

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 2 A – INTERCONNEXION OUGANDA-KENYA  
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 Electriques



## SOMMAIRE

<b>LISTE DES ABBREVIATIONS .....</b>	<b>I</b>
<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>1</b>
1.1. GENERALITES.....	1
1.2. OBJET DU VOLUME 2.....	2
<b>2. SELECTION DU TRACE DES LIGNES D’INTERCONNEXION .....</b>	<b>3</b>
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. ETUDE 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
<b>3. ETUDE DES CARACTERISTIQUES DES STRUCTURES ET DES EQUIPEMENTS.....</b>	<b>7</b>
3.1. CONCEPTION DE LA LIGNE DE TRANSPORT .....	7
3.1.1. CONCEPTION GÉNÉRALE .....	7
3.1.2. CHARGES DE PROJET .....	7
3.1.3. NIVEAU DE TENSION .....	8
3.1.4. NOMBRE DE CIRCUITS .....	8
3.1.5. DISPOSITIONS POUR L’ELECTRIFICATION RURALE.....	8
3.1.6. NORMES DE CONCEPTION .....	8
3.1.7. CARACTERISTIQUES ÉLECTRIQUES .....	8
3.1.8. DISTANCES DES CONDUCTEURS.....	9
3.1.9. CONDUCTEURS DE PHASE .....	10
3.1.10. CÂBLES DE GARDE.....	11
3.1.11. ISOLATEURS .....	13
3.1.12. OPTIMISATION DES PYLÔNES .....	14
3.1.13. TYPES DE PYLÔNES.....	14
3.1.14. TRANSPOSITION.....	15
3.1.15. FONDATIONS .....	15
3.1.16. EMPRISE .....	15
3.1.17. MISE À LA TERRE .....	16
3.1.18. ENTRETIEN.....	16
3.2. CONCEPTION DES POSTES .....	16
3.2.1. GENERALITES.....	16
3.2.2. PARAMETRES ENVIRONNEMENTAUX EN OUGANDA.....	17
3.2.3. CARACTERISTIQUES ELECTRIQUE DES POSTE OUGANDAIS.....	17
3.2.4. CARACTERISTIQUES ENVIRONNEMENTALES AU KENYA.....	27
3.2.5. CARACTERISTIQUES ÉLECTRIQUES DES POSTES DU KENYA.....	27

3.2.6. SCADA ET TÉLÉTRANSMISSIONS .....	33
<b>4. COUT DES EQUIPEMENTS ET PROGRAMME DES TRAVAUX .....</b>	<b>39</b>
4.1. LIGNES DE TRANSPORT .....	39
4.1.1. KENYA .....	39
4.1.2. OUGANDA .....	40
4.2. POSTES .....	42
4.2.1. EXTENSION DU POSTE DE LA CENTRALE HYDRAULIQUE DE BUJAGALI.....	42
4.2.2. POSTE TORORO.....	43
4.2.3. POSTE LESSOS.....	43
4.3. PROGRAMME DES TRAVAUX .....	44
<b>5. ETUDES ECONOMIQUES ET FINANCIERES.....</b>	<b>47</b>
5.1. METHODOLOGIE .....	47
5.1.1. INTRODUCTION.....	47
5.1.2. APPROCHE GLOBALE DE L’ETUDE ECONOMIQUE .....	48
5.2. PRINCIPALES HYPOTHESES ET DONNEES DE L’ETUDE .....	50
5.2.1. DUREE DE L’ETUDE ET PARAMETRES ECONOMIQUES .....	50
5.2.2. CARACTERISTIQUES RESUMEEES DES INTERCONNEXIONS .....	51
5.3. CALCULS DES COUTS POUR L’OPTION DE REFERENCE : SANS PROJET D’INTERCONNEXION .....	52
5.3.1. PLAN D’EXPANSION DE LA PRODUCTION DU GROUPE B-R-C.....	52
5.3.2. PLAN D’EXPANSION DE LA PRODUCTION DE L’OUGANDA.....	53
5.3.3. DETERMINATION DU PLAN D’EXPANSION DU KENYA.....	53
5.3.4. CALCUL DU COUT DE L’OPTION DE REFERENCE .....	53
5.4. CALCUL DU COUT DES OPTIONS “AVEC PROJET” .....	53
5.4.1. DESCRIPTION DU MODELE D’EVALUATION DES AVANTAGES .....	53
5.4.2. SCENARIOS DE DEMANDE ET TAUX ENVISAGES.....	53
5.4.3. PRODUCTION THERMIQUE COMPLEMENTAIRE .....	54
5.4.4. SELECTION DES CENTRALES CANDIDATES .....	54
5.4.5. RESERVE ET INTERCONNEXIONS .....	54
5.4.6. REDUCTION DE LA CHARGE DE POINTE DUE AUX INTERCONNEXIONS.....	55
5.4.7. COUT DE LA PRODUCTION THERMIQUE COMPLEMENTAIRE ET DE LA RESERVE .....	55
5.4.8. PERTES.....	57
5.4.9. AVANTAGES ECONOMIQUES DE LA VARIANTE 1 .....	57
5.4.10. AVANTAGES ECONOMIQUES DE LA VARIANTE 2 .....	59
5.5. ANALYSE COUTS-AVANTAGES : RWANDA-OUGANDA .....	59
5.5.1. ANALYSE DES COUTS ALTERNATIVE 1 .....	59
5.5.2. ANALYSE DES COUTS POUR LA VARIANTE 2.....	61
5.5.3. COMPARAISON DES COUTS ET AVANTAGES.....	62
5.6. ANALYSES JURIDIQUE, INSTITUTIONNELLE ET FINANCIERE .....	62
5.6.1. KENYA .....	62
5.6.2. OUGANDA .....	63
5.6.3. INTERCONNEXION OUGANDA-KENYA : ORGANISATION INSTITUTIONNELLE PROPOSEE.....	64
5.6.4. EVALUATION FINANCIERE .....	65
5.7. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS .....	66

## LISTE DES TABLEAUX

---

TABLEAU N° 1 - CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES DE LA LIGNE BUJAGALI-TORORO-LESSOS.....	9
TABLEAU N° 2 - COMPARAISON ENTRE LES CONDUCTEURS AAAC ET ACSR.....	10
TABLEAU N° 3 - CARACTERISTIQUE DES POSTES OUGANDAIS.....	17
TABLEAU N° 4 - CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES DES POSTES DU KENYA.....	27
TABLEAU N° 5 - COUT DE LA LIGNE FRONTIERE OUGANDAISE - LESSOS.....	40
TABLEAU N° 6 - COUT DE LA LIGNE BUJAGALI-TORORO- FRONTIERE KENYA).....	41
TABLEAU N° 7 - COUT EXTENSION DU POSTE DE LA CENTRALE BUJAGALI.....	42
TABLEAU N° 8 - COUT DU POSTE TORORO.....	43
TABLEAU N° 9 - COUT DU POSTE LESSOS.....	43

## LISTE DES ANNEXES

---

ANNEXE A : TRACÉ DE LA LIGNE.....	67
ANNEXE B : EPURE DES PYLONES.....	68
ANNEXE C : FONDATIONS.....	69
ANNEXE D : SCHEMAS DES POSTES.....	70
ANNEXE E : COÛTS DÉTAILLÉS DES POSTES.....	71
ANNEXE F : ETUDES ECONOMIQUES.....	72
ANNEXE G : COURBES DES CHARGES OUGANDA - KENYA.....	73
ANNEXE H : DEGAGEMENT ELECTRIQUE.....	74
ANNEXE I : ISOLATEUR.....	75
ANNEXE J : REFERENCES.....	76
ANNEXE K : LISTE DES ORGANISMES RENCONTRES.....	79

---

## LISTE DES ABBREVIATIONS

---

AFSEC	African Electrotechnical Standardization Commission / Commission Electrotechnique Africaine de Normalisation
BAD	Banque Africaine de Développement
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 – 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 terre 132 kV âgée de 45 ans.

**b. Interconnexion Ouganda – Rwanda**

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

**c. 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.

**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 62 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 15 Km entre Bujumbura et Kiliba (RDC).

## 1.2. OBJET DU VOLUME 2

Ce volume fournit des informations techniques et économiques sur la conception des lignes de transport de l’interconnexion de l’Ouganda au Kenya 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 deux pays ainsi que les hypothèses de conception pour les lignes de transport.

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.

---

## 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 tracés 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 d’intervalle ont été étudiées et 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 2C de ce rapport de faisabilité.

#### 2.3. ÉTUDE DES TRACES DE LA LIGNE

L’Etude des tracés 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 2C 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 2B de ce Rapport de Faisabilité. Les éléments principaux suivants seront adoptés dans le choix des tracés possibles de la ligne :

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

- Eviter 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 ;
- Eviter 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 40 mètres de largeur. Cependant, dans ce droit de passage, 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 de l’emprise.
- 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. Les lignes de transmission suivantes existent et ont les mêmes directions que les tracés des lignes d’interconnexion :

### Au Kenya :

Le tracé proposé de la ligne Ouganda - Kenya suit côté Kenya la ligne 132 kV existante Tororo – Lessos.

### En Ouganda :

Le tracé proposé de la ligne Ouganda - Kenya suit côté Ouganda la ligne 132 kV existante Owen Falls - Tororo.

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 40 mètres de l’emprise, 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.

## ETUDE DES CARACTERISTIQUES DES STRUCTURES ET DES EQUIPEMENTS

---

### 3.1. CONCEPTION DE LA LIGNE DE TRANSPORT

#### 3.1.1. CONCEPTION GÉNÉRALE

La ligne d’interconnexion serait construite après un appel d’offres compétitif international ‘‘ICB.’’ On recommande que les principes des normes 826-1, 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 la conception. Les altitudes importantes 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 les tensions de choc et à fréquence industrielle à des altitudes de plus de 1000 m. Les tracées de lignes de toutes les options sont considérées comme faiblement polluées au niveau 1 de la CEI 815.

#### 3.1.2. 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 (10 m au dessus du sol)	36 m/s

Les charges des pylônes sont calculées suivant IEC826-2-3 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 charges 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.

### 3.1.3. NIVEAU DE TENSION

Les niveaux actuels de la tension de transmission en Ouganda et au Kenya sont différents, avec l’Ouganda qui conserve un réseau électrique de 132 kV et le Kenya un réseau électrique de 132 kV et de 220 kV (niveau maximal d’opération 245 kV suivant la CEI). En tenant compte des transferts de puissance entre ces deux pays et du réseau existant, le niveau de 245 kV se révèle être la solution optimale pour cette interconnexion en permettant un transfert de puissance de 150 à 250 MW.

### 3.1.4. NOMBRE DE CIRCUITS

Par rapport à une ligne simple terre, une ligne double terre augmente la capacité de transport et sécurise l’exploitation.

De plus, une ligne double terre rend les procédures de maintenance plus souples, non seulement pour les lignes mais aussi pour les postes.

### 3.1.5. DISPOSITIONS POUR L’ELECTRIFICATION RURALE

Les zones d’électrification rurale existent déjà le long des lignes d’interconnexion, et la plupart des villages bénéficient déjà de l’électricité.

Aussi, il est inutile de prévoir une provision pour l’électrification rurale, tel que le système à câble de garde isolé.

### 3.1.6. NORMES DE CONCEPTION

On admet que la ligne d’interconnexion sera construite en utilisant un appel d’offres international compétitif (International Competitive Bidding) (ICB). On recommande donc que les principes des normes 826-1, 2,3 et 4 de la CEI (période de retour 50 ans) soient adoptées pour la conception de la ligne.

### 3.1.7. CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES

#### 3.1.7.1. HAUTE ALTITUDE

Les hautes altitudes ont une influence en même temps sur la puissance thermique et sur la coordination d’isolement suite au chargement de la densité de l’air. De ce fait, un facteur de correction est appliqué pour les tensions de tenue aux chocs de foudre et à la fréquence industrielle à des altitudes de plus de 1000 m.

#### 3.1.7.2. POLLUTION

Les tracées des deux lignes d’interconnexion sont considérées comme faiblement polluées, ce qui correspond au niveau 1 de l’IEC 815 avec un minimum de distance d’éloignement de 20 mm / KV.



3.1.7.3. COUPS DE Foudre

Les niveaux isokérauniques sont élevés dans toute la région des Lacs équatoriaux atteignant 180 coups par an dans la zone de ces 2 interconnexions.

3.1.7.4. ASPECT SISMIQUE

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

3.1.7.5. RÉSISTANCE DU SOL

La résistance du sol peut tendre vers 20 Ω, excepté pour le premier et les trois derniers kilomètres à partir / vers le poste là où la résistance recommandée ne doit pas excéder 10Ω.

3.1.7.6. CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES DE LA LIGNE

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

Tableau n° 1 - CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES DE LA LIGNE BUJAGALI-TORORO-LESSOS

Tension nominale du système triphasé	220	kV
Tension la plus élevée du système triphasé	245	kV
Tension de tenue assignée à fréquence industrielle durant 1 mn (Altitude =1,000 m / > 1,000 m)	395 / 460	kV
Tension de tenue assignée aux chocs de foudre (Altitude =1,000 m / > 1,000 m)	950 / 1050	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 (3 secondes à 10 m au dessus du sol)	36	m/s

3.1.8. 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 (dm) ne doivent pas être inférieures à :

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

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

### 3.1.9. 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 portée 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, l’ACSR :

- 1) On ne rencontre pas de problèmes de corrosion parce que la corrosion affecte principalement l’acier,
- 2) Vu qu’il n’y a pas de corrosion, il n’y a pas de graissage à considérer ;
- 3) Les jointures sont plus simples et il est plus facile de les faire .

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 coté, 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. Le tableau ci-après compare les conducteurs équivalents AAAC et ACSR du même fabricant.

**Tableau n° 2 - COMPARAISON ENTRE LES CONDUCTEURS AAAC ET ACSR**

Type de Conducteur	Section d’aluminium		Total Conducteur					Prix (USD /km)
	Nominal (mm <sup>2</sup> )	Réel (mm <sup>2</sup> )	Diamètre (mm)	Charge de rupture nominale (kN)	Poids (kg/km)	Resistance CC à 20 °C (ohms/km)	Courant (A) 30 °C / 80 °C, 0.6 m/s wind, radiation solaire 1000 W/m <sup>2</sup>	
AAAC-300	300	299.4	22.5	83.63	827	0.112	696	3293
ACSR/Hawk	240	241.7	21.8	86.5	975	0.1194	658	2922

Note:

1. le prix du conducteur pour AAAC a été calculé en utilisant le prix de l’aluminium LME en supposant que sa pondération est 75% du prix final du conducteur.
2. le prix du conducteur pour ACSR a été calculé en utilisant le prix de l’aluminium LME en supposant que sa pondération est de 75% du prix du conducteur final+le prix des câbles en acier.

On peut tirer les conclusions suivantes :

- 1) Les diamètres globaux des conducteurs sont proches l’un de l’autre, ce qui signifie que la charge du vent est la même pour les deux types de conducteurs ;
- 2) La force estimée est presque au même niveau avec AAAC et ACSR ;
- 3) Le conducteur AAAC est de 15% plus léger que le conducteur ACSR, permettant une durée plus longue pour les conducteurs AAAC, ou des pylônes plus légers avec la même longueur de portée;
- 4) Les prix des conducteurs sont à peu près au même niveau.

Sur la base des avantages et des prix mentionnés ci dessus, le choix du conducteur de type ACSR est recommandé. Le conducteur jumelé ACSR 240/40 mm<sup>2</sup> (Hawk) est recommandé pour la construction de la nouvelle ligne.

Le choix de la coupe transversale du conducteur est basé sur une analyse du moindre coût. Les coûts totaux (investissement et pertes) de plusieurs conducteurs sont comparés et le conducteur au coût le plus bas est choisi. Le total des pertes inclut les pertes thermiques annuelles de l’exploitation et celles de l’effet Couronne. Le coût total du conducteur jumelé ACSR 240/40 mm<sup>2</sup> (Hawk) est le plus bas en considérant le facteur de charge et le taux d’actualisation.

Le conducteur recommandé ACSR devrait être en conformité avec les caractéristiques ci-dessous :

Type de conducteur / Type of conductor		ACSR 240/40 (Hawk)
Normes / Standard		IEC
Nombre de conducteur par phase / Conductor designation per phase		2
Façonnage / Stranding		
Fils d’aluminium / Aluminium wires	No./mm	26/3.439
Fils d’acier / Steel wires	No./mm	7/2.675
Section / Sectional area		
Aluminium	mm <sup>2</sup>	241.5
Acier / Steel	mm <sup>2</sup>	39.34
Section / Cross section	mm <sup>2</sup>	280.84
Diamètre total / Overall diameter	mm	21.78
Poids au mètre / Unit weight	kg/m	976.5
Charge minimale de rupture / Minimum ultimate tensile strength	kN	87.083
Courant nominal / Current rating	A	658
Résistance standardisée en CC à 20 °C/ Rated DC resistance at 20 °C	Ω/km	0.1194

### 3.1.10. CÂBLES DE GARDE

Selon les exigences électriques, comme les défauts de courants à la terre, un câble en acier avec une coupe transversale de 70 mm<sup>2</sup> 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. Selon la recommandation dans ‘ Transmission line référence book ‘ l’angle de protection de vrais être 10....15 degrés. Au moment d’augmenter l’angle de protection de 15 degré. à 30 degré ; la probabilité d’échec dans la protection devient 3 fois plus élevée.

Si 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 15 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 plus 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 câble de garde est supposé être un câble de garde à fibre optique (CGFO) et l’autre câble de garde conventionnel en acier galvanisé (GSW).

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

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

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

a. Propriétés du câble de garde

Type de câble de garde	ACS/AAC (Aluminium clad steel + aluminium alloy wires)	
Normes / Standard	IEC, IEEE, ASTM and ITU-T	
Support des fibres optiques	Tube d’aluminium	
Section	mm <sup>2</sup>	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	Simple mode / 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

### 3.1.11. 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 de suspension simple avec 2 éclateurs à cornes	1*18 units
Chaîne de suspension double avec 2 éclateurs à cornes	2*18 units
Chaîne d’ancrage simple avec 2 éclateurs à cornes	1*19 units
Chaîne d’ancrage double avec 2 éclateurs à cornes	2*19 units

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

Les isolateurs recommandés 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 de suspension simple avec 2 éclateurs à cornes	longueur de section	2020 mm
Chaîne de suspension double avec 2 éclateurs à cornes	longueur de section	2020 mm
Chaîne d’ancrage simple avec 2 éclateurs à cornes	longueur de section	2215 mm
Chaîne d’ancrage double avec 2 éclateurs à cornes	longueur de section	2215 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 / Type		Suspension	Tension
Standard		IEC 61109	
Diamètre coupelle / Shed diameter (big/small)	mm	164/130	
Nombre de coupelles (large-petite) / Number of sheds (big-small)	nos	26/25	28/27
Ligne de fuite minimale / Minimum leakage distance	mm	7077	7629
Charge de rupture mécanique / Electromechanical failing load	kN	120	
Taille tige et chapeau / Ball and socket size (IEC 120)	mm	16	
Poids net / Net weight (approx.)	kg	12.5	14.0
Matière / Material		composite	

### 3.1.12. OPTIMISATION 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 sécurité 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, y compris dans les angles jusqu’à 10 degrés.

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 28 à 43 mètres.

### 3.1.13. 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. Dans le but d’estimation des coûts, un pylône normal d’alignement et un pylône d’ancrage ont été conçus (voir annexe).

Le nombre des pylônes plus lourds a été estimé (pylônes terminaux et d’angle) et a été pris en considération dans les estimations de coûts de la ligne de transport.

#### 3.1.14. TRANSDITION

Les transpositions des phases doivent être réalisées par l’intermédiaire de bretelles à certains pylônes d’ancrage spéciaux.

Il y aura deux transpositions entre les lignes Lessos – Tororo ( au Kenya ) et Bujagali – Tororo (en Ouganda).

#### 3.1.15. 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 Kenya et en Ouganda .Les fondations en béton dans certaines localités, spécialement dans la section Mbarara – Mirama, seraient plus chères, principalement suite aux coûts élevés de transport. Les matériaux comme le ciment, l’acier renforcé, des pierres concassées et, à un certain degré, le sable lavé seraient transportés par la main d’œuvre au pied de certains pylônes.

Généralement, les fondations avec grillage 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 comprenant l’argile de limon ainsi que la roche désintégrée que l’on devrait rencontrer à différentes profondeurs. On admet que les recherches extensives sur le sol sont menées pendant la phase de conceptions détaillées.

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

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

#### 3.1.16. EMPRISE

On propose de fixer la largeur de l’emprise à un maximum de 40 mètres. Le dégagement complet de l’emprise 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 l’emprise on doit dégager toute végétation dont la hauteur dépasse 3 mètres, y compris les arbres constituant un danger potentiel qui se trouveraient à l’extérieur de l’emprise. 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 a 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 de l’emprise 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.

Encore, l’utilisation du terrain au moment du choix du tracé final de la ligne et le repérage des pylônes sont des facteurs qui, s’ils sont exécutés intelligemment, peuvent réduire davantage les exigences de l’élargissement.

### 3.1.17. MISE À LA TERRE

Tous les pylônes doivent être fixés à la terre de façon permanente avec une résistance de pas pour chaque pylône inférieure à 20  $\Omega$ .

Dans les premiers 1.4 km ou de 3 portées à partir de n’importe quelle sous station, tous les pylônes, y compris les pylônes d’ancrage, devraient être connectés ensemble par un câble de contrepoint électrique enterré qui, lui aussi, devrait être connecté au réseau de terre du poste. Sur les sites des pylônes en zones urbaines, souvent fréquentés par la population, une mise à la terre supplémentaire doit être effectuée pour réduire la résistance à moins de 10  $\Omega$ .

### 3.1.18. ENTRETIEN

#### 3.1.18.1. INTERCONNEXION

En raison des hautes exigences de fiabilité mises en place pour l’interconnexion, l’efficacité d’exploitation de la ligne (et aussi des postes), dépend de l’efficacité des équipes de maintenance à rétablir rapidement le courant. Les groupes de maintenance effectueront les inspections et la maintenance régulières de la ligne et des postes, et la réparation rapide des défauts. Ces équipes pourraient faire la maintenance et le travail de réparation sur d’autres lignes, mais devraient être prêts à effectuer des réparations immédiates sur l’interconnexion, si les besoins se faisaient sentir.

#### 3.1.18.2. 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.

## 3.2. CONCEPTION DES POSTES

### 3.2.1. GENERALITES

Les points terminaux de l’interconnexion Kenya – Ouganda seront les postes 220/132 kV de Lessos au Kenya et celui de la centrale de Bujagali en Ouganda.

Lessos est un poste 220/132 kV existant avec une ligne 220 kV radiale pour alimenter la centrale de Turkwel et deux transformateurs de liaison pour l’interconnexion avec le réseau kenyan 132 kV.

Le poste 220/132 kV de Bujagali sera construit en connexion avec le projet hydro électrique de 200 MW, dont la livraison est prévue en 2011. L’usine et la sous station associée seront situées près de la ville de Jinja, soit à 10 kms au Nord Ouest de la centrale existante de Nalubaale, qui est actuellement la principale source d’énergie en Ouganda. La station sera connectée dans la région de Kampala à la sous station de Kawanda via une ligne double terre 220 kV (initialement exploitée en 132 kV) et au réseau 132 kV Ougandais par deux transformateurs de liaison.

La tension initiale de l’interconnexion sera 220 kV ( $U_m = 245$  kV), et les sous stations terminales seront Lessos au Kenya et Bujagali en Ouganda. Sur la base du principe n-1, une ligne double terre a été recommandée.



Comme les deux postes seront loin de la frontière, il est recommandé de construire un nouveau poste 220 kV à proximité de la frontière, aux environs du milieu du tracé de la ligne Bujagali-Lessos, de façon à ce que le point de vente / fourniture (comme celui de comptage) soit près de la frontière.

L’emplacement recommandé est situé après le poste 132/33 kV de Tororo côté Ouganda, à 5 km de la frontière, comme le tracé prévu de la ligne inclut cette sous station.

De plus, UETCL est intéressé d’interconnecter les réseaux 220 kV et 132 kV au niveau du poste de Tororo, pour alimenter dans un futur proche la région de Tororo.

