Glossaire

OCP	Office Chérifien des Phosphates
ONE	Office Nationale d'Electricité
KV	Kilo Volte
MW	Méga Watt
HT	Haute Tension
MT	Moyen Tension
TC	Transformateur de Courant
TT	Transformateur de Tension
MALT	Mise A La Terre
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
JDB	Jeu De Barre
CAN	Convertisseur Analogique Numérique
CNA	Convertisseur Numérique Analogique
ANSI	American National Standards Institute
CEI	Commission Électrotechnique Internationale
E/S	Entré/Sortie
API	Automate Programmable Industriel
DCS	Distributed Control System
ICS	Industrial Control System
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic device.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IHM	Interface Homme machine
LAN	Local Area Network
LCD	Liquid Cristal Display
OI	Operator Interface
PACiS	Protection Automation Control Integrated Solution
PLC	Programmable Logic Controller
PRP	Protocol Redundancy Parallel
RTU	Remote Terminal Unit.

SCE	System Configuration Editor
SCS	Substation Control System
SF6	Hexafluorure de souffre
SMT	System Management Tool
SPC	Single Point Control
SPS	Single Point Status
TC	Transformateur de courant.
THT	Très Haute Tension
TLS	Transport layer Security
TPL	Tourner-Pousser-lampe
TT	Transformateur de Tension.
UCL	Unité de Contrôle tranche
WAN	Wide Ares Network
PWM	Pulse With Modulation

Dédicace.
Remerciements.
Liste des figures.
Liste des tableaux.
Glossaire.
Introduction générale : 15
Chapitre 1 : Présentation de l'organisme d'accueil : 16
I. Présentation générale de Schneider Electric : 17
1 Historique : 17
2 Présentation de Schneider Electric monde : 18
3 Présentation de Schneider Electric Maroc : 19
II. Vision et Mission de Schneider Electric Maroc : 19
1. Vision de Schneider Electric Maroc : 19
2. Mission de Schneider Electric Maroc : 19
3. Organigramme de Schneider Electric Maroc : 20
4. Les Activités et Les Marchés de Schneider Electrique : 20
4.1. Les activités de Schneider Electric : 20
4.1.1. La Moyenne tension : 20
4.1.2. La Basse tension : 20
4.1.3. Les automatismes programmables : 20
4.2. Les services de Schneider Electric Maroc : 21
4.3. Les marchés de Schneider Electric Maroc : 21
4.4. Les marques de Schneider Electric Maroc : 23
Chapitre 2 : Généralités sur les postes électriques : 24
I. Les réseaux Electriques : 25
1. Les différentes tensions : 26
2. Transport en haute tension : 26
2.1. Les Lignes : 26
2.1.1. Lignes aériennes : 26
2.1.2. Lignes Souterraines : 27
3. Mouvements d'énergie : 27
3.1. Variation de la demande d'énergie : 27
3.2. Centres de répartition (Dispatching national) : 27
3.3. Postes d'interconnexion : 27
II. Les Postes Electriques : 27
1. Types des postes électriques: 28
1.1. Niveaux de tension : 28
1.2. Technologie de fabrication: 28
1.2.1. Les postes ouverts : (AIS : Air Insulated Substation) : 28
1.2.2. :Postes blindés : (GIS : Gaz Insulated Substation) 29

1.2.3. :Postes préfabriqués 29
2. Constitution d'un poste HT: 30
2.1. Disposition en Travées: 30
2.1.1. Travées lignes: 30
2.1.2 .Travées de couplage: 30
2.1.3. Travées de sectionnement barre: 30
2.1.4. Travées transformateur : 30
2.1.5. Travées MT : 30
3. Les Equipements de haute tension HT: 31
3.1. Les Transformateurs: 31
3.2. Compensateurs de l'énergie réactive : 32
3.2.1 La compensation parallèle : 32
3.2.2 La compensation série: 32
3.3. Les équipements d'interconnexion, d'isolement, de coupure et de protection: 32
3.3.1 Les jeux de barres: 32
3.3.2 Le Disjoncteur: 32
3.3.2.1 Disjoncteur à coupure dans l'huile: 32
3.3.2.2 Disjoncteur à coupure dans le gaz SF6: 33
3.3.2.3 Disjoncteur à air comprimé: 34
3.3.2.4 Disjoncteur à coupure dans le vide: 34
3.3.3. Les Sectionneurs: 35
3.3.4. Les Fusibles: 35
3.3.5. Les réducteurs de mesure: 35
3.4. Protection HT: 35
3.4.1. Les parafoudres: 35
3.4.2. Les Eclateurs: 36
III. Les Relais de Protections dans Les Postes Electriques: 36
1. Les fonctions de protection dans un poste électrique: 36
1.1. Les courts circuits: 36
1.2. Les surcharge: 37
2. Protection du transformateur: 37
2.1. Protection du transformateur contre les défauts internes : 37
2.1.1. Protection Buchholz: 37
2.1.2. Protection contre surcharge ou image thermique: 38
2.1.3. Protection contre le manque de circulation de l'huile: 38
2.1.4. Protection masse cuve : 38
2.1.5. Protection différentielle: 38
2.2. Protection du transformateur contre les défauts externes: 38
2.2.1. Protection ampèremétrique: 38
2.2.2. Régulateur de tension: 39

2.2.3. Protection incendie: 39
3. Protection des jeux de barres: 39
3.1. Protection des jeux de barres par la sélectivité logique : 39
3.2. Protection des jeux de barres par une protection différentielle haute impédance : 40
4. Protection des lignes: 40
Chapitre 3 : Conduite des postes électriques 42
I. La conduite du Système : 43
II. Constitution d'un système de contrôle commande: 44
1. Flux d'informations dans un système de contrôle commande : 44
2. Niveaux du système de contrôle commande : 44
2.1. Les Equipements de puissance : 45
2.2. Les IEDs & PLCs: 45
2.3. Les Réseaux: 45
2.4. Les DCS: 45
2.5. Le Système SCADA: 46
3. Structure générale d'un système de conduite centralisé: 46
III. Les équipements physiques du système de conduite: 47
1. Equipements de contrôle: 47
1.1. Les Serveurs de Contrôle: 47
1.2. Les Serveurs SCADA MTU (Master Terminal Unit) : 47
1.3. Les Unités Terminales de Contrôle Distant : (RTU Remote Terminal Unit) : 47
1.4. PLC (Programmable Logic Controller) : 48
1.5. Les IEDs (Intelligent Electronic Devices) : 48
1.6. Interfaces Homme Machine (IHM) : 48
1.7. Data Historian: 48
2. Equipements de communication: 48
2.1. Les réseaux de terrain: 48
2.2. Les Réseaux de contrôle: 48
2.3. Les Routeurs: 48
2.4. Les Modems: 49
2.5. Pare-feu (Firewall) : 49
IV. Les réseaux de communication du système de conduite: 49
1. Historique : 49
2. Niveaux des réseaux: 49
3. Topologie des réseaux: 51
3.1. Communication série: 52
3.1.1. Topologie bus: 52
3.1.2. Topologie en étoile: 53
3.1.3. Topologie maillée ou en anneau: 54
3.2. Les protocoles de communication série : 54

3.3. Le protocole MODBUS: 55
3.4. Le protocole IEC 60870-5-103: 55
3.5. Sens surveillance: 56
3.5.1. Sens conduite: 56
3.5.2. Communication Ethernet: 56
3.6. Mises en œuvre physiques d'Ethernet: 56
3.6.1. Protocole de la communication Ethernet: 57
Chapitre 4 Contrôle commande du poste RADEEJ 60/22KV: 59
I. Présentation du poste RADEEJ 60/22KV : 60
1. Tranches à équiper : 60
2. Les équipements des tranches : 60
2.1. Tranche générale : 60
2.2. Tranche départ HT 60KV : 60
2.3. Tranche Transfo HT/MT : 60
2.4. Tranche Complémentaire : 61
II. Solutions Schneider : 61
1. Matériel Schneider pour la protection de chaque tranche : 61
1.1. Tranche départ HT 60KV : 61
1.2. Tranche générale : 61
1.3. Tranche Complémentaire : 62
1.4. Tranche transformateur HT/MT : 62
2. Elaboration architecture du système de contrôle commande : 62
III. Interface Poste Opérateur pour la Supervision des Protections du poste : 63
1. Les Relais de Protections : 63
2. Introduction générale au microcontrôleur : 64
2.1. Caractéristiques principales d'un microcontrôleur : 64
2.2. Les avantages d'un microcontrôleur : 64
3. Conception : Cartes d'acquisitions : 64
3.1. Protection Maximum de Tension (Over Voltage Relay) : 64
3.2. Protection Minimum de Tension (Under Voltage Relay) : 65
3.3. Protection Maximum de Courant (Over Current Relay) : 66
3.4. Protection Minimum de Courant (Under Current Relay) : 66
3.5. Protection Maximum de Fréquence (Over Frequency Relay) : 67
3.6. Protection Minimum de Fréquence (Under Frequency Relay) : 67
3.7. Interface Poste Opérateur pour la Supervision d'état des protections : 68
4. Simulation : 68
Chapitre 5 Alimentation des Navires de la Marine Royale Casa Blanca : 74
I. Présentation Cahier de Charge : 75
II. Généralité : 76
1. C'est quoi un Onduleur : 76

2. Utilisations : 76
3. Les différents problèmes : 77
3.1. Coupure complète du courant : 77
3.2. Surtension : 78
3.3. Sous-tension : 78
3.4. Parasites : 78
3.5. Micro coupures et variations des fréquences : 79
3.6. Pics des tensions : 79
3.7. Distorsion du signal : 79
4. Les composants d'un Onduleur : 80
4.1. L'antiparasites (ou Filtre) : 80
4.2. Le Parafoudre : 80
4.3. La Batterie : 80
4.4. Le Booster : 81
4.5. Le By-Pass : 81
4.6. Le Convertisseur DC/AC : 81
4.6.1. Pseudo-Sinusoidale : 81
4.6.2. Sinusoidale : 82
4.7. Le Redresseur (ou charge) : 82
4.8. Le Transformateur : 82
III. La pollution harmonique : 82
1. Définition, origine et types d'harmoniques : 82
2. Charges linéaires et non linéaires : 83
2.1. Charges linéaires : 83
2.2. Charges non linéaires : 84
3. Types d'harmoniques et aspects spécifiques des harmoniques à séquence zéro : 84
3.1. Types d'harmoniques : 85
3.2. Aspects spécifiques des harmoniques à séquence zéro H3 : 85
4. Calcul des Valeur efficaces des harmoniques et des puissances : 86
4.1. Calcul de la valeur efficace : 86
4.1.1. Dans le cas d'un courant électrique de fréquence f : 86
4.1.2. Pour la tension électrique u de fréquence f : 86
4.2. Taux de distorsion harmonique THD (en %) : 87
4.3. Calcul des puissances : 87
4.3.1. Puissance apparente S (en VA) de la charge : 87
4.3.2. Puissance active P (en watts) consommée par la charge : 88
4.3.3. Puissance réactive Q (en vars) consommée par la charge : 88
4.3.4. Puissance déformante : 88
4.4. Facteur de puissance PF de la charge : 88
4.5. Facteur de déplacement DPF (Displacement Power Factor) : 88

Rapport-Gratuit.com

5. Effets des harmoniques : 89
5.1. Échauffement des câbles : 89
5.2. Déperditions dans les moteurs asynchrones : 89
5.3. Effets sur d'autres équipements : 90
VI. Élimination des harmoniques : 90
1. Stratégies contre les harmoniques : 90
2. Solutions Schneider Electric pour éliminer les harmoniques : 90
2.1. Filtres passifs : 90
2.2. Compensateurs actifs d'harmoniques AccuSine : 90
2.2.1. Caractéristiques d'AccuSine : 91
V. Les différentes stratégies de Commande des onduleurs de tension : 92
1. Modulation de largeur d'impulsion (PWM) : 92
2. La modulation sinus-triangle (MLI sinusoidale) : 92
Chapitre 6 Conception d'un onduleur à THD réduit et à fréquence variable : 94
I. Introduction : 95
1. Les différentes parties de l'onduleur : 95
1.1. Partie Redressement : 95
1.1.1. Redresseur PWM : 95
1.1.2. Redresseur à 12 impulsions : 98
2. Partie onduleur : 100
2.1. Principe de fonctionnement : 100
2.2. Schéma complet de l'onduleur : 104
Conclusion générale : 105
Bibliographie : 106
Annexes : 107

Introduction générale

Les réseaux électriques sont de plus en plus sollicités, sous l'effet de l'augmentation de la consommation totale d'énergie, la concurrence…Le degré de complexité de ces derniers, nécessite d'adopter des systèmes de conduites de réseaux qui répondent à toutes ces exigences et contraintes.

Ainsi, une conduite centralisée du réseau électrique ne pourrait s'accomplir que si toutes les composantes d'un système appelé le système de contrôle-commande soient mises en jeu et plus spécialement le poste électrique.

C'est dans cette perspective, que le groupe Schneider Electric Maroc a proposé comme projet PFE, d'analyser ces systèmes, leurs avantages, et de faire une conception d'une interface de supervision adaptée avec le système de contrôle-commande.

Dans ce rapport, nous allons présenter les différentes étapes suivies pour réaliser notre étude et les travaux effectués.

- ✓ La première phase, consistait à réaliser une étude générale des réseaux et les postes électriques existant.
- ✓ La deuxième phase, consistait à réaliser une étude des fonctions de protections existantes.
- ✓ La troisième phase, consistait à étudier la conduite des postes électriques, ces équipements physiques et les réseaux de communications de ces derniers.
- ✓ La quatrième phase, consistait à réaliser un système de supervision de chaque relais de protection existant dans le poste.
- ✓ La cinquième phase, consistait de faire une conception des relais de protection pour valider le fonctionnement du système de supervision.
- ✓ La sixième phase, consistait de faire une conception d'un dispositif qui permet l'adaptation de réseau ONE et la charge (navires) du projet de la marine royale appelé projet Chorbox.

Une conclusion générale achèvera notre rapport.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Chapitre N°1
Présentation de l'organisme d'accueil :

Contenu :

Dans cette partie, nous avons présenté l'organisme d'accueil : Schneider Electric Maroc

I. Présentation de Schneider Electric :

1. Historique :

Aujourd'hui Schneider Electric est devenu le spécialiste global de la gestion de l'énergie. En 170 ans d'existence, Schneider Electric est passé de la sidérurgie, mécanique lourde, chantiers navals, à la gestion de l'électricité et des automatismes. Schneider Electric est maintenant le fournisseur des solutions qui aident à tirer le meilleur de l'énergie.

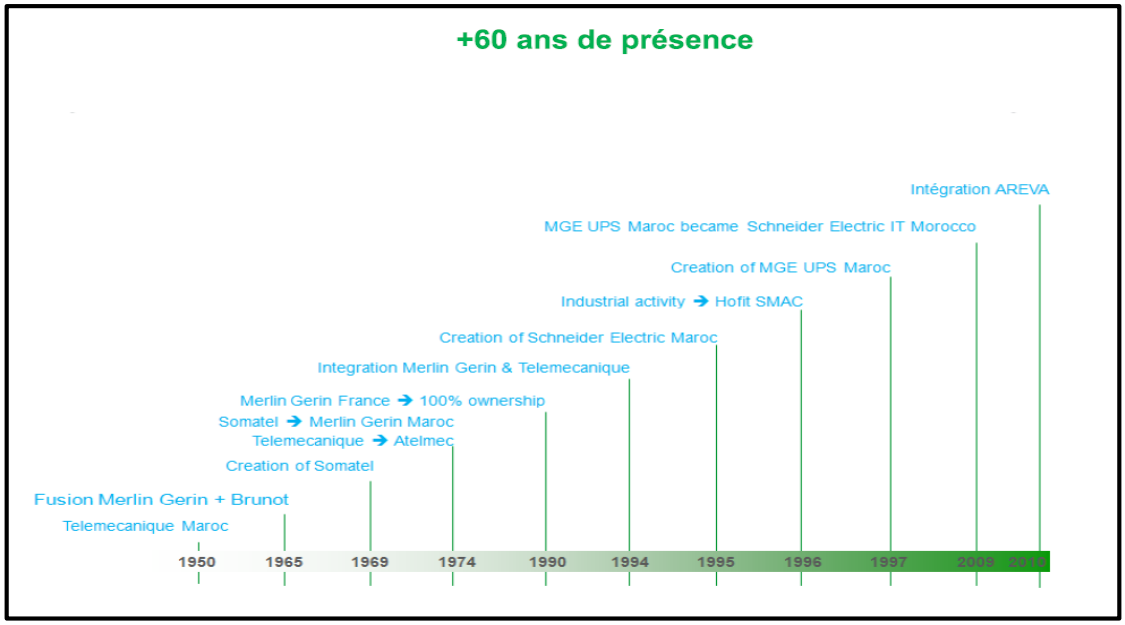


Figure N°1 : Historique de Schneider Electric.

Schneider Electric au XIXe siècle :

1836 : Les frères Schneider reprennent les fonderies du Creusot (71). Deux ans plus tard, ils créent Schneider & Cie.

1891 : Devenu spécialiste de l'armement, Schneider innove et se lance sur le marché encore balbutiant de l'électricité.

Schneider Electric en première moitié du XXe siècle :

1919 : Implantation de Schneider en Allemagne et en Europe orientale à travers l'Union Européenne industrielle et financière (UEIF). Dans les années qui suivent, Schneider s'adosse à Westinghouse, grand groupe international électrique. Le groupe élargit son activité à la fabrication de moteurs électriques, d'appareillage pour centrales et locomotives électriques.

Après-guerre : Schneider abandonne progressivement l'armement pour se tourner vers la construction, la sidérurgie et l'électricité. L'entreprise se réorganise profondément pour diversifier ses débouchés et s'ouvrir à de nouveaux marchés.

Schneider Electric en fin du XXe siècle :

1981-1997 : Schneider Electric continue son recentrage sur les métiers de l'électricité en se séparant de ses activités non stratégiques. Une politique qui se concrétise par des acquisitions stratégiques : Télémécanique en 1988, Square D en 1991 puis Merlin Gerin en 1992 rejoignent Schneider Electric.

1999 : Développement de l'appareillage et systèmes d'installation avec l'achat du numéro deux européen de la distribution électrique, Lexel. Devenu Schneider Electric en mai 1999, pour marquer plus clairement son expertise dans le domaine de l'électricité, le groupe s'engage dans une stratégie de croissance accélérée et compétitive.

2000-2011 : Croissance organique et poursuite de la politique d'acquisitions de sociétés qui permettent à Schneider Electric de se positionner sur de nouveaux segments de marché : onduleurs, contrôle du mouvement, automatismes et sécurité du bâtiment (APC, Clipsal, TAC, Pelco, Xantrex, ArevaTD …).

2. Présentation de Schneider Electric monde :

Leader mondial de la gestion de l'électricité et des automatismes, Schneider Electric met l'électricité au service des performances de ses clients et d'une meilleure qualité de vie. A travers son offre unique, le groupe conçoit et met en œuvre des solutions intégrées, intelligentes et communicantes pour utiliser l'électricité en toute sécurité, développer partout les automatismes, améliorer l'efficacité énergétique, assurer la qualité de l'énergie et gérer le confort et les communications dans les bâtiments. Avec un chiffre d'affaires de 23,6 milliards d'euros en 2013, les 150 000 collaborateurs du Groupe dans 102 pays (**Carte N°1).** Schneider Electric apporte le meilleur du nouveau monde électrique à chacun, à tout moment et en tout lieu.

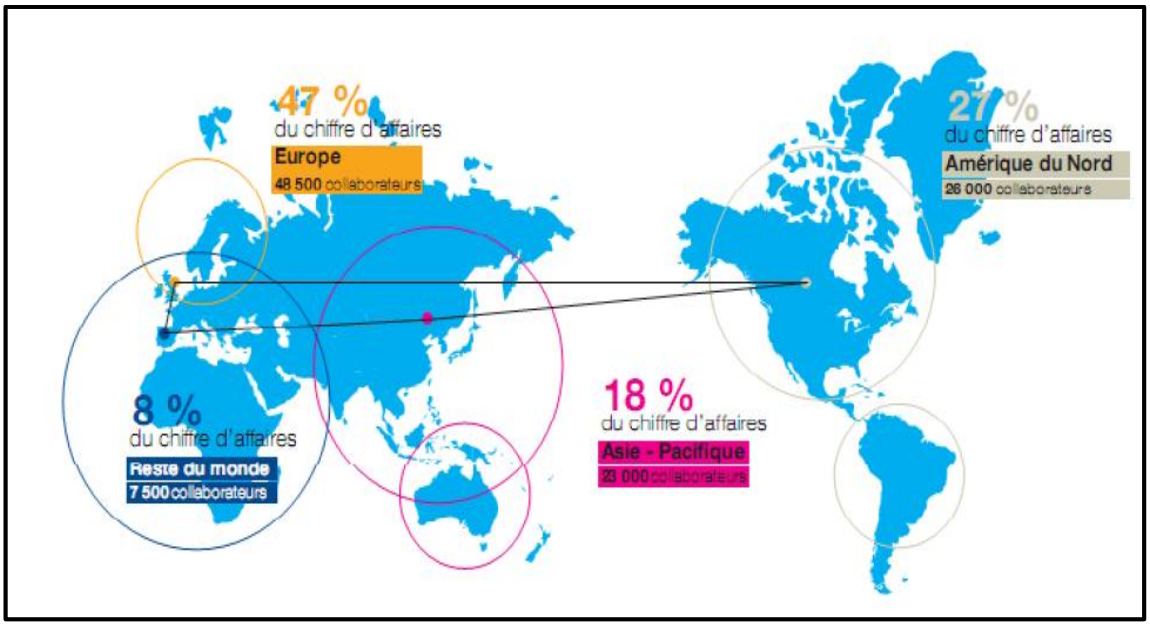


Figure N°2 : La présence de Schneider Electric dans le monde.

3. Présentation de Schneider Electric Maroc :

Téléphone : 212 22 977 900

Fax : 212 22 977 905

Site: www.schneider-electric.ma

Email : ma-csc@schneider-electric.com

Adresse Siège: Lot la Colline, Immeuble les 4 Temps, 4ème étage, Sidi Maârouf – Casablanca – Maroc.

Adresse Magasin : Quartier industriel Oukacha AIN SEBAA – Casablanca – Maroc.

Figure N°3 : Fiche Schneider Electric Maroc.

Fort de ses 60 années de présence au Maroc, Schneider Electric Maroc, a su développer des relations durables et rester proche de ses clients. Ayant pour devise : des produits toujours disponibles et une qualité de service sans cesse améliorée et à la hauteur de vos exigences. Quel que soit le secteur d'activité de ses clients, Schneider Electric Maroc s'assure de mettre à leurs dispositions son expertise de spécialiste mondial du Power & Control.

Schneider Electric Maroc associe son savoir-faire et ses compétences avec une ambition commune quelle que soit l'ampleur du projet, pour réaliser la solution personnalisée, celle qui apportera plus de confort, de sécurité et plus de performance avec des produits et services conformes aux exigences de la qualité et de la sécurité des normes locales et internationales.

Schneider Electric Maroc, comme une filiale d'une firme multinationale, essaye toujours de repousser ses frontières et d'être plus innovante par l'apport de nouvelles solutions et l'adoption d'un esprit d'entreprenariat global et ouvert, telle est sa motivation profonde.

Pour Schneider Electric Maroc, dès son implantation au Maroc, elle était toujours un partenaire majeur pour les sociétés décisives pour son essor économique. Tel est le cas : OCP, ONE, ONEP…

En effet, de grands groupes, nationaux et internationaux, ont choisi de faire confiance à Schneider Electric Maroc pour la réalisation de leurs projets, dans des domaines d'activité très diversifiés.

II. Vision et Mission de Schneider Electric Maroc :

1. Vision de Schneider Electric Maroc :

Un monde où l'on peut faire plus en utilisant moins de ressources de notre planète.

Nous croyons en notre futur et à la possibilité de trouver des solutions qui nous permettrons d'assurer notre croissance tout en réduisant notre impact sur l'environnement.

2. Mission de Schneider Electric Maroc :

Aider les personnes à tirer le meilleur de leur énergie.

Nous aidons les personnes et les organisations à tirer le maximum de leur énergie afin d'être plus productifs et respectueux de l'environnement.

3. Organigramme de Schneider Electric Maroc :

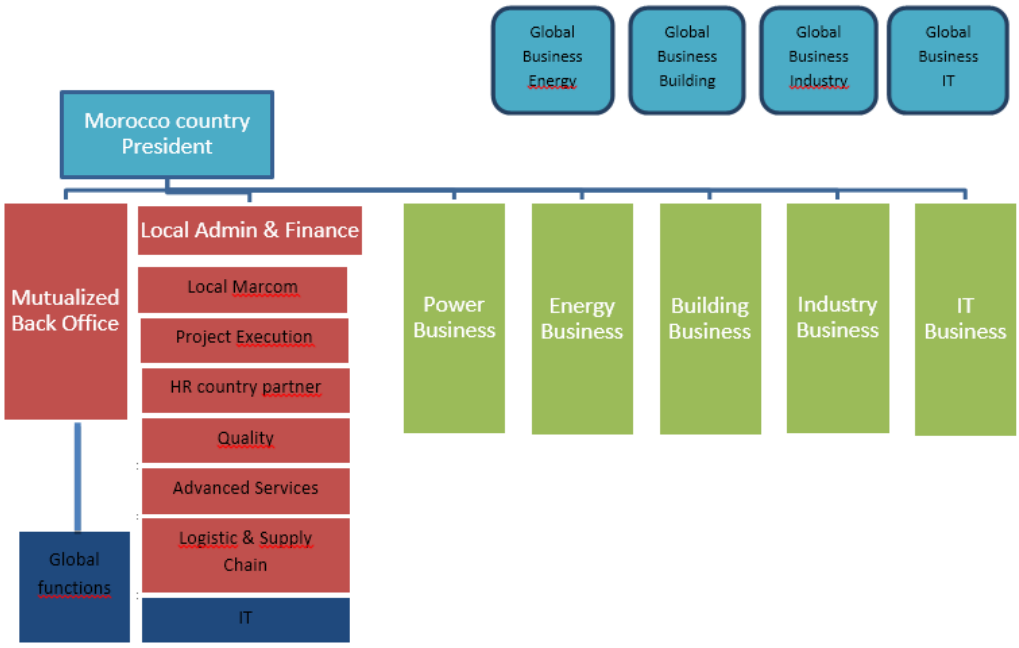


Figure N°4 : Organigramme de Schneider Electric Maroc.

4. Les Activités et Les Marchés de Schneider Electrique :

4.1. Les activités de Schneider Electric :

4.1.1. La Moyenne tension :

Nous pouvons retrouver cette activité sur les marchés de l'énergie, de l'industrie et du tertiaire. Son principal but est de distribuer, répartir et gérer l'énergie électrique moyenne tension. Pour cela, Schneider Electric apporte des solutions complètes pour la protection électrique (disjoncteur) et la gestion des réseaux (postes de transformation).

4.1.2. La Basse tension :

Les objectifs de cette activité sont de distribuer et de gérer l'énergie électrique basse tension tout en protégeant les personnes et les biens.

Schneider Electric propose des services et des produits comme les appareillages à forte intensité, des équipements d'installation (canalisations électriques) ou des systèmes pour la Voix-Données-Images (VDI).

4.1.3. Les automatismes programmables :

- Contrôle industriel :

Le contrôle industriel répond à toutes les exigences de l'automatisation de procédés pour les industries, les infrastructures et les équipements des bâtiments du tertiaire. Schneider Electric propose différents produits pour la protection et la commande de moteurs (variateurs de vitesse), le dialogue homme-machine et les équipements de machines (capteurs).

- Automatisme programmable :

Schneider Electric propose différents produits (automates, réseaux, terminaux industriels, logiciels) de manière à accroître la productivité et la flexibilité des installations dans tous les secteurs de l'industrie et du tertiaire.

4.2. Les services de Schneider Electric Maroc :

Schneider Electric exploite son expertise technologique et métier pour proposer une offre complète de services à forte valeur ajoutée à ses clients. Les prestations de Schneider Electric Service se distinguent en quatre activités :

- La coopération pour un partenariat autour de grands projets avec engagement sur les résultats.
- L'expertise sur la productivité industrielle et la réduction du coût complet de l'énergie.
- La maintenance pour une mise en conformité des installations, le dépannage, l'entretien, la rénovation et le conseil.
- La formation pour un accompagnement humain lors des évolutions technologiques grâce à l'Institut Schneider Formation.

4.3. Les marchés de Schneider Electric Maroc :

- **Energie et infrastructures :**

Garantir la disponibilité, la sûreté et les coûts d'exploitation.

Dans le marché « Energie & Infrastructures » les solutions, produits et services couvrent :

- ✓ la transformation et la Distribution Electrique.
- ✓ la mesure et le contrôle de la consommation et de la qualité de l'énergie.
- ✓ la création et la gestion des réseaux électriques intelligents.
- ✓ la gestion des utilités (accès, éclairage, climatisation et chauffage, …).
- ✓ le contrôle et la supervision des processus.
- ✓ la gestion décentralisée d'un ou plusieurs sites.
- ✓ l'énergie sécurisée.
- ✓ les systèmes de prépaiement facilitant l'accès à l'électricité des consommateurs les plus défavorisés.

- **Industrie :**

Renforcer la productivité, la flexibilité, la sécurité et la traçabilité.

Dans le marché « Industrie » Les solutions, produits et services couvrent :

- ✓ l'automatisation des processus.
- ✓ le contrôle et la supervision des machines.
- ✓ la transformation et la Distribution Electrique.
- ✓ la mesure et le contrôle de la consommation et de la qualité de l'énergie.
- ✓ la gestion des utilités (accès, éclairage, climatisation et chauffage, …).
- ✓ la gestion décentralisée d'un ou plusieurs sites.
- ✓ l'énergie sécurisée.

- **Centres de données et réseaux :**

Garantir fiabilité, disponibilité et efficacité.

Dans le marché « Centres de données et réseaux » les solutions, produits et services couvrent :

- ✓ la Distribution Electrique.
- ✓ la gestion et le contrôle de l'énergie.
- ✓ la conception de l'architecture, l'audit d'installation.
- ✓ le système l'énergie sécurisée avec des onduleurs, générateurs, …
- ✓ le refroidissement avec un système unique de confinement de l'Air chaud.
- ✓ la supervision et l'analyse des données en ligne.
- ✓ la formation et la maintenance.
- ✓ la surveillance et la sécurité.

- **Bâtiments :**

Réduire les coûts d'exploitation, améliorer le confort et la sécurité.

Dans le marché « Bâtiments » Les solutions, produits et services couvrent :

- ✓ la transformation et la Distribution Electrique.
- ✓ la gestion des utilités (accès, éclairage, climatisation et chauffage, …).
- ✓ les échanges de données (Voix-Données-Images, radio).
- ✓ la mesure et le contrôle de la consommation et de la qualité de l'énergie.
- ✓ la gestion décentralisée d'un ou plusieurs sites.
- ✓ l'énergie sécurisée.
- ✓ la surveillance et la sécurité.

