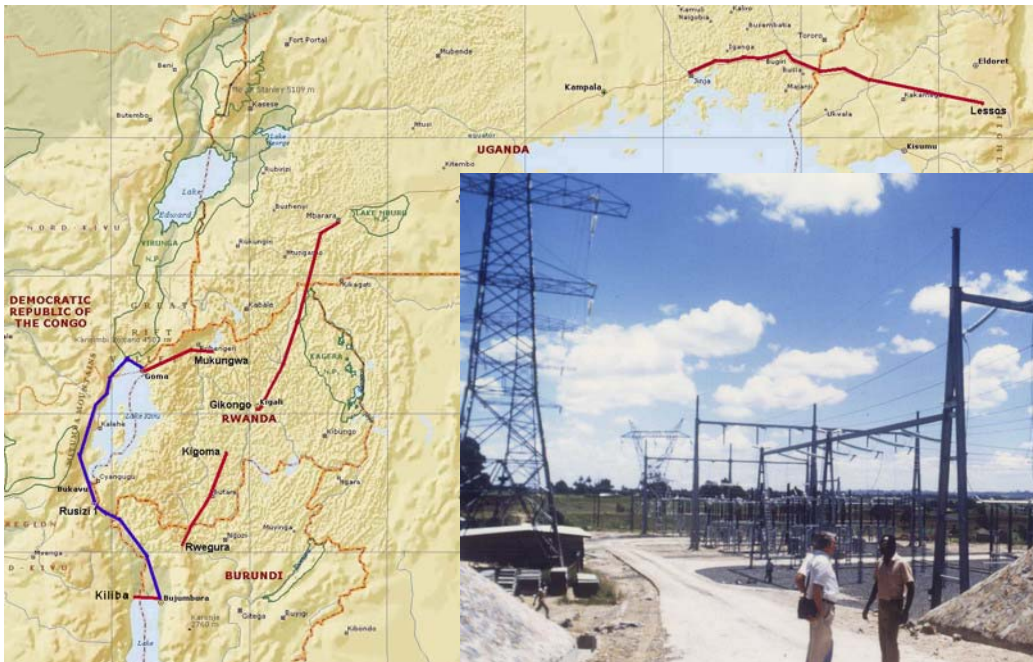


INITIATIVE DU BASSIN DU NIL
PROGRAMME AUXILIAIRE D'ACTION DES PAYS DES LACS
EQUATORIAUX DU NIL (PAALEN)



**ETUDE D'INTERCONNEXION DES RESEAUX
ELECTRIQUES DES PAYS DES LACS
EQUATORIAUX DU NIL**

**RAPPORT DE FAISABILITE
VOLUME 3 A – INTERCONNEXION OUGANDA-RWANDA
RAPPORT PRINCIPAL**

OCTOBRE 2007
N°1 36 0300

FINAL



SOMMAIRE GENERAL

Le rapport de faisabilité comprend les volumes suivants :

- Volume 1: Analyse des Moyens de Production et de la Consommation
- Volume 2: Interconnexion Ouganda - Kenya
- Volume 3: Interconnexion Ouganda - Rwanda
- Volume 4: Interconnexions Burundi - Rwanda
- Volume 5: Interconnexions Burundi – RDC – Rwanda et passage en 110 kV
- Volume 6: Conception des Réseaux Électriques

SOMMAIRE

LISTE DES ABBREVIATIONS	I
1. INTRODUCTION	1
1.1. GENERALITES.....	1
1.2. OBJET DU VOLUME 3.....	2
2. SELECTION DU TRACE DES LIGNES D’INTERCONNEXION	3
2.1. APPROCHE ET METHODOLOGIE.....	3
2.2. ÉTUDES DE CARTES.....	3
2.3. ETUDE DES TRACES DE LA LIGNE.....	3
2.4. ACQUISITION ET UTILISATION DU TERRAIN	3
2.5. GESTION DE L’ENVIRONNEMENT	4
2.5.1. ÉTUDE DE L’ALIGNEMENT ET PHASE D’ELABORATION DU PLAN.....	4
2.5.2. PHASE DE CONSTRUCTION.....	4
2.6. IMPACTS VISUELS, BRUIT, CHAMPS ELECTRIQUES ET MAGNETIQUES	5
2.7. CONSTRUCTION ET EXPLOITATION	5
3. ETUDE DES CARACTERISTIQUES DES STRUCTURES ET DES EQUIPEMENTS.....	6
3.1. ÉTUDE DE RÉSEAU	6
3.1.1. INTRODUCTION.....	6
3.1.2. ÉTUDE D’ÉCOULEMENT DE PUISSANCE ET COMPENSATION REACTIVE	6
3.1.3. LIGNE HAUTE TENSION	7
3.1.4. COURT-CIRCUIT	8
3.1.5. REENCLÈCHEMENT MONOPHASE.....	9
3.1.6. STABILITÉ TRANSITOIRE	9
3.1.7. COORDINATION DE L’ISOLEMENT.....	11
3.2. CONCEPTION DES LIGNES ELECTRIQUES	12
3.2.1. CONCEPTION GÉNÉRALE	12
3.2.2. CHARGES DE PROJET	12
3.2.3. NIVEAU DE TENSION	13
3.2.4. NOMBRE DE CIRCUITS	13
3.2.5. DISPOSITIONS POUR L’ELECTRIFICATION RURALE.....	13
3.2.6. NORMES DE CONCEPTION	14
3.2.7. CRITERES DE CONCEPTION	15
3.2.8. CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES.....	15
3.2.9. DISTANCES DES CONDUCTEURS.....	17
3.2.10. CONDUCTEURS DE PHASE	17
3.2.11. CÂBLES DE GARDE.....	18
3.2.12. ISOLATEURS	20
3.2.13. OPTIMIZATION DES PYLÔNES	21
3.2.14. TYPES DE PYLÔNES.....	21
3.2.15. TRANSPOSITION	22
3.2.16. FONDATIONS	22

3.2.17. DROIT DE PASSAGE.....	22
3.2.18. ENTRETIEN.....	23
3.3. CONCEPTION DES POSTES	23
3.3.1. GENERALITES.....	23
3.3.2. PARAMETRES ENVIRONNEMENTAUX EN OUGANDA.....	24
3.3.3. CARACTERISTIQUES ELECTRIQUE DES POSTE OUGANDAIS.....	24
3.3.4. POSTE DE BIREMBO.....	31
3.3.5. COMMANDE A DISTANCE POUR L’OUGANDA.....	38
3.3.6. TELECOMMUNICATIONS.....	38
3.3.7. SCADA EMS.....	42
4. COUT DES EQUIPEMENTS ET PROGRAMME DES TRAVAUX	44
4.1. LIGNES DE TRANSPORT.....	44
4.1.1. UGANDA.....	44
4.1.2. RWANDA.....	46
4.2. POSTES.....	47
4.2.1. POSTE MBARARA NORTH.....	47
4.2.2. POSTE MIRAMA.....	48
4.2.3. POSTE BIREMBO.....	49
4.2.4. EXTENSIONS FUTURES DES POSTES (2013).....	49
4.3. PROGRAMME DES TRAVAUX.....	51
5. ETUDES ECONOMIQUES ET FINANCIERES.....	53
5.1. METHODOLOGIE.....	53
5.1.1. INTRODUCTION.....	53
5.2. PRINCIPALES HYPOTHESES ET DONNEES DE L’ETUDE.....	56
5.2.1. DUREE DE L’ETUDE ET PARAMETRES ECONOMIQUES.....	56
5.2.2. CARACTERISTIQUES RESUMEEES DES INTERCONNEXIONS.....	57
5.3. CALCULS DES COUTS POUR L’OPTION DE REFERENCE : SANS PROJET D’INTERCONNEXION.....	58
5.3.1. PLAN D’EXPANSION DE LA PRODUCTION DU GROUPE B-R-C.....	58
5.3.2. PLAN D’EXPANSION DE LA PRODUCTION DE L’OUGANDA.....	58
5.3.3. DETERMINATION DU PLAN D’EXPANSION DU KENYA.....	58
5.3.4. CALCUL DU COUT DE L’OPTION DE REFERENCE.....	59
5.4. CALCUL DU COUT DES OPTIONS “AVEC PROJET”.....	59
5.4.1. DESCRIPTION DU MODELE D’EVALUATION DES AVANTAGES.....	59
5.4.2. SCENARIOS DE DEMANDE ET TAUX ENVISAGES.....	59
5.4.3. PRODUCTION THERMIQUE COMPLEMENTAIRE.....	59
5.4.4. SELECTION DES CENTRALES CANDIDATES.....	60
5.4.5. RESERVE ET INTERCONNEXIONS.....	60
5.4.6. REDUCTION DE LA CHARGE DE POINTE DUE AUX INTERCONNEXIONS.....	60
5.4.7. COUT DE LA PRODUCTION THERMIQUE COMPLEMENTAIRE ET DE LA RESERVE.....	61
5.4.8. PERTES.....	62
5.4.9. AVANTAGES ECONOMIQUES DE LA VARIANTE 1.....	63
5.4.10. AVANTAGES ECONOMIQUES DE LA VARIANTE 2.....	64
5.5. ANALYSE COUTS-AVANTAGES : RWANDA-OUGANDA.....	65
5.5.1. ANALYSE DES COUTS.....	65
5.5.2. COMPARAISON DES COUTS ET AVANTAGES.....	66
5.5.3. ANALYSE DES COUTS POUR LA VARIANTE 2.....	67
5.5.4. COMPARAISON DES COUTS ET AVANTAGES.....	68
5.6. ANALYSES JURIDIQUE, INSTITUTIONNELLE ET FINANCIERE.....	69
5.6.1. OUGANDA.....	69
5.6.2. RWANDA.....	70

5.6.3. INTERCONNEXION RWANDA-OUGANDA : ORGANISATION INSTITUTIONNELLE PROPOSEE.....	71
5.6.4. EVALUATION FINANCIERE	71
5.7. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	72

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU N° 1 - BANCS DE CONDENSATEURS REQUIS POUR 2022.....	7
TABLEAU N° 2 - CRITERES DE CONCEPTION.....	15
TABLEAU N° 3 - CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES DE LA LIGNE MBARARA – MIRAMA - BIREMBO	16
TABLEAU N° 4 - PARAMETRES DE LA LIGNE MBARARA - MIRAMA.....	44
TABLEAU N° 5 - COUT DE LA LIGNE MBARARA – MIRAMA.....	45
TABLEAU N° 6 - PARAMETRES DE LA LIGNE MIRAMA – FRONTIERE RWANDA.....	45
TABLEAU N° 7 - COUT DE LA LIGNE MIRAMA – FRONTIERE RWANDA (USD).....	46
TABLEAU N° 8 - PARAMETRES DE LA LIGNE FRONTIERE OUGANDA-BIREMBO.....	46
TABLEAU N° 9 - COUT DE LA LIGNE FRONTIERE OUGANDA-BIREMBO (USD).....	47
TABLEAU N° 10 - COUT DU POSTE MBARARA.....	48
TABLEAU N° 11 - COUT DU POSTE MIRAMA.....	48
TABLEAU N° 12 - COUT DU POSTE BIREMBO.....	49
TABLEAU N° 13 - COUT DES EXTENSIONS FUTURES.....	50

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE A : TRACÉ DE LA LIGNE.....	74
ANNEXE B : EPURE DES PYLONES.....	75
ANNEXE C : FONDATIONS.....	76
ANNEXE D : SCHEMAS DES POSTES.....	77
ANNEXE E : COÛTS DÉTAILLÉS.....	78
ANNEXE F : ETUDES ECONOMIQUES.....	79
ANNEXE G : DEGAGEMENT ELECTRIQUE.....	80
ANNEXE H : CHAÎNE D’ISOLATEUR.....	81
ANNEXE I : RÉFÉRENCES.....	82
ANNEXE J : LISTE DES ORGANISMES RENCONTRES.....	85
ANNEXE K : ELECTRIFICATION RURALE.....	89

LISTE DES ABBREVIATIONS

AFSEC	African Electrotechnical Standardization Commission / Commission Electrotechnique Africaine de Normalisation
BAD	Banque Africaine de Développement
CAPP / PEAC	Central Africa Power Pool / Pool énergétique de l’Afrique Centrale
CEEAC	Communauté Economique des Etats de l’Afrique Centrale (ECCAS)
CEPGL	Communauté Economique des Pays des Grands Lacs
DEM	Digital Elevation Model
DRC / RDC	Democratic Republic of Congo / République Démocratique du Congo
EGL	Energie des pays des Grands Lacs (Burundi, RDC, Rwanda)
ERA	Electricity Regulatory Authority (Uganda)
EDF / FED	European Development Fund / Fond Européen de Développement
KenGen	Kenya Electricity Generating Company Ltd
KPLC	The Kenya Power and Lighting Co. Ltd
MEM	Ministère de l’Energie et des Mines / Ministry of Energy and Mining
Mol	Ministry of Infrastructures / Ministère des Infrastructures
MNT	Modèle numérique de terrain
NBI / IBN	Nile Basin Initiative / Initiative du Bassin du Nil
NEL	Nile Equatorial Lakes
NEL-CU	Coordination unit for NELSAP
NELSAP / PAALEN	Nile Equatorial Lakes Subsidiary Action Programme / Programme Auxiliaire d’Action des pays des Lacs Equatoriaux du Nil
PPA	Power Purchase Agreement / Contrat d’achat d’énergie
PREBU	Programme de réhabilitation du Burundi
SADC	Southern Africa Development Community / Communauté pour le développement de l’Afrique Australe
SAPP	Southern Africa Power Pool / Pool énergétique de l’Afrique Australe
SINELAC	Société internationale d’électricité des pays des grands lacs
SNEL	Société National d’Electricité (RDC)
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
UEGCL	Uganda Electricity Generation Company Ltd
UETCL	Uganda Electricity Transmission Company Ltd
UPDEA	Union des Producteurs, Transporteurs et Distributeurs d’Energie Electrique d’Afrique / Union of Producers, Transporters and Distributors of Electric Power in Africa
USAID	Agence pour le Développement International des Etats Unis
WAPP	West Africa Power Pool

1. INTRODUCTION

1.1. GENERALITES

L’historique du projet et sa présentation sont inclus dans le Volume 1 du rapport de faisabilité. Brièvement, le projet comprend les interconnexions suivantes :

a. Interconnexion Ouganda – Rwanda

Le projet consiste à construire une ligne HT de 230 km entre les postes de Mbarara en Ouganda et Kigali au Rwanda.

b. Interconnexion Burundi – Rwanda

Le projet consiste à construire une ligne HT d’environ 109 km de long entre la centrale hydroélectrique de Rwegura au Burundi et le poste de Kigoma au Rwanda.

c. Interconnexion Ouganda – Kenya

Le projet consiste à construire une ligne HT de 230 km de long entre Jinja en Ouganda et Lessos au Kenya pour doubler la ligne existante double terne 132 kV âgée de 45 ans.

d. Renforcement de l’interconnexion entre Burundi, RDC et Rwanda

L’objectif du projet est d’augmenter les capacités de transit et la souplesse d’exploitation du réseau de transport et d’améliorer la sécurité de fourniture en électricité au Burundi, en RDC (réseau est) et au Rwanda. Le projet consiste :

- Au passage de 70 à 110 kV de la tension de service de la ligne de 112 Km de long entre la centrale hydroélectrique de Rusizi I, située en RDC, et la ville de Bujumbura (Burundi);
- Au passage de 70 à 110 kV de la tension de la ligne de 150 km de long, Rusizi I – Goma en RDC ;
- A la construction d’une ligne 110 kV de 60 Km entre Goma (RDC) et Mukungwa (Rwanda) qui permettra de fermer la boucle autour du Lac Kivu et ;
- La construction d’une ligne 110 kV de 19 Km entre Bujumbura et Kiliba (RDC).

1.2. OBJET DU VOLUME 3

Ce volume fournit des informations techniques et économiques sur la conception des lignes de transport de l’interconnexion de l’Ouganda au Rwanda en vue d’interconnecter les réseaux de ces deux pays. L’objectif principal de l’étude de lignes de transport a été d’assurer que la connexion des deux réseaux sera faite d’une manière sûre, au coût efficace et de façon fiable. Ce faisant, les études abordent divers aspects techniques, économiques et environnementaux au sujet de la sélection du tracé des lignes entre les trois pays ainsi que les hypothèses de conception pour les lignes de transport.

L’importance de cette interconnexion est de créer une nouvelle artère entre un producteur potentiel, l’Ouganda, et le centre principal de consommation au Rwanda, Kigali. Les termes de référence ont défini pour cette interconnexion deux extrémités, Mbarara en Ouganda et Kigali au Rwanda avec une puissance transitée de 20 MW. La production et les transits futurs pourraient être beaucoup plus importants que ceux prévus. Depuis la réalisation des termes de référence, l’Ouganda a prévu un nouveau poste à Mirama, près de la frontière avec le Rwanda et le Rwanda a prévu un nouveau poste à Birembo, dans la banlieue de Kigali. Ces deux postes sont les nouvelles extrémités de l’interconnexion et seront aussi des postes sources importants pour la distribution d’électricité dans les zones autour de chacun d’eux.

Cette étude d’interconnexion est basée sur l’analyse du secteur électrique des pays du PAALEN concernés par le projet. Cette analyse est présentée dans le Volume 1.

L’analyse des réseaux interconnectés incluant le Kenya, l’Ouganda, le Rwanda, le Burundi, la RDC et la Tanzanie est présentée au volume 6.

2.

SELECTION DU TRACE DES LIGNES D’INTERCONNEXION

2.1. APPROCHE ET METHODOLOGIE

Les considérations sur les itinéraires de la ligne (et les considérations environnementales séparées) prises en compte dans cette étude sont initialement basées sur une étude de cartes suivie ultérieurement par une analyse sur le terrain relative aux options de l’alignement de la ligne et, enfin, les résultats des études antérieures de faisabilité et les données collectées, par exemple les schémas des réseaux actuels et futurs des lignes de transport d’électricité de l’Ouganda et du Kenya. Le but de l’étude était d’évaluer la viabilité technique et économique, et l’acceptabilité environnementale de l’interconnexion des lignes de transport. C’est dans ce cadre, que l’étude parle des exigences relatives à la législation, des considérations environnementales physiques, biologiques et humaines, développement urbain ainsi que des considérations sur la conception, la construction, la maintenance et la fiabilité. On adoptera les recommandations d’une étude environnementale séparée, comme éviter la création d’un corridor supplémentaire de perturbation en suivant, autant que possible, les routes / pistes existantes et les lignes électriques. Les facteurs primaires dans le choix des tracées des lignes de transport de l’interconnexion ont été les considérations d’accessibilité et de fiabilité conformes avec cette recommandation.

2.2. ÉTUDES DE CARTES

Les cartes topographiques à une échelle de 1/50 000 avec de courbes de niveau de 20 m et 30 m d’intervalle ont été étudiées, ainsi que les images satellite Landsat 7 et les modèles numériques de terrain tridimensionnels SRTM. Les options potentielles des tracées de la ligne ont été identifiées sur ces cartes pour l’évaluation et l’identification des tracées pendant l’étude préliminaire sur le terrain.

Les options des tracées de la ligne sont marquées sur la carte des tracées de la ligne de Transport présentée dans Volume 3c de ce rapport de faisabilité.

2.3. ÉTUDE DES TRACES DE LA LIGNE

L’Etude des tracées de la ligne de l’interconnexion Kenya – Ouganda inclut l’étude topographique et les investigations du sol. L’étude et ses résultats sont présentés dans le volume 3C de ce rapport de faisabilité.

2.4. ACQUISITION ET UTILISATION DU TERRAIN

L’acquisition du terrain sera limitée aux sites des pylônes là où la ligne passe à travers les terres cultivées et /ou les pâturages, à l’exception des sites spécifiques à l’installation. La superficie réelle perdue pour la production agricole sera faible car l’exploitation agricole est

basée sur la culture et la récolte manuelle. Les détails sont présentés dans l’étude environnementale.

2.5. GESTION DE L’ENVIRONNEMENT

Pour une étude détaillée de l’évaluation de l’impact sur l’environnement, on se réfèrera à l’Evaluation de l’Impact Environnemental dans Volume 3B de ce Rapport de Faisabilité. Les éléments principaux suivants seront adoptés dans le choix des tracés possibles de la ligne :

2.5.1. ÉTUDE DE L’ALIGNEMENT ET PHASE D’ELABORATION DU PLAN

- Éviter de faire passer la ligne de transport à travers des zones protégées, les autres zones sensibles au niveau environnemental ou à travers des boisements arrivées à maturité ;
- Éviter des sites culturels et des sites patrimoniaux ;
- Choisir pour sites des pylônes de la ligne de transport les points élevés du terrain de telle façon que les conducteurs puissent être montés au –dessus des vallées, éliminant ainsi la nécessité de couper les arbres ;
- Placer les lignes de transport le long des pieds de montagnes, plutôt qu’ au centre des vallées où des oiseaux lourds peuvent être en contact avec les conducteurs ;
- Placer les lignes de transport en évitant de les faire passer à travers les villages ; faire passer les lignes derrière les villages ;
- Consulter les habitants du village pour ce qui concerne l’emplacement des ressources précieuses du village et placer les lignes de transport en s’écartant de ces particularités distinctives ;
- Ne pas situer les lignes de transport trop loin des routes, mais les placer derrière les cotés boisés de la route de façon à minimiser l’intrusion visuelle ;
- Minimiser la nécessité de construire de nouvelles voies d’accès partout où c’est possible ;
- Utilisation des routes et voies d’accès existantes partout où elles sont disponibles, et
- Assurer que des distances minimales d’isolement entre les conducteurs et le sol, les voies navigables, des croisements de routes ,des immeubles ,les systèmes de communications etc. soient pris en compte dans la conception.

2.5.2. PHASE DE CONSTRUCTION

- Limiter le droit de passage à 30 mètres de largeur. Cependant, dans ce droit de passage, le sou le sous-bois serait permis tout en laissant seulement une bande restreinte bien dégagée pour permettre le montage de conducteurs de lignes.
- Dégager seulement un passage étroit pour faciliter le tirage du câble entre les pylônes pour monter les conducteurs ;
- Dans les dispositions spéciales du contrat et les dispositions spéciales relatives à l’environnement, définir de façon stricte les activités d’élagage du droit de passage.
- Monter les conducteurs sous tension pour minimiser des dégâts éventuels pour la végétation restant au sol ;
- Utiliser les routes et voies d’accès partout où elles sont disponibles ;

- Mettre hors service, à la fin de la construction, les voies d’accès supplémentaires et temporaires ;
- Là où l’accès requiert le passage à travers des terres arables, utiliser des chemins d’accès temporaires pendant la saison sèche en y incluant le placement d’un géotextile sur lequel l’on doit mettre les agrégats ;
- Concevoir et construire les pylônes pour les lignes de transport avec des pieds décalés de façon à éliminer le besoin de découper des plateformes dans les pentes sur lesquelles monter les pylônes ;
- Minimiser le besoin de voies d’accès autant que possible ;
- Effectuer les travaux de construction pendant la saison sèche si possible pour minimiser l’érosion du sol et la perte d’amas. Là où la construction doit s’effectuer pendant la saison des pluies, éviter les pentes instables, et
- Les échafaudages au-dessus des chaussées dans les lieux où les conducteurs sont en train d’être montés pour s’assurer que la circulation du trafic est maintenue et que la sécurité publique est garantie.

2.6. IMPACTS VISUELS, BRUIT, CHAMPS ELECTRIQUES ET MAGNETIQUES

En général, le tracé de la ligne sera implanté à proximité des routes existantes- Avec la structure en treillis des pylônes, l’impact solide sera minime. L’impact visuel sera le plus grand là où la ligne passe à travers champs de culture où dans les pâturages. A ce stade de l’étude de faisabilité, le corridor de la ligne de transport a été choisi de façon à éviter les routes principales et les centres de peuplement. Il a été choisi de façon à éviter les sommets de chaînes de montagnes et le fond des vallées.

L’impact extra visuel sera minime sur ces sections. Le bruit causé par la couronne électrique sera minime suite à la grande taille du conducteur. Et comme en général la ligne dépasse les maisons et les immeubles avec un bon espacement suite aux 30 mètres du droit de passage, l’impact des champs électriques et magnétiques sera, de ce fait, minime.

2.7. CONSTRUCTION ET EXPLOITATION

La spécification de la construction devra comporter le drainage et la re-végétation de la surface sur les sites des pylônes qui doivent être défrichés.

Ceci n’est pas uniquement pour des raisons environnementales mais bien plus, pour éviter l’érosion qui compromet les fondations des pylônes.

3.

ÉTUDE DES CARACTERISTIQUES DES STRUCTURES ET DES EQUIPEMENTS

3.1. ÉTUDE DE RÉSEAU

3.1.1. INTRODUCTION

Cette section contient toutes les conclusions et recommandations de l’étude de réseau, concernant l’interconnexion entre le Rwanda et l’Ouganda. Celles-ci sont également incluses et détaillées au volume 6 « Étude de réseau ».

3.1.2. ÉTUDE D’ÉCOULEMENT DE PUISSANCE ET COMPENSATION REACTIVE

Des études d’écoulement de puissance ont été complétées pour les années 2015 et 2022. Au total quatre scénarios furent étudiés pour 2015 et deux scénarios pour 2022. Les conclusions et recommandations principales pour les années 2015 et 2022 de même que le sommaire de la compensation réactive requise sont résumés ci-dessous.

3.1.2.1. ÉTUDE D’ÉCOULEMENT DE PUISSANCE POUR 2015

Quel que soit le scénario de transit de puissance sur l’interconnexion entre l’Ouganda et le Kenya, les conclusions demeurent les mêmes pour l’interconnexion entre l’Ouganda et le Rwanda. Il est possible de transiter 50 MW sur un terna 132 kV entre Mirama en Ouganda et Birembo au Rwanda, mais avant de transiter plus de puissance, il serait préférable de compléter la ligne 220 kV sur toute sa longueur de Masaka à Birembo et de l’opérer à sa tension nominale plutôt que de la construire partiellement et de l’opérer à 132 kV.

