

Sommaire:

Remerciements :	i
Résumé	ii
Abstract.....	ii
Liste des Acronymes:	vi
Liste des Abréviations :	vii
Liste des Figures :	viii
Liste des Tableaux :	ix
INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : Présentation de l'organisme d'accueil : CEGELEC.....	2
Introduction.....	3
I. Groupe Cegelec	3
II. Secteur d'activité.....	3
1. Industriel	3
2. Tertiaire.....	4
3. Infrastructures	4
Conclusion :	6
CHAPITRE II : Présentation du poste 225KV/60KV/11KV BERKANE II.....	7
Introduction.....	8
I. Le contrôle commande numérique d'un poste	8
1. Définition	8
2. Missions	8
3. Architecture.....	9
II. Schéma unifilaire protection et Mesure poste BERKANE II	12
1. Schéma et Description	12
2. Fonctionnement.....	14
3. Les Relais de protection.....	14
Conclusion	15
CHAPITRE III : ELABORATION DE LA DATA LISTE.....	16
Introduction.....	17
I. Schémas type ONE et fonctions de Protection.....	17
1. Les schémas type ONE	17
2. Les fonctions de protections	18

3.	Les ADSU du T101/T103	18
II.	La liste des Entrées sorties.....	21
1.	Codification.....	21
2.	Les Cartes d'entrées courants et tensions	21
3.	Cartes d'entrées/Sorties numérique	23
4.	L'extrait de la data liste (I/O).....	26
	Conclusion	27
	CHAPITRE IV : LOGIQUES DE VERROUILLAGE	28
	Introduction.....	29
I.	Méthodologie.....	29
1.	Analyse par niveau de provenance de l'information	29
2.	Règles et conditions d'ouverture et de fermeture des sectionneurs et disjoncteurs.....	30
II.	Logiques de verrouillage des Organes	30
1.	Disjoncteur 25D182.....	30
2.	Sectionneur de barre 25SS1-2.....	33
3.	Disjoncteur D592	34
4.	Sectionneur ID592	36
	Conclusion	37
	CHAPITRE V : Application de supervision de comptage d'énergies	38
	Introduction	39
I.	Principe de mise en Œuvre de l'application:	39
1.	Structure de communication du MODBUS	39
2.	Description du Principe de transmission : MODBUS	41
3.	Structure des données :	42
4.	Le CRC16 (Cyclic Redoundancy Code/check)	44
II.	Le Compteur A1800 Alpha Meter : Paramètres de communication.....	45
1.	Les registres de Mapping	45
2.	Les Tarifs de comptage	46
III.	Présentation de l'application.....	47
1.	Organigramme générale de l'Application « Comptage »	47
2.	L'interface.....	48
	Conclusion :	49
	Conclusion générale	50

RAPPORT DE PROJET DE FIN D'ETUDES POUR L'OBTENTION DU DIPLOME
D'INGENIEUR EN MECATRONIQUE

WEBOGRAPHIE :	51
BIBLIOGRAPHIE :	51
LEXIQUE :	52
<u>ANNEXES</u> :	54
Annexe I : Les NORMES et protocoles	54
Annexe II : Les relais de protection et Compteurs	62
Annexe III : Fonctions de protection	64
Annexe IV : Code Source de l'application	66
INDEX :	74

Liste des Acronymes:

APCI : Application Protocol Control Information
APDU: Application Protocol and Data Unit
ARS: Automatisation De Reprise De Service
ASDU : Application Service Data Unit
CCM : Court-circuiteur de Mesure
CCP : Court-circuiteur de Protection
CRC : Cyclique Redundancy Code/Check
DDB : Digital DATA Base
DNP N°3: Distributed Network Protocol VERSION 3
EMS/SOE : Fichier de Configuration d'Etat / Séquence Of Event
GOOSE: Generic Object Oriented Substation Event
IEC : International Electrotechnical Commission/Standards
IED : Intelligente Electronic Device
PLA : Power Link Advantage
SCP : Substation Control Point (Point de commande de poste secondaire)
SCT/DCT : Simple/Double Compter Time
SFEL : SECTIONNEUR PORTE FUSIBLE
SPC/DPC/MPC : Single/Double/Multiple Point Contrôle
SPS/DPS/MPS : Single/Double/ Multiple Point State
TC : Transformateur De Courant
THT /HT/MT/BT : Très Haute/haute/moyen/basse tension
TLD : Télédéclenchement
TST : Travaux Sous Tension
TT/TP: Transformateur de tension
UCL : Unité de Contrôle Logique (Tranche)

Liste des Abréviations :

COM : COMMUTATEUR

COMM : COMMUNICATION

DEF : DEFAILLANCE/DEFAULT

DIFF : DIFFERENTIELLE

DISJ/DJ : DISJONCTEUR

ICT : INTERRUPTEUR CONSIGNATEUR DE TRANCHE

JDB : JEUX DE BARRES

LOC : LOCAL

MAXI : MAXIMUM COURANT DE PHASE

MAXIN : MAXIMUM COURANT DE NEUTRE

MAXU : MAXIMUM DE TENSION

MU : Minimum de Tension

MU : MINIMUM DE TENSION

PROT : PROTECTION

REGL : REGLEUR

REGU : REGULATEUR

SB : SEUIL BAS

SH : SEUIL HAUT

Liste des Figures :

Figure I. 1:Diagramme Circulaire des domaines d'exploitation de CEGELEC	5
Figure I. 2:Organigramme de CEGELEC	5
Figure II. 1:Principe de la protection.....	8
Figure II. 2:Architecture double étoile du Poste.....	9
Figure II. 3:Architecture commande contrôle du poste	11
Figure II. 4:Schéma Unifilaire protection et mesures du poste 225KV/60KV/11KV de BERKANE II.....	13
Figure III. 1: Schéma type ONE Tranche transformateur 225KV/60KV/11KV	17
Figure III. 2: Carte de Connection I/U pour le D60	22
Figure III. 3: carte de sorties G P444 N°2	24
Figure III. 4: carte d'entrées n° N du C264	25
Figure IV. 1: Principe d'élaboration des Logiques de verrouillage	29
Figure IV. 2: Sortie Commande fermeture DISJ25D182	31
Figure IV. 3: Sortie Commande Ouverture DISJ25D182	32
Figure IV. 4:Sortie Commande Ouverture Sect. 25SS1-2.....	33
Figure IV. 5:Sortie Commande Ouverture DISJ D592	34
Figure IV. 6:Sortie Commande Fermeture DISJ D592	35
Figure IV. 7: Sortie commande Ouverture Sectionneur ID592.....	36
Figure IV. 8: Logigramme Couplage établi.....	37
Figure V. 1: Organisation du MODBUS	39
Figure V. 2:Principe général du MODBUS.....	40
Figure V. 3: Convertisseur RS232→RS485	40
Figure V. 4: Connection des équipements en MODBUS.....	41
Figure V. 5: Trame Générale MOBUS.....	41
Figure V. 6: Communication MODBUS sans erreur.....	41
Figure V. 7: Communication MODBUS avec erreur	42
Figure V. 8: Organigramme du principe de conception de l'application	48
Figure V. 9: Interface de l'application « comptage » page 1	49
Figure V. 10: Interface application « Comptage » page 3.....	49

Liste des Tableaux :

Tableau I. 1:Fiche technique du groupe CEGELEC	3
Tableau III. 1:Exemples de Code Fonctions des ASDU	19
Tableau III. 2:Exemples de Code information de l'ASDU	19
Tableau III. 3: Extrait table des Numéros des ASDU	20
Tableau III. 4: Exemples de Codes « cause de la transmission » de l'ASDU.....	20
Tableau III. 5:Codification des noms des Tranches et des Niveaux de Tension.....	21
Tableau III. 6: Extrait de la liste des entrées/sorties	26
Tableau V. 1: Code des Fonctions MODBUS.....	42
Tableau V. 2: Trame de requête ou Request Frame	42
Tableau V. 3: Trame de réponse ou Response Frame	43
Tableau V. 4: Trame d'erreur ou ERROR FRAME	43
Tableau V. 5: Registres Compteurs bloque puissances	45
Tableau V. 6: Registres Compteurs bloque Energies	46
Tableau V. 7: Les registres des tarifs de comptage	46
Tableau V. 8: Distribution temporelle des Tarifs de comptage.....	47

INTRODUCTION GENERALE

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : qualité, économie et surtout continuité du service. Les lignes de transport et les postes d'énergie électrique haute tension THT/HT constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs MT et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs. Les relais numériques programmables, depuis leur entrée sur le marché ont contribué à améliorer la protection et le contrôle des postes électrique.

La nécessité et l'importance de la validation du matériels, de contrôler les organes, d'assurer la supervision des événements (alarmes), la communication entre les équipements d'un poste électrique et la sécurité sont les défis dans un système de contrôle commande d'un poste de distribution électrique. Ce sont donc la problématique auquel nous allons essayer d'apporter des réponses.

Afin de répondre à cette problématique, nous décomposerons ce travail en cinq chapitres qui seront présenté dans un ordre chronologique, de technicité et d'emplacement dans le projet mère qui est : « le contrôle commande du postes de distribution 225KV/60KV/11KV de Berkane II » et en passant tout d'abord par la présentation de l'organisme d'accueil au chapitre I où nous aborderons les points tels que les secteurs d'activités et domaines de compétences. Dans le chapitre II, nous ferons une analyse des différents aspects du projet mère « Poste de Berkane » afin de mieux cerner l'environnement pour en tirer les outils tels que les normes et les protocoles et informations relatives au fonctionnement du poste qui seront nécessaires pour aborder le troisième chapitre.

C'est le premier point de notre travail, il sera question d'une mise en place d'une liste de données qui servira à la validation des équipements qui seront utiles dans l'accomplissement du projet mère ainsi que dans la configuration du point de vue communication par protocoles des différents équipements qui constituent le système de contrôle commande du poste. Quant au quatrième chapitre, il tablera sur un point plus technique du projet qui consisterait à élaborer des logiques de commande pour assurer le contrôle depuis une interface utilisateurs des organes du poste tels que les disjoncteurs et sectionneurs.

Le dernier chapitre quant à lui, dernier maillon du projet mère, sera consacré à la conception d'une interface de supervision spécifique aux compteurs d'énergies pour affichage en temps réel des données de comptage sur un PC et qui sera basé sur le protocole MODBUS maître/esclaves, développé dans l'environnement VISUAL BASIC 6

CHAPITRE I : Présentation de l'organisme d'accueil : CEGELEC



Introduction

Ce présent chapitre est consacré à la présentation de l'entreprise, organisme dans lequel s'est déroulé ce stage de fin d'études, nous détaillerons les activités de ce bureau d'étude qui se concentre principalement dans le domaine électrique, particulièrement dans l'installation et la maintenance des systèmes électriques dans l'industrie, les infrastructures et le tertiaire.

I. Groupe Cegelec

Filiale du groupe VINCI depuis 2010 et leader sur le marché des services technologiques, Cegelec est un Groupe mondial intégré de services technologiques aux entreprises et aux collectivités. Le Groupe réalise 24,4% de son chiffre d'affaire dans l'industrie, 27,7% dans les infrastructures, 17% dans le tertiaire et 30% dans la maintenance.

Cegelec compte 26 000 collaborateurs et est présent dans plus de 30 pays en France, en Europe et dans le monde, à travers ses 200 agences ou centres de travaux et plus de 1200 bureaux.

➤ Fiche technique :

Raison sociale	CEGELEC
Date de création	1 ^{er} octobre 1946
Appartenance à un groupe	Oui (VINCI Energies)
Statut juridique	SA
Secteur d'activité	Entreprise de Travaux Electriques
Siège social-Adresse	62, Boulevard Oqba Ibnou Nafiaa Casablanca
Téléphone	05 22 63 93 93
Faxe	05 22 60 39 16
Chiffre d'affaire	120 Millions d'euros

Tableau I. 1:Fiche technique du groupe CEGELEC

II. Secteur d'activité

CEGELEC intervient dans le l'industrie, le secteur tertiaire, et l'infrastructure :

1. Industriel

Cegelec opère dans le domaine de l'électricité industrielle. En apportant des solutions adaptées aux besoins spécifiques de tout type d'industriels :

- Automobile
- Gaz, Pétrole et mines
- Industrie de process (Sidérurgie, métallurgie,...)
- papeterie, chimie, pharmacie, agroalimentaire,...)

La compétence historique de CEGELEC dans l'ingénierie électrique lui permet de proposer une offre diversifiée : études, conception et réalisation, achats d'équipements, installation, exploitation et maintenance de tous types d'installations et de réseaux électriques.

2. Tertiaire

Secteur de haute technicité, le tertiaire mobilise des compétences multi-techniques.

Les prestations de la filiale s'étalent sur une large palette de compétences et de métiers qui ont confirmé son positionnement, faisant de Cegelec un acteur du développement des infrastructures tertiaires de tout genre :

- Complexes hôteliers et résidentiels
- Sièges sociaux
- Centres commerciaux
- Hôpitaux

3. Infrastructures

Concentré dans les domaines de :

- L'Energie
- Du Transports
- De la Télécommunications
- De la Gestion de l'eau

Présent dans des secteurs très exigeants en matière de fiabilité et de sécurité, Cegelec met au service des infrastructures toute son expertise et sa rigueur.

En matière d'énergie, l'ingénierie électrique, la gestion de projet et l'intégration de systèmes sont au cœur de l'histoire et des métiers de Cegelec. Ce qui lui permet de proposer une offre diversifiée sur l'ensemble de la chaîne énergie : études, conception, coordination, construction, achat d'équipements, installation, exploitation et maintenance de tout type d'installations telles que les centrales de production d'énergie (énergies renouvelables, centrales thermiques) lignes haute tension, réseaux électriques (éclairage public,) et les Postes de transformation.

La sous-section postes de transformation propose des solutions clés en main pour les postes de transformation de 60 kV à 400 kV :

- Etude électromécanique et basse tension
- Conception et fabrication des structures métalliques
- Conception et câblage des armoires auxiliaires et contrôle commande
- Contrôle, commande, essais et mise en service où j'ai effectué mon stage et qui se charge de l'étude de la partie automatisation des postes, la configuration des équipements de protection, des organes de protection par la mise en place de leurs logiques de verrouillages, enclenchement, déclenchement basé sur les normes et le besoin client.
- ...

En résumé CEGELEC cadre les domaines de ses secteurs d'activités dans les proportions représentées dans le diagramme circulaire ci-après :

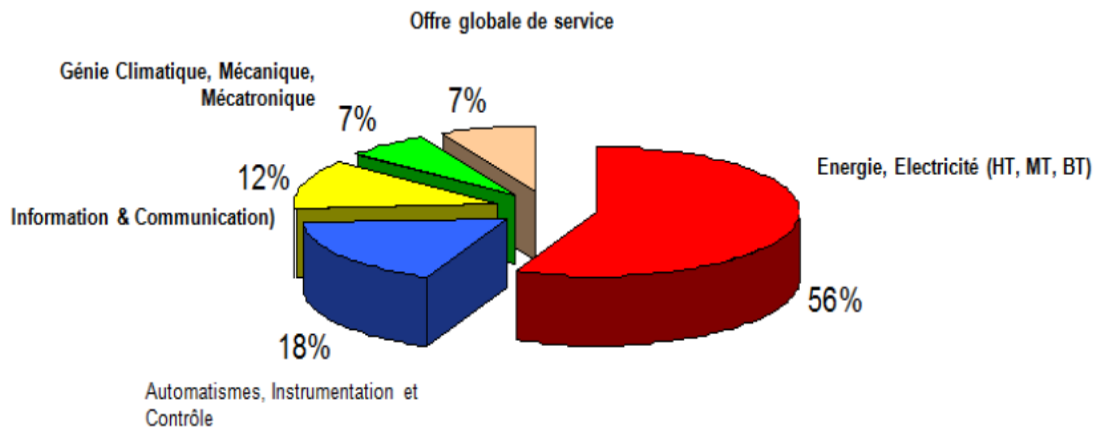


Figure I. 1: Diagramme Circulaire des domaines d'exploitation de CEGELEC

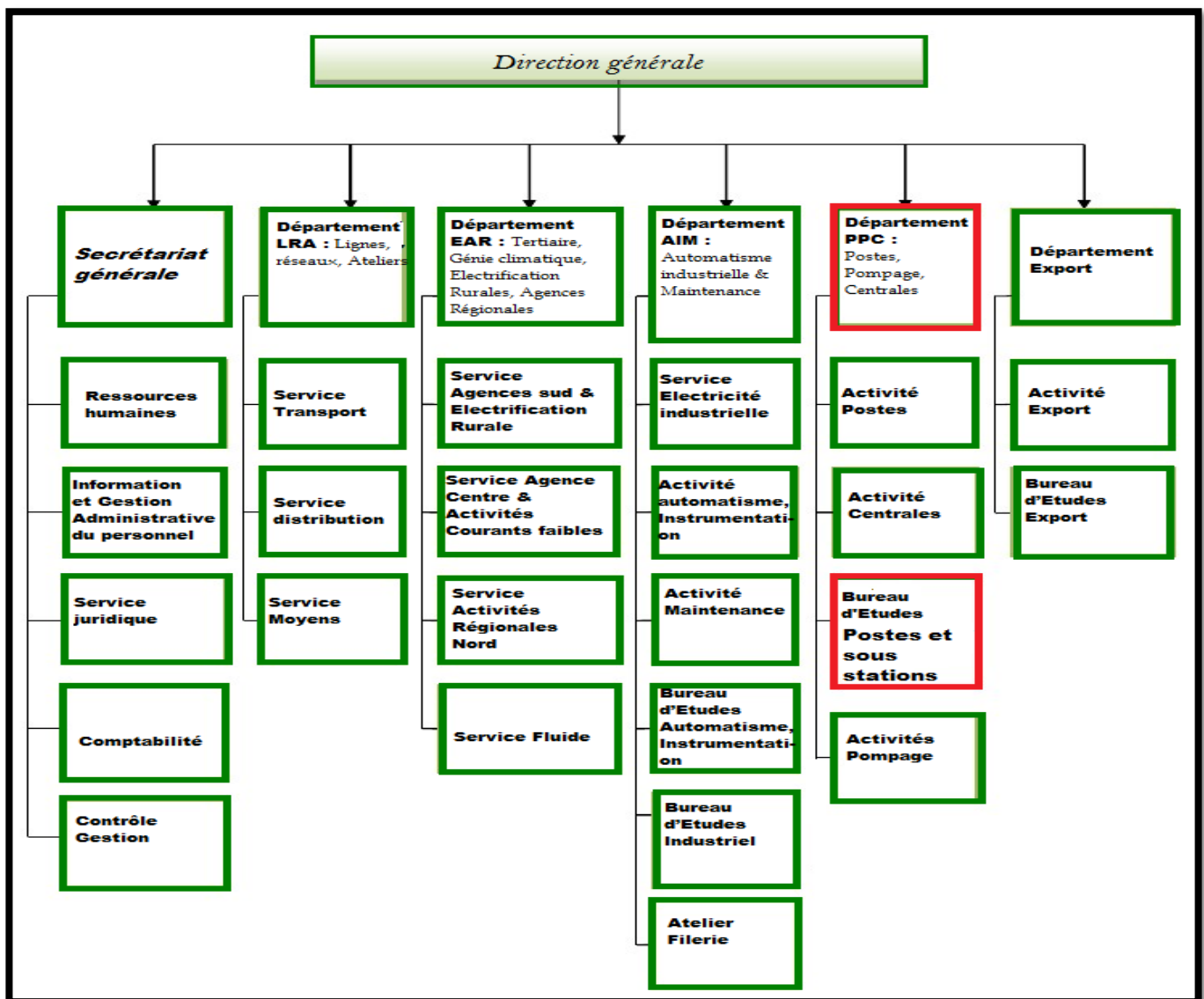


Figure I. 2: Organigramme de CEGELEC



Conclusion :

L'objectif de ce chapitre est de montrer les secteurs d'activités du groupe CEGELEC filiale de VINCI énergies intégrant en plus d'autres bureaux d'études à savoirs : OMEXOM, AXIANS, ACTEMIUM

CHAPITRE II : Présentation du poste 225KV/60KV/11KV BERKANE II

Introduction

Un système de contrôle commande des postes doit répondre à certaines conditions régie par les normes relative au domaine de la distribution de l'énergie électrique, du contrôle commande des postes électriques, à savoir : Assurer une protection fiable des équipements et des personnes, une disponibilité de l'énergie et limiter les incidents. En d'autre terme assurer la sureté de fonctionnement du système. Pour satisfaire ses exigences quelles seront les fonctions à satisfaire par système de contrôle commande du poste ?

1. Définition

Les systèmes de contrôle commande sont des systèmes informatiques et des automatismes nécessaires au fonctionnement du système électrique et à sa conduite. Les équipements sont installés au plus près des installations de puissance (postes de transport, centre de production) pour la conduite en local et la protection des personnes et du matériel.

2. Missions

Les installations électriques nécessitent une gestion optimale afin de garantir la disponibilité de l'énergie pour cela les automatismes de contrôle doivent satisfaire les fonctions suivantes :

❖ Surveiller:

- Acquisition et traitement informatisé des données du procédé
- Datation à la source : permettre une datation précise et commune à tout le système, la synchronisation de chaque équipement avec une précision de 1ms
- Emettre les informations de sortie pour les fonctions d'exploitation (conduite locale, téléconduite, maintenance, analyse d'incident électrotechnique, accès distant), de protections et automates.

❖ Protéger

Protéger le réseau électrique le plus intelligemment possible en agissant sur le disjoncteur associé afin :

- De surveiller en permanence les divers paramètres d'une partie d'un réseau (ligne, câble ou transformateur),
- D'agir en situation anormale,
- De transmettre des informations pour l'exploitation du réseau

Ce rôle est assuré par les relais de protection



Figure II. 1:Principe de la protection

❖ **Contrôler**

- Agir sur les organes de coupures ou les prises de transformateurs à l'aide de commandes : locales (depuis le calculateur), depuis le Poste Opérateur, depuis la Supervision distante.
- Commandes Sécurisées : habilitation du point de conduite, mot de passe, autocontrôles, inter-verrouillages, ...

3. Architecture

Afin d'assurer la bonne conduite du réseau électrique et les différents automatismes associés, le système de contrôle-commande est composé de matériels et logiciels informatiques cohérents.

Composé de trois niveaux, à savoir le niveau des protections et les équipements (Les calculateurs et les IEDs (intelligente electronic device), les équipements de liaison tels que les switches et passerelles et le niveau de la supervision qui est composé essentiellement de d'ordinateurs et d'imprimantes.

La communication entre les calculateurs avec les passerelles ou avec les postes opérateurs et d'ingénierie s'effectue par Ethernet 100Mbits basé sur le protocole IEC61850. Ils sont connectés en double étoile ce qui assure une meilleure fiabilité du système. Toutes les données sont envoyées en parallèle sur les deux réseaux, ceci garanti que la perte d'un des deux ensembles de Switch n'affecte pas le réseau Ethernet.