- **Résidentiel :**

Assurer le confort et la sécurité, faciliter les communications.

Dans le marché « Résidentiel » les solutions, produits et services couvrent :

- ✓ la Distribution Electrique.
- ✓ la domotique (supervision, mesure et contrôle de l'énergie, contrôle de l'éclairage, du chauffage et de la climatisation, …).
- ✓ les réseaux Voix-Données-Images.
- ✓ l'énergie sécurisée.
- ✓ la surveillance et la sécurité.

4.4. Les marques de Schneider Electric Maroc :

Schneider Electric s'appuie sur la notoriété mondiale de quatre grandes marques :

- Merlin Gerin dans le domaine de la moyenne et de la basse tension.
- Modicon dans le secteur des automates programmables.
- Square D qui a pour activité la moyenne et la basse tension, ainsi que le contrôle industriel.
- Télémécanique pour le contrôle industriel et les automates programmables.

Après avoir présenté d'une façon générale Schneider Electric Maroc, on va s'intéresser dans la partie qui suit aux détails à savoir le service qualité, la politique qualité de Schneider Electric Maroc, les différents indicateurs de performance ainsi que l'analyse et l'évaluation de la performance.

Rapport-Gratuit.com

Chapitre N°2
Généralités sur les postes électriques :

Contenu :

Dans cette partie, nous allons présenter en général les réseau électriques, des postes électriques, leurs constitutions (différentes travées), leurs équipements, les protections et les fonctions automatismes associées. Nous n'allons traiter que les parties essentielles et qui seront déterminantes dans la compréhension de notre projet.

Généralités :

I. Les réseaux Electriques :

Les réseaux publics d'électricité sont des infrastructures constitués par un ensemble de conducteurs et de postes électriques qui permettent d'acheminer l'énergie depuis les installations de production jusqu'aux installations de consommation.

Exemple d'un réseau public d'électricité :

Figure N°5 : Exemple d'un réseau public d'électricité.

La consommation de l'énergie électrique produite par les centrales est, en général, éloignée des lieux de production. L'énergie doit donc être transportée sur de grandes distances entre lieux de production et de consommation, c'est le rôle du réseau de transport de l'énergie électrique. Ce dernier est géré par l'Office National de l'Electricité (O.N.E).

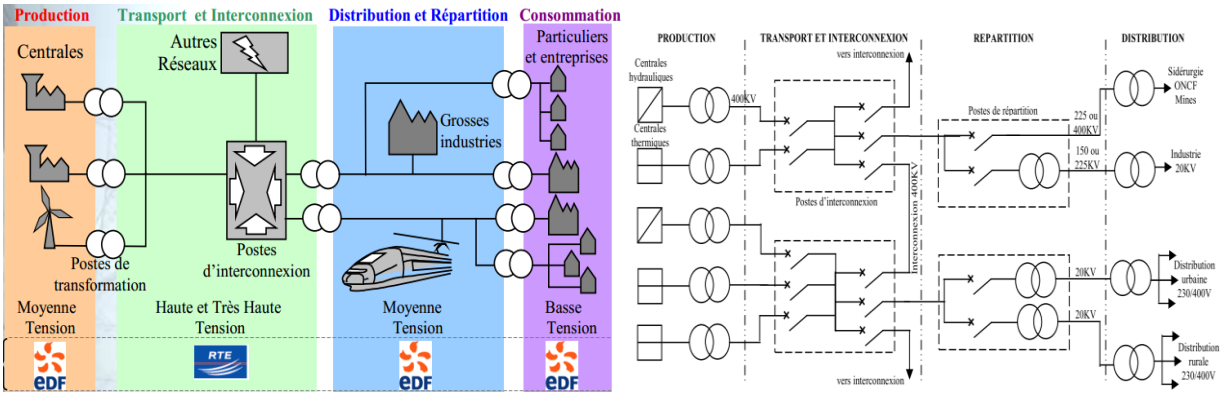


Figure N°6 : Illustration d'un réseau électrique (a : illustration générale, b : illustration schématisé).

On distingue :

- **Le grand transport et l'interconnexion** : c'est le raccordement des centrales entre elles. Si une centrale est tombée en panne, les autres continuent à fournir l'énergie. En l'absence

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

d'interconnexion, la défaillance d'une centrale entrainerait la disparition d'énergie électrique pour tous ses clients.

- **La répartition** : elle a pour rôle « d'aiguiller » l'énergie des lieux de production vers les gros clients (grosses industries…),
- **La distribution** : c'est la fourniture d'énergie électrique aux « petits » utilisateurs terminaux (particuliers, petites et moyennes entreprises, centres commerciaux…).

1. Les différentes tensions :

Les générateurs des centrales électriques fournissent généralement une tension comprise entre 5 et 20 kV avec des puissances différentes. Cette tension est élevé à une valeur de 400 kV afin d'être transporté vers les centrales de répartition puis vers les lieux d'utilisation par les réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique.

Ancienne Dénomination		**Nouvelle Dénomination**	
Type de ligne	**Tension Alternative**	**Domaine**	**Tension Alternative**
Très Haute Tension (THT)	400 Kv ou 225 Kv	Haute Tension B (HTB)	>50 000 V
Haute Tension (HT)	90 Kv ou 63 Kv	Haute Tension A (HTA)	1 Kv<U<50 Kv
Moyenne Tension	30 Kv, 20 Kv ou 15 Kv	Basse Tension B (BTB)	500 V<U<1000 V
Basse Tension (BT)	400 V, 230 V	Basse Tension A (BTA)	50 V<U<500 V

Tableau N°1 : Les Différentes Tension Dans un Réseau Electrique.

2. Transport en haute tension :

Le réseau électrique national s'étend sur des milliers de kilomètres de lignes électriques. Ces lignes sont constituées de câbles métalliques très longs qui sont des conducteurs électriques imparfaits. Ainsi, lorsque des courants électriques de forte intensité traversent ces câbles, une partie de l'énergie transportée est transformée en chaleur par effet joule et donc perdue.

Alors pour diminuer ces pertes, il est nécessaire de diminuer l'intensité du courant donc d'augmenter la tension aux bornes de la ligne.

2.1. Les Lignes :

L'énergie produite par les différents sites de production doit être acheminée sur tout le territoire. Cet acheminement est réalisé par des lignes aériennes ou souterraines.

2.1.1. Lignes aériennes :

A haute et très haute tension, les lignes de transport sont aériennes dans leur grande majorité. Elles sont constituées de conducteurs nus en alliage d'aluminium et de supports (pylônes). Leur diamètre augmente avec la puissance à transporter.

2.1.2. Lignes Souterraines :

Les liaisons souterraines nécessitent des câbles de fabrication plus complexe. Ils sont constitués d'une partie conductrice centrale en cuivre ou en aluminium, l'âme du câble, entourée d'une gaine isolante en matière synthétique.

3. Mouvements d'énergie :

Il faut qu'à chaque instant la puissance demandée par les abonnés soit égale à la puissance fournie par ONE. Il faut aussi à chaque instant que l'énergie livrée soit :

- à une fréquence fixe,
- à une tension fixe,
- à une puissance variable

3.1. Variation de la demande d'énergie :

Au cours d'une journée de 24 heures, la consommation d'électricité suit l'activité du pays. Elle varie également en fonction des jours de la semaine et des saisons

3.2. Centres de répartition (Dispatching national) :

Parce que l'électricité n'est pas stockable, le système électrique s'appuie sur le Dispatching afin d'ajuster la production à la demande. Pour ce faire, le dispatching se base sur des prévisions de consommation journalière et ajuste en permanence les besoins théoriques aux besoins réels.

Figure N°7 : Salle de Contrôle de Dispatching.

3.3. Postes d'interconnexion :

Ils assurent la liaison entre les centrales de production d'énergie électrique et le réseau de transport et d'interconnexion. Des transformateurs de puissance permettent des échanges d'énergie entre réseaux et différentes tensions.

II. Les Postes Electriques :

Les postes électriques sont les carrefours du réseau électrique, les points de raccordement (nœuds), ils offrent les fonctions principales suivantes :

- Le Raccordement des centrales au réseau.
- L'Interconnexion avec les pays voisins.
- La transformation des niveaux de tensions : élévateur ou abaisseur
- La modification des caractéristiques de l'énergie électrique (tension, facteur de Puissance…) à travers les transformateurs et les techniques de compensation.

Ainsi que des fonctions Supplémentaires servant à fiabiliser le réseau et croitre sa sureté :

- La surveillance et la conduite du réseau en local ou depuis un centre de contrôle.
- La protection des lignes et des équipements afin d'éviter son dégradation et pour assurer la continuité de service.
  - La configuration et la modification de la topologie du réseau électrique.

1. Types des postes électriques :

On distingue plusieurs types des postes électriques selon les niveaux de la tension des réseaux qu'ils relient et en fonction de la technologie de fabrication :

1.1. Niveaux de tension :

- **Les postes THT/HT :**
  Ils sont situés sur ligne de transport, utilisés principalement pour l'alimentation des réseaux de distribution et assure l'interconnexion des centrales avec le réseau THT.
- **Les Postes HT/MT :**
  Ils sont situés sur les lignes de distribution, utilisés principalement pour l'alimentation des parties de la ville et les consommateurs moyens.
- **Les postes MT/BT :**
  Situés vers les extrémités des réseaux de distribution, ils fournirent l'électricité tous les clients basses tensions (les petits consommateurs).

1.2. Technologie de fabrication :

Le choix de la technologie de fabrication repose généralement sur la disponibilité du terrain et la durée de réalisation du projet, on distingue :

1.2.1. Les postes ouverts : (AIS : Air Insulated Substation)

Généralement utilisés en extérieur vu qu'ils occupent une grande surface du terrain. Ils sont appelés ainsi car l'isolation entre les parties actives est assurée par l'air libre…

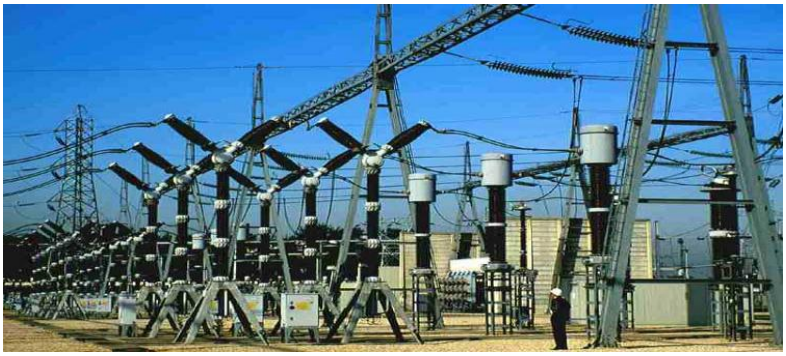


Figure N°8 : Une partie de poste électrique isolée par l'air.

1.2.2 Postes blindés : (GIS : Gaz Insulated Substation)

Ils utilisent des cellules blindées où les équipements électriques sont installé dans des caissons étanches utilisant comme diélectrique le gaz SF6. Ce type de poste est construit en extérieur comme en intérieur et offre l'avantage qu'il n'occupe pas une grande surface de terrain (le dixième de la surface occupée par un poste isolé par l'air), et une bonne protection des équipements contre les détériorations par l'exposition à l'air atmosphérique humide…

Figure N°9 : Une partie d'un poste isolé en SF6.

1.2.3. Postes préfabriqués :

Ils sont majoritairement utilisés en moyenne tension. Ils font appel au matériel compact installé dans des armoires métalliques étanches (jusqu'à 2MVA environ) par travée .L'installation est principalement faite à l'intérieur.

Figure N°10 : Exemple d'un poste préfabriqué.

2. Constitution d'un poste HT :

2.1. Disposition en Travées :

Dans un poste électrique les équipements de puissance sont assemblés (conventionnellement) par travée, on trouve :

2.1.1. Travées lignes :

Les travées ligne sont constituées de deux parties :

- La tête de travée regroupe les équipements de contrôle, les appareils de protection et de sectionnement : les combinés de mesure (TT et TC), disjoncteur, sectionneur d'isolement et de mise à la terre de la ligne.
- L'aiguillage comporte seulement les sectionneurs permettant d'effectuer les manœuvres de verrouillage de la tête travée.

2.1.2. Travées de couplage :

Elles permettent la jonction ou la séparation de deux jeux de barre ou de leurs tronçons pour le transfert du jeu de barre sans coupure d'alimentation afin d'assurer la continuité d'approvisionnement.

2.1.3. Travées de sectionnement barre :

Le sectionnement est réalisé par deux manières :

- L'utilisation du sectionneur seul.
- L'association d'un sectionneur et un disjoncteur qui assure la protection de débouclage ou de la protection de jeux de barres.

2.1.4. Travées transformateur :

Elles comportent trois parties :

- Tête de travée constituée par un disjoncteur.
- L'aiguillage regroupe l'ensemble des sectionneurs à coupure visible pour le verrouillage et l'isolement visible du circuit.
- Banc transformation comporte le transformateur de puissance, les réducteurs de tension et de courant, et parfois des parafoudres et un transformateur de soutirage pour l'alimentation des auxiliaires.

2.1.5. Travées MT :

Elles assurent les fonctions :

- La protection et la séparation du réseau MT.
- L'alimentation du comptage.

La structure standard d'un poste de transformation est donnée par la figure ci-dessous :

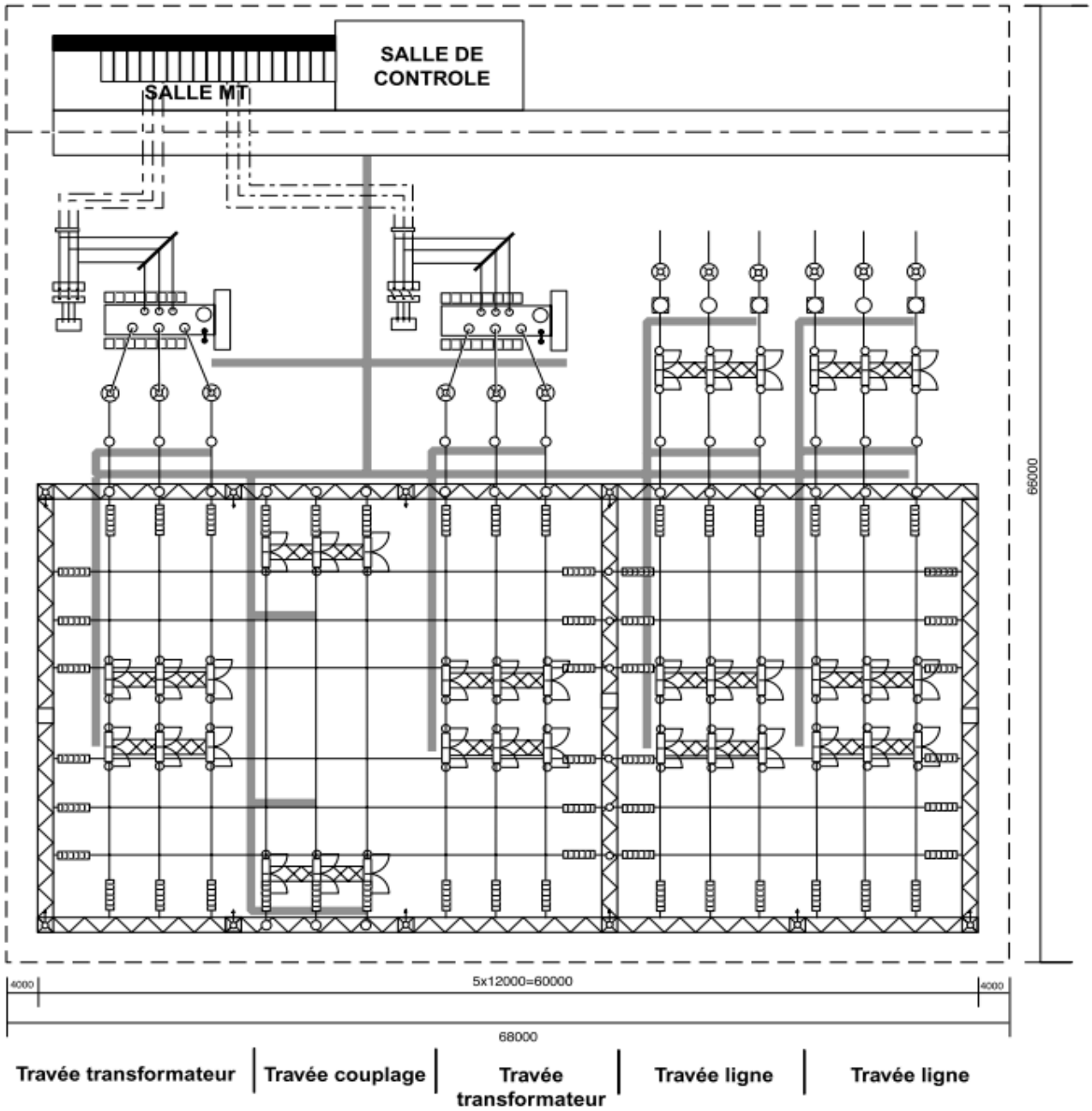


Figure N°11 : Structure standard d'un poste de transformation.

3. Les Equipements de haute tension HT :

3.1. Les Transformateurs :

Le transformateur est l'équipement principal dans un poste électrique, on trouve généralement un ou plusieurs transformateurs de puissance. Parfois on utilise un seul transformateur de puissance à double secondaire où le tertiaire (appelé Biberon).

Le transformateur permet de fournir au distributeur de l'énergie électrique une tension régulée. Cette régulation est assurée par un régleur en charge.

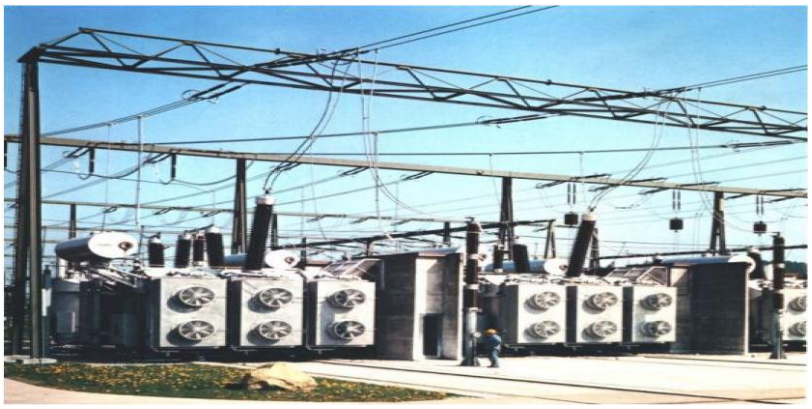


Figure N°12 : Transformateurs de puissance dans un poste ouvert.

3.2. Compensateurs de l'énergie réactive :

Pour compenser l'énergie réactive due aux effets capacitifs dans les lignes de transport. Il y a deux types de compensation à savoir :

3.2.1. La compensation parallèle :

Est assurée par l'installation d'un ensemble de gradins constitués de condensateurs et selfs en parallèle à la ligne pour diminuer les pertes.

3.2.2 La compensation série :

Est assurée par l'insertion des réactances électriques permettant d'éviter les surtensions au bout d'une ligne reliant deux postes éloignés lorsqu'elle est ouverte. Ce type de compensation est utilisé dans les postes 400kV au Maroc.

3.3. Les équipements d'interconnexion, d'isolement, de coupure et de protection :

3.3.1. Les jeux de barres :

Ce sont des barres conductrices généralement en cuivre (ou Aluminium), elles assurent la connexion entre les différents travées d'un poste électrique.

3.3.2. Le Disjoncteur :

Assure la coupure des courants de court-circuit (et éventuellement de surcharge). Son pouvoir de coupure doit être supérieur au courant de court-circuit maximal (court-circuit triphasé front loin de l'alternateur, court-circuit biphasé terre à proximité de l'alternateur).

3.3.2.1. Disjoncteur à coupure dans l'huile :

Les pôles du disjoncteur sont baignés dans l'huile, on distingue deux types de disjoncteurs à huile à savoir :

- **Le disjoncteur à coupure dans l'huile à réservoir commun :**

C-à-d tous les pôles du disjoncteur sont baignés dans un seul réservoir plein d'huile. L'huile est utilisé à la fois pour éteindre l'arc et isoler les pôles entre eux aussi les pôles et la cuve. Ce type est moins utilisé ·

- **Le disjoncteur à coupure dans l'huile à réservoir distincts** :

Chaque pôle est baigné dans son propre réservoir. L'huile est utilisée seulement pour l'extinction de l'arc. L'isolation est assurée par une matière isolante.

Figure N°13 : Disjoncteur à coupure dans l'huile.

Ce type de disjoncteur présente les inconvénients suivants :

- ✓ Partant du fait que l'huile est inflammable, le disjoncteur risque de s'exploser.
- ✓ Il demande beaucoup de maintenance, et à chaque opération de maintenance il faut changer toute la quantité de l'huile.
- ✓ Montage vertical.

3.3.2.2. Disjoncteur à coupure dans le gaz SF6 :

L'extinction de l'arc est assurée par l'hexafluorure de Soufre à une pression de cinq à sept bar. Le disjoncteur SF6 présente les avantages suivants :

- ✓ Il ne présente aucun risque.
- ✓ Montage flexible : possibilité du montage horizontale ou vertical.
- ✓ Peu de maintenance, il suffit de vérifier la pression et la propreté extérieure.
- ✓ Possibilité de réutilisation du gaz après une opération de maintenance.

Rapport-Gratuit.com

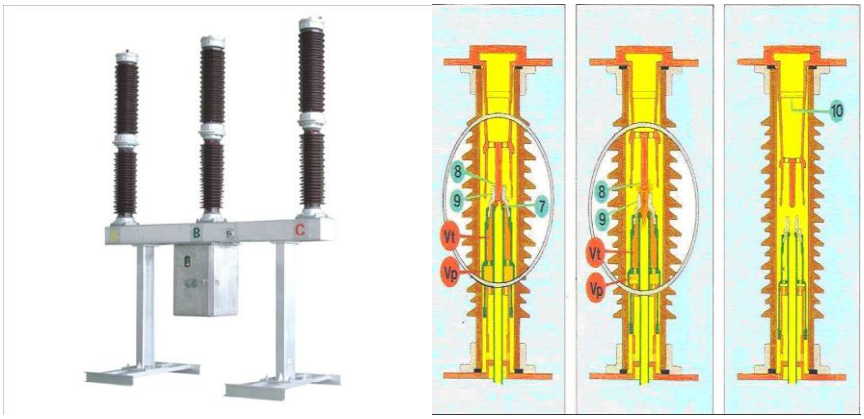


Figure N°14 : Disjoncteur SF6.

3.3.2.3. Disjoncteur à air comprimé :

L'extinction est faite par la prolongation de l'arc à l'aide d'un courant d'air à haut pression (20 -40 bars).

Ce type de technique se caractérise par :

- ✓ La rapidité de coupure et une faible durée de l'arc.
- ✓ Une faible usure des pôles lors des manœuvres.
- ✓ Facilité de la maintenance mais avec un cout important.

Le disjoncteur à coupure dans l'air comprimé présente l'inconvénient qu'il provoque un grand bruit lors de la fermeture ou l'ouverture...

3.3.2.4. Disjoncteur à coupure dans le vide :

Les pôles se trouvent dans des chambres vides en verre. Ils sont utilisés pour les niveaux de tension jusqu'au 30KV. Ils se caractérisent par :

- ✓ Le pôle mobile ne traverse qu'une petite distance.
- ✓ Un petit volume et un faible poids : très compact.
- ✓ Une longue durée de vie mais qui dépend de la valeur du courant coupé.

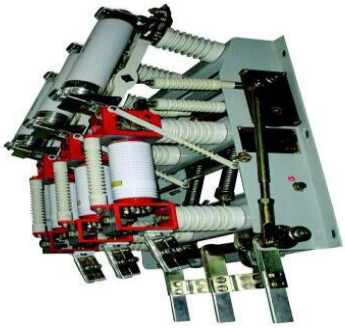


Figure N°15 : Disjoncteur à coupure dans le vide.

3.3.3. Les Sectionneurs :

Ils assurent, après la coupure des courants par les disjoncteurs, un rôle d'isolement, d'aiguillage des ouvrages sur les jeux de barres, et ils permettent aussi une coupure visible.

3.3.4. Les Fusibles :

Un fusible permet de protéger un circuit d'alimentation contre les courts-circuits. Cette protection permet dans le cas général :

- de garantir l'intégrité et la possibilité de remise en service du circuit d'alimentation, une fois le défaut éliminé.
- d'éviter les conséquences catastrophiques qu'une surintensité durable génère, ou un court-circuit : dégradation des isolants, destruction d'appareils, projection de matières en fusion, etc…

3.3.5 Les réducteurs de mesure :

La manipulation directe de la THT est très dangereuse ajoutant l'encombrement des appareils de mesures en raison d'isolation, raison pour laquelle il est nécessaire d'installer les réducteurs de mesure (les TCs et les TTs).

- **Le transformateur de tension (TT) :** permet d'abaisser la tension à une valeur standard de100V, pour la THT on utilise généralement des TTs capacitifs, un ensemble de condensateurs branchés en série réalisant ainsi un diviseur de tension.
- **Le transformateur de courant (TC) :** permet d'abaisser l'intensité du courant à deux valeurs standard 1/5A. On distingue les TCs destinés pour les appareils de mesures qui ont une bonne précision autour de point de fonctionnement nominale et les TCs destinés aux appareils de protection dont la précision doit être garantie à un courant égal à 20 fois le courant nominale.
- **Combiné de mesure :** c'est un dispositif qui combine deux transformateurs : deux transformateurs de courant (un TC pour les relais numériques et un TC pour les mesures) et un transformateur de tension.

Avec le développement du **contrôle-commande des postes électriques**, toutes les fonctions de mesure des différents grandeurs (tension, courant, puissance, fréquence…) sont intégrées dans un seul appareil dit «centrale de mesure». Cet appareil est capable de mesurer, afficher les valeurs sur un écran LCD de supervision et de les communiquer équipements.

3.4. Protection HT :

3.4.1. Les parafoudres :

C'est un dispositif qui permet la protection les lignes et les autres équipements contre les surtensions causées par les décharges atmosphériques qui peuvent les détériorer.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

3.4.2. Les éclateurs :

Le moyen le plus simple de protéger un réseau est de placer des éclateurs selon le schéma ci-après :

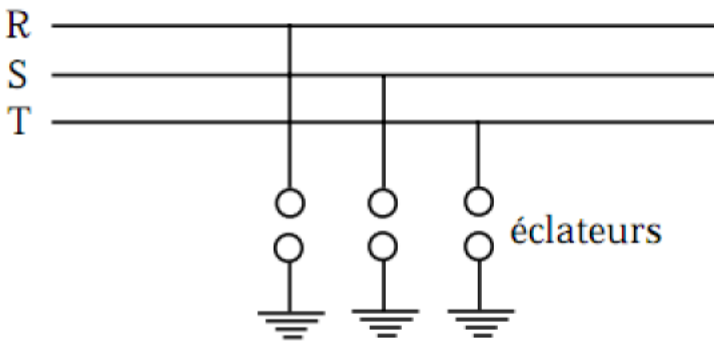


Figure N°16 : Schéma d'un éclateur.

Les éclateurs représentent une solution simple, économique et facilement réalisable.

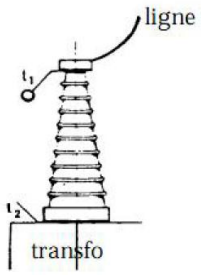


Figure N°17 : Exemple de protection d'un transformateur par Éclateur à tiges.

III. Les Relais de Protections dans Les Postes Electriques :

1. Les fonctions de protection dans un poste électrique :

Les appareils de protection installés dans un poste électrique assurent la protection des équipements de puissance du poste et celle des lignes contre les défauts entre phases et entre phase et la terre.

1.1. Les courts circuits :

Un court-circuit engendre un courant de nature instantanée produit par un défaut d'impédance dont la valeur devient négligeable entre deux points du même circuit. Il est due généralement à :

Rupture de conducteurs

- Coup de foudre.
- Contact intempestif.
- ….

Il engendre les conséquences suivantes :

- Surintensité
- Echauffement
- Chute de tension
- Chute de fréquence
- Déséquilibre
- Perte de synchronisme

1.2. Les surcharges :

La surcharge est une surintensité de nature progressive qui se produit dans un circuit sain suite à une augmentation de la charge. Les causes susceptibles de produire un courant de surcharge sont :

- Appareil utilisé au-delà de sa puissance nominale.
- Mauvais fonctionnement.

Les conséquences par un courant de surcharge sont :

- Surintensité
- Echauffement
- Déséquilibre
- Chute de fréquence

2. Protection du transformateur :

Le transformateur de puissance est l'équipement le plus cher et le plus important dans le poste. Il comporte plusieurs protections ayant pour rôle l'isolement du réseau en cas de défaut. Les défauts d'un transformateur sont classifiés en deux catégories :

- Défauts internes au transformateur.
- Défauts externes au transformateur.

2.1. Protection du transformateur contre les défauts internes :

2.1.1. Protection Buchholz :

La protection **Buchholz** détecte le gaz dégagé suite à une avarie interne du transformateur, elle réagit aussi suite à une augmentation grave de la pression ou à une augmentation de la température. Cette protection offre deux seuils : un seuil d'alarme et un seuil de déclanchement.

2.1.2. Protection contre surcharge ou image thermique :

Elle surveille la température du transformateur, elle offre deux seuils : un seuil d'alarme et un seuil de déclenchement.

2.1.3. Protection contre le manque de circulation de l'huile :

Ce relais assure la détection d'arrêt total des pompes de circulation de l'huile ou baignent les bobines du transformateur.

2.1.4. Protection masse cuve :

Les défauts d'isolements qui peuvent affecter la cuve du transformateur sont détectés par un relais maximum de courant alimenté par un TC de type tore inséré dans la liaison entre la cuve et la terre.

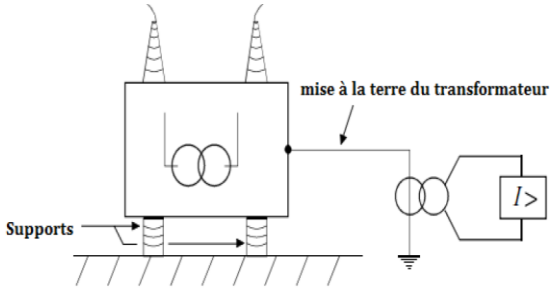


Figure N°18 : La protection masse cuve du transformateur.

2.1.5. Protection différentielle :

Cette protection est basée sur la comparaison des courants primaire avec les courants secondaire du transformateur. Dans le cas du fonctionnement normal ces courants sont identiques. Cette technique de protection nécessite l'utilisation d'un grand nombre de TCs.