Le transit de puissance entre l’Ouganda et le Rwanda n’a aucune incidence sur les recommandations concernant l’interconnexion entre l’Ouganda et le Kenya. La tension sur le jeu de barres 220 kV à Lessos dépend plus de la charge installée sur ce jeu de barre que de la puissance transitée sur l’interconnexions elle-même.

3.1.2.2. ÉTUDE D’ÉCOULEMENT DE PUISSANCE POUR 2022

En régime permanent, lorsque tout l’appareillage est en service ou sous une contingence (N-1), le transit de 150 MW de puissance de l’Ouganda vers le Rwanda ne cause aucun problème, en considérant naturellement une ligne à doubles ternes 220 kV pour l’interconnexion.

La modification à 110 kV du réseau existant 70 kV ainsi que les nouvelles lignes d’interconnexion entre Mukungwa et Goma et entre Kigoma et Rwegura améliorent grandement la fiabilité des postes du Burundi, du Rwanda et de la RDC

En régime permanent, avec l’aide de quelques bancs de condensateurs, toutes les tensions sont acceptables.

Malgré les améliorations apportées par l’augmentation de la tension et l’ajout des deux nouvelles lignes au réseau EGL, on observe toujours quelques faiblesses persistantes sur ce réseau. La plus importante qui concerne l’interconnexion entre Mirama et Mbarara consiste en l’unique ligne simple terre entre les postes Birembo et Jabana. Peu importe à quel moment cette ligne qui peut être très surchargée déclenche, le réseau devient instable et une cascade de déclenchements causera l’écroulement du réseau. Tel que pour la perte complète de l’interconnexion Uganda-Rwanda, des mesures spécifiques doivent être prises pour isoler le réseau du Burundi, du Rwanda et la RDC du réseau principal, lors d’évènements aussi contraignants. Clairement, il devrait avoir une ligne additionnelle entre les postes de Birembo et Jabana.

3.1.2.3. COMPENSATION REACTIVE

Afin de maintenir un bon profil de tension sur les lignes d’interconnexion elles-mêmes de même que sur les barres avoisinantes, des bancs de condensateurs shunts sont requis dans de nombreux postes. Leur mise en service devrait être faite en fonction de l’augmentation de la charge et des transits de puissance.

Tableau n° 1 - BANCS DE CONDENSATEURS REQUIS POUR 2022

Pays	Poste	Nombre s de bancs requis	Valeur
Rwanda	Birembo	2	10 MVARs
Rwanda	Gikondo	1	10 MVARs
Rwanda	Jabana	1	10 Mvar
DRC	Goma	3	10 Mvar
Burundi	Bujumbura- RN1	4	10 Mvar
Ouganda	Tororo	1	50 Mvar
Kenya	Musaga	1	50 Mvar
Kenya	Lessos	1	50 Mvar

Les besoins en compensation pour Gikondo et Jabana peuvent toutefois être modifiés selon la distribution de la charge réelle entre Gikondo, Jabana et Birembo. Malgré tout, la totalité des besoins pour ces trois postes devraient être de quatre bancs de condensateurs shunts de 10 Mvar.

Pour Goma, à cause d’un très mauvais support de la tension et d’une éventuelle augmentation de la charge supérieure aux prévisions, il est suggéré d’examiner sérieusement la possibilité d’utiliser de la compensation dynamique plutôt que des bancs de condensateurs shunts commutés. Cette compensation dynamique peut être réalisée soit par l’ajout de compensation statique de type « SVC » ou de compensateurs synchrones.

3.1.3. LIGNE HAUTE TENSION

La sélection des conducteurs, de leur type, de leur calibre et des caractéristiques électriques des lignes 110 kV et 220 kV proposées sont résumés ci-dessous. Les études de performance

contre la foudre ainsi que les études environnementales qui ont été exécutées sont également décrites ci-dessous.

3.1.3.1. PERFORMANCE CONTRE LA Foudre

Le logiciel “flash 1.7” inclus dans la norme IEEE 1243 a été utilisé lors des études de performance contre la foudre des nouvelles lignes et des lignes existantes.

Le taux de contournement électriques sur les lignes 110 kV existantes au Rwanda est très élevé. Les pires résultats sont localisés entre les postes Mururu II et Karongi. Les taux calculés pour les lignes 220 kV proposées sont toujours inférieurs à 9 contournements par 100 km et par année. Pour les nouvelles lignes 110 kV proposées, les résultats ne sont pas aussi bons que pour les nouvelles lignes 220 kV et atteignent les 24,3 contournements par 100 km par années sur la nouvelle ligne 110 kV entre Mukungwa et Goma.

Pour améliorer la fiabilité et la disponibilité, des réenclencheurs monophasés sont recommandés sur toutes les lignes. Pour les lignes à double ternes, en plus des réenclencheurs monophasés et du critère (N-1), il est recommandé qu’un phasage “ABC-CBA” soit adopté pour minimiser le courant de faute critique à une phase à la fois.

3.1.3.2. SELECTION DE CONDUCTEUR

Suite à la comparaison de l’estimation de coûts et des pertes électriques, un faisceau de deux conducteurs Hawk fût sélectionné.

3.1.3.3. ÉTUDES ENVIRONNEMENTALES

Les valeurs maximales des champs électriques calculées pour les lignes 220 kV à double ternes proposées sont toutes inférieures à 5.0 kV/m et les valeurs à la limite de l’emprise sont toutes égales à 1,21 kV/m. Toutes ces valeurs sont acceptables.

Pour les lignes 220 kV à faisceaux doubles comprenant deux conducteurs Hawk par phase, le critère de 52,5 dB peut facilement être rencontré même si l’emprise est réduite à 30 m. Pour ce type de configuration, l’effet de couronne calculé est très près de la limite acceptable, mais tous les autres critères de conception peuvent être facilement rencontrés.

3.1.4. COURT-CIRCUIT

Les niveaux des courants de court-circuit triphasé symétriques initiaux sont bien en dessous des caractéristiques en court-circuit recommandées pour l’appareillage 110 kV, 132 kV et 220 kV.

Pour compléter les études des défauts phase-terre et les études EMTP, KPLC, UETCL et Tanesco doivent nous fournir l’impédance des composantes inverses et homopolaires de tous les équipements. Les configurations des enroulements des transformateurs de puissance existants sont également requises.

Sur le réseau EGL, le neutre de l’enroulement haute tension de certains transformateurs, particulièrement au Rwanda ne sont pas solidement mis à la terre. Pour le bon fonctionnement des réenclencheurs monophasés, le réseau devrait être solidement mis à la terre. Pour cette raison, le neutre des enroulements haute tension des transformateurs de puissance devraient être solidement mis à la terre.

Si la conception des transformateurs le permet, leur neutre haute tension devrait être solidement mis à la terre. Si cette solution est impossible, un transformateur de mise à la terre additionnel ou le remplacement du transformateur de puissance est requis dans tous les postes critiques. Le poste SNEL de Bujumbura ainsi que le poste Gikondo sont jugés critiques. Le poste Jabana au Rwanda deviendra critique suite à la relocalisation de son autotransformateur 110/70 kV au poste Birembo.

Pour les réenclencheurs monophasés (SPAR) installés sur les lignes comprenant trois extrémités, le neutre de l’enroulement haute tension du transformateur à l’extrémité de la ligne de dérivation ne devrait pas être mis à la terre. Si une configuration en étoile est sélectionnée, le neutre ne devrait pas être mis à la terre. Comme alternative, un enroulement haute tension avec enroulement en triangle est aussi acceptable. Aucun groupe alternateur ne devrait jamais être raccordés au côté basse tension de ces transformateurs. Pour une détection adéquate des défauts phase-terre, le réseau devrait être solidement mis à la terre. En conclusion, tous les neutres haute tension des transformateurs de puissance devraient être solidement mis à la terre à l’exception de ceux localisés à l’extrémité des la ligne de dérivation.

3.1.5. REENCLenchement MONOPHASE

Pour améliorer la fiabilité et la disponibilité du réseau intégré et pour éviter le besoin de resynchronisation de réseaux îlotés, des déclenchements monophasés devraient être installés sur les lignes 110 kV, 132 kV et 220 kV pour permettre le réenclenchement monophasé. Le réenclenchement triphasé temporisé devrait être interdit sur les lignes à doubles ternes lorsqu’il y a seulement un terne en opération.

Pour les lignes 110 kV du réseau EGL, le réenclenchement monophasé est recommandé sur la majorité de ces lignes. Malheureusement, comme certaines lignes du réseau EGL comprennent trois extrémités et que les systèmes de télécommunication existants sont soit inopérants ou à faible débit de télécommunication, la détection de faute monophasée phase-terre n’est pas assurée sur le réseau 110 kV. Tel, que mentionné à la section précédente, la mise à la terre des neutres haute tension des transformateurs devrait être également revue.

Pour obtenir des réenclenchement monophasé réussies, aucune inductance shunt n’est requise sur l’interconnexion entre Mbarara et Mirama lorsque celle-ci est exploitée à 132 kV. Par contre quand sa tension d’exploitation passera à 220 kV des inductances shunts avec inductances de neutre devront être ajoutées.

3.1.6. STABILITE TRANSITOIRE

3.1.6.1. CRITERE DE STABILITE

La stabilité du réseau doit être maintenue pendant un défaut triphasé sur chacune des interconnexions. On assume que la faute est éliminée suite au déclenchement de la ligne en moins de 7 cycles à 110 kV et 132 kV et en moins de 5 cycles à 220 kV.

La stabilité du système doit également être maintenue suite aux défauts monophasés phase-terre temporaires et permanents. On assume qu’un défaut monophasé temporaire est éliminé par le déclenchement monophasé de la phase en défaut en moins de 7 cycles à 110 kV et 132 kV et en moins de 5 cycles à 220 kV. Le délais avant le réenclenchement est choisi à 450 ms pour réduire les perturbations sur le réseau et limiter le déséquilibre de phase sur les lignes déclenchées. Si ce critère est rencontré, le réenclenchement devrait être réussi pour les défauts monophasés phase-terre temporaires. Pour toute faute permanente, la faute sera rétablie suite à la fermeture du disjoncteur et doit être éliminée en déclenchant la ligne dans les temps spécifiés plus haut. Un second réenclenchement ne sera pas permis suite à un échec de réenclenchement.

3.1.6.2. SYSTEME D’EXCITATION

Les systèmes d’excitation des nouveaux groupes doivent être du type statique, et comprendre une tension plafond positive de 3,5 P.U. et une tension plafond négative de -1,0 P.U. Les systèmes d’excitation statique doivent également inclure des stabilisateurs ainsi que des limiteurs d’excitation maximum et minimum.

3.1.6.3. SIMULATION DYNAMIQUE POUR 2015

Pour 2015, quatre scénarios différents ont été étudiés. Les deux premiers sont très similaires et le transit de puissance entre l’Ouganda et le Rwanda est de 50 MW tandis qu’il est de 160 MW entre l’Ouganda et le Kenya. La mise en service de la centrale Rusumo-Falls n’est pas incluse dans le deuxième scénario. Pour les scénarios trois et quatre le transit de puissance est de 100 MW entre l’Ouganda et le Rwanda. Il est de 160 MW entre l’Ouganda et le Kenya au scénario trois et de 300 MW au scénario quatre. Deux lignes 132 kV sont en opération dans les scénarios trois et quatre.

La simulation de stabilité transitoire au scénario trois et quatre d’un défaut triphasé durant plus de 7 cycle sur la barre 132 kV de Birembo suivi du déclenchement du circuit en faute sur la section Birembo-Mirama démontre que le système récupère rapidement, avec une tension acceptable de 0,96 P.U. à Birembo. Bien entendu, le réseau du Burundi, du Rwanda et de la RDC n’est pas en mesure de supporter la perte complète de l’interconnexion puisque celle-ci contribue pour 30% de l’énergie totale du réseau. En moins de quatre secondes, la fréquence chute sous les 47 Hz et n’est pas en mesure de remonter. La même remarque s’applique au sous-réseau qui deviendrait îloté suite au déclenchement de l’unique ligne entre Birembo et Jabana. Il est donc impératif de doubler cette ligne aussitôt que possible. Les événements reliés à l’interconnexion entre l’Ouganda et le Rwanda n’ont aucune incidence significative sur le réseau de l’Ouganda du Kenya et de la Tanzanie. Même après le déclenchement de l’interconnexion Ouganda-Rwanda, la tension et la fréquence récupère rapidement. La fréquence augmente jusqu’à 50,12 Hz puis reviens normalement à sa valeur nominale.

La simulation dynamique au scénario un et deux d’un défaut triphasé de 7 cycle sur la barre 132 kV à Birembo, éliminé par le déclenchement de l’unique ligne entre Mirama et Birembo démontre que le système est rapidement stabilisé, avec une tension près de 1,0 P.U. au poste Birembo et aux postes avoisinants. Les tensions sur le côté ougandais retournent à leur valeur nominale. Comme la perte du lien unique entre Mirama et Birembo cause l’îlotage du réseau du Burundi du Rwanda et de la RDC, il y a un déséquilibre négatif entre la génération et la charge. Mais puisque la réserve tournante est approximativement de 65 MW, ceci est plus que suffisant pour récupérer lors d’une perte de 50 MW. La fréquence du système îloté diminue jusqu’à 48,9 Hz et remonte à environ 49,7 Hz après 40 secondes grâce à la réaction des régulateurs de vitesse. Il faut toutefois être conscient que la puissance importée doit être inférieure à la réserve tournante. La perte de l’interconnexion Ouganda-Rwanda a un impact négligeable sur le réseau de l’Ouganda du Kenya et de la Tanzanie. La fréquence atteint un maximum de 50,07 Hz, ce qui sera pratiquement imperceptible. En considérant un système faiblement chargé avec la moitié de l’inertie totale, la fréquence maximale atteindrait 50,14 Hz, ce qui n’est pas préoccupant.

3.1.6.4. SIMULATION DYNAMIQUE POUR 2022

3.1.6.4.1. INTERCONNEXION OUGANDA-RWANDA

Comme dans le cas du régime permanent, l’analyse de stabilité transitoire démontre que les résultats de l’interconnexion Uganda-Rwanda sont très similaires peu importe le scénario de transit de puissance de l’interconnexion Uganda-Kenya.

Le critère de stabilité est rencontré. Le système peut facilement supporter un défaut triphasé éliminé après 5 cycles par le déclenchement du défaut sur n’importe quelle barre 220 kV de la ligne d’interconnexion.

La contingence la plus importante pour la tension est la perte de l’interconnexion Rusumo-Falls-Birembo. Bien que cette contingence n’est pas du type (N-1), nous considérons qu’il pourrait arriver qu’un seul terme de cette interconnexion soit en service. Le système est stable, avec très peu d’oscillation et la tension à Birembo se stabilise à 0,96 P.U., ce qui est au-dessus de la limite de 0,95 P.U.

3.1.6.4.2. INTERCONNEXION BURUNDI-RWANDA-RDC

L’augmentation de la tension à 110 kV du réseau existant 70 kV en RDC, ainsi que les nouvelles lignes Mukungwa-Goma et Kigoma-Rwegura améliorent grandement la fiabilité de l’alimentation des postes du réseau du Burundi, du Rwanda et de la RDC.

Les études de stabilité transitoires démontrent que la majorité des contingences sous le critère de stabilité ne menace pas la stabilité du réseau interconnecté.

Grâce à la nouvelle ligne Mukungwa-Goma, la perte de la ligne Kasha-Goma ne causera plus la perte de l’alimentation pour la région de Goma. La perte de la ligne Mukungwa-Goma est plus grave, mais le système se stabilise rapidement après un défaut triphasé de 7 cycles et éliminé par le déclenchement de la ligne en défaut. Tous ces résultats sont pour des défauts triphasés et il est présumé que les systèmes de protection détectent la faute à l’intérieur des temps prescrit, ce qui n’est pas certain.

La nouvelle ligne Kigoma-Rwegura améliore grandement la fiabilité de l’alimentation du Burundi, puisqu’elle maintient très bien le réseau malgré un défaut triphasé sur l’une ou l’autre des lignes suivantes soit la ligne 110 kV entre Mururu 2 et Bubanza, la future ligne d’interconnexion entre Rusumo Falls et Gitega, une section de la ligne Mururu 2-Kigoma ou sur la ligne Kigoma-Rwegura elle-même. Parmi ces quatre événements, la perte de la ligne Rusumo-Falls-Gitega est la plus sévère.

Malgré les améliorations apportées par l’augmentation de la tension, la stabilité du réseau Burundi-Rwanda-RDC ne peut pas être maintenue lors du déclenchement de l’unique ligne entre Birembo et Jabana. Peu importe à quel moment ce circuit surchargé déclenche, le réseau deviendra instable et il y aura une cascade de déclenchement qui causera l’effondrement du réseau.

3.1.7. COORDINATION DE L’ISOLEMENT

Des études préliminaires de coordination de l’isolement ont été réalisées sur tous les nouveaux postes ainsi que sur les postes modifiés à 110 kV, 132 kV et 220 kV. Ces études de coordination de l’isolement ont été réalisées en conformité avec les procédures incluses dans les normes CEI 60071-1 et 60071-2.

Aucune étude EMTP n’a cependant été réalisée lors de cette étape du projet. Les valeurs des surtensions de manœuvre ont été estimées à partir des figures incluses dans la norme CEI 60071-2, cependant les surtensions de manœuvres à front-lent dues à la mise sous tension des bancs de condensateurs shunts n’ont pas été estimées puisque ces valeurs de surtensions sont exclues de cette norme.

Les tensions normalisées pour les essais de courte durée à la fréquence industrielle et aux chocs de foudre sont résumées ci-dessous.

- Pour une tension nominale d’exploitation de 220 kV, des valeurs normalisées de 460 kV (pour les essais de courte durée à fréquence industrielle) et de 1050 kV (pour les chocs de foudre) sont requises pour tout l’appareillage à isolation externe de même que pour l’appareillage à isolation interne. Ceci inclus également tout l’appareillage à 132 kV et 220 kV installé au poste Birembo lorsque la ligne et le poste sont temporairement exploités à une tension d’exploitation de 132 kV. Des études additionnelles incluant des études EMTP sont requises pour définir l’isolation phase-phase. Ces études sont requises pour tous les postes 220 kV mais la sélection de valeurs précises d’isolation est particulièrement critique au poste Lessos.
- Pour une tension nominale d’exploitation de 132 kV, des valeurs normalisées de 325 kV (pour les essais de courte durée à fréquence industrielle) et de 750 kV (pour les chocs de foudre) sont requises pour tout l’appareillage à isolation externe. Des valeurs normalisées de 275 kV (pour les essais de courte durée à fréquence industrielle) et de 650 kV (pour les chocs de foudre) sont requises pour tout l’appareillage à isolation interne.

- Pour une tension nominale d’exploitation de 110 kV, des valeurs normalisées de 275 kV (pour les essais de courte durée à fréquence industrielle) et de 650 kV (pour les chocs de foudre) sont requises pour tout l’appareillage à isolation externe. Des valeurs normalisées de 230 kV (pour les essais de courte durée à fréquence industrielle) et de 550 kV (pour les chocs de foudre) sont également requises pour l’appareillage à isolation interne à l’exception de l’appareillage 110 kV installé au poste Birembo dont le niveau d’isolation doit être identique à l’isolation externe.
- Pour la protection contre la foudre, le taux de défaillance admissible défini à 1 par 400 ans peut seulement être garanti si la distance de séparation entre les parafoudres et l’appareillage protégé est toujours inférieure aux valeurs incluses au Tableau N° 16.3 du volume 6. Puisque les niveaux de contournement sont élevés les distance de séparation sont petites. Pour des valeurs de contournement si élevées, il est important de vérifier le bon fonctionnement des parafoudres régulièrement.

3.2. CONCEPTION DES LIGNES ELECTRIQUES

3.2.1. CONCEPTION GÉNÉRALE

La ligne d’interconnexion serait construite après un appel d’offres compétitif international ‘‘ICB.’’ On recommande que les principes des normes 60826-1, 2,3 et 4 de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) pour une ligne de Classe de sécurité 1 (période de retour des conditions ultimes de 50 ans) seront adoptés pour le plan. Les hautes altitudes influencent aussi bien la puissance thermique que la coordination de l’isolement suite au changement de la densité de l’air. De ce fait, un facteur de correction est admis pour l’impulsion et les tensions de résistance à des altitudes de plus de 1000 m. Les tracées de lignes de toutes les options sont considérées comme fortement polluées au niveau 3 de la CEI 60815.

3.2.2. CHARGES DE PROJET

Pour la conception des structures des lignes on tient compte des conditions climatiques suivantes :

- pour le calcul des distances, la température maximale du :	
conductor sans courant	+ 35 °C
conductor avec courant	+ 75 °C
- température minimale	+ 10 °C
- température de tous les jours (EDS)	+ 25 °C
- température avec vent maximum	+ 10 °C
- Vitesse maximale d’une rafale 3 sec. (10 m au dessus du sol)	36 m/s

Les charges des pylônes sont calculées suivant CEI 60826-2 et 3 avec vent et charges de température pour (i) charges normales (conducteur sur toute la portée vent, isolateur sur la surface projetée et la structure du pylône sur la surface projetée, (ii) charges verticales (poids des conducteurs et câbles de garde sur la portée poids, poids des conducteurs et câbles de garde sur la portée de soulèvement et poids du pylône considéré à 100%. Les charges spéciales seront appliquées sans charges de vent à des températures minimales (câbles rompus, soit un conducteur soit un câble de garde et les charges de câbles comme par IEC. Les facteurs de surcharge de 1.2 pour la structure de l’acier pour tenir compte des fluctuations

de l’approvisionnement de l’acier et 1.5 pour la stabilité de la fondation pour faire face aux imprévus inhérents à la structure du sol. Les charges liées au tremblement de terre sont calculées avec une accélération horizontale de 0,1g et verticale de 0,05g.

3.2.3. NIVEAU DE TENSION

Les niveaux de tension des lignes existantes en Ouganda et au Rwanda sont différents. L’Ouganda exploitant un réseau 132 kV et le Rwanda un réseau de 110 kV. Lors de la mise en service de la centrale de Bujagali, l’Ouganda planifie l’implantation d’un nouveau réseau 220 kV pour palier à l’augmentation de la charge et pour permettre l’intégration de nouvelles centrales hydrauliques et l’exportation des surplus vers le Kenya et le Rwanda tel que décrit à l’article 3.1. Ces deux derniers réseaux doivent par la suite être raccordés au réseau de la Tanzanie pour former un bouclage autour du lac Victoria ainsi que de créer un réseau intégré comprenant le Burundi, la RDC, le Rwanda, l’Ouganda, le Kenya et la Tanzanie. Afin de permettre l’augmentation substantielle de la charge et d’accroître la fiabilité du nouveau réseau intégré, les lignes 220 kV et 330 kV formant la boucle autour du lac Victoria et raccordant les centres de production importants, doivent à court terme rencontrer le critère de redondance (N-1). Pour cette raison, les lignes d’une tension égale et supérieure à 220 kV doivent être doublées ou comprendre deux ternes.

Les études antérieures et récentes ainsi que les plans directeurs récents justifient tous l’augmentation de la tension minimale à 220 kV pour les réseaux du Kenya et de l’Ouganda. Puisque la ligne Birembo-Mirama fait partie de l’ossature du futur bouclage autour du lac Victoria, sa tension ultime minimale doit être de 220 kV, et doit comprendre deux ternes pour rencontrer le critère de fiabilité (N-1).

Le transfert de puissance entre l’Ouganda et le Rwanda est initialement projeté à 20 MW pour la suite augmenter à un maximum de 200 MW en 2030. Puisque le transfert de puissance est relativement faible lors de la mise en service de la ligne et qu’il n’existe aucun réseau 220 kV à proximité, un terna de cette ligne sera initialement opéré à une tension de 132 kV jusqu’à ce que la charge augmente à environ 50 MW. Afin d’augmenter le transfert de puissance vers le Rwanda à une valeur supérieure à 50 MW, les deux ternes de la ligne doivent être mis sous tension et opérée à leur tension nominale de 220 kV. L’interconnexion entre Mirama et Birembo doit interconnecter les deux réseaux pendant au moins 25 ans. Il est donc recommandé de concevoir la nouvelle interconnexion pour un niveau de tension de 220 kV.

3.2.4. NOMBRE DE CIRCUITS

Une ligne 220 kV double terna permettra de rencontrer le critère de fiabilité (N-1). La capacité d’un terna doit rencontrer les besoins futurs de transfert de puissance de cette interconnexion. Ce type de ligne électrique est cependant surdimensionné lors de l’exploitation initiale de l’interconnexion, et il est donc recommandé d’installer un seul circuit, isolé à 220 kV et de l’exploiter à 132 kV jusqu’à ce qu’une tension de 220 kV soit nécessaire et que le transit d’énergie prévue dépasse 50 MW.

3.2.5. DISPOSITIONS POUR L’ELECTRIFICATION RURALE

3.2.5.1. TECHNIQUES ET SOLUTIONS ENVISAGEABLES

Mis à part la solution de base qui consiste à créer un poste HT/MT simplifié et de construire des lignes MT parallèles à la ligne HT, quatre solutions d’électrification rurale sont envisageables :

- Le couplage capacitif,
- Les postes de transformation capacitifs,

- Les transformateurs de tension monophasés sous SF6,
- Les câbles de garde isolés.

Ces techniques sont détaillées dans les Annexes du présent Volume. Leur analyse montre que la solution la plus adaptée est l'alimentation par Câbles de Garde Isolés

3.2.5.2. ANALYSE DES POTENTIALITES D’ELECTRIFICATION RURALE

Les zones d’électrification rurale se situent le long des lignes d’interconnexion, à une quinzaine de kilomètres de part et d’autre du corridor. Toutes les interconnexions du projet sont concernées, mise à part l’interconnexion Ouganda-Kenya le long de laquelle l’électrification rurale a déjà été bien développée.

L’interconnexion et les villages potentiels à électrifier sont représentés sur le plan joint en annexe. Ce plan indique également les lignes HT existantes et les projets déjà en cours.