D’autres projets liés à l’interconnexion incluent la construction de la ligne 220 kV entre Lessos et Olkaria. Cette ligne augmenterait la capacité de transport par rapport à ce qui était prévu.

### 3.2.2. 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	

### 3.2.3. CARACTERISTIQUES ELECTRIQUE DES POSTE OUGANDAIS

Tableau n° 3 - CARACTERISTIQUE DES POSTES OUGANDAIS

Réseau existant 132 kV :

Tension maximale d’exploitation	145 kV, 3-phase, 50 Hz
Mise à la terre du neutre	Directe
Tenue aux coups de foudre	750 kV
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

Réseau futur 220 (245) 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

### 3.2.3.1. CENTRALE HYDRO-ELECTRIQUE DE BUJAGALI

#### 3.2.3.1.1. GENERALITES

Le site de la centrale hydroélectrique de Bujagali de 200 MW est situé près de la ville de Jinja, à 5kms au Nord Ouest de la centrale existante de Nalubaale, le long du Nil. Le site du poste de transformation se trouve à une altitude de 1 140 m. La mise en service de la première unité est prévue pour 2011.

#### 3.2.3.1.2. PROJET DE CENTRALE HYDRO ELECTRIQUE

Suivant les premiers unifilaires disponibles, le poste 220/132 kV de la centrale de Bujagali aura les caractéristiques suivantes :

##### Équipement 220 kV :

- Poste ouvert 220 kV double jeu de barres, avec travée couplage et sectionnement.
- Cinq travées groupe 220 kV
- Deux travées transformateurs 220/132 kV
- Deux travées lignes, vers le poste de Kawanda
- Option pour deux travées lignes, vers l’interconnection Tororo/Kenya

##### Équipement 132 kV:

- Poste ouvert 132 kV double jeu de barres, avec travée couplage
- Deux travées transformateurs 220/132 kV
- Quatre travées ligne, vers les postes de Nalubaale (Chutes d’Owen) et Tororo (boucle entrant et sortant de la ligne 132 kV)

##### Transformateurs :

- Deux transformateurs de 150 MVA, 220/132 kV

##### Equipement de compensation d’énergie réactive

A la centrale, il n’y a pas d’équipement prévu pour la compensation.

##### Systemes auxiliaires

Les équipements nécessaires aux besoins du Projet d’Interconnexion seront fournis par la centrale. De plus ces systèmes sont supposés être extensibles.

#### Bâtiment de contrôle

Les besoins du projet NELSAP (passage de câbles, espace libre) seront disponibles dans le bâtiment du projet de la centrale

#### Sous station

Les jeux de barres 220 kV, un espace suffisant, les chemins de câbles etc., seront prévus pour l’extension de deux travées lignes 220 kV.

#### Système de protections 220 kV

Il n’est pas prévu d’équipements relatifs au projet de la centrale. Cependant, le système de protection du jeu de barres sera soit fourni, soit à minima intégrable.

#### Contrôle Commande

D’après les informations disponibles, le cahier des charges de la centrale comprendra :

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

#### *3.2.3.1.3. TRAVAUX PREVUS DANS LE CADRE DU PROJET NELSAP*

Les travaux sont définis sur les schémas

- H P KU 001A de juin 2007.
  - H P KU 011 de juin 2007
- et prévoient

#### Poste 220 Kv

Deux travées lignes (Tororo 1 et Tororo 2) pour le système de double jeu de barres. Les jeux de barre actuels seront fournis par le projet. Les disjoncteurs de ligne seront à déclenchement unipolaires.

#### Poste 132 Kv

Rien

#### Transformateurs

Rien

#### Equipement de compensation d’énergie réactive

Rien

### Systèmes auxiliaires

Pour les besoins du projet de NELSAP, les installations et l’espace suffisants sont disponibles.

### Bâtiment de Commande

Rien

### Zone du poste.

- Extension des portiques
- Génie civil associé aux deux travées lignes. Les caniveaux et chemins de câbles etc., sont supposés être fournis dans le projet.

### Systèmes de Protection 220 kV

#### **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 de 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 - 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 réenclenchement automatique rapide (SPAR en anglais) de type monophasé aussi bien que par le système de réenclenchement automatique retardé 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 fournie ainsi qu’une protection de surtension au cas où la réactance ne serait pas connectée à la ligne pour quelque raison que ce soit.

### **Protection du jeu de barres**

Actuellement, le détail du projet des équipements de la centrale n’est pas connu. Cependant, le système de protection du jeu de barres couvre uniquement les besoins de la centrale, et devra être étendu au projet Nelsap si besoin.

### 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.

### **3.2.3.2. POSTE DE TORORO**

#### *3.2.3.2.1. GÉNÉRALITÉS*

Le poste de Tororo a été installé en 1950 à une altitude de 1100 m. Les transformateurs 132/33 KV, 20 MVA ont été fabriqués en 1985 et les cellules extérieures 33 kV ont été remplacées en 2000 par des cellules type AIS dans un bâtiment séparé.

#### *3.2.3.2.2. EQUIPEMENTS EXISTANTS A TORORO*

Actuellement, le poste 132/33 kV de Tororo présente les caractéristiques suivantes :

#### Équipement 132 kV:

- Poste ouvert 132 kV double jeu de barres, avec travée couplage
- Deux travées transformateurs 132/33 kV
- Cinq travées ligne, vers les postes de Nalubaale (\*2) (Chutes d’Owen), Lessos (\*2) et une vers Lira.

#### Transformateurs :

- Deux transformateurs de 20 MVA, 132/33 kV

#### Equipement de compensation d’énergie réactive

A la centrale, il n’y a pas d’équipement prévu pour la compensation.

#### Systèmes auxiliaires

Système d’alimentation 110 et 48 VDC non redondant, avec aucune possibilité d’extension.

#### Bâtiment de contrôle

La salle est grande, d’une superficie de 150 m<sup>2</sup>. Il y a assez d’espace pour le tableau et le relais de commande 220 kV.

La salle de télécommunication et la salle auxiliaire sont pleines.

Il y a des pièces disponibles suite au démontage de l’unité de compression de l’air.

Le bâtiment de commande n’a pas de système d’air climatisé.

En conclusion, les possibilités d’extension dans ce bâtiment sont limitées voir irréalisables pour les équipements 220 kV ; aussi, il est proposé de construire un nouveau bâtiment pour couvrir

les besoins du réseau 220 kV. Le bâtiment de contrôle existant sera cependant maintenu en service pour les besoins du réseau 132 kV.

#### Sous station

Il n’y a aucun espace disponible pour les équipements du réseau 220 kV.

#### Système de protections

Il n’existe pas actuellement d’équipements relatifs au projet de l’Interconnexion.

#### Contrôle Commande

Les équipements existants regroupent :

- Au niveau de la travée une commande de secours depuis le coffret de commande locale (LCP) dans le poste ;
- Un contrôle local de la travée depuis un mimic situé en face avant de l’armoire de commande.
- Contrôle commande centralisé 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’existe pas d’équipements relatifs au projet d’Interconnexion.

#### *3.2.3.2.3. TRAVAUX PREVUS DANS LE CADRE DU PROJET NELSAP*

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

- H P KU 002B / Septembre 2007
- H P KU 012A / Septembre 2007

#### Appareillage 220kV

Il est proposé de construire un nouveau poste 220 kV

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 220 kV de Tororo. Un choix similaire a déjà été fait pour le poste 220 kV de la centrale de Bujagali.

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 donc :

- 4 travées départ ligne 220kV (Bujagali 1 et 2, Lessos 1 et 2) 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 travée couplage jeux de barres (barres tubulaires)
- 2 travées réactance 220 kV côté ligne, sans interrupteur. Cependant, on prévoira l’espace suffisant pour installer plus tard les disjoncteurs.
- 4 raccordement pour réactance shunt 220 KV (pour chaque ligne 220 KV), sans disjoncteur (le layout comprendra les réservations nécessaires pour installer ultérieurement les disjoncteurs)
- 4 réactances shunt 10 MVAR, YN 230 KV avec bobine de compensation de point neutre de 4840 Ohm
- 2 bancs de condensateur 25 MVAR 230 kV connectées en étoile, avec limitation du courant d’appel et TC de vérification d’équilibrage.
- Bâtiment de commande du poste 220 kV avec auxiliaires courant alternatif et courant continu

Il est à noter que UETCL prévoit l’extension du poste 220 KV par deux travées départ transformateur pour l’alimentation du réseau 220/132 kV dans un autre projet.

Il est recommandé d’étendre les jeux de barres 220 kV pour couvrir cette demande avec la mise en place du projet NELSAP.

#### Appareillage 132kV

En raison de la nouvelle ligne 220 kV de Bujagali, l’entrée existante de la ligne 132 kV de Lira au poste 132 kV a besoin d’être déplacée à l’intérieur du projet NELSAP. Dans cette optique, il faut prévoir :

- La fourniture d’un nouveau portique de ligne avec les isolateurs et accessoires, ainsi que le déplacement de la ligne 132 kV de Lira du portique existant vers le nouveau.
- La fourniture de environ 115 m de câbles triphasés 132 kV, avec boîtes à câbles, parafoudres, et charpentes, du portique existant au nouveau.

Il est à noter que UETCL a l’intention d’étendre le poste 132 kV par deux travées transformateur 220/132 kV dans le cadre d’un autre projet.

#### Transformateurs

Aucun

Cependant, on peut noter que UETCL a l’intention d’installer deux transformateurs 220/132 kV pour l’interconnexion des réseaux 220 et 132 kV dans le cadre d’un autre projet.

#### Equipement de compensation de puissance réactive

Comme indiqué ci-dessus, 4 réactances 10 MVAR 230 kV YN (connectées en étoile) devraient être installées sur les lignes de Bujagali et lessos pour compenser leur charge capacitive et supporter une refermeture automatique rapide monophasée., ces condensateurs ne posséderont pas de commande.

#### Systèmes auxiliaires

De nouveaux systèmes auxiliaires complets sont nécessaires pour les équipements 220 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 des équipements de la station 132 kV ou du réseau de distribution basse tension local.

Un onduleur sera fourni pour alimenter l'équipement d'Interface Homme Machine (HMI) du contrôle commande du poste

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

#### Bâtiment de contrôle

On devra construire un nouveau bâtiment avec air conditionné pour abriter les systèmes secondaires et auxiliaires de l'appareillage 220 kV, comme les possibilités d'extension du bâtiment de contrôle 132/33 kV sont limitées.

#### Superficie du poste

La superficie actuelle n'est pas suffisante pour le poste 220 kV proposé. Un terrain supplémentaire de 125 x 150m, soit 18750 m<sup>2</sup> devrait être obtenu par UETCL. Il ne devrait pas y avoir d'obstacle comme les régions voisines sont libres. Les entrées des lignes 33 kV doivent cependant être déplacées par extension des câbles 33 kV de connexion.

#### Systèmes de Protection 220 kV

##### **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 les lignes de Bujagali, la protection différentielle sera intégrée dans un schéma trois branches de manière à prendre en compte l’absence de disjoncteur de réactance.

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 au cas où la réactance ne serait pas connectée à la ligne pour quelque raison que ce soit.

#### **Protection de la réactance shunt :**

La principale protection recommandée pour les réactances shunt est constitués d’appareils mécaniques inclus dans la réactance, tels que le relais Buchholz, le détecteur de température d’huile ou des enroulements, et le relais de surpression.

Il est proposé d’utiliser la protection de terre restreinte comme la protection de la réactance. Cette protection déclenche instantanément pour tout défaut interne phase – terre. La protection Max I est recommandée pour tout défaut interne phase – phase. Une protection homopolaire connectée au point neutre de la réactance est utilisée comme protection de secours pour les défauts terre et comme protection principale pour la discordance des pôles du disjoncteur.

De plus, la protection distance peut être utilisée comme protection de secours de la réactance, même en cas de non détection.

Comme la réactance ne serait pas manœuvrée, tous les ordres de déclenchement des protections seront transmis au disjoncteur amont via les canaux de téléprotection des équipements de communication.

#### **Protection du banc de condensateur :**

Les protections du banc de condensateur comprennent une détection de déséquilibre, de surcharge et de minimum de courant.

La protection de déséquilibre devra détecter les déséquilibres du banc de condensateur suite à des capacités en défaut (fusible activé), alors que la protection à minimum de courant doit éviter de reconnecter le banc de capacité lorsqu’une chute de tension de courte durée se produit.

Comme les surcharges des condensateurs sont principalement causées par les surtensions, la protection de surcharge peut en principe être implémentée par un simple relais de surtension. Cependant comme les bancs de condensateur sont connectés en série avec des limitations de courant d’appel, il est recommandé que la protection de surcharge soit basée sur une mesure du signal de courant qui est corrigé afin de correspondre à la tension actuel au banc de condensateur.

Pour les défauts disjoncteur, la protection défaut disjoncteur avec déclenchement direct (DIT) des circuits adjacents doit être mise en œuvre.

Les disjoncteurs d’enclenchement du banc de condensateur doivent être à commande simple pôle et avec système de synchronisation au passage à Zéro de la sinusoïde de la tension.

Comme les bancs de condensateur sont prévus pour augmenter la tension, le système de commande doit être basé sur une régulation automatique de tension. Le module de régulation de tension doit être raccordé au TP du jeu de barres

### **Protection couplage :**

Une simple protection Max I / défaut terre est considérée suffisante pour la protection du couplage.

Pour les défauts disjoncteur, la protection défaut disjoncteur avec déclenchement direct (DIT) des circuits adjacents doit être mise en œuvre.

### **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.

### Contrôle Commande

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 armoires de contrôle commande (BCU en anglais) 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 SCADA et Télétransmission.

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.

### 3.2.4. CARACTERISTIQUES ENVIRONNEMENTALES AU KENYA

	Intérieure	Extérieure
Température de l'air ambiant		
Maximum	35 °C	35 °C
Moyenne sur 24 heures, max.		25 °C
Minimum	+10 °C	+7 °C
Humidité	90 %	100 %
Accélération sismique	0,1 g	
Niveau kéraunique	100Td/an	
Moyenne annuelle des pluies	1100 mm	

### 3.2.5. CARACTERISTIQUES ÉLECTRIQUES DES POSTES DU KENYA

Tableau n° 4 - CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES DES POSTES DU KENYA

#### Réseau 132 kV

Tension d'exploitation maximale :	145 kV, triphasé, 50 Hz
Régime de neutre	Neutre solidement mis à la terre :
Tension de tenue aux chocs :	750 kV niveau de crête
Tension nominale de tenue à fréquence industrielle de courte durée :	325 kV
Tenue aux courts-circuits :	31,5 kA, 1 s/80 kA
Ligne de fuite :	30 mm/kV

### **Réseau 220 kV proposé**

Tension d'exploitation maximale :	245 kV, triphasé, 50 Hz
Régime de neutre:	Neutre solidement mis à la terre :
Tension de tenue aux chocs :	1050 kV niveau de crête
Tension nominale de tenue à fréquence industrielle de courte durée :	460 kV
Tenue aux courts-circuits :	31,5 kA, 1 s/80 kA
Ligne de fuite :	30 mm/kV

#### **3.2.5.1. POSTE DE LESSOS**

##### *3.2.5.1.1. GENERALITES*

Le poste de Lessos 220/132 kV est situé à 350 km au nord-ouest de Nairobi et à une altitude de 2 140 m. Le poste a été installé en 1954, a été remplacé en 1984 et modifié en 1991 (une ligne 220 kV vers Turkwel et 2 transformateurs 220/132kV).

##### *3.2.5.1.2. EQUIPEMENT ACTUEL*

#### Équipement 220 kV

- Poste ouvert avec sectionnement du jeu de barres 4/3, 1 tube, actuellement 3 disjoncteurs
- une travée de ligne (Turkwel)
- deux travées de transformateur 220/132 kV
- le pas de travée est de 15,00 m

#### Équipement 132 kV

- Poste ouvert avec sectionnement du jeu de barres 4/3, 1 tube
- deux travées transformateur 220/132 KV
- six travées de ligne (2 x Tororo, 2 x Juja Road, 1 x Eldoret, 1 x Muhoroni)

#### Transformateurs

- deux transformateurs 220/132, 75/75/15 MVA (entre jeu de barres)
- un transformateur 132/33, 20 MVA alimentation réseau

#### Equipement de compensation de l'énergie réactive

- deux inductances shunt à isolation d'huile, 15 Mvar, 11 kV, raccordé au tertiaire des transformateurs entre jeu de barres

#### Systèmes auxiliaires

- Un système 110 VDC avec de nouvelles batteries alcaline pour les auxiliaires du réseau 132 kV

- Un double système 110 VDC et 48 VDC pour les auxiliaires du réseau 220 kV et pour l’alimentation du réseau de communication. Possède une capacité et des possibilités d’extension suffisantes pour les besoins du projet NELSAP.
- Un système 400/230 VAC avec capacité suffisante et des extensions pour les besoins du projet NELSAP.

#### Bâtiment de contrôle

Le bâtiment de contrôle est constitué des pièces suivantes : salle de commande, salle de relais de protection, trois pièces pour batteries, salle de messagerie, salle radio, salle de transmission radio, salle de bains /toilettes, bureau et entrée principale.

La salle de commande est pleinement occupée et un mur doit être enlevé pour pouvoir placer un nouveau tableau de commande 220 kV, il y a assez d’espace dans la salle de relais.

#### Zone du poste

Il y a un terrain de 20 m derrière la clôture de KPLC. Un tube de plus peut être installé sans devoir déplacer la clôture. Il est possible d’obtenir plus de terrain pour un autre tube.

Si la ligne 220 kV vers Olkaria était installée, le pylône d’arrêt de la ligne 132 kV d’Eldoret serait démantelé et un petit câble de connexion 132 KV serait nécessaire.

La ligne 220 kV Turkwel devrait être déplacée vers une autre travée pour éviter de croiser les nouvelles lignes 220 kV vers Tororo.

#### Système de protections

Il n’existe pas d’équipements relatifs au projet de l’Interconnexion.

#### Contrôle Commande

Les équipements existants regroupent :

- Au niveau de la travée une commande de secours depuis le coffret de commande locale (LCP) dans le poste ;
- Contrôle commande centralisé depuis un pupitre conventionnel (RCP) situé dans le poste de contrôle ; le pupitre ne peut être étendu aux besoins du projet NELSAP.
- SCADA à partir du NCC via un (RTU) avec raccordement filaire. Voir les détails plus avant dans ce chapitre.

Il n’existe pas d’équipements relatifs au projet d’Interconnexion.

#### *3.2.5.1.3. TRAVAUX PREVUS DANS LE CADRE DU PROJET NELSAP*

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

- H P KU 003B / Septembre 2007
- H P KU 013A / Septembre 2007

#### Appareillage 220kV

Le poste existant 220 kV doit être étendu en double puis triple jeu de barres pour faciliter le raccordement de : deux lignes 220 kV, 2 bancs de condensateur et des réservations pour un 3<sup>ème</sup> transformateur (entre jeu de barres) et 2 lignes 220 KV vers Olkaria.

Les travaux comprennent :

- Un jeu de barres pour raccorder 3 baies; cependant, à ce stade, seulement 3 des 4 branches disjoncteur seront équipées. Le jeu de barres comprendra 2 baies lignes équipées avec des réactances
- Déplacer l’entrée de la ligne existante de Turkwel avec les circuits bouchons, transformateurs de mesure et parafoudres, à une nouvelle travée pour éviter des croisements avec les nouvelles lignes 220 kV de Tororo.
- Compléter la quatrième branche non équipée avec : un disjoncteur, deux sectionneurs, deux TCs triphasés, et accessoires.
- Extension des jeux de barres HB1 et HB2
- Extension des portiques
- Fourniture de transformateurs de mesures et parafoudres en remplacement de ceux déplacés de la travée Turkwel
- 2 travées réactance 10 MVAR, YN, 230 kV avec bobine de point neutre 4840 Ohm
- 2 travées banc de condensateur 25MVAR Y 230 KV, avec limitation du courant d’appel et TC de détection de déséquilibre.
- Remplacement des TCs du départ Turkwel (pas d’enroulements mesure)

Il est à noter que KPLC prévoit l’extension du poste 220 KV par deux travées lignes pour Olkaria dans le cadre d’un autre projet. L’espace prévu pour ces travées est pris en compte ici.

#### Appareillage 132kV

En raison du 3<sup>ième</sup> jeu de barres, l’entrée existante de la ligne 132 kV de Eldoret au poste 132 kV a besoin d’être déplacée à l’intérieur du projet NELSAP. Dans cette optique, il faut prévoir :

- La fourniture d’un nouveau portique de ligne avec les isolateurs et accessoires, ainsi que le déplacement de la ligne 132 kV de Eldoret du pylône existant vers le nouveau portique. Le pylône existant sera démonté
- La fourniture de environ 100 m de câbles triphasés enterré 132 kV, avec boîtes à câbles, parafoudres, et charpentes, du portique existant au nouveau.

#### Transformateurs

Aucun

#### Equipement de compensation de puissance réactive

Comme indiqué ci-dessus, 2 réactances 10 MVAR 230 kV connectées en étoile (avec bobine de point neutre 36 KV) devraient être installées sur les lignes de Tororo pour compenser la charge capacitive des lignes et supporter une refermeture automatique rapide monophasée. Ces réactances ne seront pas commandables.

De plus pour anticiper une importante montée de charge dans le futur proche, un banc de condensateur de 50 MVAR (commandable en 2 pas de 25 MVAR) sera installé pour supporter la tension.

#### Systèmes auxiliaires

Les équipements existants seront utilisés et étendus si nécessaire.

### Bâtiment de contrôle

Peu de modification du Génie Civil est à prévoir dans le bâtiment de contrôle 220kV. Principalement, il s’agit de déplacer la cloison entre la salle de contrôle et le hall d’entrée. Il faut de plus déplacer les chargeurs de batteries 48 VDC situés dans le hall d’entrée principal.

### Superficie du poste

La superficie actuelle n’est pas suffisante pour l’extension du poste 220 kV. Un terrain supplémentaire de 28 x 140 m, soit 3920 m<sup>2</sup> sur le coté nord devrait être obtenu par KPLC, ainsi que 4900 m<sup>2</sup> (30 \*150 m et 20\*20 m) du coté est. Il ne devrait pas y avoir d’obstacle car les terrains sont libres.

Les lignes 33KV existantes situées dans la future extension du poste 220 KV ( baies Fluospar-Kabarnet N°1 et Eldoret N°2) devront être re-routées : déplacement des pylônes d’arrêt et extension des câbles enterrés 33 KV vers les nouveaux pylône d’arrêt.

### Systèmes de Protection 220 kV

#### **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.
  - La protection différentielle sera intégrée dans un schéma trois branches de manière à prendre en compte l’absence de disjoncteur de réactance.

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 au cas où la réactance ne serait pas connectée à la ligne pour quelque raison que ce soit.

#### **Protection de la réactance shunt :**

La principale protection recommandée pour les réactances shunt est constitués d’appareils mécaniques inclus dans la réactance, tels que le relais Buchholz, le détecteur de température d’huile ou des enroulements, et le relais de surpression.

Il est proposé d’utiliser la protection de terre restreinte comme la protection de la réactance. Cette protection déclenche instantanément pour tout défaut interne phase – terre. La protection Max I est recommandée pour tout défaut interne phase – phase. Une protection homopolaire connectée au point neutre de la réactance est utilisée comme protection de secours pour les défauts terre et comme protection principale pour la discordance des pôles du disjoncteur.

De plus, la protection distance peut être utilisée comme protection de secours de la réactance, même en cas de non détection.

Comme la réactance ne serait pas manœuvrée, tous les ordres de déclenchement des protections seront transmis au disjoncteur amont via les canaux de téléprotection des équipements de communication.

#### **Protection du banc de condensateur :**

Les protections du banc de condensateur comprennent une détection de déséquilibre, de surcharge et de minimum de courant.

La protection de déséquilibre devra détecter les déséquilibres du banc de condensateur suite à des capacités en défaut (fusible activé), alors que la protection à minimum de courant doit éviter de reconnecter le banc de capacité lorsqu’une chute de tension de courte durée se produit.