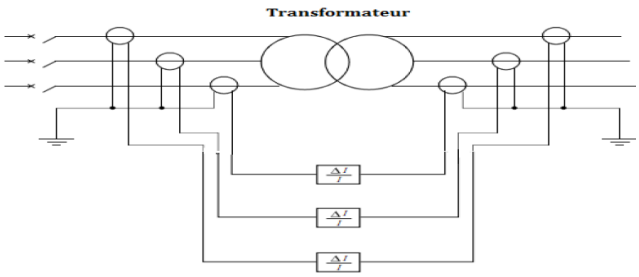


Figure N°19 : Schéma d'une protection différentielle transformateur

2.2. Protection du transformateur contre les défauts externes :

2.2.1. Protection ampèremétrique :

Cette protection est constituée par un relais qui réalise les fonctions : maximum de courant phase et maximum de courant terre. Le relais est alimenté par des TCs montés sur les bornes du transformateur et un tore inséré dans la liaison du neutre du transformateur à la terre.

2.2.2. Régulateur de tension :

En plus de la régulation de la tension, le régulateur intègre des automatismes de protection pour le transformateur. Le régulateur reçoit l'image d'une tension composée et celle du courant de la phase opposée. Si le régulateur constate un état anormal (courant de charge très important), il bloque la régulation automatique.

2.2.3. Protection incendie :

Comme l'indique son nom, cette protection permet de protéger le transformateur contre les incendies. Elle est réalisée par deux techniques à savoir :

- Vidange brassage.
- Injection de l'eau pulvérisée.

Le choix de la technique utilisée repose sur la puissance du transformateur et la quantité de l'huile contenue à l'intérieur.

3. Protection des jeux de barres :

Les jeux de barres constituent les nœuds des réseaux dans le poste, leurs pertes peuvent mettre hors services une grande partie du réseau. Selon l'importance et la criticité des jeux de barres on choisit la technique la mieux adaptée pour les protéger.

3.1. Protection des jeux de barres par la sélectivité logique :

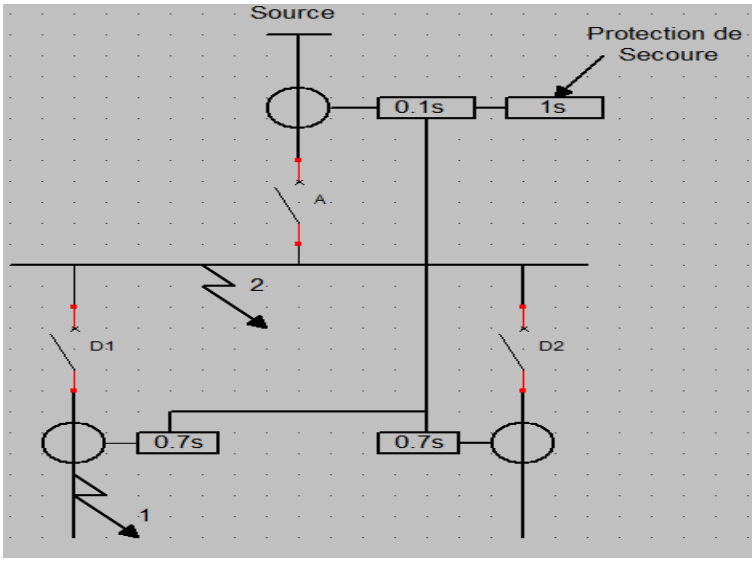


Figure N°20 : Protection des jeux de barres par la sélectivité logique.

Pour protéger le jeu de barre, la sélectivité logique doit être établie entre le disjoncteur A et les disjoncteurs en avant D1 et D2. Si on suppose que les temps de réglage des disjoncteurs D1 et D2 sont égaux et valent 0.7 s. Et que la protection au point A est la protection amont est réglée à 0.1s et 0.2s comme protection de réserve pour D1 et D2 on aura :

- Défaut 1 :
  - ✓ La protection D1 envoie un ordre d'attente à la protection A.
  - ✓ Si D1 déclenche après 0.7s, le défaut sera éliminé par D1
  - ✓ Si D2 échoue à déclencher après 0.7s, la protection (A) déclenche après 0.7s+0.2s=0.9s.
- Défaut 2 :
  - ✓ La protection (A) déclenche à 0.1s
  - ✓ Lorsque le signal d'attente ne fonctionne pas normalement (déclenchement injustifié) la protection de secours déclenche après une seconde.

Cette technique de protection est simple à réaliser et non couteuse.

3.2. Protection des jeux de barres par une protection différentielle haute impédance :

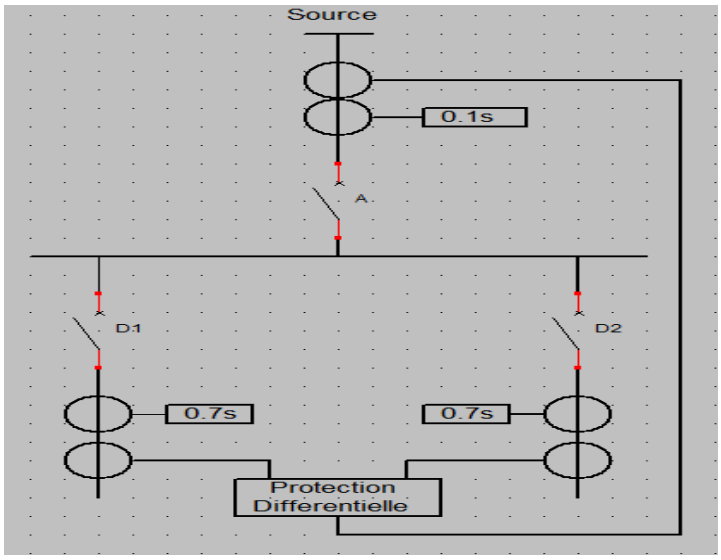


Figure N°21 : Protection différentielle haute impédance.

La protection différentielle compare en permanence la somme des courants du départ 1 et du départ 2 avec le courant entrant, si la différence est nul alors le jeu de barre est sain sinon le jeu de barre est défectueux, la protection différentielle envoie instantanément l'ordre de déclanchement au disjoncteur A,D1 et D2.

4. Protection des lignes :

Les lignes électriques constituent les liens entre les différentes parties du système d'alimentation et les équipements associés (charges). L'électricité est produite en basse tension dans des centrales puis elle est élevée à de hauts niveaux de la tension pour la transmission à diverse stations pour la distribuer aux utilisateurs industriels, commerciaux et résidentiels.

La protection des lignes dépend de la topologie du réseau électrique et le niveau de la tension. Un système de protection des lignes est constitué principalement d'un groupe de relais qui réalisent les fonctions de protection suivantes :

- ✓ Maximum de courant non directionnel instantané
- ✓ Maximum de courant non directionnel à temps inverse
- ✓ Maximum de courant non directionnel à temps constant
- ✓ Maximum de courant directionnel instantané
- ✓ Maximum de courant directionnel à temps inverse
- ✓ Maximum de courant directionnel à temps constant
- ✓ Protection des déséquilibres des courants.
- ✓ Protection différentielle ligne.
- ✓ Protection distance : instantanée, à temps inverse ou à temps constant.
- ✓ Protection par télé action avec un canal de communication entre les terminaux

Ces fonctions sont utilisées individuellement ou dans plusieurs combinaisons pour protéger les lignes contre les défauts entre phases ou entre phase-terre.

La protection distance est la plus utilisée pour les lignes. La détection du défaut est basée sur la mesure de l'impédance qui varie lors du passage du mode normal en mode défaut.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons décrit les réseaux et les postes électriques, leurs équipements et différents constitutions, ainsi les protections et les fonctions automatisme associées.

Chapitre N°3
Conduite des postes électriques :

Contenu :

Dans cette partie, Nous allons présenter le système de conduite centralisé, leurs constitutions, équipements physiques et réseaux de communication dans les postes numériques, les protocoles qui les gèrent, le nécessaire pour la compréhension de l'architecture du Système.

Introduction :

Dans un contexte économique en perpétuel développement et afin d'accompagner la croissance de la demande en énergie, les réseaux de transport de l'énergie électrique deviennent de plus en plus maillés et complexes. Les agents de conduite et d'exploitation des réseaux électriques sont confrontés d'une part aux exigences dictées par les clients qui cherchent la qualité et la continuité du service et d'autre part aux exigences relatives à l'exploitation à savoir la sûreté, la sécurité et l'économie du fonctionnement. On entend par :

Qualité de service :

Assurer la qualité de l'électricité consiste à fournir au client le niveau de la tension qu'il demande avec une régularité de l'onde électrique sans coupures.

La sécurité de l'alimentation :

C'est la faculté d'alimenter en électricité les consommateurs raccordés au réseau à partir des centrales de production en respectant les engagements de la qualité de l'électricité, compris en cas d'incident affectant le réseau électrique. Cet incident qui peut être d'origine externe (d'origine humaine ou atmosphérique) ou dû à une panne (défaillance d'équipement).

La sûreté de fonctionnement :

Consiste à réduire le risque d'incidents de grande échelle, pouvant conduire à une coupure d'alimentation électrique généralisée à l'ensemble du pays. Elle a pour objectifs de :

- Assurer le fonctionnement normal du système.
- Limiter le nombre d'incidents et éviter les grands incidents.
- Limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent.

I. La conduite du Système :

On entend par Système l'ensemble des automatismes, des équipements et du matériel nécessaire pour la production et l'acheminement de l'électricité depuis les centrales jusqu'aux consommateurs.

Conduire le Système c'est de garder son fonctionnement cohérent et lié avec un coût et une qualité acceptable. La taille et la complexité du Système Electrique justifient une organisation hiérarchisée des fonctions de surveillance et de commande qui implique quatre niveaux de conduite.

- **Niveau national.**
- **Niveau régional**.
- **Niveau intermédiaire**.
- **Niveau local**.

Rapport-Gratuit.com

La mise en œuvre des systèmes de conduite est l'objet d'interconnexion d'électrotechnique, l'automatique, la télécommunication, l'informatique…pour réaliser les fonctions et les objectifs du système de contrôle commande.

II. Constitution d'un système de contrôle commande :

La conduite du système électrique repose sur un élément clé « l'information ». Elle doit être accessible aux personnes autorisées au bon moment (qu'il soit en temps réel ou différé), l'information doit être acquise, traitée et acheminée dans des différents supports (filaire, hertzien, fibre optique) et analysée pour permettre enfin de prendre les décisions nécessaires à la gestion du tout le système.

1. Flux d'informations dans un système de contrôle commande :

L'architecture fonctionnelle suivante montre les flux de données fonctionnels depuis la sous station jusqu'au poste de supervision et de contrôle et à l'entrepôt de données.

Les données opérationnelles sont échangées entre le système appelé SCADA et les IEDs et les PLCs alors que celles les non opérationnelles sont acheminées vers l'entrepôt de données pour les ordonner, les journaliser, les stocker et fournir par suite une aide à la décision.

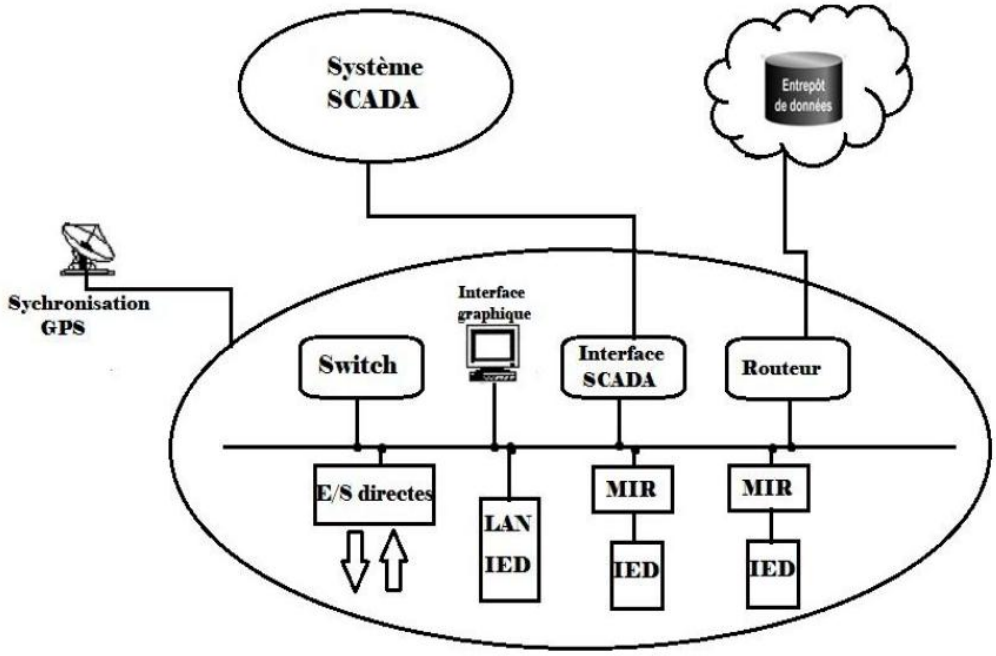


Figure N°22 : Flux de données dans un système CC.

2. Niveaux du système de contrôle commande :

Un système de conduite d'une sous station est constitué de cinq niveaux d'information comme le montre la figure suivante :

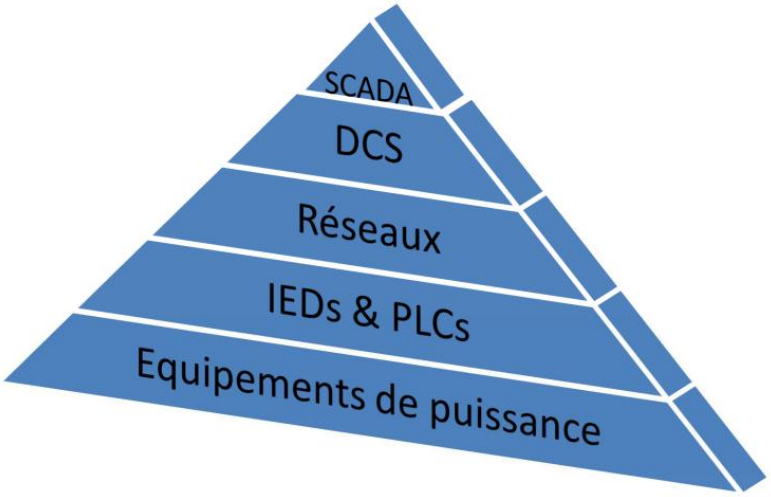


Figure N°23 : Les niveaux d'information dans un système de Contrôle Commande.

2.1. Les Equipements de puissance :

Ce niveau regroupe l'ensemble du matériel de puissance du poste : transformateur, disjoncteur, sectionneur…

2.2. Les IEDs & PLCs :

Les IEDs & PLCs (Intelligents Equipments Devices & Programmable Logic Controllers) sont tout équipement sur lequel est intégré un ou plusieurs microprocesseurs, capable de recevoir ou d'émettre des données ou des signaux de contrôle depuis ou pour une source extérieure (relais numérique, contrôleur, calculateur, centrale de mesure…).

2.3. Les Réseaux :

Les Réseaux permettent la communication et l'échange des données entres tous les équipements qu'ils relient, ils sont gérés par des protocoles standards de l'industrie pour faciliter l'intégration des équipements de différents constructeurs.

2.4. Les DCS :

Les DCS (Distributed Control System) sont des systèmes numériques de contrôle commande constitué de plusieurs équipements (IEDs, Calculateurs, switches, serveur…) qui gèrent localement une sous station assurant des fonctions spécifiques.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

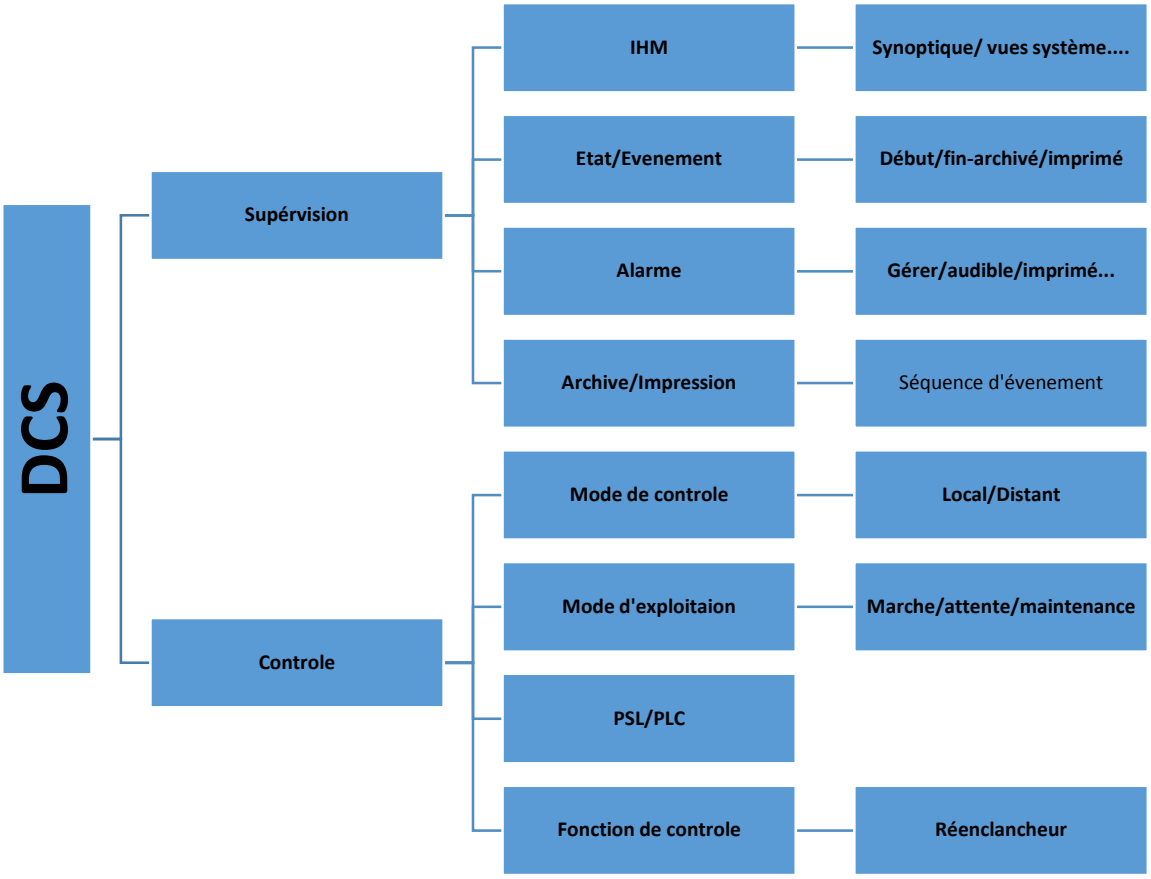


Figure N°24 : Les principales fonctions d'un système DCS

2.5. Le Système SCADA :

SCADA (Supervisory Control and Data Aquisition) est un système de télégestion à grande échelle permettant de collecter les informations prévenant des sous stations, les transférer au PC d'ingénierie central, les afficher sous forme graphique ou textuelle et par suite permettre à l'opérateur de commander et/ou contrôler tout le système en temps réel.

3. Structure générale d'un système de conduite centralisé :

Un système de conduite centralisée suit généralement une structure arborescente constituée des cinq niveaux précédents.

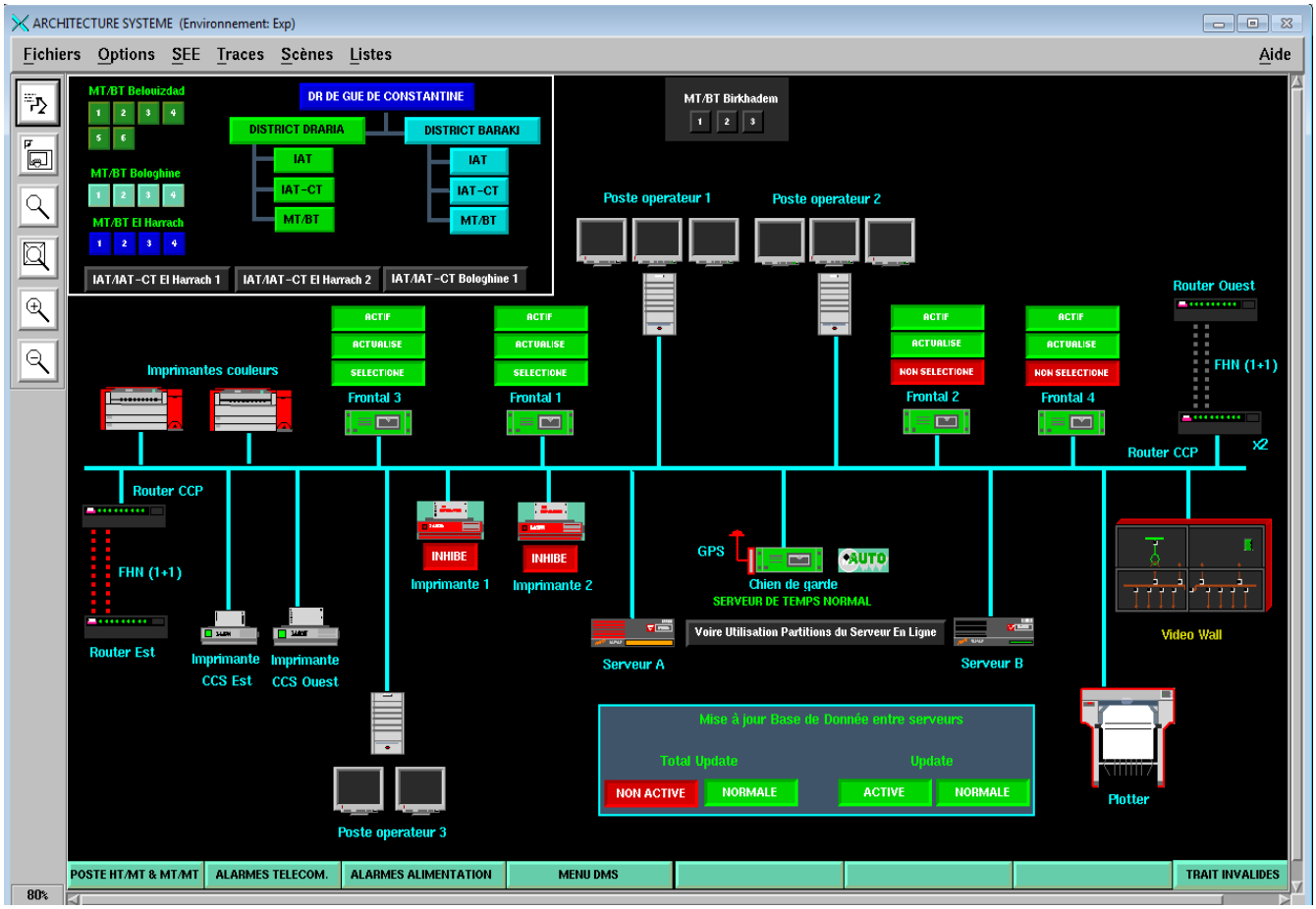


Figure N°25 : Structure générale d'un système de conduite centralisée.

III. Les équipements physiques du système de conduite :

Les équipements physiques qui réalisent la fonction de conduite appartiennent à deux catégories à savoir :

1. Equipements de contrôle :

1.1. Les Serveurs de Contrôle :

Les serveurs de contrôle : héberge les logiciels de supervision et de contrôle du DCS ou PLC destinés à communiquer avec les équipements de contrôle de niveau inférieur. Ces serveurs de contrôles peuvent accéder aux modules de contrôles subalternes via les réseaux des ICSs (Systèmes Industriels de Contrôle).

1.2. Les Serveurs SCADA MTU (Master Terminal Unit) :

Sont les équipements qui agissent comme les maitres des systèmes SCADA. Les Unités terminales de contrôle distant et les équipements PLCs situés dans les sites fonctionnent souvent comme des esclaves.

1.3. Les Unités Terminales de Contrôle Distant : (RTU Remote Terminal Unit) :

Sont des unités de contrôle et d'acquisition de données conçues pour supporter le contrôle distant des stations SCADA. Des fois, les PLCs sont implémentés comme des équipements travaillant comme des RTUs.

1.4. PLC (Programmable Logic Controller) :

C'est un micro-ordinateur industriel qui est conçu à l'origine pour faire réaliser les fonctions logiques exécutées par des équipements électriques (relais, switchs et compteurs…). Les PLCs ont évolués en des contrôleurs ayant la capacité de contrôler des processus complexes et sont par suite considérablement utilisés dans les systèmes SCADA et DCSs.

Dans les systèmes SCADA, les PLCs sont souvent utilisés comme des appareils de terrain parce qu'ils sont plus économiques, plus flexibles et offrent plus de possibilités de configuration que les RTUs.

1.5. Les IEDs (Intelligent Electronic Devices) :

Ce sont des capteurs/actionneurs intelligents permettant d'acquérir des données, de communiquer avec d'autres équipements et possédant une grande capacité de traitements et de contrôle. Un IED peut regrouper des entrées/sorties analogiques Tout Ou Rien, un système de communication, des unités de traitement à base de microprocesseur et leurs différents types de mémoires associées dans un seul équipement.

1.6. Interfaces Homme Machine (IHM) :

C'est tout le matériel et le logiciel qui permet aux opérateurs de maitriser l'état du processus, de modifier les réglages de contrôle et d'outrepasser manuellement les opérations de contrôle automatiques en cas d'urgence. les IHMs permettent aux ingénieurs ou les opérateurs de contrôle de configurer les consignes ou de contrôler les paramètres et les algorithmes dans les contrôleurs…

1.7. Data Historian :

C'est une base de données centralisée destinée pour l'enregistrement de toutes les informations circulant dans un ICS. Les informations stockées dans cette base de données peuvent être utilisées dans le but d'élaborer de différentes analyses depuis les statistiques au niveau planification.

2. Equipements de communication :

2.1. Les réseaux de terrain :

Relient les capteurs et d'autres équipements à un P LC ou à un autre Contrôleur. L'usage de ces technologies de réseaux de terrain élimine le besoin d'assurer des liaisons point-à-point entre les contrôleurs et chaque équipement grâce à l'usage de protocoles spécifiques permettant d'identifier de manière unique les messages échangés.

2.2. Les Réseaux de contrôle :

Connecte un niveau supérieur de contrôle et de supervision à des modules de contrôle de niveau inférieur.

2.3. Les Routeurs :

Sont des équipements de communication qui transfèrent les messages entre deux réseaux. L'usage commun des routeurs inclut la connexion d'un réseau LAN à un autre WAN et la connexion des MTUs et des RTUs à d'autres mediums via de longs réseaux lorsqu'il s'agit d'une communication SCADA.

2.4. Les Modems :

Sont des équipements utilisés pour convertir les données numériques à des signaux appropriés pour la transmission via une ligne téléphonique dans le but de permettre aux équipements de communiquer .Il est souvent utilisé dans les systèmes SCADA pour permettre des communications séries à longues distances entre les MTUs et les équipements de terrain à contrôle distant.

2.5. Pare-feu (Firewall) :

Protège les équipements d'un réseau en surveillant et contrôlant les paquets de communication en utilisant des politiques de filtrage prédéfinies.

IV. Les réseaux de communication du système de conduite :

1. Historique :

C'est à la fin des années 60 que la notion du réseau a été apparue peu à peu sous forme de liaison série avec l'invention de l'automate programmable par la société MODICON. Ainsi des protocoles viennent formaliser les transferts des données, (exemple Mode Bus en 1979).

Le bus de terrain devenait un moyen puissant de visibilité, d'échange et de souplesse des équipements qui y sont raccordés, la révolution du bus de terrain a engendré de grands changements dans les installations. En effet les architectures ont connu :

- Suppression des câbles d'entrées/sorties,
- Disparition ou décentralisation des interfaces d'entrées/sorties,
- Décentralisation et la répartition de l'intelligence,
- Interconnexion avec Internet.

2. Niveaux des réseaux :

Les cinq niveaux d'information d'un système de conduite sont véhiculés à travers cinq niveaux de réseau pour répondre aux contraintes des utilisateurs, des technologies et des standards.

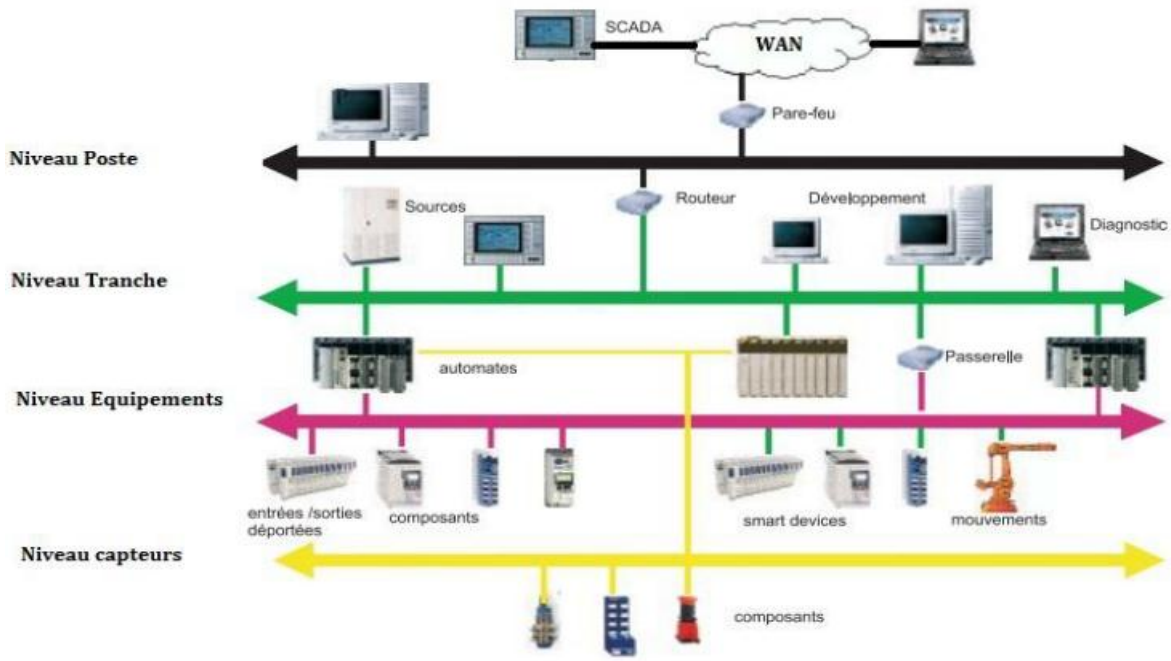


Figure N°26 : Les niveaux des réseaux de communication d'un système de conduite.

On distingue sommairement dans un contrôle de procédé d'énergie, 3 niveaux de réseaux mettant en jeu des propriétés spécifiques de communications et de ce fait des réseaux spéciaux. Certains bus sont capables de couvrir 1, 2 ou 3 niveaux simultanément :

Niveau zéro (niveau capteurs et niveau équipement) : les bus dits de terrain dont l'objectif est d'interconnecter les capteurs intelligents, ces capteurs sont installés sur les appareils haute tension. Ces bus à haute performance doivent avoir une très bonne immunité aux perturbations électromagnétiques.