3.2.5.3. INTERCONNEXION OUGANDA – RWANDA

Le projet consiste à construire une ligne HT entre les postes de Mbarara en Ouganda et Kigali au Rwanda. Environ 35 villages susceptibles d’être électrifiés par le biais de cette ligne ont été répertoriés, ainsi que deux usines de thé (Mulindi et Chohoha Rucyeri).

Côté Ouganda, plusieurs lignes HT sont déjà en projets dont deux parallèles et proches de la ligne d’interconnexion : entre Kafunzo et Nyalubale et entre Rwoho et Kitwe.

Côté Rwanda, le projet de ligne d’interconnexion est situé entre deux lignes 33 kV existantes : la première reliant Kabarondo à Umutara, la seconde reliant Rulundi à Kabare en Ouganda. Il existe aussi un certain nombre de projets de lignes à partir de ces deux principales.

Par conséquent l’électrification rurale à partir de la ligne d’interconnexion HT entre l’Ouganda et le Rwanda ne se justifie pas.

3.2.5.4. CONCLUSION

La totalité des villages à électrifier se situent à moins de 20 km de structures HT existantes ou en projet, que ce soit des lignes ou des postes. Par conséquent il n’est pas pertinent de réaliser l’électrification rurale de ces villages à partir des lignes d’interconnexions de plus grande tension, car cela induirait des coûts plus importants et des adaptations techniques, notamment pour ce qui concerne le système de point neutre.

Actuellement des lignes 33 kV en provenance de Kigali alimentent les villages du Rwanda au-delà de la ville de Nyagatare. Puisque ces lignes sont très longues, il est recommandé d’ouvrir le tronçon au niveau de Rugarama ou Nayamanyoni et d’alimenter la partie la plus au nord de ces lignes à partir du poste Mirama en Ouganda.

3.2.6. NORMES DE CONCEPTION

La ligne de l’interconnexion sera construite en utilisant l’appel à la concurrence internationale. Par conséquent, il est recommandé d’adopter pour la conception de cette ligne les normes 60826-1, 2, 3 et 4 de la Commission électrotechnique internationale (CEI) pour une ligne de Classe de sécurité I (période de retour de conditions extrêmes de 50 ans).

3.2.7. CRITERES DE CONCEPTION

La conception de la ligne doit respecter les critères présentés au tableau suivant.

Tableau n° 2 - CRITERES DE CONCEPTION

Conducteurs	2 ACSR HAWK
Câble de garde à fibre optique (CGFO)	IT4-T-G652
Câble de garde	10.6 mm GSW 70
Nombre d’unités +d’isolateurs - Pylônes en suspension - Pylônes en ancrage	18 (avec cornes d’arche) 19 (avec cornes d’arche)
Température maximale des conducteurs	75°C
Température maximale du câble de garde	50°C
Portée équivalente	350m
Portée-vent	420m (1,2 P.E.)
Portée-poids	1000m (2,8 P.E.)
Angle de protection des conducteurs	10°
Angle de départ des conducteurs	-5° à +20°
Vent limite sur les câbles à 15°C	725 Pa (26m/s ou 94km/h)
Dégagement à la masse - Journalière - Vent réduit de 300 Pa - Vent limite de 725 Pa	2,77 m 1,31 m 0,83 m
Acier du pylône	350MPa
Facteur d’utilisation du pylône	0,85
Dégagement au sol	8,0m

3.2.8. CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES

3.2.8.1. ALTITUDE ÉLEVÉE

Il faut tenir compte de l’influence des altitudes élevées sur la puissance thermique et la coordination de l’isolement en raison du changement de densité de l’air. Par conséquent, un facteur de correction est appliqué aux capacités thermiques et aux tensions de tenue aux chocs de foudre pour les installations à des niveaux au-dessus du niveau de la mer.

3.2.8.2. POLLUTION

Les tracées des deux lignes d’interconnexion sont considérées comme légèrement polluées, conformément au niveau III de la norme CEI 815, avec une ligne de fuite minimale de 25 mm / KV.

3.2.8.3. COUPS DE Foudre

Les niveaux kérauniques sont élevés dans toute la région des Lacs équatoriaux et atteignent 150 Td/an dans la région de cette interconnexion (Cf. carte isokéraunique en Annexe D).

3.2.8.4. ASPECT SISMIQUE

Le niveau sismique s’élève à 0.1 g pour les deux lignes d’interconnexion.

3.2.8.5. RÉSISTANCE DE TERRE

De façon à rencontrer les performances contre la foudre résumées à l’article 3.1 de ce volume et détaillées au volume 6, la résistance de terre doit se situer entre 10 et 18 Ω , sauf pour les trois premiers et les trois derniers kilomètres à partir du/jusqu’au poste, où la résistance doit être de 10 Ω . Pour ce faire, deux contrepoids doivent être installés tout au long du parcours de la ligne.

3.2.8.6. CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES DE LA LIGNE

Les caractéristiques électriques de la ligne sont supposées être comme suit :

Tableau n° 3 - CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES DE LA LIGNE MBARARA – MIRAMA - BIREMBO

Tension nominale du système triphasé	220	kV
Tension la plus élevée du système triphasé	245	kV
Écart minimal entre les cornes d’arcs	2,45	m
Tension de tenue assignée à fréquence industrielle durant 1 mn	815	kV
Tension de tenue positive assignée aux chocs de foudre (niveau de crête)	1250	kV
Tension de tenue négative aux chocs de foudre (niveau de crête)	1715	kv
Fréquence assignée	50	Hz
Longueur minimale de la ligne de fuite des isolateurs	25	mm/ kV
Angle maximal de protection pour conducteur de phase extérieur sur les pylônes	10	°
Température maximale de fonctionnement du conducteur	75	°C
Température maximale de l’air	35	°C
Température moyenne de l’air	20	°C
Température minimale de l’air	10	°C
Humidité	90 – 100	%
Vitesse de rafale de référence (3 sec.) à 10 m de hauteur	36	m/s

3.2.9. DISTANCES DES CONDUCTEURS

Les isolements verticaux minimaux suivants du conducteur devraient être maintenus à une température maximale du conducteur dans l’air calme et flèche finale :

	Distances verticales en mètres
Routes	9.0
Terrain accessible aux piétons seulement	8.0
Lignes aériennes	5.0
Lignes de Télécommunication	4.6

Les distances phase-phase ou phase-terre des conducteurs (d_m) ne doivent pas être inférieures à :

$$d_m \geq 0.9 \cdot \sqrt{(F + L)} + C$$

- où:
- F = Flèche du conducteur (m) température maximale (75° C)
 - L = Longueur de la chaîne d’isolateur (m), L = 0 pour les chaînes d’ancrage
 - C = constante pour 220 kV = 1.5 m

3.2.10. CONDUCTEURS DE PHASE

Le conducteur en aluminium avec renforcement d’acier (ACSR) est le type le plus communément utilisé dans le monde et aussi en Afrique. Son emploi est justifié par sa solidité dont on a besoin pour de longues durées et pour des charges lourdes.

L’autre alternative, qui a été aussi utilisé en Afrique, est le conducteur tout en alliage d’aluminium (AAAC). Dans les pays où l’on ne s’attend pas à des charges de glace et où il n’y a pas de ferme engagement pour un type particulier de conducteur, l’utilisation du conducteur en alliage entier d’aluminium constitue une bonne alternative.

Il y a certains avantages pour un conducteur homogène comparé à un conducteur composé, tel que l’ACSR :

- Des problèmes de corrosion ne sont pas rencontrés parce que la corrosion affecte principalement l’acier ;
- Les jointures sont plus simples et il est plus facile de les faire.

Par contre, il y a également des avantages pour les conducteurs de type ACSR incluant :

- La masse supplémentaire aide à réduire le basculement du conducteur dans le vent ;
- Pour la même raison, la longueur des consoles peut être réduite pour des dégagements électriques à la masse identiques.

Le prix actuel de la matière première (prix du LME en USD/t) est 3 fois plus élevé pour l’alliage d’aluminium que pour l’aluminium pur. Suite à la résistivité plus élevée, le conducteur AAAC doit avoir une coupe transversale plus grosse que la coupe transversale équivalente en aluminium du conducteur ACSR en vue d’avoir la même capacité de transport du courant. D’un autre côté, ajouter des câbles en acier fait monter le coût du conducteur ACSR parce que la

partie en acier ne peut pas être tenu en compte pour augmenter la capacité de transport de courant du conducteur.

Nos dernières estimations faites pour les deux types de conducteurs indiquent que leurs coûts sont pratiquement identiques pour la même capacité électrique. Également les flèches et tensions sont les mêmes. Telle quelle, la sélection de type du conducteur devient une question de préférence par les entreprises électriques.

Suite à une vérification avec les entreprises impliquées dans les projets de NELSAP, une préférence vers le ACSR a été exprimée.

Suivant l’étude d’optimisation élaborée dans le volume 6, deux conducteurs par phase de type ACSR HAWK ont été choisis. Ce type de conducteur est souvent utilisé sur les lignes existantes à travers la région.

Les caractéristiques du conducteur ACSR sélectionné sont décrites ci-dessous :

Type de conducteur		ACSR HAWK (242- Al/SIA-26/7
Standard		IEC
Nombre de conducteur par phase		2
Section	mm ²	281.2
Diamètre total	mm	21.8
Brins d’aluminium	No x mm	26 x 3.44
Brins d’acier	No x mm	7 x 2.68
Masse	kg/m	977
Charge de rupture maximale	kN	86.1
Résistance CC at 20 °C	Ω/km	0.1195

3.2.11. CÂBLES DE GARDE

Selon les exigences électriques, de préférence pour les défauts de courants de terre , un seul câble en acier avec une coupe transversale de 70 mm² serait suffisant. Ce type de câble est aussi utilisé comme câble de garde dans les deux pays.

Les hautes exigences de fiabilité de la ligne seront considérées au moment d’élaborer le plan de protection contre la foudre. La hauteur moyenne du conducteur de phase le plus haut à partir du sol est à peu près 30m. Suivant l’étude de performance contre la foudre, l’angle de protection devrait être de 10 degrés ou moindre.

Si seulement un seul câble de protection (câble de garde) est utilisé, le support par câble de protection deviendrait très élevé pour correspondre aux exigences de l’angle de protection de 10 degrés.

Si l’on utilise deux câbles de garde au lieu d’un seul, le poids du pylône diminue, et le total des coûts, y compris les câbles de garde, sera une solution moins coûteuse qu’un pylône plus haut avec un seul câble de garde. Ainsi, on recommande la solution de deux câbles de garde. Dans ce cas, un seul des câbles de garde est un câble de garde à fibre optique (CGFO) et l’autre câble de garde conventionnel en acier galvanisé (GSW).

Une analyse de performance contre la foudre a été réalisée pour la ligne 220 kV au volume 6. L’article 3.1 présente un sommaire des résultats obtenus. Cette étude a permis de sélectionner la configuration des pylônes, la localisation des fils de garde et le niveau d’isolation de la ligne.

Le GSW recommandé devra être en conformité avec les caractéristiques suivantes :

Type de câble de garde	GSW 70	
Standard	IEC	
Section	mm ²	68.1
Diamètre total	mm	10.6
Poids	kg/m	310
Charge de rupture maximale	kN	51.9

Le câble de garde à fibre optique recommandé doit être conforme aux exigences suivantes :

a. Propriétés du câble de garde

Type de câble de garde	ACS/AAC (Aluminium clad steel + aluminium alloy wires)	
Standard	IEC, IEEE, ASTM and ITU-T	
Support des fibres optiques	Tube d'aluminium	
Section	mm ²	44
Diamètre total	mm	10
Poids	kg/m	297
Charge de rupture maximale	kN	47
Résistance CC at 20 °C	Ω/km	0.90

b. Propriétés des fibres optiques

Type de fibre optique		Single mode
Standard		ITU-T G652
No. de fibres		24
Diamètre extérieur	µm	250±15
Concentricité		≥ 0.7
Atténuation		
A 1310 nm	dB/km	≤0.38
A 1550 nm	dB/km	≤0.25
Durée de vie	Années	40

3.2.12. ISOLATEURS

Les chaînes d’isolateurs seront équipées soit d’isolateurs capot et tige, soit d’isolateurs de type composite.

a. isolateurs capot et tige

Les chaînes seront équipées d’isolateurs U120 BS 220 kV selon la norme IEC 305 ou équivalent. On utilisera les chaînes suivantes :

Chaîne d’alignement simple avec éclateur à cornes	1*18 units
Chaîne d’alignement double avec éclateur à cornes	2*18 units
Chaîne d’ancrage simple avec éclateur à cornes	1*19 units
Chaîne d’ancrage double avec éclateur à cornes	2*19 units

18 (19) isolateurs par chaîne donneront une tenue suffisante même pour les plus hautes altitudes rencontrées le long de l’interconnexion Bujagali – Tororo - Lessos.

L’isolation recommandée devrait être en conformité avec les caractéristiques suivantes :

Type		U120BL
Standard		IEC 60305
Diamètre	mm	255
Espacement	mm	146
Ligne de fuite minimale	mm	295
Charge de rupture électromécanique	kN	120
Taille des rotules	mm	16
Poids net (approx.)	kg	4.2
Matière		Verre trempé ou porcelaine

b. isolateurs composites

Les chaînes seront équipées d’isolateurs composites 220 kV selon la norme IEC 61109 ou équivalent. On utilisera les chaînes suivantes :

Chaîne d’alignement simple avec éclateur à cornes	longueur de section	2020 mm
Chaîne d’alignement double avec éclateur à cornes	longueur de section	2020 mm
Chaîne d’ancrage simple avec éclateur à cornes	longueur de section	2015 mm
Chaîne d’ancrage double avec éclateur à cornes	longueur de section	2015 mm

Ces longueurs de section donneront une tenue suffisante même pour les plus hautes altitudes rencontrées le long de l’interconnexion Bujagali – Tororo - Lessos.

La chaîne d’isolateurs recommandée devrait être en conformité avec les caractéristiques suivantes :

Type		Suspension	Tension
Standard		IEC 61109	
Shed diameter	mm	164/130	
(big/small)			
Number of sheds	nos	26/25	28/27
(big/small)			
Minimum leakage distance	mm	7077	7629
Electromechanical failing load	kN	120	
Ball and socket size (IEC 120)	mm	16	
Net weight (approx.)	kg	12.5	14.0
Material		composite	

3.2.13. OPTIMIZATION DES PYLÔNES

On prévoit des pylônes treillis conventionnels en acier, auto-supportés pour le double circuit / simple circuit avec deux câbles de garde. De plus, il est recommandé d’optimiser la structure des pylônes selon les lignes directrices suivantes :

- la ligne de transport doit être divisée en cantons définis par des pylônes d’ancrage à chaque extrémité. La longueur des cantons à choisir devrait être basée sur les conditions d’accès, la topographie et les sites utilisables pour le passage des câbles.
- Les pylônes d’angles et d’ancrage doivent être conçus avec un facteur de sécurité pour le cas de charge de câble rompu comme pour les pylônes de suspension. Pour les cas de charges du vent, le même facteur de surcharge s’applique pour tous les pylônes.
- Les pylônes d’alignement, qui ont un poids et un coût substantiels plus bas, devraient être utilisés là où c’est possible.

Avec une portée estimée pour une ligne de 220 kV de 350 mètres approximativement, les hauteurs des pylônes (du sommet de la fondation au bras transversale) se situeraient dans les limites de 15 à 35 mètres.

3.2.14. TYPES DE PYLÔNES

Les tracées des lignes d’interconnexion sont pour la plupart, planes ou légèrement accidentées ; de courtes sections seulement sont légèrement montagneuses (voir volume 2C de ce rapport de faisabilité).

Les pylônes treillis en acier auto supportés avec des fondations en treillis en acier ou des fondations en béton sont utilisés au Kenya et en Ouganda. Ces deux types de fondations sont possibles pour la ligne d’interconnexion. Pour l’estimation des coûts, une famille de pylônes a été conçue (voir annexe A), ainsi qu’une répartition des pylônes le long de la route afin d’estimer avec précision la quantité de chaque type de pylônes.

La famille de pylônes comprend :

- Pylône de suspension 0° – 2° ;

- Pylône en traction et portée longue en suspension 2° – 15° ;
- Pylône en traction et fin de course 15° – 60° ;
- Pylône en traction 60° – 90°.

3.2.15. TRANSPOSITION

À cause du système SPAR, les transpositions sont requises entre Mbarara et Mirama ainsi qu’entre Mirama et Birembo.

3.2.16. FONDATIONS

Aussi bien les fondations en grillage d’acier que les fondations en béton sont communément utilisées pour des lignes de transport aériennes de haute tension au Rwanda et en Ouganda. Les fondations en béton dans certaines localités, spécialement dans les sections ayant un accès difficile, seraient plus chères, principalement suite aux coûts élevés de transport.

Les matériaux comme le ciment, l’acier renforcé (rebar, des pierres concassées et, à un certain degré, le sable lavé serait transporté par la main – d’œuvre dans certains emplacements des pylônes.

Généralement, les fondations en grillages d’acier constituent à la base, une solution technique acceptable, aussi longtemps que il n’y a pas de dommages causés à la galvanisation et que tout l’acier à mettre sous la terre est peint avec deux couches de peinture bitumeuse pour une protection supplémentaire.

En cas d’acidité du sol défavorable (environnement corrosif), qui normalement est rare dans cette partie de l’Afrique, les fondations en béton constituent la seule solution.

Les conditions du sol semblent être assez homogènes tout le long des tracées de la ligne d’interconnexion, étant principalement le sol résiduel comprennent l’argile de limon ainsi que la roche désintégrée que l’on devrait rencontrer à différentes profondeurs. Les investigations géotechniques détaillées seront effectuées pour la phase de conception détaillée et seront incluses dans les spécifications techniques.

En guise de conclusion, les fondations sont, pour la plupart, des fondations en béton pour les pylônes de suspension, mais le type de grillage en acier sera utilisé aussi dans des conditions spéciales.

Les fondations des pylônes de tensions et des pylônes terminaux seront en béton. Des fondations de type pieux seront requises pour les endroits de terrain bas et marécageux.

En guise d’estimation des coûts des types de modèles de fondations (une dalle et cheminée, un bloc de béton, un ancrage de roc et un grillage de fondation) ont été esquissés (voir Annexe B).

3.2.17. DROIT DE PASSAGE

On propose de fixer la largeur du droit de passage à un maximum de 30 mètres. Le dégagement complet du droit-de-passage là où la ligne passe à travers des espaces boisés devrait être limité à une bande de 5 à 10 mètres au centre de la ligne pour permettre la suspension des conducteurs.

A l’extérieur de cette bande mais à l’intérieur de ce droit- de- passage on doit dégager toute végétation dont la hauteur dépasse 3 mètres, y compris les arbres constituant un danger potentielle qui se trouveraient à l’extérieur du Droit de passage. Les dégagements seront suffisants pour dégager les plantations de bananes. Même si cette approche avec le respect des aspects de maintenance pourrait s’avérer difficile à accepter, l’expérience acquise des autres projets dans la région à montré que, en engageant, pour la maintenance et le contrôle

de la ligne, les communautés locales se trouvant tout le long de la ligne, ces exigences du droit- de- passage pouvaient être atteintes. Cette approche a aussi fait ses preuves pour ce qui est de l’efficacité dans la réduction au minimum du vol des matériaux pour le maintien des pylônes en terre et des matériaux de soutien en acier pour les pylônes.

3.2.18. ENTRETIEN

3.2.18.1. INTERCONNECTION

A cause de hautes exigences de fiabilité mise en place pour l’interconnexion, l’efficacité de la maintenance de la ligne (et aussi des postes), les activités de restauration de l’alimentation dans les cas d’interruption deviennent importantes. Les groupes de maintenance effectueront les inspections et la maintenance régulières de la ligne et des postes, et la réparation rapide des défauts. Ces groupes de maintenance pourraient faire la maintenance et le travail de réparation dans les autres lignes, mais ils devraient être prêts à effectuer des réparations immédiates sur l’interconnexion, si les besoins se faisaient sentir.

3.2.18.2. PROCEDURES D’ENTRETIEN

Le Groupe de Travail d’Exploitation devra se réunir périodiquement, au moins annuellement pour coordonner les programmes de maintenance et coordonner d’autres activités de maintenance dans leur système énergétique pour minimiser les restrictions sur la capacité de transport.

Toute maintenance planifiée et agréée requiert une Demande de Maintenance spécifique et un ordre définitif de coupure de courant.

3.3. CONCEPTION DES POSTES

3.3.1. GENERALITES

Les plans des deux pays ont défini deux nouveaux postes : à Mirama en Ouganda, près de la frontière avec le Rwanda, et à Birembo, à la périphérie de Kigali. Ces deux nouveaux postes serviront de nouveaux centres de distribution pour les deux pays et doivent faire l’objet d’une future extension. Cependant l’extrémité de l’interconnexion coté Ouganda se situe au poste de Mbarara North et l’interconnexion complète est Mbarara North - Mirama - Birembo.

Mbarara North est un poste 132/33 kV existant avec une ligne 132 kV radiale pour alimenter Masaka West. Il existe un projet d’extension du réseau 220 kV à partir de la centrale hydroélectrique de Bujagali via les postes de la zone de Kampala et de Masaka jusqu’à celui existant de Mbarara.

La tension initiale de l’interconnexion serait 132 kV ($U_m = 145$ kV), cependant la ligne sera prévue pour la tension 220 kV (245 kV). Sur la base du principe n-1, une ligne double terne a été recommandée mais avec un seul circuit installé en première phase.

Comme les deux postes seront loin de la frontière, il est recommandé de construire un nouveau poste 132 kV à proximité de la frontière de façon à ce que le point de vente / fourniture (comme celui de comptage) soit près de la frontière.

L’emplacement recommandé est à Mirama en Ouganda, à 7 km de la frontière, UETCL ayant des besoins de distribution dans cette zone.

3.3.2. PARAMETRES ENVIRONNEMENTAUX EN OUGANDA

Température ambiante :	Intérieure	Exterieur
- Maximum	+ 35°C	+ 35°C
- Moyenne sur les 24 heures, max.		+ 26°C
- Minimum	+ 10°C	+ 8°C
Humidité :	90 %	100 %
Accélération sismique	0.1 g	
Niveau Isokéraunique	150	
Moyenne annuelle de pluviométrie	1100 mm	

3.3.3. CARACTERISTIQUES ELECTRIQUE DES POSTE OUGANDAIS

Caractéristiques du réseau 132 kV :

Tension maximale d’exploitation	170 kV, 3-phase, 50 Hz
Mise à la terre du neutre	Directe
Tenue aux coups de foudre	750 kV pic
Tenue à fréquence industrielle 1 mn	325 kV
Tenue au court circuit	31.5 kA, 1 s/ 80 kA
Longueur de la ligne de fuite	30 mm/kV

Caractéristiques du réseau futur 220 kV :

Tension maximale d’exploitation	245 kV, 3-phase, 50 Hz
Mise à la terre du neutre	Directe
Tenue aux coups de foudre	1050 kV pic
Tenue à fréquence industrielle 1 mn	460 kV
Tenue au court circuit	31.5 kA, 1 s/ 80 kA
Longueur de la ligne de fuite	30 mm/kV

3.3.3.1. POSTE MBARARA NORTH

3.3.3.1.1. GÉNÉRALITÉS

Le poste est situé à 250 km à l’ouest de Kampala. Il est situé à une altitude de 1 417 m. Il a été mis en service en 1994.

Il a deux travées 145 kV, un transformateur 132/33 kV, une cellule de connexion 33 kV GIS et un bâtiment de contrôle. Il y a un projet d’extension en cours du poste consistant en l’installation d’une deuxième travée de transformateur 145 kV, extension du jeu de barres 145

kV, d’un second transformateur 132/33 kV, relais de protection de transformateur et de l’extension de l’armoire type 36 kV GIS pour quatre départs.

3.3.3.1.2. CARACTERISTIQUES DES INSTALLATIONS EXISTANTES (INCLUS L’EXTENSION)

1. Équipements 132 kV

- Simple jeu de barres, souple
- une travée de la ligne venant du poste de Masaka ouest
- deux travées de transformateur

2. Transformateurs

- deux transformateurs 132/33 kV, 20 MVA

3. Equipement de compensation de la puissance réactive

- deux condensateurs shunt 33 kV, 4 Mvar équipés de disjoncteurs

4. Bâtiment de commande

Le bâtiment de commande consiste en une salle de commande, une salle de relais, une salle des auxiliaires, une salle des batteries, une salle de bains, une salle de cellule 33 kV, une salle du transformateur auxiliaire et une salle du générateur auxiliaire.

5. Zone du poste

Le terrain clôturé du poste est assez limité et devrait être étendu sur les deux côtés. L’extension finale proposée du poste 145 kV est comme suit:

- ligne Nkenda (future)
- T1
- Masaka Ouest 1
- T2
- Masaka Ouest 2 (future)
- ligne Mirama 1
- ligne Mirama 2 (future)

6. Contrôle – Commande

Au niveau de la travée une commande de secours depuis le coffret de commande locale (LCP) dans le poste ;

Au niveau de la travée à partir d’un synoptique installé dans le coffret de commande extérieur ;

Contrôle commande centralise depuis un pupitre conventionnel (RCP) situé dans le poste de contrôle ;

SCADA à partir du NCC via un (RTU) avec raccordement filaire. Voir les détails plus avant dans ce chapitre.

Il n’y a pas de provision pour une interconnexion future mais le système peut être étendu pour couvrir les besoins de NELSAP.

3.3.3.1.3. TRAVAUX PREVUS DANS LE CADRE DU PROJET NELSAP

Les travaux sont définis sur les schémas H P UR 004A de juin 2007 et H P UR 014A. de septembre 2007.

1. Poste 132 kV

On propose l’extension de l’appareillage 132 kV actuel.

La structure de Mbarara Nord est un simple jeu de barres flexible qui ne peut pas être étendu pour devenir un système à double jeu de barres.

Cependant, du point de vue système d’interconnexion, le double jeu de barres, n’apporterait pas la fiabilité additionnelle puisque le raccordement est un simple circuit avec un seul circuit radial d’alimentation vers la sous station de Mbarara.

Par conséquent, pour l’instant l’extension du système simple jeu de barres existant est suffisant.