Comme les surcharges des condensateurs sont principalement causées par les surtensions, la protection de surcharge peut en principe être implémentée par un simple relais de surtension. Cependant comme les bancs de condensateur sont connectés en série avec des limitations de courant d’appel, il est recommandé que la protection de surcharge soit basée sur une mesure du signal de courant qui est corrigé afin de correspondre à la tension actuel au banc de condensateur.

Pour les défauts disjoncteur, la protection défaut disjoncteur avec déclenchement direct (DIT) des circuits adjacents doit être mise en œuvre.

Les disjoncteurs d’enclenchement du banc de condensateur doivent être à commande simple pôle et avec système de synchronisation au passage à Zéro de la sinusoïde de la tension.

Comme les bancs de condensateur sont prévus pour augmenter la tension, le système de commande doit être basé sur une régulation automatique de tension. Le module de régulation de tension doit être raccordé au TP du jeu de barres

#### **Protection du jeu de barres :**



Il n’y a actuellement pas de protection jeu de barres à Lessos. Il faut en prévoir la fourniture, seulement seule une protection à 1 seule zone peut être envisagée en raison de l’architecture compliquée du jeu de barres.

#### Contrôle Commande

Les équipements de contrôle seront fournis et ceux existants étendus, en adéquation avec la pratique actuelle dans la sous station. Il faut noter que le pupitre 220 kV actuel ne peut être étendu, il faut donc le remplacer dans le cadre du projet NELSAP. D’autres extensions doivent être prises en compte (voir le chapitre SCADA et Teletransmission)

### 3.2.6. SCADA ET TÉLÉTRANSMISSIONS

#### 3.2.6.1. INTERCONNEXION OUGANDA - KENYA

L’interconnexion Bujagali – Tororo – Lessos sera exploitée en 220 kV. L’interconnexion Nalubaale – Tororo – Lessos restera exploitée en 132 Kv , bouclé cependant avec Bujagali.

Le circuit sera donc Nalubaale - Bujagali – Tororo – Lessos.

##### 3.2.6.1.1. *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 - Kenya, 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 220 kV.

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, le Kenya en tant que plus grand système devrait avoir la responsabilité principale de la régulation de fréquence, tandis que l’Ouganda devrait veiller à maintenir le courant de la ligne d’interconnexion dans les limites convenues.

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 kenyan 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.

#### 3.2.6.1.2. 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 en anglais - TASE.2).

Le logiciel d'échanges de données ICCP fonctionne sur le serveur SCADA , et utilise le réseau local pour la communication. Pour se connecter à un site distant, la liaison ICCP devrait connecter à travers (au moins) un routeur. Il devrait y avoir une connexion à un réseau à large bande (WAN en anglais) à E1 ( 2 Mb/s) pour la connexion au site distant. Celui-ci devrait être muni d'un routeur comme point d'entrée.

Les fonctions du système de NCC Ougandais sont jugées adaptées pour une opération interconnectée. Un affichage avec l'Erreur Momentané d'Echange variable (MW), l'Erreur Momentané d'Echange (MW-courbe), l'Erreur Cumulée d'Echange (MWh/heure) et l'Erreur Cumulée d' Echange (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:

- Projet NELSAP
  - Support technique pour le protocole ICCP
  - Réception de la liaison Ouganda - Kenya

#### 3.2.6.1.3. RTUS SCADA DE L'OUGANDA

Dans la mise à niveau du système de SCADA/EMS, les Terminaux de télécommande (RTUs en Anglais) 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 Kenya implique deux RTUs (ou Systèmes de Commande de postes - SCS en Anglais), Bujagali et Tororo.

Le RTU de Bujagali sera livré avec une capacité suffisante pour exploiter les deux travées lignes vers Lessos via Tororo.

Dans le poste 132/33 kV de Tororo, il y a un RTU existant du type ABB RTU 400. Il y a quatre alternatives de RTU pour l'extension 220 kV de Tororo :

- Alt 1 : 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.

- Alt 2 : 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 .
- Alt 3 : Fourniture d’un nouveau RTU pour le 220 kV ; il y aurait 2 RTU à Tororo, un pour le 132 /33 kV, et le nouveau pour le 220 kV et les transformateurs 220 /132 kV.
- Alt 4 : Fourniture d’un nouveau Système de Commande de postes pour le 220 kV : dans ce cas, le RTU existant satisferait les besoins du réseau 132/33 kV, et le nouveau le 220 kV et les transformateurs 220 /132 kV.

Les alternatives 3 et 4 sont recommandées. Alt 4 est en ligne avec les recommandations du contrôle commande du poste 220 kV. Alt 2 n’est pas faisable en raison de la distance de câbles entre le bâtiment de contrôle 132 kV existant et le futur 220 kV (200m).

Eventuellement, le poste 132 kV de Tororo sera étendu par deux travées transformateurs 220/132 Kv . Le RTU 132 kV peut donc être étendu par des modules provenant du RTU de Mbarara Nord, qui doit être remplacé suivant ce rapport.

**Résumé des fournitures:**

- Pour le projet Bujagali
  - Fourniture d’un RTU de capacité suffisante à Bujagali
- Pour le projet NELSAP
  - Fourniture d’un SCS à Tororo 220 kV
- Pour le projet UETCL
  - Extension du RTU pour Tororo 132 kV, pour satisfaire les deux travées transformateurs 220/132 kV.

*3.2.6.1.4. CENTRE NATIONAL DE COMMANDE AU KENYA*

Le Centre National kenyan de Commande (NCC en anglais) et les centres régionaux sont actuellement améliorés, dans le cadre d’un sous projet du secteur de l’Energie. Le consultant pour la rénovation du SCADA et du système de télécommunication est Fichtner, Allemagne. La sélection des entreprises est bientôt terminée. La réception du système est programmée en 2009.

Les fonctions du nouveau Centre National kenyan de Commande (CNC) sont considérées compatibles avec le projet d’interconnexion. Il sera équipé d’un système de contrôle automatique de générations pour la sélection des centrales hydrauliques. En raison de l’interconnexion Ouganda - Kenya, le système sera équipé du Protocole de Transmission d’Intercentre (ICCP en anglais - TASE.2).

Un des centres régionaux de contrôle sera situé au poste de Lessos.

**Résumé des fournitures:**

- Pour le SCADA de KPLC et la rénovation des Télécommunications
  - Fourniture d’un routeur au CCN de Juja pour la liaison ICCP
- Pour le projet NELSAP
  - Support technique pour l’approbation du protocole ICCP
  - Réception de la liaison ICCP Ouganda – Kenya.

*3.2.6.1.5. RTUS SCADA AU KENYA*

Dans la mise à niveau du système de SCADA/EMS, il est prévu de remplacer tous les RTUs existants par de nouveaux. En complément, de nouveaux RTUs seront installés là où il n’y en avait pas. Les nouveaux RTUs utiliseront les protocoles CEI 60870-5-101. et -104, avec à minima deux ports de communication séparés simultanément.

L’interconnexion vers l’Ouganda implique deux RTUs (ou Systèmes de Commande de postes - SCS en Anglais), Lessos et Tororo.

Le RTU de Lessos doit être livré dans le cadre du projet SCADA et de rénovation des Télécommunications, avec une capacité suffisante pour satisfaire les deux travées lignes vers Tororo, et les extensions prévues par le système 220 kV de Lessos.

Dans le poste 132/33 kV de Tororo, il y a un RTU existant du type Asea collector 300. Le cadre contractuel pour l’obtention d’un RTU à Tororo devrait être revu en liaison avec l’interconnexion 220 kV.

Il y a sept alternatives pour le RTU de Tororo :

- Alt 1 : 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 les cartes I/O additionnelles sont très chères.
- Alt 2 : 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 . Cependant, comme il est question de remplacer tous les RTUs, ces pièces de rechanges sont inutiles.
- Alt 3 : Fourniture d’un nouveau RTU pour le 220 kV ; il y aurait 2 RTU à Tororo, un pour le 132 kV, et le nouveau pour le 220 kV. Cependant, il est question de remplacer tous les RTUs.
- Alt 4 : Le RTU 220 kV pour UETCL indiqué sous l’item « 3.2.6.1.3.RTUS SCADA DE L’OUGANDA » serait un RTU deux ports exploités par les deux NCC de UETCL et KPLC. L’ancien RTU KPLC satisferait le réseau 132 kV. Cependant, il est question de remplacer tous les RTUs.
- Alt 5 : Le SCS 220 kV pour UETCL indiqué sous l’item « 3.2.6.1.3.RTUS SCADA DE L’OUGANDA » serait un SCS deux ports exploités par les deux NCC de UETCL et KPLC. L’ancien RTU KPLC satisferait le réseau 132 kV. Cependant, il est question de remplacer tous les RTUs
- Alt 6 : il n’y a pas de RTU KPLC à Tororo, comme les données en temps réel pour KPLC sont disponibles par le lien intercentre (ICCP). Dans ce cas, l’ancien RTU KPLC serait détruit.
- Alt 7 : La liaison ICCP est la jonction principale, et un RTU (ou SCS) des Alt. 4 ou 5 tient lieu de secours.

L’ alternative 6 est recommandée. Dans le cas où KPLC souhaite avoir un RTU à Tororo, UETCL devrait avoir réciproquement un RTU à Lessos. Cependant, cette configuration semble inutile en raison de la liaison ICCP.

#### **Résumé des fournitures:**

- Pour le SCADA de KPLC et la rénovation des Télécommunications
  - Fourniture d’un RTU de capacité suffisante à Lessos.
- Pour le projet NELSA
  - Supprimer le RTU KPLC à Tororo.

#### *3.2.6.1.6. TELECOMMUNICATIONS*

Les services actuels qui utilisent les télécommunications entre UETCL et KPLC sont :

- Téléphone opérationnel
- RTU KPLC à Tororo

La communication se fait par une liaison CPL (Courant Porteur Lignes) sur la ligne 132 kV Tororo – Lessos.

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

- Téléprotection
- Liaison ICCP (à E1 2 Mbits/s) (Lugogo NCC – Juja rd NCC)
- Téléphone Opérationnel
- Ligne directe entre les centres de commande (NCC de Lugogo – Juja rd NCC)
- RTU KPLC à Tororo (si existe)
- RTU UETCL à Lessos (si existe)

On propose que les moyens en télécommunication soient une liaison à fibres optiques (OPGW) sur l'interconnexion 220 kV Tororo – Lessos, 24- fibres, monomode. On propose que la liaison par CPL sur la ligne 132 kV Tororo – Lessos soit maintenue en secours.

#### 3.2.6.1.7. TELECOMMUNICATIONS OUGANDAISES

Le réseau de télécommunication est basé sur des liens en fibre optique (OPGW et câbles enroulés), 24-fibres monomode. Les borniers des fibres optiques, à, entre autre, Lugogo , Nalubale et Tororo 132, fournissent l'interface décrite ci dessous, 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, le bornier fibres optiques de Bujagali est censé être fourni dans le projet de Bujagali.. Le bornier fibre optique à Tororo 132 devra être étendu pour établir la liaison avec Lessos. Le cheminement à travers Tororo au NCC de Lugogo peut exiger des cartes d'interface supplémentaires 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). Cependant, une matrice de type 10XXXX est programmée dans tous les autocommutateurs pour l'accès au réseau téléphonique de KPLC. Cela implique que l'autocommutateur à Tororo 132 soit configuré pour transférer et réaliser une conversion de numérotage de 10XXXX à XXXX vers le Kenya.

#### Résumé des fournitures:

- Projet Bujagali
  - Fourniture d'un bornier fibre optique à Bujagali
  - Fourniture d'une liaison de télécommunication du RTU de Bujagali au NCC de Lugogo
  - Fourniture des téléphones opérationnels à Bujagali
  - Réarrangement des CPL en relation avec la boucle 132 kV à Bujagali
- Projet NELSAP
  - OPGW sur l'interconnexion 220 kV Bujagali – Tororo – Lessos;
  - Evolution du terminal fibres optiques à Tororo 132;

- Acheminement de la liaison ICCP (E1 2 Mbits/s) du NCC Lugogo à travers Tororo vers le NCC de Juja Rd
- Acheminement d’une ligne directe du NCC Lugogo à travers Tororo vers le NCC de Juja Rd
- Intégration d’une interface d’autocommutateurs téléphoniques à Tororo au Kenya par la liaison fibres optiques ( en maintenant l’autocommutateur téléphonique à Tororo sur les CPL en secours)

3.2.6.1.8. *TELECOMMUNICATIONS AU KENYA*

la mise à niveau du système de SCADA/EMS et des télécommunications consistera à fournir un réseau de télécommunication basé sur une liaison par fibres optiques (OPGW), 48 brins, monomode. A chaque extrémité de la ligne optique SDH STM-1 à, entre autres, Juja Rd et Lessos, se trouveront deux brasseurs multiplexeurs totalement équipés.

En ce qui concerne la nouvelle interconnexion, le terminal fibres optiques de Lessos devra être équipé pour accepter la liaison par fibres optiques vers Tororo. Il peut être nécessaire d’avoir à ajouter des cartes d’interface à des postes intermédiaires dans la liaison reliant Lessos au NCC de Juja Rd. Il est possible de fournir un terminal fibres optiques à Lessos et une liaison OPGW vers le NCC de Juja Rd dans le projet d’évolution du SCADA/EMS et du système de télécommunications.

Le système opérationnel de téléphone de KPLC est conservé comme indiqué dans le projet, excepté l’ajout d’un PAX au RCC de Mt Kenya, et la mise à niveau associée des PAX à d’autres RCCs et NCC.

**Résumé des fournitures:**

- Mise à niveau du SCADA de KPLC et des Télécommunications :
  - Fourniture d’un terminal fibres optiques à Lessos.
  - Acheminement de la liaison ICCP (E1 2 Mbits/s) du NCC de Juja Rd à travers Lessos vers le NCC de Lugogo (provision)
  - Acheminement d’une ligne directe du NCC de Juja Rd à travers Lessos vers le NCC de Lugogo (provision)

Note. Dans la Mise à niveau du SCADA de KPLC et des Télécommunications, au moins pour le moment, il n’est pas mentionné dans le projet NELSAP d’interconnexion avec UETCL. Le projet assume que la connexion avec UETCL reste en l’état pour le moment.

- Project NELSAP
  - OPGW sur l’interconnexion 220 kV Bujagali – Tororo – Lessos;
  - Intégration d’une interface d’autocommutateurs téléphoniques à Lessos en Ouganda par la liaison fibres optiques (en maintenant l’autocommutateur téléphonique à Lessos en Ouganda sur les CPL en secours)

---

## 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. KENYA

(Tororo) – Frontière Ougandaise – lessos

Parameters de la ligne:

Longueur	127.21 km
Tension	220 kV
Circuits	2
Nombre et type de conducteur de phase	2 ACSR 240/40 Hawk
Nombre et type de câble de garde	1 GSW 70 + 1 OPGW 44
Isolateurs	U 120 BS ou composite
Portée moyenne	350 m
Nombre de pylônes	363

Estimation des coûts:

Tableau n° 5 - COUT DE LA LIGNE FRONTIERE OUGANDAISE - LESSOS

Description	Coûts / km USD	Coûts Totaux USD
1. Travaux divers	3 496	446 264
2. Fondations	15 266	1 948 705
3. Mises à la terre	2 641	337 124
4. Pylônes	61 241	7 817 414
5. Tests des pylônes	2 256	287 978
6. Isolateurs & accessoires	15 360	1 960 704
7. Accessoires des câbles de garde et CGFO	2 128	271 639
8. Conducteur and câble de garde	88 158	11 253 369
9. Rechanges	3 037	387 673
SUB-TOTAL	193 583	24 710 870
10. Supervision et assurance qualité des travaux	11 615	1 482 652
11. Aléas	19 358	2 471 087
TOTAL :	224 556	28 664 609

#### 4.1.2. OUGANDA

Bujagali – Tororo- Frontière Kenyane (-Lessos)

Paramètre de la ligne:

Longueur de la ligne (estimée)	127.65 km
Niveau de tension	220 kV
Circuit	2
Nombre et type de conducteurs par phase	2 ACSR 240/40 Hawk
Câbles de garde	1 GSW 70 + 1 OPGW 44
Isolateur	U 120 BS ou composite
Portée moyenne	350 m
Nombre de pylônes	363



Estimation des coûts :

Tableau n° 6 - COUT DE LA LIGNE BUJAGALI-TORORO- FRONTIERE KENYA)

Description	Coûts / km USD	Coûts Totaux USD
1. Travaux divers	3 496	446 726
2. Fondations	15 266	1 941 988
3. Mises à la terre	2 641	335 962
4. Pylônes	61 241	7 790 468
5. Tests des pylônes	2 256	286 986
6. Isolateurs & accessoires	15 360	1 953 946
7. Accessoires des câbles de garde et CGFO	2 128	270 703
8. Conducteur and câble de garde	88 158	11 214 579
9. Rechanges	3 037	386 337
SUB-TOTAL	193 583	24 625 693
10. Supervision et assurance qualité des travaux	11 615	1 177 542
11. Aléas	19 358	2 462 569
TOTAL :	224 556	28 565 804

## 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. EXTENSION DU POSTE DE LA CENTRALE HYDRAULIQUE DE BUJAGALI

Les coûts sont répartis sur les différents postes suivants:

Tableau n° 7 - COUT EXTENSION DU POSTE DE LA CENTRALE BUJAGALI

Items	Prix (en USD)
Disjoncteur 220 KV	731 000
Controle, Protection et Auxiliaires	484 900
SCADA et Telecom (inclus travaux NCC)	48 200
Génie Civil et structures	342 100
Montage et Installations	339 000
Pièces de rechange	73 700
Aléas (10%)	201 900
<b>Total Poste</b>	<b>2 220 800 USD</b>

Les études , la gestion du projet, la formation sont inclus dans le coûts du matériel

#### 4.2.2. POSTE TORORO

Les coûts sont répartis sur les différents postes suivants:

Tableau n° 8 - COUT DU POSTE TORORO

Items	Prix (en USD)
Disjoncteur 220 KV	2 954 000
Equipement 132 KV	137 900
Réactance série	5 400 000
Banc condensateur	1 201 500
Controle, Protection et Auxiliaires	1 502 020
SCADA et Telecom (inclus travaux NCC)	116 240
Génie Civil et structures	1 432 460
Montage et Installations	1 460 000
Pièces de rechange	324 800
Aléas (10%)	1 452 900
<b>Total Poste</b>	<b>15 981 800 USD</b>

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

#### 4.2.3. POSTE LESSOS

Les coûts sont répartis sur les différents postes suivants:

Tableau n° 9 - COUT DU POSTE LESSOS

Items	Prix (en USD)
Disjoncteur 220 KV	2 954 700
Equipement 132 KV	123 000
Réactance série	2 700 000
Banc condensateur	1 201 500
Control, Protection and Auxiliaires	1 037 260
SCADA and Tele (incl' travaux NCC)	154 700
GC et structures	852 940
Montage et Installations	1 132 000
Pièces de rechange	177 400
Aléas (10%)	1 033 400
<b>Total Substation</b>	<b>11 366 900 USD</b>

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

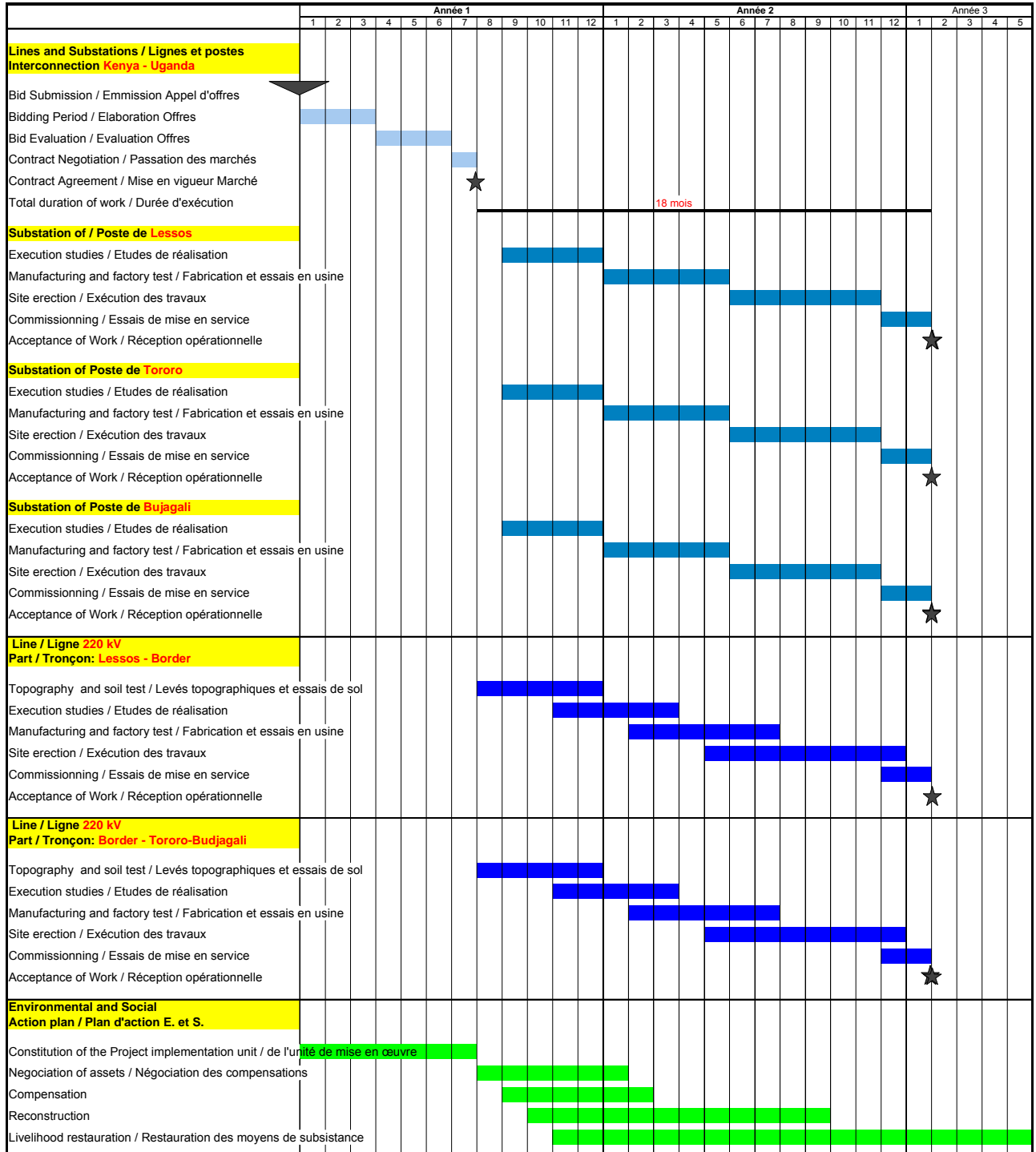
### 4.3. PROGRAMME DES TRAVAUX

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

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 2A – INTERCONNEXION OUGANDA – KENYA

**INTERCONNEXION: KENYA - UGANDA**  
 Project Schedule / Programme Prévisionnel de Travaux





---

## 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'ÉTUDE

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 2 couvre l'interconnexion Uganda-Kenya alors que le Volume 3 est consacré à l'interconnexion Rwanda-Ouganda. A partir de l'analyse du Volume 1, on remarque que l'interconnexion Ouganda-Kenya est principalement utilisée pour alimenter le réseau Kenyan pour le moyen et long terme par le futur surplus des centrales hydraulique Ougandaise. Mais en cas de déficit en Ouganda, après la mise en service de l'interconnexion, la ligne permettra d'alimenter en urgence depuis le Kenya, cette énergie peut alors aussi provenir de Tanzanie et/ou d'Ethiopie à travers d'autres projet d'interconnexion à grande échelle.

De la même manière, l'interconnexion Rwanda-Ouganda sera utilisée pour exporter les possibles excédents de l'Ouganda (région de Kivu), qui peut à son tour être aussi exportée vers le Kenya.

Par conséquent, il est clair que l'étude de l'interconnexion Rwanda-Kenya est également liée aux possibles options d'interconnexion Ouganda-Rwanda.