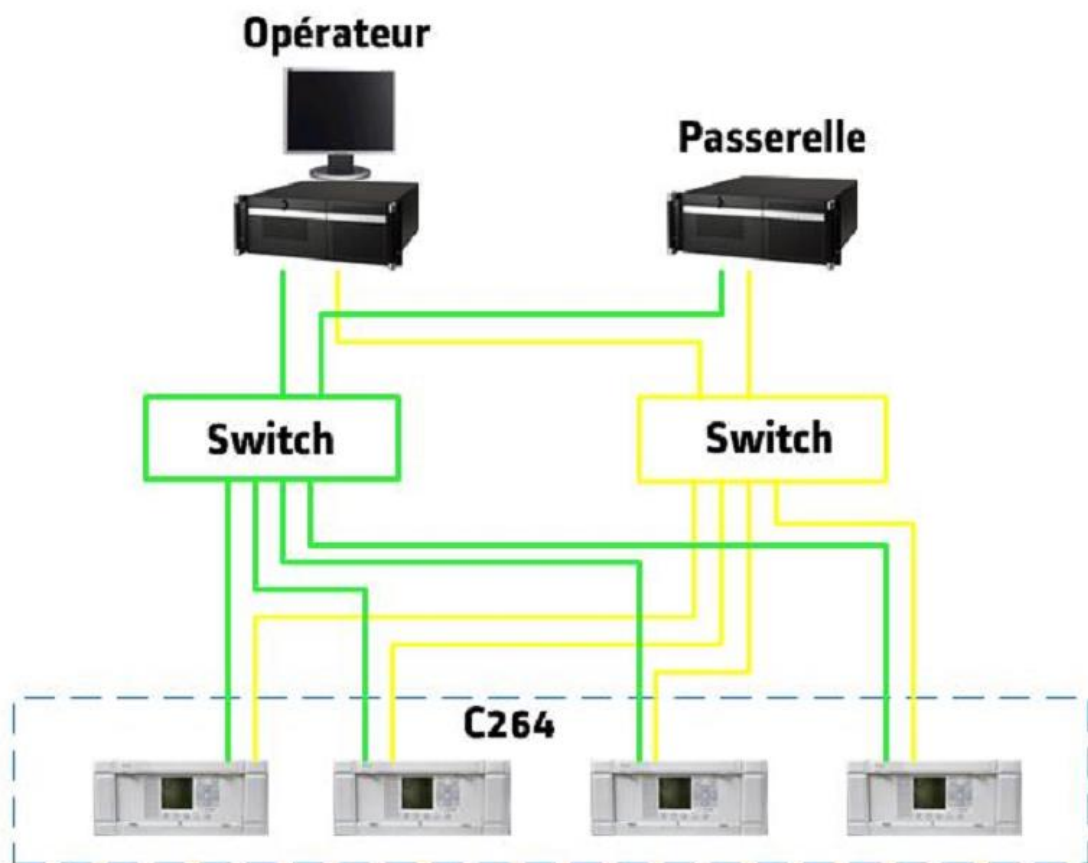


Figure II. 2: Architecture double étoile du Poste

La liaison du point de vue communication entre les protections et les calculateurs de tranche s'effectuent à base du protocole IEC60870-5-103 communément appelé T103 ou avec le DNP3 (Distributed Network Protocole)

Le schéma ci-après décrit l'architecture de contrôle-commande du poste de BERKANE II avec l'ensemble des équipements de contrôle et de protection dédié à chaque tranche, les appareils de communications et de supervision tout en spécifiant les protocoles utilisés et en faisant la répartition géographique des armoires.

Rapport-Gratuit.com

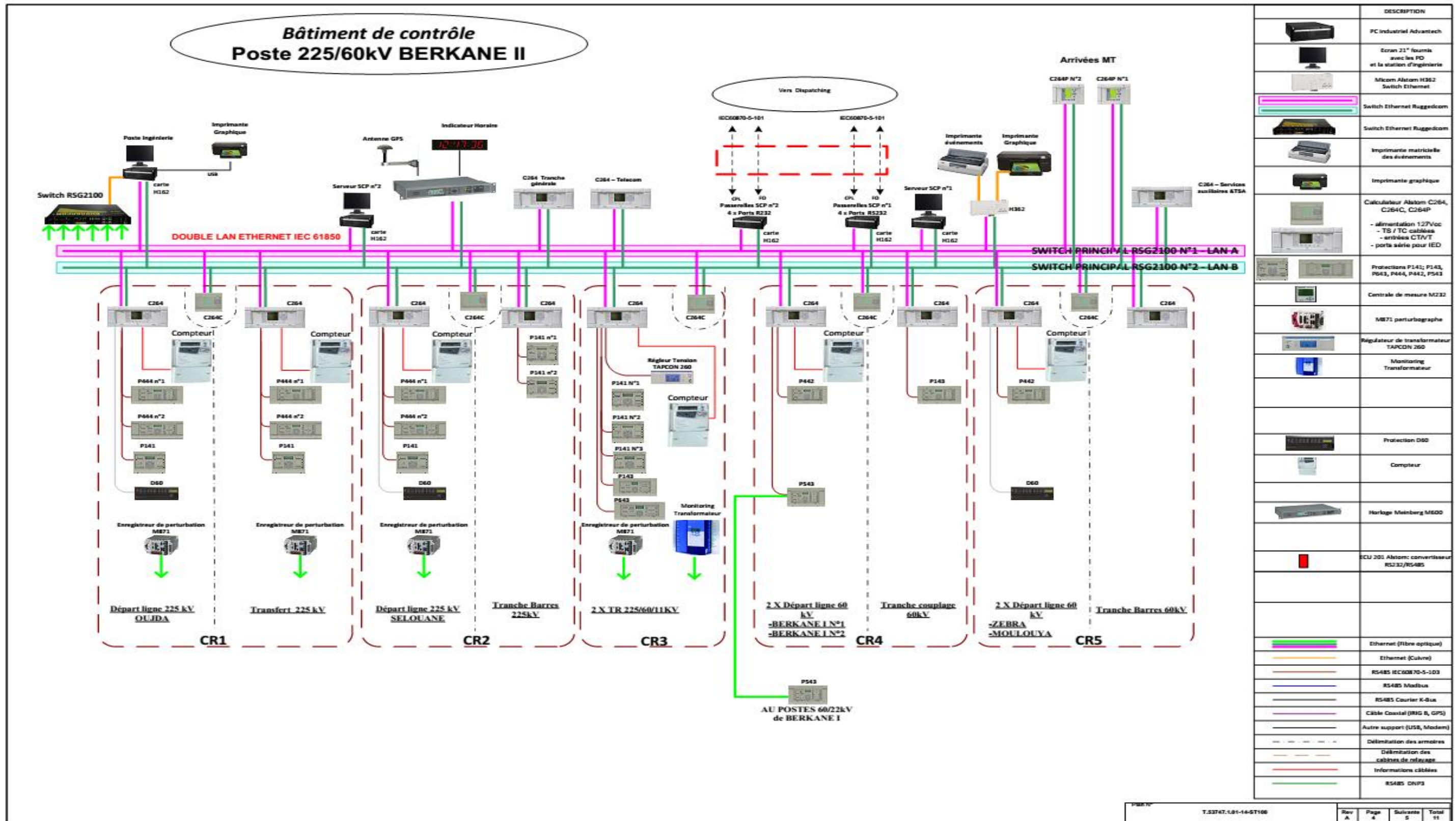


Figure II. 3: Architecture commande contrôle du poste

I. Schéma unifilaire protection et Mesure poste BERKANE II

1. Schéma et Description

❖ Description

Le poste est constitué de :

- ✓ deux départ 225KV, un premier départ Oujda et un deuxième de Selouane;
- ✓ un transfert 225KV,
- ✓ une tranche barre de 225KV,
- ✓ un double jeux de barres 60KV,
- ✓ deux tranches transformateurs 225KV/60KV/11KV,
- ✓ une tranche couplage
- ✓ 4 départs Berkane I n°1 et n°2, Zébra et Moulouya.

❖ Schéma

Le schéma unifilaire est une représentation simplifiée du poste indiquant les principales liaisons, les organes de coupures et sectionnement, les réducteurs de mesure, les protections et les équipements tels que les calculateurs de tranche et indique aussi les différentes tranches existantes dans le poste. Il est le squelette du poste.

Le Calculateur de tranche : C'est la machine qui réalise les traitements relatifs à la supervision, elle doit gérer en conséquence la base de données en temps réel et la communication avec les unités centrales des différents équipements de protection.



الكتبة الوطنية للكهرباء و الماء الصالح للشرب
Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable

PROJET: REALISATION DU POSTE 225/60 KV DE BERKANE

PROFIL: Cegelec, SNT, ONEP, etc.

PROGNOSE: SCHEMA UNIFILAIRE MESURE ET PROTECTION POSTE THEMET

COMPTE RENDU: Cegelec

Code plan	Statut	Format	Echelle	Faillure
2.25141.1.01-11-011000	PA	AD	1/1	T.0204.104/401000000

Châssis d'habillage 2x14 appareils T166P antipollution avec éclairage et contrôle poids

Départ de toutes capacités 245kV
220000/2100/11-100/0 V, et 0,3,3P/50VA

Sectionneur tripolaire de transfert à trois colonnes 245 kV
2000A/48A/1s à commande électrique tripolaire et manuelle sans MALT

Sectionneur tripolaire trois colonnes 245 kV
3000A/48A/1s à commande électrique tripolaire et manuelle sans MALT

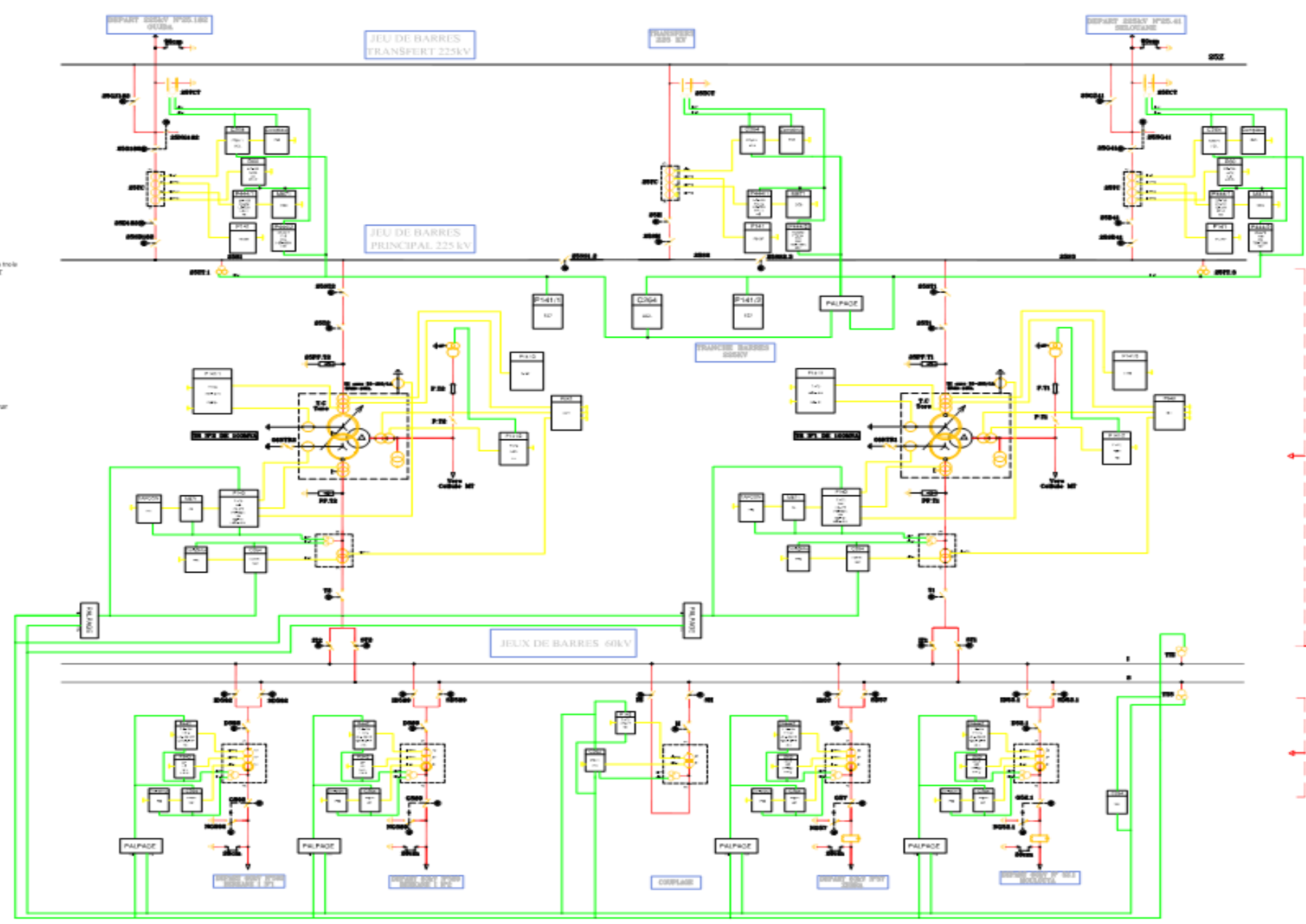
Transformateur de mesure 245 kV/100/100A/1+0/1A
et 0,5/3P/50VA

Déjoncteur tripolaire 245 kV/2500A/40A/3s à commande électrique à ressort

Sectionneur tripolaire de barre à trois colonnes 245 kV
2000A/48A/1s à commande électrique tripolaire et manuelle sans MALT

• 12 Sectionneur tripolaire 245 kV (type barre) 2000A/48A/1s à trois colonnes, à commande électrique tripolaire manuelle sans MALT

Sectionneur tripolaire 24kV/60kV, 160A/1s type hybride à commande mécanique sans MALT et avec boîte de signalisation



2 TT 245kV, 220000V/2100/11-100/0V et 0,3,3P 50VA

Sectionneur tripolaire d'ajustage trois colonnes 245 kV
2000A/48A/1s à commande électrique tripolaire et manuelle sans MALT

Déjoncteur tripolaire 245kV 2500A/40A/3s à commande électrique à ressort

Transformateur de tension type antipollu 245kV
11000/2100/11-100/0V et 0,3,3P/50VA avec résistor de rentree
Précision 200/245kV, classe de précision 0,5/0,2/0,5

Fonction à l'échelle 1A, 11000V type onduleur 24kV

Transformateur de puissance 225kV/11kV de 180180/34 MVA, avec réglage en charge 21 positions réglable de 3 TC sans incorporation, rapport 480/144/4, installé sur les bornes THT 480/1A sur la borne neutre THT, 3 TC sans 180/6 sur la borne HT 180/1A sur la borne neutre HT et 3 TC sans 180/14A sur les bornes HT

Sectionneur Unipolaire 24kV, 1250A, 31,5kA/1s à commande mécanique pour MALT de rentree 60kV

Précision 2x0,2/3kV classe de précision 0,5/0,2/0,5

Compteur de mesure 72,5 kV TC/100/1000/1A, CI, 0,5,5P/2+00VA
TT/1000/11-100/0V/1+0/0/0 V/1 CI, 0,5,0/30VA

Déjoncteur tripolaire 72,5kV/2500A 31,5kA/1s/3s Commande électrique à ressort

Sectionneur tripolaire pantographe 72,5kV/1250A, 31,5kA/1s/3s à Commande électrique et manuelle sans MALT

COUPLAGE
Sectionneur d'ajustage tripolaire pantographe 72,5kV/2000A, 31,5kA/1s/3s à Commande électrique et manuelle sans MALT

Déjoncteur tripolaire 72,5kV/2500A 31,5kA/1s/3s Commande électrique à ressort

Compteur de mesure 72,5 kV TC/100/2000/1A, CI/0,5/0,2/0,5P/2+00VA TT/1000/11-100/0V/1+0/0/0 V/1 CI, 0,5,0/30VA

N.B: Le type du compteur sera de SL7000 ou A1830 suivant la liste HT

Figure II. 4:Schéma Unifilaire protection et mesures du poste 225KV/60KV/11KV de BERKANE II

2. Fonctionnement

En fonctionnement normal, chaque départ 225kv alimente le transformateur qui lui est associé et tous deux desservent sur le double jeu de barres 60KV ou vers la moyenne tension 11KV. Un automatisme de mise en parallèle des transformateurs est prévu afin de permettre de régler au plus près la puissance consommée par l'installation sous certaines conditions telles que : être alimenté par le même réseau, avoir le même rapport de transformation, même indice horaire... Mais en cas de défaut, afin d'accroître la disponibilité de l'énergie électrique ou de permettre d'effectuer des maintenances, une tranche transfert assure l'alimentation du transformateur qui était alimenté par la ligne où le défaut est apparu ou là où la maintenance s'effectue. Si un défaut est détecté au niveau des protections du départ 225kv Oujda, un ordre de coupure des organes est enclenché uniquement au niveau de la ligne correspondante mettant ainsi les équipements hors courant de défaut dangereux et un ordre de transfert est aussi émis afin d'assurer l'alimentation du transformateur de la dite ligne. Le transfert étant assuré par le sectionneur 25GZ182 coté Oujda et 25GZ41 coté Sélouane.

Quant au couplage est ainsi effectué afin d'assurer la continuité d'exploitation des départs 60KV tout en permettant d'effectuer des maintenances et réglages sur l'un des jeux de barre par la mise hors tension de la barre. Le poste serait Hors usage ou à l'arrêt si les deux transformateurs sont en défauts en même temps, ou si un défaut apparaissait à la fois sur les deux départs 225KV alimentant les transformateurs entraînant le déclenchement des organes disjoncteurs et sectionneurs.

3. Les Relais de protection

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique.

Un relais de protection est un dispositif ou un système qui assure la commande des organes de coupure et de sectionnement. Les relais de protection de nos jours sont de type numérique et disposent de plusieurs fonctionnalités.

a. P642-643-645 : Protection différentielle transformateur

Les défauts internes sont avec les courts-circuits, les risques les plus importants pour les transformateurs, car ils génèrent les plus hautes énergies. S'ils ne sont pas éliminés rapidement, les dégâts sur le bobinage et sur le circuit magnétique deviennent irréparables

Les références MiCOM P642, P643 et P645 sont la solution à ces problèmes, ils préservent la durée de vie et protègent les transformateurs continuellement. Ils assurent la fonction de protection différentielle de transformateur, protègent contre les défauts à la terre et contrôlent l'induction excessive (sursaturation). Ils assurent aussi une protection de secours, en cas de défauts externes non éliminés. Les différents modèles protègent les transformateurs à deux et trois enroulements (y compris les autotransformateurs), avec jusqu'à 5 jeux de TC triphasés. Les TC étant nombreux dans les applications en anneau ou les réseaux maillés, les P64x additionnent l'ensemble des courants pour chaque enroulement facilitant ainsi la protection de secours. La protection de secours à maximum de courant peut être directionnelle en choisissant l'option entrée analogique de tension triphasée.

Principales caractéristiques :

- ◆ Protection différentielle de transformateur ultra-rapide
- ◆ Paramétrage simple

- ◆ Protection différentielle contre les défauts à la terre (restreinte) pour améliorer la sensibilité de déclenchement
- ◆ Éléments de tension, fréquence, température et contre le maximum d'induction
- ◆ Surveillance des TC et TP, du circuit de déclenchement et autocontrôle
- ◆ Surveillance de TC brevetée empêchant tout déclenchement intempestif en cas de défaillance de TC ou de défaut dans la filerie
- ◆ Protection de secours ampère métrique intégrée pour chaque enroulement
- ◆ Interfaçage facile avec de multiples protocoles d'automatisation, y compris CEI 61850

b. MiCOMC264 : Calculateur de tranche UCL

Le calculateur MiCOM C264/C264C RTU ('Remote Terminal Unit') constitue la nouvelle génération de calculateurs de postes électriques modulaires.

Il est utilisé pour commander et surveiller des tranches de postes électriques. Sa capacité est prévue pour contrôler des organes de coupure équipés d'une signalisation électrique de retour dans des postes moyenne ou haute tension.

Cela simplifie la gestion des installations électriques, de la planification à la mise en service.

La fonction d'autocontrôle permanent réduit les frais de maintenance du MiCOM C264/C264C.

Un écran à cristaux liquides intégré (face avant avec LCD en option) affiche non seulement les réglages des appareils de coupure, mais également les données mesurées et les signaux ou les indicateurs de surveillance.

Conclusion

Dans ce chapitre, les objectifs étaient de connaître le matériel utilisé dans la partie contrôle commande d'un poste, les protocoles de communication nécessaire à la transmission des données entre les équipements. Le chapitre suivant développera les protocoles utilisés et qui sont essentiels dans la data liste.

CHAPITRE III : ELABORATION DE LA DATA LISTE

Introduction

Dans un système à base d'un processeur, d'un automate, les entrées-sorties sont utilisées dans les échanges d'informations entre le processeur et les périphériques qui lui sont associés. Cette échange de données nécessite un protocole de communication, langage compréhensible par tous les périphériques afin d'assurer la circulation des informations sans risques de pertes. Une data liste est donc cette base de données qui permet de réunir toutes ses informations nécessaires pour contrôler au mieux le système poste électrique.

I. Schémas type ONE et fonctions de Protection

1. Les schémas type ONE

Le schéma type ONE est un schéma Unifilaire conçu par l'ONE et basé sur les normes qui indique les fonctions de protections exigées pour chaque type de départ (départ 225KV, Transfo 225kv/60kv/11kv.....) afin de garantir le meilleur fonctionnement du poste. Le but de cette section dans le listing était de comprendre les fonctions et leurs intérêts dans les schémas type ONE, afin de déterminé quelles sont les fonctions dont leurs indications seront alarmées.

