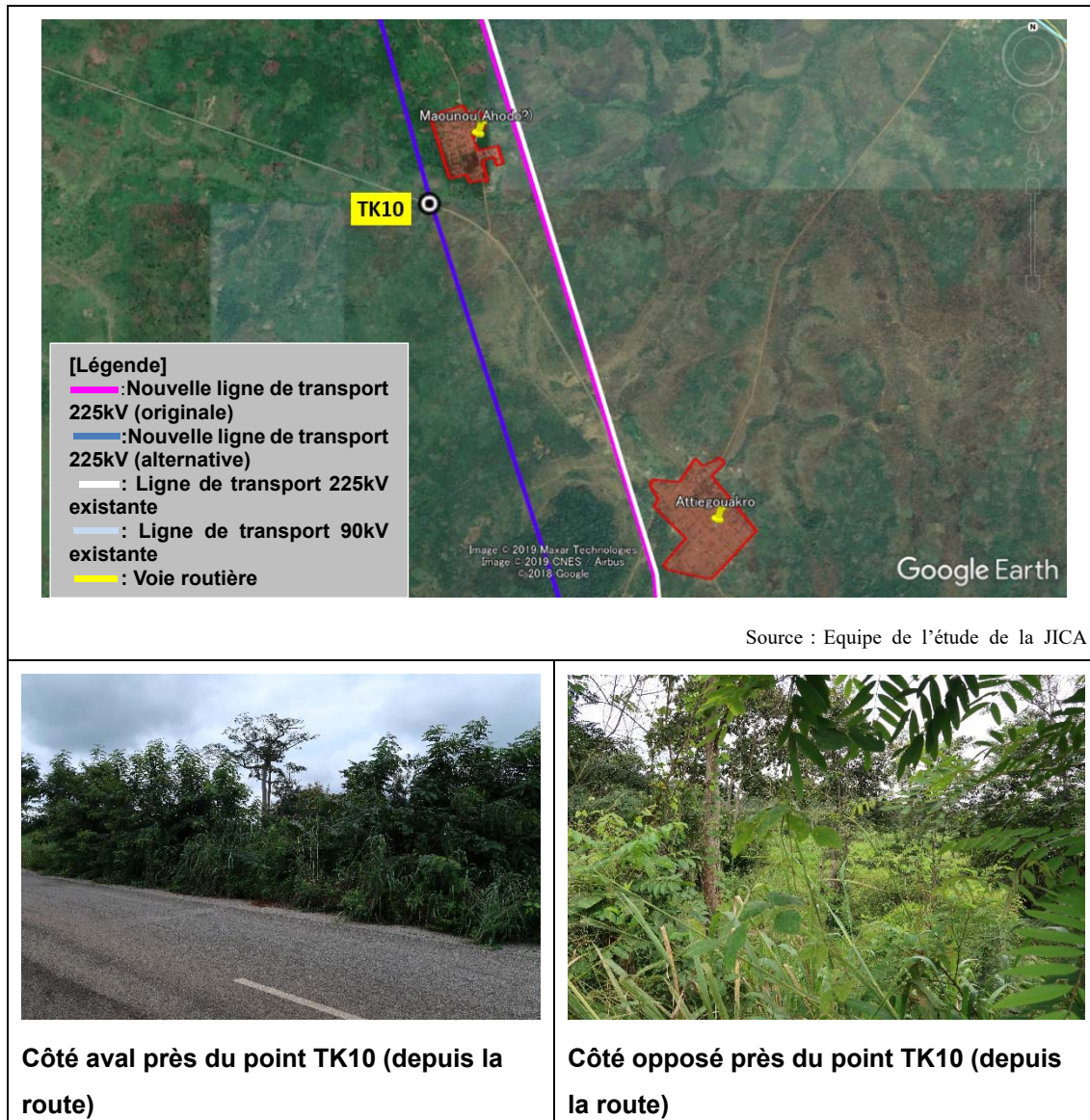
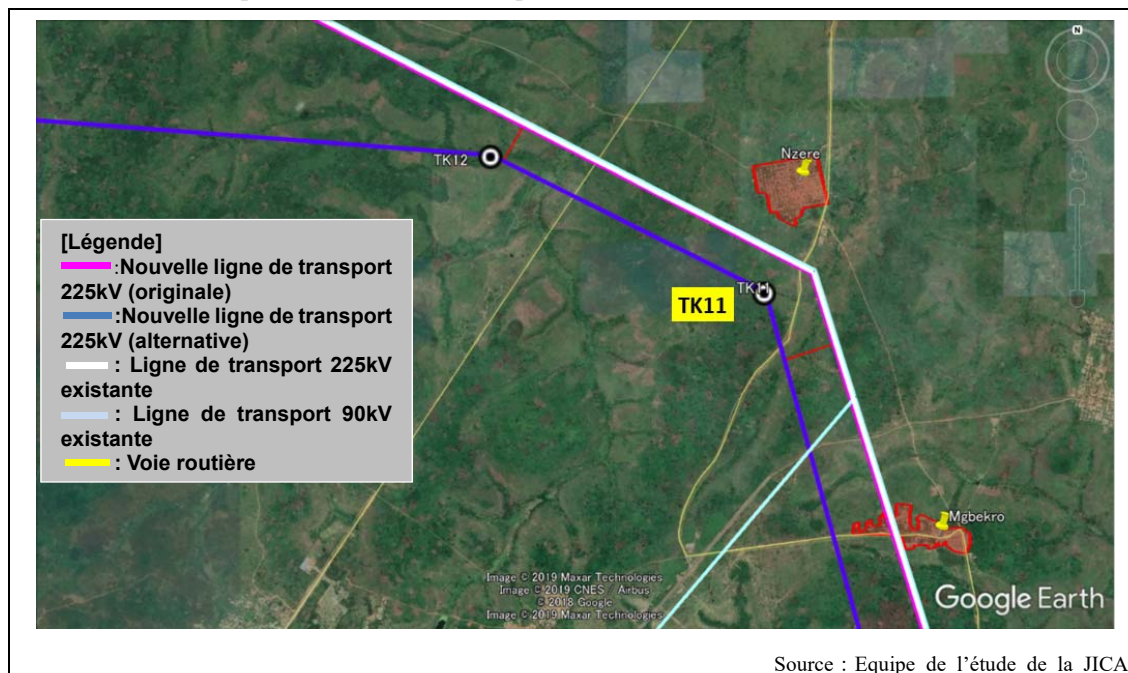


Figure 4.1-19 Emplacement du site et photos des environs 5

6) TK11

Le point TK11 est situé au sud-ouest du village de Nzere, à environ 300 m à l'ouest de la route voisine. Le site est couvert de divers arbres et d'herbes sauvages, cependant l'espace pour le pylône est suffisamment assuré et il n'y a pas d'obstacle au tracé de la ligne de transport. La Figure 4.1-20 montre l'emplacement du site et des photos des environs.



Côté aval depuis le point TK11



Côté opposé depuis le point TK11

Figure 4.1-20 Emplacement du site et photos des environs 6

7) TK16

Le point TK16 est situé au sud du village de Ténikro et dans un champ de cacao. Il est bien éloigné du village et il n'y a aucun obstacle au tracé de la ligne de transport. La Figure 4.1-21 montre l'emplacement du site et des photos des environs.

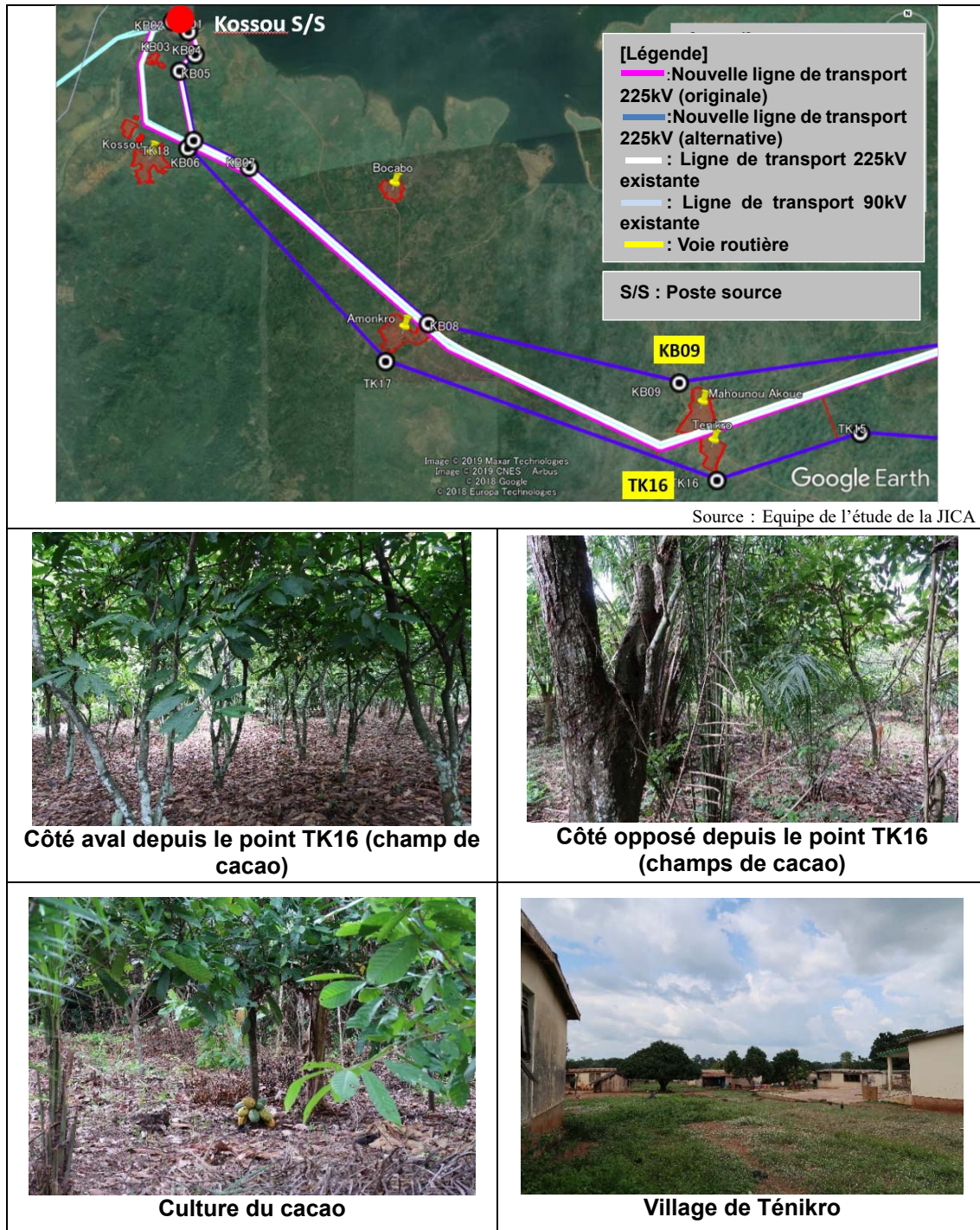
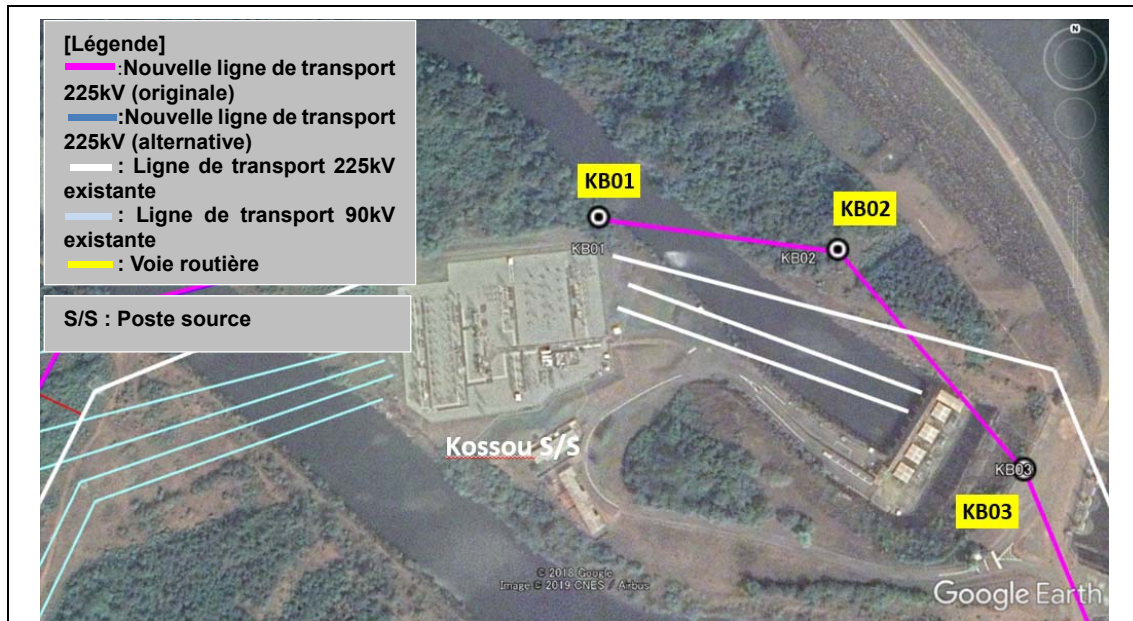


Figure 4.1-21 Emplacement du site et photos des environs 7

8) KB01

Le point KB01 est contigu au canal d'évacuation de la centrale et la distance entre le pieu central du pylône et le canal d'évacuation est de 2 m seulement ; il est donc extrêmement difficile d'installer le pylône. Pour cette raison, il est nécessaire de déplacer la baie d'extension du poste un peu vers l'ouest ou d'installer le premier pylône sur la rive opposée. Au cas où le premier pylône est installé sur la rive opposée, il est nécessaire d'examiner la résistance du portique. En outre, puisque le premier pylône de la ligne de transport de 225 kV existante est situé un peu au nord du portique, il ne peut pas garantir une distance suffisante. En conséquence, il est jugé approprié de déplacer la baie d'extension du poste un peu vers l'ouest et de faire entrer la ligne de transport. Les Figure 4.1-22 et Figure 4.1-23 montrent l'emplacement du site, des photos des environs et la vue d'ensemble de l'entrée au poste de la solution alternative.