#### 5.1.2. APPROCHE GLOBALE DE L'ÉTUDE ECONOMIQUE

Etant donné que les liaisons sont évidentes entre les trois principaux réseaux interconnectés, l'approche globale d'analyse de l'interconnexion Rwanda-Kenya 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 :



#### 5.1.2.1. 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 :

##### 5.1.2.1.1. 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.

##### 5.1.2.1.2. 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.

#### 5.1.2.2. ANALYSE ECONOMIQUE COUTS-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 :

$Bli = Cri - Cpi$

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
<b>Brut - Mondial</b>	1 bbl = 158,98 l	60	1
<b>HFO Kenya (moyen)</b>	1 bbl	60	1
<b>Charbon Mombasa</b>	1 tonne	60	1
<b>IDO - Diesel (BCR)</b>	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 Ouganda – Kenya**

Niveau de tension :	220 KV
Longueur :	256 km
Mode de fonctionnement :	Exportations vers Kenya
Poste de départ au Ouganda :	Tororo
Poste d'arrivée en Rwanda:	Lessos
Capacité de transit :	100 MW en base, 150 MW max (Variante 1)
	250 MW en base, 300 MW max (Variante 2)

5.3. **CALCULS DES COUTS 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 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

<b>Production complémentaire (HSD) : diesel</b>	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 :

<b>Production complémentaire : diesel</b>	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.

L'annexe LDC Ouganda-Kenya, feuille placement 2017, montre l'effet d'une importante interconnexion entre l'Ouganda et le Kenya, avec une meilleure utilisation de l'hydro-électricité (peu coûteuse) en Ouganda, et une utilisation réduite des ressources thermiques (plus coûteuse) (généralement charbon) au Kenya.

##### 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 COUTS-AVANTAGES : OUGANDA-KENYA

### 5.5.1. ANALYSE DES COUTS ALTERNATIVE 1

#### 5.5.1.1. COUTS D'INVESTISSEMENT

Comme indiqué dans la description du projet proposé, la future interconnexion Uganda-Kenya sera composée de la ligne double terne Budjagali-Tororo-Lessos et des postes associés,

conçus pour une tension d'exploitation normale de 220 KV. Comme la plupart des grands ouvrages hydro-électriques seront disponibles en Ouganda à partir de 2013, Il a été considéré dans l'analyse coûts-avantages que cette nouvelle liaison serait mise à disposition en même temps.

Dans l'alternative 1 considérée ci après, il est considéré que cette interconnexion apportera une capacité additionnelle de transferts de 100 MW dans les 1ère années, et augmentera dans le long terme comme indiqué dans le volume 1.

Le résumé des coûts suivant est présenté à partir de la description de projet du Volume 2 :

Coûts en MUS\$	Ouganda	Kenya
Ligne Lessos-Frontière		29,3
Ligne Frontière Bujagali	28,2	
Postes de Lessos		9,7
Poste de Tororo	11,6	
Poste de Bujagali	2,2	
Acquisition des terrains	0,8	0,8
<b>Total</b>	<b>42,8</b>	<b>39,8</b>

#### 5.5.1.2. COÛTS 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.

#### 5.5.1.3. COMPARAISON DES COÛTS 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 Ouganda-Kenya 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	103	75%
Demande faible	70	95%
Demande élevée	167	75%
Taux d'escompte : 8%	133	NA
Taux d'escompte: 12%	81	NA
Coût des carburants : 80 US\$/bbl	156	80%
Coût des carburants : 60 US\$/bbl	51	60%

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 -0%. 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 26 MUS\$ (si en 2017). Il est intéressant de noter que dans ce cas, le bénéfice correspondant à la réserve apportée par l'interconnexion Ouganda-Kenya est exactement égale à son coût, ce qui signifie que même en cas de réduction importante du programme d'investissement hydraulique en Ouganda, l'interconnexion proposée reste économiquement intéressante.

## 5.5.2. ANALYSE DES COUTS POUR LA VARIANTE 2

### 5.5.2.1. COUTS D'INVESTISSEMENT

Pour la Variante 2, une capacité de transport maximale de 250 MW est envisagée, ce qui est possible grâce à la ligne 220 kV double terre, décrite dans la Variante 1 ci-dessus. Les mêmes coûts ont été envisagés :

Coûts en MUS\$	Ouganda	Kenya
Ligne Lessos-Frontière		29,3
Ligne Frontière Bujagali	28,2	
Postes de Lessos		9,7
Poste de Tororo	11,6	
Poste de Bujagali	2,2	
Acquisition des terrains	0,8	0.8
<b>Total</b>	<b>42,8</b>	<b>39,8</b>

#### 5.5.2.2. COUTS 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.

#### 5.5.3. COMPARAISON DES COUTS ET AVANTAGES

La valeur actualisée nette de la Variante 2 pour l’interconnexion Ouganda-Kenya 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	247	>100%
Demande faible	178	>100%
Demande élevée	312	>100%
Taux d’escompte : 8%	293	NA
Taux d’escompte: 12%	212	NA
Coût des carburants : 80 US\$/bbl	364	>100%
Coût des carburants : 60 US\$/bbl	130	>100%

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 64 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. KENYA

##### 5.6.1.1. STRUCTURE DU SECTEUR ELECTRIQUE

Les activités du secteur de l’énergie (production, transport et distribution d’électricité) ont leur fondement légal dans la loi sur l’électricité adoptée le 22 Décembre 1997. La production d’électricité est ouverte au secteur privé, avec un acteur principal dans le processus de privatisation (KenGen) et plusieurs producteurs indépendants (IPP). Le secteur de la transmission et de la distribution est encore sous le monopole de KPLC, qui est aussi le seul

acheteur d’énergie électrique, soit de KenGen, soit des producteurs indépendants, soit des lignes d’interconnexion avec les pays voisins (actuellement seulement avec UETCL en Ouganda). Ces achats sont contractualisés individuellement entre KPLC et chacune des entités ci-dessus.

KPLC a aussi l’exclusivité de la vente aux consommateurs, avec des tarifs régulés par le Conseil de Régulation de l’Electricité (Electricity Regulation Board ERD).

Cependant, dans un futur proche ERB sera suffisamment organisé pour garantir la compétitivité dans le secteur de l’énergie, en particulier dans les secteurs de la production et de la transmission, ce qui devrait amener des investisseurs privés sur ces secteurs. La conduite du futur projet d’interconnexion Ouganda-Kenya par un privé ou une association privé-public devrait être réalisable d’ici quelques années.

#### 5.6.1.2. TARIFS DE L’ELECTRICITE

ERB détermine les tarifs de la transmission et de la distribution d’énergie électrique. La structure tarifaire et les conditions de fourniture devront prendre en compte toutes les dépenses raisonnablement justifiables et un taux de rentabilité raisonnable pour les fournisseurs. Il est prévu que le Kenya aura d’ici 3 ans un tarif pour l’ouverture de la transmission de l’électricité, qui sera la base du prochain marché de l’électricité, marché concurrentiel dans les secteurs de la production et de la distribution. Cette politique tarifaire devrait faciliter l’organisation de la future entité de gestion de l’interconnexion comme une organisation classique d’opérateur de transmission entre l’Ouganda et le Kenya.

#### 5.6.1.3. REGLES GENERALES D’INVESTISSEMENT DANS LE SECTEUR ELECTRIQUE

Un des aspects important de la législation qui concerne les projets d’interconnexion est la possibilité d’exproprier pour des besoins d’utilité publique. Les expropriations pour la production et la transmission doivent être autorisées par le Ministère et respecter les règles de la section 110 de l’ « Electricity Power Act ». 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 sont règlementés et protégés par le « Foreign Investment Protection Act » (FIPA) dans lequel aucune limite n’apparaît sur le pourcentage de participation de fonds étrangers dans une entreprise installée au Kenya. Cependant, une préférence est accordée aux projets incluant en particulier une forte participation Kenyane, ou des possibilités d’exportation ou de création d’emplois localement...

### 5.6.2. OUGANDA

#### 5.6.2.1. 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.

#### 5.6.2.2. 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.

#### 5.6.2.3. 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.

#### 5.6.3. INTERCONNEXION OUGANDA-KENYA : 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 UETCL - KPLC :

Dans ce cas, il y aurait un accord entre les deux sociétés (similaire à celui régissant l'interconnexion existante), 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 KPLC 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 au Kenya dans quelques années, avec des producteurs et de grands consommateurs/fournisseurs d'électricité ayant un accès ouvert au réseau. En Ouganda, des avancées sont nécessaires au niveau légal, mais ceci est réalisable d'ici quelques années et le gouvernement à la volonté



d'améliorer la concurrence et l'investissement étranger dans ce 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 essentiellement des transferts de base de l'Ouganda vers le Kenya. L'ensemble investissement + coût de conduite et de maintenance, calculé pour le scénario de base de 2013 à 2030 est de 63 Millions US\$, pour un transfert global d'énergie de 4259 GWh.

Un calcul très simplifié montre que le coût moyen de transmission serai de 1.5 US\$cents/kWh. Cela signifie qu'un tarif de 1.5 cents/kWh garantira un retour sur l'investissement global de 10 %.

##### 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 : 1,5 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 22% 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 Ouganda-Kenya 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.
- 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 Ouganda-Kenya (avec l'interconnexion Rwanda-Ouganda) 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.
- Le projet peut être exécuté sans problème particulier par l'UECTL et le KPLC. Il est aussi possible de le mettre en œuvre par des investisseurs privés ou des privés+public. Ceci peut être réalisé moyennant une adaptation du cadre juridique des secteurs électriques de l'Ouganda (avec un effort particulier) et du Kenya, afin de permettre l'exploitation par des Opérateurs de Réseaux de Transport indépendants, avec un système tarifaire adapté correspondant ; cela devrait aussi être 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**



# KENYA - UGANDA 220 kV OHTL INTERCONNECTION



**Bujagali S/S**

**Tororo S/S**

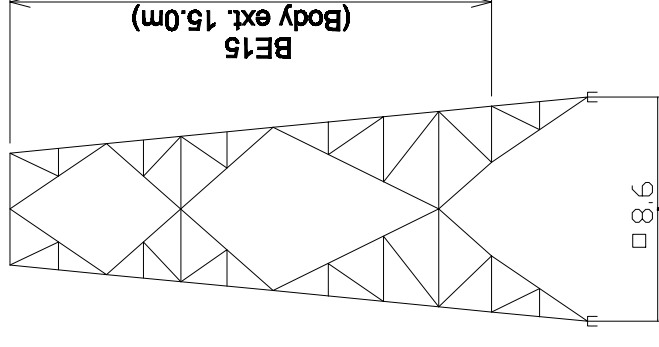
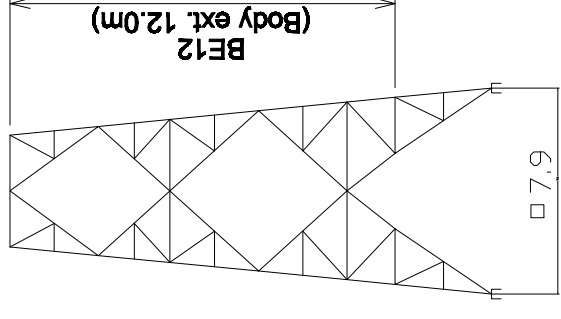
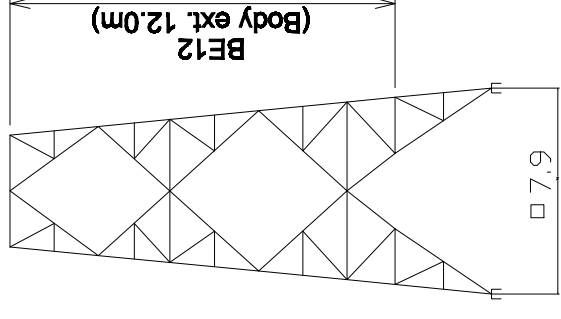
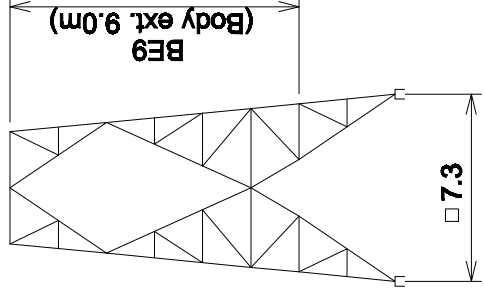
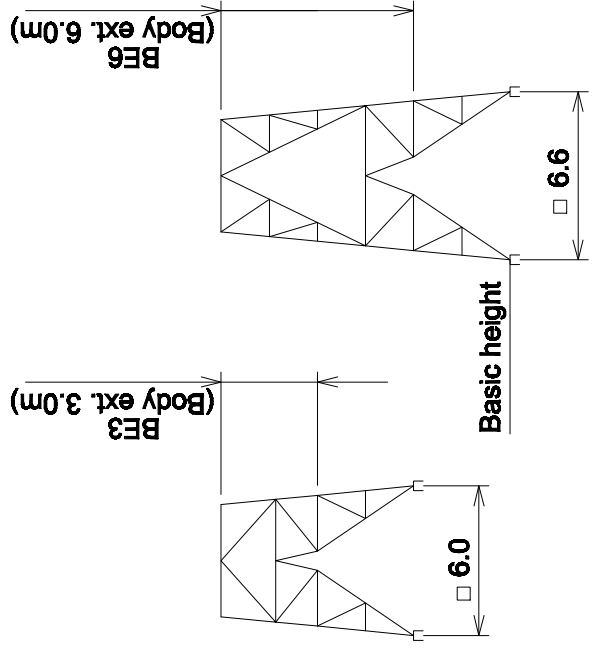
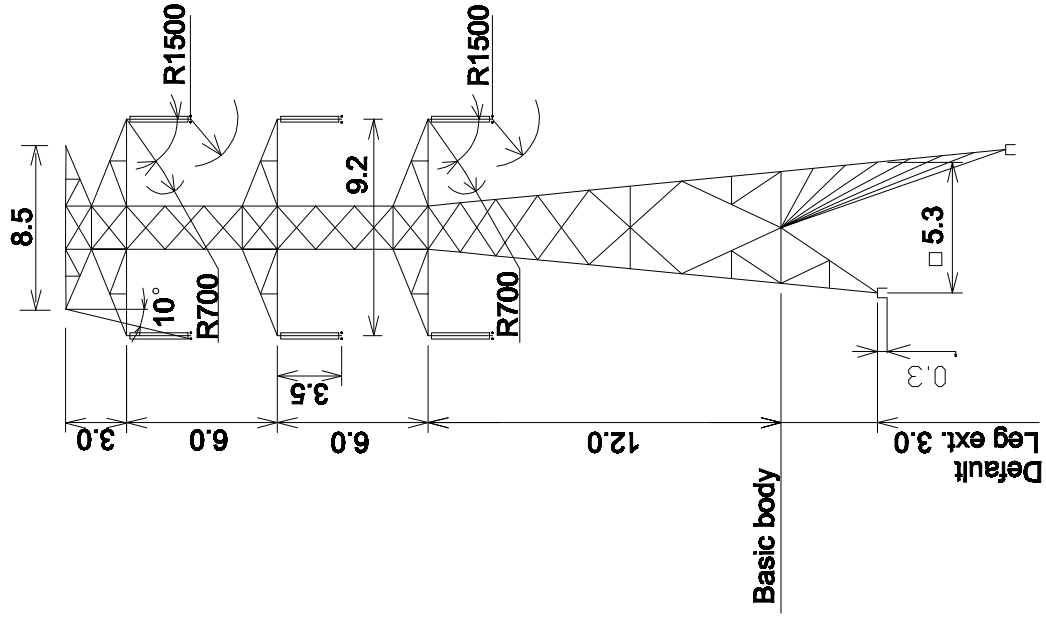
**Lessos S/S**



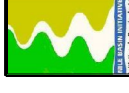
**ANNEXE B : EPURE DES PYLONES**







ECHELLE 0 1 2 3 4 5 METRES



**NELSAP**  
STUDY ON THE INTERCONNECTION  
THE ELECTRICITY  
NETWORKS OF THE NILE  
EQUATORIAL LINES  
COUNTRIES

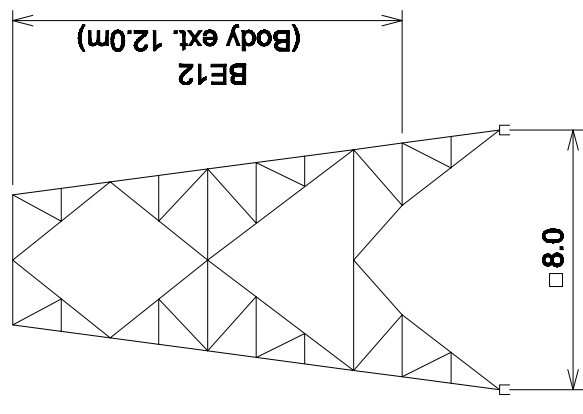
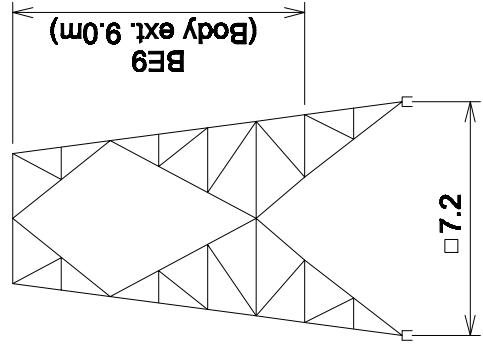
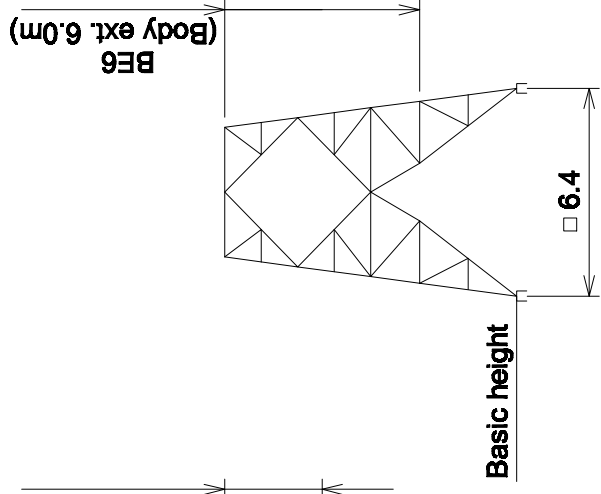
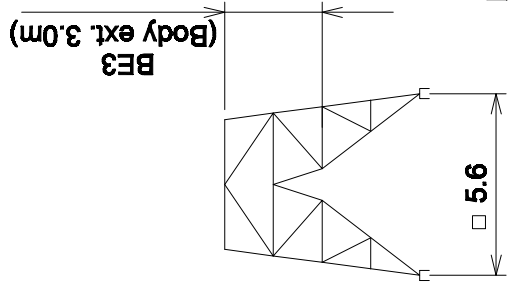
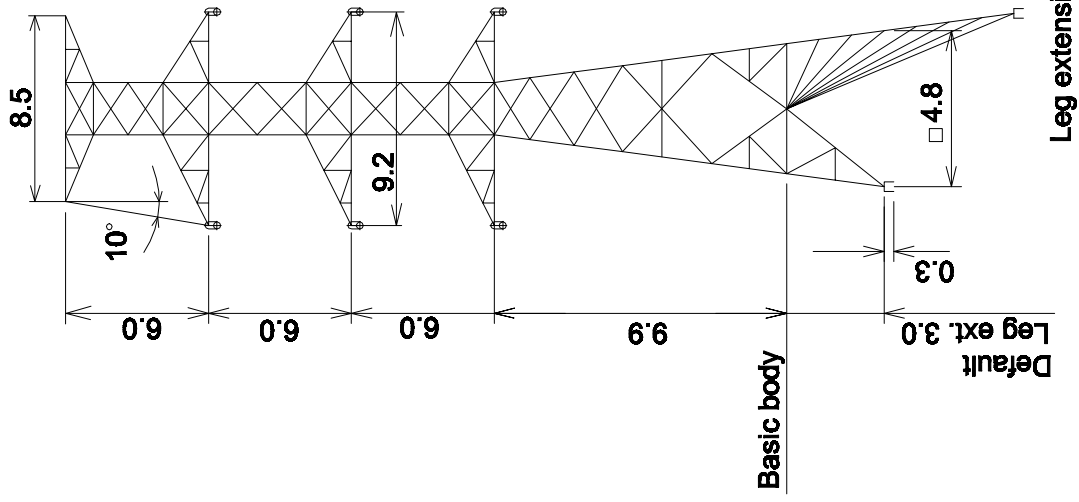
**PAALEN**  
ETUDE D'INTERCONNECTION  
DES RESEAUX ELECTRIQUES  
DES PAYS DES LACS  
EQUATORIAUX DU NIL

PREFEASIBILITY REPORT / RAPPORT DE PREFEASIBILITE

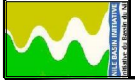
**KENYA- UGANDA - INTERCONNECTION**  
220 KV SUSPENSION TOWER - DOUBLE CIRCUIT  
OUTLINE DRAWING



N° H L KU 110 a  
Date : 26 April 2007



ECHELLE 0 1 2 3 4 5 METRES



**NELSAP**  
STUDY ON THE INTERCONNECTION  
THE ELECTRICITY  
NETWORKS OF THE NILE  
EQUATORIAL LAKES  
COUNTRIES

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

FEASIBILITY REPORT / RAPPORT DE FAISABILITE  
**KENYA - UGANDA - INTERCONNECTION  
220 KV TENSION TOWER - DOUBLE CIRCUIT  
OUTLINE DRAWING**



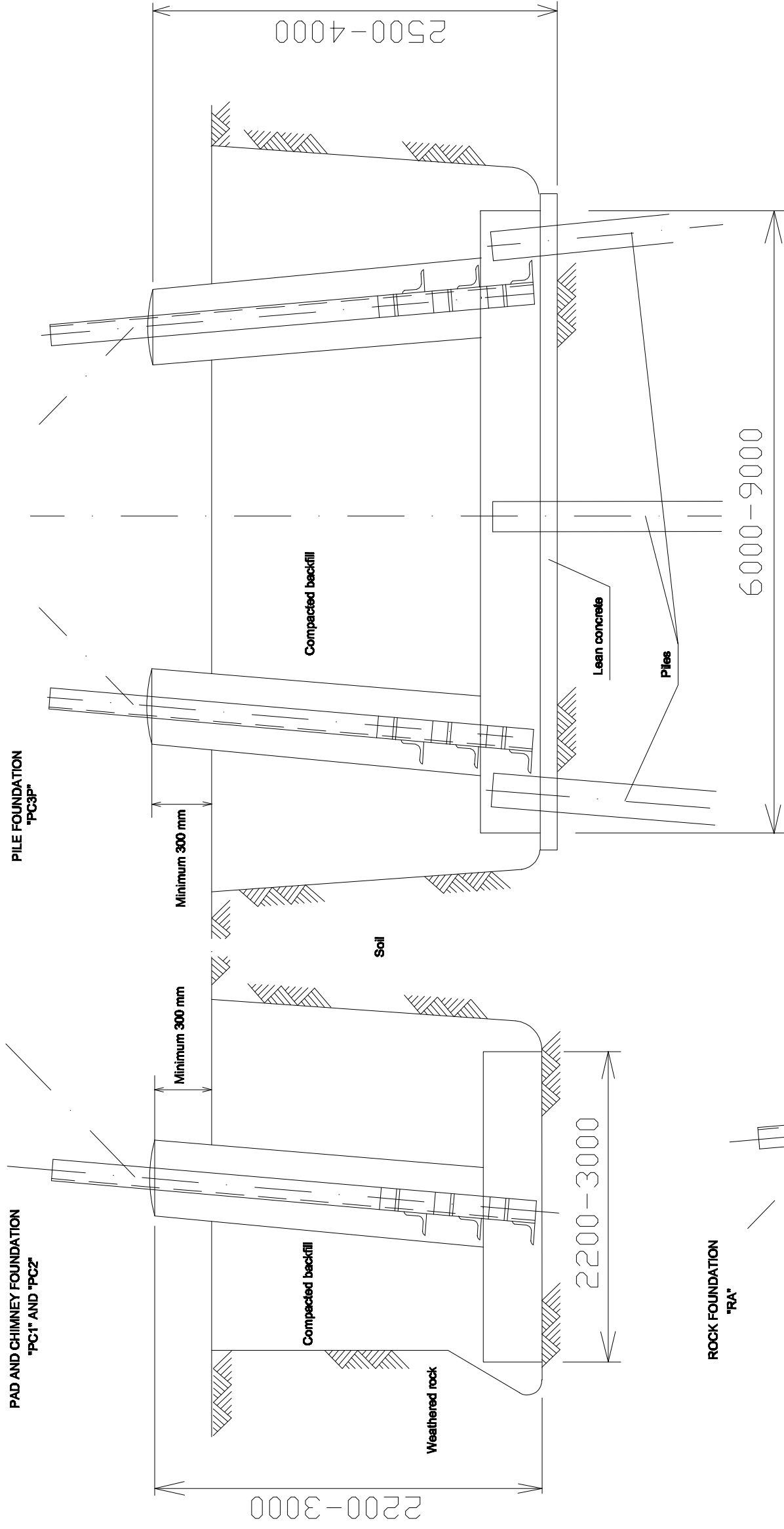
N° H L KU 111 a  
Date : 26 April 2007

**ANNEXE C : FONDATIONS**

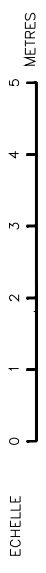
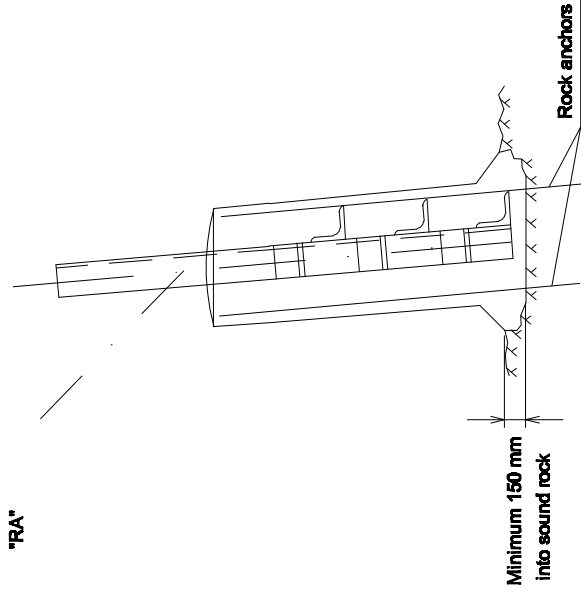