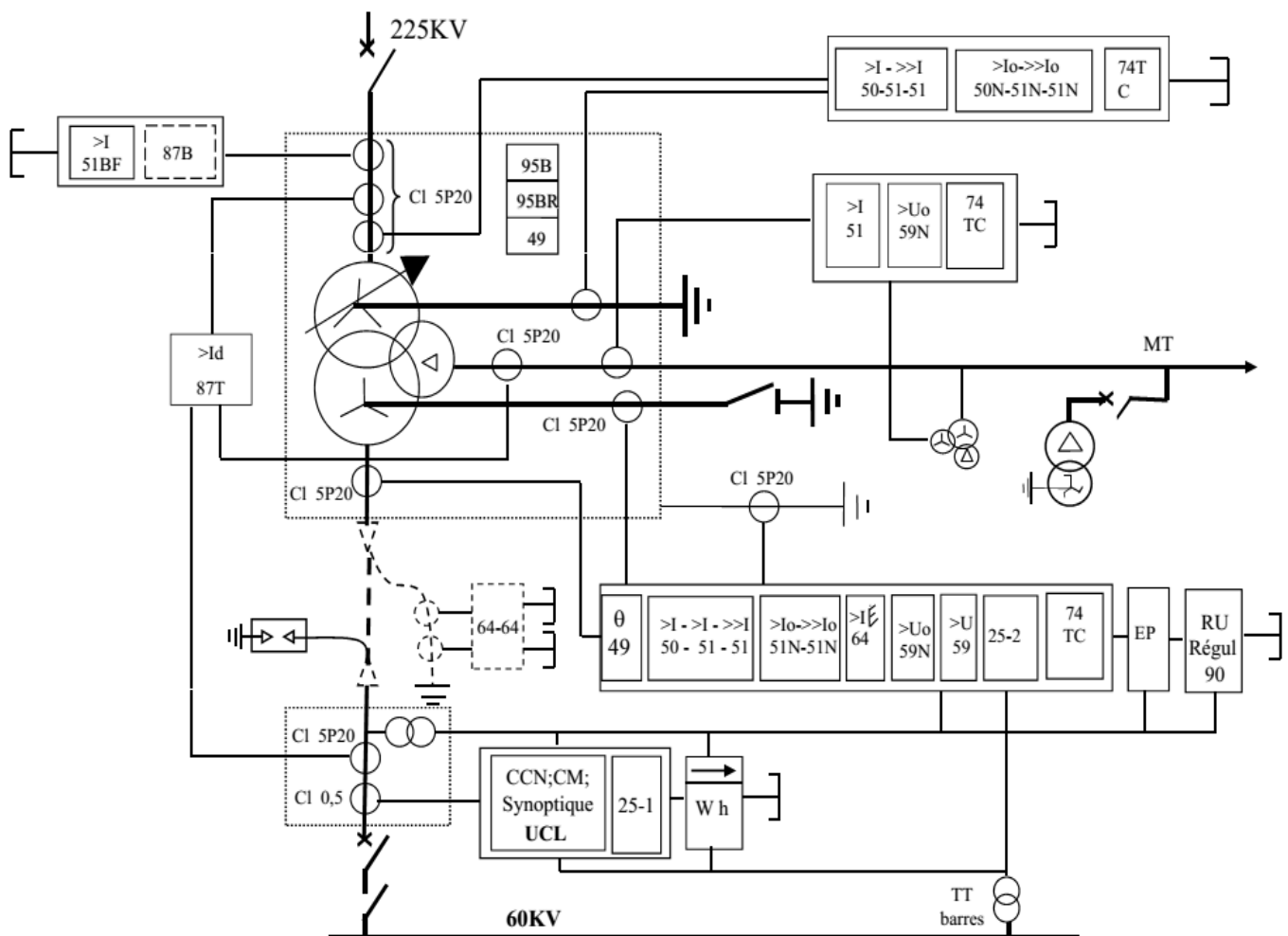


Figure III. 1: Schéma type ONE Tranche transformateur 225KV/60KV/11KV

NB : Pour chaque type départ, Couplage 225kv ou 60kv, Transformateur, Transfert, un schéma type ONE de la protection est joint, afin d'aider dans le choix des relais de protection.

2. Les fonctions de protections

Les fonctions de protection sont les contraintes que doivent assurer les équipements de contrôle et de protection. La description des fonctions de protections est une étape qui nous permet de pouvoir lire et décrypter les informations se trouvant sur les schémas développés de chaque tranche.

Ces fonctions sont codées suivant la norme américaine ANSI C37-2 qui utilise des chiffres pour indiquer la fonctionnalité des relais de protection.

- ❖ 24 Contrôle de flux : Contrôle de surfluxage
- ❖ 25 Contrôle de synchronisme : Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau

Des lettres sont utilisées comme suffixe aux codes fonctions pour divers utilisations.

Les suffixes qui suivent le code fonction forment généralement une information complémentaire du dispositif et se place directement à la suite du code

- ✓ B : Barre
 - ❖ Ex : 21B Minimum d'impédance Barre : Protection de secours des générateurs contre les courts-circuits entre phases
- ✓ BF : Défaillance Disjoncteur (Breaker Faillure)
- ✓ M : Moteur
- ✓ L : Ligne
- ✓ P : Puissance active
 - ❖ 31P : Maximum de puissance active directionnelle
- ✓ Q : Puissance réactive
- ✓ REF : Restricted Earth Fault
- ✓ PS : Perte de synchronisme
 - ❖ 78PS : perte de synchronisme(pole slip)
- ✓ TC : Bobine de déclenchement (Triggering Coil)
- ✓ G : Pour signifie Terre (Ground)
- ✓ N : Neutre
- ✓ T : Pour Transformateur/Température par rapport à la fonction

Ex : 87T/49T =Différentielle de Transfo/Sonde de température (protection contre les échauffements des bobines des machines)

- ✓ MU : Minimum de Tension

Certains sont suivis par 1 ou 2 ou peut-être 3 et 4 indiquant le niveau (seuil) de courant ou tension au-delà duquel la protection doit se déclencher.

3. Les ADSU du T101/T103

Toutes les informations échangées entre le système de conduite et les protections sont basées sur le T103 caractérisé les ASDU (Application Service Data Unit) dont les principaux champs sont :

- ✓ un numéro de fonction,
- ✓ un numéro d'information,
- ✓ le numéro de l'ASDU utilisé pour transmettre l'information,
- ✓ la cause de la transmission de l'information.

a. Numéro de la fonction

Les fonctions servent à déterminer la partie concernée par l'information, elles sont regroupées en états de signalisation, en protections et mesures.

Numéro		Libellé de la fonction
20	Signalisations	Supervision
21		Appareillage et Réseau
100	Protection	Protection de courant
104		Protection Moteur/Générateur
108		Protection différentielle
10/11-12	Mesures	Mesure Thermique/supplementaires1-2

Tableau III. 1:Exemples de Code Fonctions des ASDU

b. Un numéro d'information de l'ASDU

Le numéro de l'information désigne la nature de la donnée transmise c'est-à-dire sur quoi agir ou à quel évènement la donnée fait référence.

Numéro		Sémantiques
0	Surveillance	Fin d'interrogation générale
33		Surveillance mesure tension V
36		Surveillance circuit de déclenchement
16		Réenclencheur en service
0	Conduite	Démarrage d'une interrogation générale
17		Télé-protection en hors service
16		Réenclencheur automatique en/hors service.

Tableau III. 2:Exemples de Code information de l'ASDU

c. Le numéro du type de l'ASDU

Le numéro d'ASDU identifie la structure de données standard utilisée pour la transmission de la donnée.

ASDU Numéro		Sémantique
1	Surveillance	messages horodatés
2		Messages horodatés avec un temps relatif
6		synchronisation de l'heure
8		cessation générale d'interrogation
23-31		Utilisé pour le transfert de fichiers de perturbation
6	Contrôle	Synchronisation Horloge
7		Interrogation générale
20		Commandes générales
21		Commandes générique
24		Ordre d'interruption de transmission de données
25		ACK d'interruption de la transmission

Tableau III. 3: Extrait table des Numéros des ASDU

Dans la data liste que nous élaborerons les ASDU du T103 utilisées sont :

- ✓ ASDU 1 et 2 : événements, alarmes et statuts.
- ✓ ASDU 20, commandes,
- ✓ ASDU 3 et 9: valeurs analogiques.

d. Cause de la Transmission (COT)

Cause de la transmission notée COT indique la raison de la transmission de la donnée.

Numéro	Sémantique
0	Non utilisé
1	Périodique /cyclique
11	Retour d'info causé par une commande distant
20	Interrogation générale
45	Cause inconnue de transmission

Tableau III. 4: Exemples de Codes « cause de la transmission » de l'ASDU

II. La liste des Entrées sorties

1. Codification

Décrite dans la norme IEC 61346, elle vise, comme toute norme à rendre standard les codes utilisés dans le domaine industriel.

Nous nous intéressons à la section de la norme IEC61346-2 dédié à la classification des objets et les codes pour les classes.

Dans la distribution Nationale, l'ONE dispose d'une gamme de niveau de tensions et Tranche connues, donc pour se faire, elle effectue une correspondance entre la norme IEC et ces besoins interne afin d'éviter d'avoir à se créer des sous classes pour le référencement tout en restant dans les limites de la Norme. Tableau des codes et correspondance ONE, voir Ci-après.

NOM DE LA TRANCHE	COD E ONE		Code IEC
TRANCHE DEPARTS DE LIGNE	D*	Ligne aérienne, souterraine, réactance	L
TRANCHE COUPLAGE/TRANSFERT	H	Jeux de barres, Transfert, Court-Circuitage	E
TRANCHE TRANSFORMATEUR	TR*	couplage, Sectionnement, Circuit en Anneau	Q
TRANCHE GENERALE	TG	Transfo/Auto transfo, Transfo des AUX	T
TRANCHE SERVICES AUXILLIAIRES	SA		
DISTRIBUTION DES COMMUNS	DC		
* REPRESENTE LE NUMERO 1,2,... ATTRIBUE PAR L'ONE			
NIVEAU DE TENSION	COD E ONE	Niveau de Tension	IEC
400KV	40	>400KV	C
225KV	25	>220KV	D
60KV	06	>60KV	F
22KV	02	>20KV	J
11KV	01	>10KV	K
		<1KV	N

Tableau III. 5: Codification des noms des Tranches et des Niveaux de Tension

2. Les Cartes d'entrées courants et tensions

Ces cartes connectées au TC et TP permettent de récupérer les paramètres courants et tension, qui sont des entrées analogiques, et élaborer les différentes valeurs mémoires telles que les puissances, cos phi, la localisation de défaut, qui sont eux aussi considérées comme entrées analogiques.

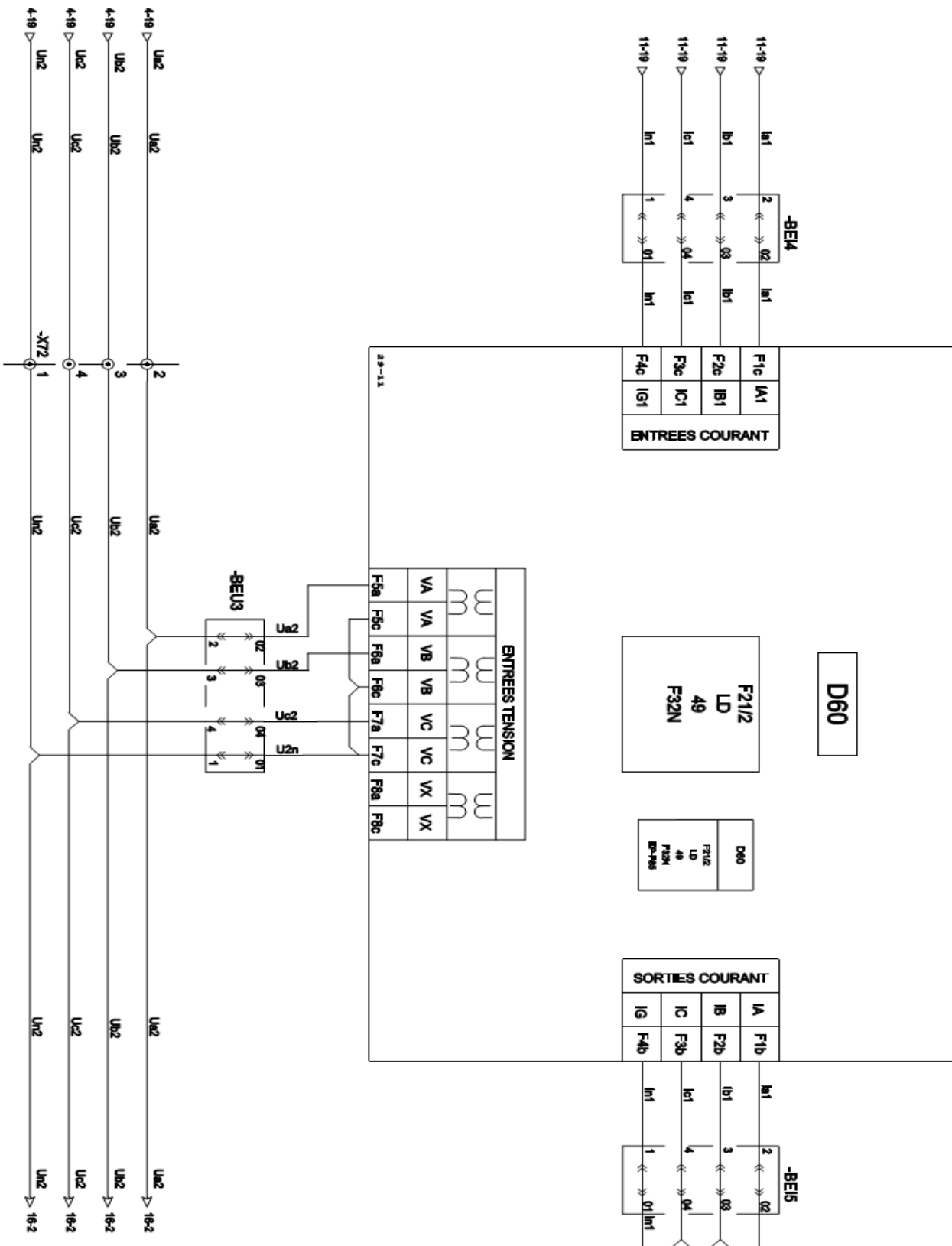


Figure III. 2: Carte de Connection I/U pour le D60¹

¹ D60 est un relais de protection numérique dont sa fonction principale est la « Protection de distance de ligne »

3. Cartes d'entrées/Sorties numérique

Les cartes d'entrées sorties numériques permettent un référencement aisé des entrées/sorties. Elles sont composées de 16 entrées opto-isolées, avec pour tension d'entrée admissible 40 à 150Vcc. Chaque entrée est filtrée pour éliminer les états de durée inférieure à 10ms. Dans le projet poste de Berkane II, la polarité utilisée est 110Vcc

Celles des sorties est de 10 contacts libres de potentiel par carte, isolés du calculateur (2kV, 50Hz, 1minute).

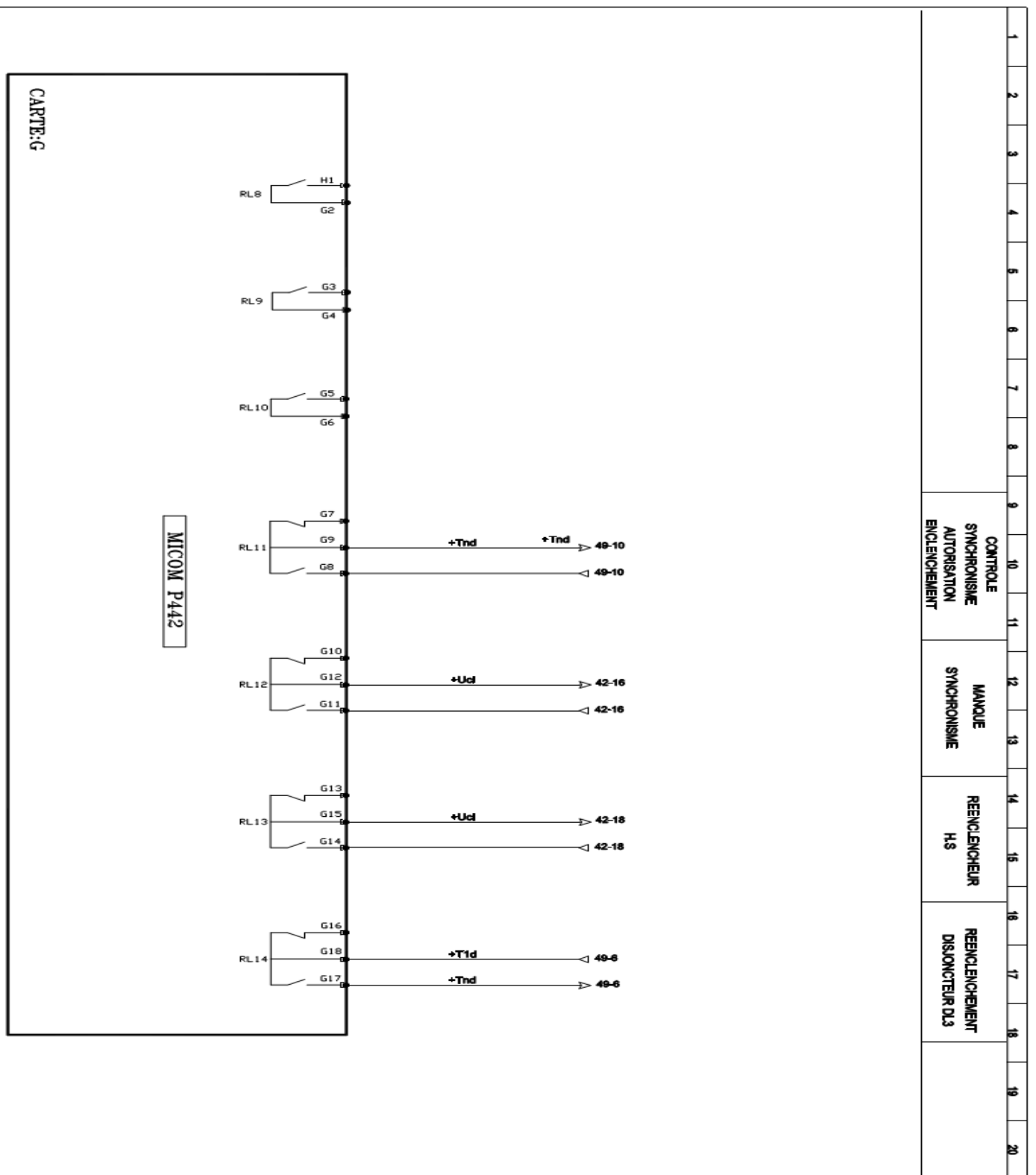


Figure III. 3: carte de sorties G P444 ² N°2

² P444 est un relais qui a pour fonction principale "La protection de Distance" : constructeur « ALSTOM »

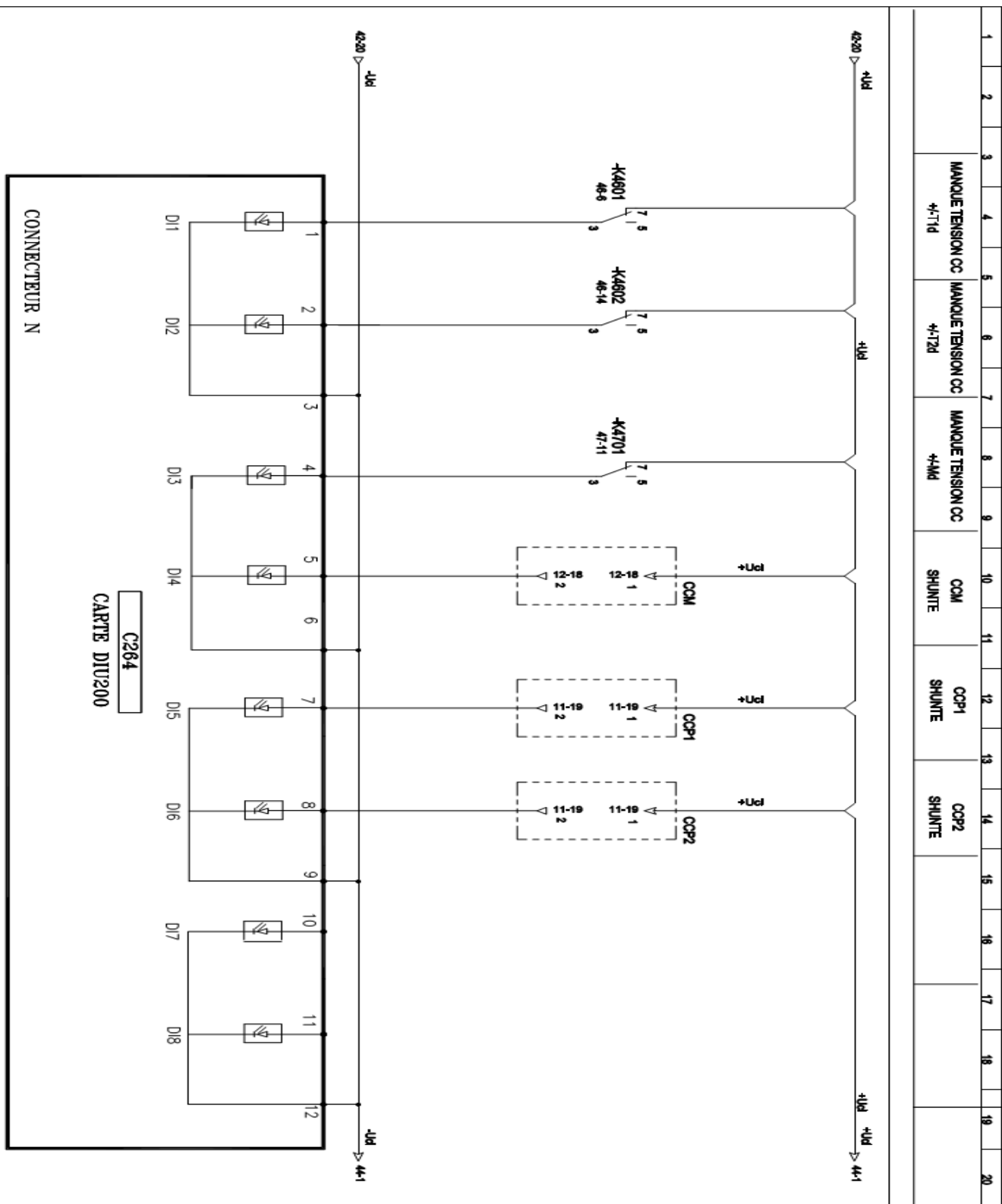


Figure III. 4: carte d'entrées n° N du C264³

³ C264 est un calculateur de tranche

4. L'extrait de la data liste (I/O)

Un extrait de la liste montrant les différents champs importants à renseigner selon les normes de codification et les protocoles de communication.