Source : Equipe de l'étude de la JICA



Côté aval depuis le point KB01

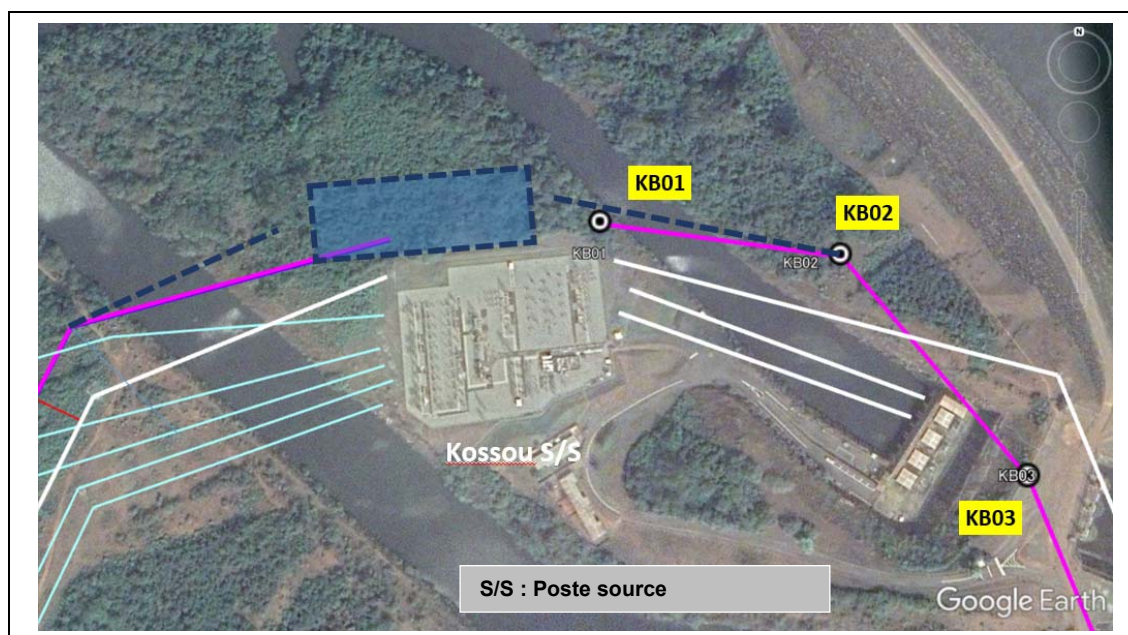


La distance entre le pieu central du pylône et le canal d'évacuation est d'environ 2 m



Premier pylône de la ligne de transport de 225 kV existante (entre les postes Kossou et Bouaké 2)

Figure 4.1-22 Emplacement du site et photos des environs 8

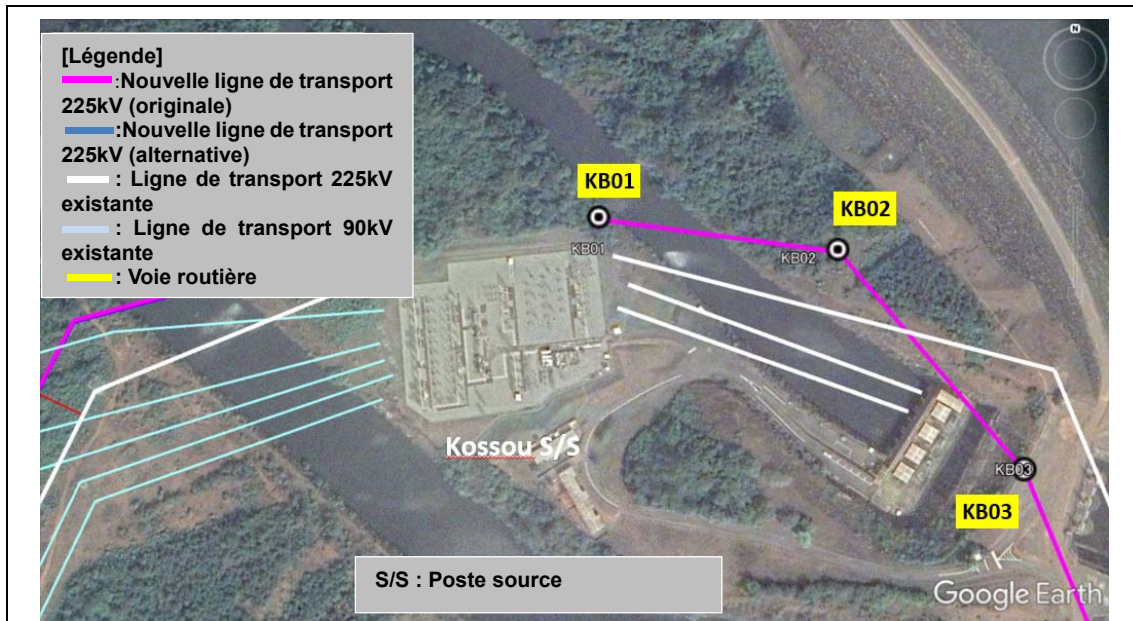


Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 4.1-23 Vue d'ensemble de l'entrée au poste de la solution alternative

9) KB02

Le point KB02 est situé sur la rive opposée du canal d'évacuation à l'est du point KB01. Le site est couvert de divers arbres et d'herbes sauvages. Puisqu'il est nécessaire de traverser la ligne de transport de 225 kV et la ligne de distribution de 33 kV existantes entre les points KB02 et KB03, la hauteur du deuxième pylône sera élevée. Il est considéré que l'espace pour le pylône peut être suffisamment assuré. La Figure 4.1-24 montre l'emplacement du site et des photos des environs.



Source : Equipe de l'étude de la JICA

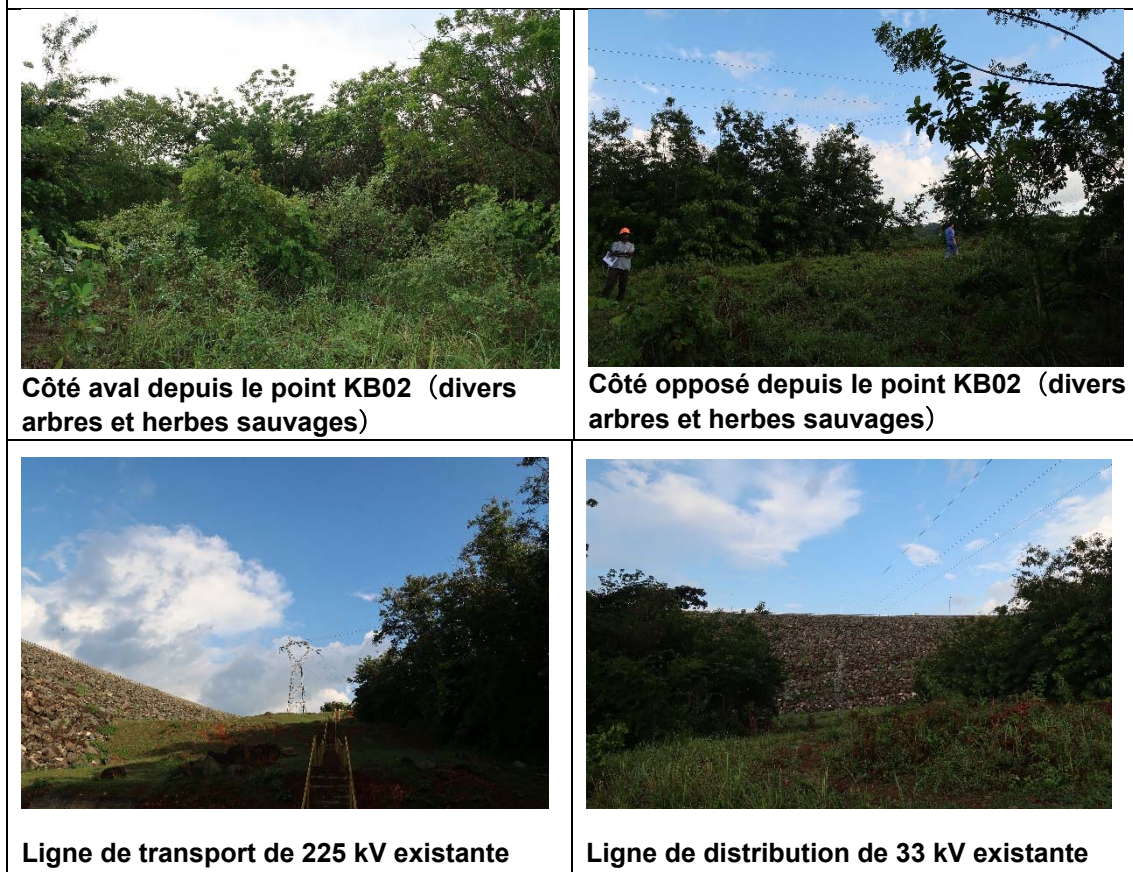


Figure 4.1-24 Emplacement du site et photos des environs 9

10) KB03

Le point KB03 est situé à l'est de la centrale et au même niveau que le barrage. Comme au point KB02, la hauteur du troisième pylône sera élevée. Il est considéré que l'espace pour le pylône est suffisamment assuré. La Figure 4.1-25 montre l'emplacement du site et des photos des environs.

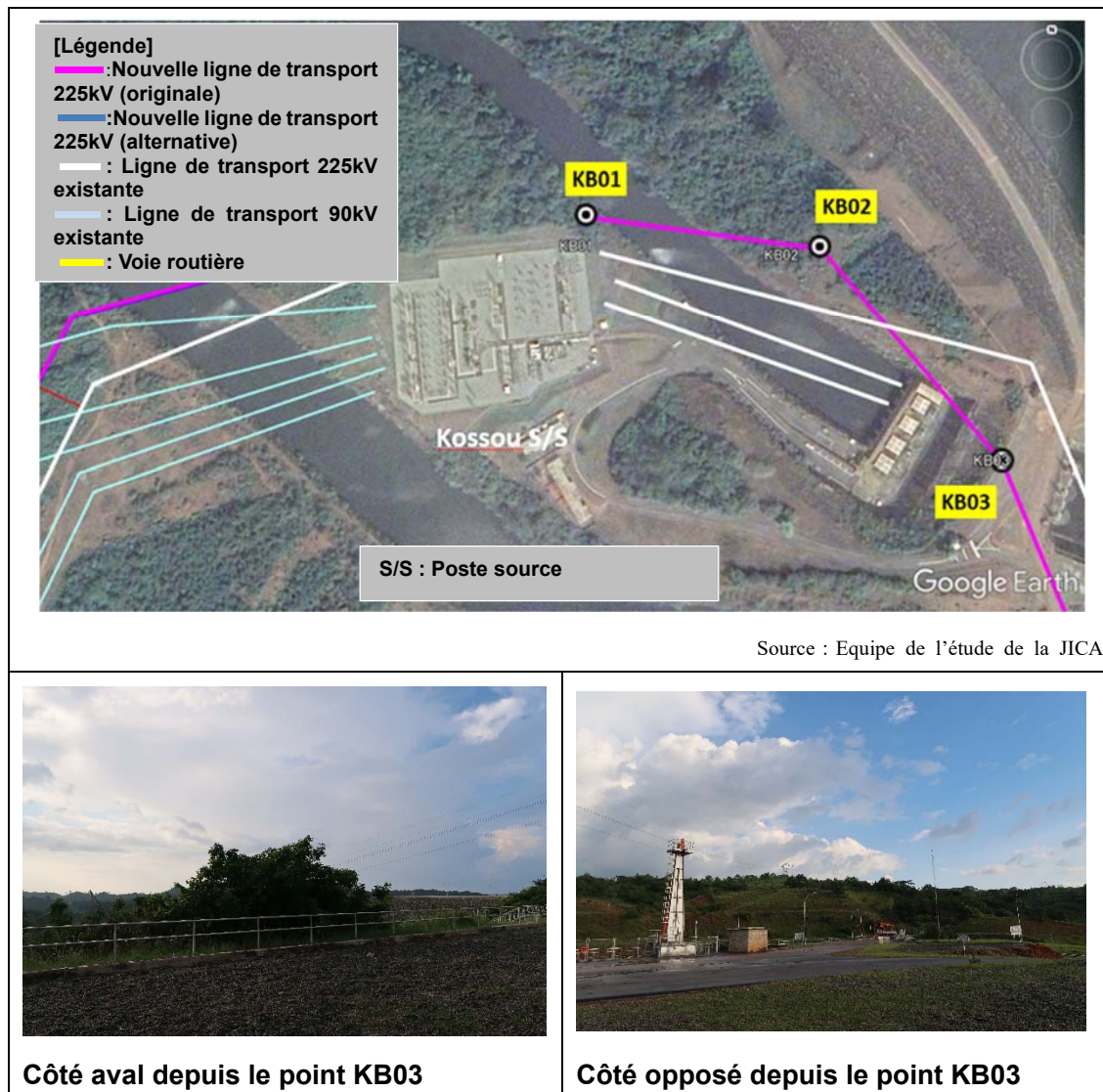
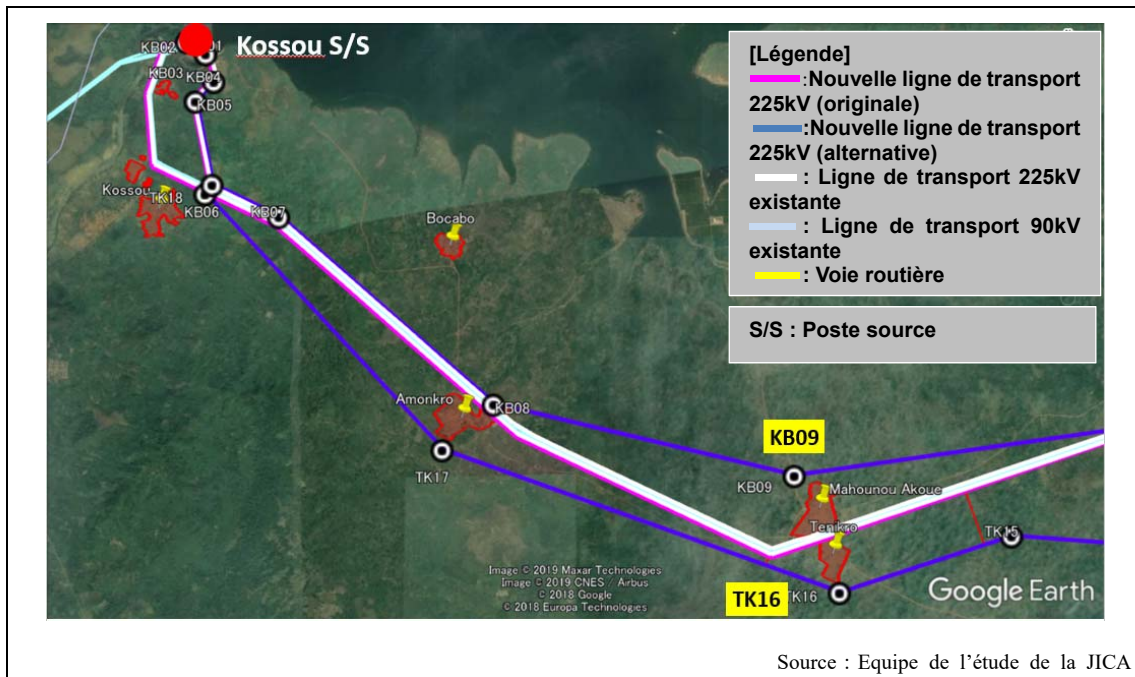