PAD AND CHIMNEY FOUNDATION  
"PC1" AND "PC2"

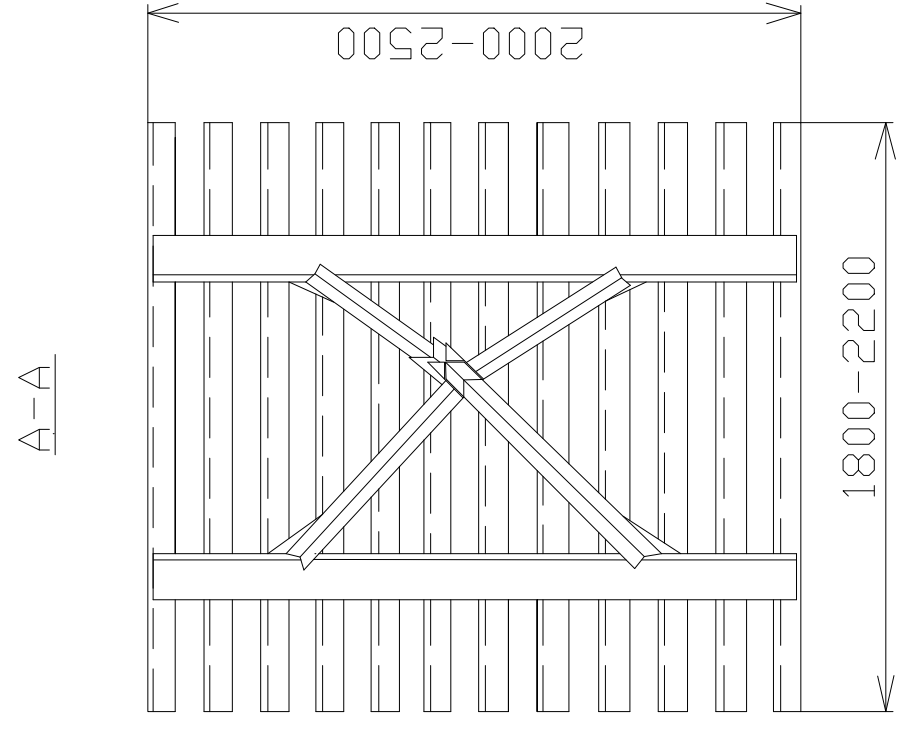
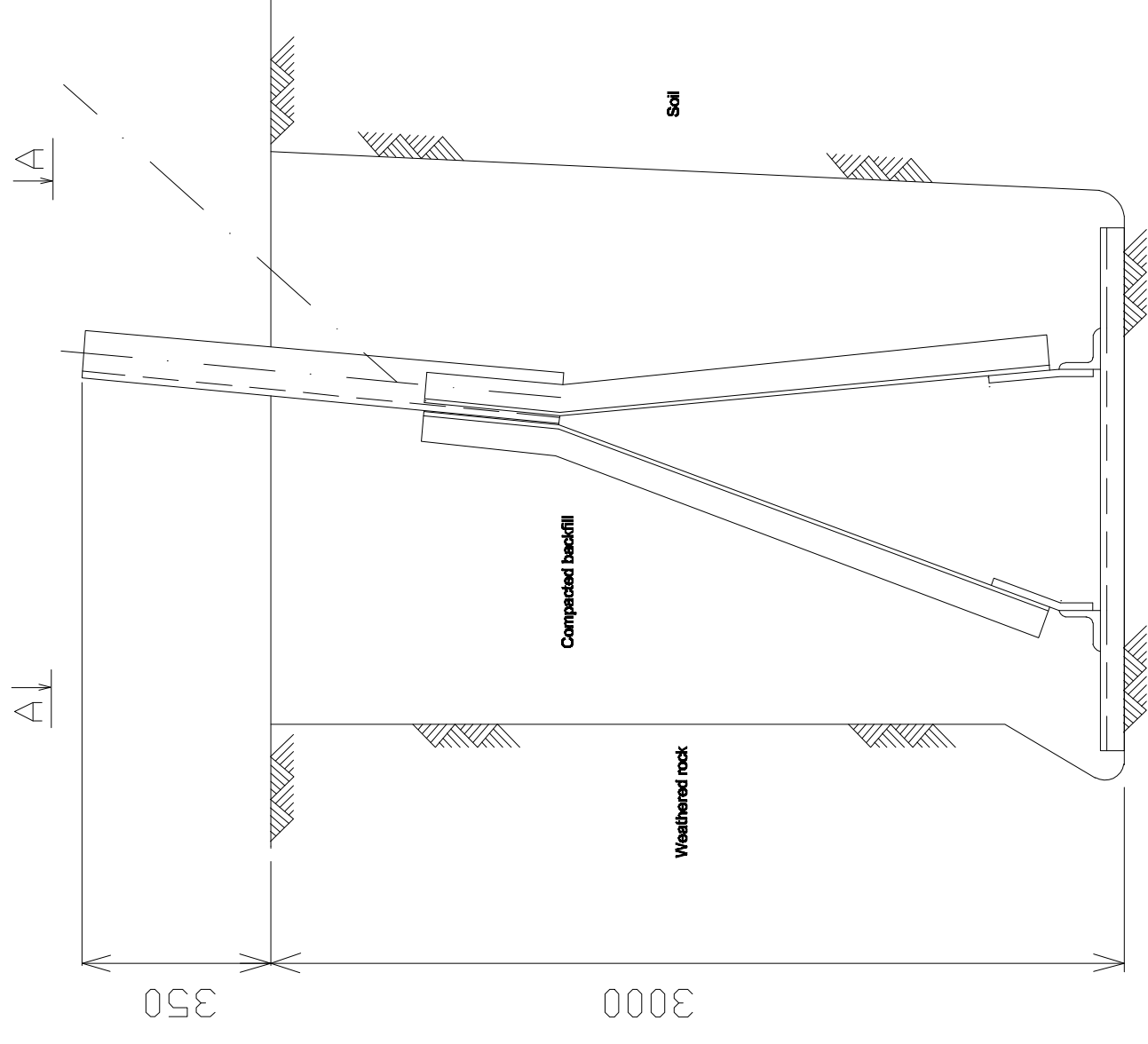
PILE FOUNDATION  
"PC3P"




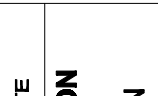

ROCK FOUNDATION  
"RA"



<p><b>NELSAP</b> STUDY ON THE INTERCONNECTION THE ELECTRICITY NETWORKS OF THE NILE EQUATORIAL STATES COUNTRIES</p>	<p><b>PAALEN</b> ETUDE D'INTERCONNECTION DES RESEAUX ELECTRIQUES DES PAYS DES LACS EQUATORIAUX DU NIL</p>		
		<p>FEASIBILITY REPORT / RAPPORT DE FAISABILITE</p>	
<p><b>KENYA- UGANDA - INTERCONNECTION</b> 220 KV TRANSMISSION LINE OUTLINE OF CONCRETE FOUNDATIONS</p>			
			<p>N° H L KU 112 a Date : 25 April 2007</p>



ECHELLE 0 1 2 3 4 5 METRES

 <p><b>NELSAP</b>        STUDY ON THE INTERCONNECTION        THE ELECTRICITY        NETWORKS OF THE NILE        EQUATORIAL STATES        COUNTRIES</p>	 <p><b>PAALEN</b>        ETUDE D'INTERCONNECTION        DES RESEAUX ELECTRIQUES        DES PAYS DES LACS        EQUATORIAUX DU NIL</p>
<p>FEASIBILITY REPORT / RAPPORT DE FAISABILITE</p>	
<p><b>KENYA- UGANDA - INTERCONNECTION</b>        220 KV TRANSMISSION LINE        OUTLINE OF GRILLAGE FOUNDATION</p>	
	<p>N° H L KU 113 a        Date : 25 April 2007</p>

**ANNEXE D : SCHEMAS DES POSTES**





220 kV, 50 Hz, 1250 A, 31.5 kA-1 s

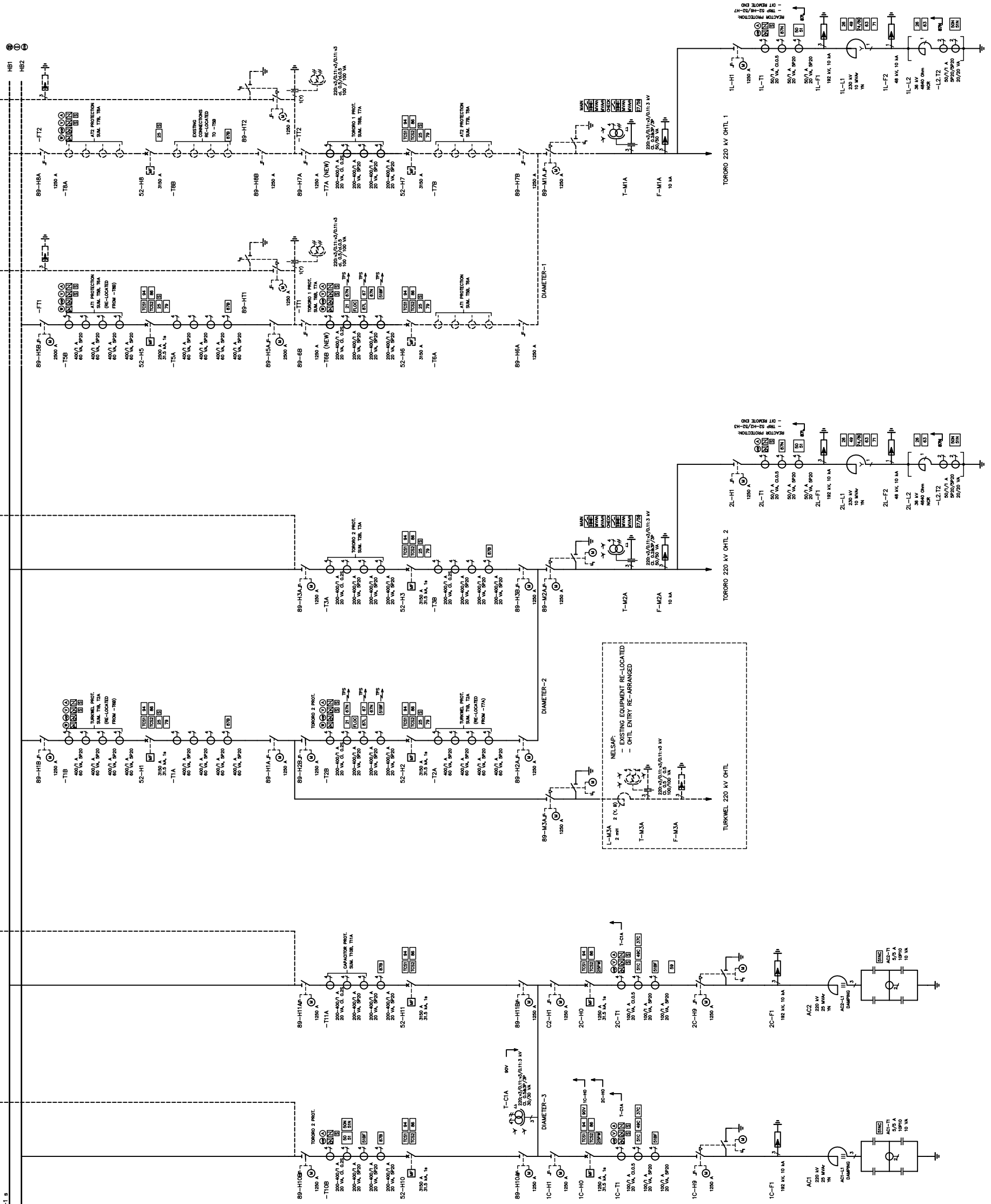
OLKARIA 1 (FUTURE)

OLKARIA 2 (FUTURE)

AT3 (FUTURE)

TRANSFORMER AT1

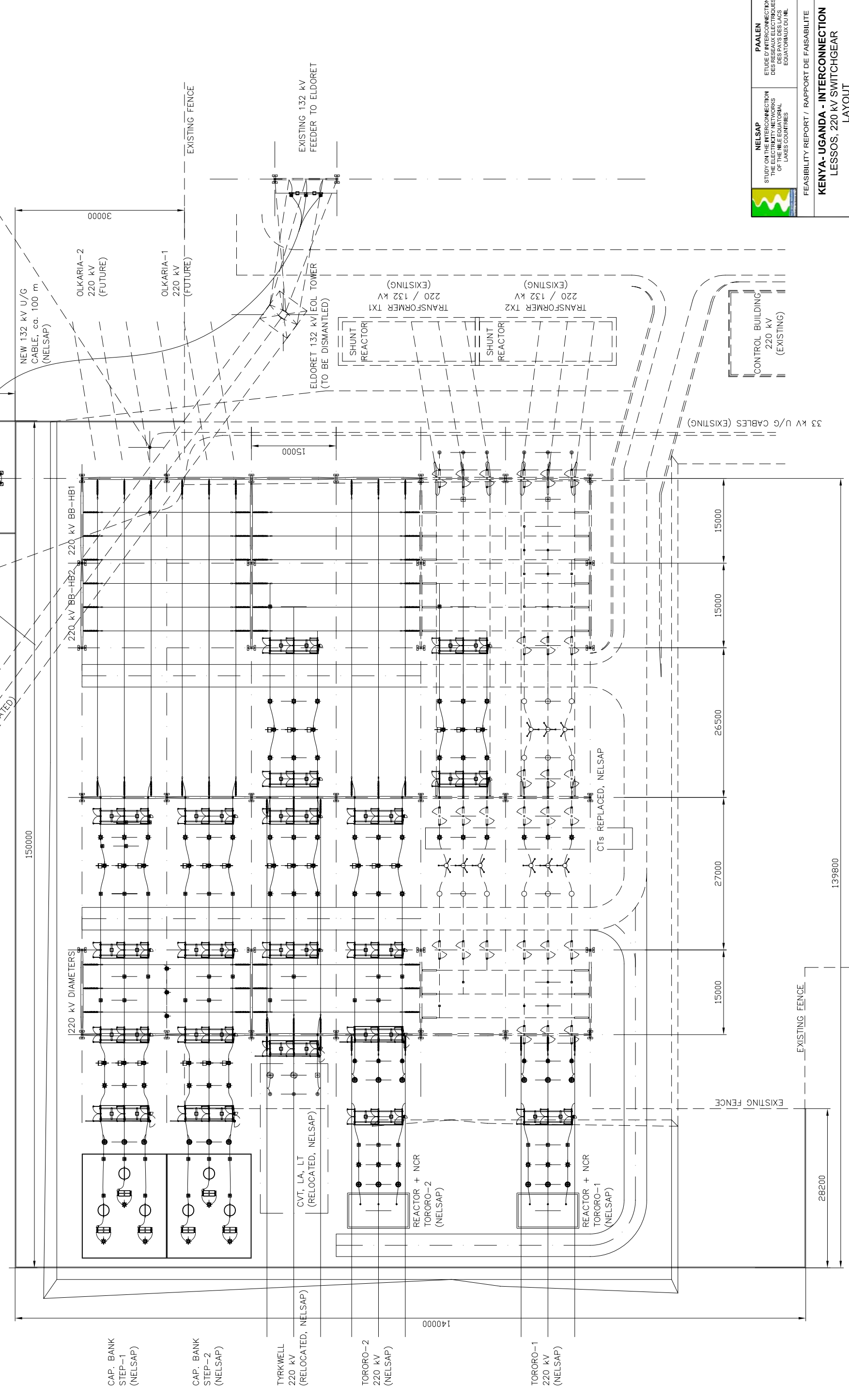
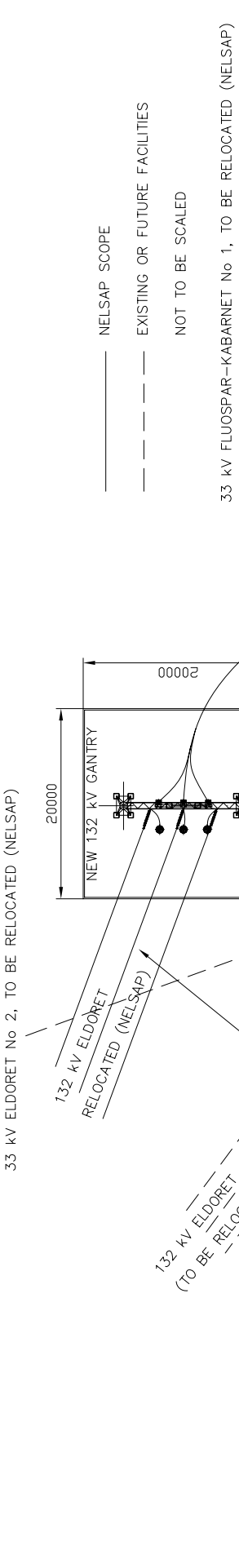
TRANSFORMER AT2



Legend:
 

- 11 BAY CONTROL UNIT (BCU)
- 21 STAKE PROTECTION
- 31 SYNCHRO CHECK RELAY
- 41 REACTOR OL TEMPERATURE DEVE (ALUM/TEMP)
- 51 UNDER CURRENT RELAY (ALUM/TEMP)
- 61 REACTOR CURRENT RELAY (ALUM/TEMP)
- 71 REACTOR WINDING TEMPERATURE DEVE (CAPACITOR BANK)
- 81 OVER LOAD RELAY (CAPACITOR BANK)
- 91 PHASE INSTANTANEOUS OVERCURRENT/INVERSE TIME OVERCURRENT PROTECTION (CAPACITOR BANK)
- 101 OVER CURRENT RELAY (CAPACITOR BANK)
- 111 TIME CHARACTERISTIC NEUTRAL OVERCURRENT PROTECTION
- 121 CIRCULAR BREAKER FAILURE PROTECTION
- 131 INVERSE TIME CHARACTERISTIC O/C PROTECTION (CAPACITOR BANK)
- 141 UN-BALANCE PROTECTION (CAPACITOR BANK)
- 151 OVER VOLTAGE RELAY
- 161 REACTOR PRESSURE RELAY DEVE (TEMP)
- 171 DIRECTIONAL OVER CURRENT PROTECTION
- 181 DIRECTIONAL EARTH FAULT PROTECTION
- 191 RECTOR OL LEVEL GAUGE (ALUM)
- 201 RECTOR BOOKHOLE DEVE (ALUM/TEMP)
- 211 1/3 PHASE MULTI-SHOT AUTO-RECLOSE RELAY
- 221 LOCK-OUT (BLOCK CLOSED) RELAY
- 231 2-ZONE BUSBAR PROTECTION
- 241 RESTRICTED EARTH FAULT PROTECTION (RFP)
- 251 LINE DIFFERENTIAL PROTECTION
- 261 VOLTAGE REGULATION RELAY (CAPACITOR BANK)
- 271 TRIP RELAYS
- 281 FAULT LOCATOR
- 291 TRIP CREDIT 1 SUPERVISION
- 301 TRIP CREDIT 2 SUPERVISION
- 311 SUPERVISION SCHEME INTERFACE
- 321 SELECTOR SWITCH (1-of-1 FEEDBACK OF STINGING AUTO/MAN)

MINIMUM CLEARANCES	220 kV SYSTEM	132 kV SYSTEM
PHASE TO EARTH	2300 mm	1500 mm
PHASE TO PHASE	2300 mm	1500 mm
GROUND TO INSULATING PART	2600 mm	2600 mm
GROUND TO LIVE CONDUCTOR	4900 mm	4100 mm
FENCE TO LIVE PART	3800 mm	3000 mm