DIGITAL INFORMATION TO IED													
											IED name	P141	
Iss.	Customer Ref		IED DO Reference		Electrical Data				Description	Labels / States		Description	
Issue	Panel Number	Tag Number	T101: Information Address T103: ASDU nb;Function type MODBUS: Mapping address;Bit nb address;Bit nb DNP3: Address T101: Common address ASDU;;OrderType T103: Information nb;Common address ASDU;OrderType MODBUS:	Function	Type (SPC=Single/DPC=Dual)	Voltage Level Short Name (16 char)	Bay Short Name (16 char)	Module Short Name (16 char)	Long name (35 char)	Single : Text at electrical state = 1 Dual : Text at electrical state = 10 (16 char)	Single : Text at electrical state = 0 Dual : Text at electrical state = 01 (16 char)	Short Name (16 char)	
A			20;132	96;;1	SPC_ES/HS	SPC	225 kV	TRANSFERT 225kV	P444-2	ARS_TRI	EN SERVICE	HORS SERVICE	ARS_TRI
A			20;132	97;;1	SPC_RENVOI/REBOUCLAGE	SPC	225 kV	TRANSFERT 225kV	P444-2	COMMANDE MODE ARS	REBOUCLAGE	RENVOI	CMD MODE ARS
A			20;132	98;;1	SPC_ES/HS_1	SPC	225 kV	TRANSFERT 225kV	P444-2	COMMANDE INVERSION DE CONSIGNE	EN SERVICE	HORS SERVICE	INV CONSIG F79
A			20;132	99;;1	SPC_ES/HS_1	SPC	225 kV	TRANSFERT 225kV	P444-2	COMMANDE AMU	EN SERVICE	HORS SERVICE	CMD AMU
A			20;132	100;;1	SPC_RENVOI/REBOUCLAGE	SPC	225 kV	TRANSFERT 225kV	P444-2	COMMANDE MODE AMU	REBOUCLAGE	RENVOI	CMD MODE AMU
A			20;132	101;;1	SPC_ES/HS_1	SPC	225 kV	TRANSFERT 225kV	P444-2	COMMANDE BARRE/LIGNE AMU	EN SERVICE	HORS SERVICE	CMD B-->L AMU
A			20;132	102;;1	SPC_ES/HS_1	SPC	225 kV	TRANSFERT 225kV	P444-2	COMMANDE LIGNE/BARRE AMU	EN SERVICE	HORS SERVICE	CMD L-->B AMU
A			20;132	103;;1	SPC_ES/HS	SPC	225 kV	TRANSFERT 225kV	P444-2	ARS_MONO	EN SERVICE	HORS SERVICE	ARS_MONO
A			20;132	106;;1	SPC_ES/HS	SPC	225 kV	TRANSFERT 225kV	P444-2	COMMANDE REENCL F79	EN SERVICE	HORS SERVICE	CMD REENCL F79
A					SPARE	SPC							
IED NAME :											P141		
DIGITAL INFORMATION FROM IED													
											IED name	P141	
Iss.	Customer Ref		IED DI Reference		Electrical Data				Description	Labels / States		Description	
Issue	Panel Number	Tag Number	T101: Information Address T103: ASDU nb;Function type MODBUS: Mapping address;Bit nb DNP3: Address IEC: LD:LN T101: Common address ASDU;;DetectMode T103: Information nb;Common address ASDU;DetectMode MODBUS: Function;;DetectMode	Function	Type (SPS=Single/DPS=Dual/MPS=M)	Voltage Level Short Name (16 char)	Bay Short Name (16 char)	Module Short Name (16 char)	Long name (35 char)	Single : Text at electrical state = 1 Dual : Text at electrical state = 10 Multiple : Text label (16 char)	Single : Text at electrical state = 0 Dual : Text at electrical state = 01 Multiple : State Number (16 char)	Short Name (16 char)	
A			1;163	97;-1;0	SPS_NON ALARME_FIN-DEBUT	SPS	225 kV	TRANSFERT 225kV	P141	REPETITION ORDRE DECLenchement	DEBUT	FIN	REP DECL
A			1;163	98;-1;0	SPS_ALARME2_FIN-DEBUT	SPS	225 kV	TRANSFERT 225kV	P141	DECLenchement F51DD	DEBUT	FIN	DECL F51DD
A					SPARE	SPS							
A					SPARE	SPS							

Tableau III. 6: Extrait de la liste des entrées/sorties

Conclusion

La liste des entrées sorties élaborée dans ce chapitre est le premier pas dans le contrôle commande d'un poste, elle est révisable et révisée suite à une modification du schéma développé du poste souvent demandé par le client(ONEE). Néanmoins elle doit être élaborée méthodiquement et structurée de façon à rendre son utilisation et sa modification aisée.

CHAPITRE IV : LOGIQUES DE VERROUILLAGE

Introduction

Dans un système automatisé, il est important de garder le contrôle du système par un utilisateur pour des fins de maintenance, d'arrêt d'exploitation, ... C'est ce qui fera l'objet de ce chapitre où nous essayerons de mettre en place les ordres de commande permettant d'assurer le maintien sous contrôle du poste.

I. Méthodologie

1. Analyse par niveau de provenance de l'information

Afin de classer les ordres et de hiérarchiser les commandes, une analyse par niveau de provenance de l'information est nécessaire.

Le poste BERKANE II, sur précision du client sera téléconduite, c'est-à-dire commander à distance depuis le dispatching National (Casablanca). Un poste opérateur sera érigé pour une supervision active et devra avoir deux modes de conduite (Local/Distant) et les informations câblées sur ordinateur. Ce qui nous conduit à classer 3 niveaux : Les informations du dispatching, du poste opérateur et celles de la tranches.

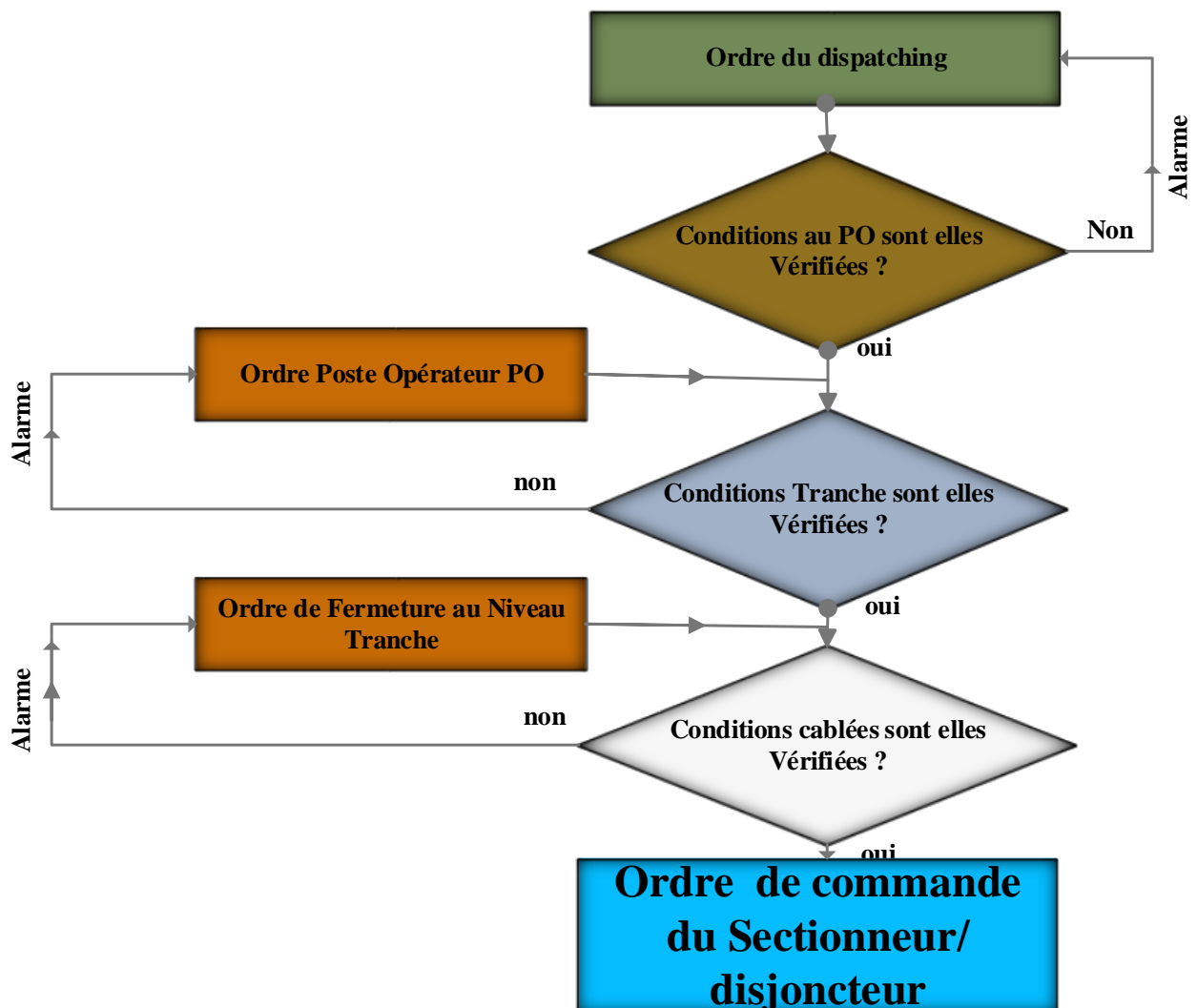


Figure IV. 1: Principe d'élaboration des Logiques de verrouillage

2. Règles et conditions d'ouverture et de fermeture des sectionneurs et disjoncteurs

Les risques dans les postes THT, HT sont très élevés, ainsi il est important de respecter les règles électriques liées aux organes et celles liées au fonctionnement du système et bien évidemment en incluant la sécurité des personnes. Pour cela certaines conditions doivent être respectées dans les logiques de verrouillage à savoir :

- Tous les disjoncteurs doivent être synchronisé à la fermeture afin de limiter les surtensions ou les courants d'appels à la manœuvre de lignes, de transformateurs à vide, de réactances shuntées et de batteries de condensateurs
- Toute commande sectionneur, disjoncteur au pied de l'appareil doit être asservi par un commutateur local/distant.
- Tout sectionneur motorisé doit être commandable dans les trois niveaux décrits ci-dessus.
- La tranche est équipée d'un commutateur(en service/hors service) pour défaillance disjoncteur, gardé physique et portant l'inscription «avant toute intervention, ouvrir ce commutateur »
- L'ouverture d'un sectionneur n'est possible que si le disjoncteur qui lui est associé est ouvert.
- L'ouverture du sectionneur général est conditionnée par l'ouverture du sectionneur de terre, et vice versa d'où la présence d'un dispositif d'inter-verrouillage
- La fermeture d'un disjoncteur est conditionnée par la vérification de la pression des gaz d'isolement SF6 (Hexafluorure de soufre).
- La présence d'un défaut interne disjoncteur détecté doit empêcher la fermeture de ce dernier.
- Un verrouillage sur enclenchement doit bloquer l'ordre de fermeture du disjoncteur.
- L'ouverture des disjoncteurs des départs 60kv est conditionné par « Télé délestage en service »

II. Logiques de verrouillage des Organes

Une logique de verrouillage est un schéma sous forme de logigramme qui permet d'élaborer les ordres de commande des organes de coupure et sectionnement pour des actions volontaires assurées par un opérateur.

Les logiques élaborées seront programmées dans chaque calculateur de tranche, représenté par C264 afin de gérer les verrouillages (ouverture/fermeture).

1. Disjoncteur 25D182

DISJONCTEUR 25 D182 : c'est un disjoncteur assurant la coupure de la tranche départ Oujda avec pour code 25D182, 25 signifiant le niveau de tension 225, D pour départ et 182 étant le numéro du départ attribué par l'ONEE.