Le jeu de barres devra subir une extension de façon à l’adapter à deux circuits d’interconnexion de 132 kV dont un seulement serait équipé en premier stade. Ces deux travées pourraient être reconfigurées en travées transformateur, une fois le réseau 220 kV arrivé à Mbarara, le poste 220 kV de Mbarara construit et le circuit d’interconnexion rebranché au nouvel appareillage 220 kV et le système mis en service sous 220 kV.

Pour faciliter ce qui précède, l’extension du jeu de barres 132 kV devra être construite diagonalement à celui qui existe et des jeux de barres tubulaires devront être utilisés. Ceci fournirait des possibilités simples et pratiques d’interconnexion au futur appareillage de commutation 220 kV avec l’acquisition d’un terrain réduit. En plus, cette disposition laisserait des possibilités d’extension pour l’installation de trois circuits dans la partie existante du jeu de barres de 132 kV.

De plus l’extension du jeu de barres consiste en :

- une travée d’alimentation d’un circuit ligne 132 kV vers Mirama pour le système simple jeu de barres (barres tubulaires). Les disjoncteurs auront la facilité de déclenchement par unipolaire.

2. Transformateurs

Aucun.

3. Equipement de compensation d’énergie réactive

Aucun.

4. Systèmes Auxiliaires

Les systèmes auxiliaires existants devront subir une extension appropriée. Cependant, dans les systèmes existants une capacité suffisante est disponible.

5. Bâtiment de Commande

Dans le bâtiment existant, pour les besoins du projet de NELSAP, les installations et l’espace suffisants sont disponibles.

6. Zone du poste

La parcelle actuelle du poste est presque suffisante pour l’extension de l’appareillage 132 kV proposé, cependant, pas tout à fait. Un terrain additionnel de 5000 m² (11 m X 45 m) devra être obtenu par UETCL à côté de la parcelle existante.

7. Systèmes de Protection de 132 kV

Quoique le circuit d’interconnexion soit exploité au début sous 132 kV, il est recommandé de prendre en compte la future augmentation de tension à 220 kV dès cette étape et prévoir un système de protection pour 220 kV qui pourra être déplacé et réutilisé une fois le poste 220 kV construit et le système 132 kV devenu obsolète.

Protection départ ligne aérienne

En appliquant le principe de planification n-1 à cette interconnexion transfrontalière, il faut prévoir deux systèmes de protection principaux indépendants alimentés à partir de sources de courant continu (DC) différentes et connectés à des enroulements TI différents. Des équipements appropriés de communication et de secours doivent aussi être fournis.

Les deux systèmes principaux de protection pourraient être basés sur des principes similaires de mesure (par exemple deux relais de distance) mais un schéma plus fiable - afin de détecter plus sûrement les différents types de défauts – est d'utiliser des systèmes avec différents principes de mesure. Comme conséquence, on propose les équipements suivants de protection ligne :

- Protection principale 1, consistant en :
 - Protection de distance complète avec au minimum quatre zones indépendantes de mesure de l'impédance et avec six boucles de mesure indépendantes (phase à phase et phase - terre)
 - La première zone sera réalisée par une combinaison de télé protection (permissive under reach) avec une liaison de communication multiplexée pour couvrir la longueur complète de la ligne protégée. La deuxième zone agirait comme secours pour la première zone, la troisième zone comme secours en cas de défauts d'un jeu de barres poste éloigné et la quatrième zone pourrait être une zone inverse et ainsi agir comme secours en cas de défauts du jeu de barres au poste local.
 - La protection de distance sera secourue par une protection directionnelle terre (destinée aux défauts de résistance élevée) également réalisée par une combinaison de télé protection (comparaison directionnelle) via une liaison multiplexée.
- Protection principale 2, consistant en :
 - Protection différentielle longitudinale via une liaison multiplexée afin de couvrir toute la longueur de la ligne protégée.
 - Pour palier les échecs possibles de communication, la protection différentielle devrait être secourue par une surintensité et des fonctions directionnelles de protection terre, mais sans téléprotection. Ces fonctions peuvent être intégrées dans le relais différentiel.

Pour des raisons de stabilité du réseau, il est nécessaire de compléter le système de protection par un système de coupure automatique rapide (SPAR) de type monophasé aussi bien que le système de coupure automatique retardée de type triphasé.

Pour les défauts du disjoncteur, on prévoira un système de protection du défaut disjoncteur avec inter-déclenchement direct (DIT) de l'extrémité ligne sur canal dédié de l'équipement MUX.

Une protection à minimum de tension devra également être mise en place ainsi qu'une protection de surtension causée par de futurs possibles non fermeture des bobines de réactance du côté de la ligne.

Protection du jeu de barres

Actuellement il n'y a aucune protection de jeu de barres à la sous-station de Mbarara Nord.

Les défauts de jeu de barres seront éliminés par la protection à distance des secondes zones des postes d'extrémité ligne aussi bien que par la zone inverse du poste local.

8. Système de Commande

Le système de commande existant devra subir une extension pour être en conformité avec les pratiques adaptées dans les installations existantes du système de commande.

Le système de SCADA a été traité séparément en détail plus loin dans ce rapport.

3.3.3.2. POSTE MIRAMA

3.3.3.2.1. GÉNÉRALITÉS

Le poste est une installation nouvelle pour couvrir les exigences de l'Interconnexion Ouganda-Rwanda aussi bien que les besoins locaux de distribution. L'altitude des installations sera de 1410m.

3.3.3.2.2. INSTALLATIONS EXISTANTES A MIRAMA

Aucune

3.3.3.2.3. ETENDUE DE LA FOURNITURE NELSAP

L'étendue du projet de NELSAP est décrite ci-après en détail est définie dans les schémas :

- H P KU 005A / Juin 2007
- H P KU 015A / Septembre 2007

1. Appareillage 132kV

Le critère n-1 de planification du système devrait être remplis aussi dans le choix du système de jeu de barres, c.-à-d. un défaut dans le jeu de barres dans la sous-station ne devrait pas causer l'indisponibilité des deux circuits d'interconnexion, donc un système simple jeu de barres ne devrait pas être considéré. La meilleure façon de réaliser la condition ci-dessus est de doter l'appareillage d'un double jeu de barres avec couplage. Les conducteurs devraient être convenablement groupés sur les jeux de barres et les jeux de barres devraient être équipés de deux zones de protection.

Concernant l'entretien des disjoncteurs, quelques avantages supplémentaires pourraient être obtenus en dotant les départs de disjoncteurs avec sectionneurs by-pass ou par la fourniture d'un jeu de barres auxiliaire avec sectionneurs by-pass. Cependant, ces schémas augmenteraient les coûts de plus de 25% sans impact réel sur la fiabilité. Même avec un système de double jeu de barres, tous les disjoncteurs peuvent être entretenus avec un circuit d'interconnexion en exploitation.

Suite à ce qui précède, un double système de jeu de barres avec couplage de jeu de barres est proposé pour l'appareillage 132 kV de Mirama, cependant, on recommande de mettre en place en première phase seulement un des jeux de barres (réservation de l'espace pour le deuxième jeu de barres) car l'interconnexion est configurée comme simple circuit.

Le jeu de barres prévu dans le cadre de NELSAP sera prévu pour cinq travées 132 kV (départ vers Mbarara et Birembo, départ de secours vers Mbarara et Birembo et futur couplage).

En outre, afin d'économiser de l'espace les jeux de barres devraient être tubulaires (AlMgSi) et les sectionneurs des jeux de barres du type pantographe (extension verticale).

L'appareillage comprend :

- 2 travées départ ligne 132kV (Mbarara Nord1 et Birembo 1) pour double jeu de barres (jeu de barres tubulaires). Les disjoncteurs seront du type unipolaire.
- 2 espaces réservés pour travées départ ligne 132kV (Mbarara Nord 2 et Birembo 2).
- 1 espace réservé pour la travée du couplage jeux de barres (TP jeu de barres 1 et interrupteur de mis à la terre sont cependant à installer à cette étape)
- Bâtiment de commande du poste 132 kV avec auxiliaires courant alternatif et courant continu et réservation de l'espace pour les raccordements ultérieurs par UETCL, inclus l'espace pour appareillage 33KV pour le réseau de distribution local.

Il est à noter que UETCL prévoit l'extension de l'appareillage 132KV par deux travées départ transformateur pour l'alimentation du réseau 132/33 kV ainsi que deux travées départ ligne

pour un autre projet. Très probablement au moins un des transformateurs 132/33 kV et son appareillage 33 kV sera réalisé simultanément avec la mise en place du projet de NELSAP.

2. Transformateurs

Aucun

3. Equipement de compensation de puissance réactive

Aucun

4. Systèmes auxiliaires

De nouveaux systèmes auxiliaires complets sont nécessaires pour les équipements 132 kV. Les systèmes auxiliaires d’approvisionnement 400/230 VAC et 110 VDC doivent être doublés tandis qu’un système batterie unique / double chargeur est suffisant pour l’alimentation du 48 VDC alimentant les équipements de communications.

Le 400/230 VAC sera alimenté à partir du réseau de distribution basse tension local. Les équipements d’alimentation à partir du transformateur de distribution (fourni dans le cadre d’un autre projet) devront être inclus.

On devra fournir un système séparé UPS pour alimenter l’équipement « Human Machine Interface » (HMI) du système d’Automatisation su poste (SA)

Tous les systèmes auxiliaires devront être dimensionnés pour satisfaire les besoins connus de l’extension future.

5. Bâtiment de contrôle

On devra construire un nouveau bâtiment avec air conditionné pour abriter les systèmes secondaires et auxiliaires de l’appareillage 132 kV.

On devra considérer des réserves d’espace pour satisfaire les besoins connus d’extension future y compris l’appareillage 33 kV pour la distribution locale.

6. Superficie du poste

La superficie du terrain requis pour la nouvelle station, y compris les plans connus de l’extension future, est d’environ 125 x 145 m, soit 18125 m². Ceci inclut également l’appareillage futur 220 kV. Le terrain réel dont on a besoin pour le poste 132/33 kV est de 8200 m² environ, l’UETCL l’a déjà acquis.

7. Systèmes de Protection 132 kV

Même si le circuit d’interconnexion doit être initialement être exploité en 132 kV, il est recommandé, déjà à ce stade, de prévoir un système de protection pour poste 220 kV qui pourra être déplacé et réutilisé une fois le poste 220 kV construit et le système 132 kV devenu obsolète.

Protection départ ligne aérienne

En appliquant le principe de planification n-1 à cette importante interconnexion transfrontalière, il faut prévoir deux systèmes de protection principaux indépendants alimentés à partir de sources de courant continu (DC) différentes et connectés à des enroulements TI différents. Des équipements appropriés de communication et de secours doivent aussi être fournis.

Les deux systèmes principaux de protection pourraient être basés sur des principes similaires de mesure (par exemple deux relais de distance) mais un schéma plus fiable - afin de détecter plus sûrement les différents types de défauts – est d’utiliser des systèmes avec différents principes de mesure. Comme conséquence, on propose les équipements suivants de protection ligne :

- Protection principale1, consistant en :

- Protection de distance complète avec au minimum quatre zones indépendantes de mesure de l'impédance et avec six boucles de mesure indépendantes (phase à phase et phase - terre)
- La première zone sera réalisée par une combinaison de télé protection (permissive under reach) avec une liaison de communication multiplexée pour couvrir la longueur complète de la ligne protégée. La deuxième zone agirait comme secours pour la première zone, la troisième zone comme secours en cas de défauts d'un jeu de barres poste éloigné et la quatrième zone pourrait être une zone inverse et ainsi agir comme secours en cas de défauts du jeu de barres au poste local.
- La protection de distance sera secourue par une protection directionnelle terre (destinée aux défauts de résistance élevée) également réalisée par une combinaison de télé protection (comparaison directionnelle) via une liaison multiplexée.
- Protection principale 2, consistant en:
 - Protection différentielle longitudinale via une liaison multiplexée afin de couvrir toute la longueur de la ligne protégée.
 - Pour palier les échecs possibles de communication, la protection différentielle devrait être secourue par une surintensité et des fonctions directionnelles de protection terre, mais sans téléprotection. Ces fonctions peuvent être intégrées dans le relais différentiel.

Pour des raisons de stabilité du réseau, il est nécessaire de compléter le système de protection par un système de coupure automatique rapide (SPAR) de type monophasé aussi bien que le système de coupure automatique retardée de type triphasé.

Pour les défauts du disjoncteur, on prévoira un système de protection du défaut disjoncteur avec inter-déclenchement direct (DIT) de l'extrémité ligne sur canal dédié de l'équipement MUX.

Une protection à minimum de tension devra également être mise en place ainsi qu'une protection de surtension causée par de futurs possibles non fermeture des bobines de réactance du côté de la ligne.

Protection du jeu de barres

Comme discuté plus haut, une protection à deux zones est nécessaire pour éliminer rapidement sélectivement les défauts des deux jeux de barres. Cependant, comme le second jeu de barres n'a pas été recommandé pour être mis en place à ce stade, une seule protection par zone sera suffisante mais prévue pour une extension à double zone.

8. Système de Contrôle

Même si le système de contrôle existant dans le réseau de transmission Ougandais consiste en synoptiques de contrôle conventionnels avec différents panneaux de contrôle et une interface SCADA jusqu'au NCC en passant par un RTU câblé, l'introduction d'une technologie récente est possible.

Le système de contrôle recommandé est un Système d'Automatisation informatisé du poste (SA) avec des unités de contrôle à microprocesseur (BCU) distribuées par travée. La structure du système de contrôle sera :

- contrôle d'urgence au niveau local de la travée à partir des coffrets de commande locaux de l'appareillage (LCP),
- contrôle local au niveau de la travée à partir des BCUs du tableau de protection de chaque travée,
- contrôle centralisé au niveau du poste à partir de la station de travail de l'opérateur du système HMI situé dans la salle de contrôle du bâtiment de contrôle,

- Contrôle SCADA à partir du NCC sans RTU, en passant par la passerelle de connexion NCC du système d’Automatisation poste. Pour plus de détails, voir le chapitre séparé de ce rapport.

L’interface du processus devra être connectée via des Dispositifs Electroniques Intelligents (IED) comme les contrôleurs de travée, les relais de protection, les annonceurs d’alarme, les régulateurs etc. Les IEDs devront être installés dans un bâtiment à air conditionné. Il n’est pas recommandé d’installer n’importe quel IED, pas même un BCU dans les coffrets extérieurs. Les BCUs doivent être installés dans les panneaux protection spécifiques.

Les IEDs, la console opérateur, la console d’ingénierie, les imprimantes et les autres dispositifs connexes devront être connectés au réseau LAN du poste. Le protocole de communication ne devra pas être spécifique du vendeur, le protocole standard IEC 61850 est recommandé ; donc tous les IEDs et les lieux de travail prévus dans le cadre du projet NELSAP devront être compatibles avec ce protocole.

La console opérateur abritera le niveau «Interface Humain Machine» (HMI) du poste et utilisera le logiciel du système d’Automatisation du poste pour exécuter les commandes nécessaires au niveau du poste, les fonctions d’acquiescement des données, etc.

Le système sera doté d’une synchronisation centralisée du temps au moyen d’un récepteur GPS.

Pour l’interface SCADA, la passerelle de communication vers le NCC devra être fournie. La passerelle devra être connectée au système d’Automatisation de la station (SA) à travers la station LAN. Pour des connexions amont, vers NCC, le système supportera au moins IEC 870-5-101 et IEC 870-5-104 avec protocoles TCP/IP.

Comme cette technologie est nouvelle pour l’UETCL, on doit prêter une attention particulière à la spécification d’une de formation supplémentaire appropriée et complète.

Du point de vue des coûts, il n’y aura pas de grande différence entre le système de contrôle conventionnel et le système proposé d’Automatisation de la station. Les coûts épargnés sur les équipements de contrôle/compteur conventionnelles et l’installation complète des câbles cuivre couvrent le coût des BCUs et des LANs tandis que les coûts épargnés sur le RTU conventionnel et les équipements d’interface ainsi que l’installation des câbles cuivre couvrent plus ou moins le coût du logiciel et du matériel du système d’Automatisation du poste. En plus, une grande quantité de relais modernes de protection ont déjà l’interface de communication et le soutien du protocole disponibles comme option standard.

3.3.4. POSTE DE BIREMBO

3.3.4.1. CRITERES DE CONCEPTION

De façon générale, les postes sont conçus en fonction des besoins énergétiques prévues pour 2030. Les dessins montrent donc les installations prévues dans le cadre du présent mandat de NELSAP, auxquelles se rajoutent les installations futures qui seront requises en 2030.

Les transformateurs pour l’alimentation des circuits de distribution moyenne tension ainsi que les transformateurs élévateurs sont dimensionnés selon un critère de fiabilité N-1. Donc les postes, en 2030, seront toujours en mesure de transiger la puissance totale requise malgré la perte d’un de leurs transformateurs de puissance.

Les bancs de condensateur haute tension sont constitués de groupes de condensateurs shunt qui peuvent être commandés individuellement par les opérateurs afin de maintenir les tensions de barres à l’intérieur des limites de tension d’opération. Chaque groupe de condensateurs shunt comprennent un sectionneur d’isolement ainsi qu’un disjoncteur haute tension pour commander et protéger ce groupe de condensateur. En addition, un disjoncteur principal protège les jeux de barres du banc de compensateurs ainsi que tous les groupes de condensateurs shunt. Ce disjoncteur principal permet de protéger en relève les groupes de

condensateur shunt lors d’une défaillance d’un disjoncteur de groupe de condensateurs ou de la protection. Ceci permet d’éviter la mise hors-tension du réseau. Tous les disjoncteurs de groupe de condensateurs shunt ainsi que le disjoncteur principal doivent avoir une commande unipolaire et doivent pouvoir être manœuvrés en séquence pour limiter les courants d’appel des bancs de condensateurs.

3.3.4.2. CARACTERISTIQUES ENVIRONNEMENTALES AU POSTE DE BIREMBO

	Intérieure	Extérieure
Température de l'air ambiant		
Maximum	35 °C	35 °C
Moyenne sur 24 heures, max.		21 °C
Minimum	+5 °C	+5 °C
Humidité	90 %	100 %
Accélération sismique	0,1 g	
Niveau kéraunique	150Td/an pour l'interconnexion Mirama-Birembo	

3.3.4.3. CARACTERISTIQUES ÉLECTRIQUES AU POSTE DE BIREMBO

Poste 220/245 kV (initialement opéré à une tension maximale de 145 kV)

Tension d'exploitation maximale :	145 kV, triphasé, 50 Hz
Neutre solidement mis à la terre :	
Tension de tenue aux chocs :	1050/1050 kV niveau de crête (interne/externe)
Tension nominale de tenue à fréquence industrielle de courte durée :	460/460 kV (interne/externe)
Tenue aux courts-circuits :	31,5 kA, 1 s/80 kA
Ligne de fuite :	16 mm/kV

Réseau 110/123 kV

Tension d'exploitation maximale :	123 kV, triphasé, 50 Hz
Neutre solidement mis à la terre :	
Tension de tenue aux chocs :	650/650 kV niveau de crête (interne/externe)
Tension nominale de tenue à fréquence industrielle de courte durée :	275/275 kV (interne/externe)
Tenue aux courts-circuits :	31,5 kA, 1 s/80 kA
Ligne de fuite :	25 mm/kV

3.3.4.4. DESCRIPTION DU POSTE DE BIREMBO

3.3.4.4.1. GENERALITES

Le poste de Birembo est un nouveau poste qui sera construit par Electrogaz à la périphérie de Kigali. En phase finale, il sera le poste principal du réseau d'Electrogaz et servira à alimenter le réseau de distribution de Kigali. Le poste se trouve à 1 600 m d'altitude.

3.3.4.4.2. INSTALLATION PAR ELECTROGAZ

Le poste de Birembo sera exploité pendant une certaine période avant la construction de l'interconnexion Ouganda-Rwanda. Les éléments suivants seront fournis par Electrogaz.

1. Appareillage 110 kV

- Un système à deux jeux de barres avec un installé comprenant l'appareillage isolé dans l'air, avec possibilité d'ajouter un deuxième jeu de barres ;
- Une travée ligne, en provenance du poste de Jabana ;
- Une travée ligne, vers le poste de Gasogi, complété avec le transformateur 110/70 kV de Jabana ;
- Une travée de transformateur;
- Une travée transformateur future;
- Un coupleur de ligne future ;

2. Transformateurs

- Un autotransformateur 110/70 kV, 10 MVA, YNyno, avec neutre solidement mis à la terre ;
- Un transformateur 110/15 kV, 20 MVA, YNynod11, avec neutre haute tension et neutre basse tension solidement mis à la terre ;
- Deux transformateurs 110/15 kV, 20 MVA. (futurs)

3. Équipement de compensation de l'énergie réactive

Il n'existe présentement dans ce poste aucune planification pour l'ajout d'équipement de compensation de l'énergie réactive par Electrogaz, par contre, Electrogaz a la responsabilité d'augmenter en tout temps le facteur de puissance au secondaire des transformateurs de puissance à 0,95 seconde (critères de conception décrits au volume 6).

4. Systèmes auxiliaires

Tous les systèmes auxiliaires requis seront fournis par Electrogaz.

5. Bâtiment de commande

Electrogaz doit prévoir suffisamment d'espace dans le bâtiment de commande du poste pour les tableaux de commande, les panneaux de relais et les équipements de télécommunication supplémentaires nécessaires à la nouvelle interconnexion 220 kV initialement exploitée à 132 kV à la commande des condensateurs shunts haute-tension et de tout appareillage futur à venir. De l'espace doit également être prévu pour la future interconnexion 220 kV à double terre entre l'Ouganda et le Rwanda.

6. Zone du poste

La zone du poste doit être obtenue par Electrogaz.

3.3.4.4.3. TRAVAUX PREVUS DANS LE CADRE DU PROJET NELSAF

Lorsque complétée pour satisfaire à la demande prévue en 2030, la partie 220 kV du poste Birembo sera constitué d'un jeu de barres double comprenant un disjoncteur d'attache. Sur ce jeu de barres se rattachera trois travées de transformateurs de 75/93,8 MVA, pour une

puissance totale de 281,3 MVA. Cette puissance sera transportée via quatre départs de ligne vers les postes de Mirama et Rusumo Falls.

Dans le cadre du présent mandat de NELSAP, un seul jeu de barre 220 kV sera installé, sur lequel se connectera une nouvelle travée ligne 220 kV, qui sera initialement exploitée à 132 kV. Une travée avec auto-transformateur 220-132/110 kV est nécessaire pour interconnecter le réseau Ougandais 132 kV avec le réseau 110 kV d'Electrogaz. Le jeu de barre 110 kV devra également être complété pour effectuer cette interconnexion. Un banc de condensateurs sera connecté à ce jeu de barres 110 kV.

La nouvelle travée ligne 220 kV (initialement exploitée à 132 kV), à partir du poste de Mirama, comprendra :

- Des parafoudres ;
- Des transformateurs de tension pour mesure et protection 132 kV ;
- Un lien de communication par fibre optique ;
- Un sectionneur de ligne avec sectionneur de MALT 220 kV ;
- Des transformateurs de courants 220 kV pour la mesure et la protection ;
- Un disjoncteur 220 kV ;
- Deux sectionneurs de barres 220 kV (dont un futur).

La nouvelle travée avec auto-transformateur 132-220/110 kV, reliant le jeu de barres double 110 kV au jeu de barres 220 kV comprendra :

- Deux sectionneurs de barres 220 kV (dont un futur)
- Des transformateurs de courants pour la mesure et la protection 220 kV ;
- Un disjoncteur 220 kV ;
- Un auto-transformateur 132-220/110 kV, 75/93,8 MVA, YNynod11, avec neutre solidement mis à la terre ;
- Des parafoudres ;
- Des transformateurs de courants 110 kV pour la mesure et la protection ;
- Un disjoncteur 110 kV ;
- De l'appareillage 110 kV.

La travée pour condensateur 110 kV comprendra :

- Trois sectionneurs de barres de types pantographe dont un futur ;
- Un sectionneur de type vertical 110 kV ;
- Deux disjoncteurs 110 kV ;
- Des transformateurs de courant 110 kV pour la mesure et la protection ;
- Un banc de condensateur avec inductance et transformateurs de tension.

3.3.4.4.4. *INSTALLATIONS FUTURES*

Pour satisfaire à la demande prévue en 2030, la section 220 kV du poste Birembo comprendra trois départs de lignes supplémentaires, un second jeu de barre avec disjoncteur d'attache, deux nouvelles travées de transformation et des bancs de condensateur à 110 kV. Les parafoudres et transformateurs de tension du premier départ de ligne devront être remplacés par des équipements 220 kV. Les trois parafoudres 120 kV installés temporairement sur le jeu de barre 220 kV devront être retirés.

Le premier jeu de barre 220 kV devra être complété et le second installé, incluant la travée du disjoncteur d'attache qui comprend :

- Un disjoncteur 220 kV ;
- Des transformateurs de courants 220 kV pour la mesure et la protection ;
- Deux sectionneurs de barres 220 kV.

Les trois départs de ligne supplémentaires comprendront chacun :

- Des parafoudres;
- Des transformateurs de tension 220 kV pour la mesure et la protection ;
- Un lien de communication par fibre optique ;
- Une inductance shunt de 10 MVAR avec sectionneur de commutation 220 kV et inductance de neutre ;
- Un sectionneur de ligne avec sectionneur de MALT 220 kV ;
- Des transformateurs de courants 220 kV pour la mesure et la protection;
- Un disjoncteur 220 kV ;
- Deux sectionneurs de barres 220 kV.

Deux travées de transformation supplémentaires seront également requises. Elles comprendront chacune :

- Deux sectionneurs de barres 220 kV
- Des transformateurs de courants 220 kV pour la mesure et la protection ;
- Un disjoncteur 220 kV ;
- Un autotransformateur 220/110 kV, 75/93,8 MVA, YNynod11, avec neutre solidement mis à la terre ;
- Des parafoudres ;
- Des transformateurs de courants 110 kV pour la mesure et la protection ;
- Un disjoncteur 110 kV ;

Un banc de condensateurs supplémentaire sera également requis. Cette travée comprendra :

- Un sectionneur de barres de type pantographe 110 kV ;
- Un disjoncteur 110 kV ;
- Des transformateurs de courant 110 kV pour la mesure et la protection ;
- Un banc de condensateur avec inductance et transformateurs de tension.