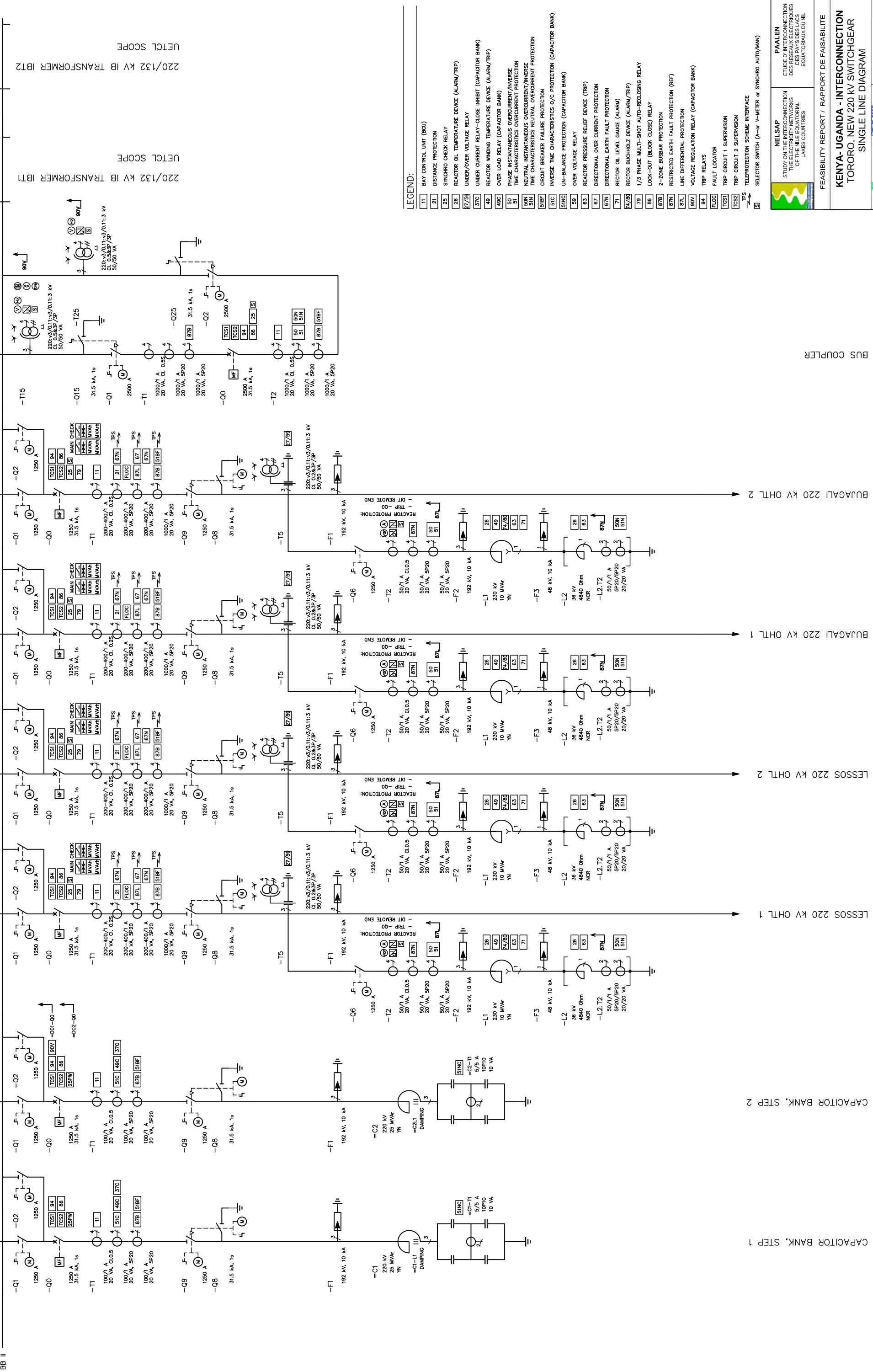


\_\_\_\_\_ NELSAP SCOPE  
 - - - - - EXISTING OR FUTURE FACILITIES  
 NOT TO BE SCALED

**NELSAP**  
 STUDY ON THE INTERCONNECTION OF THE ELECTRICITY NETWORKS OF THE NILE EQUATORIAL LAKES COUNTRIES  
**PAALLEN**  
 ETUDE D'INTERCONNEXION DES RESEAUX ELECTRIQUES DES PAYS DES LACS EQUATORIAUX DU NIL  
**RIU**  
 Rwanda Infrastructure  
**Scotiabank**  
**IBRD**  
 International Bank for Reconstruction and Development  
**IFC**  
 International Finance Corporation  
 FEASIBILITY REPORT / RAPPORT DE FAISABILITE  
**KENYA-UGANDA - INTERCONNECTION LESSOS, 220 kV SWITCHGEAR LAYOUT**  
 N° H. P. KU 013 A  
 Date : September 14, 2007

=D  
BB I 220 kV, 50 Hz, 1250 A, 31.5 kA-1 s  
BB II

+01 +02 +03 +04 +05 +06 +07 +08 +09



LEGEND:

- 11 BAY CONTROL UNIT (BCU)
- 21 DISTANCE PROTECTION
- 25 SYNCHRO CHECK RELAY
- 26 REACTOR OIL TEMPERATURE DEVICE (ALARM/TRIP)
- 27/28 UNDER/OVER VOLTAGE RELAY
- 37C UNDER CURRENT RELAY-CLOSE INHIBIT (CAPACITOR BANK)
- 49C REACTOR WINDING TEMPERATURE DEVICE (ALARM/TRIP)
- 50 REACTOR OVER TEMPERATURE DEVICE (ALARM/TRIP)
- 51 PHASE INSTANTANEOUS OVERCURRENT/INVERSE TIME CHARACTERISTICS OVERCURRENT PROTECTION
- 51N NEUTRAL INSTANTANEOUS OVERCURRENT/INVERSE TIME CHARACTERISTICS NEUTRAL OVERCURRENT PROTECTION
- 51BF CIRCUIT BREAKER FAILURE PROTECTION
- 51C INVERSE TIME CHARACTERISTICS O/C PROTECTION (CAPACITOR BANK)
- 51NC UN-BALANCE PROTECTION (CAPACITOR BANK)
- 59 OVER VOLTAGE RELAY
- 63 REACTOR PRESSURE RELIEF DEVICE (TRIP)
- 67 DIRECTIONAL OVER CURRENT PROTECTION
- 67N DIRECTIONAL EARTH FAULT PROTECTION
- 71 RECTOR OIL LEVEL GAUGE (ALARM)
- 74/75 RECTOR BUCHHOLZ DEVICE (ALARM/TRIP)
- 79 1/3 PHASE MULTI-SHOT AUTO-RE-CLOSING RELAY
- 86 LOCK-OUT (BLOCK CLOSE) RELAY
- 87B 2-ZONE BUSBAR PROTECTION
- 87N RESTRICTED EARTH FAULT PROTECTION (REF)
- 87L LINE DIFFERENTIAL PROTECTION
- 90V VOLTAGE REGULATION RELAY (CAPACITOR BANK)
- 94 TRIP RELAYS
- FLOC FAULT LOCATOR
- TCS1 TRIP CIRCUIT 1 SUPERVISION
- TCS2 TRIP CIRCUIT 2 SUPERVISION
- TPS TELEPROTECTION SCHEME INTERFACE
- S SELECTOR SWITCH (A-or V-METER or SYNCHRO AUTO/MAN)

CAPACITOR BANK, STEP 1

CAPACITOR BANK, STEP 2

LESSOS 220 KV OHTL 1

LESSOS 220 KV OHTL 2

BUAGALI 220 KV OHTL 1

BUAGALI 220 KV OHTL 2

BUS COUPLER

**NELSAP**  
STUDY ON INTERCONNECTION  
OF THE ELECTRIC NETWORKS  
OF THE NILE EQUATORIAL  
LAKES COUNTRIES

**PAALLEN**  
ETUDE ON INTERCONNECTION  
DES RESEAUX ELECTRIQUES  
DES PAYS DES LACS  
EQUATORIAUX DU NIL

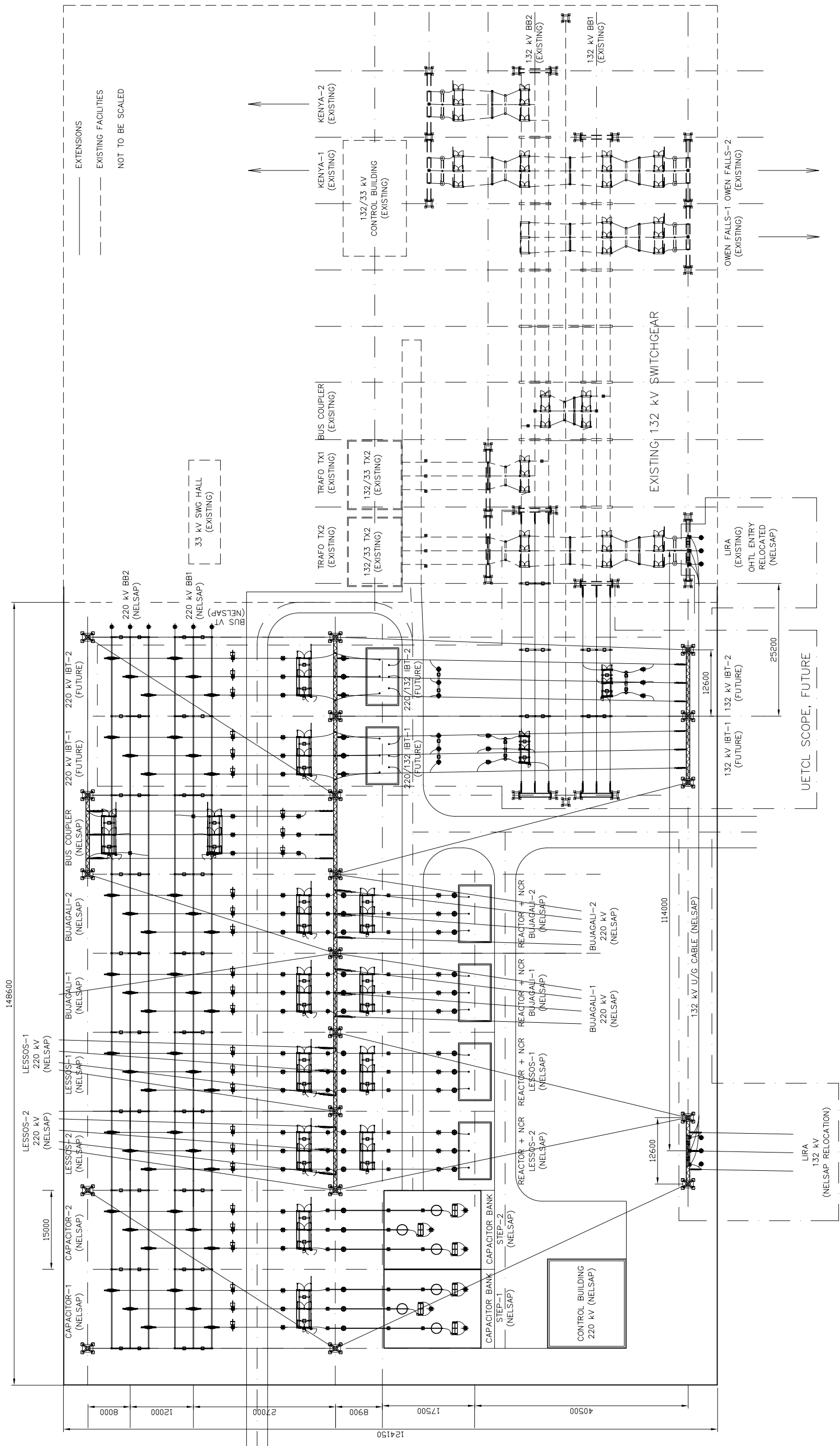
FEASIBILITY REPORT / RAPPORT DE FAISABILITE

**KENYA-UGANDA - INTERCONNECTION**  
TORORO, NEW 220 KV SWITCHGEAR  
SINGLE LINE DIAGRAM

**RIU**  
Rural Infrastructure  
Unit

**SciTech**  
Scientific  
Technologies

N° H P KU 002 B  
Date : September 14, 2007



MINIMUM CLEARANCES	220 kV SYSTEM	132 kV SYSTEM
PHASE TO EARTH	2100 mm	1500 mm
PHASE TO PHASE	2100 mm	1500 mm
GROUND TO INSULATING PART	2600 mm	2600 mm
GROUND TO LIVE CONDUCTOR	4700 mm	4100 mm
FENCE TO LIVE PART	3600 mm	3000 mm

**NELSAP**  
STUDY ON THE INTERCONNECTION  
OF THE ELECTRICITY NETWORKS  
OF THE NILE EQUATORIAL  
LAKES COUNTRIES

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

N° H P KU 012 A  
Date : September 14, 2007

---

**SOGREAH**  
SOCIÉTÉ GÉNÉRALISTE  
D'ÉLECTRICITÉ

**RSW**  
INTERNATIONAL  
Hydro Québec  
International

**Hydro Québec**  
INTERNATIONAL

---

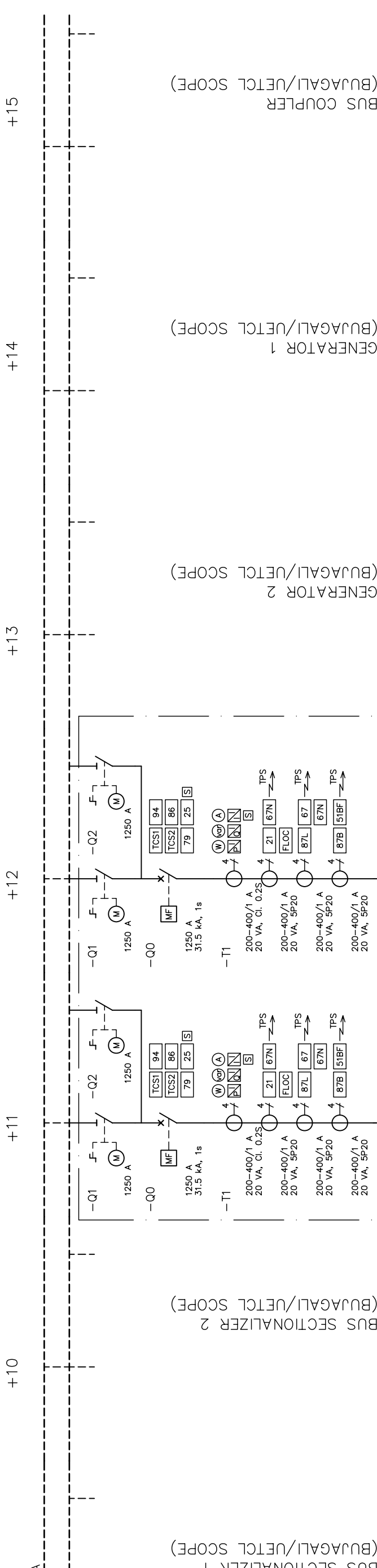
FEASIBILITY REPORT / RAPPORT DE FAISABILITE

**KENYA-UGANDA - INTERCONNECTION**

**TORORO, NEW 220 kV SWITCHGEAR**

LAYOUT

BAYS = D01...=D08  
 220 kV, 50 Hz, 1250 A



**LEGEND:**

11	BAY CONTROL UNIT (BCU)
21	DISTANCE PROTECTION
25	SYNCHRO CHECK RELAY
26	REACTOR OIL TEMPERATURE DEVICE (ALARM/TRIP)
49	REACTOR WINDING TEMPERATURE DEVICE (ALARM/TRIP)
50	PHASE INSTANTANEOUS OVERCURRENT/INVERSE
51	TIME CHARACTERISTICS OVERCURRENT PROTECTION
50N	NEUTRAL INSTANTANEOUS OVERCURRENT/INVERSE
51N	TIME CHARACTERISTICS OVERCURRENT PROTECTION
51BF	CIRCUIT BREAKER FAILURE PROTECTION
27/58	UNDER/OVER VOLTAGE RELAY
63	REACTOR PRESSURE RELIEF DEVICE (TRIP)
67	DIRECTIONAL OVER CURRENT PROTECTION
67N	DIRECTIONAL EARTH FAULT PROTECTION
71	RECTOR OIL LEVEL GAUGE (ALARM)
74/80	RECTOR BUCHHOLZ DEVICE (ALARM/TRIP)
79	1/3 PHASE MULTI-SHOT AUTO-RE-CLOSING RELAY
86	LOCK-OUT (BLOCK CLOSE) RELAY
87B	BUSBAR PROTECTION
87N	RESTRICTED EARTH FAULT PROTECTION (REF)
87L	LINE DIFFERENTIAL PROTECTION
94	TRIP RELAYS
FLOC	FAULT LOCATOR
TCS1	TRIP CIRCUIT 1 SUPERVISION
TCS2	TRIP CIRCUIT 2 SUPERVISION
TPS	TELEPROTECTION SCHEME INTERFACE
S	SELECTOR SWITCH (A-or V-METER or SYNCHRO AUTO/MAN)

(BUJAGALI/UTCL SCOPE) BUS SECTIONALIZER 1  
 (BUJAGALI/UTCL SCOPE) BUS SECTIONALIZER 2  
 (BUJAGALI/UTCL SCOPE) GENERATOR 1  
 (BUJAGALI/UTCL SCOPE) GENERATOR 2  
 (BUJAGALI/UTCL SCOPE) BUS COUPLER

**NELSAP**  
 STUDY ON THE INTERCONNECTION  
 OF THE ELECTRICITY NETWORKS  
 OF THE NILE EQUATORIAL  
 LAKES COUNTRIES

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

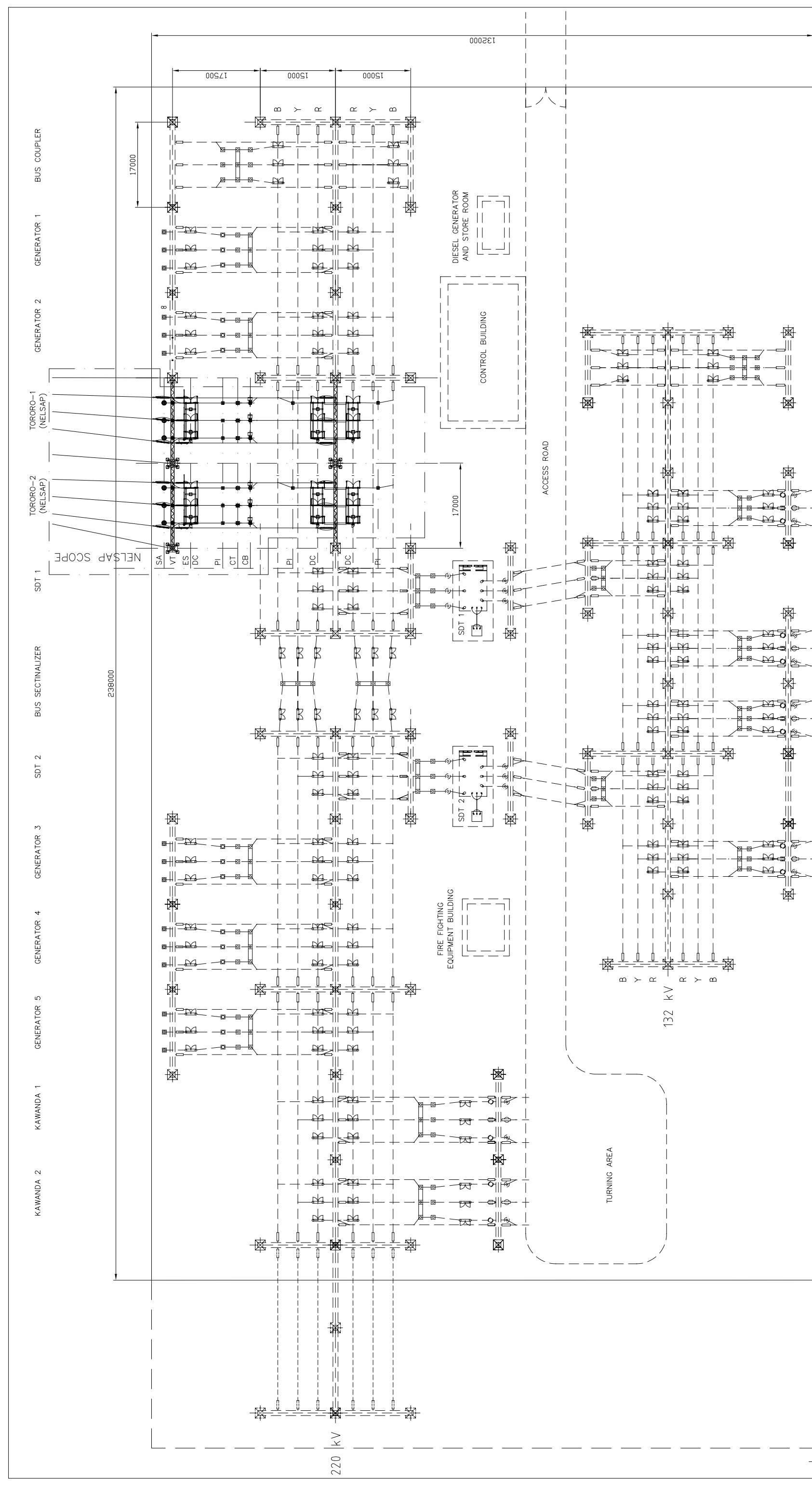
FEASIBILITY REPORT / RAPPORT DE FAISABILITE

**KENYA-UGANDA - INTERCONNECTION  
 BUJAGALI, 220 kV SWITCHGEAR  
 SINGLE LINE DIAGRAM**

**Soesah** **RSU** **Hydro Québec International** **Elib**

N° H P KU 001 A  
 Date : June 04, 2007





Dessiné par: ALX  
 Contrôle par: XDS  
 Référence informatique: P:\BRC\ENF

MINIMUM CLEARANCES	220 kV SYSTEM	132 kV SYSTEM
PHASE TO EARTH	2100 mm	1500 mm
PHASE TO PHASE	2100 mm	1500 mm
GROUND TO INSULATING PART	2600 mm	2600 mm
GROUND TO LIVE CONDUCTOR	4700 mm	4100 mm
FENCE TO LIVE PART	3600 mm	3000 mm

FUTURE  
 OWEN FALLS 2  
 SDT 2  
 TORORO 2  
 SDT 1  
 TORORO 1  
 FUTURE  
 BUS COUPLER  
 TORORO-1 (NELSAP)  
 TORORO-2 (NELSAP)  
 BUS SECTINALIZER  
 SDT 1  
 SDT 2  
 GENERATOR 1  
 GENERATOR 2  
 GENERATOR 3  
 GENERATOR 4  
 GENERATOR 5  
 KAWANDA 1  
 KAWANDA 2  
 BUS COUPLER  
 GENERATOR 1  
 GENERATOR 2  
 BUS COUPLER  
 DIESEL GENERATOR AND STORE ROOM  
 CONTROL BUILDING  
 FIRE FIGHTING EQUIPMENT BUILDING  
 ACCESS ROAD  
 TURNING AREA  
 132 kV  
 B Y R  
 R Y B  
 220 kV  
 SA  
 VT  
 ES  
 DC  
 PI  
 CT  
 CB  
 PI  
 DC  
 DC  
 PI  
 17000  
 17000  
 15000  
 15000  
 15000  
 17500  
 132000  
 238000  
 NELSAP SCOPE

EXTENSIONS, NELSAP  
 EXISTING OR FUTURE FACILITIES  
 NOT TO BE SCALED

**NELSAP**  
 STUDY ON THE INTERCONNECTION  
 THE ELECTRICITY NETWORKS  
 OF THE NILE EQUATORIAL  
 LAKES COUNTRIES

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

**FEASIBILITY REPORT / RAPPORT DE FAISABILITE**  
**KENYA-UGANDA - INTERCONNECTION**  
**BUJAGALI, 220/132 kV SUBSTATION**  
**LAYOUT**

N° H P KU 011 A  
 Date : September 14, 2007

**ANNEXE E : COÛTS DÉTAILLÉS DES POSTES**





**Uganda-Kenya Interconnection**  
**Cost estimate**  
**Bujagali power station, 220 kV switchgear extension**

Item	Unit	Qty	Unit Price USD	Total Price USD
220 kV circuit breakers	pcs	2	117 900	235 800
220 kV disconnectors	pcs	4	25 800	103 200
220 kV disconnectors with earthing switch	pcs	2	38 300	76 600
220 kV current transformers	pcs	6	19 900	119 400
220 kV voltage transformers	pcs	6	14 000	84 000
220 kV surge arresters	pcs	6	5 900	35 400
220 kV post insulators	pcs	6	2 200	13 200
220 kV busbars with clamps	lot	2	4 400	8 800
Insulator strings	lot	24	1 600	38 400
Stranded conductors and clamps	lot	2	8 100	16 200
<b>Subtotal for 220 kV equipment</b>				<b>731 000</b>
220 kV control system	lot	1	80 400	80 400
Alarm units	lot	2	5 900	11 800
Relay protection of 220 kV lines	pcs	2	81 100	162 200
MWh/Mvarh metering	lot	2	32 400	64 800
Marshalling cubicles for outdoor bays	pcs	2	3 200	6 400
Connection boxes for VT	pcs	2	1 600	3 200
Control cables	lot	2	32 400	64 800
Earthing	lot	2	8 800	17 600
Share of auxiliary systems	lot	1	73 700	73 700
<b>Subtotal control, protection, earthing</b>				<b>484 900</b>
SCADA & Tele (incl' NCC works)	lot	1	48 200	48 200
<b>Subtotal SCADA &amp; Tele</b>				<b>48 200</b>
Steel constructions	lot	2	59 000	118 000
Foundations	lot	2	59 000	118 000
Cable ducts	lot	2	16 200	32 400
Earth works	lot	1	73 700	73 700
<b>Subtotal civil works</b>				<b>342 100</b>
<b>Subtotal for materials</b>				<b>1 606 200</b>
<b>Installation works</b>	lot	1	339 000	<b>339 000</b>
<b>Spare parts</b>	lot	1	73 700	<b>73 700</b>
<b>Contingency</b>	%	10		<b>201 890</b>
<b>Total for substation</b>				<b>2 220 790</b>

Scope: Drawing H P KU 001A/ June 2007  
- two 220 kV line bays, double busbar system