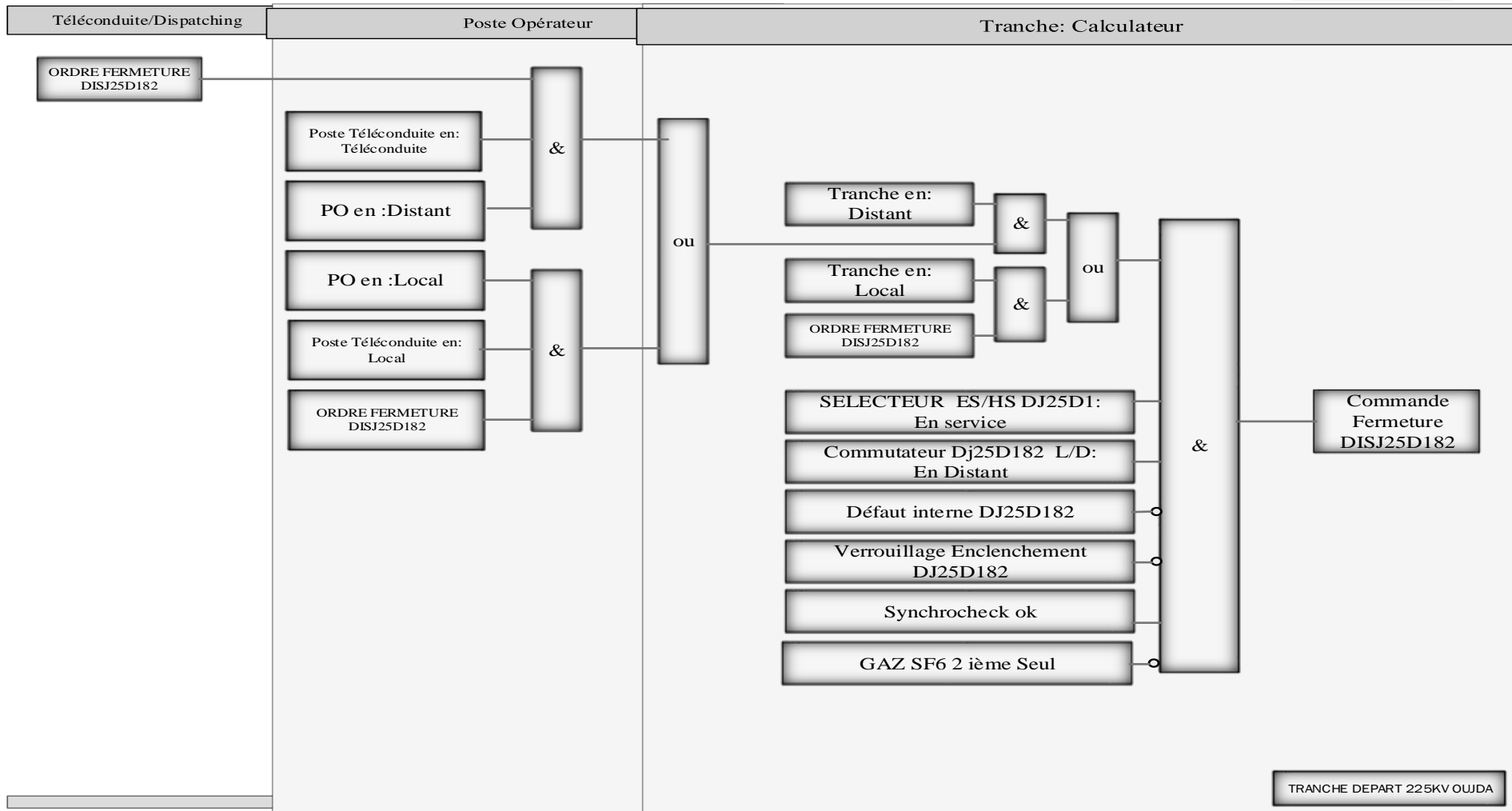


Figure IV. 2: Sortie Commande fermeture DISJ25D182

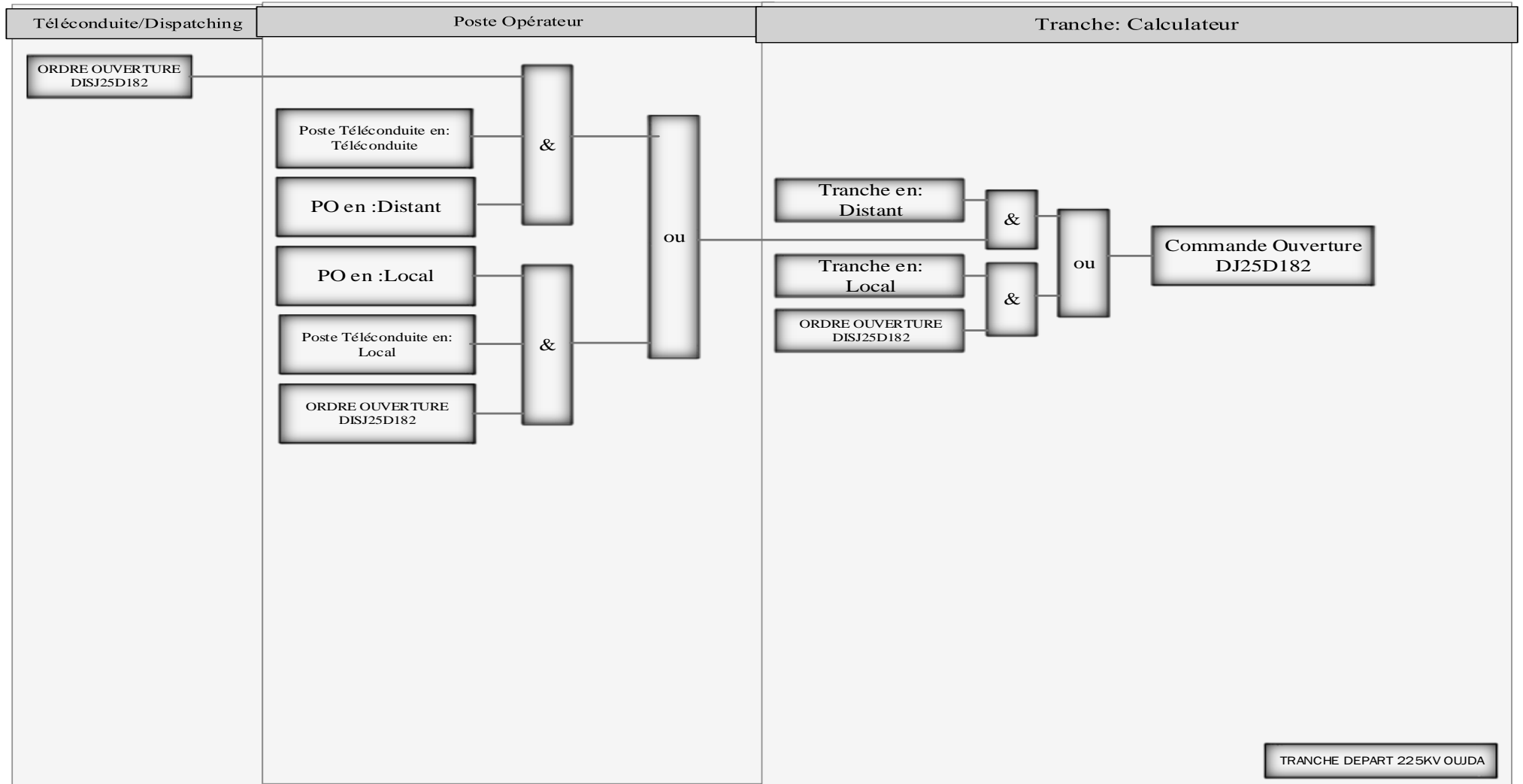


Figure IV. 3: Sortie Commande Ouverture DISJ25D182

2. Sectionneur de barre 25SS1-2

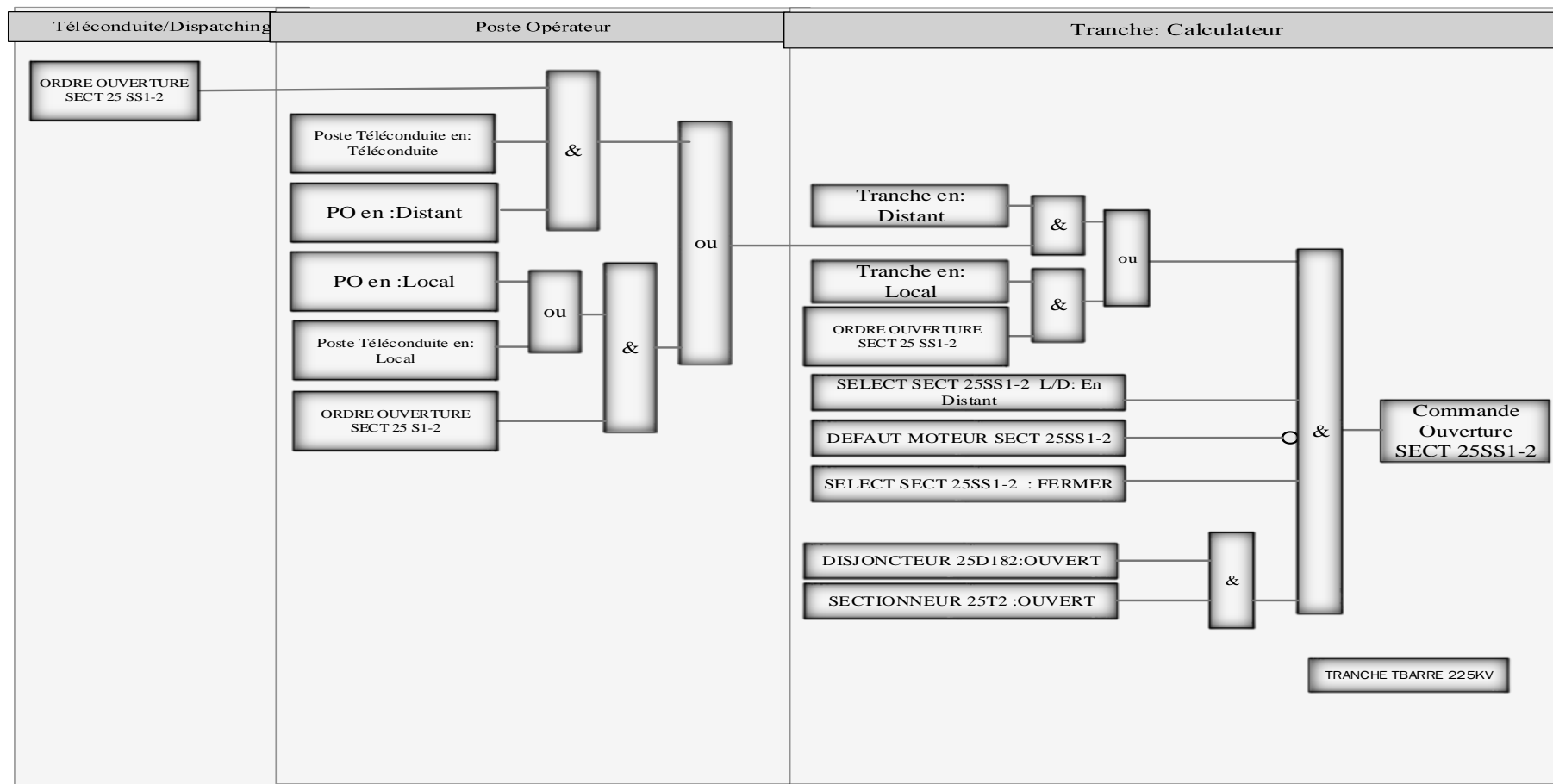


Figure IV. 4:Sortie Commande Ouverture Sect. 25SS1-2

3. Disjoncteur D592

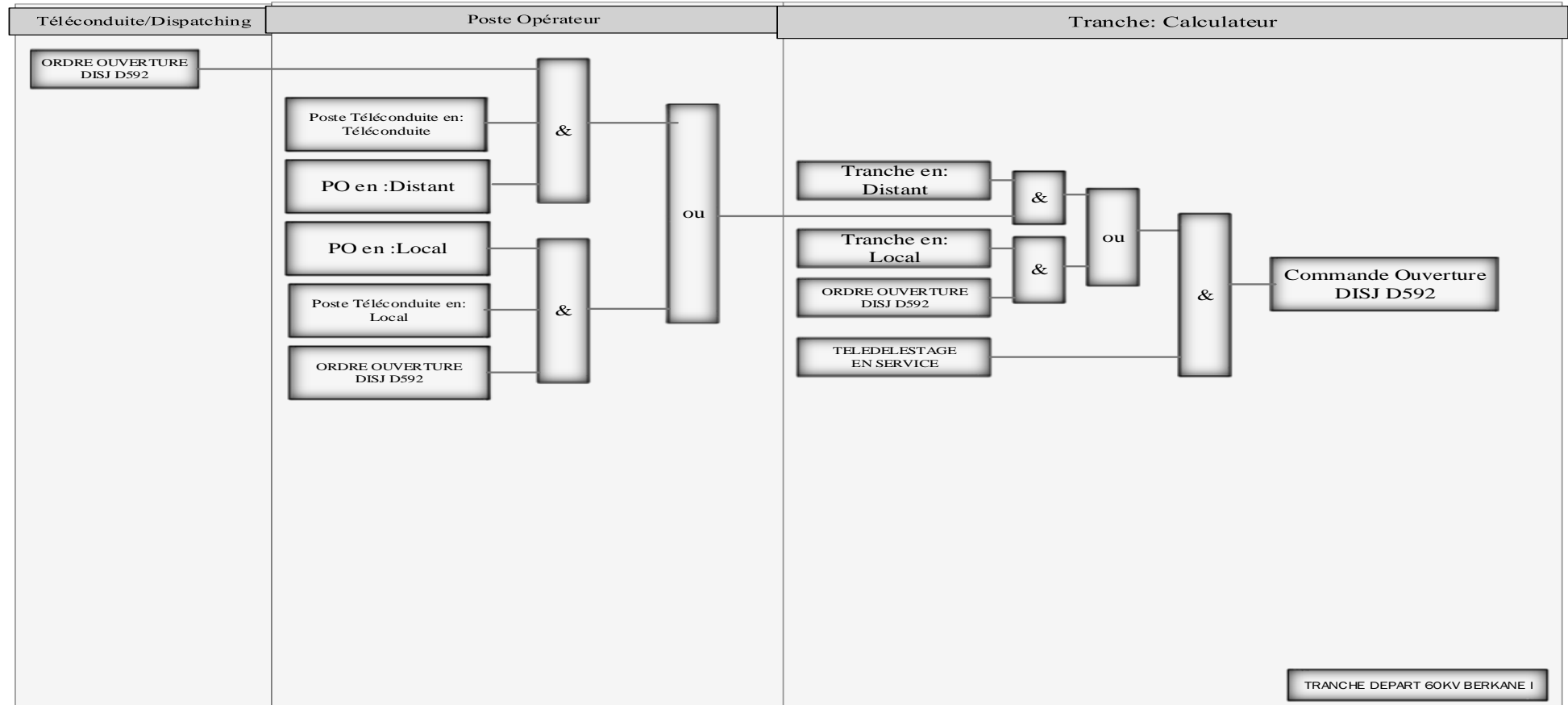


Figure IV. 5:Sortie Commande Ouverture DISJ D592

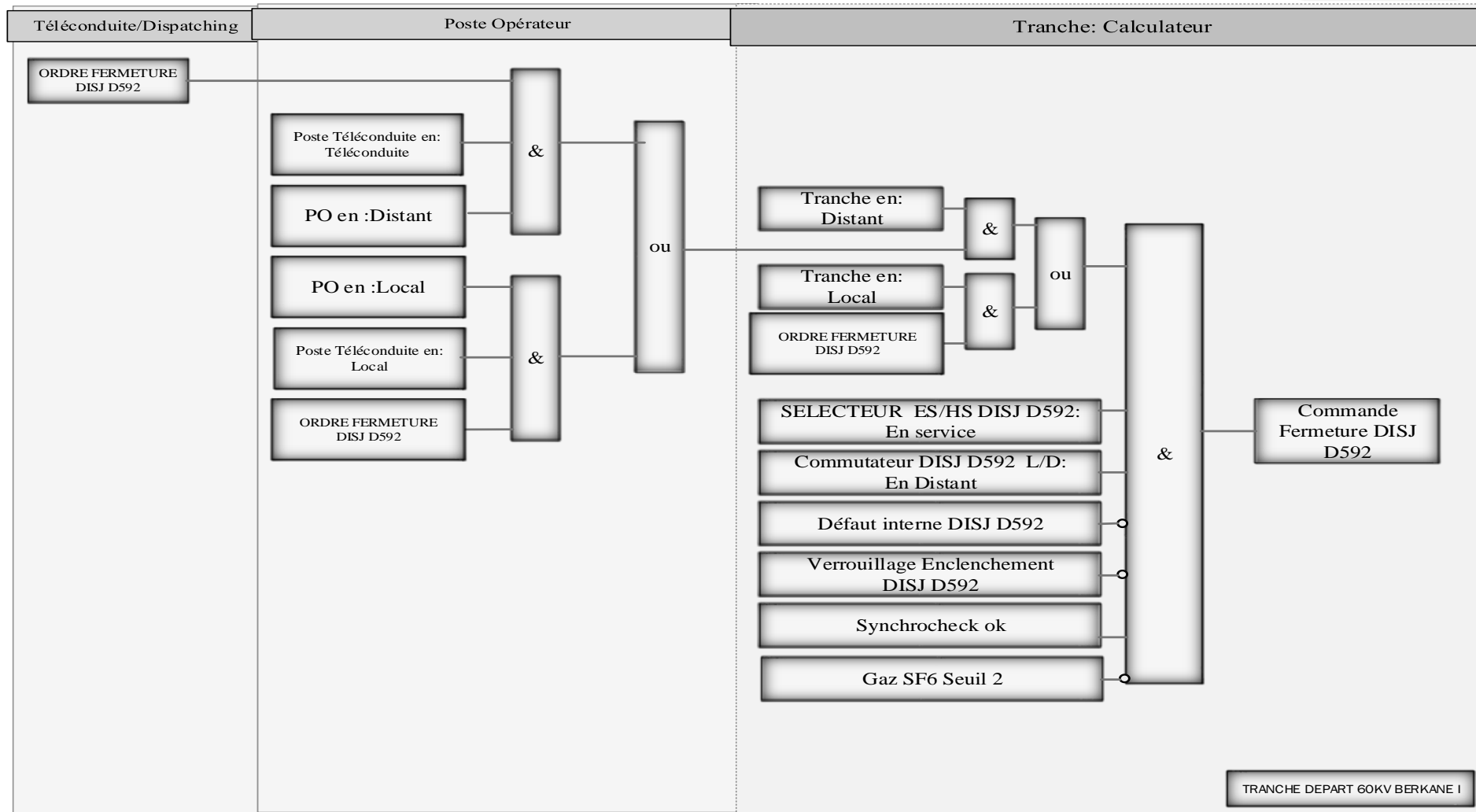


Figure IV. 6:Sortie Commande Fermeture DISJ D592

4. Sectionneur ID592

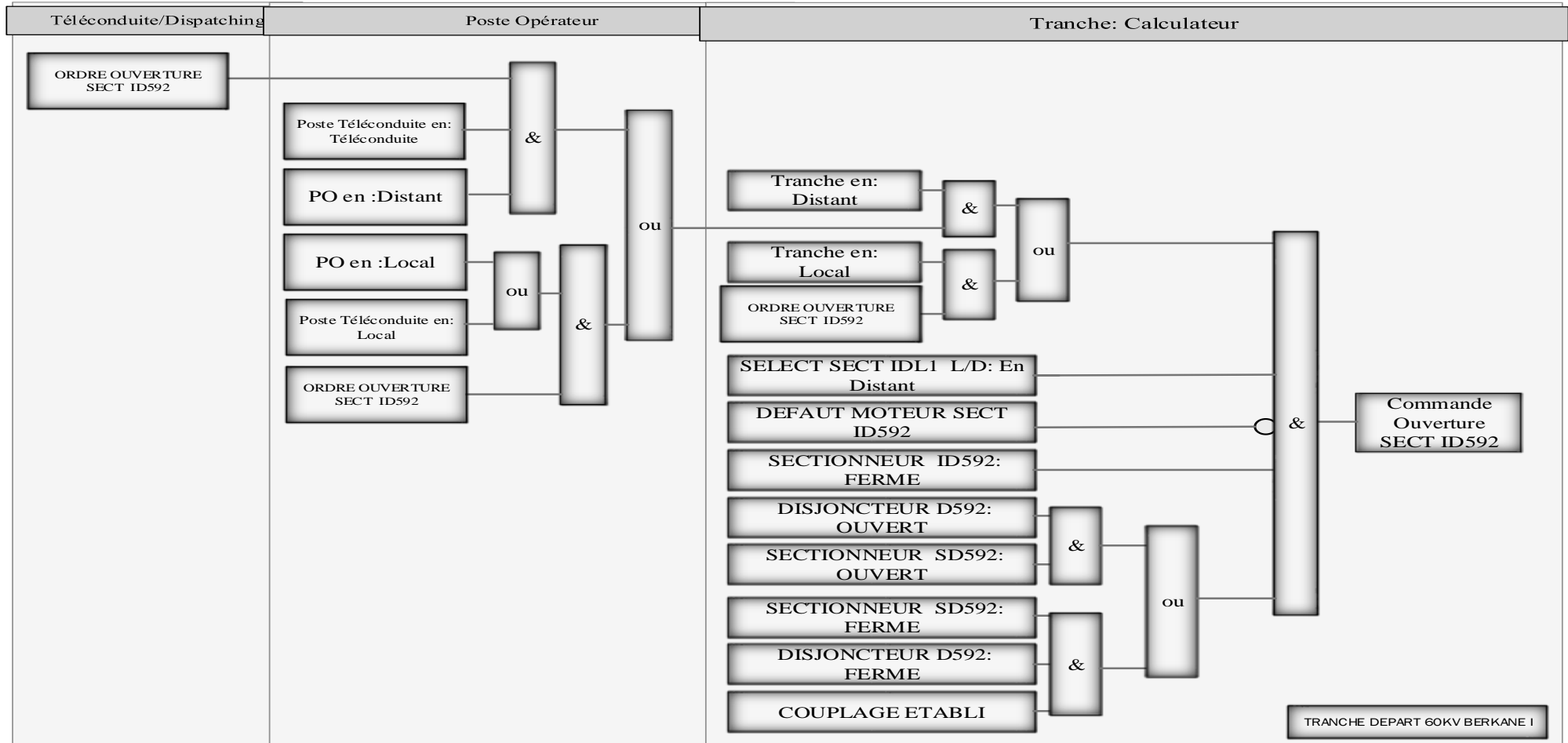


Figure IV. 7: Sortie commande Ouverture Sectionneur ID592

- Condition : Couplage établi

Couplage établi est une sortie mémoire respectant les conditions suivantes et dont les conditions associées à ses états de sectionneurs et disjoncteurs sont elles aussi vérifiées:

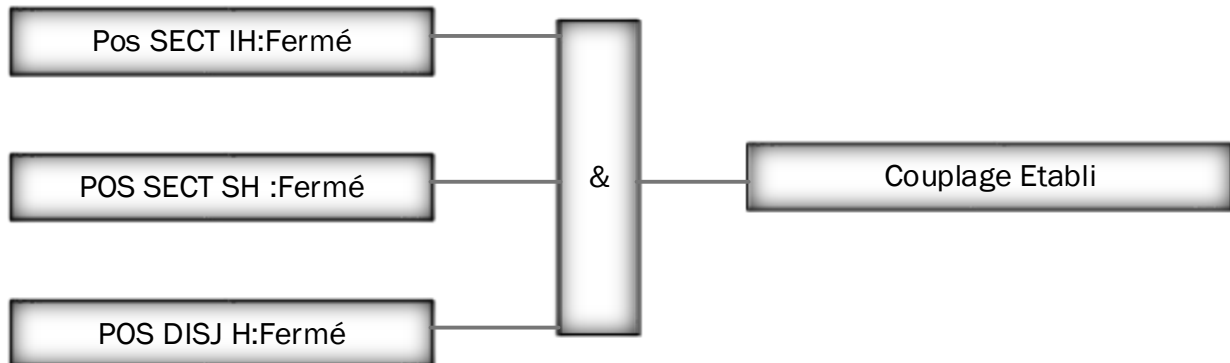


Figure IV. 8: Logigramme Couplage établi

Sectionneur IH : signifie sectionneur de la barre inférieure du couplage (I : inférieure, H couplage)

Il en est de même pour le sectionneur SH(S: barre supérieure)

NB : La barre supérieure est la barre coté transformateur et la barre inférieure coté ligne.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons vu comment élaborer des logiques de verrouillage qui serviront à la commande des organes du poste depuis une interface utilisateur. Mais les ordres de commandes, les états des alarmes, les paramètres du système sont nécessaires aux utilisateurs pour une éventuelle prise de décision ou pour s'assurer du bon fonctionnement, d'où le fort besoin des interfaces de supervision, objet du prochain chapitre qui abordera un volet de la supervision du système de contrôle commande du poste de BERKANE II.

CHAPITRE V : Application de supervision de comptage d'énergies

Introduction

Une interface de supervision est de deux types, soit elle est active (Permet de donner des ordres depuis l'interface) soit elle est passive (permet de visualiser tout simplement l'état d'un système). Dans ce dernier axe de la mission, nous disposons de 3 compteurs d'énergies qui enregistrent différents paramètres du réseau à savoir : les Puissances, les cos phi, les énergies. Le client désire obtenir ses valeurs regroupées et centralisées sur un PC par une interface passive.

I. Principe de mise en Œuvre de l'application:

Comme précisé dans le chapitre 3, plusieurs appareils interconnectés requièrent un protocole de communication. Dans la conception de cette interface le protocole qui sera adopté est le MODBUS plus particulièrement le type Maître/Esclaves.

Le MODBUS maître/esclaves, faisant partie intégrante du MODBUS, il est déterministe et assure une facilité dans la transmission et n'admet aucune collision car il n'y a qu'un seul esclave à la fois sur le bus, celui interrogé par le maître.

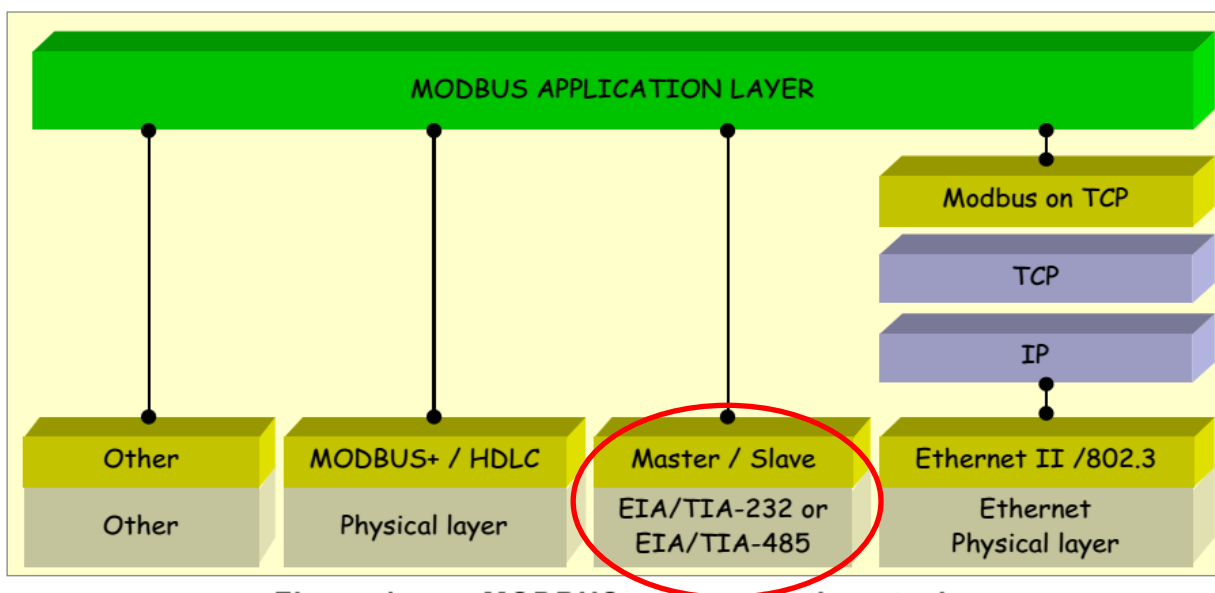


Figure V. 1: Organisation du MODBUS

1. Structure de communication du MODBUS

- Principe de la Communication :

Le MODBUS est mise en jeu afin de permettre l'interconnexions d'un maître à plusieurs esclaves, les esclaves sont connectés aux Bus. MODBUS est un protocole de communication non-propriétaire, utilisé pour des réseaux d'automates programmables, relevant du niveau 7 (applicatif) du Modèle OSI (Open Système interconnexion) qui est un standard de communication, en réseau, de tous les systèmes informatiques.

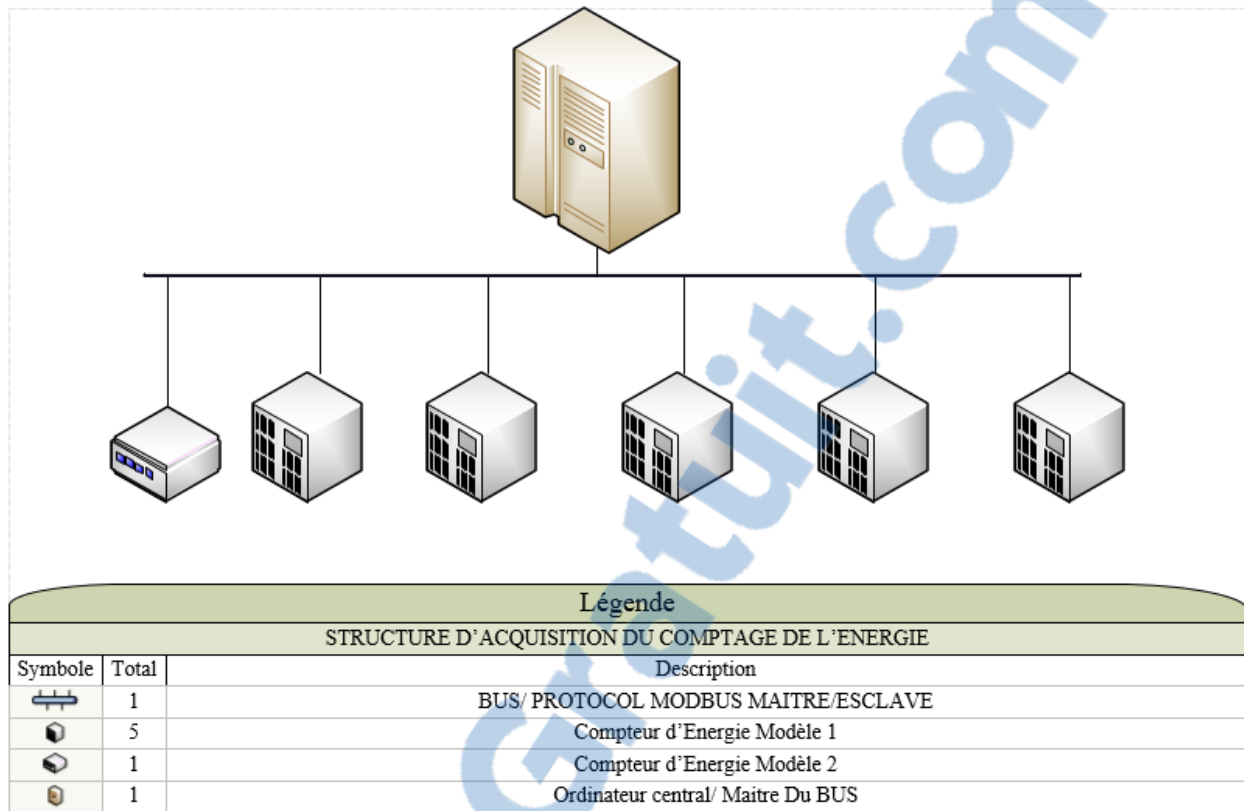


Figure V. 2: Principe général du MODBUS

- Principe de Connection :

Le RS232 est un port série asynchrone ne pouvant assurer la liaison qu'avec un seul un esclave. Pour se faire, un autre composant est nécessaire. Il s'agit du convertisseur RS232/RS485 qui permettrait de basculer à la communication Maitre/ESCLAVE à Maitre/ multi-ESCLAVES (plusieurs esclaves). Chaque esclave sur le bus est muni d'une connexion RS485.

Le RS485 est une liaison série multipoints permettant de connecter plusieurs appareils esclaves ayant un même protocole de communication.



Figure V. 3: Convertisseur RS232→RS485

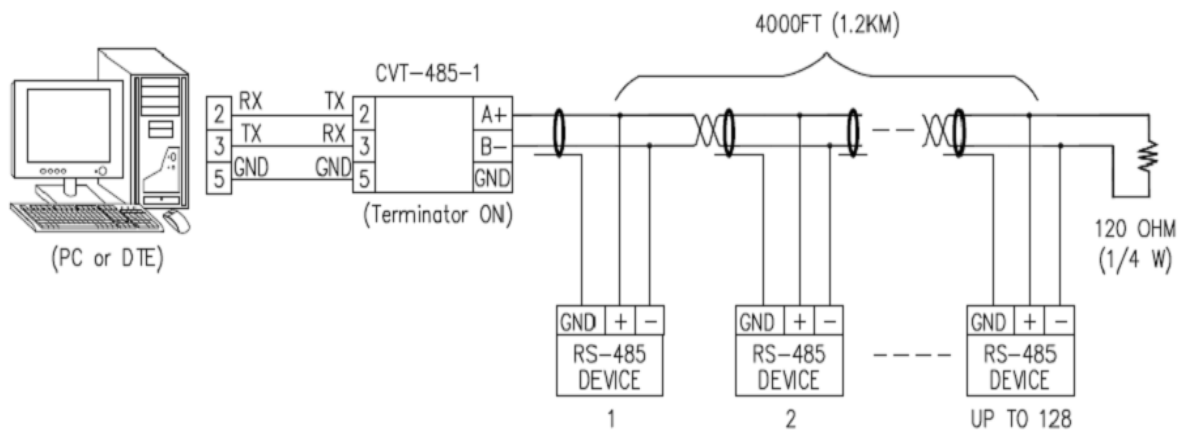


Figure V. 4: Connection des équipements en MODBUS

NB : L'adresse 0x0000 ne doit être attribuée à aucun esclave car elle est utilisée pour le mode diffusion(Broadcast) où l'ordre envoyé par le maitre est exécuté par tous les esclaves

2. Description du Principe de transmission : MODBUS

Comme toute communication série, les données sont envoyées par trame et la trame est une concaténation de champs significatifs.