3.3.4.4.5. *DESSINS DE REFERENCE*

INTERCONNEXION OUGANDA-RWANDA Poste Birembo Substation Unifilaire / Single line diagram	R P BI 001 0
INTERCONNEXION OUGANDA-RWANDA Poste Birembo Substation Vue en plan / Plan view	R P BI 002 0
INTERCONNEXION OUGANDA-RWANDA Poste Birembo Substation Coupes / Sections	R P BI 003 0

3.3.4.4.6. PROTECTION ELECTRIQUE DE L'APPAREILLAGE

Puisque les deux nouvelles organisations pour la mise en commun des installations de production électriques des régions concernées soit « Central African Power POOL » (CAPP) et « East African Power Pool » (EAPP) ont été formées qu'en 2003 et 2005 respectivement, les normes et les guides concernant la planification des réseaux et la protection de l'appareillage ne sont toujours pas disponibles. Pour cette raison, il a été décidé de baser nos critères de conception pour la protection de l'appareillage sur les critères de planification inclus dans le guide intitulé « Network Code » faisant partie du document intitulé « South African Grid Code ». Tel que défini dans ce guide, l'appareillage possédant une tension nominale égale et inférieure à 132 kV possède ses propres exigences de protection électrique tandis que l'appareillage possédant une tension nominale égale ou supérieure à 220 kV possède également ses propres critères de protection électrique qui sont beaucoup plus exigeants.

3.3.4.4.6.1 EXIGENCES POUR LA PROTECTION ELECTRIQUE DE L'APPAREILLAGE POSSEDANT UNE TENSION EGALE OU INFERIEURE A 132 KV

L'appareillage possédant une tension nominale égale ou inférieure à 132 kV doit être protégé par un système de protection primaire comprenant soit une protection à distance ou différentielle. Une protection secondaire à maximum de courant de phase et de terre et temporisée à temps défini ou inverse (IDMT) doit également être incluse.

Les protections des lignes possédant une tension nominale égale ou supérieure à 110 kV doivent inclure une fonction de réenclenchement, monophasé et triphasé, tandis que les artères des distributions nécessitent seulement une fonction de réenclenchement triphasée.

i) Exigences pour la protection électrique de l'appareillage possédant une tension égale ou supérieure à 220 kV

L'appareillage possédant une tension nominale égale ou supérieure à 220 kV des nouvelles installations ou des installations qui requièrent des modifications majeures doivent être protégées par deux protections primaires équivalentes, protection « A » et protection « B ». Les protections « A » et « B » doivent être complètement séparées et alimentées par des enroulements de tension et de courant indépendants ainsi que deux systèmes de batteries d'accumulateurs indépendants.

Une protection secondaire temporisée à maximum de courant de phase et de terre doit être incorporée dans la protection primaire ou installée séparément pour pallier aux défaillances possibles de détection de défauts de terre possédant une résistance de terre élevée.

ii) Protection de ligne

La ligne Birembo-Mirama-Mbarara sera conçue pour une tension d'opération de 220 kV mais sera initialement opérée à une tension de 132 kV. Puisque cette ligne est conçue pour une tension nominale de 220 kV, les exigences pour l'appareillage ayant une tension égale ou supérieure à 220 kV s'appliquent. Puisque ces lignes posséderont ultérieurement un deuxième terre et que pour maintenir la synchronisation des réseaux, les déclenchements et réenclenchements monophasés sont exigés, la protection doit rencontrer un très haut niveau de fiabilité. De façon à rencontrer ces exigences élevées, les deux principes de protection primaires suivants sont recommandés.

A) La première protection consiste en une protection différentielle longitudinale de ligne. De façon à détecter les défauts à la terre possédant une résistance de terre élevée, les relais de protection doivent inclure une protection directionnelle accélérée de phase et de terre. Une protection de distance de relevé doit également protéger l'appareillage lors d'une défaillance des télécommunications.

B) La deuxième protection consiste en une protection accélérée de distance comprenant un minimum de trois gradins. De façon à détecter les défauts à la terre possédant une résistance de terre élevée, une protection directionnelle accélérée de phase et de terre est requise pour identifier les défauts à la terre des défauts triphasés. Un minimum de quatre canaux de télécommunications sont requis. L'identification des phases est

particulièrement critiques lors des défauts localisés près des barres sur les lignes à double terres.

3.3.4.4.6.2 *PROTECTION DIFFERENTIELLE DE BARRE*

À l'étape initiale aucune protection de barre est requise sur la barre 220 kV. Lors de la mise sous tension additionnelle deux protections différentielles de barres indépendantes seront requises. Des protections distribuées à basses impédances de deux fabricants différents sont recommandés.

La barre 110 kV doit comprendre une protection de barre distribuée à basse impédance.

3.3.4.4.6.3 *PROTECTION DE L'AUTOTRANSFORMATEUR 132-220/110 kV*

L'autotransformateur 132/220/110 kV doit comprendre deux protections primaires différentielles ainsi qu'un minimum d'une protection secondaire de surintensité de phase et de terre.

3.3.4.4.6.4 *PROTECTION DES BANCS DE CONDENSATEUR*

Les bancs de condensation doivent comprendre les protections suivantes :

- Une protection de surintensité de phase et de terre ;
- Une protection de surintensité à séquence inverse ;
- Une protection différentielle de tension pour détecter les déséquilibres dus au défaut de condensateurs ;
- Un relais de surtension ;
- Une protection de surcharge.

3.3.4.4.6.5 *DEFAILLANCE DE DISJONCTEUR ET DISCORDANCE*

Chaque disjoncteur doit comprendre une protection de défaillance ainsi qu'une protection de discordance de phase.

3.3.4.4.7. *SYSTEME DE COMMANDE*

La commande des postes Rwegura et Kigoma doit être accessible localement aux endroits suivants :

i) Panneau local

Un panneau de commande local localisé à proximité de chacun des appareils haute tension tel que les disjoncteurs, les sectionneurs et les transformateurs de puissance sera fourni avec chacun de ces appareils haute tension.

ii) Panneau de commande de travée

Chacune des travées de ligne, de barre, d'inductance shunt, de condensateur shunt et de transformateur de puissance doit comprendre un panneau de commande localisé dans la salle de commande du poste. Chacun de ces panneaux doit comprendre un synoptique comprenant des boutons poussoirs et de commutateurs pour les commandes manuelles et locales du poste.

iii) Centre de commande centralisée

Un système de commande par ordinateur est présentement inclus au poste de Birembo. Les unités de commande de travées communiqueront directement avec le système d'ordinateur existant. Un réseau de type ethernet d'une vitesse de 100 MB/s et conforme à la norme CEI 61850-8 est proposé.

3.3.5. COMMANDE A DISTANCE POUR L’OUGANDA

Dans la mise à niveau du système de SCADA/EMS, les Terminaux de télécommande (RTU) existants ont été conservés. Le protocole de transmissions est ABB RP 570. Douze (12) nouveaux RTUs ont été installés aux postes de 33/11 kV, avec le protocole de CEI 60870-5-101.

L’interconnexion vers le Rwanda implique deux RTUs (ou Systèmes de Commande de postes - SCS en Anglais), Mirama et Mbarara Nord.

Un nouveau SCS ou un RTU est exigé pour Mirama. En cas de SCS (Système de Commande de poste comprenant une passerelle avec le NCC), un RTU n’est pas exigé. Le SCS est recommandé en conformité avec les recommandations pour la protection et la commande du poste de Mirama.

Dans le poste 132/33 kV de Mbarara Nord, il y a un RTU existant du type ABB RTU 400. Il y a deux alternatives de RTU pour l’extension 132kV de Mbarara Nord :

- Extension du RTU existant. Il a été constaté que ce n’est pas faisable d’autant plus que le RTU est un ancien modèle, et des cartes I/O additionnels sont très chères.
- Remplacement du RTU existant. Dans ce cas, les modules I/O du RTU remplacé seraient utilisés pour des extensions ou comme pièces de rechanges dans d’autres postes comme par exemple pour l’extension du RTU pour Tororo 132 kV.

La seconde alternative est donc recommandée.

En plus, l’option d’avoir à Birembo un RTU ou SCS à deux ports, interrogé à la fois par le NCC du côté Ougandais et le futur NCC du côté Rwandais, devrait être envisagée. Dès que ce dernier NCC a été mis en place, la meilleure option à ce moment-là sera la liaison ICCP entre les deux centres de commande.

Résumé des fournitures:

Pour le projet NELSAP

- Fourniture d’un SCS à Mirama;
- Remplacement du RTU à Mbarara Nord.

3.3.6. TELECOMMUNICATIONS

Les services actuels qui utilisent les télécommunications entre UETCL et ELECTROGAZ sont inexistants.

Dans le nouveau système les services suivants exigent des télécommunications entre UETLC et ELECTROGAZ

- Téléprotection
- Liaison ICCP (à 2 Mbits/s) (dans le futur)
- Téléphone Opérationnel
- Ligne directe entre les centres de commande (NCC de Lugogo – NCC du Rwanda)
- Système d’interrogation du RTU ou SCS de Birembo par le NCC Ougandais à Lugogo (optionnel)

Le NCC Rwandais mentionné ci-dessus se rapporte à l’endroit où sont centralisés les contrôles de la production et des installations de transport.

On propose que les moyens en télécommunication soient une liaison à fibres optiques (OPGW) sur l’interconnexion 132 kV de Mbarara Nord - Mirama - Birembo, 24- fibres, monomode.

3.3.6.1. TELECOMMUNICATIONS OUGANDAISES

Le réseau de télécommunication est basé sur des liens en fibre optique (OPGW et câbles enroulés), 24-fibres monomode. UETCL a terminé le raccordement du réseau de fibre optique vers la région occidentale, c.-à-d. Mbarara Nord et Masaka Ouest. Les borniers des fibres optiques, à, entre autre, Lugogo et par la suite Mbarara Nord, fournissent l'interface décrite plus haut, pour le transfert des données, de la voix et des signaux de téléprotection.

- Capacité de connexion jusqu'à 128 x 2 Mbits/s
- Système de gestion basé sur LAN
- Intégration de SDH avec le même NMS (réseau du Système de gestion)
- Téléprotection intégrée, configuré sous le NMS
- Base T Ethernet interface
- Interfaces pour V.36; X.21/V.11; G703 (64 kbits/s co-directionel); G703 (2 Mbits/s); RS232; Interface Optique.

En ce qui concerne la nouvelle interconnexion, un bornier fibre optique est exigé à Mirama. Le bornier fibre optique à Mbarara Nord devra être étendu pour recevoir le lien à fibres optiques à Mirama. Le cheminement à travers Mirama au NCC de Lugogo peut exiger des cartes d'interface supplémentaire aux postes intermédiaires.

Le système de téléphone opérationnel de UETCL est basé sur un ensemble de 10 autocommutateurs numériques de type DCX 600/700 (Teamcom, Norvège) et de 2 de type Meridien1 (Nortel, Etats-Unis) configurés pour un plan de numérotage à 4- chiffres (2XXX et 7XXX).

On propose que Mirama soit un abonné distant du Pax de Mbarara Nord. En plus on propose que Birembo soit un abonné distant du Pax de Mbarara Nord. Concernant le NCC Rwandais (sans commande informatisée pour l'instant), il devrait y avoir une ligne directe du NCC Ougandais à Lugogo vers NCC Rwandais.

Résumé des fournitures:

- Projet UETCL séparé
 - Fourniture d'une fibre optique terminale à Mbarara Nord.
- Projet NELSAP
 - OPGW sur l'interconnexion 132 kV Mbarara Nord – Mirama – Birembo;
 - Fourniture d'une fibre optique terminale à Mirama;
 - Acheminement des données RTU de Mirama vers NCC Lugogo;
 - Acheminements des données RTU de Birembo vers NCC Lugogo (optionnel);
 - Acheminement d'une ligne directe depuis NCC à Lugogo passant par Mirama vers Birembo;
 - Faire de Mirama un abonné distant de Mbarara Nord ;

Faire de Birembo un abonné distant de Mbarara Nord.

3.3.6.2. SYSTEME DE TELECOMMUNICATION PROPOSE

Un réseau de communication par fibre optique doit être installé pour permettre la transmission de données, de téléphonie et de canaux de téléprotection entre les postes Kigoma et Rwegura et par la suite entre les postes Mirama et Mbarara. Le système de communication doit être conçu pour rencontrer les besoins de communication actuels et futurs. Aucune prévision n'est cependant faite pour la transmission d'information autre que celles requises pour l'exploitation du futur réseau de transmission haute tension intégré décrit dans ce projet.

Le système de communication sera basé sur le principe de hiérarchie numérique synchrone (SDH – Synchronous Digital Hierarchy). Les appareils optiques de multiplexage SDH devront

être en mesure de faire le multiplexage des signaux de même que la réception de ceux-ci. L’ensemble des points d’accès de l’appareillage de communication devra être doublé et permettre l’opération en mode protégé 1 + 1 lorsqu’ils sont utilisés pour des liaisons point à point. Par contre le mode « Eastwest » devra être utilisé lorsqu’ils sont insérés dans une liaison en chaîne.

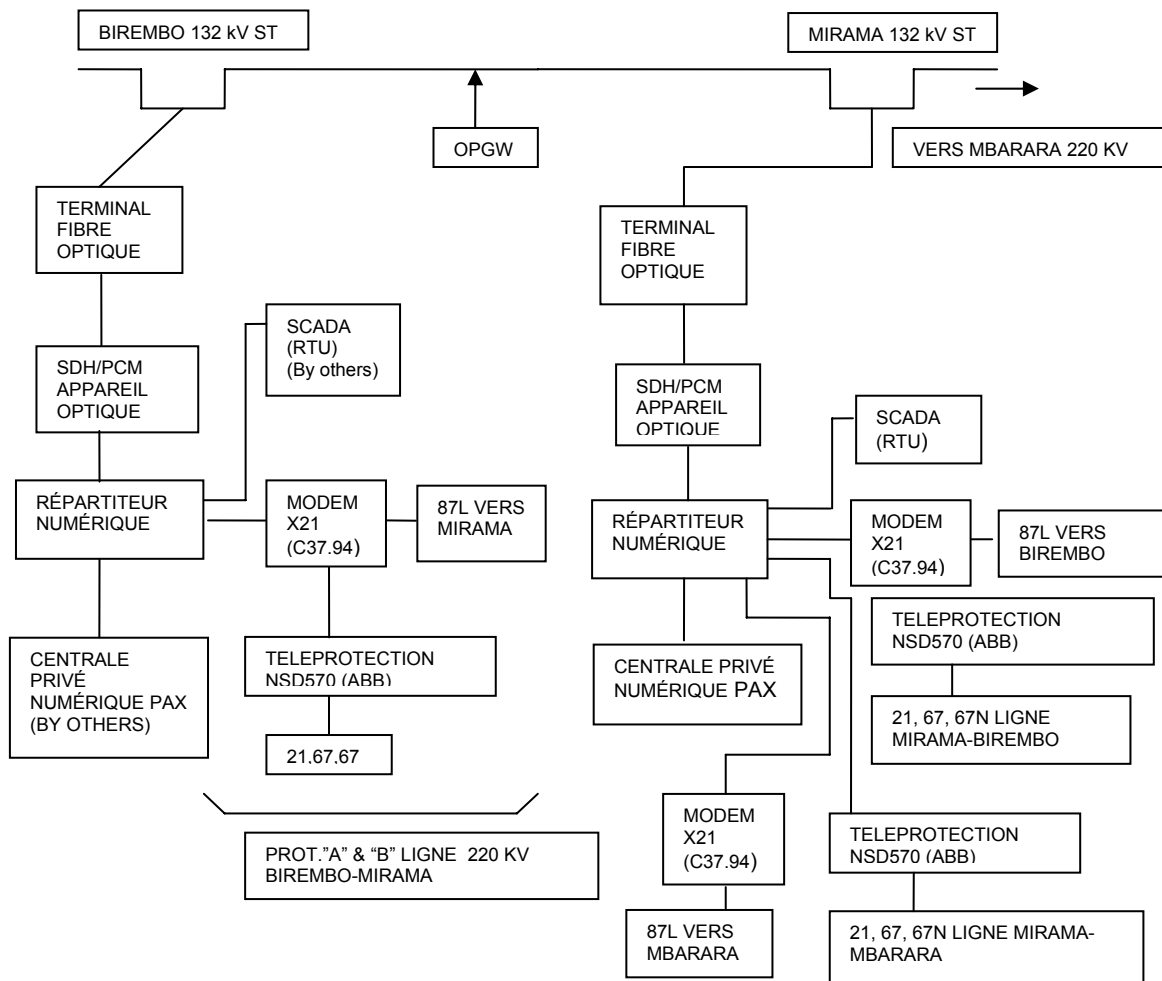


Figure 3-1

Diagramme fonctionnel du réseau de communication par fibre optique proposé entre les postes Birembo, Mirama et Mbarara

Parmi les items essentiels requis pour le fonctionnement du système de communication on retrouve entre autres les postes de travaux, les routeurs pour grand réseaux (WAN) et les syntoniseurs pour réseaux locaux (LAN).

Des terminaux pour fibre optique SDH, des téléphones, des panneaux de distribution téléphonique, des équipements de téléprotections et du câblage doivent être ajoutés aux trois postes de Birembo, Mirama et Mbarara. Une nouvelle centrale privé numérique PAX ainsi que des alimentations C.C. (Chargeur et batterie 48 V) doivent être ajoutées au poste de Mirama. Pour les postes existants de Birembo et Mbarara ces équipements sont existants et fournis par Électrogaz et UETCL. Seul les interfaces requises au raccordements des nouveaux équipements doivent être fournis.

3.3.6.2.1. NORMES

La conception des équipements et des matériaux doit rencontrer les normes CEI, les recommandations de la CCITT (Committee Consultative International Telegraphic and Telephonic) ainsi que les normes ITU-T ETSI SDH.

3.3.6.2.2. *ÉQUIPEMENT DE MULTIPLEXAGE OPTIQUE PDH/SDH*

Afin de permettre une grande disponibilité de l’équipement, les fonctions de protection suivantes devront être incluses :

- Les alimentations et les unités de commande devront être redondantes
- La protection du trafic de télécommunication à fibres optique doit être basée sur un système redondant.

Les interfaces de téléprotection doivent être intégrées au multiplexeur PDH/SDH.

3.3.6.2.3. *INTERFACES DE TELEPROTECTION*

Ces interfaces doivent permettre de transférer quatre canaux bidirectionnels en conformité avec la norme CEI 834-1. Il doit être également possible de les synchroniser avec une station GPS.

3.3.6.2.4. *CENTRALE NUMERIQUE PRIVE PABX*

La centrale numérique privé PAX au poste Birembo est fourni par Électrogaz et doit inclure au moins un carte d’interface de 2 MBs.

3.3.6.2.5. *TELEPHONE*

Tous les téléphones requis seront installés dans la cour du poste.

3.3.6.2.6. *REPARTITEUR NUMERIQUE*

Un répartiteur numérique sera inclus dans chacun des postes cités ci-dessus

3.3.7. **SCADA EMS**

L’interconnexion Mbarara North – Mirama – Birembo sera au début exploitée en 132 kV. Le poste de Mirama est situé du côté ougandais de la frontière, celui de Birembo est situé tout près de Kigali. La transformation de 132/110 kV à 110 kV, tension du système utilisé au Rwanda sera faite à Birembo.

3.3.7.1. **EXPLOITATION PROPOSEE POUR L’INTERCONNEXION**

En général, l’exploitation des systèmes énergétiques avec des interconnexions aux pays voisins devrait respecter les engagements établis dans des accords d’importation/exportation d’électricité.

Les aspects opérationnels d’échange d’électricité traitent des opérations de routine d’exploitation de l’interconnexion. On inclura dans les accords, des règles et les procédures de manipulation dans différentes situations, depuis la planification d’opérations à long terme jusqu’aux situations quotidiennes d’échange et de secours d’électricité. Ces règles doivent être assez claires pour être appliquées comme routine par le personnel opérationnel des centres de commande associés.

Dans le cas de l’interconnexion Ouganda - Rwanda, il est recommandé de passer en revue et modifier les aspects opérationnels dans l’accord d’importation/exportation d’électricité en liaison avec l’exécution de l’interconnexion.

Il est également essentiel pour une bonne exploitation commune que soient approuvées toutes les institutions opérationnelles qui seront nécessaires. Il est préférable d’établir un comité conjoint d’exploitation qui gèrera tous les aspects contractuels, décidera lors des conflits occasionnels, approuve des plans à long terme, etc. Il devrait également y avoir des réunions régulières entre le personnel travaillant dans des centres de dispatching, pour une planification

détaillée. Ils devraient discuter les aspects de sécurité lors de l’exploitation du réseau et convenir sur la façon de résoudre des problèmes quotidiens.

En raison de ce qui précède, les aspects opérationnels suivants devraient être étudiés en liaison avec la mise en place de l’interconnexion :

- Passer en revue et modifier les aspects opérationnels contenus dans l’Accord de d’échange d’énergie ;
- Recommander les modèles pour des organisations et des arrangements institutionnels nécessaires pour l’exploitation de l’interconnexion ;
- Évaluer les besoins en formation pour le personnel opérationnel, afin d’exploiter l’interconnexion

Dans le cadre d’une gestion équilibrée, l’Ouganda (soutenu par le Kenya) en tant que plus grand système devrait avoir la responsabilité principale de la régulation de fréquence, tandis que le Rwanda devrait veiller à maintenir le courant de la ligne d’interconnexion dans les limites convenues.

Pour l’instant, au Rwanda, il n’y a aucun centre de commande avec système informatisé. Dans le futur, une fois un centre de commande informatisée établie au Rwanda, pour des raisons de gestion optimale et d’exploitation, l’échange des données entre les deux centres de commande nationaux est exigé, pour deux raisons :

- Gestion de l’interconnexion;
- Modélisation des réseaux externes améliorée par les applications d’analyse de réseau des centres de commande ; dans l’analyse de réseau ougandais, le réseau rwandais est un réseau externe, et vice versa.

L’échange des données devrait être mis en application suivant le Protocole de Transmission d’Intercentre (ICCP - TASE.2). Un accord séparé entre les deux établissements est exigé pour l’échange des données, en mettant en application le lien ICCP. L’accord est composé de deux documents normalisés. Le premier définit les paramètres pour le lien lui-même (des serveurs, des adresses IP, etc.). Le second définit les données à échanger.

3.3.7.2. CENTRE NATIONAL OUGANDAIS DE COMMANDE

Le Centre National ougandais de Commande (CNC) a été amélioré récemment. La réception a eu lieu en Juin 2006, au début de la période de garantie de douze mois. L’entrepreneur était ABB Power Technologies AB, et le système porte le nom commercial de « Network Manager ».

Le NCC est situé au poste de Lugogo tout de près de Kampala. Le système est équipé des fonctions de SCADA et également d’un système complet d’analyse de réseau. En raison de l’interconnexion Ouganda - Kenya et Ouganda - Rwanda, le système a été équipé du Protocole de Transmission d’Intercentre (ICCP - TASE.2).

La fourniture comprenait également une licence d’échanges de données ICCP avec un partenaire externe. Une autre licence peut être obtenue dès qu’un centre de commande informatisé sera installé au Rwanda.

Les fonctions du système de NCC Ouganda sont jugées adaptées pour une opération interconnectée. Un affichage avec l’Erreur Momentané d’ Interchange variable (MW), l’Erreur Momentanée d’Interchange (MW-courbe), l’Erreur Cumulée d’Interchange (MWh/heure) et l’Erreur Cumulée d’ Interchange (MWh/jour) peut être produit. Le NCC est déjà équipé d’une horloge de système avec l’Erreur de Fréquence (Hz) et l’Erreur de Temps (s).

Résumé des fournitures: Aucune

oOo

4.

COUT DES EQUIPEMENTS ET PROGRAMME DES TRAVAUX

4.1. LIGNES DE TRANSPORT

Le coût du projet a été calculé sur la base des prix de Janvier 2007. Des frais divers globaux de 10% ont été inclus dans toutes les composantes du projet. Les aléas ont été calculés en utilisant une moyenne d’inflation de 5 % par an. Le tableau suivant montre un résumé du coût du projet par composantes principales dans chaque pays.

4.1.1. UGANDA

Tableau n° 4 - PARAMETRES DE LA LIGNE MBARARA - MIRAMA

Longueur	57 km
Tension	220 kV
Circuits	2 (1 strung)
Nombre et type de conducteur de phase	2 ACSR HAWK
Nombre et type de câble de garde	1 GSW 70 + 1 OPGW 44
Isolateurs	U 120 BS
Portée moyenne	350 m
Nombre de pylônes	174

Tableau n° 5 - COUT DE LA LIGNE MBARARA – MIRAMA

Description	Coût/km	Coût total
1. Travaux divers	3 496 \$	199 272 \$
2. Fondations	15 266 \$	870 162 \$
3. Mises à la terre	2 641 \$	150 537 \$
4. Pylônes	61 241 \$	3 490 737 \$
5. Tests des pylônes (Mirama-Birembo inclus)		0 \$
6. Isolateurs et accessoires (1 circuit)	7 680 \$	437 760 \$
7. Accessoires des câbles de garde et CGFO	2 128 \$	121 296 \$
8. Conducteur et câble de garde	48 221 \$	2 748 597 \$
9. Rechanges	3 037 \$	173 109 \$
SOUS-TOTAL	143 710 \$	8 191 470 \$
10. Supervision et assurance qualité des travaux	8 623 \$	491 488 \$
11. Aléas	14 371 \$	819 147 \$
TOTAL : (Installation du 1er circuit)	166 704 \$	9 502 105 \$

Installation du 2nd circuit		
1. Isolateurs et accessoires (1 circuit)	7 680 \$	437 760 \$
2. Conducteur	39 937 \$	2 276 409 \$
SOUS-TOTAL	47 617 \$	2 714 169 \$
3. Supervision et assurance qualité des travaux	9 523 \$	542 834 \$
4. Aléas	4 762 \$	271 417 \$
SOUS-TOTAL : (Installation du 2ème circuit)	61 902 \$	3 528 420 \$
TOTAL : (Installation des 2 circuits)	228 606 \$	13 030 525 \$

Une analyse détaillée des coûts directs et indirects a été réalisée pour la ligne Mirama-Frontière du Rwanda.