Niveau un (niveau tranche) : les bus qui permettent l'interconnexion des calculateurs de travées, protection... Ces bus assurent des trafics horizontaux nécessitant des performances, garantissant le temps de transfert et l'intégrité des données.

Niveau deux (niveau poste et niveau SCADA) : c'est le niveau des postes opérateurs. Les bus transportent un lot important d'information (dit trafic vertical) qui ne sont pas forcément à temps critiques, par exemple des fichiers. Ces bus peuvent être de type informatique par exemple Ethernet .La conception du réseau de chaque niveau et le choix de la technologie de communication doivent répondre aux contraintes, exigences et aux besoins cités dans le tableau ci-dessous :

Niveau	Besoin	Volume d'information à transmettre	Temps de réponse	Distance	Topologie réseau	Nombre d'adresses	Support
SCADA	Echange de données opérationnelles Sécurité informatique	Fichiers en Mbits	Quelque seconde	Niveau National	Bus Etoile	Illimitée	Electrique Optique Radio
Poste	Echange de données opérationnelles et non opérationnelles Sécurité informatique	Fichiers en Mbits	En Mili seconde	De dizaine de m à quelque Km	Bus Etoile	Illimité	Electrique Optique Radio
Tranche	Synchronisation des IEDs Echange d'informations Performances Temps réel	Données Kbits	50 à 500 ms	De dizaine de m à quelque Km	Etoile Bus	Dizaine	Electrique Optique Radio
Equipements	Architecture distribuée Intégration fonctionnelle et transparence des échanges Topologie et cout de connexion	Données Kbits	5 à 100 m	De dizaine de m à centaines de m	Etoile Bus	Dizaines	Electrique Optique Radio
Capteurs	Simplicité de câblage Distribution d'alimentation des capteurs et des actionneurs	Données en bits	De quelque m à 100 m	Sans contrainte	Dizaine	Dizaine	Electrique Optique Radio

Tableau N°2 : Contraintes des réseaux de chaque niveau

3. Topologie des réseaux :

Pour connecter plusieurs équipements entre eux-mêmes et/ou avec un PC, il est nécessaire de considérer la topologie du réseau et aussi le protocole utilisé pour l'échange des informations. En effet pour qu'un système

d'automatisation soit efficace et réalise correctement ses fonctions, tous les équipements doivent échanger une information fiable.

Avant les systèmes centralisés utilisaient une structure arborescente pour l'acquisition des informations depuis le niveau processus, les envoyer vers le haut et recevoir des commandes en retour : une structure que caractérise les connexions point à point par la liaison RS 232.

La liaison multi point RS485 a permis une certaine distribution par la notion de l'équipement maitre connecté à plusieurs esclaves.

Après la technologie Ethernet avait donné naissance à plusieurs topologies de réseaux grâce à l'apparition des concentrateurs, des commutateurs, des ponts, des switches, des routeurs …

3.1. Communication série :

Dans une liaison en série, les données sont envoyées bit par bit sur la voie de transmission par ordre des poids croissants. Généralement, les caractères sont représentés par un code à 8 bits. La plupart des processeurs traitent les informations de façon parallèle, ce qui nécessite une conversion parallèle-série à l'émission et une conversion série-parallèle à la réception.

La fonction de conversion est réalisée par le contrôleur de communication (UART, Universal Asynchronous Receiver Transmitter). Ce type de transmission utilise deux ou trois fils.

Les liaisons RS232, RS485 et Ethernet représentent toutes les formes de la communication série, cette dernière est plus rapide que les deux autres. Néanmoins, dans l'automatisation des postes, la liaison RS232 et la liaison RS485 sont les plus utilisées pour connecter les IEDs, la liaison Ethernet est retenue pour des raisons particulaires et elle est surtout utilisée pour connecter les équipements au niveau supérieur des IEDs.

Quant à la communication parallèle, elle demeure beaucoup moins utilisée dans ce domaine. Son usage est restreint à celui de la transmission des données pour imprimantes.

Raison pour laquelle notre intérêt sera focalisé par suite sur la communication série : topologies et protocoles.

3.1.1. Topologie bus :

Cette organisation est la plus simple. Tous les éléments sont reliés à une même ligne de, transmission par l'intermédiaire des câbles. Le mot bus désigne la ligne physique. Cette topologie est facile à mettre en œuvre, la défaillance d'un nœud ou d'un élément ne perturbe pas le fonctionnement des autres organes. Les réseaux du niveau machines et capteurs, appelés d'ailleurs bus de terrain, utilisent cette méthode. La topologie bus se met en œuvre soit par chaînage des équipements les uns avec les autres, soit par connexion via un boîtier de raccordement (TAP) au câble principal.

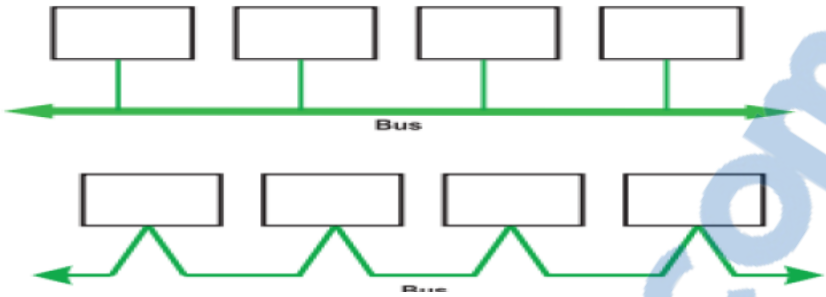


Figure N°27 : La topologie bus.

Au sein des postes de la RADEEJ et l'ONE, la topologie utilisée pour relier les équipements IEDs aux calculateurs de tranches est la topologie bus, la communication est réalisée par la liaison RS 232.

Figure N°28 : Exemple de topologie bus, utilisé pour relier les relais numérique.

3.1.2. Topologie en étoile :

Cette topologie est la plus courante au niveau des postes électriques. Elle est celle du réseau Ethernet. Elle présente l'avantage d'être très souple en matière de gestion et de dépannage. Les stations finales sont reliées ensemble à travers un équipement intermédiaire (switch, répéteur, commutateur).

La défaillance d'un nœud ne perturbe pas le fonctionnement global du réseau, en revanche, l'équipement intermédiaire qui relie tous les nœuds constitue un point unique de défaillance.

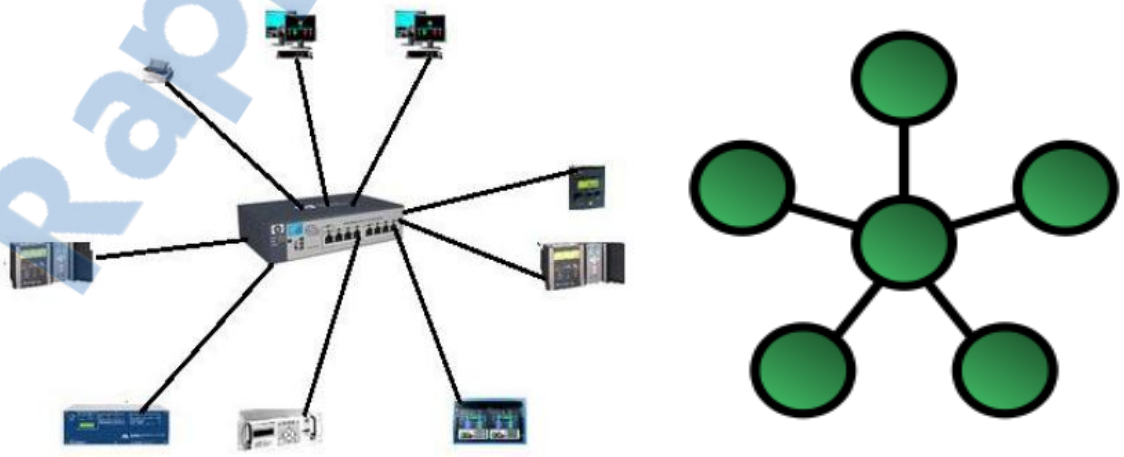


Figure N°29 : La topologie étoile.

Rapport-Gratuit.com

3.1.3. Topologie maillée ou en anneau :

La typologie en anneaux reprend la topologie physique de l'étoile en apportant une meilleure disponibilité du réseau.

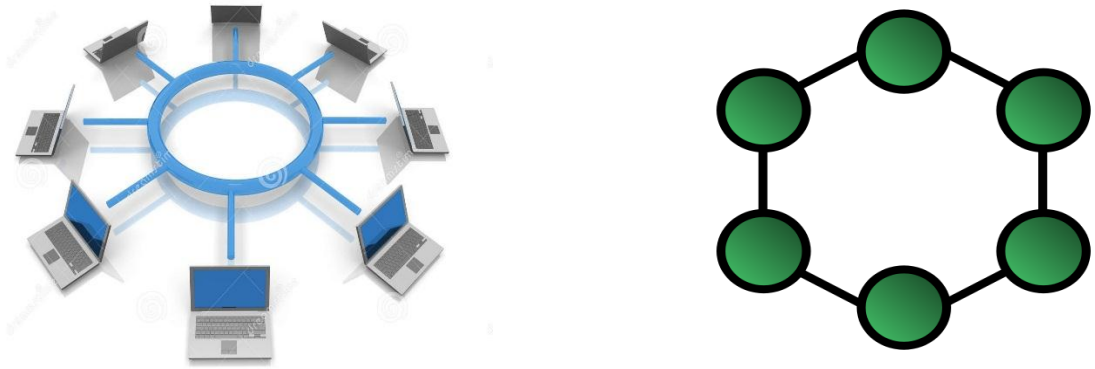


Figure N°30 : La topologie étoile en anneau.

Pour toutes les topologies qu'on vient de voir, et pour augmenter la disponibilité du réseau et assurer la fiabilité de l'information…

3.2. Les protocoles de communication série :

Un protocole est un ensemble des règles standard pour la représentation des données, la signalisation, l'authentification et la détection d'erreur, qui définit le transfert des informations sur les supports de communication. Autrement dit, pour que les équipements puissent communiquer, il faut qu'ils partagent la même langue et les mêmes règles.

Pour pouvoir inclure des produis de différents fournisseurs dans le système d'automatisation du poste, un système de contrôle du poste capable de communiquer en multi protocoles s'avère nécessaire pour réduire les travaux d'ingénierie et par suite réduire le coût.

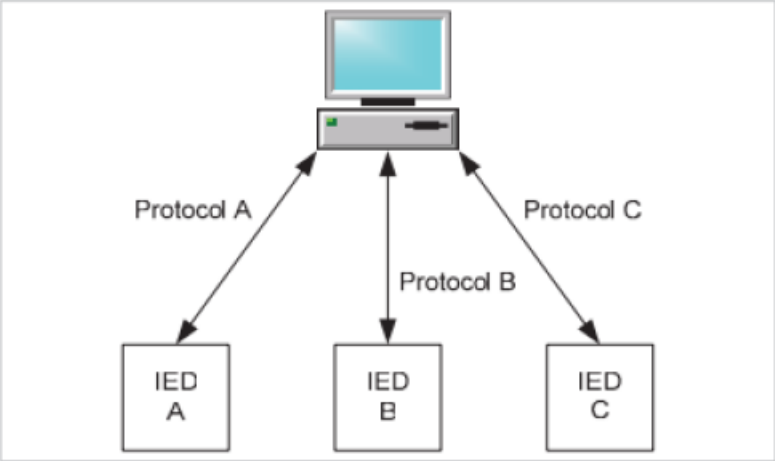


Figure N°31 : Système multi protocoles.

Si les trois produits dans la figure en dessus, supports des protocoles de communication différents, alors le système de contrôle doit supporter les trois protocoles sinon il faut installer des interfaces de conversion des protocoles entre les équipements et le système de contrôle.

De toute façon, l'utilisation de protocoles différents augmente le temps de l'ingénierie, et les coûts des composants associés à la mise en œuvre du système.

De côté du fabriquant, de celui du client et comme pour tout le système d'ingénierie qui conçoit les solutions du contrôle commande, il s'avère que l'adoption d'un protocole standard a beaucoup d'avantages. Des efforts ont été faits pour développer à partir des protocoles existants trois standards ouverts pour la communication série des IEDs.

3.3. Le protocole MODBUS :

Modbus a été publié en 1979 par MODICON. Initialement conçu pour les contrôleurs logiques programmables, il se base sur la notion maître-esclave qui permet à un maître à lire ou à écrire des bits dans les registres des équipements esclaves. Il peut être mis en œuvre sur de simples connexions série (RS 485), il a également été migrée vers Ethernet. Les trames sont de 2 types :

- Mode RTU (Remote Terminal Unit) : les données sont sur 8 bits
- Mode ASCII : les données sont sur 7 bits (les trames sont donc visible en hexadécimal et il faut deux caractères pour représenter un octet).

3.5. Le protocole IEC 60870-5-103 :

A été développé par la Commission Internationale de l'Electrotechnique, il définit les normes pour la communication entre le matériel de protection et les équipements du système de commande, ainsi que le raccordement électrique simple. La norme définit aussi une interface de communication directe pour la mise en œuvre sur fibre optique. La norme IEC 60870-5-103 définit deux méthodes différentes d'échange d'information :

- l'une est basée sur l'utilisation de structures de données prédéfinies (Unités de Données de Service d'Application - ASDU) et de procédures d'application permettant de transmettre des informations normalisées.
- l'autre utilise des services génériques permettant de transmettre tout type d'information. 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.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

3.5.1. Sens surveillance :

La communication est basée sur l'émission cyclique de requêtes de polling de niveau Liaison par le maître pour inviter l'esclave à émettre ses données :

- Le polling des données de classe 1 est généralement utilisé pour la transmission des événements.
- Le polling des données de classe 2 pour la transmission cyclique des mesures.

3.5.2. Sens conduite :

L'équipement maître peut envoyer :

- Des ordres de Commande Générale (mise en/hors service de fonctions : protections, réenclencheur, etc.).
- Une demande d'Interrogation Générale, pour obtenir la valeur courante des états et signalisations de l'équipement esclave.
- Des ordres de synchronisation horaire.
- Des ordres de réinitialisation de l'interface de communication.

3.6. Communication Ethernet :

Ethernet est un protocole de réseau local à commutation paquets, il a été inventé par Robert Metcalfe et ces collaborateurs de la société Xerox, il définit la connexion des équipements informatiques dans un réseau LAN. Standardisé dans la norme IEEE 802.3, il décrit les exigences pour le raccordement de réseau selon la couche 1 (la couche physique) et la couche 2 (la couche liaison de données) du modèle OSI. Au niveau de la couche physique la connexion peut se faire soit électriquement par un câble de cuivre (RJ45) soit par fibre optique « LC ou ST ».

3.6.1. Mises en œuvre physiques d'Ethernet :

En tant que technologie associée à la couche physique, Ethernet définit et met en œuvre les schémas de codage et de décodage qui permettent de transporter les bits de trame sous la forme de signaux, le long du support. Les périphériques Ethernet utilisent différents types de câble et de connecteur.

Dans les réseaux modernes, Ethernet utilise les câbles de cuivre à paires torsadées non blindées (avec connecteurs R-J45) et les fibres optiques pour interconnecter les périphériques réseau via des périphériques intermédiaires tels que les concentrateurs et les commutateurs.

Figure N°32 : Connecteurs et commutateurs Ethernet.

Avec tous les types de support qu'Ethernet prend en charge, la structure de trame Ethernet reste la même, quelle que soit le type de mise en œuvre physique d'Ethernet. C'est pour cette raison que cette technologie est très évolutive et permet de répondre aux besoins des réseaux modernes.

Les premières mises en œuvre d'Ethernet ont été déployées dans un environnement LAN à faible bande passante, dans lequel l'accès aux supports partagés était géré par la méthode CSMA (détection de porteuse avec accès multiple), et plus tard CSMA/CD (détection de collision). Ethernet reposait non seulement sur une topologie de bus logique au niveau de la couche liaison de données, mais aussi sur une topologie de bus physique.

Une topologie en étoile avec des concentrateurs a supplanté la topologie initiale. Les concentrateurs concentrent les connexions. En d'autres termes, ils rassemblent un groupe de nœuds et permettent au réseau de les interpréter en tant qu'unité unique. Lorsqu'une trame parvient sur un port, elle est copiée sur les autres ports pour que tous les segments du réseau LAN reçoivent cette trame.

On pourrait terminer alors en résumant le succès et l'expansion d'Ethernet dus aux facteurs suivants :

- Simplicité et facilité de maintenance.
- Possibilité d'incorporer de nouvelles technologies.
- Fiabilité.
- Coûts minimes d'installation et de mise à niveau.

3.6.2. Protocole de la communication Ethernet :

Le protocole IEC 61850 :

Au début des années 1990, L'institut de recherche en Energie Electrique (EPRI) aux Etats Unis commençait déjà à travailler sur des architectures de communications standardisées (UCA). Le but était de fournir un consensus industriel concernant l'intégration du contrôle, de la protection et de l'acquisition des données dans les postes numériques permettant l'interopérabilité des équipements du poste de différents constructeurs. Ce travail élaboré a permis de fournir l'UCA2 qui a montré qu'une vraie interopérabilité était possible.

Sur la base de l'UCA2, la Commission Internationale de l'Electrotechnique a élaboré le Standard IEC61850 qui a révolutionné les postes numériques.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons décrit le système de conduite centralisé, leurs constitutions, équipements physiques et réseaux de communication dans les postes électriques et les protocoles qui les gèrent.

Chapitre N°4
Contrôle commande du poste RADEEJ 60/22KV :

Contenu :

Dans cette partie on va donner une présentation de système de contrôle commande, définir une architecture du ce système proposé par Schneider Electric, définir les différents équipements et les tranches existants dans ce système. Après on va proposer une interface de contrôle commande pour la supervision et de contrôle des protections du poste qu'on va faire un design de ces derniers pour vérifier le fonctionnement et la rapidité de système.

I. Présentation du poste RADEEJ 60/22KV :

C'est un poste HT/MT de distribution, il est le nœud de deux départs 60kV et un départ et arrivé 22kV. Les deux transformateurs HT/MT de puissances installés dans le poste est un transformateur de 60/22kV d'une puissance apparente de 20MVA.

1. Tranches à équiper :

D'après le cahier de charge Schneider, les tranches suivantes doivent être installées en technologie numérique intégrée.

- Tranche générale
- Tranche Complémentaire
- Deux tranches départ HT 60KV.
- Deux tranche transfo HT/MT.

2. Les équipements des tranches :

Les installations seront télé conduites Dispatching national sauf la travée départ condensateurs sera télé conduite à partir le dispatching régional.

2.1. Tranche générale :

- MICOM 264.
- Poste d'ingénierie port USB & imprimante.
- Synchronisation par GPS et Indicateur horaire.
- Imprimantes SCP : « graphique » et «Matricielle ».
- Postes Operateurs : ordinateur SCP.
- Calculateur tranche.
- Afficheur de mesure PM 700 pour barre HT.

2.2. Tranche départ HT 60KV :

- MICOM 264.
- Protection Distance.
- Protection Directionnelle à puissance homopolaire.
- Afficheur de mesure PM 700.

2.3. Tranche Transfo HT/MT :

- MICOM 264.
- Régulateur de Tension.
- Protection Maximum de courant.

- Protection Maximum de Tension.
- Protection Masse Cuve.
- Protection Masse grille.

2.4. Tranche Complémentaire :

- Relais de Protection de départ de ligne ou câble avec réenclencheur P142.
- Relais de Protection de départ de ligne ou câble avec réenclencheur et contrôle de synchronisme P143.
- Afficheur de mesure PM 700 pour demie Rame MT.
- MICOM C264.

II. Solutions Schneider :

1. Matériel Schneider pour la protection de chaque tranche :

Le choix du matériel Schneider (relais numérique) qui répond aux différentes fonctions de protection que demande RADEEJ dans son cahier de charge repose principalement sur le nombre des fonctions de protection que doit réaliser c.-à-d. utiliser le relais pour un nombre maximal de fonction en respectant les exigences les clauses du cahier de charge et en optimisant en même temps le coût. Les relais utilisés dans chaque tranche est les suivants :

- Tranche générale
- Tranche Complémentaire
- Deux tranches départ HT 60KV.
- Deux tranche transfo HT/MT.

1.1. Tranche départ HT 60KV :

Protection	Code ANSI	IEDs Schneider	IED choisi
Protection Distance	21	P591, P592, P442	P442
Protection Puissance homopolaire	50N/51N	P631, P632, P633, P442	P442
Protection Max de Tension	59	P921	P921

Tableau N°3 : Les relais numériques Schneider pour la tranche départ 60Kv.

1.2. Tranche générale :

Protection	Code ANSI	IEDs Schneider	IED choisi
Contrôle de synchronisme	25	P891	P891
Protection défaillance Disjoncteur	50BF	P122C	P122C
Protection de Surcharge Thermique	49/51	P122C, P116, P126, P127	P127

Tableau N°4 : Les relais pour la tranche générale.

1.3. Tranche Complémentaire :

Protection	Code ANSI	IEDs Schneider	IED choisi
Protection Max Tension	59	P921	P921
Protection min Tension	27	P126, P127	P127
Réenclencheur	79	P443, P446	P443
Minimum de Fréquence	81U	P141, P142…P452	P141

Tableau N°5 : Les relais pour la tranche complémentaire.

1.4. Tranche transformateur HT/MT :

Protection	Code ANSI	IEDs Schneider	IED choisi
Défaillance Disjoncteur	50BF	P122C	P122C
Protection différentielle	87	P521, P541, P542, P532	P532
Régulateur de Tension	50N	C264C, C264P	C264AVR
Protection Max de Courant	50/51	P120, P121, P123, P142	P142
Protection Masse Cuve	37, 46, 49	P120, P121, P123, P142	P120
Protection Masse Grille	46BC	P120, P121, P123, P142	P120

Tableau N°6 : les relais pour la tranche transformateur HT/MT.

2. Elaboration architecture du système de contrôle commande :

La topologie du réseau de communication demandée par la RADEEJ et les contraintes technologiques et conventionnelles (disposition en tranches, restriction sur les constructeurs…). L'architecture la mieux adaptée pour ce poste est donnée par la figure ci-dessous (nous avons dessiné cette architecture par VISIO)

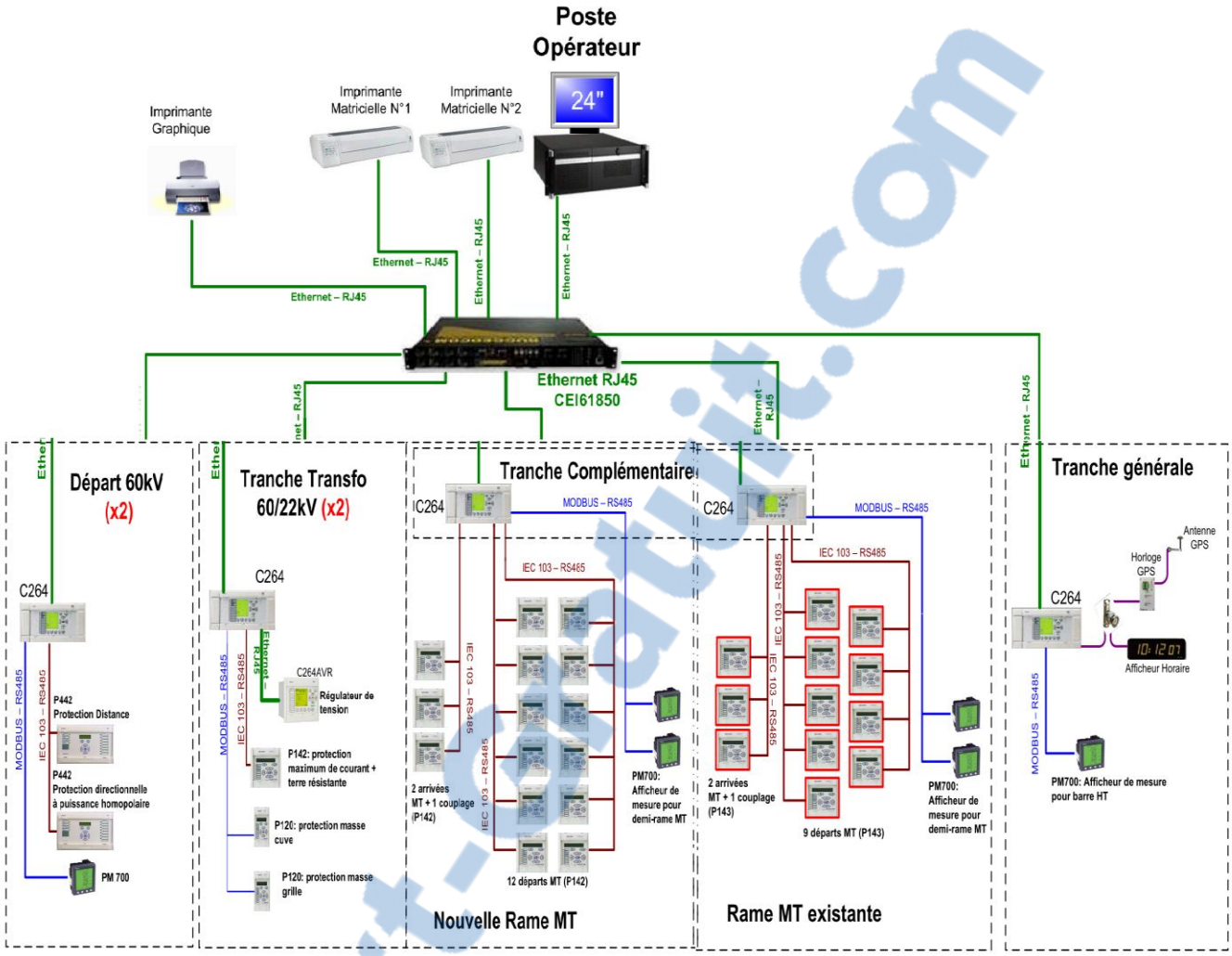


Figure N°33 : Architecture du système de contrôle commande.

III. Interface poste opérateur pour la supervision des protections du poste et contrôle d'état du disjoncteur :

1. Les Relais de Protections :

Pour vérifier le fonctionnement de système on va faire une conception des protections principales existant dans n'importe qu'elle poste Electrique à cause de l'indisponibilité des relais MICOM.

L'intérêt de l'interface du Poste Opérateur est de savoir l'état de chaque protection, afficher différents mesures, faire des traitements et en suite donner l'ordre d'éliminer tous les défauts électriques…

La conception de ces protections est faite à base des microcontrôleurs en raison de sa rapidité de traitement de données et d'exécution des commandes.

Les protections réalisées dans cette partie sont :

- Under and Over Vltage (Max/Min de Tension).
- Under and Over Curent (Max/Min de Courant).

Rapport-Gratuit.com

- Under and Over Frequency (Max/Min de Fréquence).

2. Introduction générale au microcontrôleur :

Un microcontrôleur est un circuit central de systèmes électroniques intégrant un microprocesseur et des fonctions supplémentaires (mémoire, mémoire non-volatile, Interfaces analogiques).

2.1. Caractéristiques principales d'un microcontrôleur :

- De nombreux périphériques d'E/S.
- Une mémoire de programme.
- Une mémoire vive (en général de type SRAM).
- Éventuellement une mémoire EEPROM destinée à la sauvegarde par programme des données à la coupure de l'alimentation.
- Un processeur 8 ou 16 bits.
- Faible consommation électrique.

2.2. Les avantages d'un microcontrôleur :

L'utilisation des microcontrôleurs pour les circuits programmables à plusieurs points forts et bien réels. Il suffit pour s'en persuader, d'examiner la spectaculaire évolution de l'offre des fabricants des circuits intégrés en ce domaine depuis quelques années.

- Moins cher que les autres composants qu'il remplace.
- Diminuer les coûts de main d'œuvre.
- Réalisation des applications non réalisables avec d'autres composants.

3. Conception : Cartes d'acquisitions

Dans cette partie, on va donner une conception de différents relais de protection (max/min de tension, max/min de courant, max/min de fréquence), et testé le fonctionnement de chaque relais.

3.1. Protection Maximum de Tension (Over Voltage Relay) :

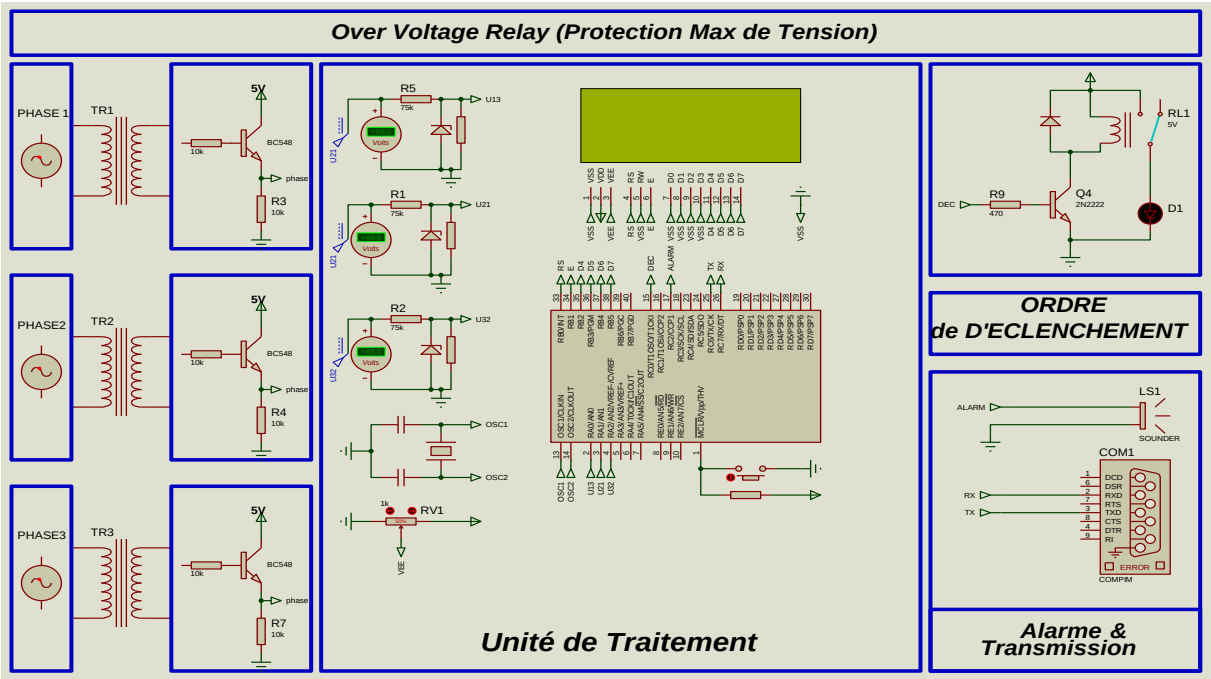


Figure N°34 : Over Voltage Relay.