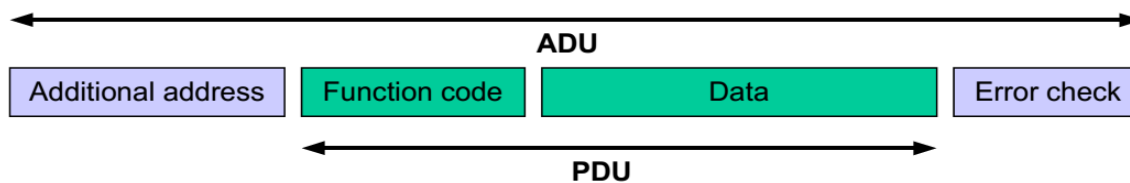


Figure V. 5: Trame Générale MODBUS

- Principe d'échange maître/esclave:

Le maitre du Bus (application sur PC) interroge un équipement esclave qui :

- Soit traite la requête et envoi la réponse contenant la donnée en absence d'erreur
- Soit qu'il y'a erreur dans le traitement de la requête ou dans la requête et il renvoi une réponse de tram d'erreur

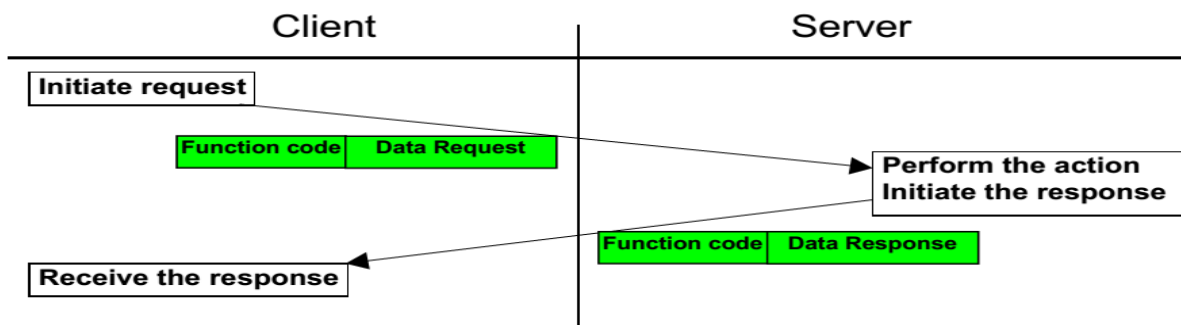


Figure V. 6: Communication MODBUS sans erreur

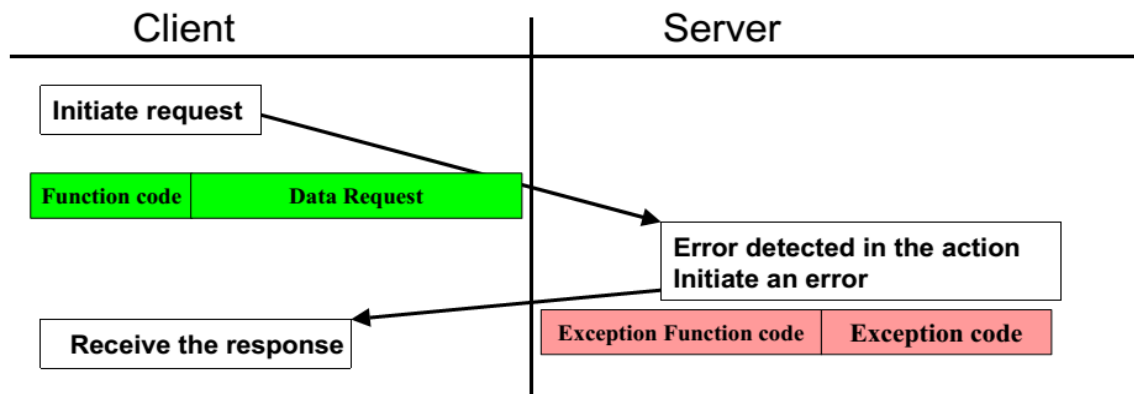


Figure V. 7: Communication MODBUS avec erreur

3. Structure des données :

❖ La TRAME de données (cas spécifique du code Fonction 0x03) :

Cette trame est composée en générale de l'adresse de l'esclave, d'un code fonction, du CRC. Elle se diffère de celle de la REQUETE où nous avons : Adresse de données et Nombre de registres et de la REponse qui intègre nombre de bytes de la donnée et la donnée.

- Champ ADRESSE : chaque esclave est adressé par son adresse qui est unique sur le bus, avec le RS485 l'extension des esclaves est au maximum 128 sur une distance de 1.2km.
- Code Fonction : c'est un code qui indique au serveur (esclave) les modes de lectures des données dans les registres.

CODE DE LA FONCTION	ACTION	DESCRIPTION
01 (01 HEX)	Lecture	Sorties numériques
05 (05 HEX)	Ecriture seule	Sorties numériques
15 (0F HEX)	Ecriture multiple	Sorties numériques
02 (02 HEX)	Lecture	Entrées numériques
04 (04 HEX)	Lecture	Registres des entrées analogiques
03 (03 HEX)	lecture	Analog Output Holding Registers
06 (06 HEX)	Ecriture seule	Registres des Sorties analogiques mémorisées
16 (10 HEX)	Ecriture multiples	Registres des Sorties analogiques mémorisées

Tableau V. 1: Code des Fonctions MODBUS

- Adresse de données : Ce champ donne l'adresse du registre où commence la lecture
- Nombre de registres : indique le nombre de registres à lire à partir de l'adresse de donnée
- Nombre de bytes de la donnée : indique la longueur de la donnée = nombre de registres x 2 bytes
- La donnée : qui contient l'information

❖ Trame de requête :

Adresse Esclave	Code fonction	Adresse de données	Nbre de registres	CRC
1byte	1byte	2bytes	2bytes	2bytes

Tableau V. 2: Trame de requête

Exemple : La trame ci-dessous permet de lire le contenu des registres # 40108 à 40110 de l'équipement esclave à l'adresse 17.

11 03 006B 0003 7687

- 11: Adresse de l'esclave (11 hex = adresse 17)
- 03: code de la fonction 03 (read Analog Output Holding Registers)
- 006B: Première adresse du registre où la donnée sera lue.
(006B hex = 107, + 40001 offset = input #40108)
- 0003: Nombre total de registre à lire. (Lire 3 registres de 40108 à 40110)
- 7687: le CRC (cyclic redundancy check) pour vérification d'erreurs.

❖ Trame de Réponse :

Adresse Esclave	Code fonction	Nbre de bytes de la donnée	La Donnée	CRC
1byte	1byte	1byte	1-250 bytes	2bytes

Tableau V. 3: Trame de réponse ou Response Frame

Exemple :

11 03 06 AE41 5652 4340 49AD

- 11: Adresse esclave (11 hex = adresse 17)
- 03: Code de la fonction 03 (read Analog Output Holding Registers)
- 06: Le nombre d'octets de la donnée transmise (3 registres x 2 bytes = 6 bytes)
- AE41: Contenu du registre 40108
- 5652: Contenu du registre 40109
- 4340: Contenu du registre 40110
- 49AD: Le CRC (cyclic redundancy check).

❖ Trame d'erreur ou ERROR FRAME :

Composée de quatre champs, l'adresse, le code d'erreur et le code d'exception et le CRC

Adresse	Code d'erreur	Code exception	CRC
1byte	1byte (0x83)	1byte (01 or 02 ou 03 ou 04)	2bytes

Tableau V. 4: Trame d'erreur ou ERROR FRAME

- Code d'exception 01 : fonction illégale, le code fonction reçu par le serveur n'admet pas d'action possible. signifie que le code envoyé est soit réservé pour des équipements future et n'est pas implémenté dans l'esclave actuel.
- Code d'exception 02 : Adresse de données incorrecte, soit que le code fonction n'autorise pas une action dans l'adresse spécifiée soit qu'elle est hors plage.

- Code d'exception 03 : Valeur de données incorrecte, soit la longueur, soit le format non autorisé
- Code d'exception 04 : équipement esclave en défaillance.

4. Le CRC16 (Cyclic Redundancy Code/check)

Le contrôle de redondance cyclique (noté CRC, ou en anglais Cyclic Redundancy Check) est un moyen de contrôle d'intégrité des données puissant et facile à mettre en œuvre. Il représente la principale méthode de détection d'erreurs utilisée dans les télécommunications.

- Principe

Le contrôle de redondance cyclique consiste à protéger des blocs de données, appelés trames (frames en anglais). A chaque trame est associé un bloc de données, appelé code de contrôle (parfois CRC par abus de langage ou FCS pour 'Frame Check Sequence' dans le cas d'un code de 32 bits). Le code CRC contient des éléments redondants vis-à-vis de la trame, permettant de détecter les erreurs, mais aussi de les réparer. Pour faire cela, l'émetteur du message calcule une valeur "Checksum"(CRC) qui est fonction du contenu du message, puis l'ajoute à la fin du message. Le récepteur fait le même calcul, et contrôle que le "Checksum" a la même valeur que celui de l'émetteur.

Les polynômes générateurs les plus couramment employés sont :

- CRC-12 : $X^{12} + X^{11} + X^3 + X^2 + X + 1$
- CRC-16 : $X^{16} + X^{15} + X^2 + 1$ ou $X^{16} + X^{14} + 1$
- CRC CCITT : $X^{16} + X^{12} + X^5 + 1$

Le CRC qui sera mis en jeu dans cette application est le CRC16 imposé par le MODBUS dont le polynôme a pour code Hexadécimal A001.

II. Le Compteur A1800 Alpha Meter : Paramètres de communication

Le compteur ALPHA A1800 est un compteur numérique du constructeur ELSTER. Il supporte les communications telles que le RS- 232, RS-485, le modem interne, ainsi que d'autres options futures. Pouvant communiquer simultanément en utilisant jusqu'à deux ports de communication avec un protocole ouvert et facile, il permet aussi par ses propriétés de communication de pouvoir accéder à distance à ces fonctions avancées. Du point de vitesse de communication série, elle peut aller jusqu'à 19200bps.

1. Les registres de Mapping

Les valeurs des différents paramètres du réseau sont stockées dans des registres allant de 40001 à 49999. Ainsi pour récupérer ou pour demander leurs contenus, il faut donc diffuser l'adresse correcte du dit registre dans la trame à envoyer.

a. Registres des paramètres de ligne

Ces registres sont classés en Deux Catégories composés de plusieurs Blocues

❖ Catégorie 1 : Les Registres Utilisateurs

- Bloque 1 : paramètres de ligne (Tensions, courants, Fréquences)
- Bloque 2 : les Déphasages
- Bloque 3 : Les puissances (Entier de 32 bits)

REGISTRES	DESCRIPTION	PAS
40014-40015	Puissance active phase 1 (watts)	0.01 Watts
40016-40017	Puissance active phase 2 (watts)	0.01 Watts
40018-40019	Puissance active phase 3 (watts)	0.01 Watts
40020-40021	Puissance active Total (watts)	0.01 Watts
40022-40023	Puissance Réactive phase 1 (VARs)	0.01 VARs
40024-40025	Puissance Réactive phase 2 (VARs)	0.01 VARs
40026-40027	Puissance Réactive phase 3 (VARs)	0.01 VARs
40028-40029	Puissance Réactive Totale (VARs)	0.01 VARs
40030-40031	Puissance apparente phase 1 (VAs)	0.01 VAs
40032-40033	Puissance apparente phase 2 (VAs)	0.01 VAs
40034-40035	Puissance apparente phase 3 (VAs)	0.01 VAs
40036-40037	Puissance apparente Totale (VAs)	0.01 VAs

Tableau V. 5: Registres Compteurs bloque puissances

- Bloque 4 : Les Facteur de puissance
- Bloque 5 : Les Energies (Entier de 48 bits)

Les valeurs stockées dans ces registres représentent la somme des registres des tarifs de la même grandeur physique.

<i>Registres</i>	<i>Description</i>	<i>Pas (selon unité)</i>
40042-40044	Energie active Emise en watts-heurs	1
40045-40047	Energie active reçue en watts-heurs	1
40048-40050	Energie Réactive Emise en VARs-Heurs	1
40051-40053	Energie Réactive Reçue en VARs-Heurs	1
40054-40056	Energie apparente Emise en VAs	1
40057-40059	Energie apparente Reçue en VAs	1

Tableau V. 6: Registres Compteurs bloque Energies

❖ Catégorie 2 : Les registres Système (Fixe)

Cette section regroupe les paramètres propres du compteur, ils sont en lecture seule et donc pas modifiable ni modifié en cours de fonctionnement.

NB : Pour plus d'infos voir document constructeur : « A1800 ALPHA meter Communication options Product guide PG42-1012B »

b. Les Registres Tarifaire

Ces registres sont un regroupement de 3 registres de 16bits soit 48 bits et permettant l'enregistrement des valeurs des énergies par tarif .Le tableau ci-dessous regroupe les infos relative aux trois tarifs mise en jeu :

TARIFS	REGISTRES	DESCRIPTION (SOMMATION)
TARIF1	42091-42093	Energie Active Emise en KWh
	42094-42096	Energie Active Reçue en KWh
	42097-42099	Energie Réactive Emise en KVarh
	42100-42102	Energie Réactive Reçue en KVarh
TARIF2	42181-42183	Energie Active Emise en KWh
	42184-42186	Energie Active Reçue en KWh
	42187-42189	Energie Réactive Emise en KVarh
	42190-42192	Energie Réactive Reçue en KVarh
TARIF3	42271-42273	Energie Active Emise en KWh
	42274-42276	Energie Active Reçue en KWh
	42277-42279	Energie Réactive Emise en KVarh
	42280-42282	Energie Réactive Reçue en KVarh

Tableau V. 7: Les registres des tarifs de comptage

2. Les Tarifs de comptage

Les tarifs de comptage sont des créneaux indiquant les tranches de consommation de l'énergie.

Le compteur Alpha peut-être paramétré et prendre en compte jusqu'à 4 Tarifs par jour et 12 saisons à savoir Tarif 1,2 ,3et 4.

Par défaut, un seul tarif est en marche (Tarif 1).Par contre pour avoir plusieurs tarifs comme dans notre cas (3 tarifs), il est essentiel de modifier les paramètres du compteur.

Les tarifs pris en compte au Maroc sont au nombre de trois(03) et sur deux saisons (été et Hiver) comme mentionné ci-dessous :

	<i>ETE (01 avril)</i>	<i>Hiver (01 Octobre)</i>
<i>Tarif1</i>	7h-17h	7h-18h
<i>Tarif2</i>	17h-22h	18h-23h
<i>Tarif3</i>	22h-7h	23h-7h

Tableau V. 8: Distribution temporelle des Tarifs de comptage

III. Présentation de l'application

La structure de l'application se base sur le concept du MODBUS, donc le travail dans le programme consisterait à la formation des différents blocs constituant la trame de requête et une méthode d'analyse de la trame de réponse (Bonne ou Erroné).

1. Organigramme générale de l'Application « Comptage »

L'organigramme de l'application définit les étapes principales(les sous-routines) du développement de code source. Il passe par une initialisation des adresses des registres puis à la formation de la requête où on effectue une concaténation des différents champs qui constituent la trame. Ensuite à la réception de la réponse on effectue l'opération inverse pour isoler le champ concerné par la donnée. Et enfin on procède à un affichage de la valeur reçue en la convertissant au préalable.

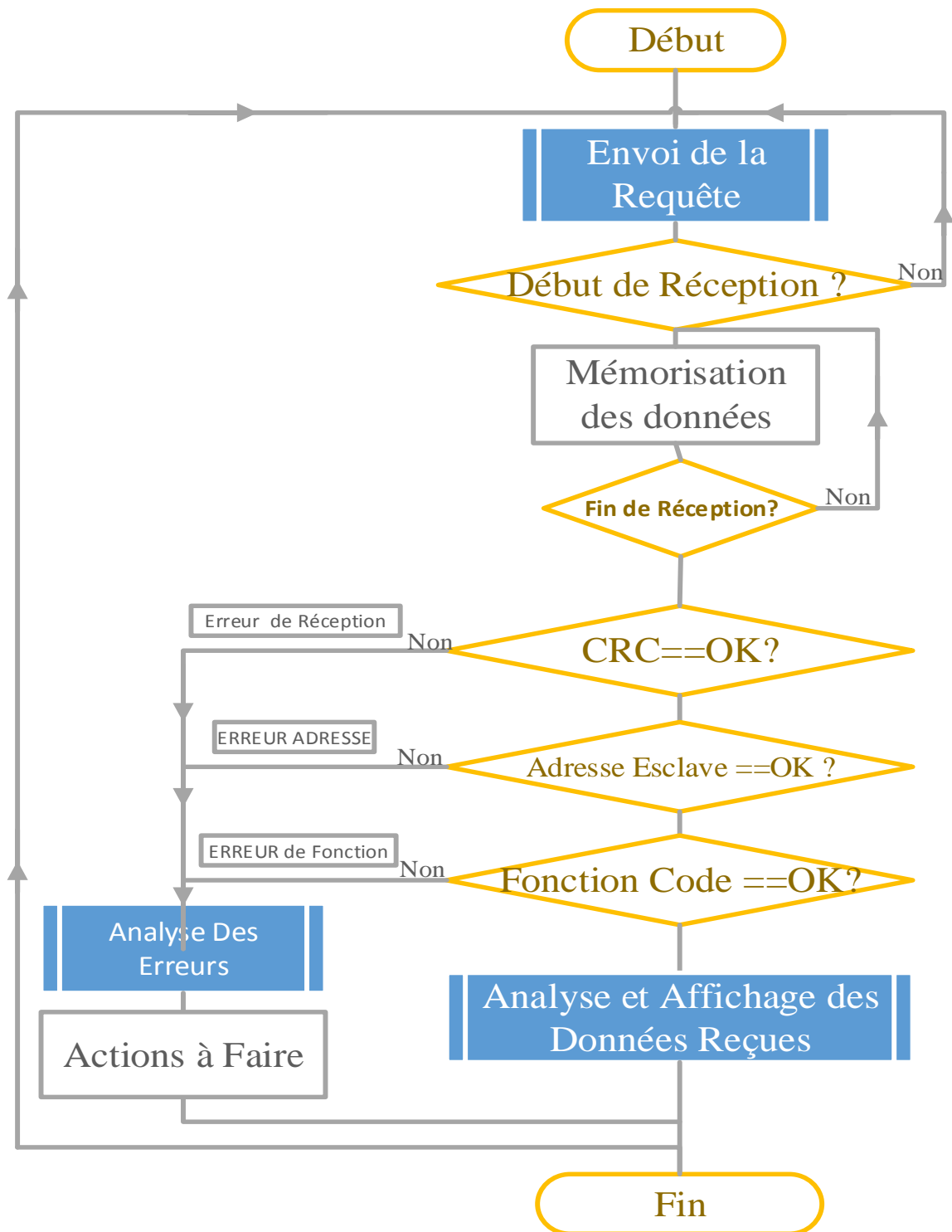


Figure V. 8: Organigramme du principe de conception de l'application

2. L'interface

Elle est la partie visuelle de la communication et la réponse aux attentes du client. Composée de trois(03) fenêtres, elles permettent l'affichage des valeurs de chaque compteur, elle comporte aussi des Boutons de navigation entre les pages et un bouton pour quitter l'application.

6BC7

PUISSANCE TOTALE: KW

P.Active DEPART N°1: KW

P.Reactive DEPART N°1: KVARs

TARIF I	
Reçue	Active: <input type="text" value="987"/> Reactive: <input type="text" value="2545"/>
Emise	Active: <input type="text" value="754"/> Reactive: <input type="text" value="987"/>
TARIF II	
Reçue	Active: <input type="text" value="2545"/> Reactive: <input type="text" value="754"/>
Emise	Active: <input type="text" value="987"/> Reactive: <input type="text" value="2545"/>
TARIF III	
Reçue	Active: <input type="text" value="754"/> Reactive: <input type="text" value="987"/>
Emise	Active: <input type="text" value="2545"/> Reactive: <input type="text" value="754"/>

ACCUEIL

PAGE SUIVANTE

QUITTER

19/05/2015

12:49:47

Encarta

Figure V. 9: Interface de l'application « comptage » page 1

PUISSANCE TOTALE: KW

P.Active TR.TRANSFO: KW

P.Reactive TR.TRANSFO: KVARs

TARIF I	
Reçue	Active: <input type="text" value="227862372"/> KWh Reactive: <input type="text" value="227862373"/> KVARh
Emise	Active: <input type="text" value="227862430"/> KWh Reactive: <input type="text" value="227863359"/> KVARh
TARIF II	
Reçue	Active: <input type="text" value="227864917"/> KWh Reactive: <input type="text" value="227863126"/> KVARh
Emise	Active: <input type="text" value="227863359"/> KWh Reactive: <input type="text" value="227864917"/> KVARh
TARIF III	
Reçue	Active: <input type="text" value="227863126"/> KWh Reactive: <input type="text" value="227863359"/> KVARh
Emise	Active: <input type="text" value="227864917"/> KWh Reactive: <input type="text" value="227863126"/> KVARh

PAGE PRECEDENTE

ACCUEIL

Voir les Données du Compteur Dep N°2

21/05/2015

10:43:29

Figure V. 10: Interface application « Comptage » page 3

Conclusion :

Malgré l'aboutissement de la mise au point de cette application dont le but principal est de permettre une supervision des données compteurs telles que les puissances et les énergies des différents tarifs. Il est à noter que l'exportation de l'application n'est possible dû à une obsolescence d'un outil interne du logiciel de développement (VB6).

Conclusion générale

Le choix du matériel est une tâche importante car la réussite d'un projet de contrôle commande est conditionnée par l'adéquation des capacités et performances des équipements et les données traitées. Aussi il est nécessaire de garder le contrôle sur les systèmes automatisés complexes et sensibles tel que les postes électriques THT, HT pour des raisons diverses telles que la maintenance, arrêt d'exploitation d'une partie ou toute l'installation. Et bien évidemment avec une possibilité d'observation de l'évolution des paramètres. Ces tâches passent respectivement par la mise en place d'une bonne base de données, une bonne élaboration d'automatisme de maintien du contrôle sur le système et une bonne supervision qui constituent les objectifs de ce projet avec les livrables « Data Liste » et « Logiques de verrouillage ».

Pour atteindre ces objectifs, une connaissance de l'environnement du travail, complexe et pleines informations s'est avérée nécessaire et qui passe par la connaissance du poste électrique 225KV/60KV/11KV, la maîtrise des réseaux électrique du point de vue architecturale que communicationnelle ainsi que les équipements d'automatisme qui interviennent dans l'élaboration d'un système de contrôle commande et qui sont décrite dans le deuxième chapitre.