Tableau n° 6 - PARAMETRES DE LA LIGNE MIRAMA – FRONTIERE RWANDA

Longueur de la ligne (estimée)	9 km
Niveau de tension	132/220 kV
Circuit	Double
Nombre et type de conducteurs par phase	2 - ACSR HAWK
Câbles de garde	CGFO : ITU-T-G652 CG : GSW 70
Portée moyenne	350 m
Nombre de pylônes	25

Le tableau ci-dessous présente le coût de différents items qui sont détaillés dans le tableau inclus dans les annexes.

Tableau n° 7 - COUT DE LA LIGNE MIRAMA – FRONTIERE RWANDA (USD)

Description	Coût/km	Coût total
1. Travaux divers	3 496 \$	31 464 \$
2. Fondations	15 266 \$	137 394 \$
3. Mises à la terre	2 641 \$	23 769 \$
4. Pylônes	61 241 \$	551 169 \$
5. Tests des pylônes	2 256 \$	20 304 \$
6. Isolateurs et accessoires (1 circuit)	7 680 \$	69 120 \$
7. Accessoires des câbles de garde et CGFO	2 128 \$	19 152 \$
8. Conducteur et câble de garde (1 circuit)	48 221 \$	433 989 \$
9. Rechanges	3 037 \$	27 333 \$
SOUS-TOTAL	145 966 \$	1 313 694 \$
10. Supervision et assurance qualité des travaux	8 758 \$	78 822 \$
11. Aléas	14 597 \$	131 369 \$
TOTAL : (Installation du 1er circuit)	169 321 \$	1 523 885 \$

Installation du 2ème circuit		
1. Isolateurs et accessoires (1 circuit)	7 680 \$	69 120 \$
2. Conducteur	39 937 \$	359 433 \$
SOUS-TOTAL	47 617 \$	428 553 \$
3. Supervision et assurance qualité des travaux	9 523 \$	85 711 \$
4. Aléas	4 762 \$	42 855 \$
TOTAL : (Installation du 2ème circuit)	61 902 \$	557 119 \$
TOTAL : (Installation des 2 circuits)	231 223 \$	2 081 004 \$

4.1.2. RWANDA

Une analyse détaillée des coûts (directs et indirects) a été réalisée pour la ligne Birembo - Mirama.

Tableau n° 8 - PARAMETRES DE LA LIGNE FRONTIERE OUGANDA-BIREMBO

Longueur de la ligne (estimée)	9 km
Niveau de tension	132/220 kV
Circuit	2
Nombre et type de conducteurs par phase	2 – ACSR HAWK
Câbles de garde	CGFO : ITU-T-G652 CG : GSW 70
Isolateurs	U 120 BS
Portée moyenne	350 m
Nombre de pylônes	289

Le tableau ci-dessous présente le coût de différents items qui sont détaillés dans le tableau inclus dans les annexes.

Tableau n° 9 - COUT DE LA LIGNE FRONTIERE OUGANDA-BIREMBO (USD)

Description	Coût/km	Coût total
1. Travaux divers	3 496 \$	370 576 \$
2. Fondations	15 266 \$	1 618 196 \$
3. Mises à la terre	2 641 \$	279 946 \$
4. Pylônes	61 241 \$	6 491 546 \$
5. Tests des pylônes	2 256 \$	239 136 \$
6. Isolateurs et accessoires (1 circuit)	7 680 \$	814 080 \$
7. Accessoires des câbles de garde et CGFO	2 128 \$	225 568 \$
8. Conducteur et câble de garde (1 circuit)	48 221 \$	5 111 426 \$
9. Rechanges	3 037 \$	321 922 \$
SOUS-TOTAL	145 966 \$	15 472 396 \$
10. Supervision et assurance qualité des travaux	8 758 \$	928 344 \$
11. Aléas	14 597 \$	1 547 240 \$
TOTAL : (Installation du 1er circuit)	169 321 \$	17 947 979 \$
Installation du 2ème circuit		
1. Isolateurs et accessoires (1 circuit)	7 680 \$	814 080 \$
2. Conducteur	39 937 \$	4 233 322 \$
SOUS-TOTAL	47 617 \$	5 047 402 \$
3. Supervision et assurance qualité des travaux	9 523 \$	1 009 480 \$
4. Aléas	4 762 \$	504 740 \$
TOTAL : (Installation du 2ème circuit)	61 902 \$	6 561 623 \$
TOTAL : (Installation des 2 circuits)	231 223 \$	24 509 602 \$

4.2. POSTES

Le coût du projet a été calculé sur la base des prix de Janvier 2007. Des frais divers globaux de 10% ont été inclus dans toutes les composantes du projet. Les aléas ont été calculés en utilisant une moyenne d’inflation de 5 % par an. Le tableau suivant montre un résumé du coût du projet par composantes principales dans chaque pays.

4.2.1. POSTE MBARARA NORTH

Le coût total pour la construction du poste est de 1,117,100 USD. Les coûts sont distribués selon les items suivants.

Tableau n° 10 - COUT DU POSTE MBARARA

Items	Prix (en USD)
Poste 132 kV	287,000
Control, Protection and Auxiliaires	185,500
SCADA and Tele (incl' travaux NCC)	113,900
GC et structures	252,100
Montage et Installations	147,400
Pièces de rechange	29,500
Aléas (10%)	101,600
Total Poste	1,117,100 USD

Les coûts d’étude, direction de projet et formation ont été inclus dans les coûts des matériels.

4.2.2. POSTE MIRAMA

Le coût total pour la construction du poste est de 2,457,100 USD. Les coûts sont distribués selon les items suivants.

Tableau n° 11 - COUT DU POSTE MIRAMA

Items	Prix (en USD)
Poste 132 kV	547,700
Control, Protection and Auxiliaires	673,800
SCADA and Tele (incl' travaux NCC)	36,200
GC et structures	651,700
Montage et Installations	280,100
Pièces de rechange	44,100
Aléas (10%)	223,400
Total Substation	2,457,100 USD

Les coûts d’étude, direction de projet et formation ont été inclus dans les coûts des matériels.

Nota : Périmètre additionnel d’UETCL et de la compagnie de distribution : deux transformateurs 10 MVA, 132/33 kV, deux cellules 132 kV, appareillage 33 kV et bâtiment de contrôle.

4.2.3. POSTE BIREMBO

Tel que décrit dans la section 3, description du poste de Birembo, les coûts impliqués pour l’interconnexion Mirama-Birembo sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau n° 12 - COUT DU POSTE BIREMBO

Item No.	Description	Prix Construction et fourniture (in USD)
1	PARAFOUDRE	34 860
2	TRANSFORMATEUR DE TENSION CAPACITIF	67 320
3	SECTIONNEUR	126 512
4	TRANSFORMATEUR DE COURANT	231 114
5	DISJONCTEUR	475 340
6	TRANSFORMATEUR DE Puissance / COMPENSATION REACTIVE	1 506 108
7	JEUX DE BARRES RIGIDES ET INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES	65 600
8	COMMUNICATION PAR FIBRE OPTIQUE / PLC	181 591
9	BOÎTE DE JONCTION	49 284
10	PANNEAUX DE CONTRÔLE ET PROTECTION	194 340
11	STRUCTURES D’ACIER GALVANISÉ	145 920
12	PANNEAU D’INTERFACE RTU / SCADA	11 540
13	MALT DE POSTE	62 394
14	FIL DE GARDE	9 612
15	DIVERS	110 883
16	TRAVAUX CIVIL	457 670
17	SOUS – TOTAL	3 730 089
18	SUPERVISION DE CHANTIER (7%)	261 106
19	CONTINGENCES (10%)	373 009
20	TOTAL	4 364 204

4.2.4. EXTENSIONS FUTURES DES POSTES (2013)

Suivant la prévision, à partir de 2013 l’interconnexion sera exploitée en 220 kV. Il est proposé qu’à partir de ce moment là, le poste de Mirama soit alimenté en soutirage de la ligne 220 kV. Les équipements suivant devront donc être installés :

- Au postes Mbarara
 - Deux travées 220 kV
- Au poste Mirama
 - Un autotransformateur 220/132 kV, 20 MVA
 - Une travée 220 kV

- Au poste Birembo
 - 1 travée 220 kV

Tableau n° 13 - COUT DES EXTENSIONS FUTURES

Item	Description	BIREMBO Total \$	MIRAMA Total \$	MBARARA Total \$
1.0	Parafoudre	34 860	87 150	34 860
2.0	Transformateur de tension	100 980	67 320	100 980
3.0	Sectionneur	99 168	344 984	146 648
4.0	Transformateurs de courant	50 190	150 570	66 920
5.0	Disjoncteur	101 680	508 400	203 360
6.0	Transformateur de puissance / Réactance	651 640	3 460 930	651 640
9.0	Cabinets	24 642	73 926	32 856
12.0	Panneaux de contrôle et protection	144 750	512 390	241 420
18.0	Mise à la terre	2 704	10 816	5 408
19.0	Câbles de garde	2 704	10 816	5 408
20.0	Divers	21 673	97 202	43 346
21.0	Travaux civils	175 375	400 000	200 000
22.0	Sous-total	1 410 366	5 724 504	1 732 846
23.0	Supervision (7%)	98 726	400 715	121 299
24.0	Contingence (10%)	70 518	286 225	86 642
25.0	Total (Fourniture et montage)	1 579 610	6 411 444	1 940 788
TOTAL GÉNÉRAL :		9 931 842 USD		

4.3. PROGRAMME DES TRAVAUX

Le programme des travaux comprend les phases suivantes :

- Phase d’élaboration des offres jusqu’à la passation des marchés
- Ligne et Poste :
 - Etudes de réalisation
 - Fabrication et essais en usine
 - Exécution des travaux et essais de mise en service
 - Réception

5.

ETUDES ECONOMIQUES ET FINANCIERES

5.1. METHODOLOGIE

5.1.1. INTRODUCTION

5.1.1.1. PRINCIPES DE L’ETUDE

Les projets d’interconnexion proposés entre les cinq pays considérés doivent permettre de réaliser des échanges d’électricité et d’énergie afin d’optimiser la production d’énergie globale dans la région, en utilisant en particulier des sources d’énergie renouvelable bon marché sous la forme de grandes et moyennes centrales hydroélectriques.

Cette optimisation consiste à adapter au moindre coût, et à chaque instant, l’offre globale à la demande. De ce point de vue, les ouvrages d’interconnexion permettront d’exporter l’énergie produite dans un pays donné vers un autre pays, sachant que le premier dispose d’excédents que le deuxième peut absorber à la place d’une production locale plus coûteuse. Cela peut intervenir dans plusieurs cas :

- Situations d’urgence : les réserves disponibles (ou la production de réserve) dans un (ou plusieurs) pays peuvent être mobilisées si la production est insuffisante dans un autre pays ou dans d’autres pays ;
- Transferts occasionnels, par exemple lorsqu’un pays a des excédents hydroélectriques en raison de précipitations abondantes ou si un autre pays connaît une année particulièrement sèche ;
- Des transferts systématiques, quotidiennement (par exemple lorsque les périodes de pointe de deux pays ne sont pas à la même heure) ou saisonnièrement ;
- Des transferts de masse : exportations d’énergie continues pendant de longues périodes (généralement pendant plus d’un an).

Les Termes de Référence de l’étude définissent la méthode générale à employer pour leur justification économique et financière. Deux options sont à considérer, consistant à évaluer les avantages des interconnexions pour les pays concernés en comparant les deux situations suivantes :

- Première option : sans projet d’interconnexion ;
- Deuxième option : avec projet d’interconnexion.

Les avantages attendus des interconnexions sont les suivants :

- Développement de la production globale à moindre coût,
- Mise en commun des réserves de production,
- Réduction de la demande de pointe globale due à la non simultanée entre les pays considérés.

La demande en énergie dans chacun des cinq pays a été analysée dans le Volume 1 de la présente étude. A partir de l'étude de pré-faisabilité, il a été possible de définir trois principaux réseaux électriques interconnectés : le réseau Burundi-Rwanda-RD Congo, le réseau ougandais et le réseau kenyan. Sont aussi passés en revue dans ce document les moyens de production existants et futurs, selon trois scénarios de demande et deux scénarios d'interconnexion principaux ; l'analyse indique que d'importants échanges d'électricité régionaux sont possibles entre ces principaux réseaux, à condition que les liens d'interconnexion soient suffisants. Les transferts annuels détaillés d'électricité et d'énergie ont été calculés dans le Volume 1, qui servira de base aux présentes études économiques et financières.

5.1.1.2. PRINCIPALES ORIENTATIONS POUR ABORDER L'ETUDE

De l'analyse du Volume 1 mentionnée précédemment, on peut tirer un certain nombre d'orientations pour l'étude économique et financière.

En première analyse, il semble opportun de se concentrer sur les possibilités d'interconnexion entre les trois systèmes principaux, comme mentionné précédemment :

- Burundi - Rwanda - RD Congo avec Ouganda ;
- Ouganda avec Kenya.

En ce qui concerne les autres interconnexions prévues dans les Termes de Référence de l'étude, notamment les interconnexions Rwanda-Burundi, Rwanda-RD Congo et Burundi-RD Congo, l'évaluation des besoins de transfert de puissance est faite à l'aide d'études de réseau spécifiques (en particulier l'écoulement de charges et les analyse de contingence). Cet aspect sera examiné séparément (voir Volumes 4, 5 et 6).

Le présent Volume 3 couvre l'interconnexion Rwanda-Ouganda alors que le Volume 2 est consacré à l'interconnexion Ouganda-Kenya. A partir de l'analyse du Volume 1, on remarque que l'interconnexion Rwanda-Ouganda sera utilisée pendant quelques années pour exporter les excédents de la région de Kivu vers l'Ouganda, qui pourront être ensuite exportés au Kenya également.

De la même manière et à plus long terme, l'interconnexion Rwanda-Ouganda sera essentiellement utilisée pour exporter les excédents de l'Ouganda vers le réseau Burundi-Rwanda-Congo. Mais en cas de pénurie en Ouganda et au Kenya à ce moment-là, la liaison Rwanda-Ouganda permettra également d'apporter de l'électricité d'urgence de Tanzanie vers l'Ouganda et, en fin de compte, au Kenya. Par conséquent, il est clair que l'étude de l'interconnexion Rwanda-Ouganda est également liée aux possibles options d'interconnexion Ouganda-Kenya.

Etant donné que les liaisons sont évidentes entre les trois principaux réseaux interconnectés, l'approche globale d'analyse de l'interconnexion Rwanda-Ouganda comprend tout d'abord une approche globale pour le réseau B-R-C, le réseau ougandais et le réseau kenyan, ce qui implique le développement parallèle des interconnexions Rwanda-Ouganda et Ouganda-Kenya. A partir de l'analyse du Volume 1, cette approche est assez évidente et il n'a pas été nécessaire d'examiner de scénarios partiels impliquant uniquement une interconnexion sans l'autre. L'approche globale des réseaux s'explique de la manière suivante :

5.1.1.3. APPROCHE GLOBALE : OUGANDA-KENYA ET OUGANDA-RWANDA ENSEMBLE

A partir de l'année 2010, date de mise en service au plus tôt du projet d'interconnexion, deux options doivent être comparées du point de vue économique :

- Première option : sans projet d'interconnexion, ou option de référence ;
- Deuxième option : avec projet d'interconnexion.

La première option est facile à concevoir : elle constitue la continuation de la situation actuelle, dans laquelle chacun des trois principaux réseaux se développe indépendamment sur

la base des liaisons internes existantes et en considérant uniquement l'interconnexion existante limitée entre l'Ouganda et le Kenya ; à l'avenir, ces liaisons pourront nécessiter des travaux d'entretien ou de réhabilitation, mais aucune interconnexion nouvelle spécifique ne sera envisagée dans ce cas ;

La seconde option, avec interconnexions, ouvre un grand champ de possibilités suivant la capacité de transport des liaisons considérées. Comme démontré dans le Volume 1, on propose de limiter ces capacités, suivant les deux variantes principales ci-après :

5.1.1.3.1. *VARIANTE N°1*

Les moyens de production dans chacun des principaux réseaux sont mis en service selon leurs besoins internes. Etant donné que la capacité de ces projets est élevée par rapport à la demande interne, des excédents exportables apparaissent.

Ces excédents se maintiendront dans la mesure où les développements de production potentiels ne sont pas absorbés par la demande du réseau considéré.

En principe, il y a un optimum entre la capacité d'interconnexion et les volumes d'excédents annuels à transférer d'un réseau à un autre. Cependant, les coûts d'interconnexion (composés des coûts des lignes et des postes) sont extrêmement faibles si on les compare aux coûts de transport d'énergie et aux avantages. Dans ce cas, on a supposé que chaque année, les capacités des liaisons seraient suffisantes pour transporter les excédents escomptés calculés dans le Volume 1.

5.1.1.3.2. *VARIANTE N°2*

Les centrales hydroélectriques des pays exportateurs (B-R-C et Ouganda à moyen terme et Ouganda uniquement à long terme) sont mises en service de façon à se substituer à moindre coût aux moyens de production thermique importants qui seraient nécessaires pour satisfaire la demande du Kenya. Dans ce cas, des possibilités d'exportation beaucoup plus importantes peuvent être envisagées.

Dans les deux variantes, les avantages liés à l'interconnexion comprennent toujours la mise en commun de réserves de puissance et la réduction de la demande de pointe globale en raison de la non-simultanéité entre les réseaux.

En fait, la différence majeure entre les deux variantes réside dans la quantité de production thermique évitée par la production hydroélectrique. Cette quantité étant plus faible dans la première variante que dans la deuxième, il restera à trouver quelle variante s'avère optimale du point de vue économique ; en principe, ces variantes doivent également être moins coûteuses que l'option de référence.

5.1.1.4. **ANALYSE ECONOMIQUE COÛTS-AVANTAGES**

L'analyse économique coûts-avantages des options « avec projet » consistera à comparer le coût actualisé de ces options, dans chaque cas, au coût actualisé de l'option de référence. Pour chaque option « avec projet », on suppose que le coût actualisé de production de l'ensemble des réseaux interconnectés est C_{pi} , alors que le coût actualisé de production de référence (sans interconnexion) est C_{ri} . Le bénéfice de l'option d'interconnexion est donc égal à :

$$B_{li} = C_{ri} - C_{pi}$$

Ce bénéfice est normalement positif, car en cas d'interconnexion, la production thermique complémentaire est réduite, tant en énergie (par meilleure utilisation des centrales hydroélectriques) qu'en puissance installée (par réduction de l'ensemble des réserves nécessaires). De plus, par le fait de la non-simultanéité de la demande de pointe des réseaux individuels, la demande globale des réseaux est inférieure à la somme de leurs demandes individuelles (de l'ordre de 2,5% pour l'ensemble Ouganda-Kenya, d'après les courbes de charge détaillées obtenues pour 2005). Sur la base des coûts et avantages actualisés, on procédera au calcul des valeurs suivantes :

- Bénéfice net actualisé, ou Valeur actualisée nette ; Bli-Cli, pour un taux d’actualisation donné, avec Cli comme coût global de l’interconnexion ;
- Taux de Rentabilité Interne (TRI) : valeur du taux d’actualisation pour laquelle la valeur actualisée nette est égale à zéro ;

Ces calculs seront effectués pour chaque variante d’interconnexion comme indiqué ci-dessus, en considérant les valeurs de base des principaux paramètres du projet, puis les variations pour analyses de sensibilité (entre parenthèses ci-dessous) :

- Scénario moyen de croissance de la demande (scénarios bas et haut)
- Taux d’actualisation de 10% (8 et 12%)
- Prix des combustibles : moyens (bas et hauts)

5.2. PRINCIPALES HYPOTHESES ET DONNEES DE L’ETUDE

Les hypothèses de base suivantes ont été prises en compte dans l’étude :

5.2.1. DUREE DE L’ETUDE ET PARAMETRES ECONOMIQUES

5.2.1.1. PERIODE D’ETUDE

Début de l’étude : date de mise en service au plus tôt des liaisons d’interconnexion projetées, soit 2010 ;

Durée de l’étude : durée de vie de ces liaisons, soit en général 30 ans, ce qui amène jusqu’en 2040. Mais en pratique, des projections raisonnables ne sont faites que pour une durée de 20 à 25 ans à partir d’aujourd’hui (2007), ce qui mène jusqu’en 2030. En fait, en pratique, après 15 ou 20 ans, l’actualisation des coûts « gomme » l’effet des années futures.

5.2.1.2. TAUX D’ACTUALISATION

Le taux choisi est de 10%, avec variantes à 8% et 12%. Le taux de 10% est élevé par rapport à l’inflation mondiale et aux taux d’intérêt habituels. Il est donc plutôt défavorable aux projets à forte utilisation de capital tels que les interconnexions avec la promotion d’aménagements hydroélectriques. Mais si l’intérêt économique du projet est démontré dans ces conditions, cet intérêt sera encore renforcé pour des taux d’actualisation plus faibles.

5.2.1.3. PRIX DES COMBUSTIBLES

Les prix des combustibles sont supposés liés aux prix internationaux ; dans cette étude, tous les coûts correspondent au prix du baril de pétrole brut commun (ex. Brent) de 60 US\$. Il s’agit d’un des paramètres essentiels de l’étude, et compte tenu de ses grandes variations possibles pendant la durée de vie du projet, il est proposé de considérer une valeur fixe avec variations importantes pour effectuer des études de sensibilité. Les valeurs suivantes sont proposées pour le prix du pétrole brut :

- Valeur de base : 60 US\$/bbl
- Hypothèse basse : 40 US\$/bbl
- Hypothèse haute : 80 US\$/bbl

Pour chaque cas, on supposera que le prix des combustibles reste constant durant la période d’étude. En effet, les fluctuations constatées des prix mondiaux durant les trente dernières années et la hausse très forte constatée depuis 2004 ne permettent pas de dégager une évolution à long terme. Les valeurs proposées ci-dessous semblent se situer dans un spectre

raisonnable puisque des valeurs de 100 US\$ et plus sont maintenant fréquemment envisagées, mais il est difficile d’imaginer qu’elles pourraient perdurer sur de longues périodes. En tous les cas, puisque nous avons choisi des valeurs "raisonnables", l’intérêt des interconnexions ne sera renforcé que si le prix des combustibles dépasse la fourchette indiquée. Les valeurs suivantes seront proposées :

Combustible	Unité	US\$	Coefficient
Brut - Mondial	1 bbl = 158,98 l	60	1
HFO Kenya (moyen)	1 bbl	60	1
Charbon Mombasa	1 tonne	60	1
IDO - Diesel (BCR)	1 bbl	120	2

On suppose qu’à long terme, le rapport entre les prix des combustibles reste proportionnel.

5.2.2. CARACTERISTIQUES RESUMÉES DES INTERCONNEXIONS

5.2.2.1. SITUATION ACTUELLE

Actuellement, la seule interconnexion haute tension en service est celle reliant l’Ouganda et le Kenya. Les principales caractéristiques sont les suivantes :

Niveau de tension :	132 kV
Longueur :	256 km
Mode de fonctionnement :	Exportations vers le Kenya (jusqu’en 2004 inclus) et échanges et secours (depuis 2005)
Poste de départ en Ouganda :	Tororo
Poste d’arrivée au Rwanda :	Lessos
Capacité de transit :	50 MW en base, 80 MW max
Energie transitée/an :	185 GWh (moyenne 2000-2004) ; 3 GWh (2005) (Exports nets)

5.2.2.2. SITUATION FUTURE : PROJETS CANDIDATS INTERCONNEXION RWANDA – OUGANDA

Niveau de tension :	132 kV ou 220 kV
Longueur :	66 km (Ouganda) + 106 km (Birembo)
Mode de fonctionnement :	Exportations B-R-C vers l’Ouganda (cas d’excédent de production en B-C-R) Importations de l’Ouganda (années suivantes)
Poste de départ au Rwanda :	Birembo
Poste d’arrivée en Ouganda :	Mirama

Capacité de transit :	50 MW à 150 MW en base, Variante 1
	50 MW à 200 MW en base, Variante 2

5.3. CALCULS DES COÛTS POUR L’OPTION DE REFERENCE : SANS PROJET D’INTERCONNEXION

L’étude de l’option de référence se décomposera en trois parties :

- Plan d’expansion au moindre coût de la production d’électricité dans l’ensemble B-R-C, fonctionnant en autarcie ;
- Plan d’expansion au moindre coût de la production d’électricité en Ouganda, compte tenu d’une possibilité d’échanges de 50 MW en base (80 MW maximum) avec le Kenya ;
- Plan d’expansion au moindre coût de la production d’électricité au Kenya, compte tenu d’une possibilité d’échanges de 50 MW en base (80 MW maximum) avec l’Ouganda.

Ces coûts reposent sur les centrales thermiques les mieux importées dans chaque réseau. Ces centrales thermiques sont souvent appelées "Centrales de Référence", mais afin d’éviter toute confusion avec l’option de référence définie dans les Termes de Référence de la présente étude, ces centrales thermiques seront appelées "Complémentaires". Vous trouverez ci-après un résumé des principaux résultats ; les détails se trouvent dans le modèle Excel présenté en Annexe.

5.3.1. PLAN D’EXPANSION DE LA PRODUCTION DU GROUPE B-R-C

D’une manière préliminaire, les commentaires suivants peuvent être apportés :

- 2010 à 2013 : pas de grandes centrales candidates ; la production se compose donc des centrales existantes et engagées ; le reste sera fourni par les moyens thermiques complémentaires (ici diesels) ;
- 2013 à 2017 : les candidats proposés sont surabondants par rapport à la demande ; il est nécessaire de déterminer les priorités d’investissement sur la base des coûts de production des centrales candidates ;
- 2022 à 2030 : dans la plupart des cas, les centrales candidates sont insuffisantes ; il faut donc combler le déficit par de la production thermique complémentaire.