Figure 4.1-25 Emplacement du site et photos des environs 10

11) KB09

Le point KB09 est situé au nord du village de Mahounou-Akoué, à environ 30 m à l'est depuis la route dans un champ de cacao. Ce point est suffisamment éloigné du village et le tracé de la ligne de transport ne pose aucun problème. La Figure 4.1-26 montre l'emplacement du site et des photos des environs.



Côté aval près du point KB09

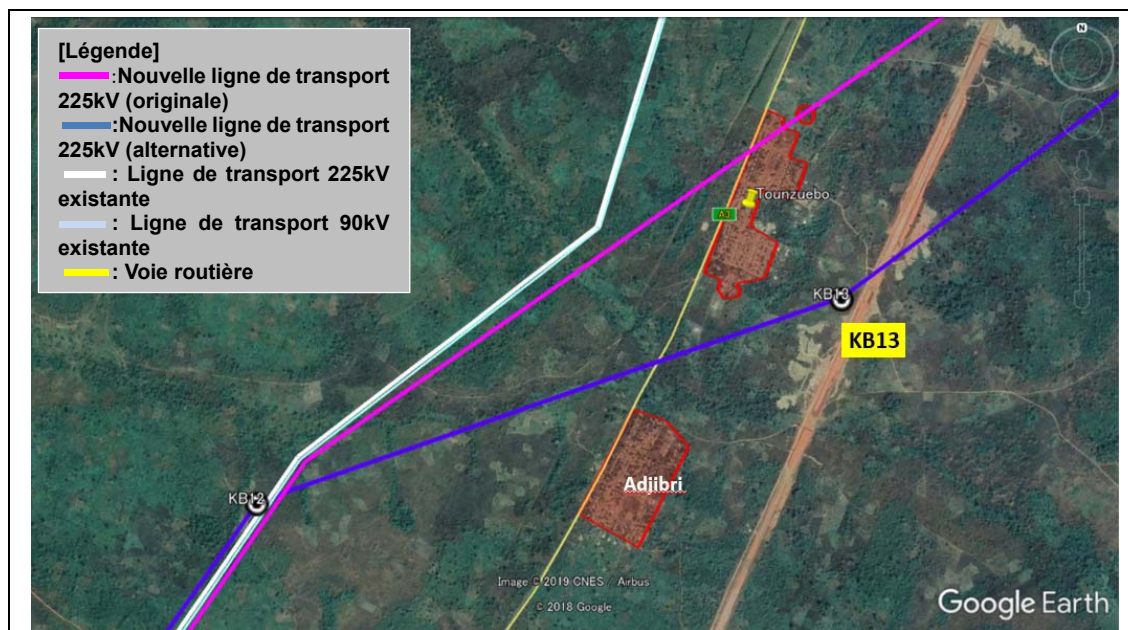


Côté opposé près du point KB09 (champ de cacao)

Figure 4.1-26 Emplacement du site et photos des environs 11

12) KB13

Le point KB13 est situé au sud-est du village de Tounzuebo à environ 60 m depuis l'autoroute dans un champ de manioc. Entre les points KB12 et KB13, la ligne passe entre les villages de Tounzuebo et Adjibri, cependant celle-ci étant suffisamment éloignée des deux villages, il semble que la ligne de transport ne pose aucun problème. La Figure 4.1-27 montre l'emplacement du site et des photos des environs.



Source : Equipe de l'étude de la JICA



Côté aval depuis le point KB13 (champ de manioc)

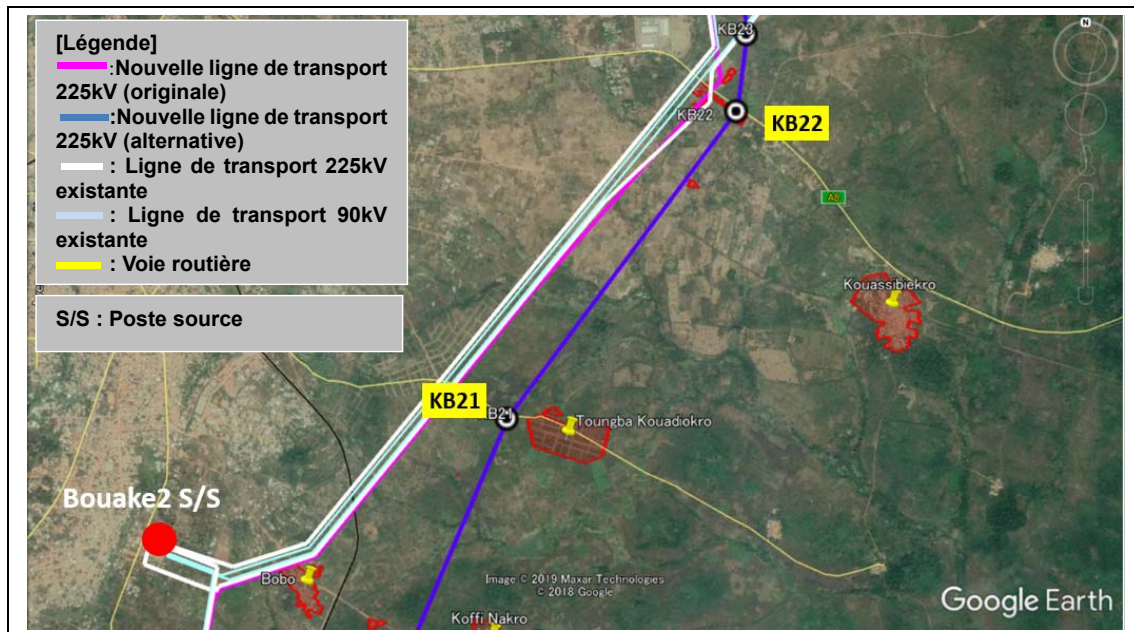


Côté opposé depuis le point KB13 (champ de manioc)

Figure 4.1-27 Emplacement du site et photos des environs 12

13) KB21

Le point KB21 est situé à l'ouest du village de Toungba Kouadiokro, à environ 30 m depuis la route et le site est couvert d'herbes sauvages. Il est suffisamment éloigné du village de Toungba Kouadiokro et il n'y a aucun problème dans le tracé de la ligne de transport. La Figure 4.1-28 montre l'emplacement du site et des photos des environs.



Source : Equipe de l'étude de la JICA



Côté aval depuis le point KB21 (herbes sauvages)



Côté opposé du point KB21 (herbes sauvages)

Figure 4.1-28 Emplacement du site et photos des environs 13

14) KB22

Le point KB22 est situé à environ 20 m depuis l'artère « A8 » et le site est couvert de divers arbres et d'herbes sauvages. Cependant l'espace pour le pylône est suffisamment assuré et il n'y a pas d'obstacle au tracé de la ligne de transport. La Figure 4.1-29 montre l'emplacement du site et des photos des environs.

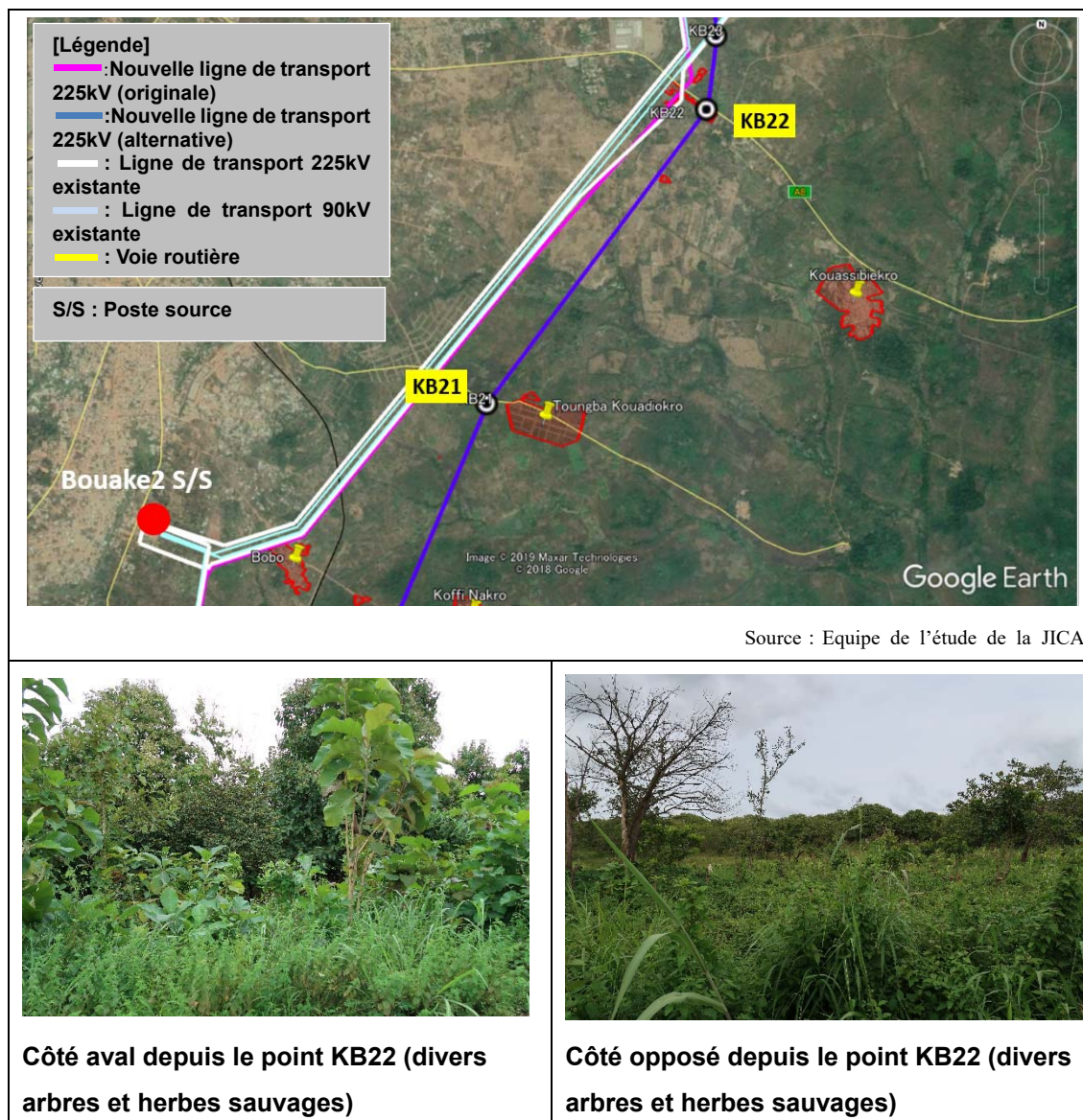


Figure 4.1-29 Emplacement du site et photos des environs 14

15) KB24

Le point KB24 est situé à l'ouest du village de Kanankro dans un champ de légumineuses. Ce point est suffisamment éloigné du village de Kanankro et aucun obstacle ne gêne le tracé de la ligne de transport. D'après CI-ENERGIES le côté ouest de la ligne de transport existante est une zone militaire. La Figure 4.1-30 montre l'emplacement du site et des photos des environs.