Cette protection permet de détecter les défauts maximum de tension, si le microcontrôleur détecte qu'il y a une sur tension il va donner un ordre de déclenchement de disjoncteur pour protéger l'installation.

3.2. Protection Minimum de Tension (Under Voltage Relay) :

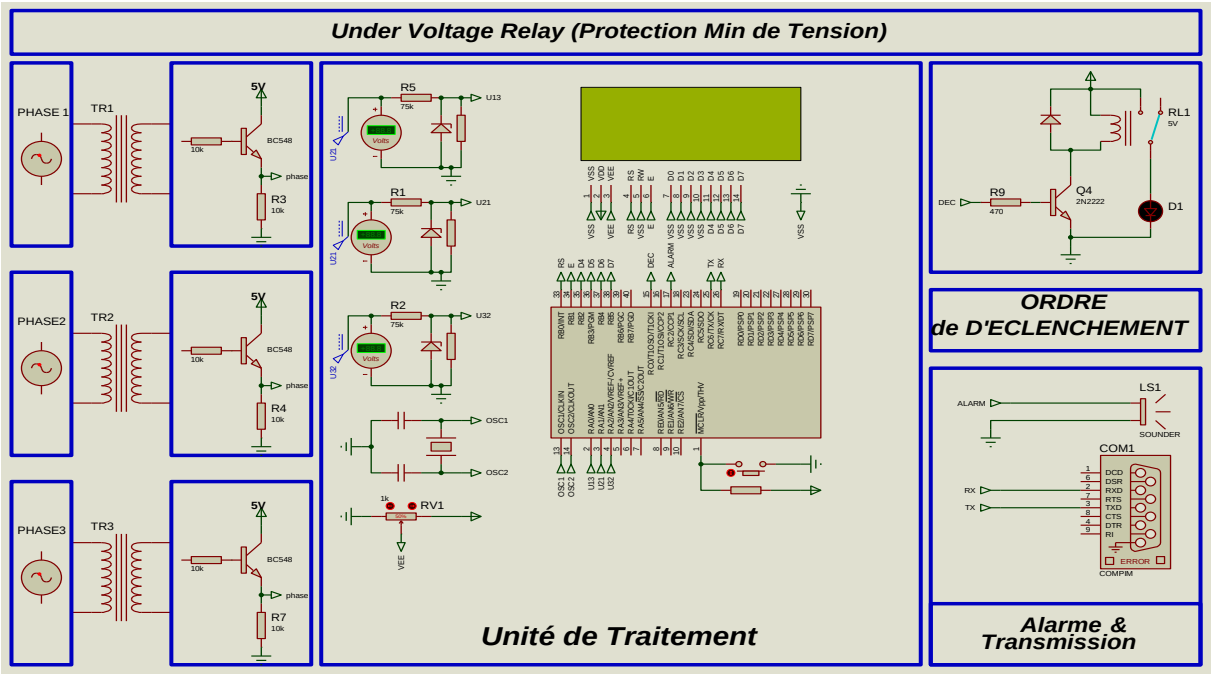


Figure N°35 : Under Voltage Relay.

Cette protection permet de détecter les défauts minimum de tension, si le microcontrôleur détecte qu'il y a une sur tension il va donner un ordre de déclenchement de disjoncteur pour protéger l'installation.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

3.3. Protection Maximum de Courant (Over Current Relay) :

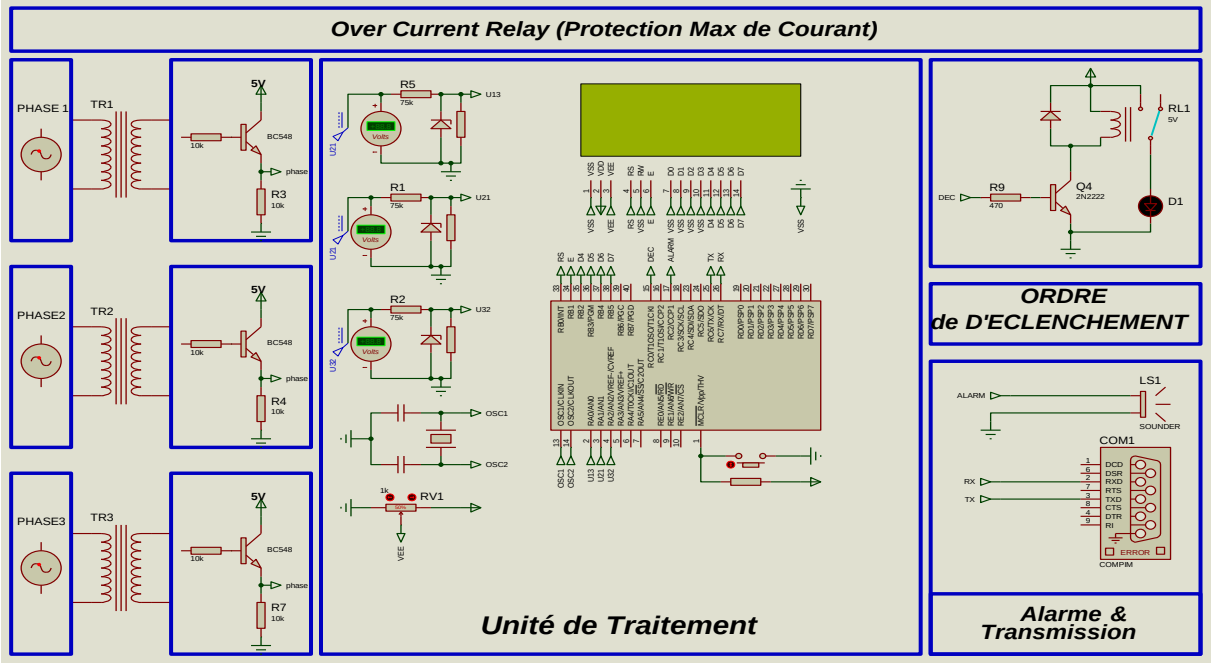


Figure N°36 : Over Current Relay.

Cette protection permet de détecter les défauts maximum de courant, si le microcontrôleur détecte qu'il y a une sur tension il va donner un ordre de déclenchement de disjoncteur pour protéger l'installation.

3.4. Protection Minimum de Courant (Under Current Relay) :

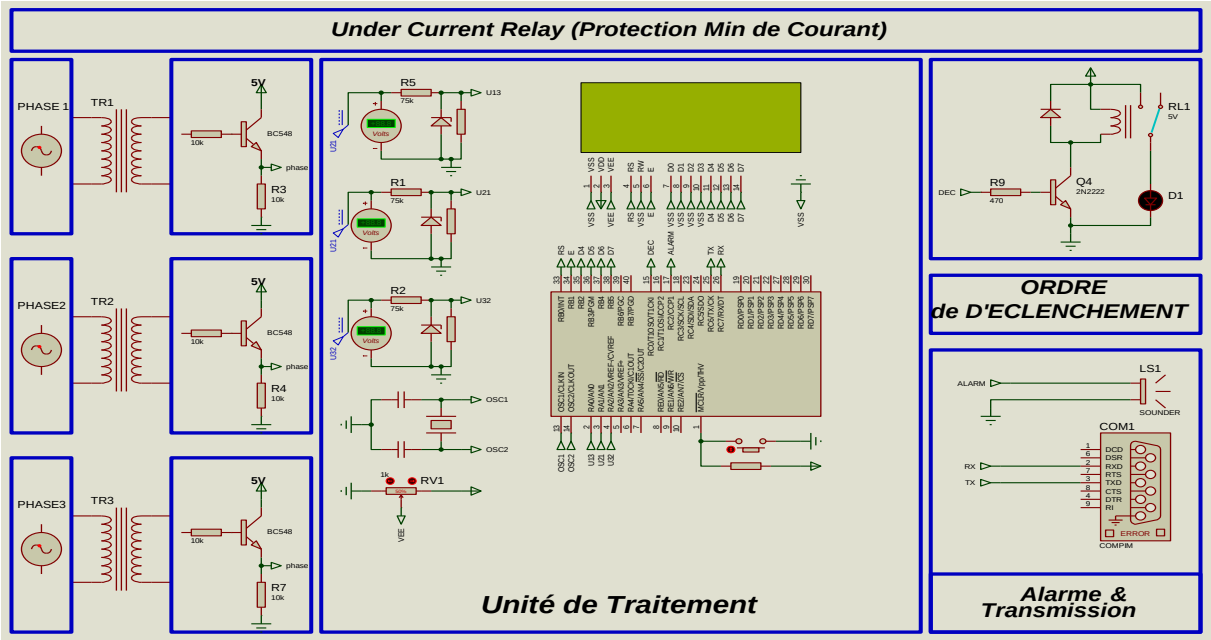


Figure N°37 : Under Current Relay.

Cette protection permet de détecter les défauts minimum de courant, si le microcontrôleur détecte qu'il y a une sur tension il va donner un ordre de déclenchement de disjoncteur pour protéger l'installation.

3.5. Protection Maximum de Fréquence (Over Frequency Relay) :

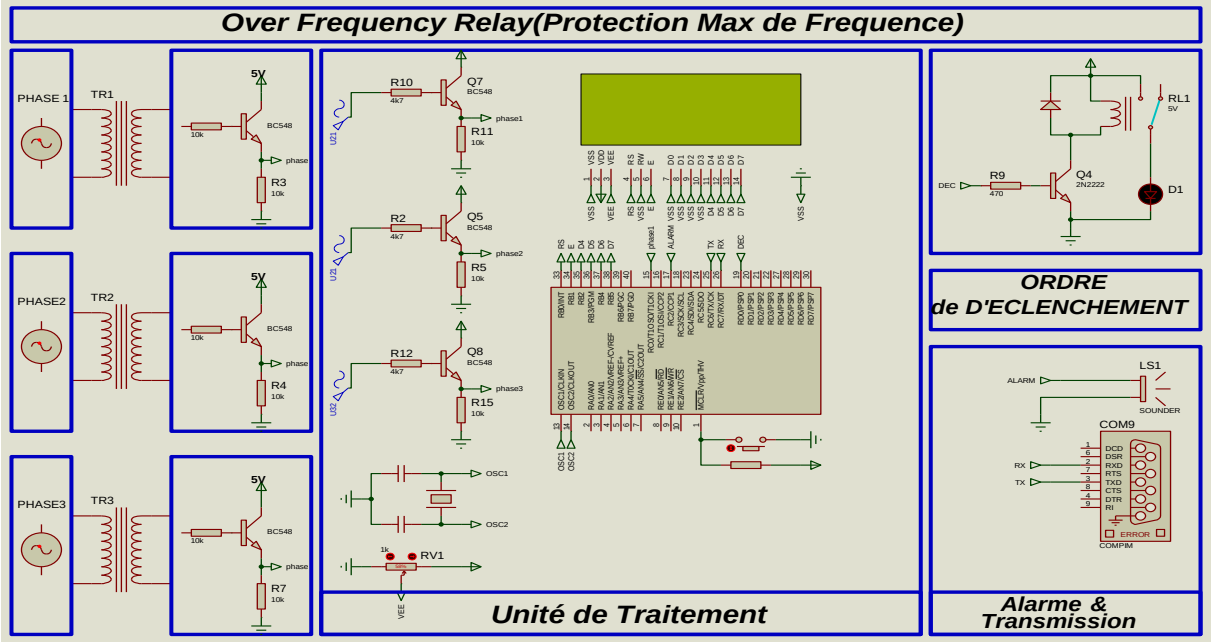


Figure N°38 : Over Frequency Relay.

Cette protection permet de détecter les défauts maximum de fréquence, si le microcontrôleur détecte qu'il y a une sur tension il va donner un ordre de déclenchement de disjoncteur pour protéger l'installation.

3.6. Protection Minimum de Fréquence (Under Frequency Relay) :

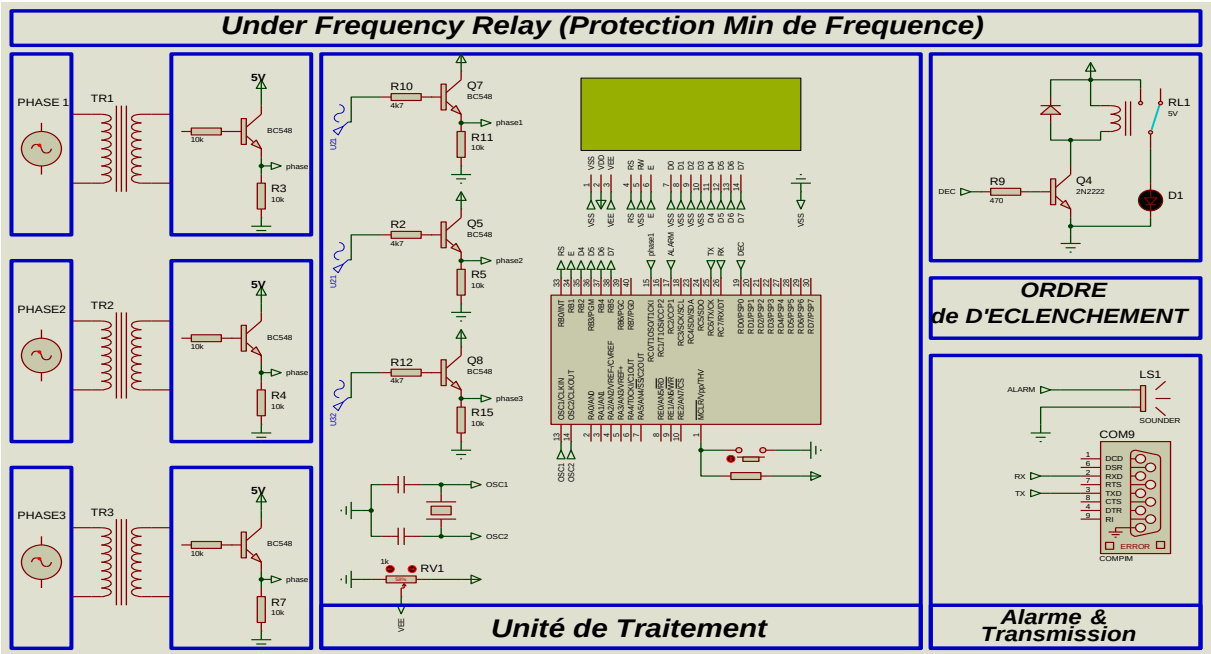


Figure N°39 : Under Frequency Relay.

Cette protection permet de détecter les défauts minimum de fréquence, si le microcontrôleur détecte qu'il y a une sur tension il va donner un ordre de déclenchement de disjoncteur pour protéger l'installation.

3.7. Interface Poste Opérateur pour la Supervision d'état des protections :

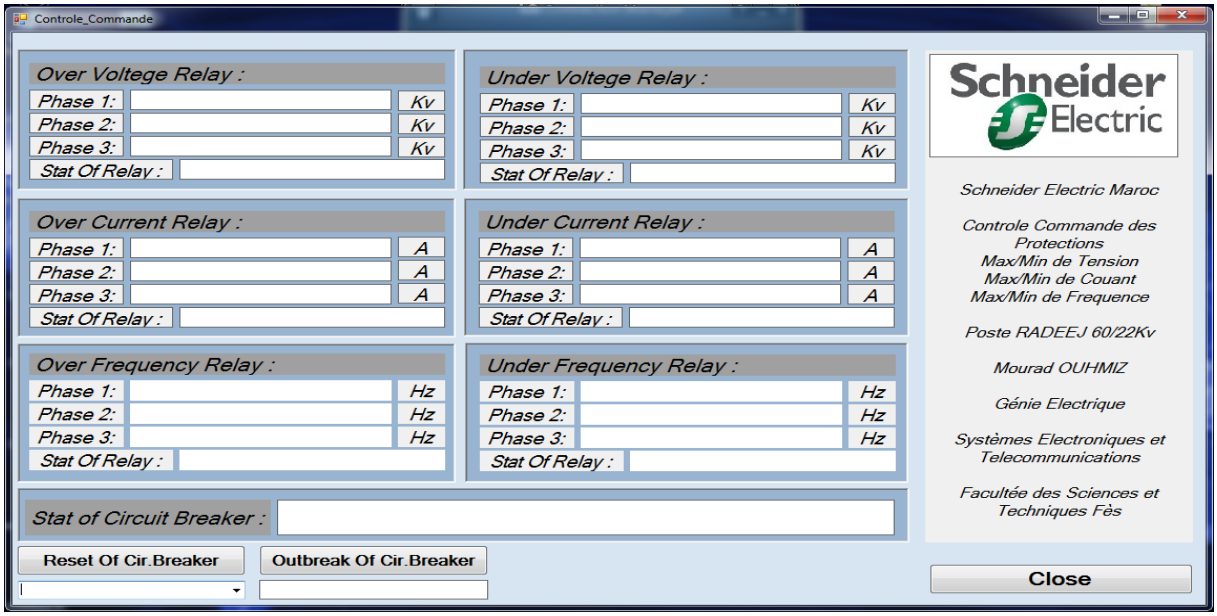


Figure N°40 : Monitoring Interface.

Cette interface permet à l'operateur de visualiser l'état de chaque relais, les mesures de chaque ligne. S'il y a un défaut au niveau des postes électriques, elle permet aussi de donner un ordre d'ouverture et de fermeture de disjoncteur.

4. Simulation :

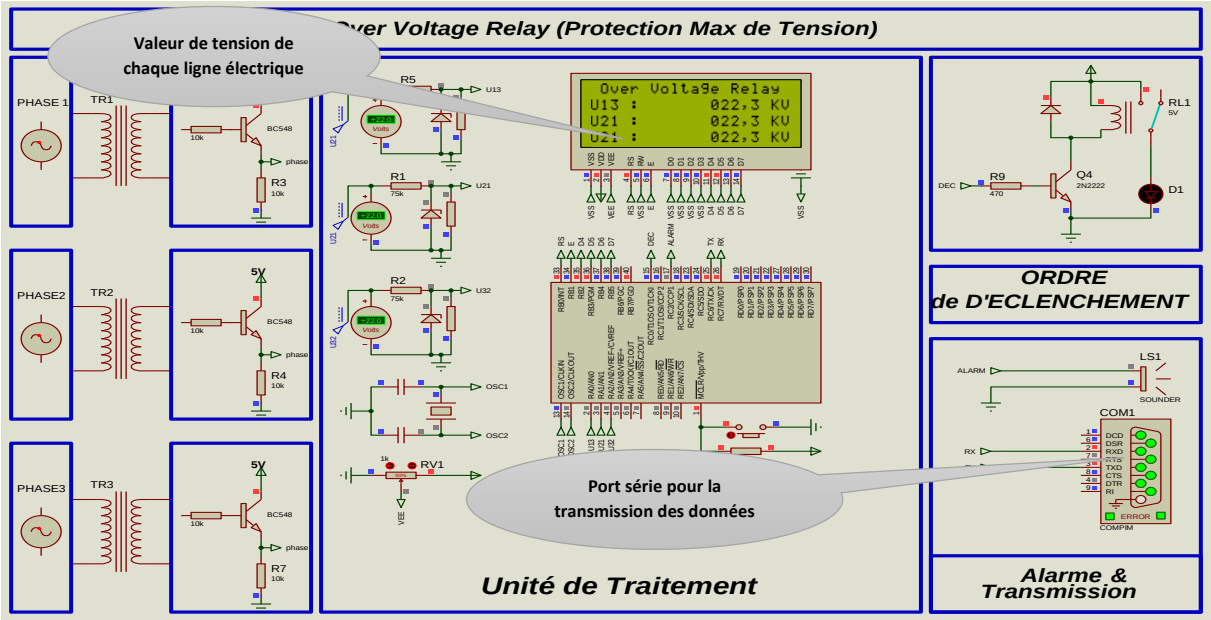


Figure N°41 : Simulation de la protection Max Tension.

Cette protection permet de détecter les défauts maximum de tension, si le microcontrôleur détecte qu'il y a une sur tension, il donne un ordre de déclenchement de disjoncteur pour protéger installation.

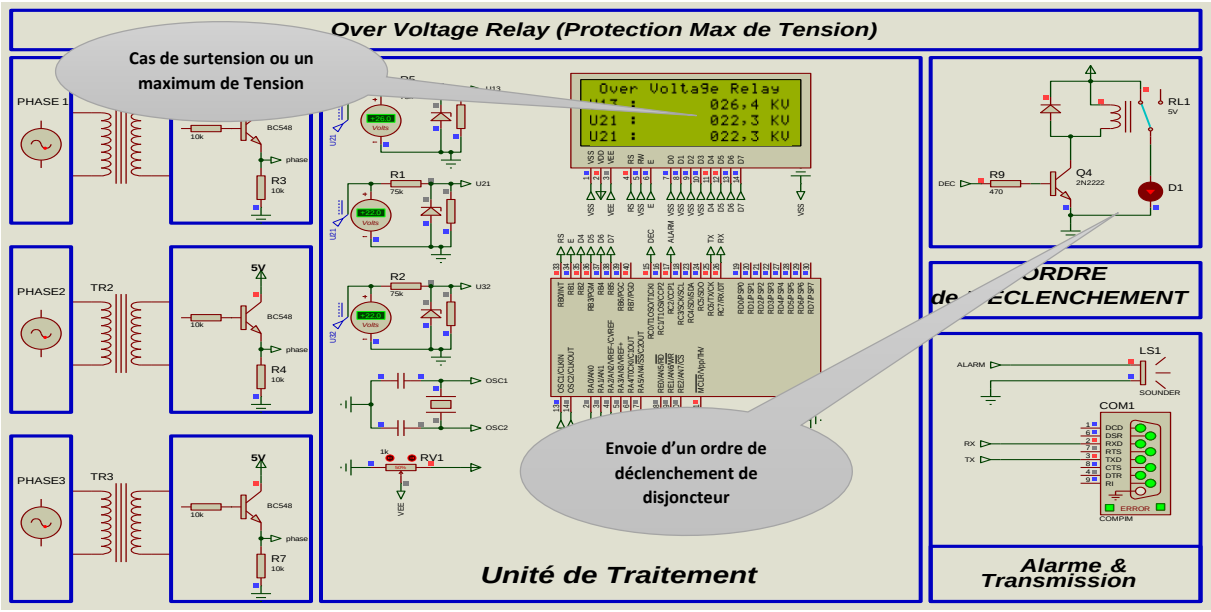


Figure N°42 : Simulation d'un défaut Max Tension.

Lors d'une variation de tension (sur tension), le microcontrôleur détecte cette variation indésirable, il traite les données, et il donne un ordre d'élimination de ce défaut par l'ouverture du disjoncteur, au même temps il envoie c'est informations à l'operateur.

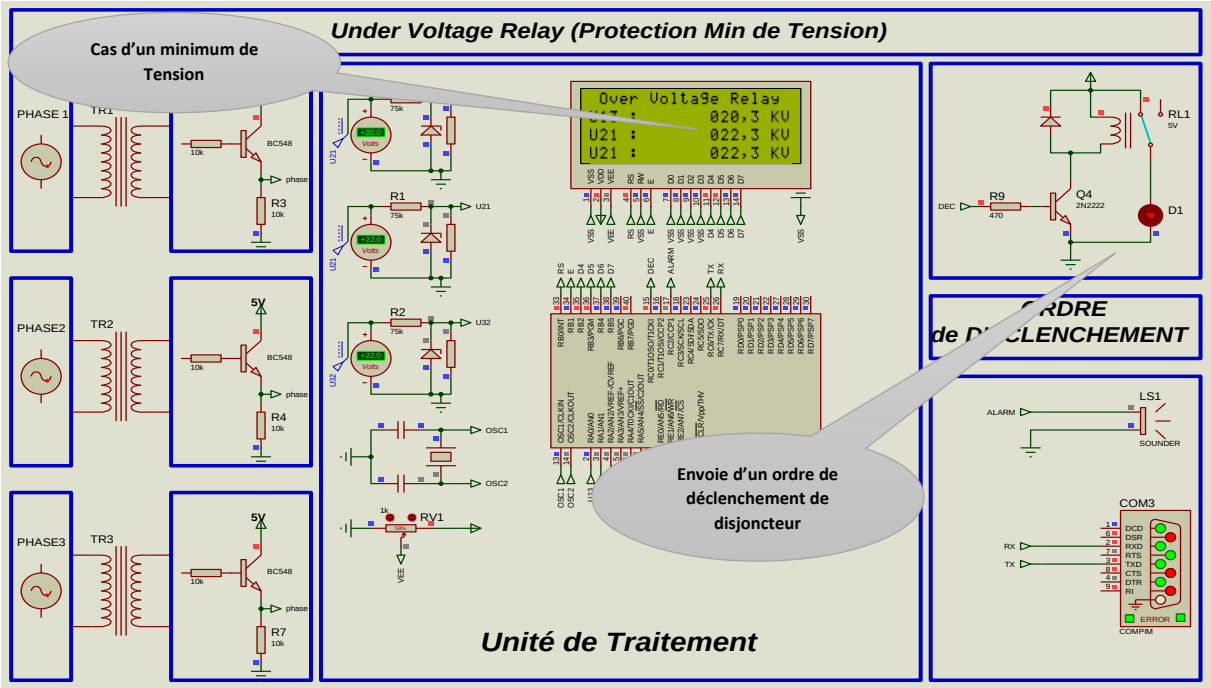


Figure N°43 : Simulation d'un défaut Min Tension.

Lors d'une variation de tension (manque de tension), le microcontrôleur détecte cette variation indésirable, il traite les données, et il donne un ordre d'élimination de ce défaut par l'ouverture du disjoncteur, au même temps il envoie c'est informations à l'operateur.

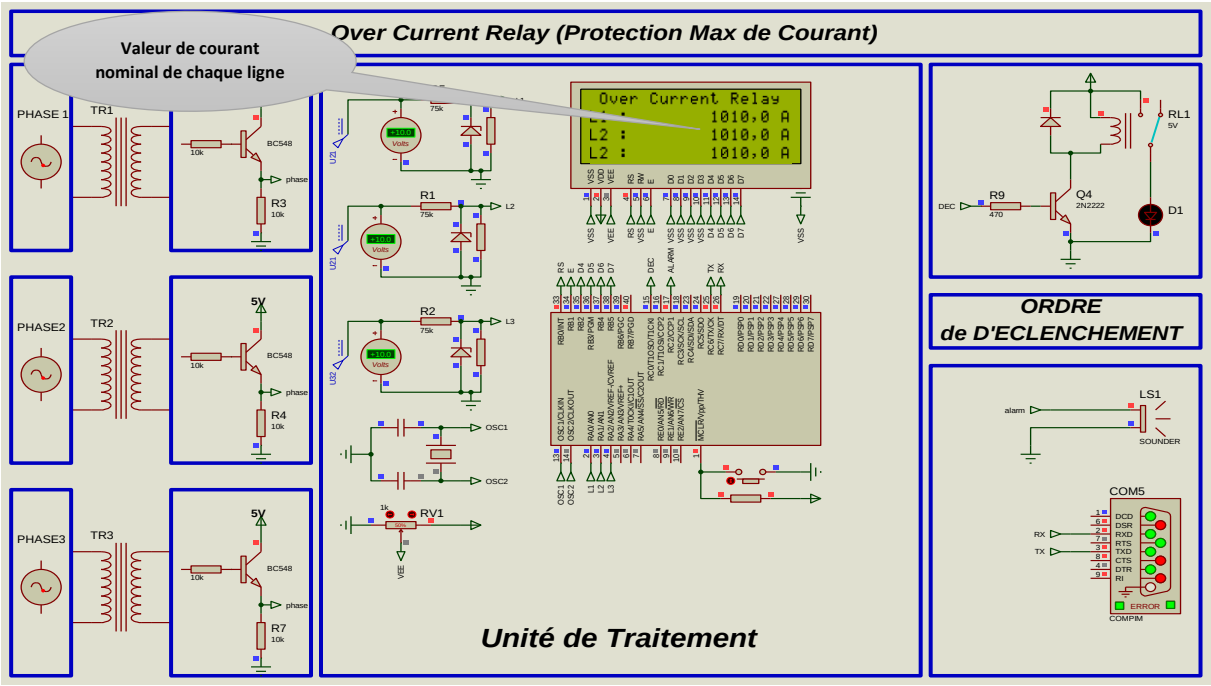


Figure N°44 : Simulation de la Protection Max Courant.

Les transformateurs de courant donnent au relais une image de courant circulant dans les lignes, le microcontrôleur permet de traiter ces informations, il les affiche, au même temps il envoie c'est informations à l'operateur.

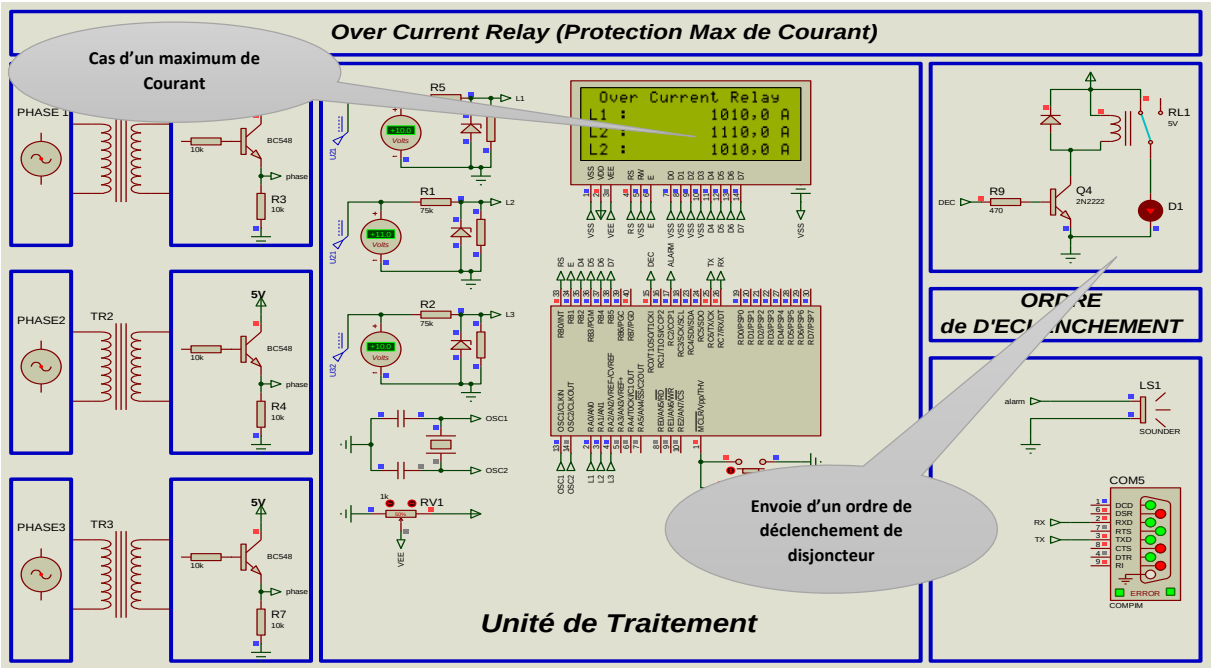


Figure N°45 : Simulation d'un défaut Max Courant.