Dans le troisième chapitre, nous avons étudié les outils, les normes et protocoles à savoir les codifications décrites dans la norme IEC61346-2, les exigences et réglementations de l'ONEE, les IEC60870-5-103/101 et DNP3 relative à la communication appuyé par les éléments du chapitre 2 à savoir les schémas développés pour aboutir dans le dit chapitre à la data liste. Dans le quatrième chapitre, nous avons développé les techniques et principes pour une mise en place des automatismes de commande des organes des postes tels que les sectionneurs et disjoncteurs qui permettent d'assurer le maintien sous contrôle utilisateur du système. Et Le dernier chapitre s'est appuyé sur un outil de développement VB6 et sur le protocole de communication MODBUS intégré dans les compteurs utilisés de type ELSTER pour mettre en place l'interface de supervision qui servira à la centralisation de l'affichage du comptage d'énergies sur un ordinateur dédié à cet effet.

Malgré la complexité du système, la quantité d'informations, les objectifs ont été atteints. Mais la question est que faut-il faire pour mettre en place une data liste optimale en un temps records, des logiques de verrouillages des postes électriques sans failles prenant en considération toute les éventualités? En outre au vu d'un problème d'exportation de l'application « Comptage » pour obsolescence d'un outil VB6. Les propositions d'améliorations se focaliserons sur comment rendre l'extension de l'application plus facile ?

Pour cela il serait recommandable de l'élaborer par un outil VB ultérieure à la version 6 ou autres environnement tel que JAVA et aussi une programmation modulaire ou orienté objet.

WEBOGRAPHIE :

<http://www.cegelec.ma/>

<http://www.alstom.com/>

<http://www.simplymodbus.ca/>

<https://www.gedigitalenergy.com/multilin/support.aspx#supdo>

BIBLIOGRAPHIE :

[1] Cahiers Techniques Schneider

CT n°05 La protection des lignes HTB

CT n°164 Le transformateur de courant pour la protection en HT

CT n°174 protection des réseaux HTA industriels et tertiaires

CT n°194 Transformateurs de Courant : comment les spécifier

[2] Norme Internationale CEI, en Particulier :

CEI 60044-1 Edition 1.2 Transformateurs de Mesures

CEI 61346-2 Classification des objets et codes pour les classes

CEI60870-5-103 :Implementation table

[3] *Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie Electrique Volume1*

[4] *A1800 ALPHA® meter Communication options Product guide PG42-1012B*

[5] *MiCOM ALSTOM P441, P442, P444 Protection de Distance Numérique Software Version: 30 Hardware Version: G/H/J Manuel Technique ALSTOM*

[6] *Relais de distance de ligne D60 Manuel d'instructions Révision D60: 3.4x P/N Manuel: 1601-0181-F1 (GEK-106522) GE Multilin*

[7] *Practical Modern SCADA protocols: DNP3, IEC60870-5 and related systems*

[8] *MiCOM P141, P142, P143, P144, P145, protection départ de ligne et câble, Manuel utilisation, version P14x/FR M/Ed5*

[9] *MiCOM C264/C264C Guide d'exploitation, Calculateur de tranche, version C264/fr_O/C41*

LEXIQUE :

Contact sec : Contact électrique sans différence de potentiel entre ses deux bornes

Couplage : Un couplage est une travée composée d'un disjoncteur DISJ, d'un transformateur de courant TC et deux sectionneurs rail SR, il sert à relier entre eux deux jeux de barres

DELESTAGE : Dans un réseau électrique, le délestage consiste à arrêter volontairement l'approvisionnement d'un ou de plusieurs consommateurs pour rétablir rapidement l'équilibre entre la production et la consommation du réseau. Il s'agit d'une mesure de sauvegarde destinée à éviter les risques d'effondrement en tension ou en fréquence qui pourraient entraîner la coupure de la totalité d'un sous-réseau

Départ long : c'est un départ assuré par une protection de distance

Départ court : c'est un départ assuré par une protection différentielle de ligne

Horodatage est un mécanisme qui consiste à associer une date et une heure à un événement, une information ou une donnée informatique

Interopérabilité : La capacité à plusieurs équipements électronique intelligents de différents constructeurs d'échanger des informations

Jeu de Barre : Dans la distribution électrique un jeu de barres désigne un conducteur de cuivre ou d'aluminium qui conduit de l'électricité dans un tableau électrique, à l'intérieur de l'appareillage électrique ou dans un poste électrique

Mapping : mise en cohérence entre deux types d'informations distincts (Mapping d'adresse entre un organe de protection et la passerelle)

PALPAGE : c'est le fait d'assurer l'alimentation des organes annexes d'un transformateur par un autre mise en parallèle avec ce dernier et vice-versa.

Poste (sous-station) : est une installation d'organes de liaison et d'organes de manœuvre où parvient l'énergie des centrales ou d'une autre source et d'où cette énergie est orientée vers les centres de consommation.

Protection homopolaire : Elle surveille la composante, homopolaire I_0 (du courant triphasé qui apparaît lors de défauts phase-terre)

Protection à maximum de courant est une protection électrique qui consiste à comparer le courant mesuré dans le réseau à une valeur limite. Si le seuil est dépassé, la protection conclut qu'un court-circuit ou une surcharge

Protection des réseaux électriques : ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

Disjoncteur : un dispositif électromécanique, voir électronique, rearmable de protection dont la fonction est d'interrompre le courant électrique en cas d'incident sur un circuit électrique. Il est capable d'interrompre un courant de surcharge ou un courant de court-circuit dans une installation.

Relais : dispositif à action mécanique ou électrique provoquant le fonctionnement des systèmes qui isolent une certaine zone du réseau en défaut ou actionnant un signal en cas de défaut ou de conditions anormales de marche (alarme, signalisation,.....)

Salle de relaying ou Salle à relais : C'est un bâtiment qui contient tous les appareils de la basse tension qui ont pour fonction de protéger le réseau HT et le poste HT contre les courts-circuits, les décharges orageuses, les surcharges, etc.

Sectionneur : appareil électromécanique permettant de séparer, de façon mécanique, un circuit électrique et son alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisante électriquement

Sectionneur de terre (SAT) servent à diriger les tensions résiduelles et les tensions d'induction vers la terre.

Sélectivité : Il y a sélectivité des protections si un défaut, survenant en un point quelconque du réseau, est éliminé par l'appareil de protection placé immédiatement en amont du défaut et lui seul.

Tranche Electrique : c'est un ensemble de matériels et circuits haute et basse tension d'une fraction bien déterminée d'un poste électrique. Elle doit pouvoir être totalement isolée sans compromettre le fonctionnement et le contrôle des autres installations restant en service.

LE GAZ SF₆ : HEXAFLUORURE DE SOUFRE

Visual Basic (VB) est un langage de programmation événementielle de troisième génération ainsi qu'un environnement de développement intégré

ANNEXES:

Annexe I : Les NORMES et protocoles

1. Norme CEI 61850

CEI 61850 est une norme pour la conception de sous-station électrique et leur automatisation. IEC 61850 est une partie de la de la Commission électrotechnique internationale (CEI) Comité technique 57 (TC57 regroupement d'experts du domaine de l'électricité (ABB, General Electric, Schneider Electric, Siemens...)) de l'architecture de référence pour l'énergie électrique des systèmes.

Pourquoi CEI 61850 ?

- ✓ Pour uniformiser les protocoles de communication industriels
- ✓ Pour besoin de décentralisation des automatismes
- ✓ Pour nécessiter de communication rapide inter-équipements
- ✓ Pour un besoin future d'interopérabilité pour les architectures « SMART GRID »
- ✓ Pour besoin de Messages temps réel « GOOSE »



Figure 1 : Principe GOOSE

Elle a pour avantages de permettre une Convergence vers un modèle de données commun, une diminution du nombre de protocoles, la réduction des coûts d'ingénierie, de rendre le modèle de données unique à maîtriser et la banalisation du matériel.

Cette norme est scindée en 10 principales parties qui décrivent spécifiquement les règles à suivre dans la conception, contrôle commande des postes électrique

2. Norme IEC60870 (IEC 60870-5-101/103)

Dans l'ingénierie électrique et les automatismes, la Commission électrotechnique internationale normes 60870 définissent les systèmes utilisés pour la téléconduite (contrôle et acquisition de données). De tels systèmes sont utilisés pour commander les réseaux de transport d'énergie électrique et d'autres systèmes de contrôle géographiquement dispersés. Par l'utilisation de protocoles normalisés, l'équipement de nombreux fournisseurs différents peut être fait pour inter-opérer. La norme CEI 60870 comporte six parties, définissant les informations générales relatives à la norme,

les conditions d'exploitation, les interfaces électriques, les exigences de performance, et les protocoles de transmission de données.

La norme CEI 60870 met en œuvre un protocole événementiel : à chaque mouvement ou changement détecté, le serveur envoie automatiquement les informations détaillées. Il n'est pas nécessaire de prévoir un système de veille avec une demande manuelle de l'état du processus ce qui a pour avantage de limiter le trafic d'informations.

Système « select/ execute » pour des télécommandes sécurisées, horodatage des informations pour l'analyse et l'archivage des données. Diagnostic possible pour toutes les données et réduction de la charge réseaux.

Nous nous intéressons à la partie 5 de la norme et exclusivement 60870-5-101/103 qui est mise en œuvre dans l'élaboration de la data list (Liste des I/O)

La Partie 5 fournit un profil de communication pour envoyer des messages de téléconduite de base entre deux systèmes qui utilisent des circuits permanents de données directement connectés entre eux.

- CEI 60870-5-101 protocoles Transmission, normes de compagnie en particulier pour les tâches de base de téléconduite
- CEI 60870-5-103 protocoles de transmission, norme d'accompagnement pour l'interface d'information des équipements de protection

Deux méthodes différentes d'échange d'information sont décrites : la première est basée sur les Application Service Data Unit (ASDU) spécifiées explicitement et des procédures d'application pour la transmission de messages «normalisés», la seconde utilise les services génériques pour la transmission de presque toutes les informations possibles. Les messages «normalisés» ne couvrent pas toutes les fonctions de protection possibles et un dispositif de protection peut ne supporter qu'un sous-ensemble des messages spécifiés dans la présente norme.

Le protocole distingue :

- ✓ le sens Surveillance, pour la transmission des ASDU émis par un équipement de protection (équipement esclave) vers le système de conduite (équipement maître),
- ✓ le sens Conduite, pour les ASDU envoyés par le système de conduite vers un équipement de protection. Chaque trame envoyée comporte des champs significatifs à savoir :
 - Le Type d'ASDU
 - La fonction
 - L'information véhiculée
 - La cause de transmission de la donnée

Voir les détails dans les Tableaux ci-après donnant les descriptions de la table de Mapping IEC60870-5-103.

a. ASDU : type

N°	Description	Sens Supervision	Sens Contrôle
1	Message avec étiquette temporelle	x	
2	Message avec étiquette temporelle relative	x	
5	Message d'identification	x	
6	Synchronisation de l'heure	x	x
7	Interrogation générale		x
8	Fin d'interrogation générale	x	
9	Mesures II	x	
20	Commandes générales		x
254	Commande de transfert		x
255	Réponse de transfert	x	

b. ASDU : Fonctions

N°	Description	Alarme	Protection	Mesure
10	Mesures de température			X
11	Mesures supplémentaires 1			X
12	Mesures supplémentaires 2			X
20	Supervision	X		
21	Appareillage et réseau	X		
22	Equation logique	X		
31-32-33	Entrées logiques (MES 1,2 et 3)	X		
41-42-43	Logigramme groupe 1, 2 et 3	X		
100	Protections de courant		x	
101	Protections directionnelles de courant		x	
102	Protections de tension		x	
103	Protections de fréquence		x	
104	Protections Moteur/générateur		x	
105	Protections Diverses		x	
106	Protections thermique		x	
107	Protections de puissance		x	
108	Protections différentielles		x	
109	Protections de vitesse		x	

c. ASDU : Informations

ASDU : Application Service Data Unit			
N°	Description	Surveillance	Conduite
0	Fin d'interrogation/ Synchronisation de l'horloge, Initialisation de l'interrogation générale/ Synchronisation de l'horloge	x	x
4	Démarrage/redémarrage	X	
5	Allumer	X	
16	Réenclencheur automatique active 1	X	

17	Télé protection Active	X	
18	Protection active	X	
19	Réinitialisation LED	X	
32	Surveillance mesure intensité I	X	
33	Surveillance mesure tension V	X	
35	Surveillance de l'ordre des phases	X	
36	Surveillance circuit de déclenchement.	X	
37	Fonctionnement protection en secours surintensité I>>	X	
38	Fusion fusible TT	X	
39	Télé-protection Perturbée	X	
46	Groupement d'avertissement	X	
47	Groupement d'alarmes	X	
48	Défaut de terre L1	X	
49	Défaut de terre L2	X	
50	Défaut de terre L3	X	
51	Défaut de terre aval, coté ligne	X	
52	Défaut de terre amont coté jeu de barres	X	
64	Démarrage/détection L1	X	
65	Démarrage/détection L2	X	
66	Démarrage/détection L3	X	
67	Démarrage/détection N	X	
68	Déclenchement général	X	
69	Déclenchement L1	X	
70	Déclenchement L2	X	
71	Déclenchement L3	X	
72	Déclenchement par surintensité I>>	X	
73	Distance du défaut X en ohms	X	
76	Signal télé-protection transmis	X	
77	Signal télé-protection reçu	X	
78	Zone 1	X	
79	Zone 2	X	
80	Zone 3	X	
81	Zone 4	X	
82	Zone 5	X	
83	Zone 6	X	
84	Démarrage général	X	
85	Défaillance disjoncteur	X	
86	Déclenchement système de mesure L1.	X	
87	Déclenchement système de mesure L2	X	
88	Déclenchement système de mesure L3	X	
89	Déclenchement système de mesure E	X	
90	Déclenchement I>	X	
91	Déclenchement I>>	X	
92	Déclenchement IN>	X	
93	Déclenchement IN>>	X	
128	CB (circuit breaker) en service par AR (auto reclose)	X	
129	CB (circuit breaker) en service par AR (auto reclose) temporisé	X	

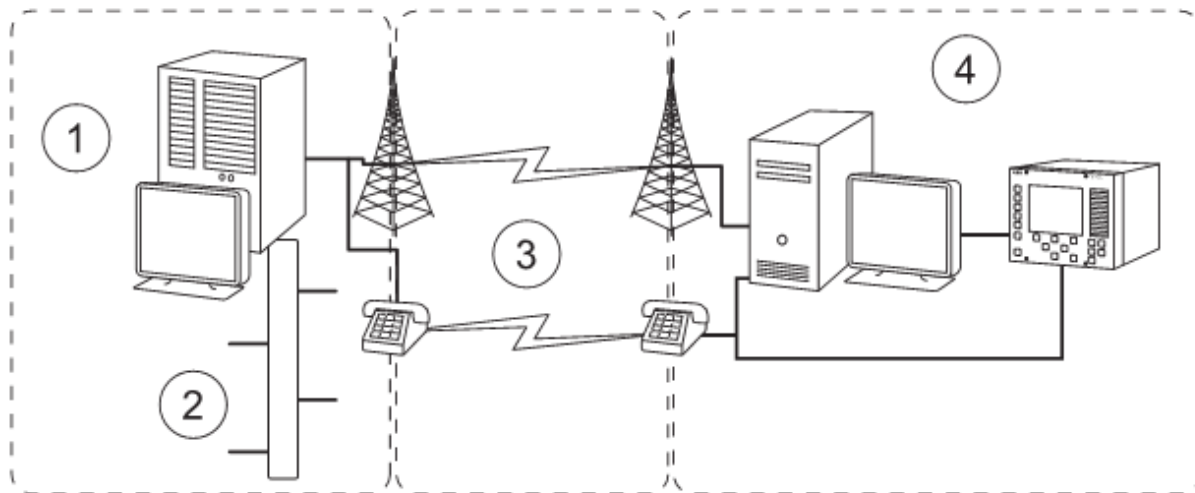
130	AR (auto reclose) bloqué	X	
144	Mesure I	X	
145	Mesure I, V	X	
146	Mesure I, V, P, Q	X	
147	Mesure IN, VEN	X	
148	Mesure IL1, 2, 3, VL1, 2, 3, P, Q, f	X	
249	Ecriture de titre avec confirmation	X	X
250	Ecriture de titre avec exécution	X	X
251	Ecriture de titre annulé	X	X

d. Causes de la transmission

N°	Libellé	Description	Surveillance	Conduite
1	Spontané	Information produite spontanément sur changement d'état (événement daté)	X	
2	cyclique	Infos cyclique (mesures)	X	
3	Réinitialisation (FCB)	Réponse à commande de réinitialisation du bit de compte de trame (FCB - Frame Count Bit)	X	
4	Réinitialisation(CU)	Réponse à commande de réinitialisation de l'unité de communication (CU Communication Unit)	X	
5	Démarrage /redémarrage	Réponse à commande d'initialisation de l'interface de communication	X	
8	Synchronisation Horaire	Accusé de réception de commande de synchronisation horaire/ Commande de synchronisation horaire	X	X
9	Interrogation générale	Information produite en réponse à une commande d'Interrogation Générale/ Initialisation d'un cycle d'Interrogation Générale	X	X
10	Fin d'Interrogation générale	Message de terminaison d'un cycle d'Interrogation Générale	X	
12	Opération à distance	Changement d'état résultant d'une commande du superviseur	X	
20	Acquittement Positif ; Commande générale	Accusé de réception de commande positif ; Commande du superviseur telle que ouverture/ fermeture disjoncteur, mise en/hors service d'une fonction, etc.	X	X
21	Acquittement négatif	Accusé de réception de commande négatif	X	

3. DNP3: DISTRIBUTED NETWORK PROTOCOLS version 3

Le DNP 3 est un protocole rependu dans les domaines de l'électricité et l'hydraulique en contrôle commande. Il est développé pour faciliter le contrôle des équipements et l'échanges des données variées.



1 SCADA station Maitre 3 Liaisons de communication (Fibre Optique, Radio)
 2 Points de contrôle extérieur 4 station déportée

Figure 2: Schéma représentatif du DNP3

Dans le cas du DNP3 l'équipement esclave peut, selon ses capacités et sa configuration, émettre spontanément des messages. Ainsi, sans être sollicité par le maître, l'esclave peut envoyer des messages pour informer le maître d'un changement d'état d'une information binaire, d'un franchissement de seuil d'une mesure ou d'un compteur.

Ces informations, émises spontanément par l'équipement esclave sont appelées « Réponses non sollicitées ». L'émission de Réponses non sollicitées peut être inhibée par la configuration de l'esclave et par une commande spéciale envoyée par le maître.

Pour résoudre les conflits d'accès au médium de communication entre le maître et les esclaves pouvant apparaître lors d'émissions spontanées, le protocole DNP3 intègre un mécanisme de gestion des collisions.

Les données accessibles par DNP3 sont regroupées par types d'objets DNP3 :

- Binary Input,
- Binary Output/Control Relay Output Block,
- Counter,
- Analog Input,
- Analog Output/Analog Output Block,
- Octet String,
- Sequential File Transfer

Et pour chaque type d'objet sont indiqués :

- numéro de l'objet statique et, s'il y a lieu, le numéro de l'objet dynamique associé, utilisé pour la génération des événements,
- la variation utilisée par défaut,
- les fonctions DNP3 applicables à l'objet,
- la liste des données appartenant à ce type d'objet.

Les requêtes et réponse de niveau Application échangées entre un superviseur et les IED sont codées dans des structures de données appelées ADPU : Application Protocol Data Unit.

Une APDU est composée des champs suivants :

- APCI « Request / Response header »: Entête de requête ou réponse : Ce champ identifie le rôle du message et transporte des informations de contrôle de flux. Ce champ est aussi appelé APCI : Application Protocol Control Information (Champ de contrôle du protocole Application).
- ASDU : Application Service Data Unit (Unité de données de Service Application) : Ce champ contient les données utilisateur de niveau Application dont deux parties essentielles, à savoir l'entête et la donnée.

L'APCI requête est composé de deux champs AC (Application Control) et FC (Function Code) tandis-que l'APCI réponse trois champs donc AC, FC et IIN (Internal Indication).

Au niveau Application, DNP3 autorise et gère la fragmentation des données Utilisateur en plusieurs ASDUs. L'octet AC contient donc les informations nécessaires à la gestion de la fragmentation (à l'émission) et du réassemblage (à la réception)

FC	Fonction	Description
Fonctions de Transfert d'information		
0	Confirm	Message de confirmation
1	Read	Requête de lecture ; la réponse fournit les données demandées (si disponibles)
2	Write	Requête d'écriture ; la réponse donne le résultat de l'opération
Fonctions de Commande		
3	Select	Requête de sélection d'une sortie ; la réponse donne l'état de la sortie sélectionnée
4	Operate	Requête d'activation d'une sortie présélectionnée ; la réponse donne l'état de la sortie activée
5	Direct operate	Requête d'activation d'une sortie sans présélection ; la réponse donne l'état de la sortie activée
6	Direct operate No Ack	Requête d'activation d'une sortie sans présélection ; sans réponse associée
Fonctions de Contrôle d'Application		
13	Cold Restart	Déclenche la séquence de démarrage à froid ; la réponse indique le temps au bout duquel la station sera à nouveau disponible
14	Warm Restart	Déclenche la séquence de démarrage à chaud ; la réponse indique le temps au bout duquel la station sera à nouveau disponible

Tableau 1: Liste des codes Fonction FC de l'APCI DNP3

Quand l'ASDU, l'« Objet Header » comporte trois champs dont le l'identifiant, le qualificateur et le la plage.

- L'identificateur d'objet est composé de 2 octets : Octet 1 (Object Group), octet identifiant le type d'objet auquel les données utilisateur appartiennent. Par exemple, 30 = entrée analogique.

L'octet 2 (Variation), identifie le sous-type d'objet. Par exemple, pour l'objet entrée analogique : sous-type 1 = 32 bits, sous-type 2 = 16 bits.

- L'octet Qualificateur est composé de 2 informations : code Qualificateur, codé sur 4 bits et la longueur de l'index codé sur 3 bits. Les combinaisons de valeurs code qualificateur et longueur de l'index spécifient la méthode d'adressage des objets.