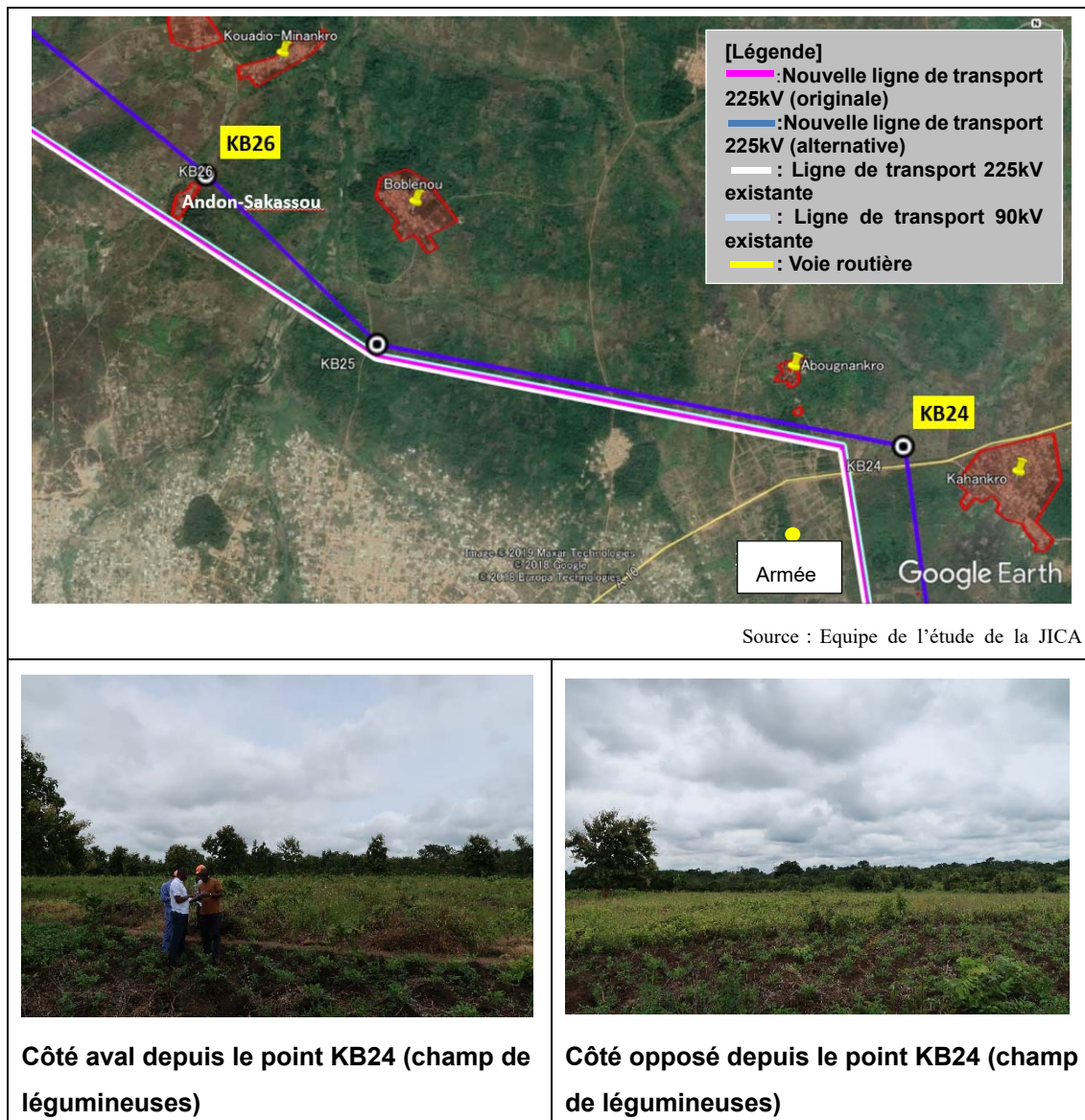
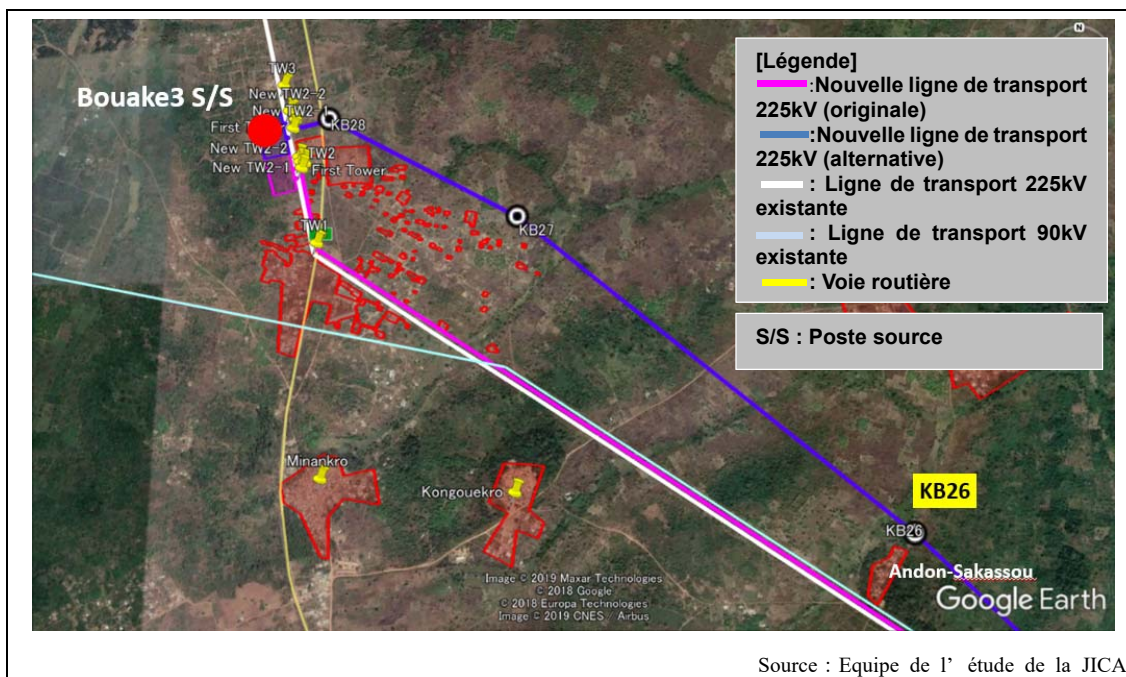


Figure 4.1-30 Emplacement du site et photos des environs 15

16) KB26

Le point KB26 est situé au nord du village d'Andon-Sakassou, à l'est de la route et le site est couvert de divers arbres et d'herbes sauvages. Ce point est bien éloigné du village et le tracé de la ligne de transport ne pose aucun problème. La Figure 4.1-31 montre l'emplacement du site et des photos des environs.



Côté aval depuis le point KB26 (divers arbres et herbes sauvages)



Côté opposé depuis le point KB26 (divers arbres et herbes sauvages)

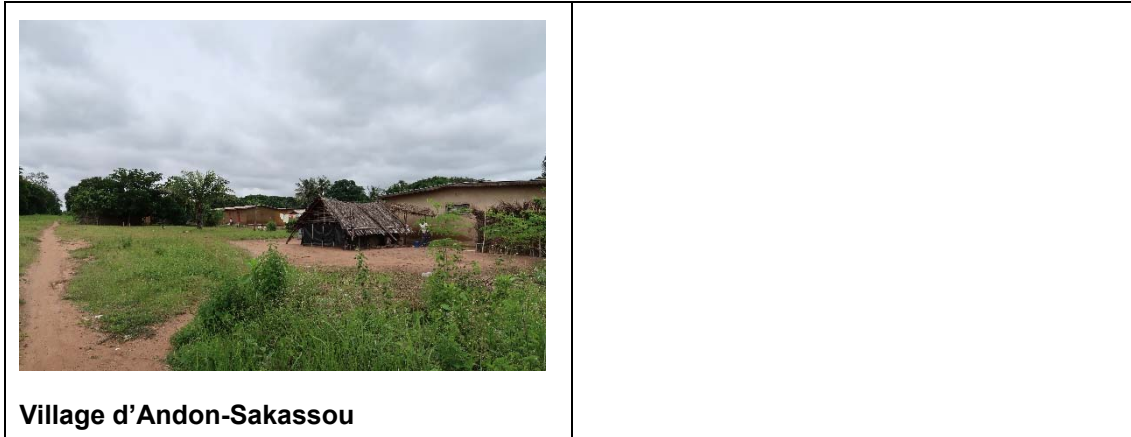


Figure 4.1-31 Emplacement du site et photos des environs 16

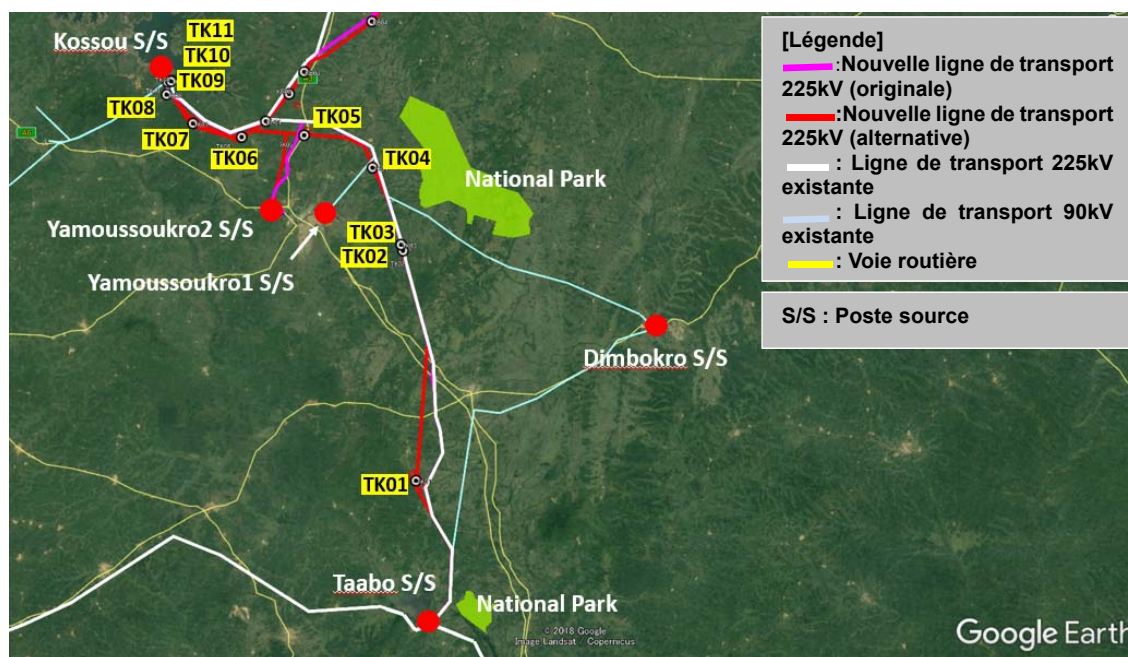
(5) Revue du tracé

Le tracé initial qui affectait les villages autour du poste de Kossou a été réexaminé au travers de l'étude de terrain.

Le tracé alternatif contourne au sud les villages (entre TK06 et de TK07). Les Figures Figure 4.1-32 et Figure 4.1-33 représentent l'alternative et les sites de l'étude.

【Site de l'étude】 11 lieux

TK01, TK02, TK03, TK04, TK05, TK06, TK07, TK08, TK09, TK10, TK11

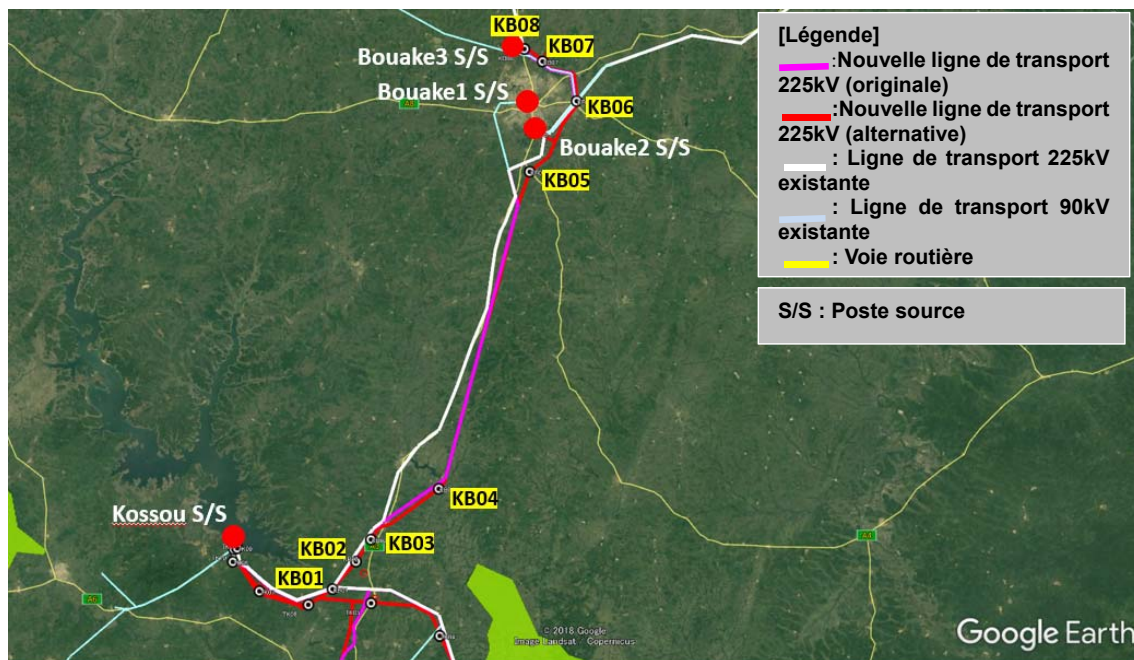


Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 4.1-32 Tracé de la ligne de transport et sites de l'étude (Taabo - Kossou)