5.3.2. PLAN D’EXPANSION DE LA PRODUCTION DE L’OUGANDA

Dans ce cas, on se retrouve en position d’excédent potentiel permanent de puissance installée et d’énergie produite en moyenne annuellement, même en tenant compte de la liaison existante 132 kV Jinja-Lessos qui permet d’exporter de 50 MW (conditions normales) à 80 MW vers le Kenya ; il a donc été nécessaire d’établir les centrales candidates prioritaires sur la base des prix de revient du kWh. La production thermique complémentaire éventuelle est définie sur la base des puissances et énergies garanties disponibles grâce aux futures centrales hydroélectriques.

5.3.3. DETERMINATION DU PLAN D’EXPANSION DU KENYA

Ici, on se basera sur le plan d’expansion fourni par KPLC (document daté de mai 2005), avec les ajustements nécessaires, en particulier sur les prix des combustibles. On considèrera ici

que la production thermique complémentaire sera à base de diesel pour le court terme, puis de charbon à partir de 2012.

5.3.4. CALCUL DU COUT DE L’OPTION DE REFERENCE

Le principe de calcul du coût de l’option de référence est simple : on considère la somme des coûts d’investissement et d’opération/maintenance annuels actualisés des centrales candidates à base de ressources énergétiques locales ; puis on y ajoute les coûts actualisés de la production thermique complémentaire, que l’on estimera sur la base des énergies annuelles produites et du coût du kWh correspondant.

5.4. CALCUL DU COUT DES OPTIONS “AVEC PROJET”

Pour ces options, on envisagera les cas suivants, basés sur les échanges d’électricité et d’énergie annuels qui ont été déterminés par l’analyse du Volume 1 :

- Ouganda-Rwanda et Ouganda-Kenya, Variante 1 ;
- Ouganda-Rwanda et Ouganda-Kenya, Variante 2.

Dans chaque cas, on déterminera les plans d’expansion des trois réseaux interconnectés, sur la base de leur demande globale (en tenant compte de la non-simultanéité de la demande) et de la capacité de transit des interconnexions suivant les cas énumérés ci-dessus. On effectuera le calcul des coûts de production actualisés dans chaque cas, suivant la même méthode que celle présentée pour l’option de référence.

De plus, on calculera les coûts actualisés d’investissement et d’opération/maintenance des liaisons d’interconnexion étudiées selon le cas correspondant (lignes plus postes) tels que calculés par le Consultant.

5.4.1. DESCRIPTION DU MODELE D’EVALUATION DES AVANTAGES

Afin de calculer les coûts de production des options “sans interconnexion” et “avec interconnexion” selon les variantes, le Consultant a développé un modèle Excel qui établit une approximation du plan de production au moindre coût de chaque cas envisagé. Le modèle peut être décrit de la manière suivante.

5.4.2. SCENARIOS DE DEMANDE ET TAUX ENVISAGES

Le modèle développé a envisagé trois scénarios de demande, selon leur description dans le Volume 1 du présent rapport. Leur représentation, comme indiqué dans ce même Volume, indique la charge de pointe et la production d’énergie HT annuelles escomptées pour chaque année, de 2010 (la date de mise en service des interconnexions la plus optimiste) à 2030.

5.4.3. PRODUCTION THERMIQUE COMPLEMENTAIRE

Comme expliqué auparavant, la production thermique complémentaire peut être nécessaire lorsque les centrales candidates potentielles ne peuvent répondre à la demande pour une année donnée. Selon l’énergie et la puissance installée annuelles requises, ces moyens de production fonctionnent soit en “charge de base”, soit en “charge de pointe”, parfois de manière combinée.

5.4.4. SELECTION DES CENTRALES CANDIDATES

Les centrales candidates potentielles pour la future production d'énergie sont sélectionnées en fonction de l'ordre de priorité indiqué par le coût de production du kWh, calculé dans le Volume 1 ; de manière générale, lorsque l'énergie annuelle potentielle d'un candidat n'est pas nécessaire pour une année donnée (ce qui est souvent le cas pour les grandes centrales hydroélectriques), ce candidat peut être sélectionné si au moins la moitié de son énergie exploitable annuelle peut être utilisée. Cela a été appliqué à quelques exceptions près suivant l'appréciation du Consultant.

5.4.5. RESERVE ET INTERCONNEXIONS

Fin 2005 et début 2006, tous les réseaux électriques examinés de la région fonctionnaient sans marge de réserve adéquate pour une exploitation normale. Par conséquent, et comme expliqué dans le Volume 1, la demande non satisfaite était importante dans chaque pays. Pour les années à venir, on suppose que la capacité installée permettra une marge de réserve minimale de 10 % de la charge de pointe de chaque pays, ce qui correspond aux critères de planification utilisés par KPLC dans sa mise à jour de la planification de production de 2006 à 2026, établie en mai 2005. Dans ce document, les critères de fiabilité adoptés étaient une perte de charge escomptée de 10 jours par an et 0,1 % de la demande d'énergie comme énergie non desservie escomptée ; les deux critères s'appliquent à des conditions de sécheresse extrême. L'application de ces critères par KPLC donne une différence annuelle conséquente de 10 % entre la capacité installée totale du réseau et la charge de pointe.

Dans le présent document, cette valeur de 10% a donc été appliquée à tous les réseaux examinés. Par expérience et en tenant compte des conditions de sécheresse spécifiques qui ont prévalu dans la région ces 10 dernières années, cette valeur semble faible, en particulier pour le réseau ougandais et pour le réseau Burundi-Rwanda-RD Congo.

Lorsqu'ils sont interconnectés, plusieurs réseaux peuvent partager leurs réserves en fonction de leurs capacités d'interconnexion. Les économies de réserve maximales entre deux réseaux interconnectés sont égales à la capacité d'interconnexion maximale entre les deux réseaux. Cependant, la quantité exacte de réserve qui peut être économisée ne peut être calculée sans une évaluation détaillée et précise des conditions d'exploitation quotidiennes et saisonnières. En outre, l'expansion escomptée à moyen et long termes des liaisons HT de la région montre que le réseau B-R-C doit être connecté au Nord-Ouest de la Tanzanie (dès que le projet multinational des Rusumo Falls sera exécuté), alors que le système kenyan sera bientôt lui-même interconnecté à l'Est de la Tanzanie et probablement avec le Sud de l'Ethiopie à long terme.

Malgré la situation théorique favorable des réserves en raison de la diversité future des réseaux interconnectés, une hypothèse classique a été faite, qui affirme que la quantité de réserve qui peut être économisée est au moins égale à la moitié (au lieu de 100%) de la capacité d'interconnexion dans des conditions d'exploitation normales. A compter de 2013, cela a été appliqué dans tous les cas de réseaux interconnectés, comme décrit ci-dessous.

5.4.6. REDUCTION DE LA CHARGE DE POINTE DUE AUX INTERCONNEXIONS

Le Consultant a analysé les courbes de charge des différents réseaux, obtenues au cours de la première mission de terrain en février-mars 2006 : un échantillon des courbes de charge quotidiennes représentatives au Rwanda et au Burundi, les courbes de charge horaires complètes de juin 2005 à décembre 2005 en Ouganda et les charges horaires chronologiques complètes du réseau kenyan en 2005. Avec des informations statistiques complémentaires, le Consultant a pu obtenir un ensemble complet et réaliste de charges horaires sans contraintes pour l'Ouganda et les combiner aux charges du réseau kenyan correspondantes. Le résultat principal montre que la charge de pointe des réseaux combinés est inférieure à la somme des deux charges de pointe de 2,5%. Cette différence peut être jugée minime, d'après l'expérience du Consultant, qui montre des valeurs "normales" de 5% environ.

La même analyse n'a pas pu être faite pour les réseaux correspondants au Rwanda et au Burundi, en raison du manque d'informations détaillées sur les charges horaires ; de toute manière, une telle évaluation aurait pu être sérieusement faussée par les demandes supprimées massives sur les deux réseaux.

Afin d'utiliser une hypothèse classique, il a été décidé que les futures interconnexions donnaient lieu à une réduction globale des charges de pointe de 2,5%. Cela permettra des économies supplémentaires de capacités installées pour chaque réseau.

5.4.7. COUT DE LA PRODUCTION THERMIQUE COMPLEMENTAIRE ET DE LA RESERVE

A partir des coûts internationaux de référence et des informations obtenues grâce aux projets thermiques existants et/ou prévus dans la région, le Consultant a établi les coûts de production escomptés (investissement, exploitation et maintenance, carburant) des futurs moyens de production thermique complémentaire possibles sur chaque réseau envisagé (Cf. fichier Excel en Annexe).

Les coûts calculés sont variables, en fonction des coûts de carburant internationaux escomptés, en prenant pour référence le prix du baril de pétrole brut Brent sur les marchés internationaux ; une relation a été supposée entre ce coût et les coûts de tous les carburants considérés dans cette étude (Cf. hypothèses d'étude de base ci-dessus).

Par conséquent, et en fonction de la valeur du "scénario de référence" de 60 US\$/baril, les coûts suivants ont été considérés :

5.4.7.1. RESEAU RWANDA-BURUNDI-RD CONGO OU B-R-C

Production complémentaire : diesel (HSD)	Coût variable du carburant et d'exploitation et de maintenance :	0,26 US\$/kWh
	Investissements et coûts fixes d'exploitation et de maintenance :	1 000 US\$/kW

Dans ce réseau, on suppose également que les moyens de réserve complémentaires reposeront sur des groupes diesel rapide, ce qui signifie un coût fixe de 1 000 US\$ par kW installé. Cela a été envisagé pour les années à court et moyen termes (jusqu'en 2013, après quoi la plupart des grandes centrales hydroélectriques candidates seront disponibles).

5.4.7.2. OUGANDA

Dans ce réseau, les moyens de production complémentaires doivent être un mélange de centrales thermiques au diesel, dont une partie repose sur le mazout lourd (lorsqu'il est disponible dans le pays) et le reste sur des groupes diesel rapide, comme sur le réseau B-R-C. Les coûts suivants ont été envisagés :

Production complémentaire : diesel	Coût variable du carburant et d'exploitation et de maintenance :	0,23 US\$/kWh
	Investissements et coûts fixes d'exploitation et de maintenance :	1 000 US\$/kW

Ici encore, l'effet de ces coûts sera limité aux court et moyen termes, jusqu'à ce que les grandes centrales hydroélectriques soient disponibles.

5.4.7.3. KENYA

Diverses combinaisons sont possibles afin de définir des moyens de production complémentaires. En raison de la taille du pays et du réseau, divers moyens de production peuvent être envisagés :

- Centrales à vapeur : elles peuvent utiliser le fuel lourd ou le charbon (le plus souvent importé). Le coût du fuel lourd étant prohibitif, seules les centrales au charbon semblent envisageables. En raison de leur taille et des conditions d'opérabilité (essentiellement exploitation en charge de base), elles sont considérées comme des moyens de production candidats ;
- Centrales diesel utilisant le fuel lourd : peuvent être utilisées comme moyens de charge de base, mais en raison du coût de transport du carburant, elles doivent être limitées aux régions de Mombasa, Nairobi et du Lac Victoria ;
- Centrales diesel utilisant le diesel rapide : uniquement dans des zones très limitées, en raison des coûts de carburant et des coûts d'investissement élevés ;
- Turbines à gaz utilisant le mazout domestique ou le kérosène (dans un avenir proche le GPL et le GNL) : intéressant essentiellement pour des usages très limités (charge extrême et/ou réserve) et dans les régions de faible altitude (essentiellement près de Mombasa, pour des raisons de rentabilité et de coûts du carburant). Les coûts d'investissement représentent environ la moitié des coûts du diesel par kW installé.

En raison de la complexité du futur réseau kenyan et des objectifs de la présente étude, il n'est pas possible ni nécessaire de déterminer quelle serait la combinaison la plus appropriée de moyens de production complémentaire et de réserve dans ce réseau. Les valeurs suivantes ont été définies par le Consultant et reflètent la diversité des moyens et des scénarios de production possibles :

Production complémentaire et réserve :

Coût variable du carburant et d'exploitation et de maintenance :	0,14 US\$/kWh
Investissements et coûts fixes d'exploitation et de maintenance :	1 000 US\$/kW (production de base et réserve de charge de base)
	500 US\$/kW (charge de pointe et réserve de charge de pointe)

5.4.7.4. AUTRES PAYS A INTERCONNECTER

En outre, on a supposé qu'à long terme (à partir des années 2020), tous les réseaux africains régionaux devraient être totalement interconnectés quel que soit le résultat de la présente étude. Donc l'étude suppose que la production thermique complémentaire d'ici à cette date proviendra des centrales côtières et/ou de zones alimentées en combustibles dans des conditions adéquates. En conséquence, le coût à long terme de la production thermique complémentaire a été supposé égal à celui que nous avons proposé pour le Kenya. L'effet de cette hypothèse est vraiment important sur le réseau B-R-C et seulement à partir de 2025.

5.4.8. PERTES

Etant donné que les interconnexions modifieront les transports d'énergie sur tous les réseaux, il est théoriquement nécessaire d'évaluer les pertes d'énergie dans les cas "sans le projet" et de les comparer avec les cas "avec le projet". Pour une évaluation précise, il serait nécessaire d'analyser les flux de charge d'une large gamme de situations (chaque réseau sans interconnexion, plus chaque variante d'interconnexion), d'années (horizon à court, moyen et long termes au moins), de saisons (sèche et humide) et de moments de la journée (heure de

pointe et heure creuse). Dans cette étude, il n'est pas nécessaire de proposer d'évaluations aussi précises des différences de perte d'énergie entre les variantes "sans" et "avec" le projet. Si nous supposons que les pertes d'énergie dans les réseaux principaux ne changent pas de manière significative lorsque les interconnexions sont rajoutées (ce qui est généralement vrai pour des réseaux complexes et divers), seules les pertes dans les liaisons de l'interconnexion doivent être considérées.

Dans le modèle d'évaluation, le pourcentage de pertes dans les liaisons d'interconnexion a été évalué en fonction de la variante envisagée et de la période envisagée. Les valeurs sont indiquées ci-dessous dans la description de chaque variante envisagée. Les coûts de ces pertes sont difficiles à estimer de manière précise, car ils dépendent de la production disponible et principalement de sa répartition selon les années, les saisons, le moment de la journée. Dans ce cas, un coût moyen de 0,04 US\$/kWh a été choisi, ce qui reflète les coûts de production de charge de base à long terme de l'ensemble des réseaux.

5.4.9. AVANTAGES ECONOMIQUES DE LA VARIANTE 1

5.4.9.1. AVANTAGES GLOBAUX

A partir des plans de production susmentionnés "avec le projet" et "sans le projet", le Consultant a calculé les avantages escomptés de la Variante 1 par rapport à la solution de référence. Les avantages comprennent les éléments suivants :

Avantages de production

Pour chaque année examinée de 2010 à 2030, le modèle a calculé la différence en termes de coûts de production entre la variante de référence et la variante "avec le projet" définie ci-dessus. De manière générale, la variante "avec le projet" présente une production "autochtone" supplémentaire en comparaison avec la variante de référence, alors que la variante de référence présente une production thermique plus importante (qui repose sur des carburants importés). Puisque les moyens de production autochtone envisagés sont moins coûteux, le résultat est un avantage de production positif pour la Variante 1.

Avantages de réserve

Les avantages de réserve escomptés ont été calculés comme expliqué ci-dessus.

Coût des pertes

Les pertes d'énergie totales sur les liaisons de l'interconnexion ont été estimées à 2% pour une puissance transportée globale inférieure ou égale à 50 MW, jusqu'à 4% pour les transports de 150 MW ; les pertes d'énergie annuelles ont été calculées en supposant un facteur d'utilisation constant de 50% pour l'ensemble de la période. Lorsque les avantages de production sont nuls, le coût des pertes est de zéro (il correspond aux échanges d'énergie très limités).

Les avantages globaux sont ensuite définis comme les avantages de production plus les avantages de réserve moins le coût des pertes. Les valeurs suivantes ont été obtenues pour la Variante 1, avec un taux d'escompte de 10% et des coûts de carburants correspondant au coût du pétrole brut de 60 US\$/baril :

AVANTAGES GLOBAUX	MUS\$
Demande moyenne	293
Demande faible	241
Demande élevée	446

5.4.9.2. REPARTITION DES AVANTAGES

Comme on a pu le voir auparavant, la situation de la production d'énergie sur tous les réseaux considérés a montré que l'intérêt des nouvelles liaisons Rwanda-Ouganda et Ouganda-Kenya devait être examiné de manière globale. Effectivement, selon les scénarios de demande, il y a des périodes où les deux réseaux B-R-C et ougandais présentent des possibilités d'excédents de potentiels d'énergie autochtones ; et dans ce cas, les deux interconnexions peuvent être exportées vers le Kenya ; il y a d'autres périodes où seul l'Ouganda possède de l'énergie excédentaire, et dans ce cas les deux interconnexions peuvent être utilisées afin d'exporter l'énergie du réseau ougandais vers le Kenya et le Rwanda ; et lorsqu'aucun excédent n'est disponible sur aucun réseau, comme pour le scénario de demande élevée et à long terme, l'utilisation des deux interconnexions permet une réduction de la réserve d'énergie globale requise.

A ce stade de l'étude, il n'est pas possible de définir précisément quel pourcentage des avantages économiques devra être attribué à l'un ou à l'autre. Nous proposons ici de répartir les avantages proportionnellement à la capacité de transport d'énergie de chaque réseau, calculée comme une moyenne pondérée des capacités de transport annuelles sur toute la période de l'étude. Dans le cas présent de la Variante 1, cela donnerait de 41% à 47% pour le réseau Rwanda-Ouganda et par conséquent de 59% à 53% pour le réseau Ouganda-Kenya. Les avantages suivants peuvent alors être proposés pour les deux réseaux (mêmes hypothèses que précédemment sur le taux d'escompte et les coûts de carburant) :

AVANTAGES GLOBAUX	MUS\$	Rwanda-Ouganda	Ouganda-Kenya
Demande moyenne	293	122	171
Demande faible	241	104	137
Demande élevée	446	211	234

5.4.10. AVANTAGES ECONOMIQUES DE LA VARIANTE 2

5.4.10.1. AVANTAGES GLOBAUX

A partir des plans de production susmentionnés "avec le projet" et "sans le projet", le Consultant a calculé les avantages escomptés de la Variante 2 par rapport à la solution de référence. Les avantages comprennent les éléments suivants :

Avantages de production et de réserve

Les avantages correspondants ont été calculés de la même manière que pour la Variante 1.

Coût des pertes

Dans ce cas, les pertes d'énergie totales sur les liaisons de l'interconnexion ont été estimées à 2% pour des transports de 50 MW ou moins, jusqu'à 6% pour les transports de 300 MW et les pertes d'énergie annuelles ont été calculées conformément aux indications données pour la Variante 1 ci-dessus.

Les avantages globaux suivants ont été obtenus pour la Variante 2, avec un taux d'escompte de 10% et des coûts de carburants correspondant au coût du pétrole brut de 60 US\$/baril :

AVANTAGES GLOBAUX	MUS\$
Demande moyenne	446
Demande faible	334
Demande élevée	554

5.4.10.2. REPARTITION DES AVANTAGES

Dans le cas présent de la Variante 2, la même méthode de détermination de la répartition des avantages entre les deux projets a été appliquée. Les avantages suivants peuvent alors être proposés pour les deux projets (mêmes hypothèses que celles indiquées ci-dessus pour le taux d'escompte et les coûts de carburants) :

AVANTAGES GLOBAUX	MUS\$	Rwanda-Ouganda	Ouganda-Kenya
Demande moyenne	446	131	314
Demande faible	334	89	245
Demande élevée	554	175	379

5.5. ANALYSE COÛTS-AVANTAGES : RWANDA-OUGANDA

5.5.1. ANALYSE DES COÛTS

5.5.1.1. COÛTS D'INVESTISSEMENT

Comme indiqué dans la description du projet proposé, la future interconnexion Rwanda-Ouganda sera composée de la ligne simple Birembo-(Mirama)-Mbarara puis de la ligne à deux circuits et des postes correspondants, conçus pour une tension d'exploitation normale de 132 kV puis 220 kV. Il a été considéré dans l'analyse coûts-avantages que cette nouvelle liaison serait mise à disposition en 2010 dans une première phase, puis en 2013 dans une seconde phase.

Le résumé des coûts suivant est présenté à partir de la description de projet du Volume 3 :

Coûts en MUS\$	2010		2013	
	Ouganda	Rwanda	Ouganda	Rwanda
ligne Mirama – Mbarara	9.84			
ligne Mirama – frontière	1.57			
ligne Birembo – frontière		18.4		
Poste de Mirama	2.46		6.42	
Poste de Mbarara	1.11		1.95	
Poste de Birembo		4.18		1.58
Total	14.98	22.58	8.37	1.58

5.5.1.2. COUTS D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE

Ces coûts sont généralement extrêmement variables, en fonction des régions et de l'organisation de l'exploitation et de la maintenance de la société concernée. Cependant, ces coûts sont généralement faibles et une valeur annuelle de 1% des coûts d'investissement est actuellement appliquée. Cette valeur sera donc utilisée dans cette analyse.

5.5.2. COMPARAISON DES COUTS ET AVANTAGES

Les coûts et avantages escomptés de la Variante 1 ont été calculés pour un ensemble de paramètres économiques et techniques de "scénario de référence" :

- Taux d'escompte : 10 %
- Coût du carburant de référence : 60 US\$/baril
- Disponibilité et date de mise en service au plus tôt des centrales électriques, comme indiqué ci-dessus
- Coûts d'investissement (centrales électriques, variante de l'interconnexion), comme indiqué ci-dessus

Les résultats détaillés sont indiqués en Annexe, dans le tableau Résumé.

La valeur actualisée nette de la Variante 1 pour l'interconnexion Rwanda-Ouganda est calculée en faisant la somme des avantages escomptés moins la somme des coûts d'investissement et des coûts d'exploitation et de maintenance escomptés de l'interconnexion. Les différents résultats peuvent être présentés de la manière suivante :

Cas étudié	Valeur actualisée nette (MUS\$)	TRIE
Scénario de référence	80	32%
Demande faible	62	135%
Demande élevée	170	38%
Taux d'escompte : 8%	108	S. O.
Taux d'escompte: 12%	60	S. O.
Coût des carburants : 80 US\$/bbl	117	39%
Coût des carburants : 60 US\$/bbl	44	26%

Comme on peut le constater, le Taux de Rentabilité Interne Economique du projet a été calculé pour chaque cas significatif. Les valeurs obtenues sont toutes supérieures à 26%. De tels avantages s'expliquent par le fait que la future production hydroélectrique est considérablement moins chère que la production thermique.

Il est également important de noter que, si une interconnexion HT significative peut être mise à disposition entre le réseau interconnecté du South African Power Pool (SAPP), y compris non seulement le projet proposé Tanzanie-Kenya, mais aussi une interconnexion HT du SAPP vers le réseau Rwanda-Burundi-RD Congo via la Tanzanie, il sera possible de considérer qu'il y a un avantage supplémentaire de mise en commun des réserves. Dans ce cas, la valeur actualisée nette mentionnée ci-dessus peut même être augmentée de 15 MUS\$ (en 2017).

5.5.3. ANALYSE DES COUTS POUR LA VARIANTE 2

5.5.3.1. COUTS D’INVESTISSEMENT

Pour la Variante 2, une capacité plus importante de transport comme décrit dans la Variante 1 ci-dessus. Les mêmes coûts ont été envisagés :

Coûts en MUS\$	2010		2013	
	Ouganda	Rwanda	Ouganda	Rwanda
ligne Mirama – Mbarara	9.84			
ligne Mirama – frontière	1.57			
ligne Birembo – frontière		18.4		
Poste de Mirama	2.46		6.42	
Poste de Mbarara	1.11		1.95	
Poste de Birembo		4.18		1.58
Total	14.98	22.58	8.37	1.58

5.5.3.2. COÛTS D’EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE

Les coûts d’exploitation et de maintenance annuels supplémentaires de 1% du coût d’investissement ci-dessus ont été inclus.

5.5.4. COMPARAISON DES COÛTS ET AVANTAGES

La valeur actualisée nette de la Variante 2 pour l’interconnexion Rwanda-Ouganda est calculée en faisant la somme des avantages escomptés moins la somme des coûts d’investissement et des coûts d’exploitation et de maintenance escomptés de l’interconnexion. Les différents résultats peuvent être présentés de la manière suivante :

Cas étudié	Valeur actualisée nette (MUS\$)	TRIE
Scénario de référence	90	65%
Demande faible	47	90%
Demande élevée	134	45%
Taux d’escompte : 8%	110	S. O.
Taux d’escompte: 12%	74	S. O.
Coût des carburants : 80 US\$/bbl	137	75%
Coût des carburants : 60 US\$/bbl	43	56%

Les résultats sont similaires à ceux trouvés pour la Variante 1, mais dans ce cas, la plupart des valeurs sont supérieures. Cela vient du fait que les avantages de réserve escomptés, qui existent dans tous les cas, sont supérieurs au coût total de la liaison. En outre, si la liaison SAPP mentionnée ci-dessus est mise à disposition, la valeur actualisée nette devra être encore augmentée de 25 MUS\$ (en 2017).

5.6. ANALYSES JURIDIQUE, INSTITUTIONNELLE ET FINANCIERE

Les pays concernés par les interconnexions examinées ici se trouvent dans des situations différentes (voir Volume 1) en ce qui concerne la structure de leur secteur électrique. Ce qui suit est une présentation générale de la structure du secteur électrique de chaque pays et des conséquences sur les futures organisations institutionnelles et juridiques éventuelles des interconnexions proposées.