Lors d'une variation de courant (sur intensité), le microcontrôleur détecte cette variation indésirable, il traite les données, et il donne un ordre d'élimination de ce défaut par l'ouverture du disjoncteur, au même temps il envoie c'est informations à l'operateur.

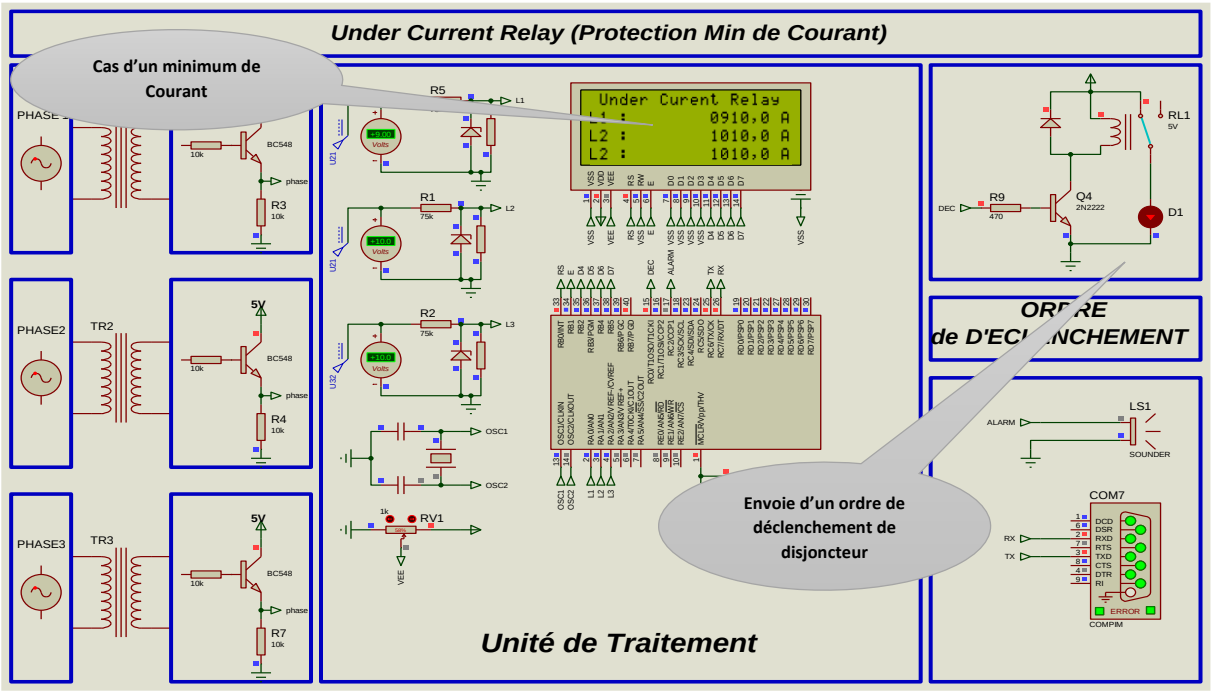


Figure N°46 : Simulation d'un défaut Min Courant.

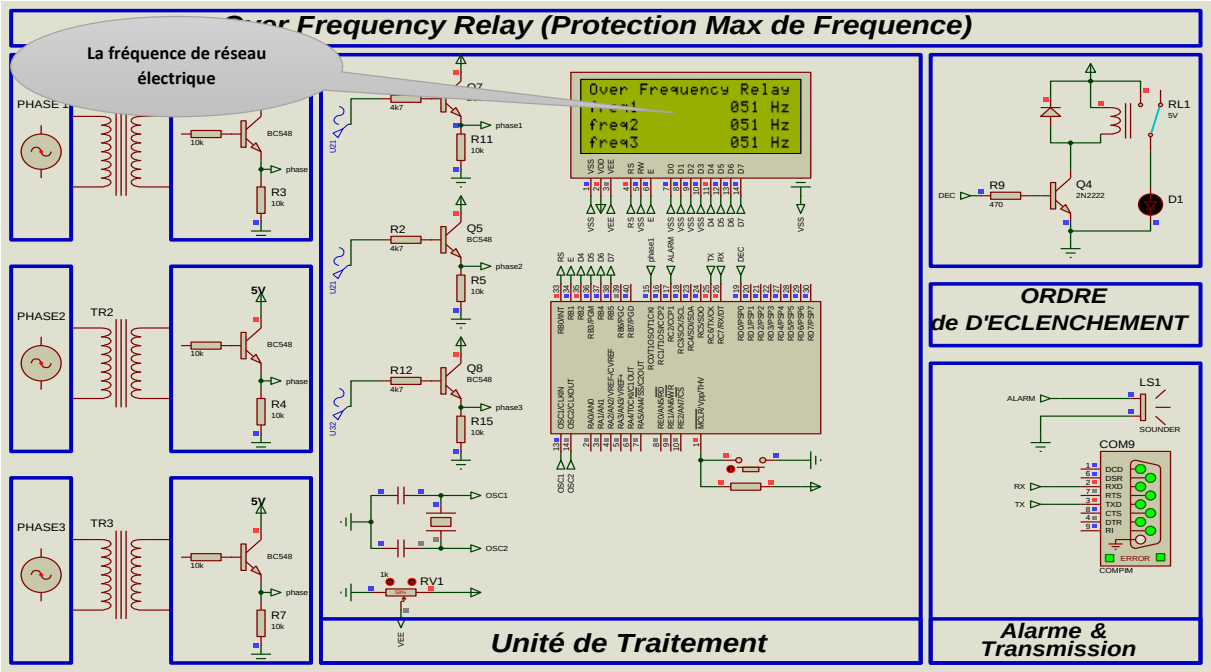


Figure N°47 : Simulation la Protection Max Fréquence.

Le microcontrôleur mesure la fréquence de réseau, il permet de donner un ordre de déclenchent s'il y a un défaut de fréquence, au même temps il envoie c'est informations à l'operateur.

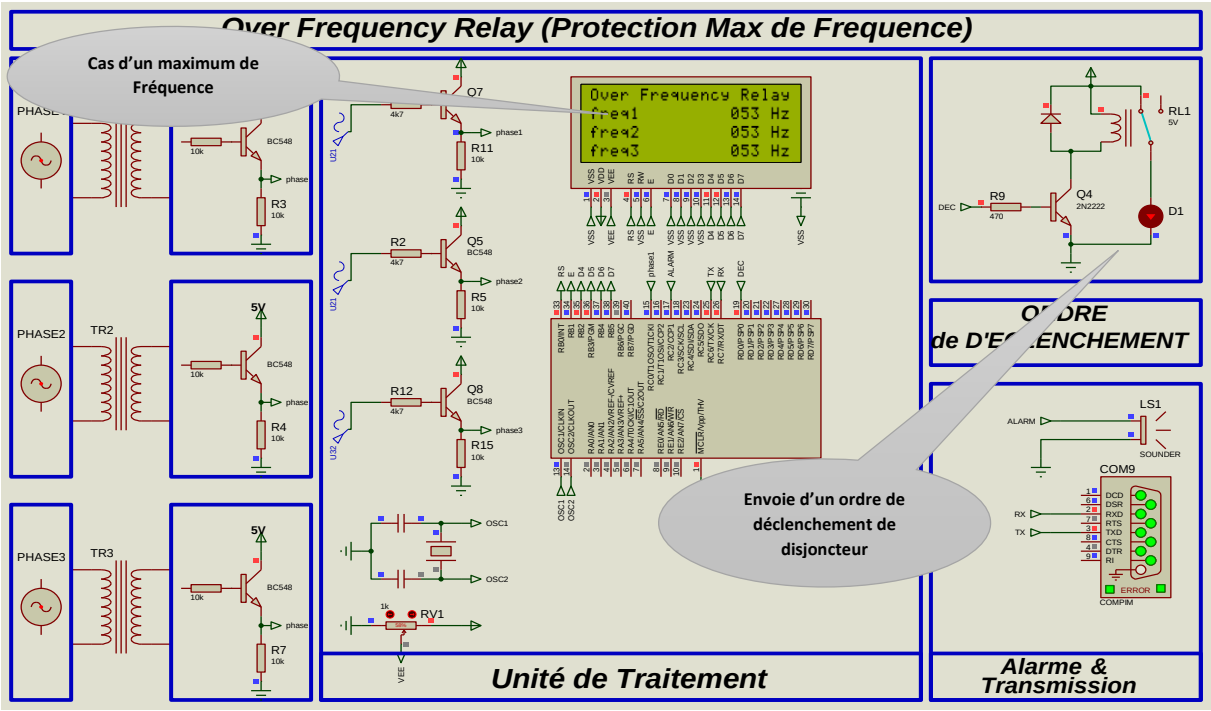


Figure N°48 : Simulation d'un défaut Max Fréquence.

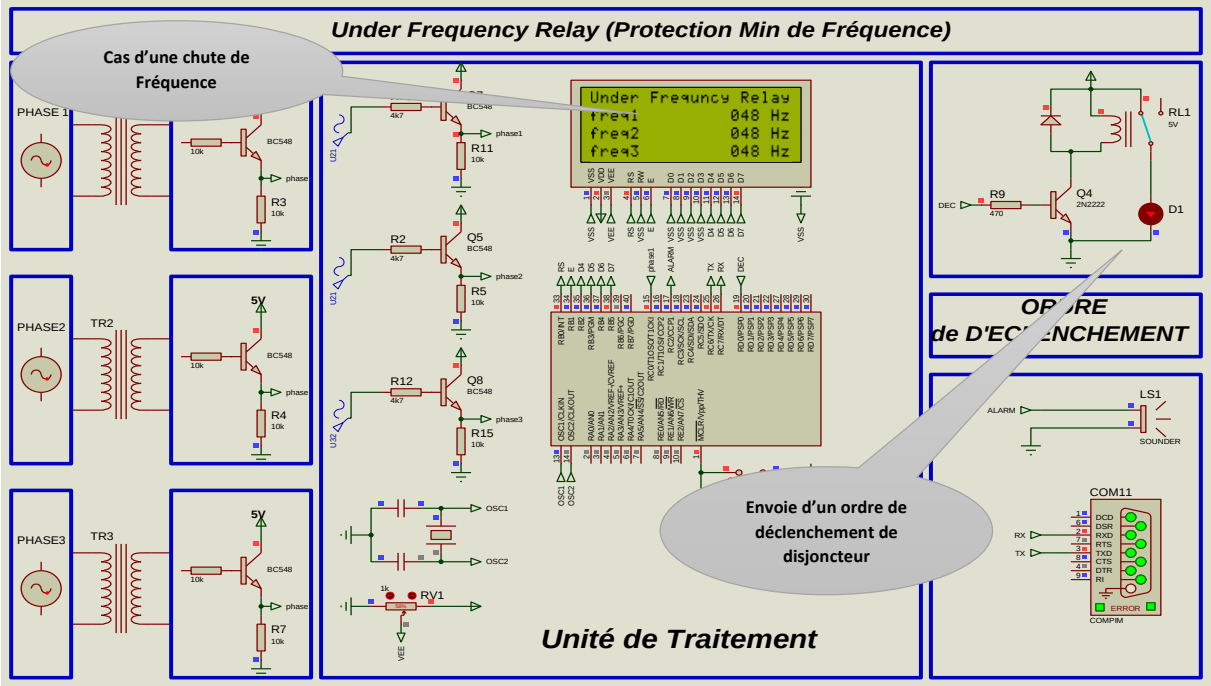


Figure N°49 : Simulation d'un défaut chute de Fréquence.

Les deux figures ci-dessus présentent un défaut détecté par le relais (max/min de fréquence), le microcontrôleur détecte ces variation, il lance une alarme après un temps, et un déclenchement de disjoncteur.

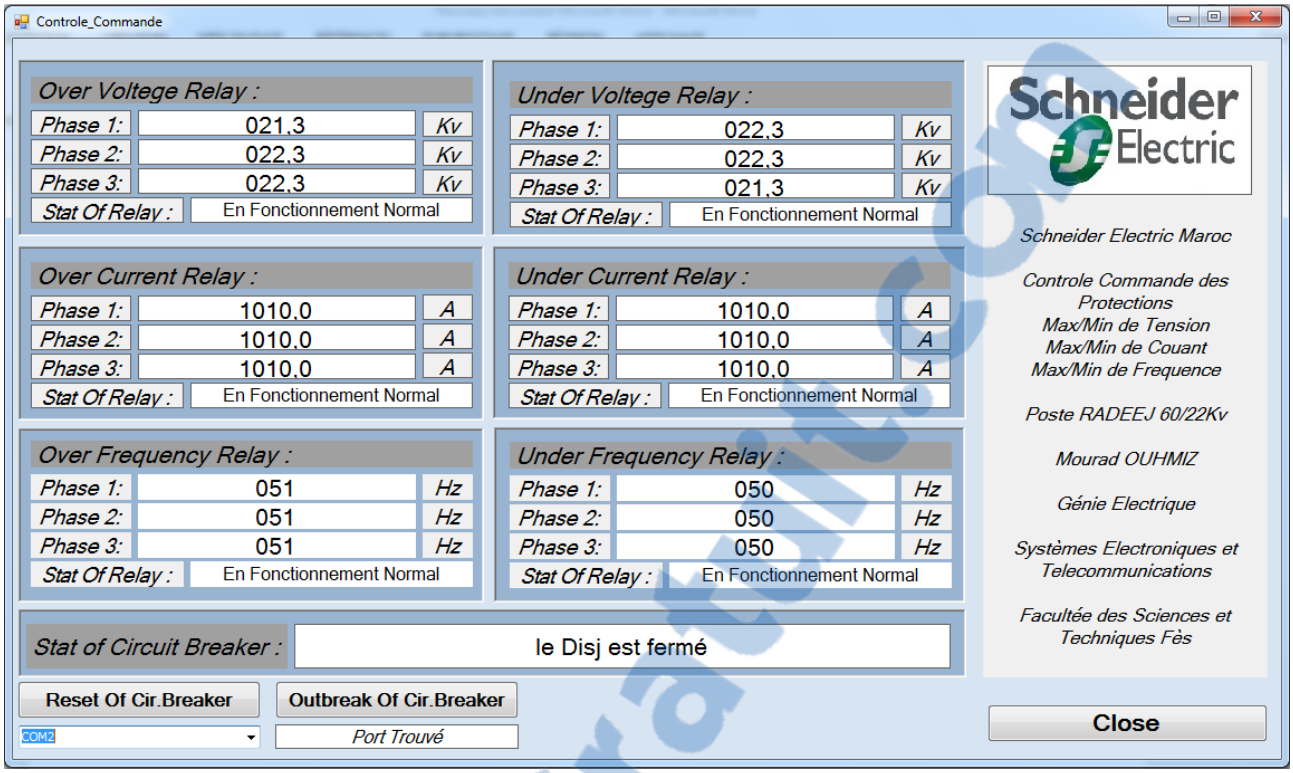


Figure N°50 : Simulation des différentes mesures et état de disjoncteur.

L'acquisition des données(les différentes mesures de chaque ligne) se fait toujours en temps réel, et chaque variation de mesure (défaut) va être détectée.

Lors d'une maintenance par exemple ça nécessite un isolement de l'énergie soit par des sectionneurs soit par un ordre d'ouverture de disjoncteur.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons décrit le système de contrôle commande, les différents équipements et les tranches existants dans ce système, après nous avons proposé une interface de supervision de l'état de chaque relais, et testé sans fonctionnement.

Rapport-Gratuit.com

Chapitre N°5
Alimentation des Navires de la Marine Royale Casa Blanca (Projet Chorbox) :

Contenu :

Dans cette partie on va donner une description de cahier de charge du Projet d'alimentation des navires au sein de la marine royale de Casa Blanca. Après on va étudier la problématique, proposer des solutions, faire des Simulation…

.

I. Présentation Cahier de Charge :

Le besoin énergétique des navires est donné par des dispositifs autonomes appelés « Groupe Diesel », se sont des équipements capable de produire l'électricité, ils sont constitués des moteurs diesels (ou thermiques pour les groupes électrogènes) qui actionnent des alternateurs.

L'Etat a demandé l'arrêt des Groupe Diesel des navires lors de stationnement de ces derniers dans le port et ONE va donner tout le besoin énergétique de chaque navire.

Figure N°51 : Alimentation externe pour les navires.

- ✓ **Problématique :**

Le réseau l'ONE délivre un réseau électrique de caractéristiques :

- Tension à l'arrivé de la Marine Royale est : 22 KV.
- Fréquence : 50 Hz.

Les Equipements électriques des navires fonctionnent à :

- Tension : 380 V.
- Fréquence : 60 Hz.

Le problème consiste que le réseau et la charge (navires) ne sont pas compatible, ce qui nécessite d'intégrer un équipement qui réalise l'adaptation du réseau avec la charge.

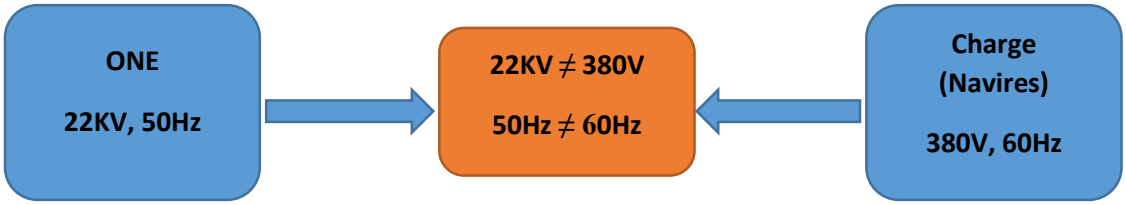


Figure N°52 : Illustration du problème d'adaptation réseau-charge.

Alors il faut des équipements qui font une transformation de la Tension et la fréquence à la foi pour rendre le réseau compatible avec la charge.

Notre travail consiste à faire l'étude et la conception d'un équipement qui transforme le réseau ONE (22KV, 50Hz) à un réseau (380V, 60Hz) avec un minimum de perte.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Les équipements utilisés dans ce travail sont :

- Les Transformateurs.
- Les cellules de Protection.
- Les onduleurs.

✓ **Prototype :**

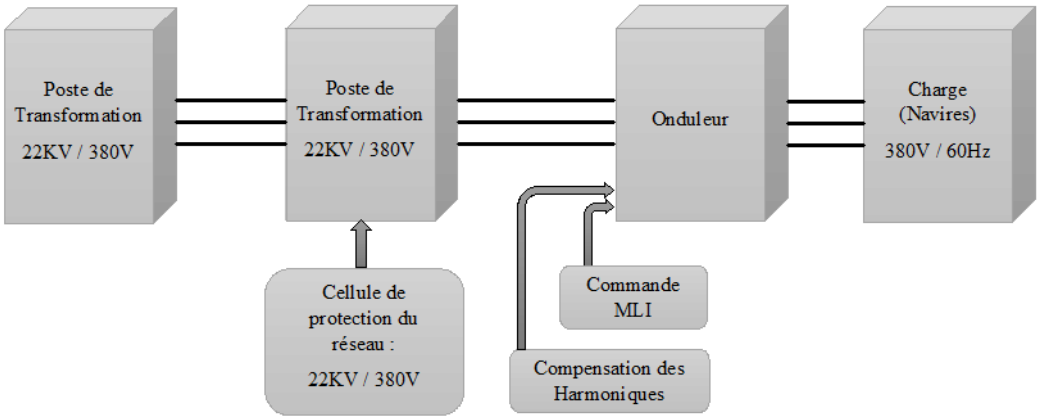


Figure N°53 : Prototype utilisé dans notre projet chorbox.

II. Généralité :

1. C'est quoi un Onduleur :

Un Onduleur est un dispositif permettant de protéger des matériels électronique. Il s'agit ainsi d'un boitier placé en interface entre le réseau électrique (branché sur le secteur) et les matériels à protéger.

Il s'agit d'un dispositif d'électronique de puissance permettant de délivrer des tensions et des courants alternatifs à partir d'une source d'énergie électrique continue. C'est la fonction inverse d'un redresseur. C'est un convertisseur de type continu/alternatif.

Les Onduleurs sont des structures en pont constituées le plus souvent d'interrupteurs électroniques tels que les IGBT, des transistors de puissance ou thyristors. Par un jeu de commutations commandées de manière appropriée MLI (Modulation de la Largeur d'Impulsion), on module la source afin d'obtenir un signal alternatif de **fréquence désirée.**

2. Utilisations :

En cas des problèmes électrique, l'onduleur peut faire basculer un appareil électrique sur une batterie de secours pendant quelques minutes. Exemples :

✓ **Microcoupures des courants** : Coupures électrique de quelque milliseconde.
✓ **Coupure électrique** : Correspondant à une rupture en alimentation électrique pendant un certain temps.

- ✓ **Surtension** : lorsqu'on a une tension supérieure à la tension maximale autorisée sur un appareil électrique.
- ✓ **Sous-tension** : Lorsqu'on a une tension inférieure à la tension maximale autorisée sur un appareil électrique.
- ✓ **Pics de tension** : Il s'agit de surtensions instantanées (pendant un temps très court) et de forte amplitude qui peuvent à terme endommager les composants électriques.
- ✓ **Foudre** : Représentant une surtension très importante intervenant brusquement lors d'intempéries.

La majeure partie des perturbations sont tolérées par les systèmes informatiques, mais elles peuvent parfois causes des pertes des données et des interruptions de service, voire des dégâts matériels.

- L'onduleur permet de « lisser » la tension électrique.
- Supprimer les crêtes qui dépassent un certain seuil.
- Délivrer une tension de fréquence désirée.

En cas de coupure de courant, l'énergie emmagasinée dans la batterie de secours permet de maintenir l'alimentation des matériels pendant un certain temps. Au-delà, l'onduleur peut faire basculer vers d'autres sources d'énergie.

3. Les différents problèmes :

3.1. Coupure complète du courant :

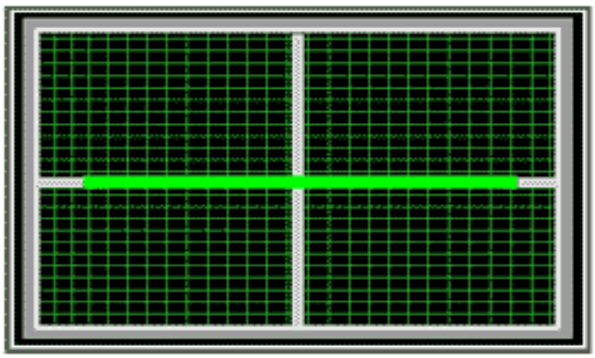


Figure N° 54 : Coupure complète du courant.

Cette coupure provient généralement d'une panne de l'installation du fournisseur électrique ou d'un disjoncteur.

3.2. Surtension :

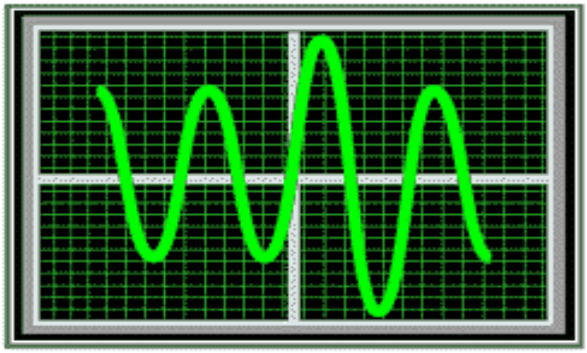


Figure N°55 : Surtension.

La tension du réseau est supérieure à la tension pour la quelle les alimentation sont conçues. Ceci est spécifique aux installations proches des cabines électrique "Haute tension".

3.3. Sous-tension :

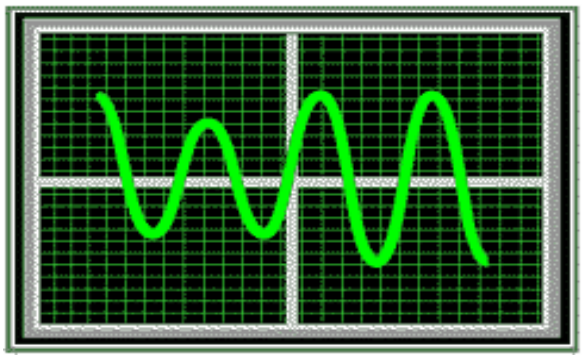


Figure N°56 : Sous-tension.

La tension est inférieure à celle pour laquelles les allimentations sont conçues. Une sous-tension est généralement provoquée par une augementation soudaine de la consommation électrique sur le réseau par le démarrage de dispositifs électriques lourds : Moteurs, Compresseurs, Ascenseurs,…

3.4. Parasites :

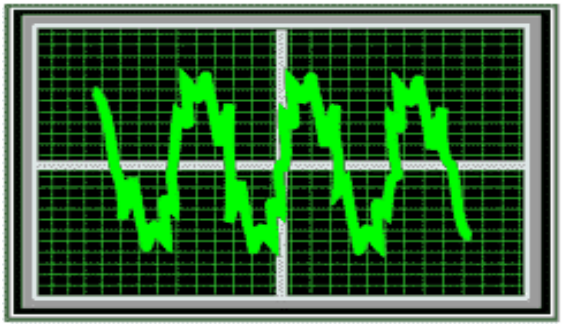


Figure N°57 : les Parasites.

Signaux parasites transitant en même temps que le signal électrique de base.

3.5. Micro coupures et variations des fréquences :

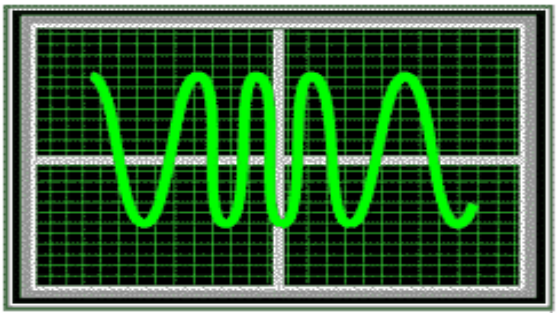


Figure N°58 : Les Micro-coupures et variations des fréquences .

Ce défaut d'alimentation intervient pricipalement lorsque l'alimentation est fournie par des groupes électriques.

3.6. Pics des tensions :

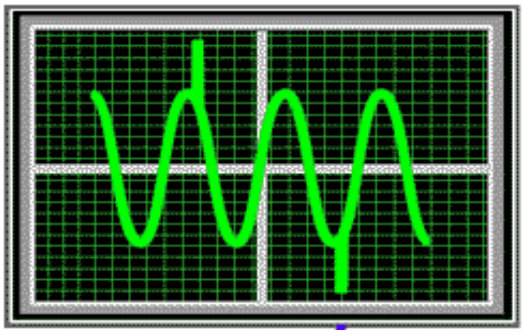


Figure N°59 : Pics des tensions.

Sur tensions de durée très faible (moins de 1/120 seconde), mais d'une tension peuve atteindre 1000V et plus. Un pics de tension est provoqué par l'arrêt des différentes machines des fortes puissances, qui dissipent la tension excédentaire sur le réseau. Ce pic de tension peut aussi être provoqué par la foudre qui touche une ligne électrique.

3.7. Distorsion du signal :

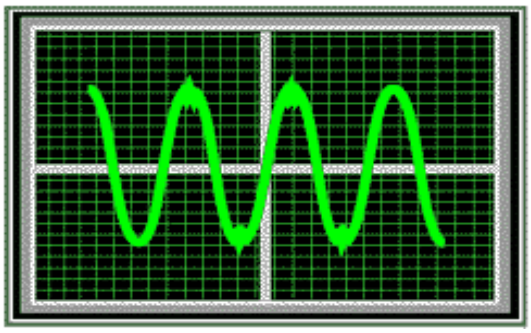


Figure N°60 : Distorsion du signal.

Comment va se comporter notre onduleur dans ces cas :

4. Les composants d'un Onduleur :

L'onduleur est composé de 9 parties principales :

- ✓ l'Antiparasite (ou Filtre).
- ✓ le Parafoudre.
- ✓ la Batterie.
- ✓ le Booster.
- ✓ le By-Pass.
- ✓ le Convertisseur DC/AC.
- ✓ le Redresseur.
- ✓ le Transformateur.

4.1. L'antiparasites (ou Filtre) :

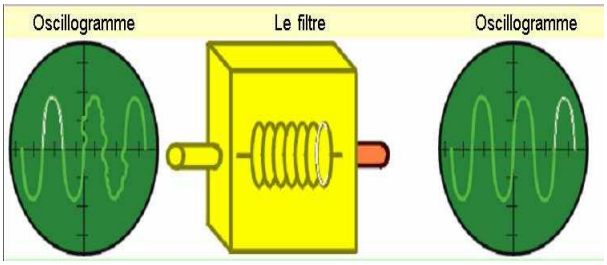


Figure N°61 : L'antiparasites (ou filtre).

Le Filtre est composé des selfs (inductances) et de condensateurs. Il bloque les parasites de Haute Fréquence (HF), ainsi il lisse la tension pour délivrer un signal compatible avec les équipements électrique.

4.2. Le Parafoudre :

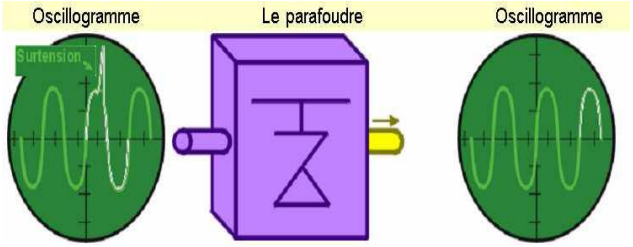


Figure N°62 : Le parafoudre.

Il enlève les crêtes des surtensions lorsque celles-ci dépassent une tension de seuil. Il se comporte comme un court-circuit dynamique, ainsi le surplus d'énergie est atténué, le rendant compatible avec les équipements électriques.

4.3. La Batterie :

La batterie consiste la réserve d'énergie électrique qui va permettre à l'onduleur de continuer à fonctionner pendant les coupures de courant. En fonction de son procédé de fabrication, elle peut avoir une dureé de vie de 5 à 10 ans. La durée de vie dépend essentiellement de la température ambiante.

Elle est dimensionnée en général pour une autonomie de 10 minutes dans le cas de particuliers.

4.4. Le Booster :

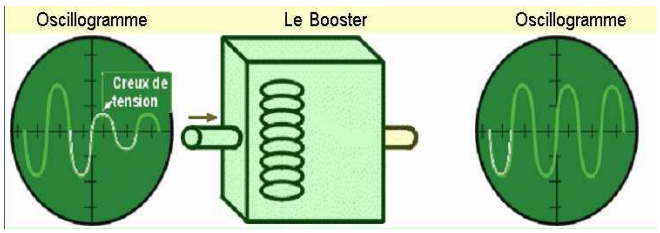


Figure N°63 : Le booster.