【Site de l'étude】 8 lieux

KB01, KB02, KB03, KB04, KB05, KB06, KB07, KB08



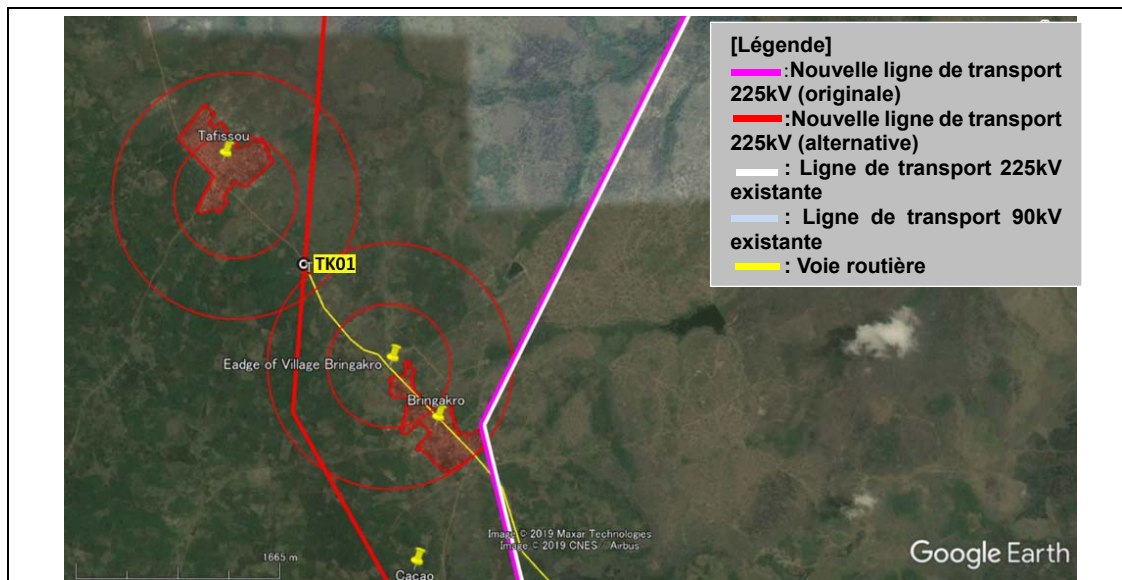
Source : Equipe de l'étude de la JICA

Figure 4.1-33 Tracé de la ligne de transport et sites de l'étude (Kossou – Bouaké3)

(6) Résultat du réexamen du trace alternatif

1) TK01

Le point TK01 entre les villages Bringakro et Tafissou est couvert d'arbres et d'herbes sauvages, et se situe assez loin de ces villages. Pour cela, l'espace du couloir est suffisamment assuré. Aucun obstacle n'est observé, et l'impact environnemental est faible. La Figure 4.1-34 représente l'emplacement et les photos des environs du site.



Source : Equipe de l' étude de la JICA

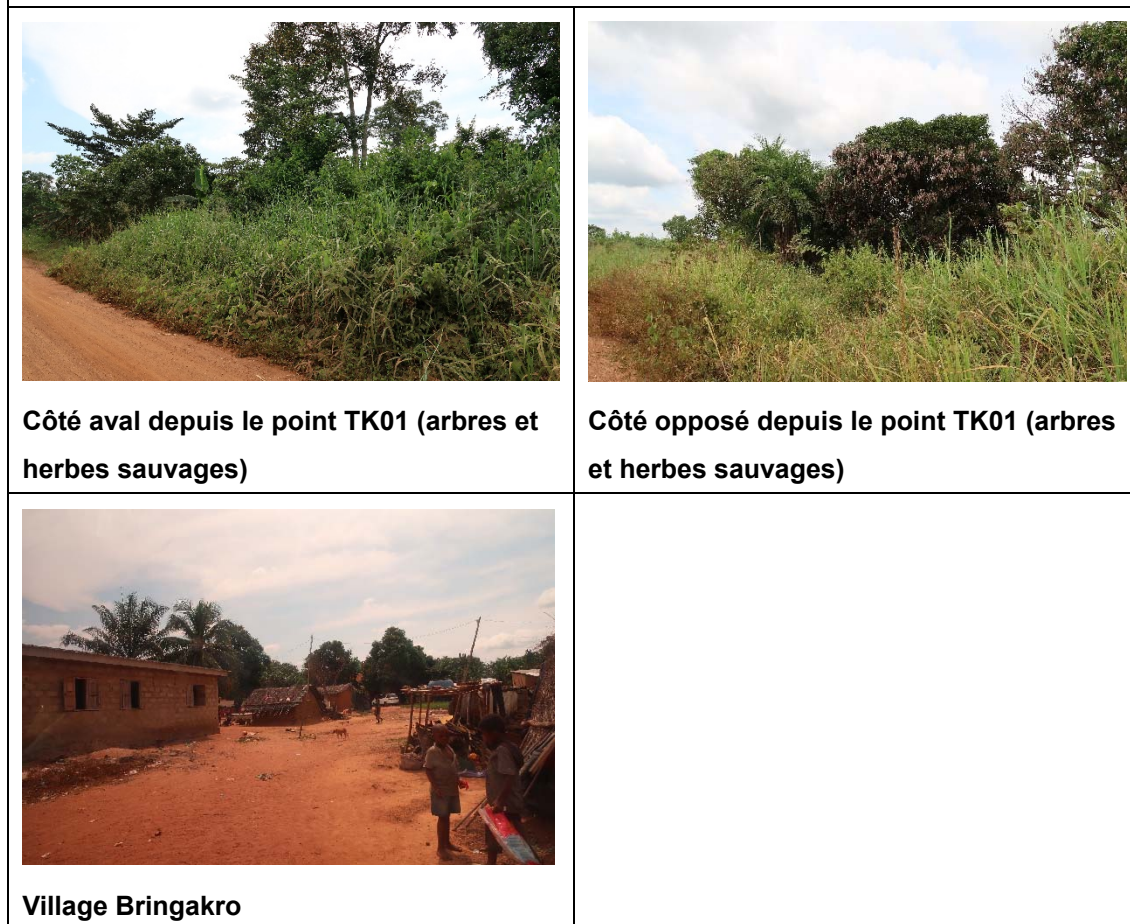


Figure 4.1-34 Vue de l'emplacement et photos des environs du site

2) TK02

Le point TK02 se situe entre les forêts sacrées et le village Attiegouakro. Le tracé parallèle à la ligne de transport 225 kV existante traverse la ligne de distribution 33 kV existante. Le point TK02 est couvert d'arbres et d'herbes sauvages, et se trouve loin des forêts sacrées et du village Attiegouakro. Il n'y a donc pas d'obstacle au tracée de la ligne de transport. La Figure 4.1-35 représente l'emplacement et les photos des environs du site.

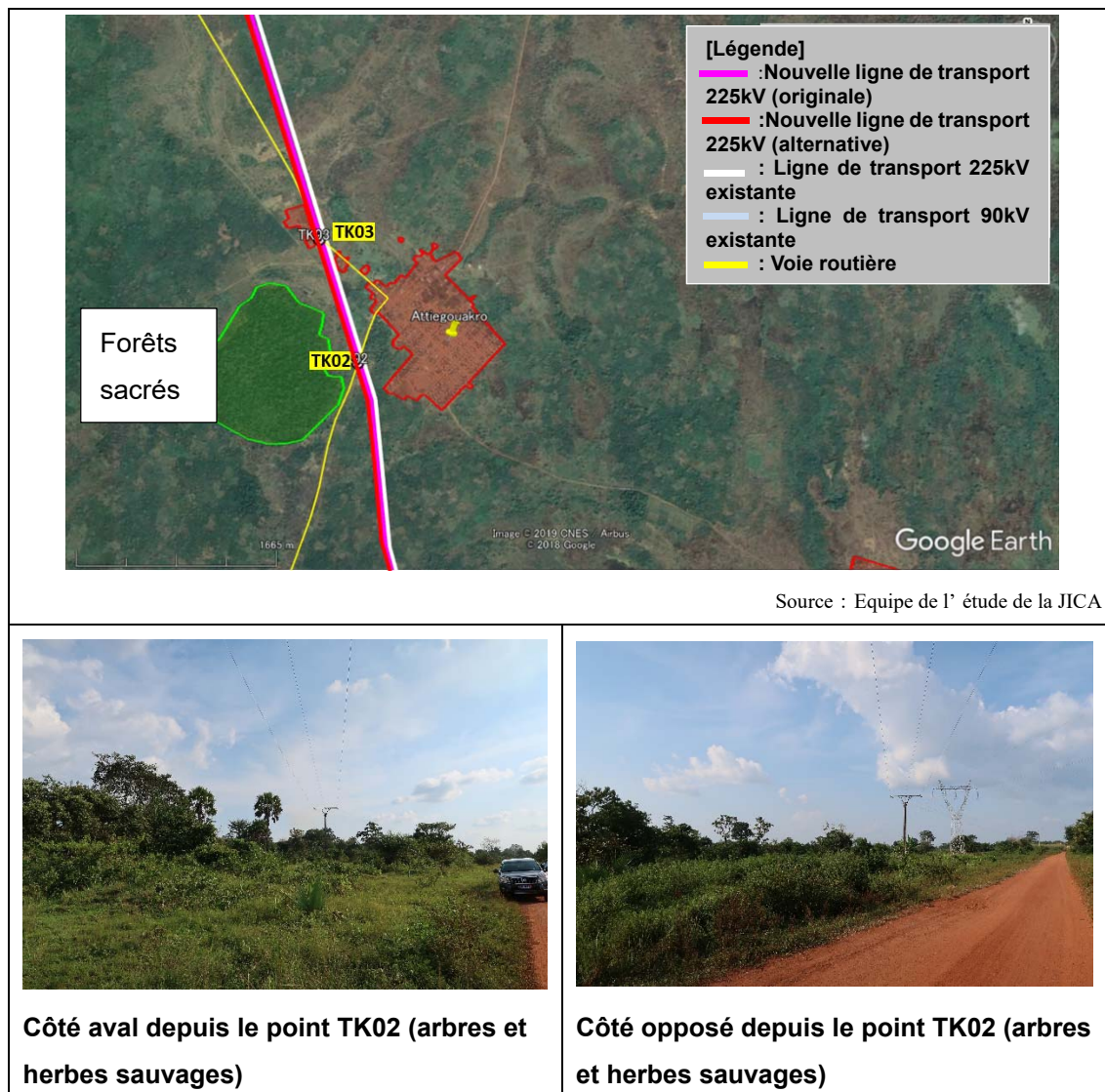


Figure 4.1-35 Emplacement du site et photos des environs

3) TK03

Le point TK03 se situe au nord-ouest du village Attiéguakro. Le tracé est parallèle à la ligne de transport 225 kV existante. Il n'y a pas d'inconvénient car le site est entouré d'arbres et se trouve loin des résidences voisines. La Figure 4.1-36 représente l'emplacement et les photos des environs du site.

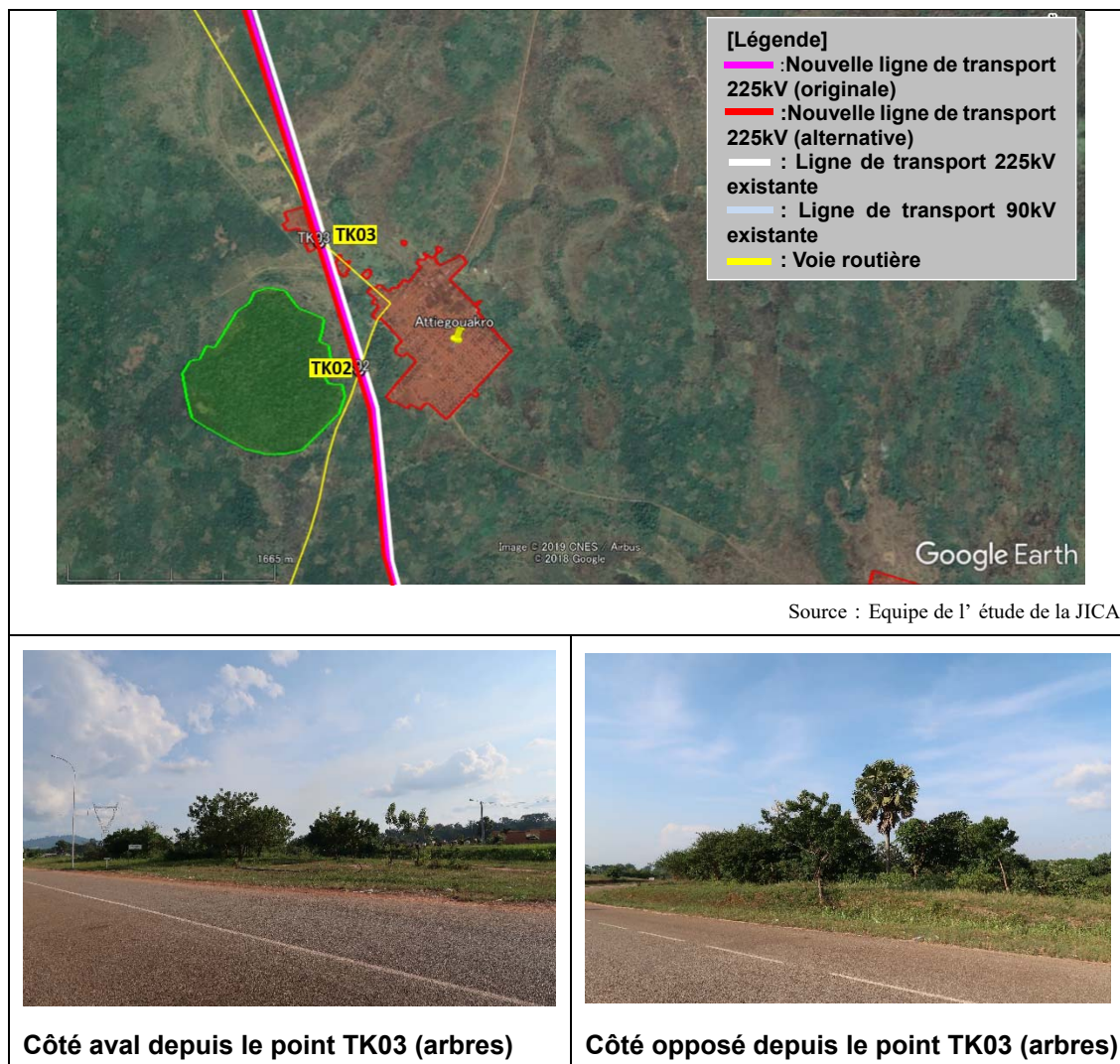


Figure 4.1-36 Vue de l'emplacement et photos des environs du site

4) TK04

Le point TK04 se situe à l'ouest du village Mgbekro. Il n'y a pas d'inconvénient car le site est couvert d'arbres et d'herbes sauvages, et se trouve loin du village Mgbekro. La Figure 4.1-37 représente l'emplacement et les photos des environs du site.