5.6.1. OUGANDA

5.6.1.1. STRUCTURE DU SECTEUR ELECTRIQUE

Le secteur électrique ougandais a été créé à partir de la Loi de 1999 sur l'Electricité et des révisions consécutives. La production d'électricité est ouverte au secteur privé, avec un acteur majeur (UEGCL) qui a été privatisé en 2002 via un contrat de concession sur 20 ans avec ESKOM Entreprises Ltd. Plusieurs producteurs indépendants sont également présents et il y a un nombre important de projets privés. Les activités Transport et Distribution sont sous le monopole d'UETCL, qui est également la seule entité à acheter de l'électricité aux producteurs ou aux interconnexions avec des pays étrangers (actuellement uniquement avec KPCL au Kenya). Ces achats sont régulés par des Accords d'Achat d'Electricité individuels.

UETCL dispose également des droits exclusifs de vendre de l'électricité à la compagnie de distribution existante, dans le cadre d'un Accord d'Achat d'Energie. Cette compagnie, créée sous le nom d'UEDCL, a été privatisée via un contrat de concession sur 20 ans en mars 2005 et est devenue EMEME, une société anglo-sud-africaine.

Le secteur est régulé par l'ERA, l'Autorité de Réglementation de l'Electricité, qui est responsable des accords de licences et de l'établissement des tarifs.

Pour le moment, il semble que les activités Transport ne soient pas ouvertes au secteur privé, bien que l'UETCL fonctionne pratiquement comme une société privée. L'exploitation en Ouganda d'une future interconnexion Rwanda-Ouganda par une société privée ou publique-privée nécessiterait donc un acte juridique. A l'heure actuelle, il n'est pas évident de savoir s'il s'agirait d'un amendement de la Loi sur l'Electricité ou d'un Décret gouvernemental ; cela devrait être étudié au cours des activités de préparation de projet, de manière à ce que le cadre juridique approprié aux compagnies de transport soit prêt d'ici 4 ou 5 ans.

5.6.1.2. TARIFS DE L'ELECTRICITE

L'ERA a la possibilité de traiter et de recommander des applications pour définir, réviser et ajuster les tarifs de production, de transport et de distribution. La structure tarifaire prend également en compte des coûts raisonnables et un taux de rentabilité raisonnable. Aucune mention n'a été trouvée sur la possibilité d'avoir un Tarif pour Accès Libre au réseau de Transport (Open Access Transmission Tariff) comme au Kenya. La présence en Ouganda d'une future "Société d'Interconnexion" travaillant comme un Opérateur de Réseau de Transport classique entre l'Ouganda et le Kenya serait possible si une telle structure tarifaire était appliquée par l'ERA dans les 4 à 5 ans à venir, ce qui semble relativement facile à mettre en place.

5.6.1.3. REGLES GENERALES D'INVESTISSEMENT DANS LE SECTEUR ELECTRIQUE

En ce qui concerne la possibilité d'exproprier à des fins publiques, les acquisitions obligatoires pour des infrastructures du secteur électrique sont régies par la Partie VIII de la Loi de 1999 sur l'Electricité. Aucune difficulté majeure ne devrait se présenter pour les futures sociétés de transport afin d'obtenir les terrains nécessaires à leurs infrastructures.

Quant aux investissements étrangers dans le secteur, ils seraient facilités par la Garantie d'Investissement multilatéral et par des accords bilatéraux.

5.6.2. RWANDA

5.6.2.1. STRUCTURE DU SECTEUR ELECTRIQUE

ELECTROGAZ est une compagnie intégrée verticalement de fourniture d'électricité au Rwanda, qui avait le monopole sur les activités de production, de transport et de distribution jusqu'à ce que la Loi N° 18/99 du 30/08/1999 abolisse officiellement cette situation. Selon cette loi, les activités de production sont ouvertes à la participation du secteur privé et à la concurrence alors qu'ELECTROGAZ reste l'acheteur unique et garde son monopole sur les activités de transport et de distribution, en principe jusqu'en novembre 2008. ELECTROGAZ est donc officiellement autorisée à installer et à exploiter des lignes électriques et des postes dans le pays, sur des biens publics et privés.

Le secteur électrique est contrôlé par la RURA, l'Agence chargée du contrôle des secteurs publics au Rwanda (télécommunications, eau, gaz, électricité, transports et déchets). Cette Agence a été créée en 2001 et a démarré en 2003. Sa mission principale consiste à promouvoir une concurrence efficace, afin de mettre fin aux pratiques contraires aux règles de concurrence, en particulier l'abus de position dominante.

Après novembre 2008, l'exploitation au Rwanda d'une future interconnexion Rwanda-Ouganda par une société privée ou publique-privée pourrait être envisagée, puisque le monopole d'ELECTROGAZ devrait prendre fin. Il faudrait pour cela un acte juridique définissant la concurrence (dans une certaine mesure) et le libre accès aux réseaux électriques nationaux. A l'heure actuelle, il n'est pas évident de savoir s'il s'agirait d'un amendement des Lois ordinaires du secteur électrique, en particulier de la Loi N° 18/99, ou d'un Décret gouvernemental ; cela devrait être étudié au cours des activités de préparation de projet, de manière à ce que le cadre juridique approprié aux sociétés de transport soit prêt d'ici 3 ans.

5.6.2.2. TARIFS DE L'ELECTRICITE

Comme indiqué dans le rapport de Pré-Faisabilité et dans le Volume 1 du rapport de Faisabilité, le tarif qui prévaut et qui est appliqué par ELECTROGAZ est un coût monôme simple par kWh, uniforme sur tout le pays. Evidemment, il n'est pas approprié à des activités de transport distinctes. Afin de montrer la voie de la concurrence dans le transport et la distribution, le Rwanda devra définir des tarifs reflétant les coûts appropriés à ces activités. Cela devrait être l'une des tâches prioritaires de la RURA dans le secteur électrique. Ce qui pourrait être recommandé, ce serait de suivre les principes généraux de l'évolution en cours du secteur électrique kenyan à ce sujet, en particulier d'accorder un accès libre à tout point du réseau de transport, de permettre les ventes dérégulées d'énergie de la part des producteurs aux clients éligibles (y compris les futures sociétés d'alimentation éventuelles) et de fixer les règles des tarifs de transport basés sur un recouvrement des coûts plus une marge bénéficiaire raisonnable.

5.6.2.3. REGLES GENERALES D'INVESTISSEMENT DANS LE SECTEUR ELECTRIQUE

Actuellement, chaque fois que des biens privés doivent être utilisés pour les infrastructures et l'exploitation du secteur électrique, ELECTROGAZ doit indemniser le propriétaire, soit dans le cadre d'un accord soit dans le cadre d'une décision de justice. Avec la présence à venir d'autres sociétés de transport, le même cas s'appliquera.

Comme dans tous les secteurs de l'économie rwandaise, des investisseurs étrangers peuvent investir et participer à l'exploitation de l'activité dans le pays et ils devraient profiter de mesures incitatives et d'infrastructures, qui ne seront pas moins favorables que celles dont profitent les investisseurs locaux (Art. 20 de la Loi N° 19/98 qui établit l'Agence de Promotion des

Investissements au Rwanda, en cours de révision). Comme indiqué ci-dessus, la présence de la RURA doit également contribuer à permettre aux investisseurs étrangers de bénéficier de règles d'investissement et de conditions d'alimentation transparentes.

5.6.3. INTERCONNEXION RWANDA-OUGANDA : ORGANISATION INSTITUTIONNELLE PROPOSEE

Comme indiqué dans l'Etude de Pré-Faisabilité, deux organisations institutionnelles possibles peuvent être proposées pour l'interconnexion :

5.6.3.1. UNE ORGANISATION CLASSIQUE ELECTROGAZ – UETCL :

Dans ce cas, il y aurait un accord entre les deux sociétés (similaire à celui régissant l'interconnexion existante entre l'Ouganda et le Kenya, par exemple), qui stipulerait les conditions d'exploitation générales et particulières et les règles commerciales pour les échanges de réserve d'énergie et d'électricité entre les deux sociétés. Les infrastructures seraient construites et exploitées par chaque société sur son propre territoire et le financement serait effectué de manière classique, avec des accords de financement définis par chaque société séparément avec des institutions de financement multilatérales et/ou bilatérales et des banques commerciales. Dans ce cas, on suppose que l'UETCL et ELECTROGAZ sont totalement préparées à exécuter les aspects institutionnels et financiers du projet, en coopération avec les agences de financement multilatérales et bilatérales intéressées (en particulier la BAfD et la Banque Mondiale).

5.6.3.2. EXPLOITANT DU RESEAU DE TRANSPORT

Comme indiqué plus haut, les futures sociétés de transport pourraient exploiter les réseaux en Ouganda et au Rwanda, avec des producteurs et de grands consommateurs/fournisseurs d'électricité ayant un accès ouvert au réseau. Dans les deux pays, des dispositions doivent être prises au niveau juridique, ce qui sera réalisable d'ici quelques années, puisque les Gouvernements concernés s'engagent à améliorer la concurrence et les investissements étrangers dans le secteur. Dans ce cas, on peut imaginer une autre organisation institutionnelle, centrée sur une société indépendante pour le transport d'électricité, l'"Exploitant du Réseau de Transport", qui pourrait être totalement ou partiellement privée et exploiter le réseau sur la base de la rémunération du "prix de passage" ou de la "marge fixe" des services de transport. A ce stade de l'Etude de Faisabilité, le Consultant recommande une analyse financière simple de ce type d'organisation institutionnelle. Puisque les interconnexions vont être mises en oeuvre sur tout le continent africain, avec des avantages économiques importants, le Consultant recommande d'étudier ce genre d'organisation en priorité car elle devrait attirer les investissements privés étrangers et locaux pour obtenir un financement multilatéral classique.

L'Analyse financière suivante est donc basée sur l'organisation proposée.

5.6.4. EVALUATION FINANCIERE

L'analyse financière consiste normalement en une évaluation des coûts-avantages en tenant compte des coûts réels du projet pour chaque entité (taxes incluses) et en considérant également les hypothèses raisonnables de financement du projet (répartition entre les prêts et les capitaux propres et principales conditions de prêt en particulier) ; en ce qui concerne les avantages, on propose de rémunérer les services rendus grâce à un tarif à marge fixe basé sur des coûts raisonnables et des marges raisonnables.

5.6.4.1. COUT GLOBAL ET ESTIMATION TARIFAIRE POUR LA VARIANTE N°1

Selon les calculs effectués en Annexe, l'interconnexion de la Variante 1 permettrait plusieurs types échanges d'électricité du Rwanda vers l'Ouganda. Durant certaines périodes,

l’interconnexion ne fournit que de la réserve et/ou de l’énergie de pointe ; durant d’autres périodes, des transferts de puissance en base (continus) sont possibles.

5.6.4.2. ANALYSE FINANCIERE PRELIMINAIRE POUR LA VARIANTE N°1

Pour que ce type de projet soit plus attractif pour les investisseurs privés, il faudrait imaginer une structure de financement qui serait définie comme suit :

Répartition Prêts/Capitaux propres :	70% - 30%	
Répartition Prêt multilatéral/commercial :	50% - 50%	
Durée du prêt multilatéral : 15 ans	Taux : 7%	Délai de grace : 3 ans
Durée du prêt commercial : 7 ans	Taux : 10%	
Rémunération du transport en base :	1,2 à 2 cents US\$/kWh	
Rémunération du transport en pointe :	5 cents US\$/kWh	
Rémunération de la réserve :	0,1 cents US\$/kWh	

A partir de ces hypothèses, une analyse financière simplifiée a été menée, sans tenir compte des taux d’inflation, des taxes et droits et en supposant une exploitation technique parfaite. Les calculs détaillés apparaissent en Annexe.

Le résultat le plus intéressant est que le taux de rendement des capitaux propres serait de 21% par an, ce qui est attractif pour les investissements privés.

5.6.4.3. ANALYSE FINANCIERE PRELIMINAIRE POUR LA VARIANTE N°2

A partir des mêmes hypothèses globales, mais en supposant une capacité de transport supérieure, les mêmes calculs financiers ont été effectués, ce qui dans ce cas donne un taux de rendement des capitaux propres supérieur de 30% par an.

5.7. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

- L’interconnexion Rwanda-Ouganda est très intéressante du point de vue économique, car elle permettra de réduire considérablement les coûts de production globaux dans les deux pays. Il devrait aussi y avoir des avantages indirects pour les deux économies car elle devrait permettre des tarifs de l’électricité relativement bas sur une longue période, ce qui améliorerait encore les investissements industriels et commerciaux dans les deux pays, au Burundi et en RD du Congo.
- Bien que la somme des avantages dépende beaucoup de l’exécution de plusieurs grands projets de production hydroélectrique, dont certains pourraient être retardés ou même annulés, l’interconnexion présente des avantages importants de mise en commun des réserves globales et de réduction de la demande de pointe des deux pays. Puisque d’autres grandes interconnexions sont prévues avec une quasi certitude dans cette région d’Afrique, l’interconnexion Rwanda-Ouganda (avec l’interconnexion Ouganda-Kenya) devrait apporter à l’avenir d’autres avantages de production et de réserve importants dans les pays voisins, en particulier en Tanzanie (et sur le reste du réseau SAPP).
- Pour toutes ces raisons, il est recommandé d’exécuter le projet dès que possible ; le développement de ce projet devrait également fournir des mesures incitatives pour le développement rapide de grandes centrales hydroélectriques en Ouganda.
- Bien que le projet puisse être exécuté avec l’UECTL et ELECTROGAZ, il est aussi possible d’adapter le cadre juridique des secteurs électriques de l’Ouganda et du Rwanda afin de permettre l’exploitation par des Opérateurs de Réseaux de Transport indépendants, avec un système tarifaire adapté correspondant ; dans ce cas cela devrait

être aussi développé dans le cadre de l'augmentation de l'accès libre aux réseaux de transport des deux pays.

- Dans ces conditions et selon des règles et organisations de financement acceptables, la faisabilité financière d'un investissement privé (ou public-privé) semble prometteuse et avoir un impact raisonnable sur les prix des réseaux électriques respectifs des pays.

ANNEXE A : TRACÉ DE LA LIGNE

ANNEXE B : EPURE DES PYLONES

ANNEXE C : FONDATIONS

ANNEXE D : SCHEMAS DES POSTES

ANNEXE E : COÛTS DÉTAILLÉS

ANNEXE F : ETUDES ECONOMIQUES

ANNEXE G : DEGAGEMENT ELECTRIQUE

ANNEXE H : CHAÎNE D’ISOLATEUR

ANNEXE I : RÉFÉRENCES

UGANDA

- Eastern African Sub Regional Support Initiative for the Advancement of Women (EASSI), (1999),. Women and Land Rights in Uganda.
- Forest Department. Land cover (Land use) Stratification Map Mbarara district. 1: 150,000.
- Forest Department. Land cover (Land use) Stratification Map Ntungamo district. 1: 70,000.
- Government of Uganda, (2002.), Uganda Poverty Assessment Process Phase II Report
- Government of Uganda, (2005),. Water and Sanitation Sector Performance Report.
- Government of Uganda. 2002. Uganda Poverty Assessment Process Phase II Report.
- Government of Uganda. 2005. Water and Sanitation Sector Performance Report.
- Mbarara district, 2004. Environmental Profile.
- Mbarara district, 2004. State of the Environment Report. 42 p.
- Mbarara District, 2005. Three – Year District Development Plan (2005-2008) Mbarara District
- Mbarara district, 2005. Three – Year District Development Plan (2005-2008).
- Mbarara District. Land cover (Land use) stratification Map Mbarara District ; Scale 1: 150,000
- National Environmental Management Authority of Uganda (NEMAU), 2003. Environmental Legislation of Uganda, 2003, NEMA.
- Ntungamo District, 2005. Environmental Profile. -Ntungamo District, 2005.
- Ntungamo District, 2005. Three – Year District Development Plan (2005-2008) Ntungamo District
- Ntungamo District. Land cover (Land use) stratification Map Ntungamo District; Scale 1: 70,000
- Okoth-Ogendo H W, (1998.) Implementing land legislation in Uganda.
- Owanji Odida Irene, (11999). Land Law Reform: Challenges and opportunities of securing women’s land right’s in Uganda.
- Uganda Bureau of Statistics (UBOS), (2000),. Uganda National Household Survey
- United Nations Development Program (UNDP), (2005),. Uganda Human Development report: Linking Environment to Human Development. A deliberate Choice

RWANDA

- Bart F. 1993. Montagnes d’Afrique; Terres paysannes. Le cas du Rwanda. CEGET-CNRS, PUB (Espaces tropicaux n° 7). 588 p.
- MINAGRI. 2001. Schéma Directeur d’Aménagement des marais, de protection des bassins versants et de conservation de sols. Schéma de vocation des sols des marais. Étude environnementale. 20 p.
- MINECOFIN. 2000. La vision 2020. Kigali. 54 p.
- MINECOFIN. 20021. Enquête intégrale sur les conditions de vie des ménages au Rwanda.
- MINECOFIN. 2004. Plan Directeur d’Alimentation en eau des communautés rurales et du Bétail de la Province d’Umutara. Kigali. 143 p.
- MININFRA. 2004. Le projet de loi organique portant organisation de l’habitat au Rwanda. 27 p.
- MINISANTE (Ministère de la Santé). 2001. Enquête Démographique et de Santé, Rwanda 2000. Kigali. Ministry of Health, Office National de la Population. Kigali, Rwanda
- MINITERE. 2003. La politique nationale de l’environnement au Rwanda. Kigali. 40 p.

- MINITERE. 2004. La politique nationale foncière. Kigali. 35 p.
- National Environment Management Authority (NEMA). 2003. Environmental Legislation of Uganda.
- Ntungamo district (Uganda). 2005a. Environmental Profile.
- Ntungamo district (Uganda). 2005b. State of the Environment Report.
- Ntungamo district (Uganda). Three – Year District Development Plan (2005-2008).
- Nyakoojo, Evelyn. 2002. Women and Land Rights in Uganda. Eastern African Sub Regional Support Initiative for the Advancement of Women (EASSI). 48 p. 1999. Women and Land Rights in Uganda.
- Office rwandais du Tourisme et des Parcs nationaux (ORTPN), 2005. Communication personnelle.
- Oki, D. S., S. B. Gingerich and R. L. Whitehead. 1999. Hawaii In Ground Water Atlas of the United States, Segment 13, Alaska, Hawaii, Puerto Rico, and the U.S. Virgin Islands. U.S. Geological Survey Hydrologic Investigations Atlas 730-N, pp. N12-N22, N36.
- Okoth-Ogendo H W. 1998. Implementing land legislation in Uganda.
- Organisation mondiale de la santé (OMS). 2006. Travailler ensemble pour la santé. Rapport sur la santé dans le monde 2006. 287 p.
- Owanji Odida Irene. 1999. Land Law Reform: Challenges and opportunities of securing women’s land rights in Uganda.
- République du Rwanda. MINECOFIN/SNR. 2004. Recensement général de la population et de l’habitat Rwanda : 16-30 août 2002. Atlas Geo-Démographique du Rwanda. Kigali, MINECOFIN/SNR. 113 p.
- Sirven P. et al. 1974. Géographie du Rwanda. Bruxelles/Kigali, Editions A. de Boeck/Editions Rwandaises. 174 p.
- Service National de Recensement (SNR). 2004. Recensement 2002 en bref. République du Rwanda. Ministère des Finances et de la Planification économique. Commission nationale de recensement. 90 p.
- Uganda Bureau of Statistics. 2000. Uganda National Household Survey.
- Uganda Bureau of Statistics. 2005. 2002 Uganda Housing and Population Census: Main Report.
- United Nations Development Program. 2005. Uganda Human Development report: Linking Environment to Human Development. A deliberate Choice.
- Vande Weghe (J.P.). 1990. Akagera, l’eau, l’herbe et le feu. Imprimerie et Editions Lannoo. S.A. Bruxelles. Belgique.
- WCS, IGCP, CARE. 2004. Socio-economic surveys around montane forests in Uganda, Rwanda and DRC. Draft report.

ANNEXE J : LISTE DES ORGANISMES RENCONTRES

Liste des organismes rencontrés lors de l’inventaire et des visites de terrain

RWANDA

Nom et prénom	Position	Institution
M Augustin HATEGEKA	Chargé d'étude et Planification	Projet UPEGAZ (10), MININFRA (11)
M Aloys Makuza Kanamugire	Directeur Technique/Electricité	ELECTROGAZ
M Charles Kanyamihigo	Directeur d'exploitation/électricité	ELECTROGAZ
M Gaspard Niyiragira	Assistant technique/Aménagement des marais	Projet d'Appui au Secteur Rural/MINAGRI
M Stany Nizeyimana	Chef de la Centrale Electrique de Gisenyi	ELECTROGAZ
M Paul Mbonimpa	Chef de la Station de Gisenyi	ELECTROGAZ
M Méthode Ntagungira	Chef de Poste de Ngoma/Butare	ELECTROGAZ
M Josaphate Mugemanyi	Chef de la Station Butare	ELECTROGAZ
M Jacinthe Sana	Chef de Poste de Kigoma	ELECTROGAZ
M Gaspard Niyiragira	Assistant technique/Aménagement des marais	Projet d'Appui au Secteur Rural/MINAGRI
M Désiré Florent Nzayanga	Chargé de Programme Énergétique	Initiative du Bassin du Nil
M Albert Yaramba	Coordinateur du projet	Projet National d'Alimentation en eau potable et Assainissement en Milieu Rural
M Frank Rutabingwa	Coordinateur du Projet	Projet d'Appui à la foresterie (PAFOR)
M Robert Kashemeza	Maire	District de Nyagatare/Province de l'Est
M Daniel	Chargé de la Carte pédologique	MINAGRI (12)
M Syldio Gakwisi	Chargé du service d'analyse des données météorologiques	Service National de Météorologie/MININFRA
M Vital Nzabanita	Chargé de la Cartographie	Service National des Statistiques/MINECOFIN (13)
M Innocent Gashugi	Chargé d'Etude d'Impact Environnemental	Rwanda Environment Management Authority/MINITERE
M Eugène Kayijamahe	Chargé de Recherche au Centre GIS de Butare	Université National de Butare

(10) UPEGAZ : Unité de Production et d'Extraction du Gaz

(11) MININFRA : Ministère des Infrastructures

(12) MINAGRI : Ministère de l'Agriculture et de l'Elevage

(13) MINECOFIN : Ministère des Finances et de la Planification économique

INITIATIVE DU BASSIN DU NIL – PROGRAMME AUXILIAIRE D’ACTION DES PAYS DES LACS EQUATORIAUX DU NIL
ETUDE D’INTERCONNEXION DES RESEAUX ELECTRIQUES DES PAYS DES LACS EQUATORIAUX DU NIL
RAPPORT DE FAISABILITE – VOLUME 3 A – INTERCONNEXION OUGANDA – RWANDA

Nom et prénom	Position	Institution
M Kayitaba Gallican	Coordinateur du Groupe de travail chargé de préparer le Schéma Directeur d’Utilisation des Terres au Rwanda	MINITERE (14)
Mme Prisca Mujawayezu	Secrétaire Exécutive	Conseil de Concertation des Organisations d’appui aux Initiatives de Base/CCOAIB
Mme Agnes Mujawayezu	Secrétaire Exécutive	Collectif des Organisations Rwandaises de Promotion de la Femme, de la Paix et du Développement (PROFEMME-TWESE HAMWE).
M Fidèle Ruzigandekwe	Directeur Exécutif	Agence Rwandaise de Conservation de la Faune et la Flore Sauvage/Rwanda Wildlife Agency
M Donatien	Chargé de l’expropriation	MINITERE
M Adrien Ruberanziza	Chargé des juridictions Gacaca/Habitant du Village de Birembo	Cellule Runyinya/Village de Birembo
M Roger MUGISHA	Agent	Institut National de Statistique/Kigali
M Denis	Chargé de la Cartographie	Electrogaz, Kigali
M Népomuscène RUGEMINTWAZA	Chargé du suivi-évaluation	Projet d’appui à la décentralisation /PNUD/MINALOC, Kigali
M Didace KAYIRANGA	Chercheur	Institut Agronomique du Rwanda(ISAR/Rubona)
M Ignace RWAKAYIRU	Consultant, Expert en Politique de population	Centre CIEDEP/Kigali
M Antoine KAPITENI	Coordinateur	Projet de Gestion intégré des écosystèmes critiques, MINITERE, Kigali
M Viateur NGIRUWONSANGA	Coordinateur	Projet SIG/HIMO(Système intégré de Gestion de Haute intensité de Main d’oeuvre)/Halpage Rwanda, Ruhengeri
Mme Rita RWIRANGIRA	Chargée du Rapatriement et Réintégration des réfugiés	Conseil National pour les Réfugiés, Kigali
M Hycinthe SANA	Chef de poste de Transformation électrique	Kigoma
Mme Yvonne MUREBWAYIRE	Chargée des Relations Publiques	Association PRO-Femmes Twese Hamwe, Kigali
Mme Claudine ZANINKA	Chef de Division	Direction de la planification Stratégique et de Suivi de Réduction de la Pauvreté, MINECOFIN, Kigali

(14) MINITERE : Ministre des Terres, de l’Environnement, des Forêts, de l’Eau et des Mines

Nom et prénom	Position	Institution
		ORTPN, Kigali
		Université National du Rwanda, Butare
		Musée National du Rwanda, Butare

UGANDA

Nom et prénom	Position	Institution
Mr. Musingwire Jeconius	District Environmental Officer	Mbarara District Local Government
Mr. Tumusiime Silver	District Planner, Mbarara	Mbarara District Local Government
Mr. Kanyesigye William	Deputy Chief Administrative Officer	Mbarara District Local Government
Mr. Byakakagb Bonifance	Customs Officer	Mirama Hills, Ntungamo District
Mr. Tumuhimbise Lewis	Resident	Mirama Hill Trading center, Ntungamo District
Mr. Tusubira Justus	District Environmental Officer	Ntungamo District Local Government
Mr. Kondha Muhamoud	District Planner	District Local Government
Mr. Basoma Moses	District Environmental Officer	District Local Government
Mr. Gongo John	District Environmental Officer	District Local Government
Mr. Mulabye J	District Planner	District Local Government
Mr. Ben Mungyereza		Uganda Bureau of Statistics (UBOS)
Mr. Mwambi	Surveyor	UETCL
Mrs. Zelia Tibalwa	Planner	Planning unit, UETCL

ANNEXE K : ELECTRIFICATION RURALE