Il joue le rôle d'un régulateur. Lorsque la tension baisse, il amplifi (rehausse) cette dernière pour la maintenir dans une tolérance compatible avec les équipements électriques. Dans le cas ou la tension monte, il l'abaisse.

4.5. Le By-Pass :

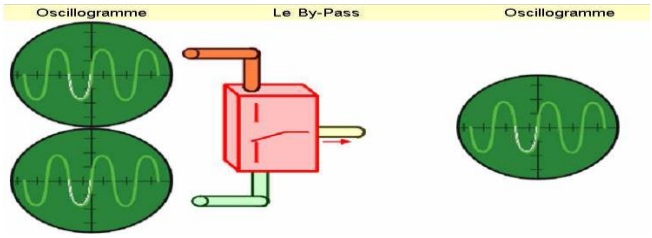


Figure N°64 : Le by-pass.

Le By-Pass est composé d'un commutateur électronique. C'est un système de secours qui permet en cas de panne de l'onduleur de transferer l'alimentation des équipements vers le réseau brut, il permet également d'effectuer la maintenance sur l'onduleur sans arrêter de l'alimentation.

4.6. Le Convertisseur DC/AC :

Il existe plusieurs types des convertisseurs DC/AC dans les onduleurs, ceux qui sortent du courant de forme sinusoidale et ceux qui le sorte de forme pseudo-sinusoidale. Ils convertissent le courant continu de la batterie ou du redresseur en courant alternatif régulé et sans coupure pour alimenter la charge.

4.6.1. Pseudo-Sinusoidale :

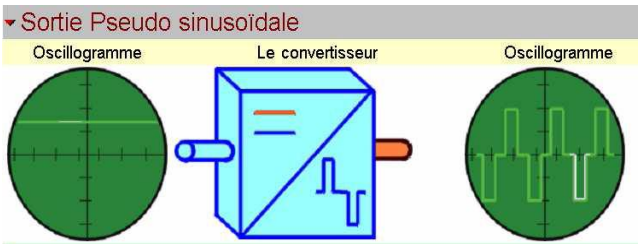


Figure N°65 : Le pseudo-sinusoidale.

Ce courant est appelé alternatif pseudo-sinusoidale car il est positif et négatif toutes les 10 millisecondes et il s'approche d'une sinusoide. Cette forme d'onde ne peut alimenter que les alimentations à découpage.

4.6.2. Sinusoidale :

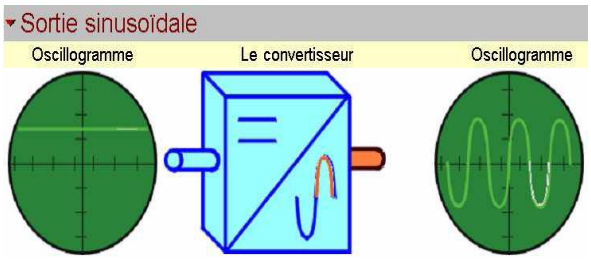


Figure N°66 : Le sinusoidale.

4.7. Le Redresseur (ou charge) :

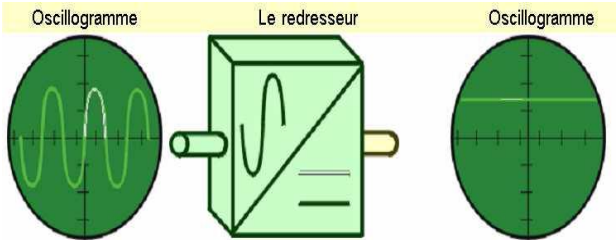


Figure N°67 : Le redresseur.

Il convertit le courant alternatif du réseau en courant continu pour alimenter la batterie.

4.8. Le Transformateur :

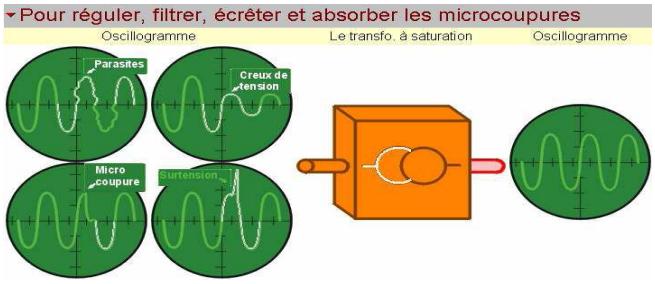


Figure N°68 : Le transformateur.

Il permet un isolement galvanique entre l'entrée et la sortie. Ce permet d'avoir un réseau électrique de haute qualité complétement indépendant du réseau brut. Grâce à l'isolement qu'il procure, il est possible de raccorder le neutre en aval à la terre.

III. La pollution harmonique :

1. Définition, origine et types d'harmoniques :

Les harmoniques sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont la fréquence est un multiple entier (k) de la fréquence du réseau de distribution, appelée fréquence fondamentale (50 à 60 Hz).

Lorsqu'elles sont combinées à la tension ou au courant fondamental sinusoïdal, les harmoniques provoquent la distorsion de la forme d'onde de la tension ou du courant.

Les harmoniques sont généralement nommées hk, où k est le rang de l'harmonique.

- ✓ U_{hk}ou I_{hk}indique le type d'harmonique (tension ou courant).
- ✓ U_{hk} ou U_{hk} désigne la tension ou le courant sinusoïdal à 50 ou 60 Hz lorsqu'il n'y a pas d'harmoniques (tension ou courant fondamental).

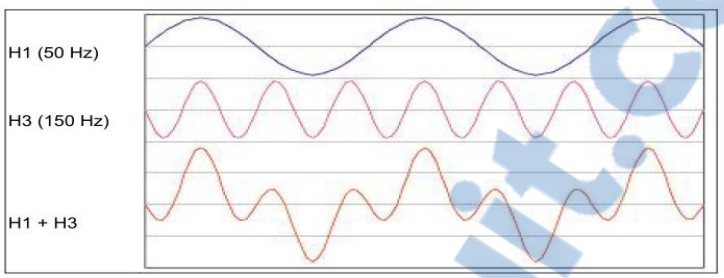


Figure N°69 : Distorsion de H1 (la fondamentale) par H3 (harmonique de troisième rang).

Les charges non linéaires en sont la cause :

Les équipements incorporant des dispositifs électroniques d'alimentation sont la principale cause des harmoniques. Pour alimenter les composants électroniques en courant continu, l'équipement dispose d'une alimentation à découpage avec un redresseur à l'entrée qui génère des courants harmoniques.

Il s'agit, par exemple, d'ordinateurs, de variateurs de vitesse, etc. Les autres charges causent une distorsion du courant à cause de leur mode de fonctionnement et génèrent aussi des harmoniques.

Figure N°70 : Exemples de charges non linéaires causant des harmoniques.

2. Charges linéaires et non linéaires

Le réseau électrique fournit aux charges une tension sinusoidale de 50 Hz. La forme d'onde du courant fourni par la source en réponse aux besoins de la charge dépend du type de charge.

2.1. Charges linéaires

Le courant absorbé est sinusoïdal avec la même fréquence que la tension. Le courant peut être en retard (déphasage, angle ϕ) par rapport à la tension.

- ✓ La loi d'Ohm définit une relation linéaire entre la tension et le courant $U = Z * I$ avec un coefficient constant, l'impédance de charge. Le rapport entre le courant et la tension est linéaire. C'est parce

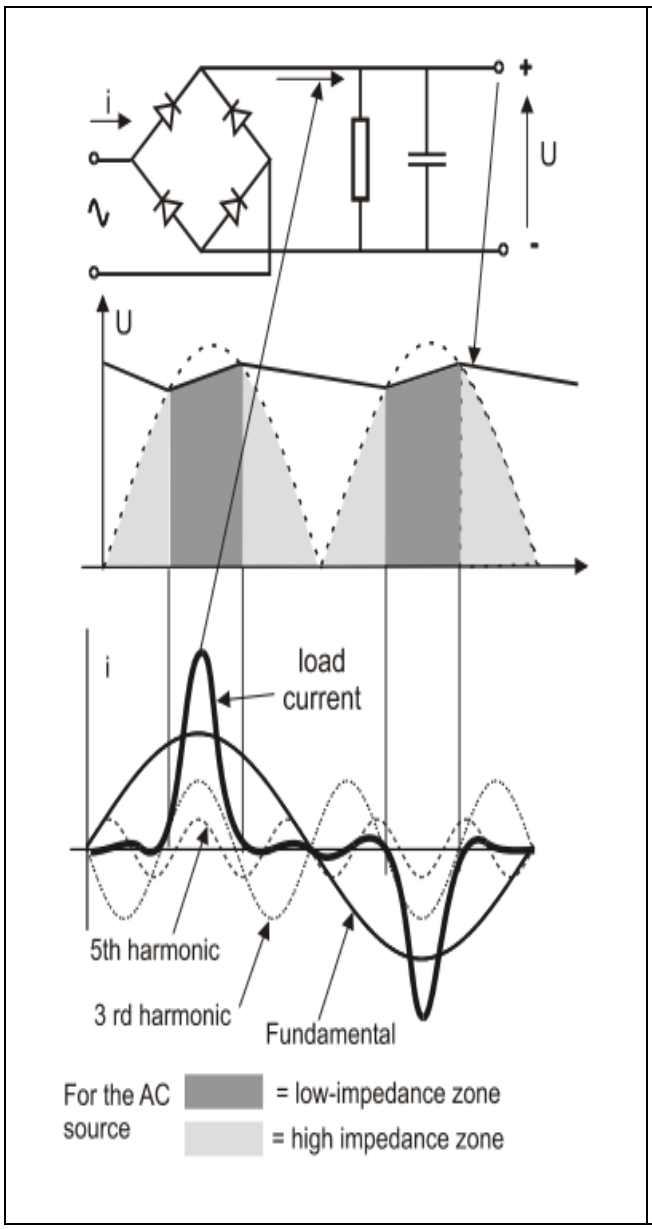
Rapport-Gratuit.com

qu'elles sont conformes à cette loi qu'on nomme linéaires des charges telles que les ampoules classiques, les systèmes de chauffage, les charges résistives, les moteurs, les transformateurs, etc…

- ✓ Elles ne contiennent aucun composant électronique actif, seulement des résistances (R), des bobines d'inductance (L) et des condensateurs (C).

2.2. Charges non linéaires

- ✓ Le courant absorbé par la charge est périodique, mais pas sinusoidal : la forme d'onde du courant est déformée par les courants harmoniques.
- ✓ La loi d'ohm définissant le rapport entre la tension totale et le courant (1) n'est plus valide car l'impédance de la charge varie au cours d'une période. Le rapport entre le courant et la tension n'est pas linéaire.



Un bon exemple est les charges RCD (résistances, condensateurs, diodes) qui se trouvent dans la majeure partie des alimentations électriques utilisées avec les dispositifs électroniques.

- ✓ Le condensateur C, en régime stable, ne se charge que si la tension de ligne instantanée est supérieure à la tension entre ses bornes.
- ✓ À partir de ce point, l'impédance de charge est faible (diode allumée). Avant, l'impédance était importante (diode éteinte).
- ✓ L'impédance d'une charge non linéaire varie donc en fonction de la tension entre ses bornes.
- ✓ L'impédance n'est pas constante et la tension et le courant ne sont plus sinusoïdaux.
- ✓ La forme du courant est plus complexe, et peut être représentée, en utilisant le théorème de Fourier, en ajoutant :
- ✓ un courant avec la même fréquence f que la tension, appelé « composante fondamentale ».
- ✓ d'autres courants dont les fréquences k*f (k est un nombre entier > 1) sont appelées harmoniques.
- ✓ La figure donne une idée générale du courant de charge en ne montrant que deux rangs d'harmoniques, IH3 et IH5.

Figure N°71 : Tension et courant des charges non linéaires.

3. Types d'harmoniques et aspects spécifiques des harmoniques à séquence zéro :

3.1. Types d'harmoniques :

Les charges non linéaires causent trois types de courants harmoniques, tous de rang impair (car la sinusoïde est une fonction impaire).

- ✓ Harmoniques H7, H13, …. : séquence positive.
- ✓ Harmoniques H5, H11, …. : séquence négative.
- ✓ Harmoniques H3, H9, …. : séquence zéro.

3.2. Aspects spécifiques des harmoniques à séquence zéro H3 :

Les courants harmoniques à séquence zéro dans les systèmes triphasés s'accumulent dans le conducteur du neutre.

Comme leur rang est un multiple du nombre de phases (3), les harmoniques coïncident avec de déphasage (un tiers de période) des courants de phase.

La figure suivante illustre ce phénomène sur une période. Les courants des trois phases sont déphasés d'un tiers de période (T/3), c'est-à-dire que les harmoniques I_{h3} respectives I_{h1} sont en phase et que les valeurs instantanées s'ajoutent. Par conséquent :

- ✓ Quand il n'y a pas d'harmoniques, le courant dans le neutre est égal à zéro : $I_N = I_1 + I_2 + I_3 = 0$
- ✓ Quand il y a des harmoniques, le courant dans le neutre est égal à : $I_N = I_1 + I_2 + I_3 = 3 * I_{h3}$

Il est donc nécessaire de faire particulièrement attention à ce type d'harmoniques dans les installations ayant un neutre distribué.

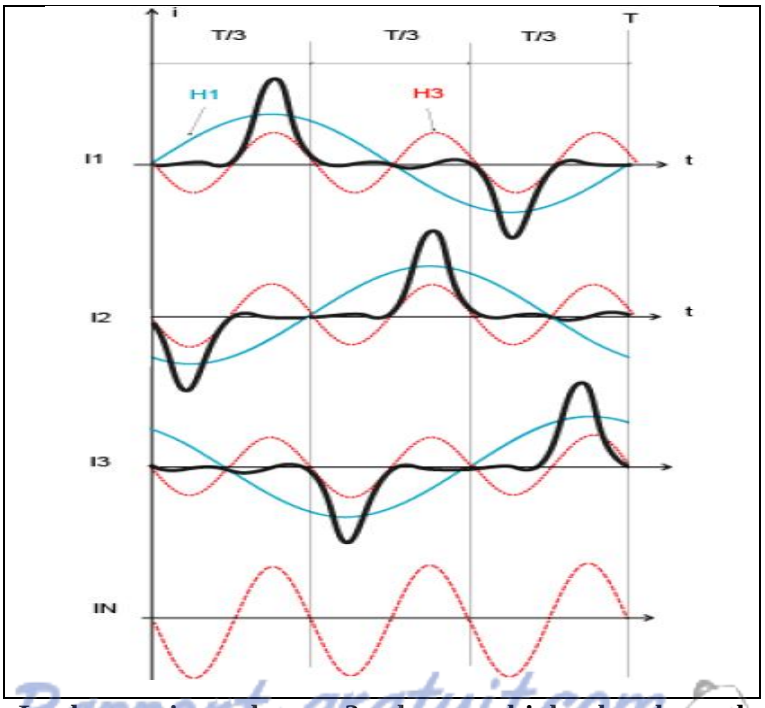


Figure N°72 : Les harmoniques de rang 3 et leurs multiples dans le conducteur neutre.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

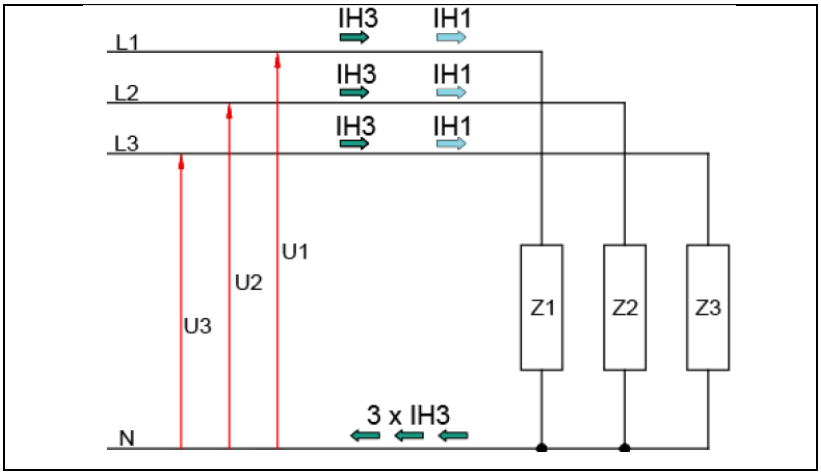


Figure N°73 : le courant circulant dans conducteur neutre.

L'analyse harmonique d'un courant non linéaire consiste à déterminer les éléments suivants :

- ✓ le rang des harmoniques présentes dans le courant ;
- ✓ l'importance relative de chaque rang.

4. Calcul des Valeur efficaces des harmoniques et des puissances :

Il est possible de mesurer la valeur efficace de chaque rang d'harmonique car les différents courants harmoniques sont sinusoidaux, mais leurs fréquences sont des multiples différents de la fréquence fondamentale.

- ✓ I_{h1} est l'harmonique fondamentale (50 Hz).
- ✓ I_{hk} est l'harmonique d'ordre k, où k est le rang d'harmonique (k fois 50 Hz).

L'analyse harmonique est utilisée pour déterminer les valeurs.

4.1. Calcul de la valeur efficace :

4.1.1. Dans le cas d'un courant électrique de fréquence f :

$$i(t) = i_{moy} + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} * I_n * \sin(n\omega t + \varphi_n) \quad [10]$$

Avec :

- ✓ i_{moy} : la valeur moyenne
- ✓ $\sqrt{2} * I_1 * \sin(\omega t + \varphi_1)$: le fondamental ou harmonique de rang 1).
- ✓ $\sqrt{2} * I_2 * \sin(2\omega t + \varphi_2)$: harmonique d'ordre 2.
- ✓ …

4.1.2. Pour la tension électrique u de fréquence f :

$$u(t) = u_{moy} + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} * U_n * \sin(n\omega t + \varphi_n) \quad [10]$$

Avec :

- ✓ u_{moy} : la valeur moyenne
- ✓ $\sqrt{2} * U_1 * \sin(\omega t + \varphi_1)$: le fondamental ou harmonique de rang 1).
- ✓ $\sqrt{2} * U_2 * \sin(2\omega t + \varphi_2)$: harmonique d'ordre 2.
- ✓ …

➢ **Valeur efficace (True RMS) :**

Par définition, la valeur efficace d'un courant périodique i(t) est :

$$I_{eff} = \sqrt{< i^2 >} = \sqrt{\frac{1}{T}\int_{t=0}^{T} i(t)^2 dt} = \sqrt{i_{moy}^2 + I_1^2 + +I_2^2 + I_3^2 + \cdots} \quad [10]$$

Par définition, la valeur efficace d'une tension périodique u(t) est :

$$U_{eff} = \sqrt{< u^2 >} = \sqrt{\frac{1}{T}\int_{t=0}^{T} u(t)^2 dt} = \sqrt{u_{moy}^2 + U_1^2 + +U_2^2 + U_3^2 + \cdots} \quad [10]$$

➢ **Valeur efficace des harmoniques :**

$I_{hm} = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n} = \sqrt{I_2^2 + I_3^2 + \cdots}$ Et $U_{hm} = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_n} = \sqrt{U_2^2 + U_3^2 + \cdots}$ [10]

4.2. Taux de distorsion harmonique THD (en %) :

$$THD = \frac{valeur\ efficace\ des\ harmoniques}{valeur\ efficace\ du\ fondamental}$$

Pour le courant :

$$THD_i(\%) = 100 \times \frac{I_{hm}}{I_1} \quad [10]$$

Pour la tension :

$$THD_u(\%) = 100 \times \frac{U_{hm}}{U_1} \quad [10]$$

4.3. Calcul des puissances :

4.3.1. Puissance apparente S (en VA) de la charge :

Entre les bornes d'une charge linéaire triphasée équilibrée alimentée par une tension entre phases U et un courant I, où le déphasage entre U et I est ϕ, les valeurs de puissance sont :

La puissance apparente de la charge est par définition :

$$S = U \times I \quad [10]$$

4.3.2. Puissance active P (en watts) consommée par la charge :

Par définition, c'est la moyenne dans le temps de la puissance instantanée consommée par la charge. C'est aussi la moyenne sur une période (T = 1/f) de la puissance instantanée :

$$P =< p >=< u \times i >= \frac{1}{T}\int_{t=0}^{T} v(t) \times i(t)dt \quad [10]$$

4.3.3. Puissance réactive Q (en vars) consommée par la charge :

Par définition :

$$Q = \sum_{n=1}^{\infty} U_n \times I_n \times sin\varphi_n \quad [10]$$

4.3.4 Puissance déformante :

Entre les bornes d'une charge non linéaire, l'équation définissant P est beaucoup plus complexe car U et I contiennent des harmoniques. P peut toutefois être exprimé simplement par l'équation :

Par définition :

$$S^2 = P^2 + Q^2 + D^2 \quad => \quad D = \sqrt{S^2 - (P^2 + Q^2)} \quad [10]$$

L'unité de la puissance déformante D est le VAD.

4.4. Facteur de puissance PF de la charge :

Par définition :

$$PF = \frac{P}{S} \quad [10]$$

4.5. Facteur de déplacement DPF (Displacement Power Factor) :

Par définition :

$$DPF = cos\varphi_1 \quad [10]$$

$\boldsymbol{\varphi_1}$ désigne le déphasage entre le fondamental de la tension et le fondamental du courant.

5. Effets des harmoniques :

La figure suivante montre que le produit d'une tension à la fréquence fondamentale sans harmoniques et d'un courant harmonique multiple de trois est nul à la fin d'une période. Cela reste vrai quels que soient la phase et le rang de l'harmonique.

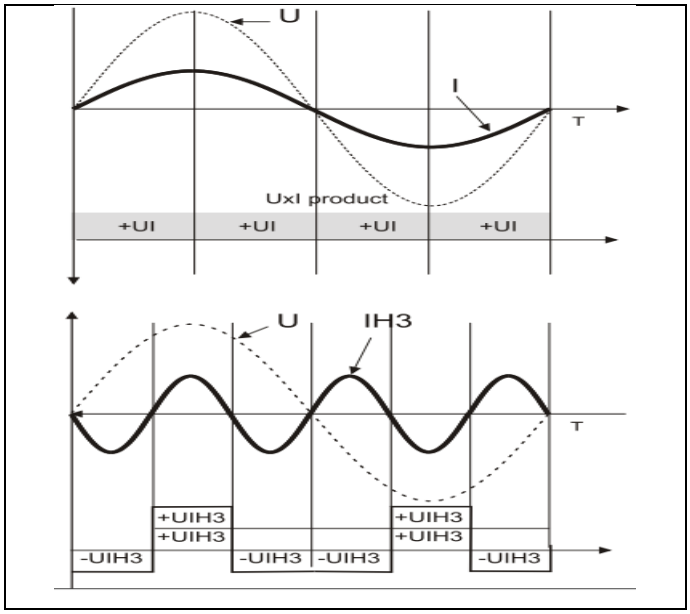


Figure N°74 : Produit de U.I pour les composantes fondamentales (haut) et pour les fondamentales avec harmoniques (bas).

5.1. Échauffement des câbles :

L'échauffement des câbles est exprimé par l'équation : $Pertes = r \times \sum_{n=1}^{\infty} I_{hn}^2$ [10]

- **Courant dans le neutre :**

Les harmoniques de rang 3 et leurs multiples s'additionnent dans le conducteur neutre. Le courant dans le neutre peut atteindre 1,7 fois celui des phases.

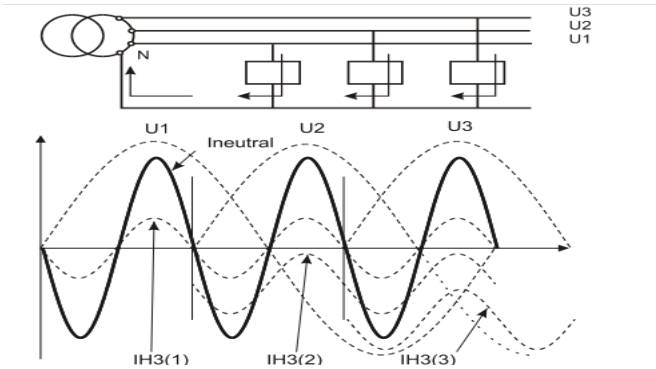


Figure N°75 : Les harmoniques de rang 3 et leurs multiples.

5.2. Déperditions dans les moteurs asynchrones :

Les harmoniques produisent les effets suivants dans les moteurs asynchrones :

- ✓ augmentations des pertes par effet Joule et des pertes fer (pertes au stator).
- ✓ couple pulsatoire (pertes au rotor avec une chute du rendement mécanique).

5.3. Effets sur d'autres équipements :

Les harmoniques peuvent également perturber le fonctionnement des équipements suivants :

- ✓ déclencheurs sans valeur efficace, ce qui cause des déclenchements intempestifs de disjoncteurs.
- ✓ centraux téléphoniques automatiques.
- ✓ Alarmes.
- ✓ …

Conclusion

Les harmoniques peuvent avoir des effets dommageables sur les installations électriques et la qualité de leur fonctionnement. C'est pourquoi les normes internationales définissent des niveaux de compatibilité avec les harmoniques de plus en plus précis pour les équipements et établissent des limites sur la quantité d'harmoniques sur les réseaux d'alimentation publics.

IV. Élimination des harmoniques :

1. Stratégies contre les harmoniques :

Il existe deux stratégies possibles :

- ✓ On peut accepter de faire avec les harmoniques, ce qui revient essentiellement à surdimensionner les équipements pour prendre en compte les effets des harmoniques.
- ✓ On peut éliminer tout ou partie des harmoniques à l'aide de filtres ou de compensateurs actifs d'harmoniques.

2. Solutions Schneider Electric pour éliminer les harmoniques :

2.1. Filtres passifs :

Les filtres passifs LC sont accordés sur la fréquence à éliminer ou peuvent atténuer une plage de fréquences. Les systèmes de recombinaison des harmoniques (pont double, déphasage) peuvent également être regroupés dans cette catégorie.

- ✓ Sur demande, Schneider Electric peut intégrer ce type de filtre dans ses solutions. Toutefois, les filtres passifs ont deux principaux inconvénients :
- ✓ L'élimination des harmoniques n'est effective que pour cette configuration précise (l'ajout ou la suppression de charges peut rendre les filtres inefficaces).
- ✓ Il est souvent difficile de mettre cette solution en œuvre dans une installation existante.

2.2. Compensateurs actifs d'harmoniques AccuSine :

2.2.1. Caractéristiques d'AccuSine :

Les compensateurs actifs d'harmoniques AccuSine constituent une approche plus générale du problème des harmoniques. Ces filtres actifs ne sont pas seulement destinés aux ASI. Ils sont conçus pour éliminer les harmoniques sur toute l'installation.

AccuSine est particulièrement bien adapté aux applications industrielles et d'infrastructure de taille moyenne. Il offre des courants de compensation de 20 à 480 A sur les systèmes triphasés avec un neutre.

Avantages des compensateurs actifs d'harmoniques AccuSine :

- ✓ Solution à large bande passante de H2 à H25 avec compensation individuelle de chaque phase.
- ✓ Il est possible de sélectionner les rangs d'harmoniques à compenser.
- ✓ S'adapte automatiquement à tous les types de charge, monophasée et triphasée.
- ✓ Compatible avec toutes les installations de la mise à la terre.
- ✓ Correction du facteur de puissance.
- ✓ Économique (quand les harmoniques sont réduites de moitié, les pertes sont divisées par quatre).
- ✓ Installation simple, avec transformateurs de courant en amont ou en aval.

Principe de fonctionnement :

La source fournit uniquement la composante fondamentale (IF) du courant de charge. Le compensateur actif mesure en temps réel les harmoniques (IH) générées par la charge et les fournit.

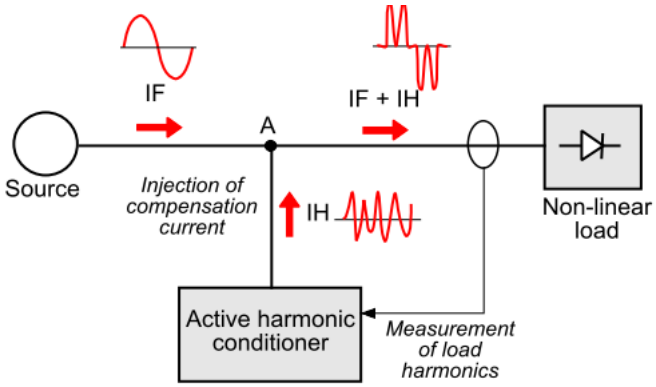


Figure N°76 : Compensation des harmoniques AccuSine.

Pour calculer précisément la compensation, il faut :

- ✓ une connaissance précise et approfondie de l'installation (sources, lignes et méthode d'installation) ;
- ✓ une connaissance précise des charges (courbes d'harmoniques et courbes de déplacement en fonction de l'impédance de la source) ;
- ✓ des outils de calcul spéciaux ;
- ✓ une analyse et une simulation.

V. Les différentes stratégies de Commande des onduleurs de tension :

Pour assurer la détermination en temps réel des instants de fermeture et d'ouverture des interrupteurs, il existe plusieurs techniques de modulation telles que : La modulation sinus-triangle, la modulation en pleine onde, et la MLI vectorielle (SVM : Space Vector Modulation).

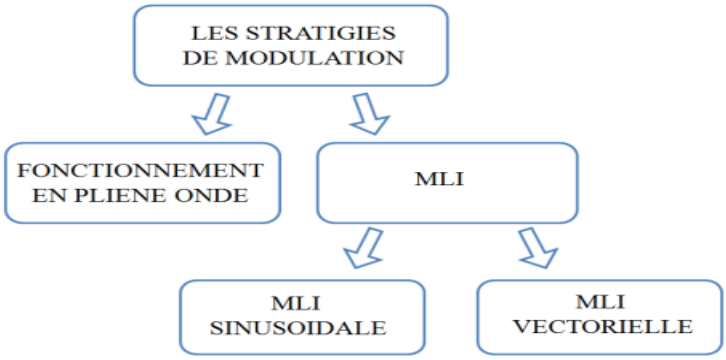


Figure N°77 : Les différentes techniques de commandes.

Dans cette partie on va s'intéresse à la commande MLI sinusoidale.

1. Modulation de largeur d'impulsion (PWM) :

La modulation de largeur d'impulsion (MLI ou PWM : Pulse Width Modulation en anglais), consiste à adopter une fréquence de commutation supérieure à la fréquence des grandeurs de sortie et former chaque alternance de la tension de sortie d'une succession de créneaux de largeur convenable. Son objectif est d'obtenir une tension de sortie qui est proche de la sinusoidale par le contrôle de l'évolution du rapport cyclique, et d'imposer à l'entrée de l'onduleur un courant de type continu avec des composantes alternatives d'amplitudes réduites et de fréquences élevées.

2. La modulation sinus-triangle (MLI sinusoidale) :

Le principe de cette stratégie de commande, est de comparer le signal de référence ou modulante Vref de forme sinusoidale d'amplitude variable et de fréquence Fref appelée référence, avec le signal de n porteuses de forme triangulaire. L'intersection de ces deux signaux donne les instants de commutation des interrupteurs.