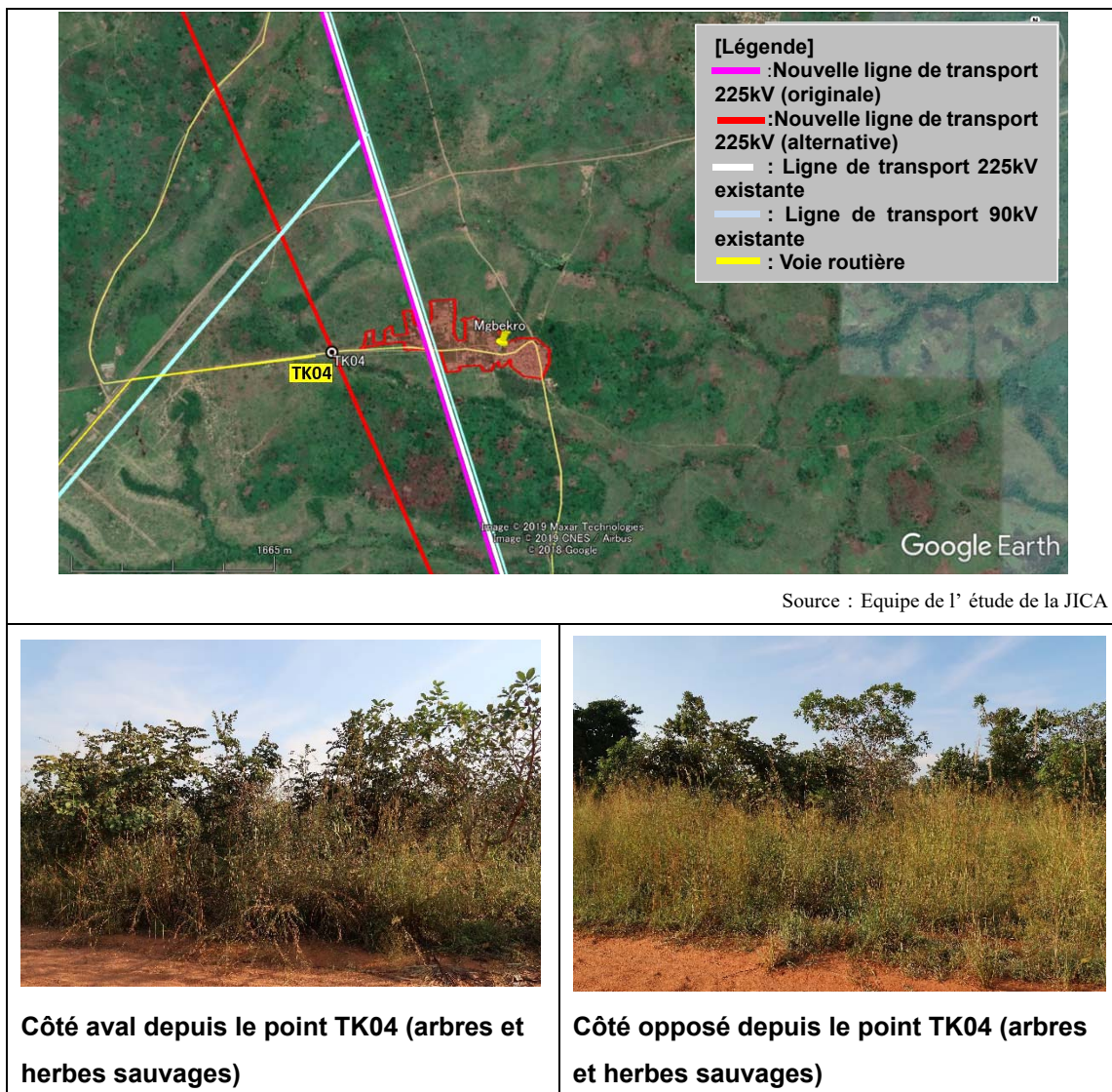


Figure 4.1-37 Vue de l'emplacement et photos des environs du site

5) TK05

Le point TK05 se situe au sud du village Lolobo. Il n'y a pas d'inconvénient car le site est couvert d'arbres et d'herbes sauvages et se trouve loin du village Lolobo. La Figure 4.1-38 représente l'emplacement et les photos des environs du site.

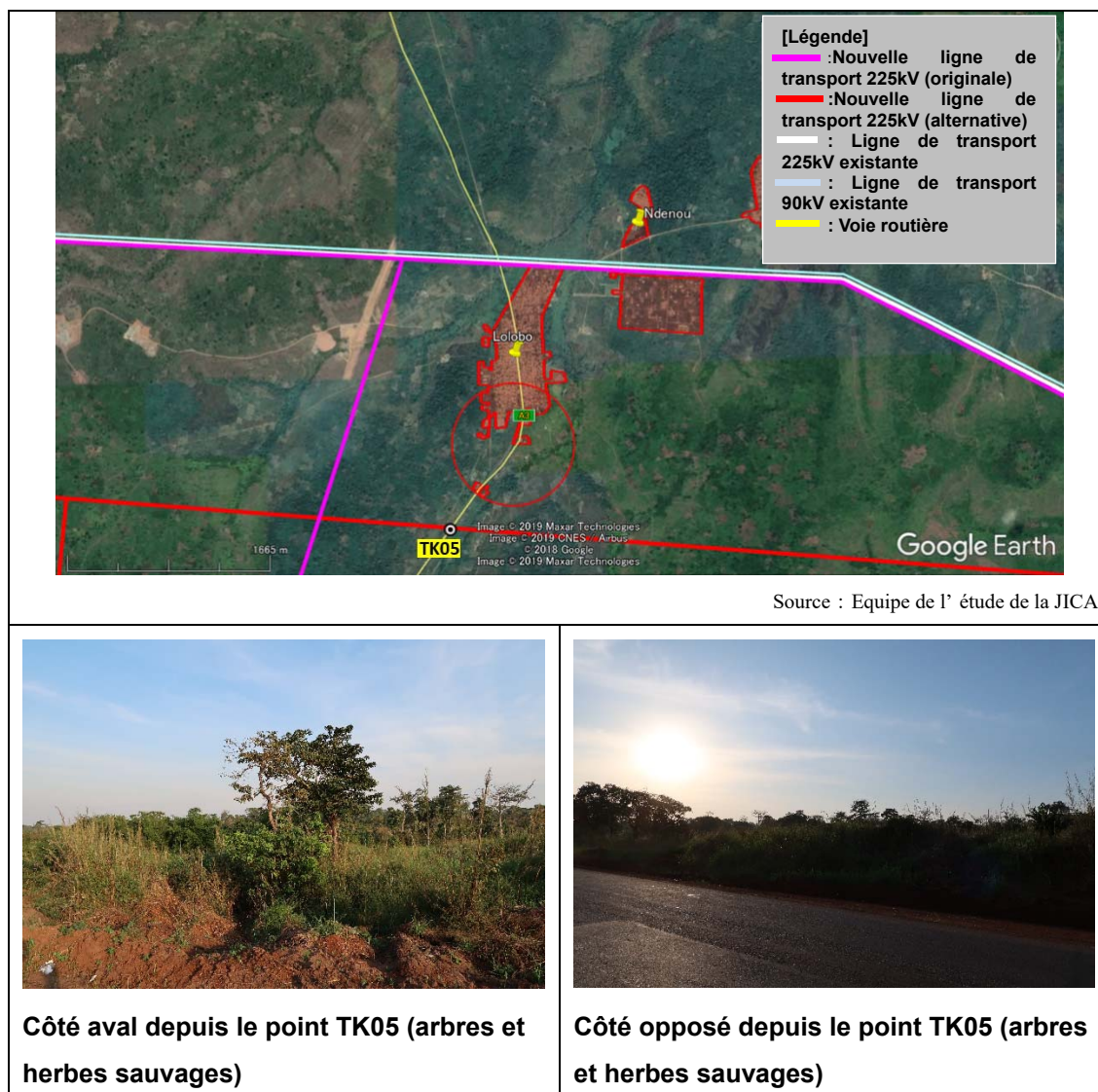


Figure 4.1-38 Vue de l'emplacement et photos des environs du site

6) TK06

Le point TK06 se situe au sud-est du village Tenikro. Il n'y a pas d'inconvénient car le site est couvert d'arbres et d'herbes sauvages, et se trouve loin du village. La Figure 4.1-39 représente l'emplacement et les photos des environs du site.

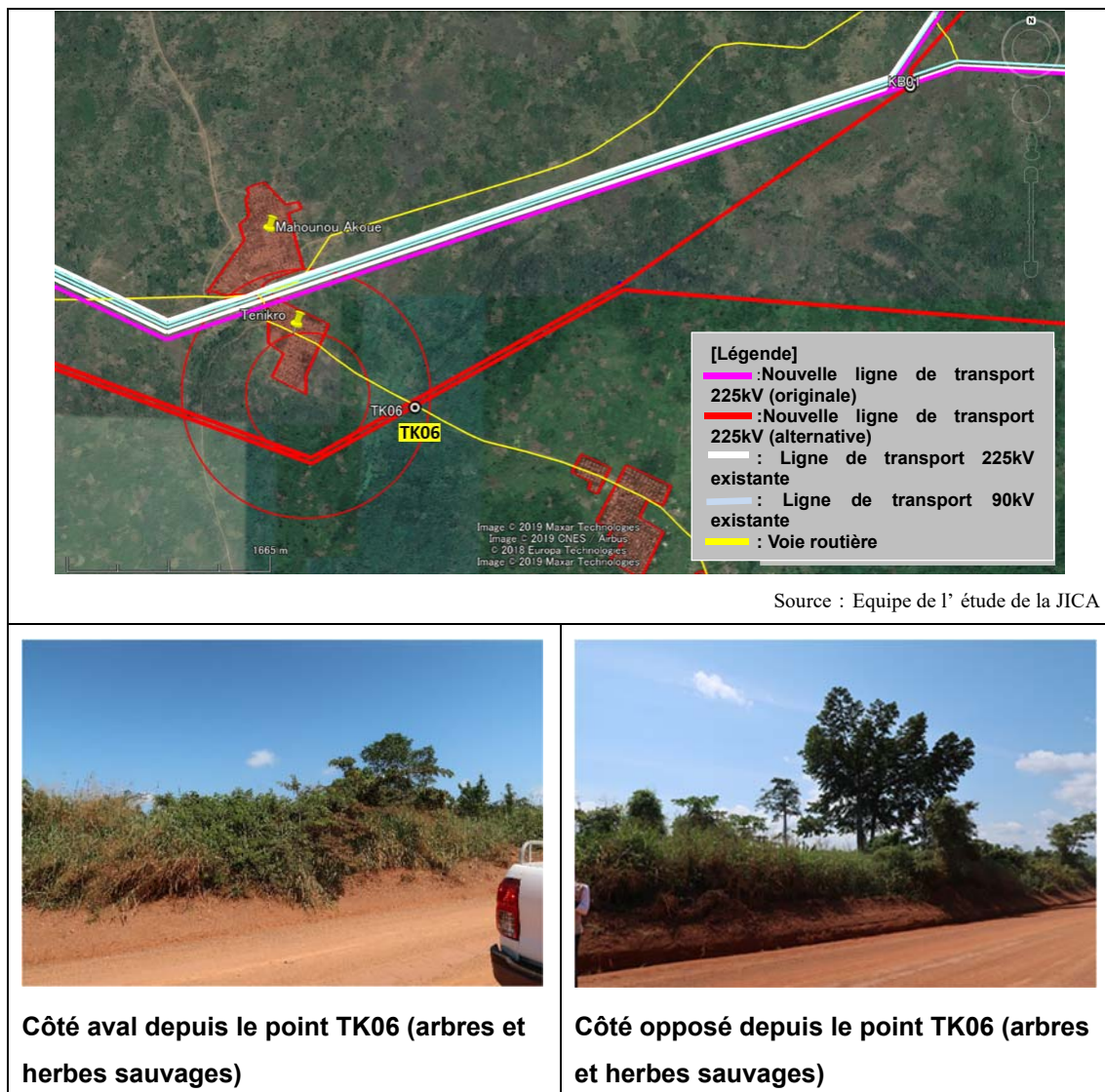


Figure 4.1-39 Vue de l'emplacement et photos des environs du site

7) TK07

Le point TK07 se situe au sud-ouest du village Amonkro. Il n'y a pas d'inconvénient car le site est couvert de bananiers, d'arbres et d'herbes sauvages, et se trouve loin du village. La Figure 4.1-40 représente l'emplacement et les photos des environs du site.