**Uganda-Kenya Interconnection**  
**Cost estimate**  
**Tororo new 220 kV substation**

Item	Unit	Qty	Unit Price USD	Total Price USD
230 kV, 10 MVar shunt reactor	pcs	4	1 154 000	4 616 000
36 kV, 4840 Ohm NCR	pcs	4	196 000	784 000
<b>Subtotal for shunt reactors</b>				<b>5 400 000</b>
220 kV, 25 MVar capacitor bank	pcs	2	600 750	1 201 500
<b>Subtotal for capacitor banks</b>				<b>1 201 500</b>
220 kV circuit breakers	pcs	7	117 900	825 300
220 kV disconnectors	pcs	16	25 800	412 800
220 kV disconnectors with earthing switch	pcs	8	38 300	306 400
220 kV current transformers	pcs	36	19 900	716 400
220 kV voltage transformers	pcs	18	14 000	252 000
220 kV surge arresters	pcs	24	5 900	141 600
36 kV surge arresters	pcs	4	2 700	10 800
220 kV post insulators	pcs	70	2200	154 000
220 kV busbars with clamps	lot	9	4 400	39 600
Insulator strings	lot	24	1 600	38 400
Stranded conductors and clamps	lot	7	8 100	56 700
<b>Subtotal for 220 kV equipment</b>				<b>2 954 000</b>
132 kV cable (Lira line)	lot	1	113 900	113 900
132 kV arresters	pcs	6	4 000	24 000
<b>Subtotal for 132 kV equipment</b>				<b>137 900</b>
220 kV control system	lot	1	262 640	262 640
Alarm units	lot	7	5 900	41 300
Relay protection of 220 kV lines	pcs	4	81 100	324 400
Relay protection of 230 kV shunt reactor	lot	4	25 100	100 400
Relay protection of 220 kV capacitors	lot	2	21 600	43 200
Busbar protection	lot	1	103 180	103 180
MWh/Mvarh metering	lot	4	32 400	129 600
Marshalling cubicles for outdoor bays	pcs	7	3 200	22 400
Connection boxes for VT	pcs	6	1 600	9 600
Control cables	lot	7	32 400	226 800
Earthing	lot	7	8 800	61 600
Auxiliary DC systems (2+2)	lot	1	176 880	176 880
<b>Subtotal control, protection, earthing</b>				<b>1 502 000</b>
SCADA & Tele (incl' NCC works)	lot	1	116 240	116 240
<b>Subtotal SCADA &amp; Tele</b>				<b>116 240</b>
Control building	lot	1	201 000	201 000
Steel constructions	lot	5	59 000	295 000
Foundations	lot	7	59 000	413 000
Cable ducts	lot	9	16 200	145 800
Shunt reactor foundations and oil pits	pcs	4	32 400	129 600
Capacitor bank foundations with fence	pcs	2	24 500	49 000
Earth works	lot	1	147 400	147 400
Fence	lot	1	51 660	51 660
<b>Subtotal civil works</b>				<b>1 432 460</b>
<b>Subtotal for materials</b>				<b>12 744 100</b>
<b>Installation works</b>	lot	1	1 460 000	<b>1 460 000</b>
<b>Spare parts</b>	lot	1	324 800	<b>324 800</b>
<b>Contingency</b>	%	10		<b>1 452 900</b>
<b>Total for substation</b>				<b>15 981 800</b>

Scope: Drawing H P KU 002B/September 2007

- four 220 kV line bays, double busbar
- two 220 kV capacitor feeders, double busbar
- 220 kV bus coupler
- four 220 kV shunt reactor branches on line side without breakers
- four 10 Mvar, 230 kV shunt reactors with NCRs
- two 25 Mvar 220 kV capacitor banks, solidly earthed neutral

**Uganda-Kenya Interconnection**  
**Cost estimate**  
**Lessos 220 kV substation extension**

Item	Unit	Qty	Unit Price USD	Total Price USD
230 kV, 10 MVar shunt reactor	pcs	2	1 154 000	2 308 000
36 kV, 4840 Ohm NCR	pcs	2	196 000	392 000
<b>Subtotal for shunt reactors</b>				<b>2 700 000</b>
220 kV, 25 MVar capacitor bank	pcs	2	600 750	1 201 500
<b>Subtotal for capacitor banks</b>				<b>1 201 500</b>
220 kV circuit breakers	pcs	8	117 900	943 200
220 kV disconnectors	pcs	16	25 800	412 800
220 kV disconnectors with earthing switch	pcs	4	38 300	153 200
220 kV current transformers	pcs	48	19 900	955 200
220 kV voltage transformers	pcs	9	14 000	126 000
220 kV surge arresters	pcs	18	5 900	106 200
36 kV surge arresters	pcs	2	2 700	5 400
220 kV post insulators	pcs	47	2 200	103 400
220 kV busbars with clamps	lot	4	4 400	17 600
Insulator strings	pcs	57	1 600	91 200
Stranded conductors and clamps	lot	5	8 100	40 500
<b>Subtotal for 220 kV equipment</b>				<b>2 954 700</b>
132 kV cable (Eldoret line)	lot	1	99 000	99 000
132 kV arresters	pcs	6	4 000	24 000
<b>Subtotal for 132 kV equipment</b>				<b>123 000</b>
New 220 kV control board	lot	1	206 360	206 360
Alarm units	lot	11	5 900	64 900
Relay protection of 220 kV lines	pcs	2	81 100	162 200
Relay protection of 230 kV shunt reactor	lot	2	25 100	50 200
Relay protection of 220 kV capacitors	lot	2	21 600	43 200
Busbar protection	lot	1	93 800	93 800
MWh/Mvarh metering	lot	3	32 400	97 200
Marshalling cubicles for outdoor bays	pcs	10	3 200	32 000
Connection boxes for VT	pcs	3	1 600	4 800
Control cables	lot	5	32 400	162 000
Modifications of secondary circuits	lot	2	29 500	59 000
Earthing	lot	7	8 800	61 600
<b>Subtotal control, protection, earthing</b>				<b>1 037 260</b>
SCADA & Tele (incl' NCC works)	lot	1	154 700	154 700
<b>Subtotal SCADA &amp; Tele</b>				<b>154 700</b>
Steel constructions	lot	6	44 200	265 200
Foundations	lot	8	29 500	236 000
Cable ducts	lot	6	16 200	97 200
Shunt reactor foundations and oil pits	pcs	2	32 400	64 800
Capacitor bank foundations with fence	pcs	2	24 500	49 000
Earth works	lot	1	92 500	92 500
Fence	lot	1	48 240	48 240
<b>Subtotal for civil works</b>				<b>852 940</b>
<b>Subtotal for material</b>				<b>9 024 100</b>
<b>Installation works</b>	lot	1	1 132 000	<b>1 132 000</b>
<b>Spare parts</b>	lot	1	177 400	<b>177 400</b>
<b>Contingency</b>	%	10		<b>1 033 400</b>
<b>Total for substation</b>				<b>11 366 900</b>

Scope: Drawing H P KU 003B/ Septemner 2007

- two 220 kV line bays, 4/3 breaker busbar system
- two 220 kV shunt reactor branches on line side without breakers
- two 10 Mvar, 230 kV shunt reactors with NCRs
- two 25 Mvar 220 kV capacitor banks, solidly earthed neutral
- shift of Turkwel line bay



**ANNEXE F : ETUDES ECONOMIQUES**



# RWANDA-UGANDA and UGANDA-KENYA INTERCONNECTIONS

## ALTERNATIVE 1 - RESUME

Discount Rate	10%
Fuel Cost Coefficient	1

### Alternative 1 Cost-Benefit Analysis

<b>Reserve Cost (MUS\$/MW)</b>	<b>1</b>		
<b>ADDITIONAL CAPACITY (MW)</b>		<b>Reserve Benefit (MUS\$)</b>	
<b>Medium Demand Scenario</b>			
Rwanda - Uganda	44	22	41%
Uganda - Kenya	63	32	59%
<b>Low Demand Scenario</b>			
Rwanda - Uganda	46	23	42%
Uganda - Kenya	63	32	58%
<b>High Demand Scenario</b>			
Rwanda - Uganda	54	27	47%
Uganda - Kenya	60	30	53%
	<b>2010</b>	<b>2013</b>	
<b>INVESTMENT COST (MUS\$)</b>			
Rwanda-Uganda Lines	29,8	0	
Rwanda Substations	4,2	1,6	
Uganda Substations	3,6	8,4	
	<b>37,6</b>	<b>10,0</b>	
Uganda-Kenya Lines		59,1	
Kenya Substations		9,7	
Uganda Substations		13,8	
		<b>82,6</b>	
<b>O&amp;M COSTS (MUS\$)</b>			
Rwanda - Uganda	<b>3,9</b>		
Uganda-Kenya		<b>5,2</b>	
<b>TOTAL COSTS (MUS\$)</b>			
	<b>TOTAL</b>		
Rwanda-Uganda	42		
Uganda-Kenya	67		
TOTAL	109		
<b>LOSSES</b>	0,04	<b>US\$/kWh</b>	
	<b>MUS\$</b>		
<b>Medium Demand Scenario</b>			
Rwanda - Uganda	2,2		
Uganda-Kenya	6,8		
<b>Low Demand Scenario</b>			
Rwanda - Uganda	1,0		
Uganda - Kenya	7,1		
<b>High Demand Scenario</b>			
Rwanda - Uganda	4,3		
Uganda - Kenya	6,8		
<b>BENEFITS (MUS\$)</b>		<b>Rwanda -</b>	<b>Uganda -</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>Uganda</b>	<b>Kenya</b>
Medium Demand Scenario	293	122	171
Low Demand	241	104	137
High Demand	446	211	234
<b>B-C or NPV (MUS\$)</b>		<b>Rwanda -</b>	<b>Uganda -</b>
		<b>Uganda</b>	<b>Kenya</b>
Medium Demand Scenario	184	80	103
Low Demand	132	62	70
High Demand	337	170	167







### ALTERNATIVE 1

SCENARIO: **MEDIUM**

KENYA LOAD FORECAST	Net Energy GWh	Peak Load MW	Installed MW	Committed		Complementary		Coal		Import Uganda	
				Local Resources GWh	MW	Thermal GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW
2010	7838	1343	1478	5052	1039	65	89	2321	300	400	50
2011	8491	1456	1628	5052	1039	65	89	3123	450	251	50
2012	9183	1576	1778	5052	1039	65	89	3667	600	400	50
2013	9922	1703	1874	5052	1039	135	185	4415	600	321	50
2014	10711	1840	2174	5052	1039	135	185	5124	900	400	50
2015	11552	1985	2183	5052	1039	142	194	5958	900	400	50
2016	12470	2144	2483	5052	1039	142	194	6876	1200	400	50
2017	13387	2302	2532	5052	1039	178	243	7758	1200	400	50
2018	14492	2493	3132	5052	1039	178	243	8862	1800	400	50
2019	15596	2684	3132	5052	1039	178	243	9967	1800	400	50
2020	16701	2876	3163	5052	1039	200	274	11049	1800	400	50
2021	17987	3098	3763	5052	1039	200	274	12334	2400	400	50
2022	19272	3321	3763	5052	1039	200	274	13620	2400	400	50
2023	20812	3588	4363	5052	1039	200	274	15160	3000	400	50
2024	22351	3854	4363	5052	1039	200	274	16699	3000	400	50
2025	23891	4121	4533	5052	1039	324	444	18115	3000	400	50
2026	25699	4434	5133	5052	1039	324	444	19922	3600	400	50
2027	27506	4747	5222	5052	1039	389	533	21665	3600	400	50
2028	29664	5122	5822	5052	1039	389	533	23823	4200	400	50
2029	31822	5496	6422	5052	1039	389	533	25981	4800	400	50
2030	33980	5870	6457	5052	1039	414	568	28114	4800	400	50

SCENARIO: **LOW**

2010	7585	1299	1429	5052	1039	29	40	2104	300	400	50
2011	8153	1397	1579	5052	1039	29	40	2672	450	400	50
2012	8750	1500	1729	5052	1039	29	40	3269	600	400	50
2013	9381	1609	1770	5052	1039	59	81	3870	600	400	50
2014	10049	1724	2070	5052	1039	59	81	4538	900	400	50
2015	10756	1846	2070	5052	1039	59	81	5245	900	400	50
2016	11516	1977	2175	5052	1039	136	186	5928	900	400	50
2017	12276	2109	2475	5052	1039	136	186	6688	1200	400	50
2018	13173	2264	2491	5052	1039	147	202	7574	1200	400	50
2019	14070	2420	3091	5052	1039	147	202	8471	1800	400	50
2020	14967	2575	3091	5052	1039	147	202	9368	1800	400	50
2021	15988	2751	3091	5052	1039	147	202	10388	1800	400	50
2022	17008	2928	3221	5052	1039	242	332	11314	1800	400	50
2023	18207	3135	3821	5052	1039	242	332	12513	2400	400	50
2024	19405	3343	3821	5052	1039	242	332	13711	2400	400	50
2025	20604	3550	3905	5052	1039	304	416	14848	2400	400	50
2026	21998	3791	4505	5052	1039	304	416	16242	3000	400	50
2027	23392	4032	4505	5052	1039	304	416	17636	3000	400	50
2028	25026	4315	5105	5052	1039	304	416	19271	3600	400	50
2029	26661	4598	5105	5052	1039	304	416	20975	3600	331	50
2030	28296	4881	5705	5052	1039	304	416	22812	4200	128	50

SCENARIO: **HIGH**

2010	8165	1400	1540	5052	1039	545	151	2400	300	168	50
2011	8914	1530	1690	5052	1039	262	151	3600	450	0	50
2012	9715	1668	1840	5052	1039	110	151	4446	600	107	50
2013	10578	1817	2140	5052	1039	110	151	5416	900	0	50
2014	11506	1978	2176	5052	1039	136	187	5918	900	400	50
2015	12506	2151	2476	5052	1039	136	187	6918	1200	400	50
2016	13611	2342	2576	5052	1039	210	287	7950	1200	400	50
2017	14717	2533	3176	5052	1039	210	287	9055	1800	400	50
2018	16074	2768	3176	5052	1039	210	287	10412	1800	400	50
2019	17430	3003	3303	5052	1039	303	414	11676	1800	400	50
2020	18787	3238	3903	5052	1039	303	414	13032	2400	400	50
2021	20404	3518	3903	5052	1039	303	414	14649	2400	400	50
2022	22020	3798	4503	5052	1039	303	414	16266	3000	400	50
2023	23995	4140	4554	5052	1039	340	465	18203	3000	400	50
2024	25969	4483	5154	5052	1039	340	465	20177	3600	400	50
2025	27943	4825	5754	5052	1039	340	465	22151	4200	400	50
2026	30289	5232	5755	5052	1039	340	466	24497	4200	400	50
2027	32634	5638	6355	5052	1039	340	466	26842	4800	400	50
2028	35486	6133	6955	5052	1039	340	466	29694	5400	400	50
2029	38337	6627	7555	5052	1039	340	466	32545	6000	400	50
2030	41189	7122	7834	5052	1039	544	745	35193	6000	400	50

# RWANDA-UGANDA and UGANDA-KENYA INTERCONNECTIONS

Discount Rate	10%
Fuel Cost Coefficient	1

## Alternative 2 Cost-Benefit Analysis

Reserve Cost (MUS\$/MW) 1

### ADDITIONAL CAPACITY (MW) Reserve Benefit (MUS\$)

#### Medium Demand Scenario

Rwanda - Uganda	65	33	29%
Uganda - Kenya	162	81	71%

#### Low Demand Scenario

Rwanda - Uganda	60	30	26%
Uganda - Kenya	174	87	74%

#### High Demand Scenario

Rwanda - Uganda	65	32	31%
Uganda - Kenya	143	71	69%

### INVESTMENT COST (MUS\$) 2010 2013

Rwanda-Uganda Lines	29,8	0
Rwanda Substations	4,2	1,6
Uganda Substations	3,6	8,4
	<b>37,6</b>	<b>10,0</b>

Uganda-Kenya Lines		59,1
Kenya Substations		9,7
Uganda Substations		13,8
		<b>82,6</b>

### O&M COSTS (MUS\$)

Rwanda - Uganda	3,9	
Uganda-Kenya		5,2

### TOTAL COSTS (MUS\$)

	<b>TOTAL</b>
Rwanda-Uganda	42
Uganda-Kenya	67
TOTAL	109

### LOSSES 0,04 MUS\$ US\$/kWh

#### Medium Demand Scenario

Rwanda - Uganda	3,9
Uganda-Kenya	21,6

#### Low Demand Scenario

Rwanda - Uganda	3,8
Uganda - Kenya	22,7

#### High Demand Scenario

Rwanda - Uganda	5,0
Uganda - Kenya	17,8

### BENEFITS (MUS\$)

	<b>TOTAL</b>	<b>Rwanda - Uganda</b>	<b>Uganda - Kenya</b>
Medium Demand Scenario	446	131	314
Low Demand	334	89	245
High Demand	554	175	379

### B-C or NPV (MUS\$)

		<b>Rwanda - Uganda</b>	<b>Uganda - Kenya</b>
Medium Demand Scenario	337	90	247
Low Demand	225	47	178
High Demand	446	134	312





**ALTERNATIVE 2**

SCENARIO: **MEDIUM**

KENYA LOAD FORECAST	Net Energy GWh	Peak Load MW	Installed		Committed		Complementary		Coal		Import Uganda	
			MW	MW	Local Resources GWh	MW	Thermal GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW
2010	7838	1343	1478	5052	1039	65	89	2321	300	400	50	
2011	8491	1456	1628	5052	1039	65	89	3123	450	251	50	
2012	9183	1576	1778	5052	1039	65	89	3667	600	400	50	
2013	9922	1703	1874	5052	1039	135	185	4415	600	321	50	
2014	10711	1840	2174	5052	1039	135	185	5124	900	400	50	
2015	11552	1985	2183	5052	1039	142	194	5958	900	400	50	
2016	12470	2144	2483	5052	1039	142	194	6876	1200	400	50	
2017	13387	2302	2532	5052	1039	178	243	7758	1200	400	50	
2018	14492	2493	3132	5052	1039	178	243	8862	1800	400	50	
2019	15596	2684	3132	5052	1039	178	243	9967	1800	400	50	
2020	16701	2876	3163	5052	1039	200	274	11049	1800	400	50	
2021	17987	3098	3763	5052	1039	200	274	12334	2400	400	50	
2022	19272	3321	3763	5052	1039	200	274	13620	2400	400	50	
2023	20812	3588	4363	5052	1039	200	274	15160	3000	400	50	
2024	22351	3854	4363	5052	1039	200	274	16699	3000	400	50	
2025	23891	4121	4533	5052	1039	324	444	18115	3000	400	50	
2026	25699	4434	5133	5052	1039	324	444	19922	3600	400	50	
2027	27506	4747	5222	5052	1039	389	533	21665	3600	400	50	
2028	29664	5122	5822	5052	1039	389	533	23823	4200	400	50	
2029	31822	5496	6422	5052	1039	389	533	25981	4800	400	50	
2030	33980	5870	6457	5052	1039	414	568	28114	4800	400	50	

SCENARIO: **LOW**

2010	7585	1299	1429	5052	1039	29	40	2104	300	400	50
2011	8153	1397	1579	5052	1039	29	40	2672	450	400	50
2012	8750	1500	1729	5052	1039	29	40	3269	600	400	50
2013	9381	1609	1770	5052	1039	59	81	3870	600	400	50
2014	10049	1724	2070	5052	1039	59	81	4538	900	400	50
2015	10756	1846	2070	5052	1039	59	81	5245	900	400	50
2016	11516	1977	2175	5052	1039	136	186	5928	900	400	50
2017	12276	2109	2475	5052	1039	136	186	6688	1200	400	50
2018	13173	2264	2491	5052	1039	147	202	7574	1200	400	50
2019	14070	2420	3091	5052	1039	147	202	8471	1800	400	50
2020	14967	2575	3091	5052	1039	147	202	9368	1800	400	50
2021	15988	2751	3091	5052	1039	147	202	10388	1800	400	50
2022	17008	2928	3221	5052	1039	242	332	11314	1800	400	50
2023	18207	3135	3821	5052	1039	242	332	12513	2400	400	50
2024	19405	3343	3821	5052	1039	242	332	13711	2400	400	50
2025	20604	3550	3905	5052	1039	304	416	14848	2400	400	50
2026	21998	3791	4505	5052	1039	304	416	16242	3000	400	50
2027	23392	4032	4505	5052	1039	304	416	17636	3000	400	50
2028	25026	4315	5105	5052	1039	304	416	19271	3600	400	50
2029	26661	4598	5105	5052	1039	304	416	20975	3600	331	50
2030	28296	4881	5705	5052	1039	304	416	22812	4200	128	50

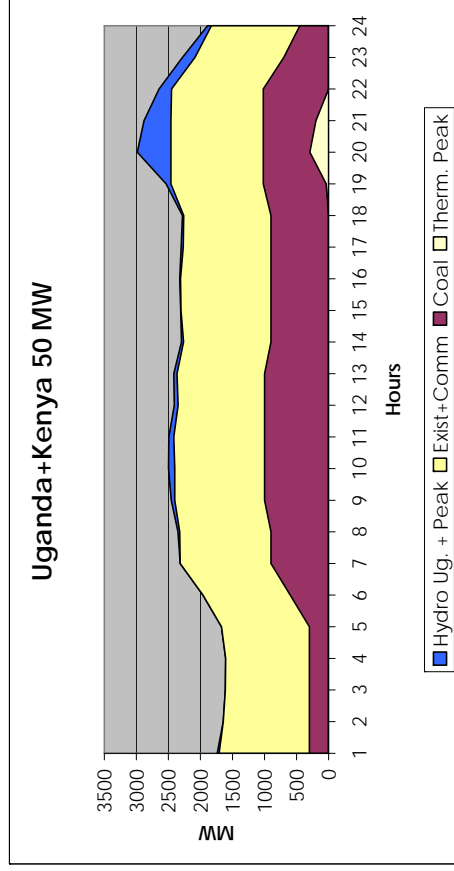
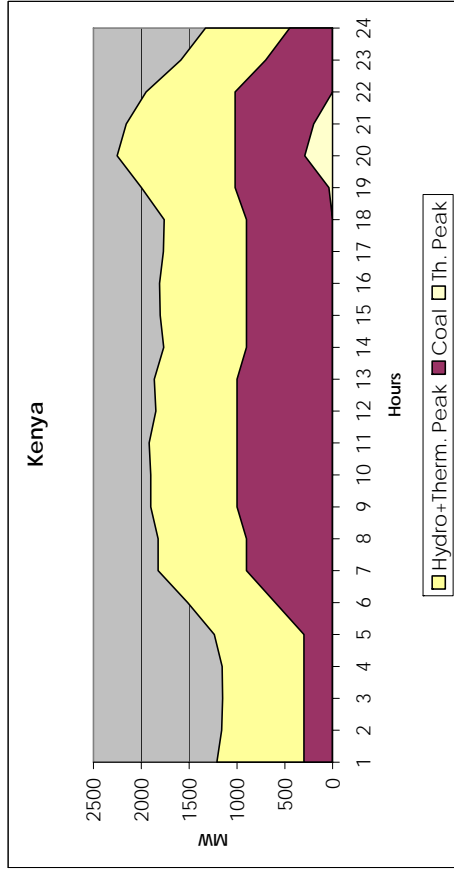
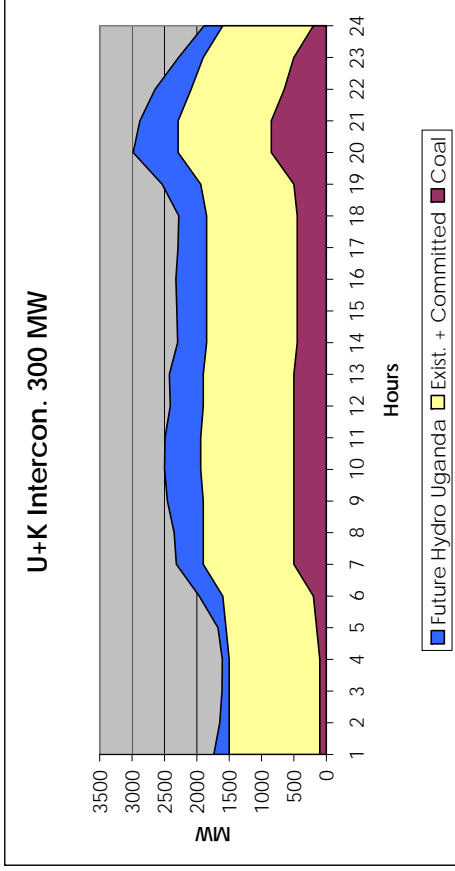
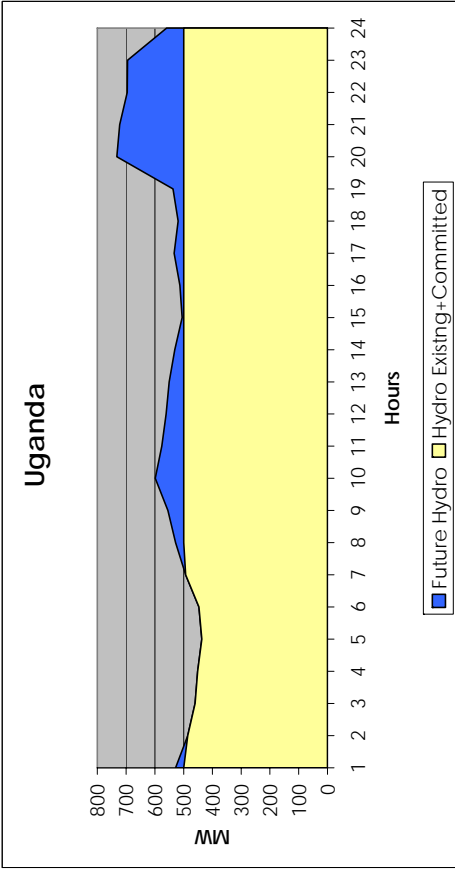
SCENARIO: **HIGH**