Et en fonction de l'entête, chaque objet de donnée est indexé par son code indiquant la signification de l'information qu'il contient. (Voir table de données ou point list)

Sepam série 80	Description	Classe
Protections moteur/générateur		
78	Protection 48/51LR (blocage rotor)	Class_FI
79	Protection 48/51LR (blocage rotor au démarrage)	Class_FI
80	Protection 48/51LR (démarrage trop long)	Class_FI
81	Protection 66	Class_AL
82	Protection 21B	Class_FI
83	Protection 50/27	Class_FI
84	Protection 64G2/27TN exemplaire 1	Class_FI
85	Protection 64G2/27TN exemplaire 2	Class_FI
86	Protection 78PS	Class_FI
87	Protection 24 exemplaire 1	Class_FI
88	Protection 24 exemplaire 2	Class_FI
89	Protection 40	Class_FI
Protections différentielles		
90	Protection 64REF exemplaire 1	Class_FI
91	Protection 64REF exemplaire 2	Class_FI
92	Protection 87T2	Class_FI
93	Protection 87M/87G	Class_FI

Tableau 2: Extrait d'indexe de données DNP3 Sepam80

NB : Dans une requête, la Variation 0 désigne tous les objets du groupe, quel que soit leur sous type. Un maître peut ainsi demander à lire les entrées analogiques d'un esclave sans connaître a priori leur sous-type 16 ou 32 bits. C'est dans la réponse qu'il verra le sous-type.

Annexe II : Les relais de protection et Compteurs

1. *Compteurs SL7000 :*

Ils permettent d'enregistrer plusieurs courbes de charge et de communiquer localement et à distance sur plusieurs ports.

Ces compteurs sont conçus pour un branchement direct ou sur transformateur et utilisent une architecture modulaire permettant une utilisation dans les réseaux de distribution d'électricité existants ou à venir.

Une alimentation intégrée auto-adaptable et une très large dynamique de mesure permettent d'utiliser le même modèle de compteur pour une vaste gamme d'applications.

2. *P543 : Protection Différentielle de courant*

Les équipements P543 assurent une protection de distance ultrarapide pour parfaire la gamme complète de protection principale et de secours. Ils sont conçus pour toutes les applications de protection des lignes HT, THT, dupliqués dans les cas où une protection principale redondante est nécessaire, ils intègrent les fonctions de protection différentielle, de distance, à maximum de courant et de réenclenchement sont disponibles en fonction des besoins du site.

3. *D60 /P442, P443 & P444: Protection de distance de Ligne*

Les Relais de protection distance de ligne D60 de la technologie General Electric(GE) et P44x de ALSTOM GRID sont des relais à base de microprocesseur pour utilisation sur les lignes de transmission tout niveau de tension, sans ou avec, la proximité de compensation série dans les applications d'enclenchement mono polaire et tripolaire. La fonction primaire du relais consiste en quatre zones de protection de distance de phase et de terre, soit mho ou quadrilatérale selon le choix de l'utilisateur, avec logique intégrée pour les cinq schémas communs aidés par pilote. Les éléments de distance sont optimisés pour fournir une bonne précision avec un temps d'opération rapide, même lorsque utilisés avec des transformateurs de tension capacitifs, et peuvent être supervisés par la détection des oscillations de puissance. Le relais fournit aussi des éléments de surtension directionnels de terre, qui sont généralement utilisés comme partie d'un système général de protection de ligne.

4. *M871 : Enregistreur de perturbographie ET Centrale de mesure*

Le modèle M871 est conçu pour enregistrer en permanence la forme des ondes de tension et de courant, avec une dynamique suffisante pour distinguer les courants de défaut des courants de fonctionnement normal, s'ils sont effectivement différents,

- Enregistrer de même quelques signalisations d'événements pouvant influencer sur les ondes de tension et de courant,
- garder en mémoire ces enregistrements pendant quelques centaines de millisecondes,
- les restituer sur imprimante, lorsqu'il est sollicité par une signalisation significative d'incident, comme par exemple la mise en route d'une protection. Les enregistrements effectués juste avant l'incident font bien entendu partie de la restitution, car c'est là l'intérêt essentiel de l'appareil. La restitution dure quelques secondes, et peut être réinitialisée par une nouvelle sollicitation, par exemple une signalisation d'ordre d'enclenchement.



- conserver en mémoire les grandeurs restituées localement, de manière à pouvoir aussi obtenir leur restitution à distance, comme un consignateur d'état connecté à une horloge synchronisée GPS, de manière à rendre possible une corrélation aisée des documents

5. *MiCOM P141, 142, 143, 144, 145 : Protection Max courant*

L'équipement de gestion de départ MiCOM P14x est conçu pour assurer la protection d'une grande diversité de lignes aériennes et de câbles souterrains à tous les niveaux de tension, de la distribution au transport. La gamme P14x offre une protection à maximum de courant et contre les défauts à la terre et convient aux systèmes à neutre directement à la terre, à neutre mis à la terre par impédance ou bobine de Petersen, ou à neutre isolé. L'équipement P145 est particulièrement adapté lorsqu'il s'agit d'avoir un système complet ; il comporte 10 touches de fonction associables à des schémas internes ou à des commandes d'exploitation telles que, par exemple, les manœuvres de disjoncteur, le réenclenchement, les communications à distance, etc.

6. *D400 : GATEWAY ou PASSERELLE (GTW)*

Le D400 est un dispositif de passerelle SCADA qui englobe toutes les fonctionnalités de plusieurs appareils d'un poste. Il peut effectuer une variété de fonctions, y compris :

- Concentration de données - la collecte de données à partir d'appareils électroniques intelligents (IED) installé dans le poste
- La présentation des données - données actuelles recueillis et de contrôler les données du système d'acquisition (SCADA)
- Digital Event Manager (gestionnaire numérique événementiel) - dispositifs de surveillance des conditions d'alarme et les émissions des signalisations à l'opérateur
- Station IHM, il présente visuellement le poste sous forme de diagramme et transmet les données de communication à afficher au poste operateur localement ou à distance sur un réseau
- Serveur, il fournir un accès transparent (connu sous le nom de pass-through) aux périphériques connectés, en utilisant des programmes de PC fournies par le fabricant.

Annexe III : Fonctions de protection

Les fonctions de protection sont les contraintes que doivent satisfaire le système afin de remplir sa mission de protection. Les fonctions ci-dessous sont les plus utilisées.

- ❖ 21B Minimum d'impédance : Protection de secours des générateurs contre les courts-circuits entre phases
- ❖ 24 Contrôle de flux : Contrôle de surfluxage
- ❖ 25 Contrôle de synchronisme : Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau
- ❖ 26 Thermostat : Protection contre les surcharges
- ❖ 27 Minimum de tension : Protection pour contrôle d'une baisse de tension
- ❖ 27D Minimum de tension directe : Protection des moteurs contre un fonctionnement à tension insuffisante
- ❖ 27R Minimum de tension rémanente : Contrôle de disparition de la tension entretenue par les machines tournantes après déconnexion de l'alimentation
- ❖ 27TN Minimum de tension résiduelle harmonique 3 : Détection de défaut d'isolement à la terre d'enroulements statoriques (neutre impédant)
- ❖ 32P Maximum de puissance active directionnelle : de contrôle de transfert maximal de puissance active
- ❖ 32Q Maximum de puissance réactive directionnelle : Protection de contrôle de transfert maximal de puissance réactive
- ❖ 37 Minimum de courant de phase : Protection triphasée contre les minima de courant
- ❖ 37P Minimum de puissance active directionnelle : de contrôle de transfert minimal de puissance active
- ❖ 37Q Minimum de puissance réactive directionnelle : Protection de contrôle de transfert minimal de puissance réactive
- ❖ 49 Image thermique : Protection contre les surcharges
 - 49T Sonde de température : Protection contre les échauffements anormaux des enroulements des machines
- ❖ 50 Maximum de courant de phase instantanée : Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases
- ❖ 50BF Défaillance disjoncteur : Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement
- ❖ 50N ou 50G Maximum de courant terre instantanée : Protection contre les défauts à la terre :
 - 50N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC
 - 50G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
- ❖ 50V Maximum de courant de phase à retenue de tension instantanée : Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
- ❖ 50/27 Mise sous tension accidentelle générateur Détection de mise sous tension accidentelle de générateur
- ❖ 51 Maximum de courant de phase temporisée Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases
- ❖ 51N ou 51G Maximum de courant terre temporisée Protection contre les défauts à la terre :
 - 51N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC
 - 51G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)

- ❖ 59 Maximum de tension Protection de contrôle d'une tension trop élevée ou suffisante
- ❖ 59N Maximum de tension résiduelle : Protection de détection de défaut d'isolement
- ❖ 63 Pression : Détection de défaut interne transformateur (gaz, pression)
- ❖ 64REF Différentielle de terre restreinte : Protection contre les défauts à la terre d'enroulements triphasés couplés en étoile avec neutre relié à la terre
- ❖ 64G 100 % stator générateur : Détection de défauts d'isolement à la terre des enroulements statoriques (Réseau à neutre impédant)
- ❖ 67 Maximum de courant de phase directionnelle : Protection triphasée contre les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
- ❖ 67N/67NC Maximum de courant terre directionnelle : Protection contre les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant (NC : Neutre Compensé)
- ❖ 78PS Perte de synchronisme (pole slip) Détection de perte de synchronisme des machines synchrones en réseau
- ❖ 79 Réenclencheur : Automatisation de refermeture de disjoncteur après déclenchement sur défaut fugitif de ligne
- ❖ 81R Dérivée de fréquence (rocof) : Protection de découplage rapide entre deux parties de réseau
- ❖ 87 Différentielle : Protection triphasée contre les défauts internes.
 - 87B: Protection triphasée contre les défauts internes de jeu de barres
 - 87G: Protection triphasée contre les défauts internes d'alternateurs
 - 87L: Protection triphasée contre les défauts internes de ligne
 - 87M: Protection triphasée contre les défauts internes de moteur
 - 87T: Protection triphasée contre les défauts internes de transformateur

NB : Pour la liste complète des fonctions de protection voir : « Code ANSI 37-2 »

Annexe IV : Code Source de l'application

'Programme Maitre pour la lecture des données de compteurs d'énergies A1800 Alpha Meter

*****Réalisé par JAQUES ILBOUDO Elève Ingénieur FST Fès 2015*****

Option Explicit

Dim inputdata, outputdata As String, CRCok As String, Kp As Integer

Dim Cpt1adr, Cpt2adr, Cpt3adr, fctcode, adrcompt As Byte

Private Sub cmdend_Click()

If MsgBox("VOULEZ VOUS QUITTER L'APPLICATION ?", vbYesNo + vbQuestion, "Quitter L'Application ") = vbYes Then

 If MsgBox("ÊTES VOUS SÛRE DE VOULOIR STOPPER LA SUPERVISION?", vbYesNo + vbQuestion + vbCritical + vbMsgBoxHelpButton, "ARRÊTER LA SUPERVISION ") = vbYes Then

 If MSComm1.PortOpen = True Then

 MSComm1.PortOpen = False 'Close Port

 End If

 End

End If

End If

End Sub

Private Sub Form_KeyPress(KeyAscii As Integer)

 Select Case KeyAscii

 Case vbKeyEscape

 If MsgBox("VOULEZ VOUS QUITTER L'APPLICATION ?", vbYesNo + vbQuestion, "Quitter L'Application ") = vbYes Then

 If MsgBox("ÊTES VOUS SÛRE DE VOULOIR STOPPER LA SUPERVISION?", vbYesNo + vbQuestion + vbCritical + vbMsgBoxHelpButton, "ARRÊTER LA SUPERVISION ") = vbYes Then

 MSComm1.PortOpen = False 'Close Port

 End

End If

End If

Case vbKeyRight

Form2.Show

End Select

End Sub

'Navigation

Private Sub CMDSUIVANTE1_Click()

Form2.Show

End Sub

Private Sub Form_Activate()

On Error GoTo badcomm

Cpt1adr = &H82A ' First bloc register for tarif1 sur 2 bytes

Cpt2adr = &H884 ' First bloc register for tarif2 sur 2 bytes

Cpt3adr = &H8DE ' First bloc register for tarif3 sur 2 bytes

ftcocode = &H3 ' Function Code: in our case just "03":read holding register sur 1byte

regnbr = 3 ' number of register read sur 2 bytes

adrcompt = 0 ' counter register adress number (user define)

registre = 0 ' variable that permitt to loop in registry

Kp = 1

KeyPreview = True ' permet d'activer la methode keypress

If MSComm1.PortOpen = False Then

With MSComm1 'config port

.CommPort = 1 'using com1

.Handshaking = 2 'RTS Requeste to send

.RThreshold = 1

.SThreshold = 1

```
.RTSEnable = True 'Request to send is activate: valid and have sens when handshanking of com
=2

.Settings = "19200,n,8,1" ' com baud setting

.EOFEnable = True 'Activate the end of file char

.InputLen = 1

If Not MSComm1.PortOpen Then MSComm1.PortOpen = True

End With

outputdata = 0 'the first adresse is Broadcast

Kp = 1 'initialize the Kp at 1

End If

For i = 0 To 5

    Frame1(i).ForeColor = vbBlue

    Form2.Frame1(i).ForeColor = vbBlue

    Form3.Frame1(i).ForeColor = vbBlue

Next i

TMRADR.Enabled = True

Exit Sub

badcomm:

    MsgBox "Error: " & Err.Number & " Desc: " & Err.Description

End Sub

Private Sub Form_Unload(Cancel As Integer)

On Error GoTo badcomm

If MsgBox("VOULEZ VOUS QUITTER L'APPLICATION ?", vbYesNo + vbCritical) = vbYes
Then

    If MSComm1.PortOpen = True Then

        MSComm1.PortOpen = False 'Close Port

        End

    ElseIf MSComm1.PortOpen = False Then

        MSComm1.PortOpen = True 'Open port

        MSComm1.PortOpen = False 'fermeture du port
```

```
End
End If
End If
Exit Sub
badcomm:
    MsgBox "Error: " & Err.Number & " Desc: " & Err.Description
End Sub
Private Sub Form_Load()
inputdata = ""
For i = 1 To 3
    TARIF(i).Left = (Form1.Width - TARIF(i).Width) / 2 + 400
Next i
DAT.Left = 400
HEURE.Left = Form1.Width - HEURE.Width - 400
End Sub
Private Sub MSComm1_OnComm()
Dim tampon As String, EoFchar As String, dbltimeout As Double
EoFchar = Chr$(13) & chr$(10)
tampon = ""
dbltimeout = Timer + 1
Select Case MSComm1.CommEvent
    ' Normal events
    Case comEvCD      ' Changing in CD pin(porteuse)
    Case comEvCTS     ' Changing in CTS pin
    Case comEvDSR     ' Changing in DSR (Receive)
    Case comEvRing    ' Changing in RING if phone connected
    *****Lecture des données arrivant sur le port serie*****
    Case comEvReceive ' data are receive in the buffer
        TMRADR.Enabled = False
```

```

Do
    tampon = tampon & MSComm1.Input    ' get input data of Com Port
    If Timer > dbltimeout Then Exit Do

    Loop Until MSComm1.InBufferCount = 0 'And Right(tampon, 1) = EoFchar 'Wait for end
of data buffercont=0(no data again) and EOFchar receive
*****

    Call CRC16(tampon)
    Dim test As String
    test = Right(tampon, 5)
    If Left(test, 4) = CRCok Then
        Call Traitement(tampon)

        ElseIf MsgBox("Données erronées" + Chr(13) + CRCok, vbInformation + vbOKOnly) =
vbOK Then
            End If
    Case comEvEOF

End Select
End Sub

Function CRC16(inputdata)
Dim X As Long
Dim mask, i, j, nC, Crc As Integer
Dim c, Message As String
Message = Left(inputdata, Len(inputdata) - 5)
Crc = &HFFFF ' crc $ffff initialisation

For nC = 1 To Len(Message) Step 1
    j = Val("&H" + Mid(Message, nC, 1)) 'Pass in HEX-Format
    Crc = Crc Xor j
    For j = 1 To 8
        mask = 0
        If Crc / 2 <> Int(Crc / 2) Then mask = &HA001
    
```

```
Crc = Int(Crc / 2) And &H7FFF: Crc = Crc Xor mask
Next j
Next nC
CRCok = Hex$(Crc)
'k1 = Hex(Crc)
Select Case Len(CRCok)
Case 1
    CRCok = "000" & CRCok
Case 2
    CRCok = "00" & CRCok
Case 3
    CRCok = "0" & CRCok
End Select
Text1.Text = CRCok
'k = CDb1("&H" & CRCok) ' Convertir hex en decimal
'MsgBox k
End Function

Private Function Traitement(inputdata As String)
Dim rang, data, strdata, compteur As Integer
    strdata = Left(inputdata, (Len(inputdata) - 5)) ' 4 char of CRC plus EOFchar
    data = Left(strdata, 3)
    rang = Int(Right$(data, 2))
    compteur = Int(Left(data, 1))
    Select Case compteur
    Case 1
        txtTARIF1(rang) = Right(strdata, Len(strdata) - 3)
    Case 2
        Form2.txtTARIF1(rang) = Right(strdata, Len(strdata) - 3)
    Case 3
```

```
Form3.txtTARIF1(rang) = Right(strdata, Len(strdata) - 3)
End Select
TMRADR.Enabled = True
If Not MSComm1.PortOpen Then MSComm1.PortOpen = True
End Function
' Request slaves by sending frame
Private Sub tmradr_Timer()
    adrcompt = adrcompt + 1
If adrcompt <= 3 Then
    Select Case Kp
        Case 1
            outputdata = "0" + Hex$(adrcompt) + "0" + Hex$(fctcode) + "0" + Hex$(Cpt1adr) + "000" +
Hex$(regnbr)
            Call CRC16(outputdata)
            MSComm1.Output = outputdata + Hex$(CRCok) + Chr$(13)
        Case 2
            outputdata = "0" + Hex$(adrcompt) + "0" + Hex$(fctcode) + "0" + Hex$(Cpt2adr) + "000" +
Hex$(regnbr)
            Call CRC16(outputdata)
            MSComm1.Output = outputdata + Hex$(CRCok) + Chr$(13)
        Case 3
            outputdata = "0" + Hex$(adrcompt) + "0" + Hex$(fctcode) + "0" + Hex$(Cpt3adr) + "000" +
Hex$(regnbr)
            Call CRC16(outputdata)
            MSComm1.Output = outputdata + Hex$(CRCok) + Chr$(13)
    End Select
Else
    adrcompt = 1
    Kp = Kp + 1
    If Kp > 3 Then
```



Kp = 1

registre = registre + 1 ' registre is variable that indicate bloc registry level

If registre <= 3 Then

Cpt1adr = Cpt1adr + 3

Cpt2adr = Cpt2adr + 3

Cpt3adr = Cpt3adr + 3

Else

Cpt1adr = "082A"

Cpt2adr = "0884"

Cpt3adr = "08DE"

End If

End If

End If

End Sub

'Display time and date at the bottom of any form

Private Sub Timer1_Timer()

HEURE = Format(Now, "hh:nn:ss")

DAT = Format(Now, "dd/mm/yyyy")

Form2.HEURE = Format(Now, "hh:nn:ss")

Form2.DAT = Format(Now, "dd/mm/yyyy")

Form3.HEURE = Format(Now, "hh:nn:ss")

Form3.DAT = Format(Now, "dd/mm/yyyy")

End Sub

INDEX :

Remerciements :	i
Résumé	ii
Abstract.....	ii
Liste des Acronymes:	vi
Liste des Abréviations :	vii
Liste des Figures :	viii
Liste des Tableaux :	ix
INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : Présentation de l'organisme d'accueil : CEGELEC.....	2
Introduction.....	3
I. Groupe Cegelec	3
II. Secteur d'activité.....	3
1. Industriel	3
2. Tertiaire.....	4
3. Infrastructures	4
Conclusion :	6
CHAPITRE II : Présentation du poste 225KV/60KV/11KV BERKANE II.....	7
Introduction.....	8
I. Le contrôle commande numérique d'un poste	8
1. Définition	8
2. Missions	8
3. Architecture.....	9
II. Schéma unifilaire protection et Mesure poste BERKANE II	12
1. Schéma et Description	12
2. Fonctionnement.....	14
3. Les Relais de protection.....	14
a. P642-643-645 : Protection différentielle transformateur	14
b. MiCOMC264 : Calculateur de tranche UCL	15
Conclusion	15
CHAPITRE III : ELABORATION DE LA DATA LISTE.....	16
Introduction.....	17
I. Schémas type ONE et fonctions de Protection	17
1. Les schémas type ONE	17

2. Les fonctions de protections	18
3. Les ADSU du T101/T103	18
a. Numéro de la fonction.....	19
b. Un numéro d'information de l'ASDU	19
c. Le numéro du type de l'ASDU	19
d. Cause de la Transmission (COT)	20
II. La liste des Entrées sorties.....	21
1. Codification.....	21
2. Les Cartes d'entrées courants et tensions	21
3. Cartes d'entrées/Sorties numérique	23
4. L'extrait de la data liste (I/O).....	26
Conclusion	27
CHAPITRE IV : LOGIQUES DE VERROUILLAGE	28
Introduction.....	29
I. Méthodologie.....	29
1. Analyse par niveau de provenance de l'information	29
2. Règles et conditions d'ouverture et de fermeture des sectionneurs et disjoncteurs.....	30
II. Logiques de verrouillage des Organes	30
1. Disjoncteur 25D182	30
2. Sectionneur de barre 25SS1-2.....	33
3. Disjoncteur D592	34
4. Sectionneur ID592	36
Conclusion	37
CHAPITRE V : Application de supervision de comptage d'énergies.....	38
Introduction	39
I. Principe de mise en Œuvre de l'application:	39
1. Structure de communication du MODBUS	39
2. Description du Principe de transmission : MODBUS	41
3. Structure des données :	42
4. Le CRC16 (Cyclic Redoundancy Code/check)	44
II. Le Compteur A1800 Alpha Meter : Paramètres de communication.....	45
1. Les registres de Mapping	45
a. Registres des paramètres de ligne	45
b. Les Registres Tarifaire	46

2. Les Tarifs de comptage	46
III. Présentation de l'application.....	47
1. Organigramme générale de l'Application « Comptage »	47
2. L'interface.....	48
Conclusion :	49
Conclusion générale	50
WEBOGRAPHIE :	51
BIBLIOGRAPHIE :	51
LEXIQUE :	52
<u>ANNEXES:</u>	54
Annexe I : Les NORMES et protocoles	54
1. Norme CEI 61850	54
2. Norme IEC60870 (IEC 60870-5-101/103)	54
a. ASDU : type	56
b. ASDU : Fonctions	56
c. ASDU : Informations.....	56
d. Causes de la transmission	58
3. DNP3: DISTRIBUTED NETWORK PROTOCOLS version 3	59
Annexe II : Les relais de protection et Compteurs	62
1. Compteurs SL7000 :.....	62
2. P543 : Protection Différentielle de courant.....	62
3. D60 /P442, P443 & P444: Protection de distance de Ligne.....	62
4. M871 : Enregistreur de perturbographie ET Centrale de mesure	62
5. MiCOM P141, 142, 143, 144, 145 : Protection Max courant	63
6. D400 : GATEWAY ou PASSERELLE (GTW).....	63
Annexe III : Fonctions de protection.....	64
Annexe IV : Code Source de l'application.....	66
INDEX :.....	74