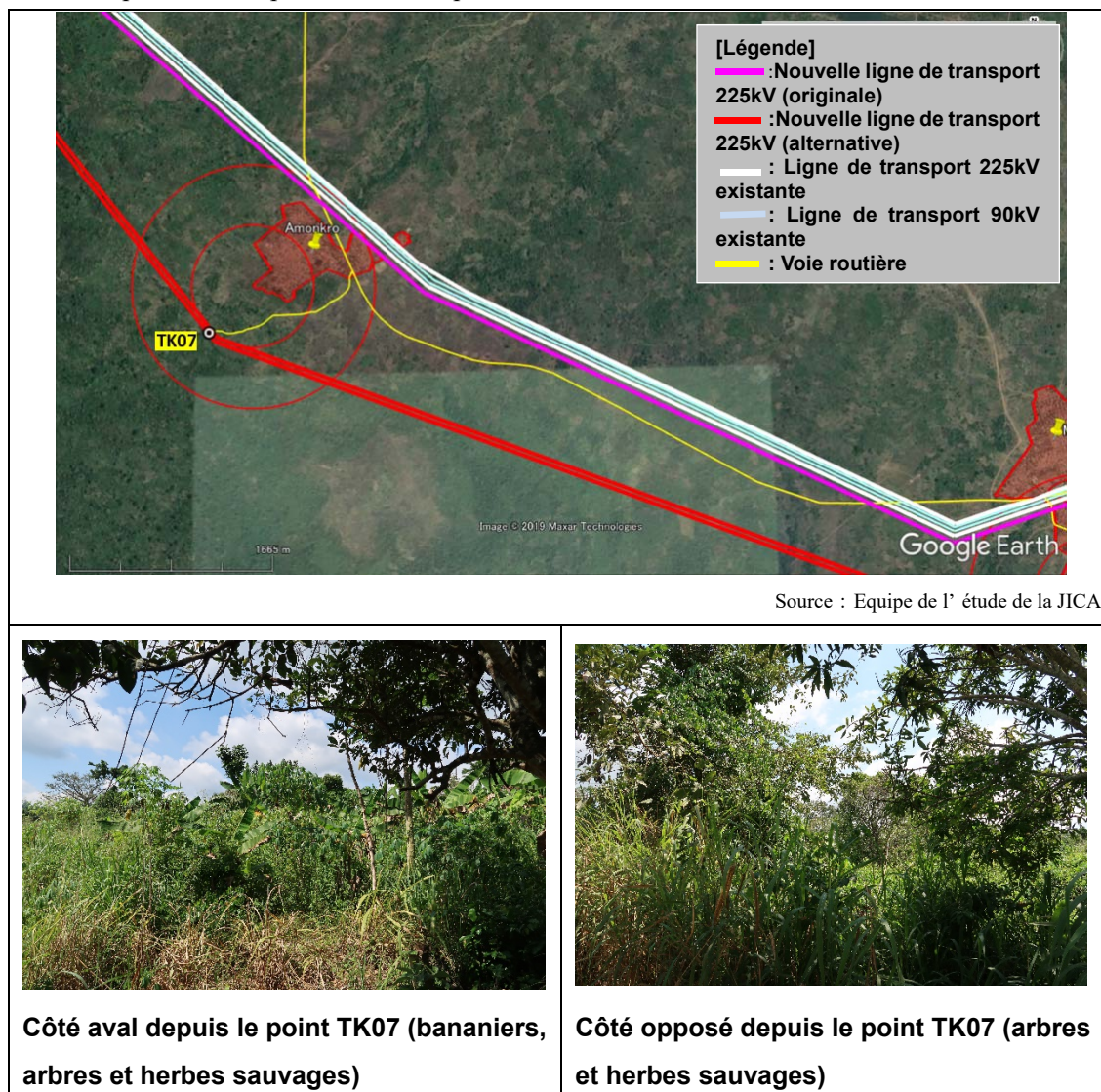


Figure 4.1-40 Vue de l'emplacement et photos des environs du site

8) TK08

Le point TK08 se situe au nord du village Kossou. Il est nécessaire de modifier le tracé car la ligne de distribution 33 kV existante est installée parallèlement à la ligne de transport 225 kV existante et se trouve à proximité du point TK08. De plus, le tracé doit traverser la ligne de distribution 33 kV existante. La réinstallation sera également nécessaire sur le tracé (Taabo-Kossou). La Figure 4.1-41 représente l'emplacement et les photos des environs du site.

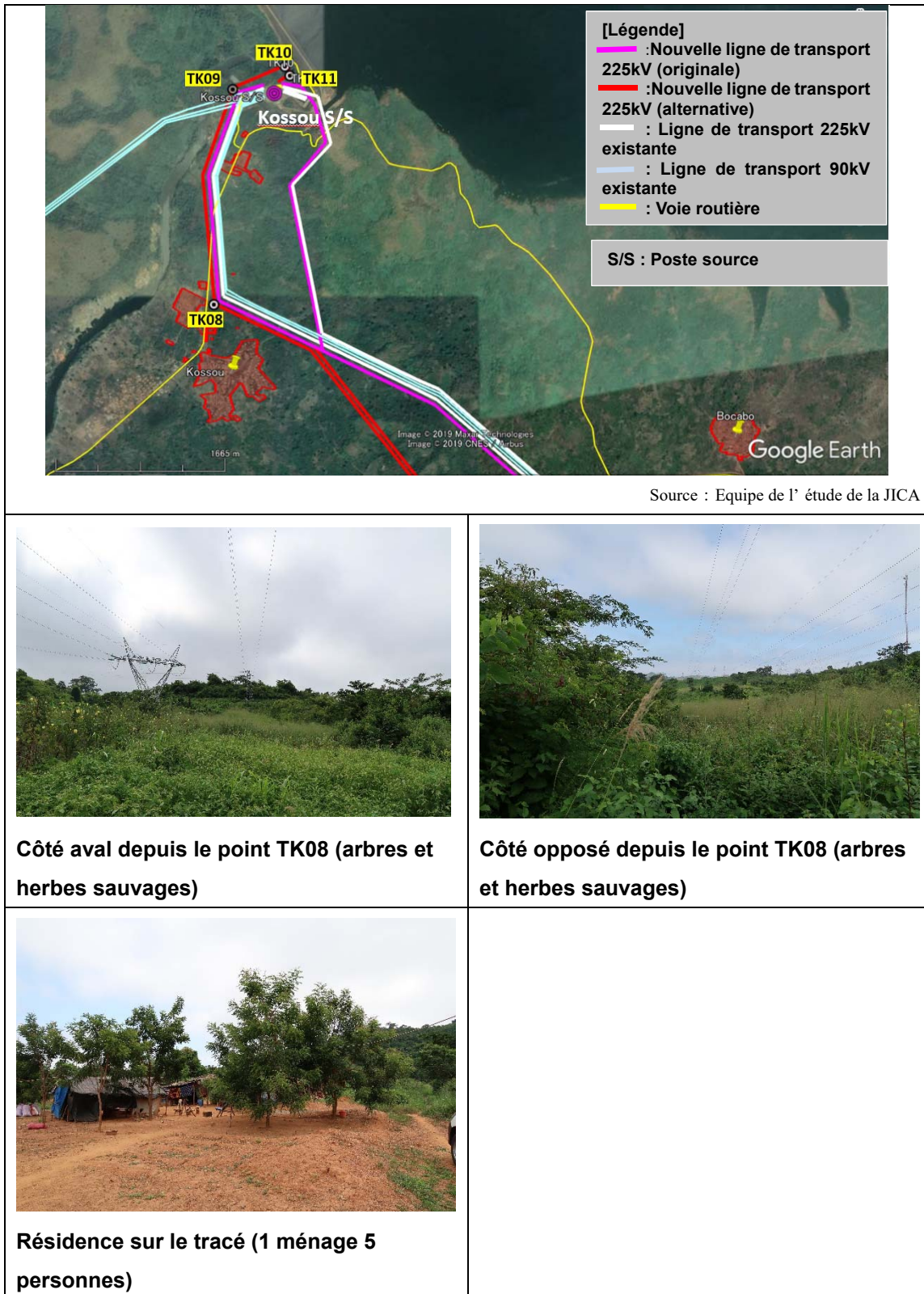


Figure 4.1-41 Vue de l'emplacement et photos des environs du site

La figure ci-dessous indique l'habitation affectée et le tracé modifié. La distance actuelle entre les centres de la ligne de transport 225 kV et de la ligne de distribution 33 kV, est de 25 m. L'ingénieur de CI-ENERGIES ayant également demandé d'assurer une distance de 25 m ou plus entre les lignes, le tracé modifié est à environ 30 m de la ligne de distribution 33 kV existante.

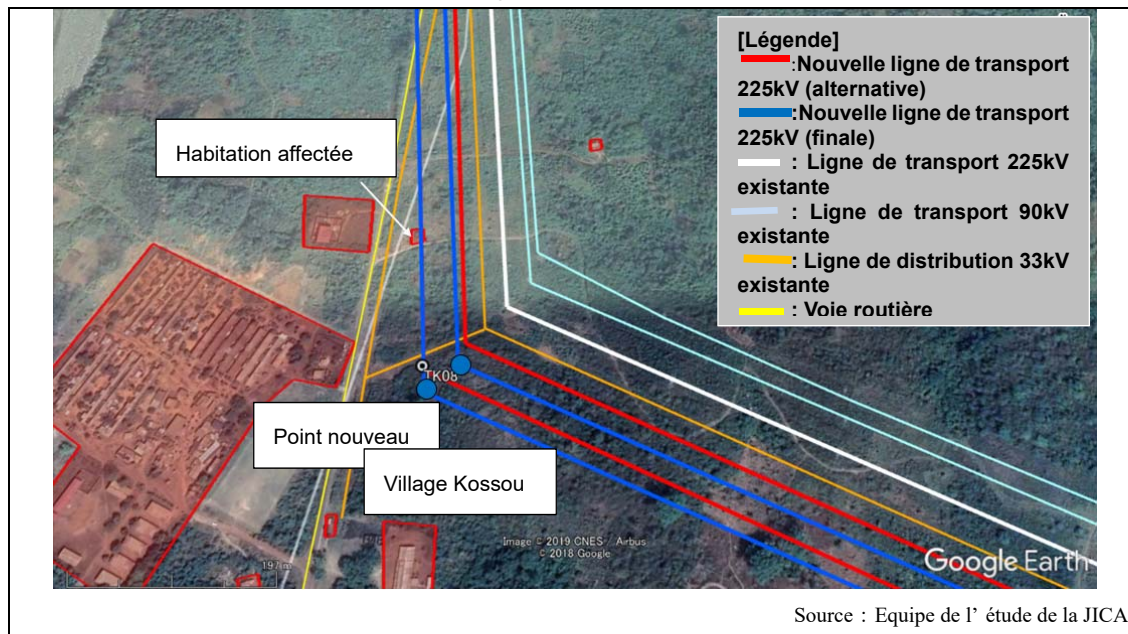


Figure 4.1-42 Habitation affectée et tracé modifié

Par ailleurs, comme il y a un village entre les points TK07 et TK08, le tracé a été légèrement modifié. La Figure 4.1-43 représente le tracé modifié.

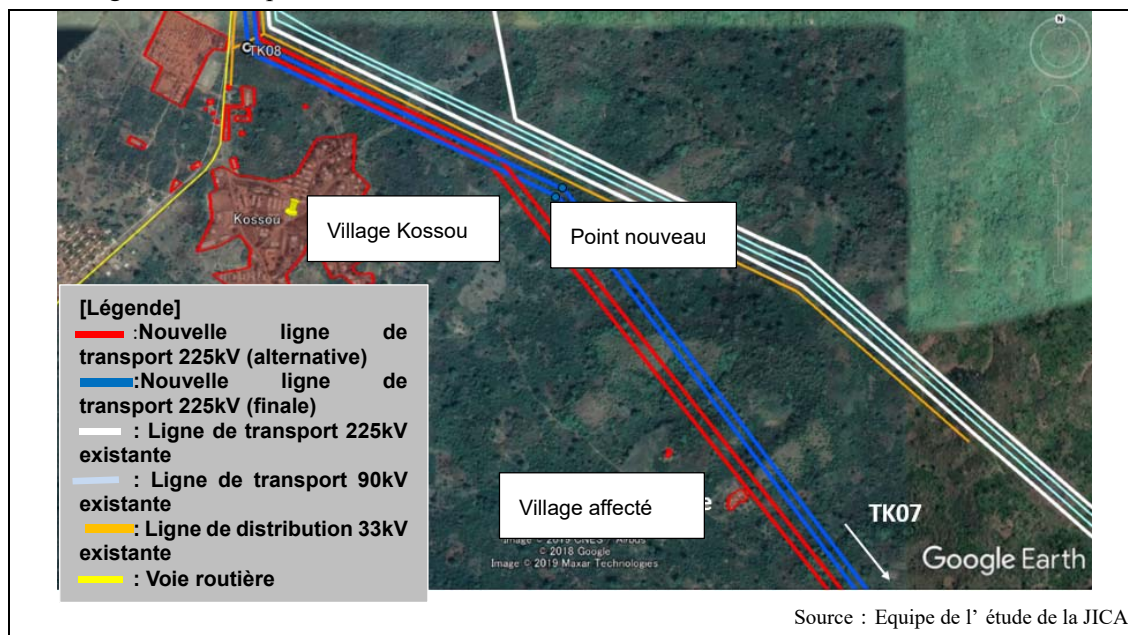


Figure 4.1-43 Tracé modifié (TK07 – TK08)

9) TK09

Le point TK09 se trouve à l'ouest du poste Kossou et le site est couvert d'arbres. Afin de maintenir la distance de 30 m depuis la ligne de distribution 33 kV existante comme mentionné au point TK08, il est nécessaire de modifier le tracé entre les points TK08 et TK09 (Kossou - Bouaké3). La nouvelle ligne de transport 90 kV (ligne mine d'or) prévue d'entrer par le nord-ouest dans le poste Kossou devra être traversée selon son tracé. La Figure 4.1-44 représente l'emplacement et les photos des environs du site.