2010	8165	1400	1540	5052	1039	545	151	2400	300	168	50
2011	8914	1530	1683	5052	1039	262	194	3600	450	0	0
2012	9715	1668	1883	5052	1039	142	194	4414	600	107	50
2013	10578	1817	2133	5052	1039	142	194	5384	900	0	0
2014	11506	1978	2183	5052	1039	142	194	5912	900	400	50
2015	12506	2151	2483	5052	1039	142	194	6912	1200	400	50
2016	13611	2342	2576	5052	1039	210	287	7950	1200	400	50
2017	14717	2533	3176	5052	1039	210	287	9055	1800	400	50
2018	16074	2768	3176	5052	1039	210	287	10412	1800	400	50
2019	17430	3003	3303	5052	1039	303	414	11676	1800	400	50
2020	18787	3238	3903	5052	1039	303	414	13032	2400	400	50
2021	20404	3518	3903	5052	1039	303	414	14649	2400	400	50
2022	22020	3798	4503	5052	1039	303	414	16266	3000	400	50
2023	23995	4140	4554	5052	1039	340	465	18203	3000	400	50
2024	25969	4483	5154	5052	1039	340	465	20177	3600	400	50
2025	27943	4825	5754	5052	1039	340	465	22151	4200	400	50
2026	30289	5232	5755	5052	1039	340	466	24497	4200	400	50
2027	32634	5638	6355	5052	1039	340	466	26842	4800	400	50
2028	35486	6133	6955	5052	1039	340	466	29694	5400	400	50
2029	38337	6627	7555	5052	1039	340	466	32545	6000	400	50
2030	41189	7122	7834	5052	1039	544	745	35193	6000	400	50

**ANNEXE G : COURBES DES CHARGES OUGANDA - KENYA**





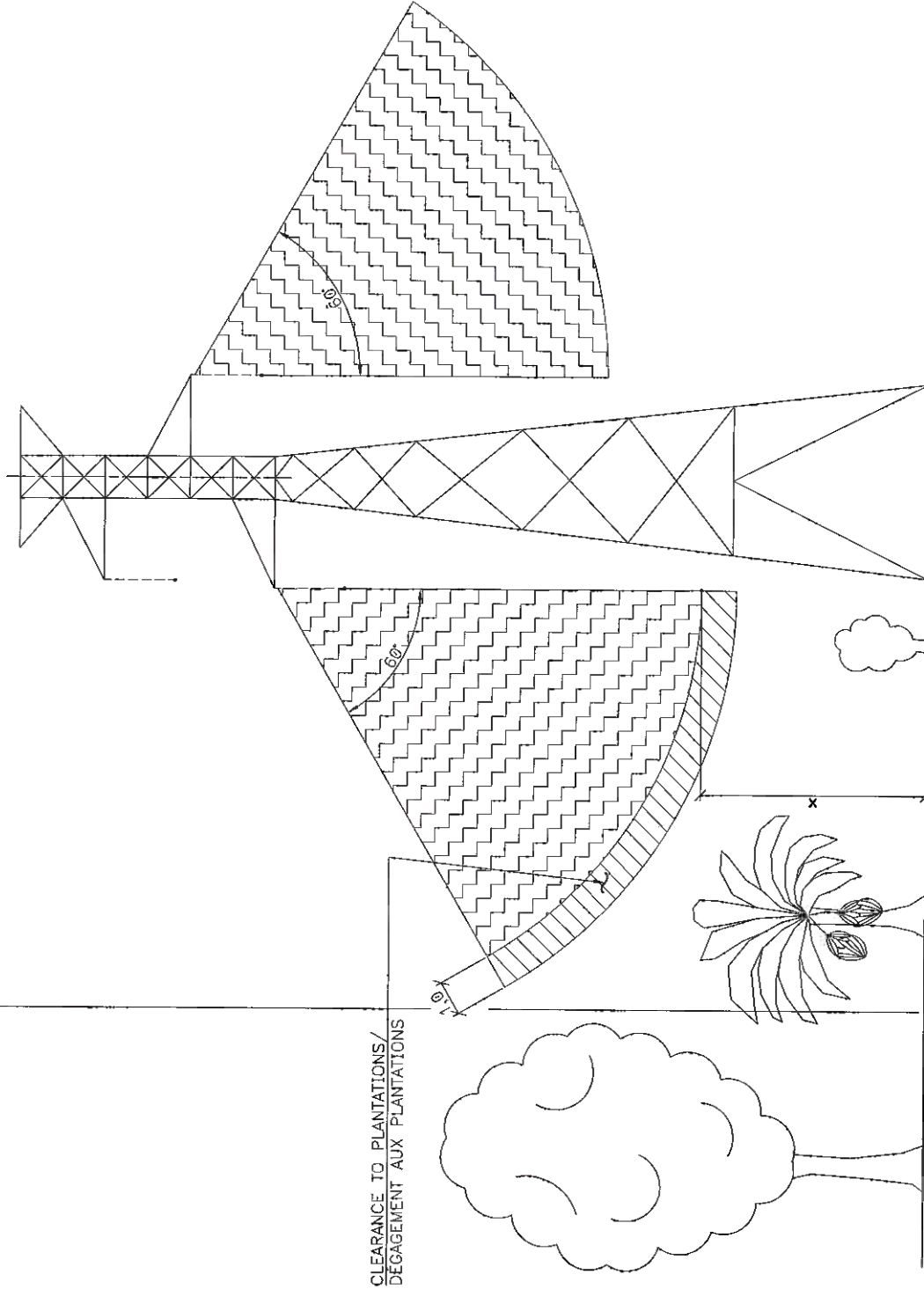




## ANNEXE H : DEGAGEMENT ELECTRIQUE



EMPRISE 300,0 m RIGHT OF WAY



CLEARANCE TO PLANTATIONS/  
DÉGAGEMENT AUX PLANTATIONS

EUCALYPTUS

BANANA  
BANANIER

BUSH  
BUISSON

CLEARANCE TO GROUND/ DÉGAGEMENT AU SOL	x (m)
220 kV	8,0
110 kV	7,0

NOTE : RULLING SPAN  
PORTEE DETERMINANTE : 350 m

SCALE / ECHELLE 0 1,25 2,50 3,75 5,00 6,25 m



**NELSAP**  
STUDY ON THE INTERCONNECTION  
OF THE ELECTRICITY  
NETWORKS OF THE NILE  
EQUATORIAL LAKES  
COUNTRIES

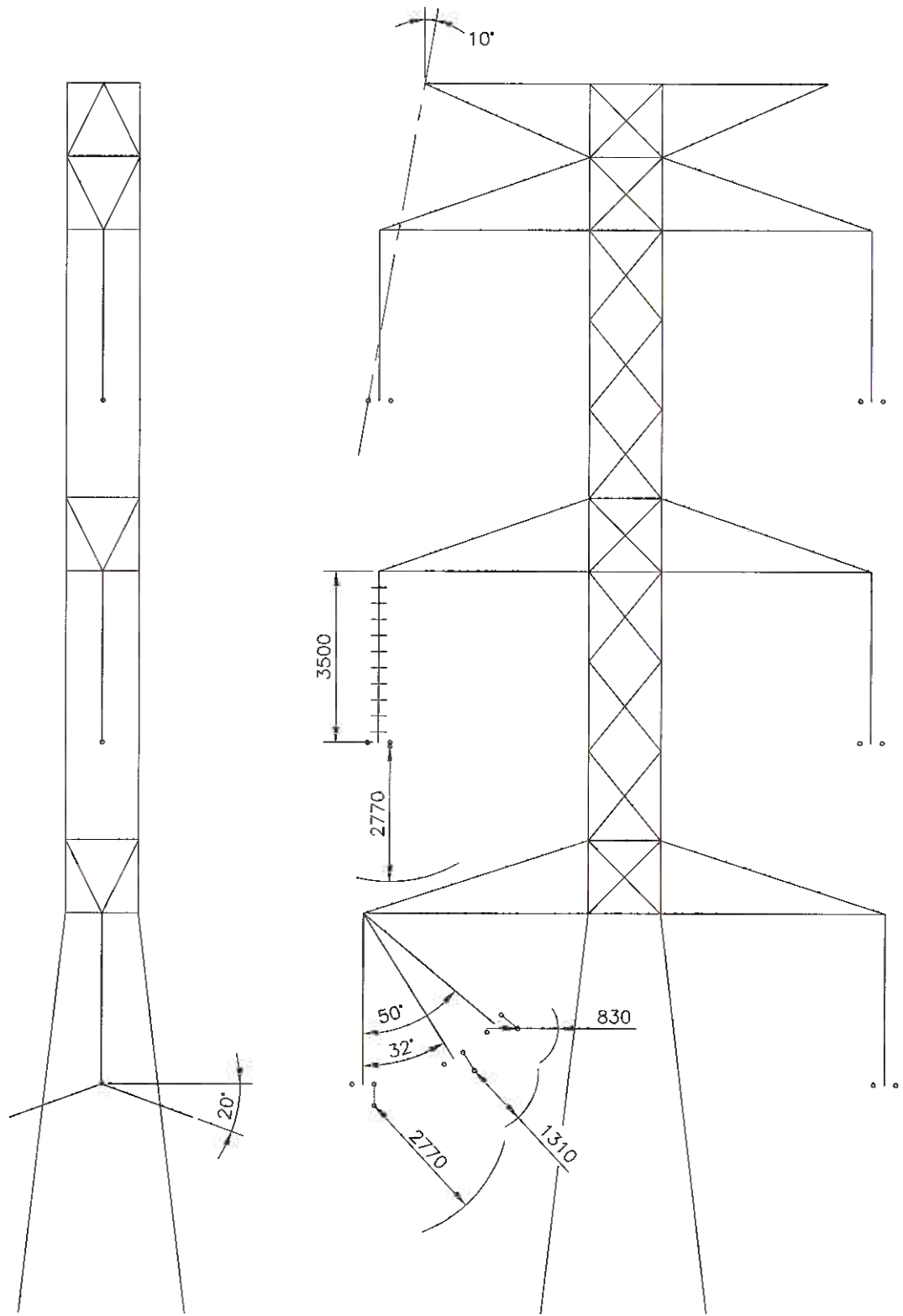
**PAALEN**  
ETUDE DE LA LIEN DE  
DES RESEAUX ELECTRIQUES  
DES PAYS DES LACS  
EQUATORIAUX DU NIL

FEASIBILITY REPORT / RAPPORT DE FAISABILITE

KENYA - UGANDA INTERCONNECTION  
220 KV RIGHT-OF-WAY CLEARANCE






No. H.L. KU 123 a  
Date : Juin / Juin 2007



1:125

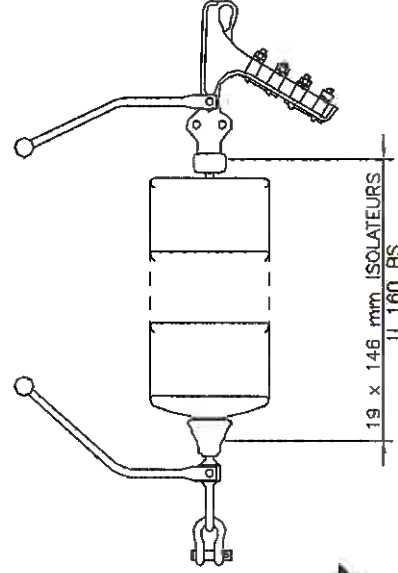
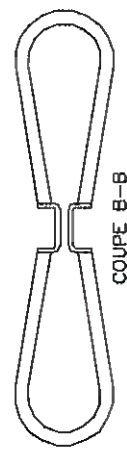
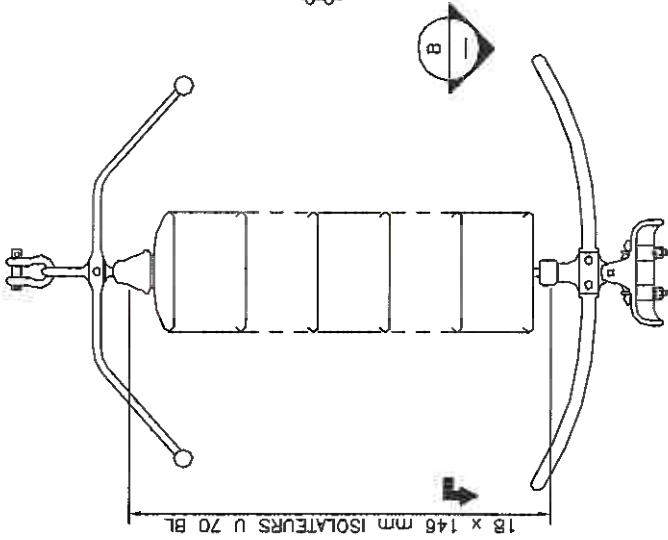
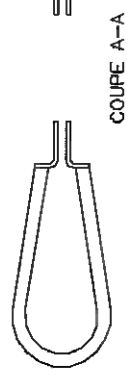
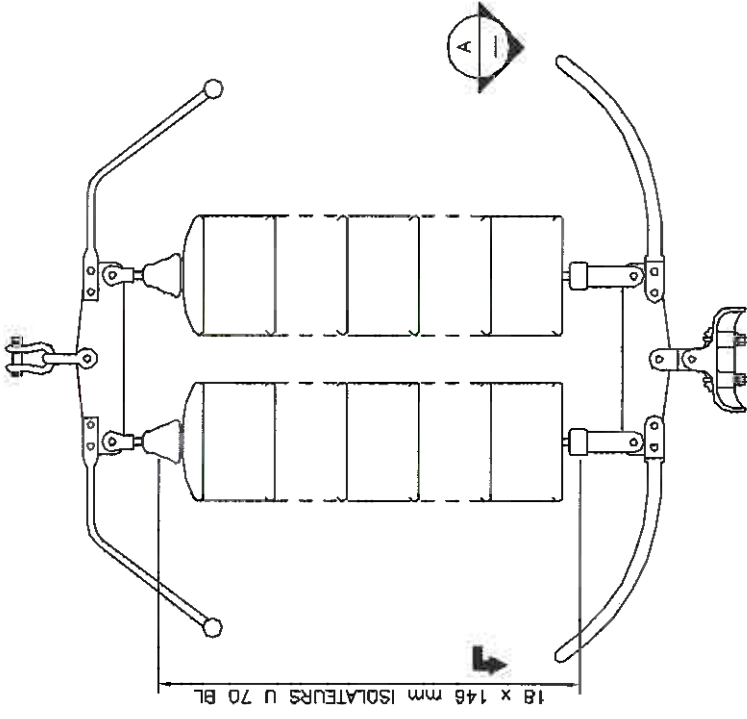
SCALE / ÉCHELLE 0 1,25 2,50 3,75 5,00 6,25 m

	<p><b>NELSAP</b> STUDY ON THE INTERCONNECTION THE ELECTRICITY NETWORKS OF THE NILE EQUATORIAL LAKES COUNTRIES</p>	<p><b>PAALEN</b> ETUDE D' INTERCONNECTION DES RESEAUX ELECTRIQUES DES PAYS DES LACS EQUATORIAUX DU NIL</p>
	<p>FEASIBILITY REPORT / RAPPORT DE FAISABILITÉ</p>	
<p><b>KENYA - UGANDA INTERCONNECTION 220 KV CONDUCTOR CLEARANCES</b></p>		
		<p>No H L KU 125 a</p>
		<p>Date : June / Juin 2007</p>

**ANNEXE I : ISOLATEUR**







CHAÎNE SIMPLE EN ARRET

1:10  
 SCALE / ÉCHELLE 0 100 200 300 400 500 mm

	NELSAP STUDY ON THE INTERCONNECTION OF THE ELECTRICITY NETWORKS BETWEEN UGANDA AND RWANDA COUNTRIES	PAALEN ETUDE D'INTERCONNECTION DES RESEAUX ELECTRIQUES ENTRE L'UGANDA ET LE RWANDA
	FEASIBILITY REPORT / RAPPORT DE FÉASIBILITÉ KENYA - UGANDA INTERCONNECTION 220 KV INSULATOR STRINGS	
No. H.L KU 124 a		Date: June / Juin 2007



**ANNEXE J : REFERENCES**



## Uganda References

- Bugiri District, 2004. District State Of Environment Report.
- Bugiri District Three-Year Rolling Development Plan (2005/2006 – 2007/2008)
- Eastern African Sub Regional Support Initiative for the Advancement of Women (EASSI), 1999. Women and Land Rights in Uganda.
- Government of Uganda, 2002. Uganda Poverty Assessment Process Phase II Report.
- Government of Uganda, 2005. Water and Sanitation Sector Performance Report.
- Iganga district local council (Three – year district development plan 20052008)
- Iganga District, 2004. District State Of Environment Report.
- Jinja District Plan 2005-2008,
- Jinja District, 2005. State of The Environment Report.
- Land cover (Land use) stratification Map - Iganga District ; Scale 1: 130,000
- Land cover (Land use) stratification Map - Bugiri District; Scale 1: 110,000
- Land cover (Land use) stratification Map - Jinja District; Scale 1: 50,000
- Land cover (Land use) stratification Map - Tororo District; Scale 1: 80,000
- National Environmentatl Management Authority (NEMA), 2003. Environmental Legislation of Uganda.
- Okoth-Ogendo H W, 1998. Implementing land legislation in Uganda.
- Owanji Odida Irene, 1999. Land Law Reform: Challenges and opportunities of securing women’s land right’s in Uganda.
- Tororo Development Plan, 2005-2008
- Uganda Bureau of Statistics, 2000. Uganda National Household Survey.
- United Nations Development Program (UNDP), 2005. Uganda Human Development report: Linking Environment to Human Development. A deliberate Choice.

## Kenya References

- Central Bureau of Statistics (CBS). 2004a. Kenya Demographic and Health Survey 2003. July 2004.
- Central Bureau of Statistics (CBS). 2004b. Analytical report on migration and urbanization.
- Central Bureau of Statistics (CBS). 2003a. Atlas of Population and Development Indicators: 1999 Kenya Population and Housing Census.
- Central Bureau of Statistics (CBS). 2003b. Geographic Dimensions of Well-Being in Kenya: Where are the poor? From districts to locations. Vol. I.
- Central Bureau of Statistics (CBS). 2003c. Kenya Demographic and Health Survey 2003, Preliminary Report.
- Central Bureau of Statistics (CBS). 2003d. Report of 1998/99 Labour Force Survey.
- Central Bureau of Statistics (CBS). 2002. Kenya 1999. Population and Housing Census: Analytical Report on Gender Dimensions, Vol. XI.
- Eastern African Sub-Regional Support Initiative for the Advancement of Women (EASSI). 2002. Women and Land Rights in Kenya.
- ICRAF and MOARD. 2000. Improved land management in the lake Victoria basin: Final Technical Report. Startup Phase, July 1999 to June 2000. Nairobi, Kenya.

- ISRIC. 1997. Impact of soil erosion on maize production in Kenya. International Reference and Information Centre. Wageningen, The Netherlands.
- KARI & ICRAF. 2003. Global Environment Facility Project Proposal for a Full Sized Project: Western Kenya Integrated Ecosystem Management Project.
- Kenya Agricultural Research Institute (KARI). 2004. Project Report for Western Kenya Integrated Ecosystem Management Project (WKIEMP): Draft Environmental Assessment.
- Kenya Agricultural Research institute. World Wetlands day celebration 2005- Kenya.
- Ministry of Health (MoH). 2005. AIDS in Kenya: Trends, Intervention and Impact.
- Ministry of Planning and National Development (MPND). 2005. MDGs Status Report for Kenya.
- Ministry of Planning and National Development (MPND). n.d. Bungoma District Development Plan 2002-2008.
- Ministry of Planning and National Development (MPND). n.d. Busia District Development Plan 2002-2008.
- Ministry of Planning and National Development (MPND). n.d. Kakamega District Development Plan 2002-2008.
- Ministry of Planning and National Development (MPND). n.d. Nandi District Development Plan 2002-2008.
- Ministry of Planning and National Development (MPND). n.d. Uasin Gishu District Development Plan 2002-2008.
- Republic of Kenya. 2004. Investment Programme for the Economic Recovery Strategy for Wealth and Employment Creation, 2003-2007.
- Republic of Kenya. District development plan-Kakamega District (1994-1996).
- Republic of Kenya. District development plan-Kakamega District (1997-2001).
- Republic of Kenya. District development plan-Busia District (1997-2001).
- Republic of Kenya. District development plan-Nandi District (1994-1996).
- Republic of Kenya. District development plan-Busia District (1994-1996).
- The Electric Power Act. 1997.
- UNDP. 2005. Human Development Report.
- UNDP-Kenya. 2005. Linking Industrialization with Human Development: Kenya Human Development Report.
- World Bank (WB). 2004. Country Assistance Strategy for the Republic of Kenya.
- World Bank (WB). 2003. The Kenyan Strategic Country Gender Assessment.

**ANNEXE K : LISTE DES ORGANISMES RENCONTRES**





## UGANDA

Name of the person	Position	Organization
Mr. Rufafa Dickson	District Environmental Officer	Jinja District Local Government
Mr. Mubiru Nathan	District Planner	Jinja District Local Government
Mr. Mununuzi Nathan	District Environmental Officer	Iganga 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

## KENYA

Name of the person	Position	Organization
Mrs. Catherine N. Mbaisi	District Environmental Officer	North Nandi
Mr. B. Omondi	Provincial Environmental Officer	Western Province
Mr. A.A.Saisi	District Environmental Officer	Kakamega District
Mr. K. Ronoh		National Environmental Management Authority (NEMA)
Dr. James Njogu	Head office	Kenya Wildlife Service
Dr. Benjamin Mwasi	School of Environmental Studies	Moi University
Mr John Mironga		Department of Geography Egertomn University, Njoro
		National Museums of Kenya. Antiquities and Heritage sites department
Dr. Otieno Agwanda	Senior Research Institute	University of Nairobi
Dr. Anne Khasakhala	Research Fellow. Population Studies Research Institute	University of Nairobi
Prof. Elijah Biama	Chairman, Department of environmental Engineering	University of Nairobi
Mr. Antony Lusuli	Ministry of Planning and National Development.	Central Bureau of Statistics
Ms. Mary Wanyonyi	Ministry of Planning and National Development	Central Bureau of Statistics
Mr. Awiti Kakumu	Lecturer, School of Built up Environment	University of Nairobi
Dr. Kapule, D.E	Lecturer. Department of Geography	University of Nairobi