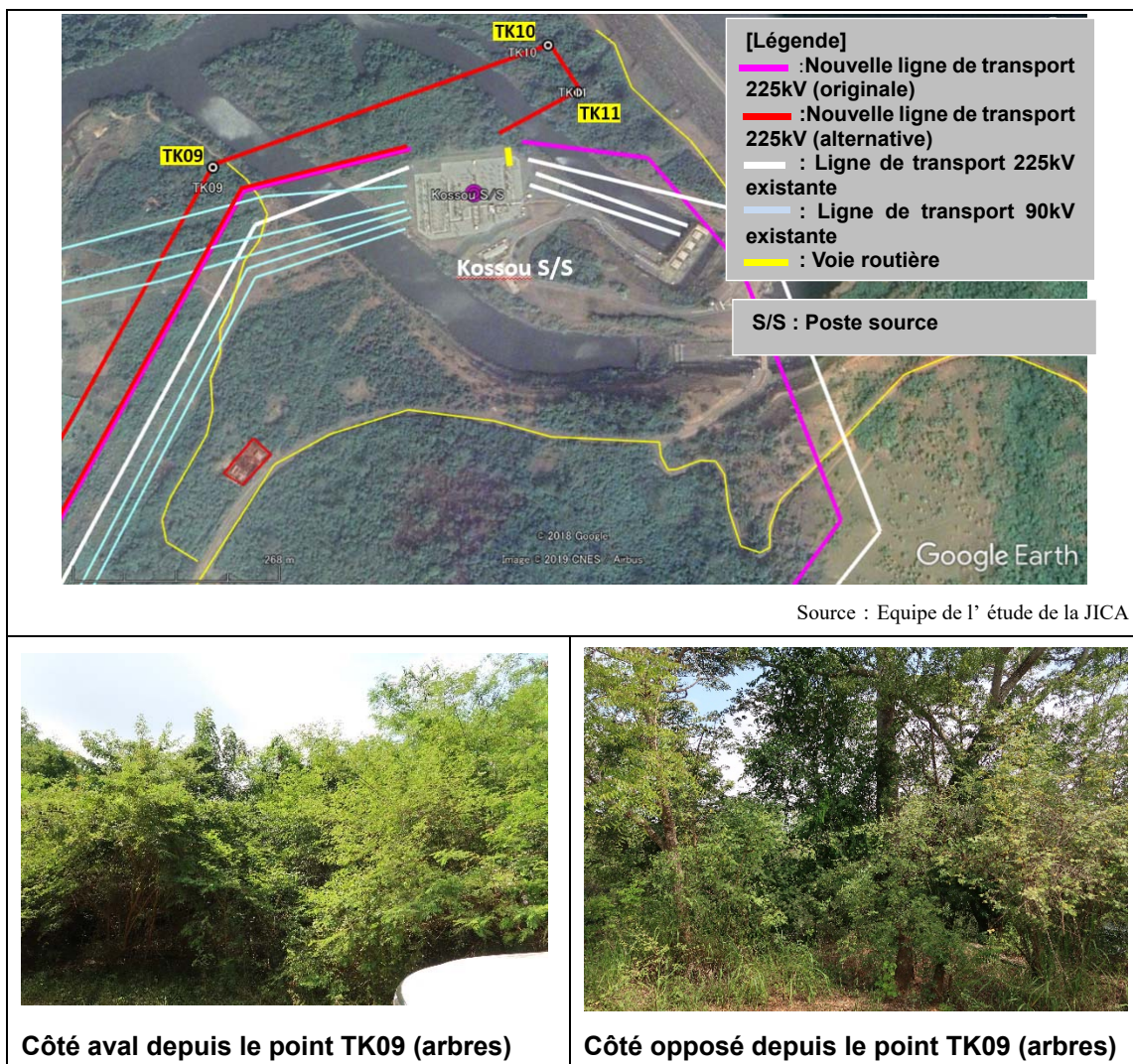


Figure 4.1-44 Vue de l'emplacement et photos des environs du site

La Figure 4.1-45 indique le tracé modifié.

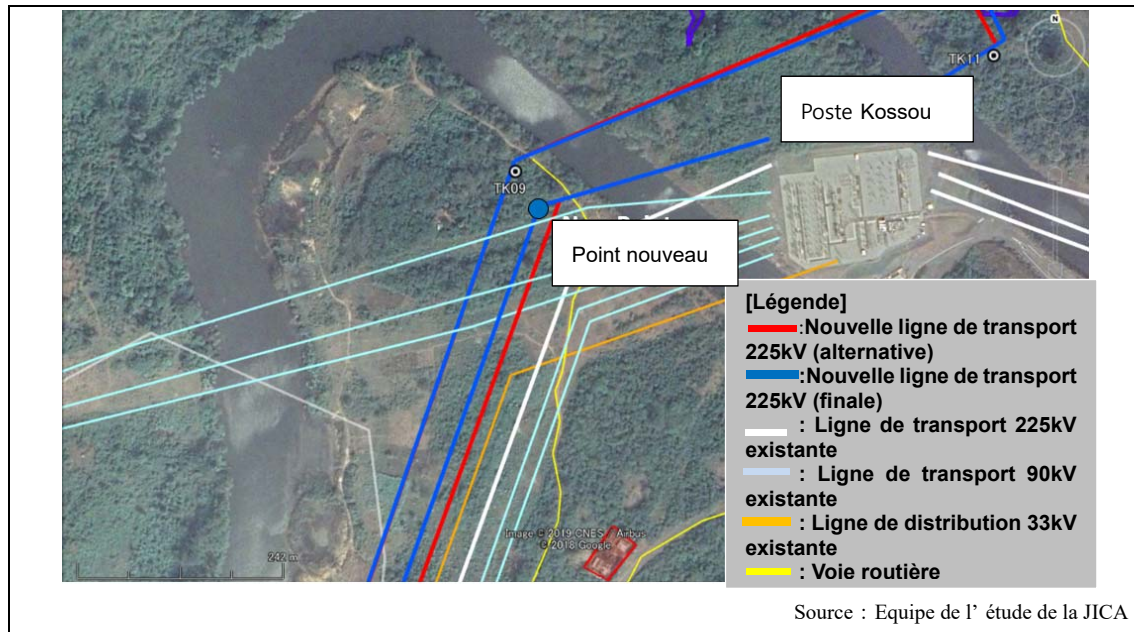


Figure 4.1-45 Tracé modifié

10) TK10 & TK11

Les points TK10 et TK11 se trouvent sur la rive opposée au nord-est du poste Kossou et sont couverts d'arbres et d'herbes sauvages. Cependant les canaux étant enchevêtrés, le positionnement du pylône doit être examiné avec prudence. Dans le cas où le terrain pour le pylône ne peut être assuré, il faudra envisager l'entrée s'approchant du poste. La Figure 4.1-46 représente l'emplacement et les photos des environs du site.

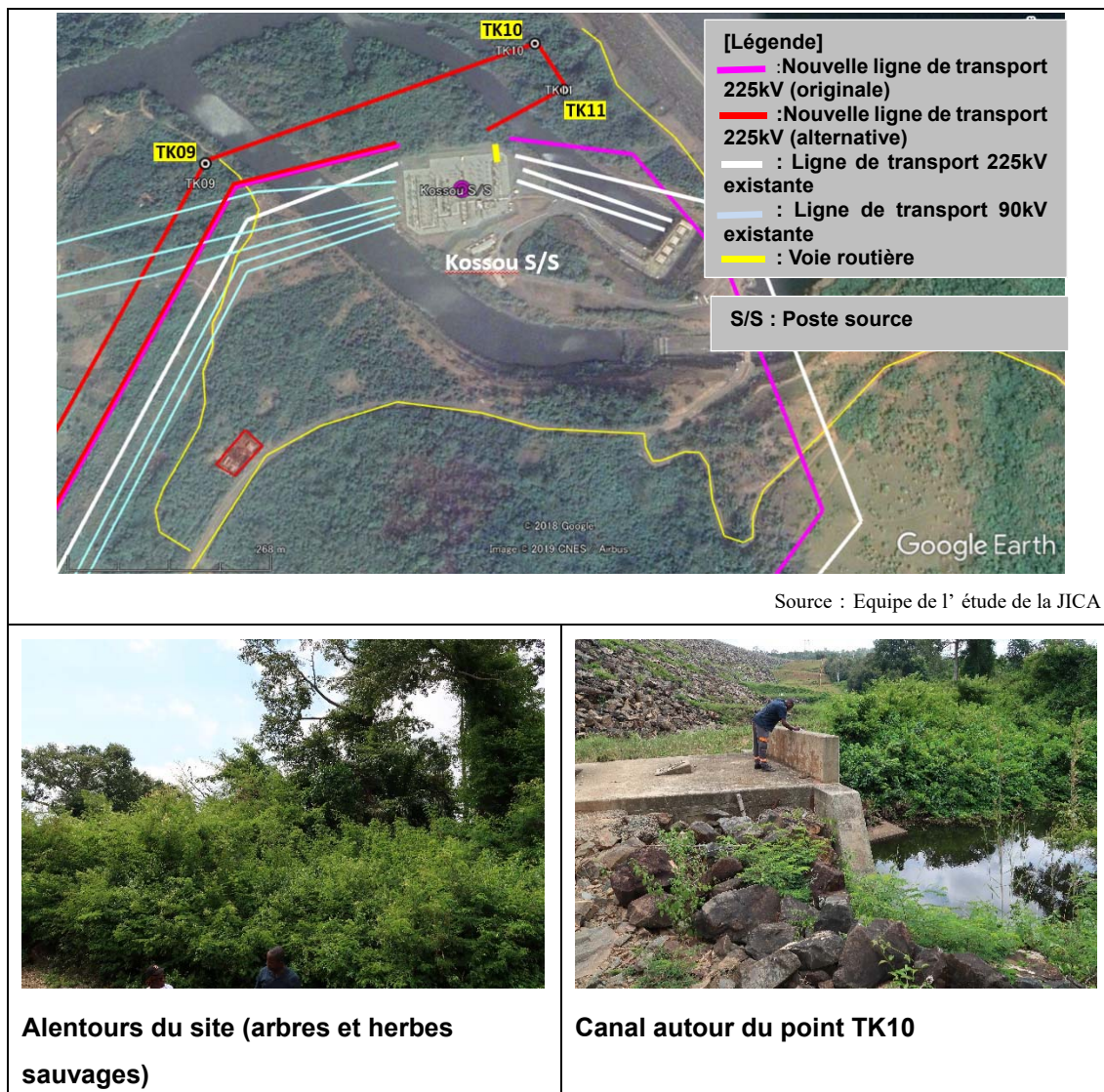


Figure 4.1-46 Vue de l'emplacement et photos des environs du site

Les canaux et le tracé modifié sont montrés dans la Figure 4.1-47. Il est nécessaire de déplacer le tracé vers le nord-est pour que le pylône soit suffisamment loin des canaux.

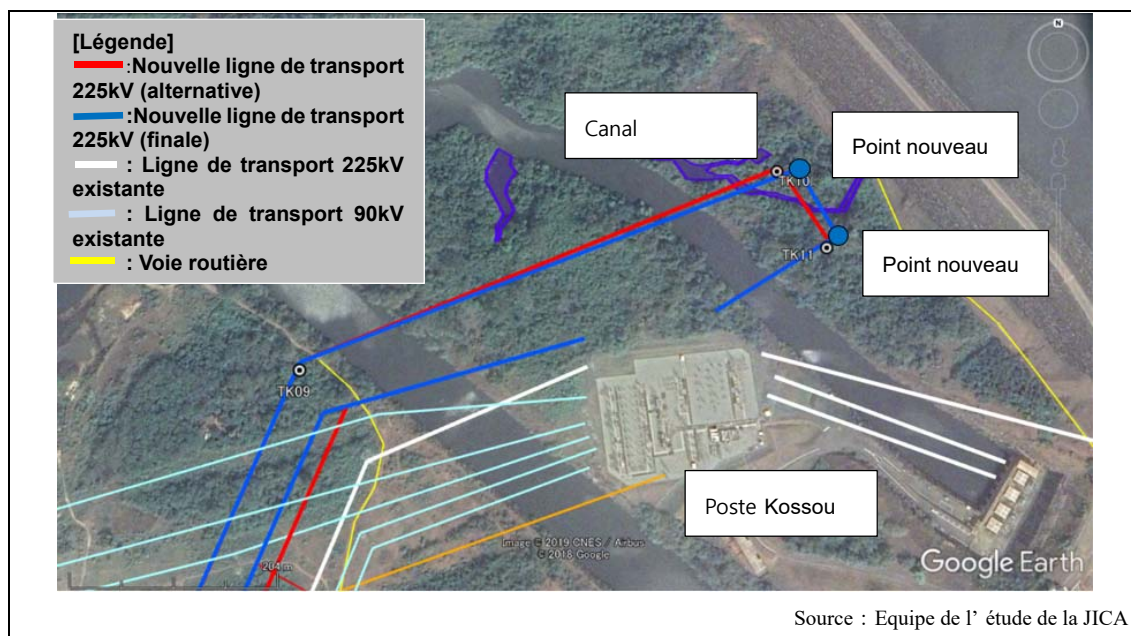


Figure 4.1-47 Canaux et tracé modifié

11) KB01

Au point KB01 il faut traverser les lignes de transport 225 kV (Taabo - Kossou) et 90 kV (Yamoussoukro – Kossou) existantes. Le terrain pour le pylône peut être bien assuré, étant donné qu'il n'y a que des herbes sauvages. Cependant la position de la traversée devra être étudiée en tenant compte des hauteurs des lignes de transport et des positions des pylônes actuels. La Figure 4.1-48 représente l'emplacement et les photos des environs du site.