La technique à MLI sinusoidale est la plus utilisée pour la commande des onduleurs multi-niveaux, qui utilise la technique du décalage de phase pour réduire les harmoniques de la tension de charge.

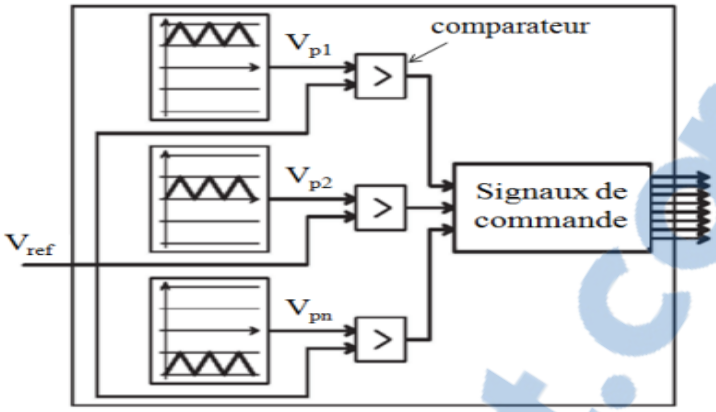


Figure N°78 : Schéma de principe de la technique sinus-triangle.

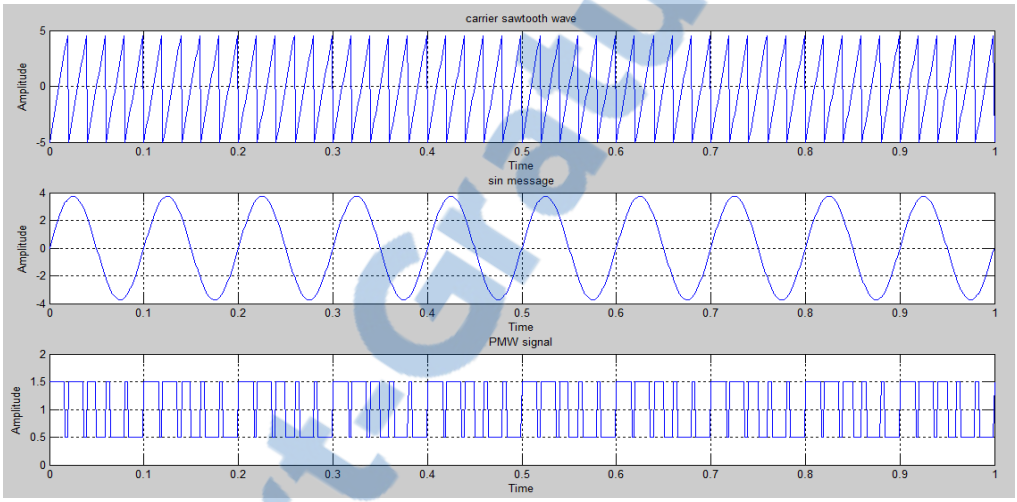


Figure N°79 : Courbe de signal MLI.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons décrit le des différents problèmes et contraintes de projet Chorbox, proposé des solutions simples à réalisées.

Rapport-Gratuit.com

Chapitre N°6
Conception d'un onduleur à THD réduit et à fréquence variable :

Contenu :

Dans cette partie on va donner une conception de l'onduleur en intégrant les différentes solutions pour réduire le THD et pour rendre la fréquence de du réseau a une fréquence désirée (60 Hz).

I. Introduction :

Après avoir étudié le fonctionnement des onduleurs et leurs constitutions, on va donner une conception d'un onduleur en intégrant les différentes solutions pour réduire le THD et pour rendre la fréquence de du réseau a une fréquence désirée (60 Hz).

1. Les différentes parties de l'onduleur :

1.1. Partie Redressement :

L'idée de base de redresseur commandé en PWM est de réduire au maximum le nombre d'harmonique. Les redresseurs sont la source principale des harmoniques, ce qui génère des pertes se forme de chaleur (perte joule), alors qu'il faut les annulés. Dans cette partie on va donner quelque technique proposée pour annuler ou pour diminuer ces harmoniques.

1.1.1. Redresseur PWM :

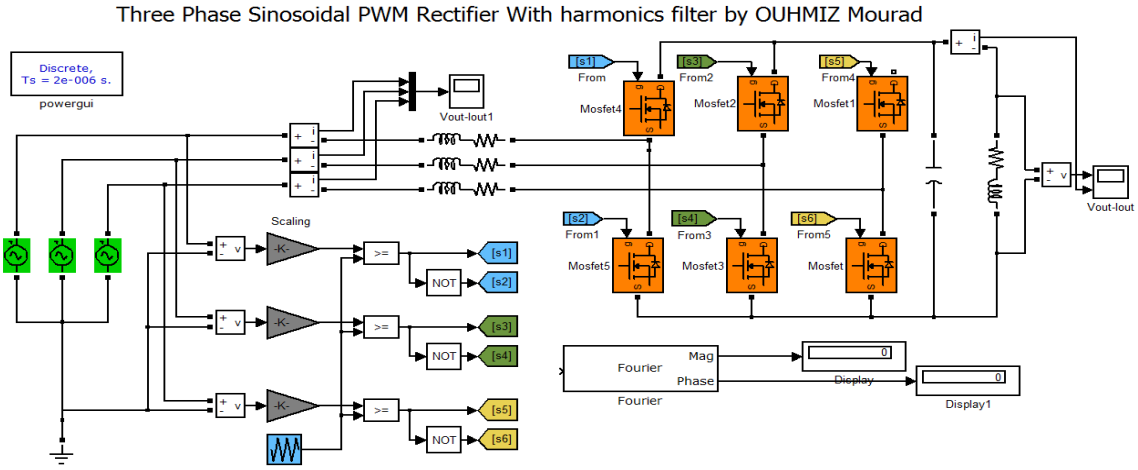
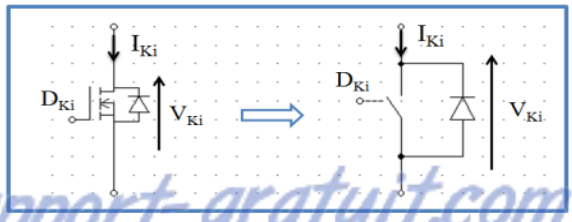


Figure N°80 : Redresseur PWM.

Ce montage constitué d'une source triphasé, délivrant chacune une tension de 400V, et qui alimente un redresseur a base des MOSFET, ces derniers sont commandé par des impulsions modulées en amplitude pour contrôler la forme de courant à l'entrée de redresseur.

Chaque couple d'interrupteurs (MOSFET) (M1, M2), (M3, M4), (M5, M6), forme une cellule de commutation, ces interrupteurs sont donc commandés de façon pour rendre la tension alternatif a une tension continue et de réduire au maximum le THD.



Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MEMOIRES

Figure N°81 : Interrupteur bidirectionnel équivalent de la paire Transistor – diode.

L'ouverture et la fermeture des interrupteurs dépendent de la commande externe D_{Ki} (l'ordre d'amorçage ou de blocage du semi-conducteur bidirectionnel).

- **Choix des composants de puissance :**

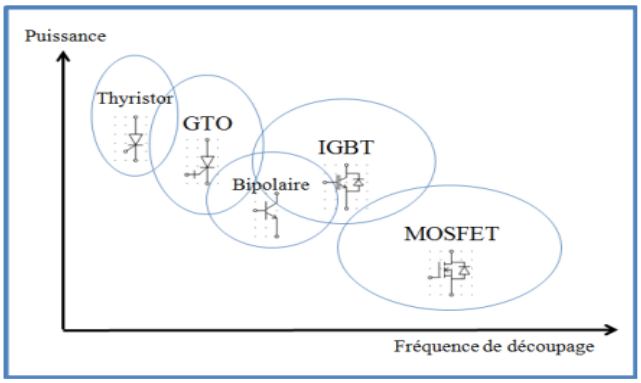


Figure N°82 : Classification des composants de puissance en fonction de la fréquence de découpage.

La différence entre MOSFET et IGBT est dans les taux de pertes. En effet, les MOSFET sont plus rapides que les IGBT, donc moins de pertes aux fréquences élevées pour des applications à basse tension.

Finalement, l'utilisation de MOSFET, est un bon compromis entre le coût et le rendement, permettant d'augmenter le rendement de la conversion de sortie.

- **Commande des interrupteurs**

Le redresseur est constitué de six interrupteurs (MOSFET) et une source de tension. La charge est linéaire de type inductif (L = 1 mH et r = 5 Ω), afin de visualiser la tension et le courant aux bornes de la charge.

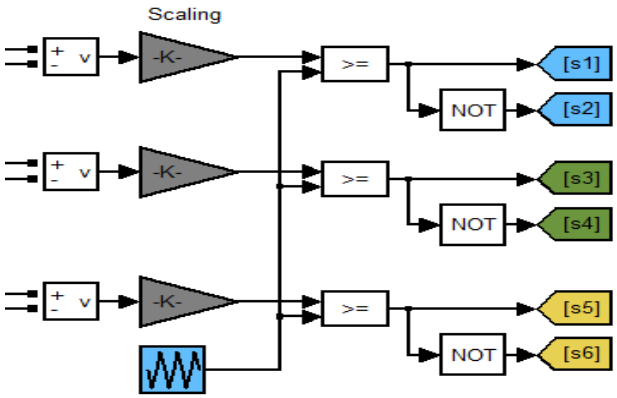


Figure N°83 : Schéma de commande des MOSFET.

Le circuit de commande de la figure comprend des sources sinusoidaux fournissant un signal référence Vref de fréquence 50 Hz et d'amplitude 1V, et un générateurs triangulaires fournissant des signaux porteuses de fréquence 5000 Hz et d'amplitude 1V.Ainsi que des comparateurs qui génèrent les signaux de commande.

- **Résultat :**

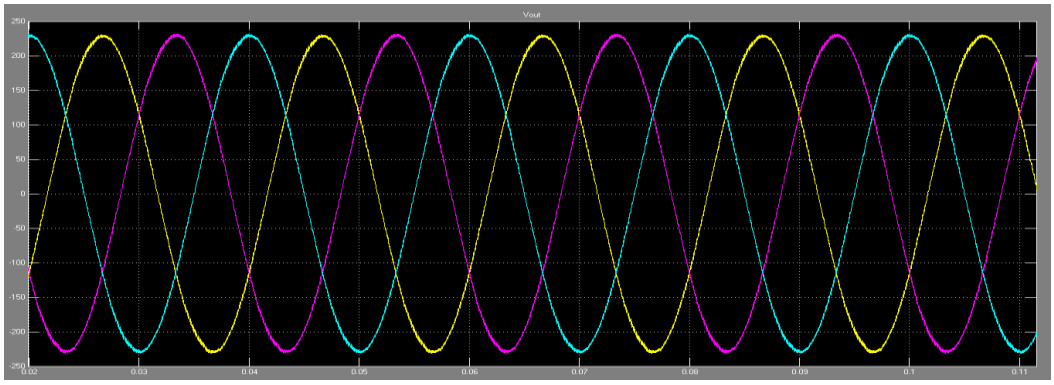


Figure N°84 : Allures du courant à l'entrée de redresseur.

Le courant de chaque ligne a une forme sinusoidale, alors que les harmoniques sont démunis au maximum.

On utilisant la fonction FFT (Fast Fourier Transformer) on peut remarquer que le THD est réduit au 1.05% ce qui est bon.

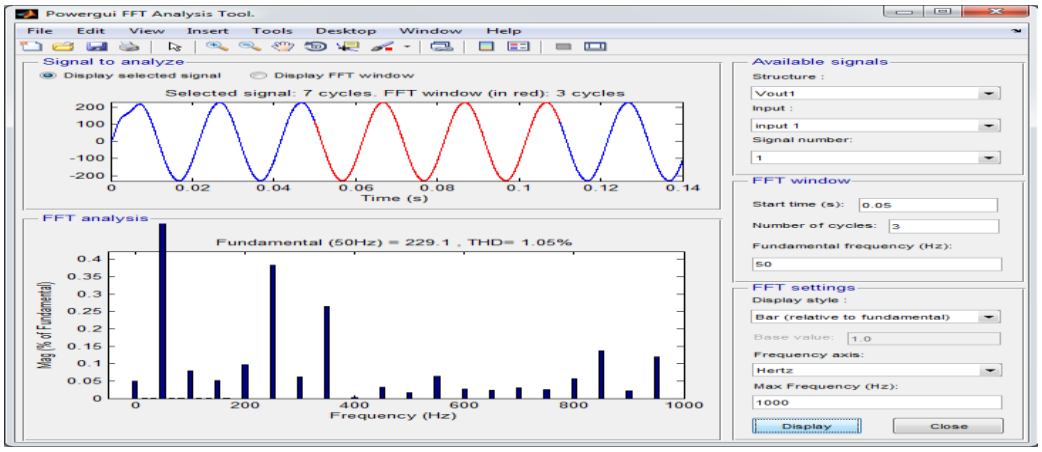


Figure N°85 : La FFT et le THD de courant de ligne.

Dans le cas d'un redresseur à base des diodes, la forme de courant n'est plus sinusoidale, il prend une autre forme car la charge est non linéaire, par conséquent le réseau sera pollué par les harmonique

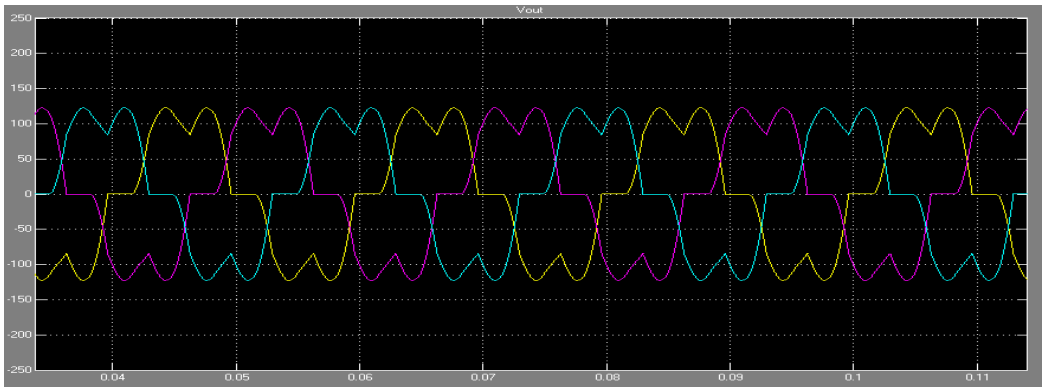


Figure N°86 : Le courant demandé par une charge non linéaire.

On utilisant la fonction FFT (Fast Fourier Transformer) on peut remarquer que le THD est égale à 16.57% ce qui présente des pertes.

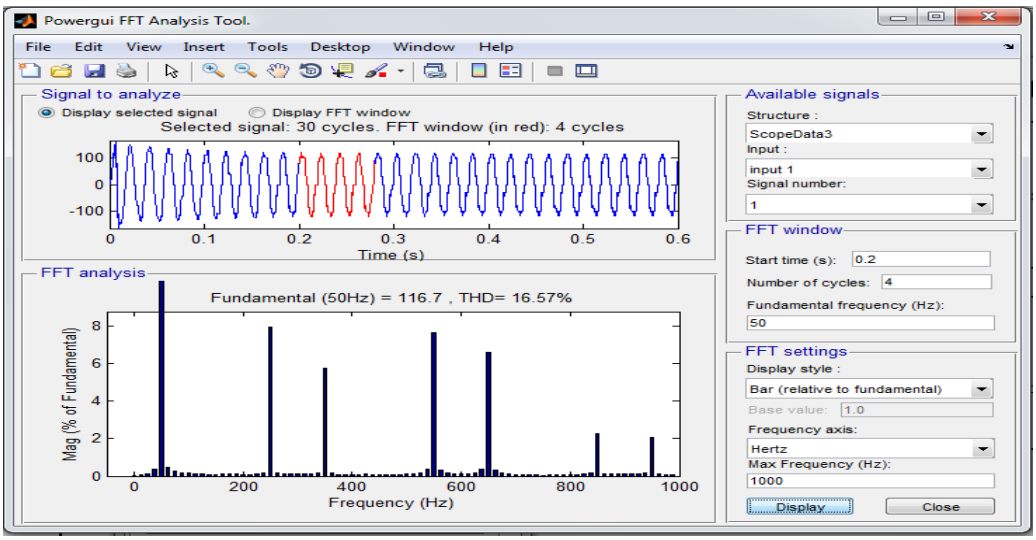


Figure N°87 : la FFT et le THD de courant de ligne.

1.1.2. Redresseur à 12 impulsions :

Les redresseurs à 12 impulsions utilisent la technique d'augmentation le nombre des impulsions à la sortie de redresseur selon une relation fondamentale :

$$h = np \pm 1 \quad [11]$$

Avec :

- ✓ h : le rang des harmoniques.
- ✓ n : un nombre entier.
- ✓ p : le nombre d'impulsions.

Alors pour réduire le nombre d'harmoniques, il suffit d'augmenter le nombre d'impulsion p, pour cela on a utilisé un transformateur à double secondaire pour réaliser cette fonction.

Voilà un schéma explicatif :

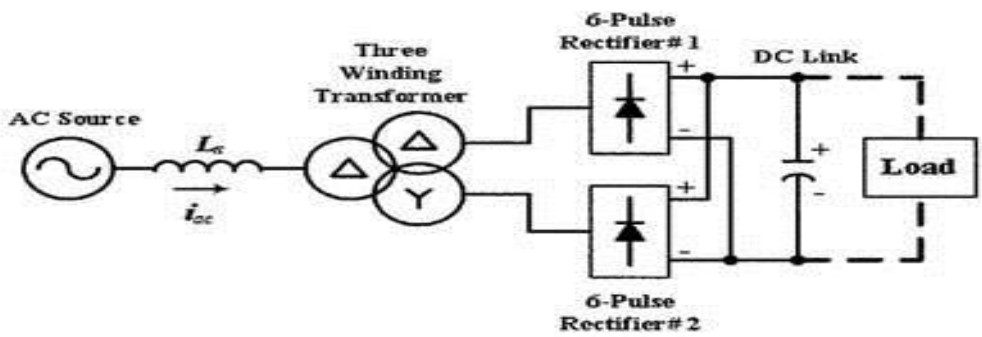


Figure N°88 :12 pulse rectifier.

- **Simulation :**

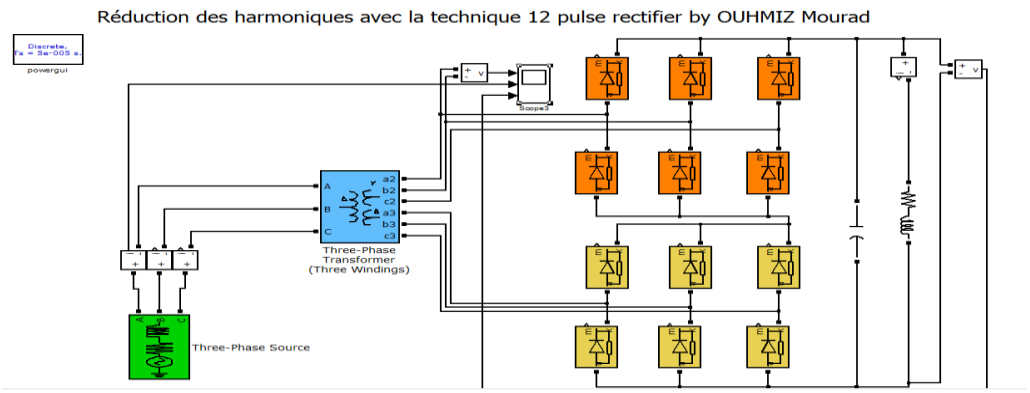


Figure N°89 : Schéma d'un redresseur a 12 impulsions.

La figure suivante illustre la tension à la sortie du transformateur, le courant à l'entrée du transformateur et la tension redressé.

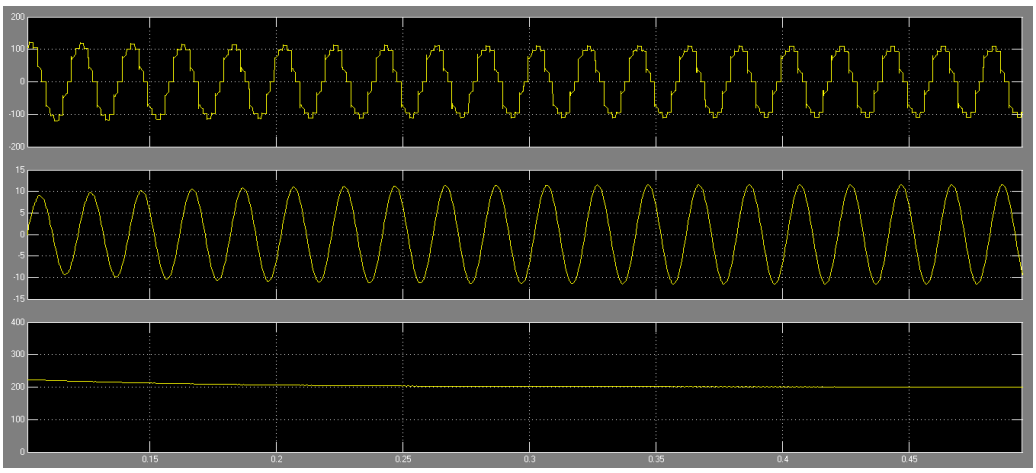


Figure N°90 : Simulation de la tension(1), courant(2) et tension redressé(3).

On utilisant la fonction FFT (Fast Fourier Transformer) on peut remarquer que le THD est égale à 1.5%.

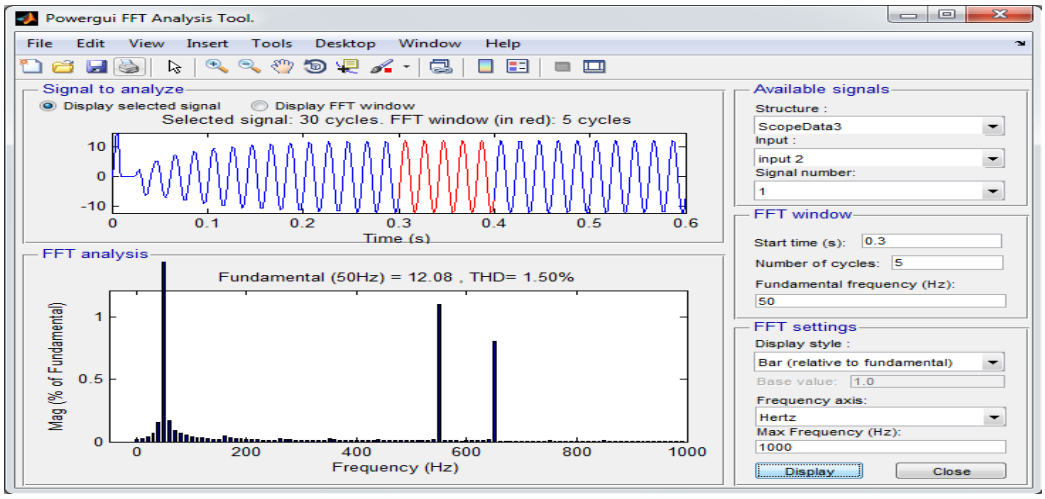


Figure N°91 : La FFT et le THD de courant de ligne.

2. Partie onduleur :

L'idée de base et d'utiliser des switches pour contrôler le sens de courant générer par la batterie. On jouant sur la commutation des MOSFET, on sera capable de générer un signal à fréquence désiré

Voilà le schéma proposé :

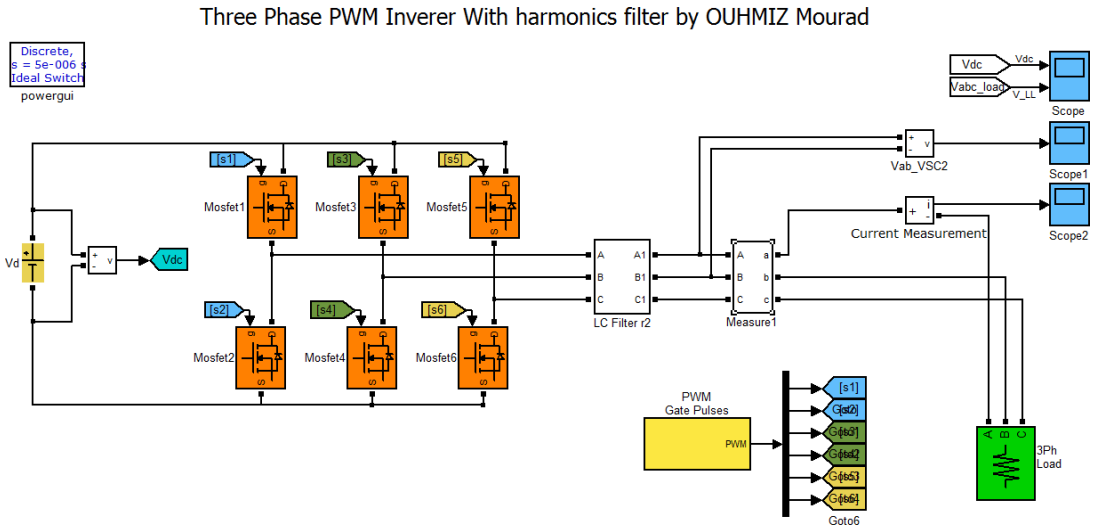


Figure N°92 : Onduleur à fréquence variable.

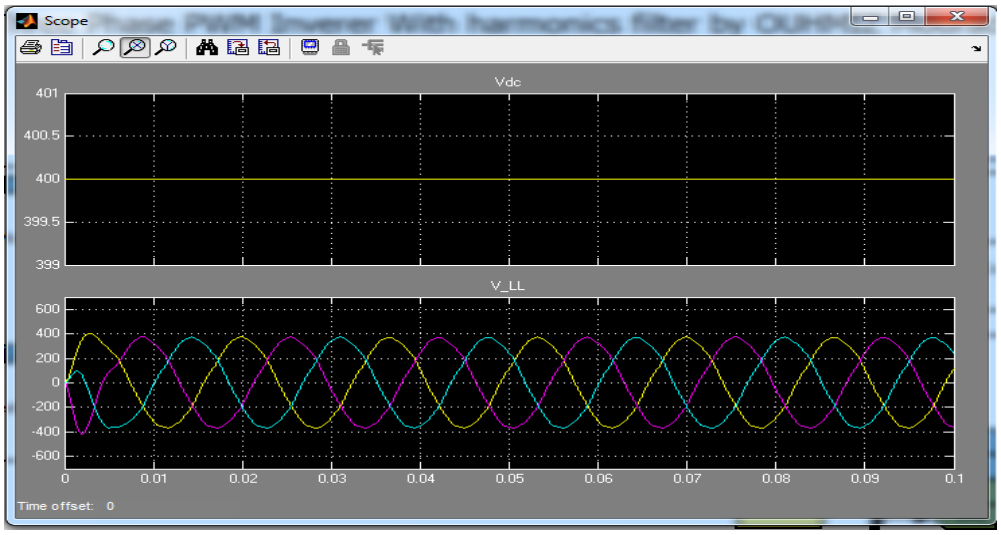


Figure N°93 : Tension de la batterie (1), tension à la sortie de l'onduleur.

2.1. Principe de fonctionnement :

Il faut déterminer les valeurs que peut prendre la tension simple Van entre la borne (A) de la charge et le point neutre (N). Cette tension est entièrement définie par l'état (0 ou 1) des six interrupteurs S1, S2, …, S6.

Sur les $2^6 = 64$ configurations possibles, seules quatre configurations sont mises en œuvre. Toutes les autres séquences ne sont pas fonctionnelles et sont donc à éviter. En effet, elles provoquent soient des courts-circuits des sources de tension continue, soient elles provoquent la déconnexion de la charge.

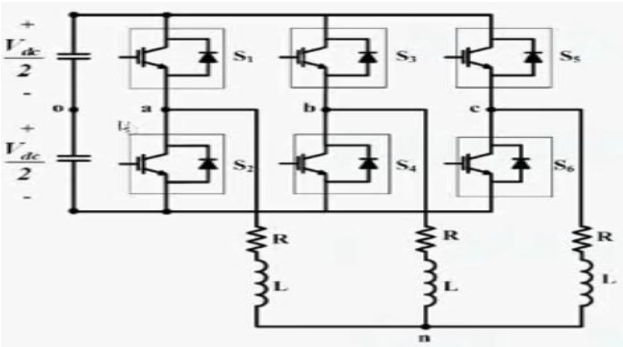


Figure N°94 : Schéma d'un onduleur.

En utilise le Théorème de Millman pour déterminer la formule du potentiel Vno **:**

On a :

$$V_{a0} = V_{an} + V_{n0} \quad et \quad V_{b0} = V_{bn} + V_{n0} \quad et \quad V_{b0} = V_{bn} + V_{n0}$$

Alors :

$$V_{a0} + V_{b0} + V_{c0} = (V_{an} + V_{bn} + V_{cn}) + 3 * V_{n0}$$

L'équilibre des potentiels donne :

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0$$

$$V_{n0} = \frac{V_{a0} + V_{b0} + V_{c0}}{3}$$

Le tableau suivant représente les tensions de sortie Van, Vbn, Vcn d'un onduleur en fonction de l'état des interrupteurs.

S1	S3	S5	Vao	Vao	Vao	Vno	Van	Vbn	Vcn
0	0	0	$-\frac{V_{dc}}{2}$	$-\frac{V_{dc}}{2}$	$-\frac{V_{dc}}{2}$	$-\frac{V_{dc}}{2}$	0	0	0
0	0	1	$-\frac{V_{dc}}{2}$	$-\frac{V_{dc}}{2}$	$+\frac{V_{dc}}{2}$	$-\frac{V_{dc}}{6}$	$-\frac{V_{dc}}{3}$	$-\frac{V_{dc}}{3}$	$+\frac{2V_{dc}}{3}$
0	1	0	$-\frac{V_{dc}}{2}$	$+\frac{V_{dc}}{2}$	$-\frac{V_{dc}}{2}$	$-\frac{V_{dc}}{6}$	$-\frac{V_{dc}}{3}$	$+\frac{2V_{dc}}{3}$	$-\frac{V_{dc}}{3}$
0	1	1	$-\frac{V_{dc}}{2}$	$+\frac{V_{dc}}{2}$	$+\frac{V_{dc}}{2}$	$+\frac{V_{dc}}{6}$	$-\frac{2V_{dc}}{3}$	$+\frac{V_{dc}}{3}$	$+\frac{V_{dc}}{3}$
1	0	0	$+\frac{V_{dc}}{2}$	$-\frac{V_{dc}}{2}$	$-\frac{V_{dc}}{2}$	$-\frac{V_{dc}}{6}$	$+\frac{2V_{dc}}{3}$	$-\frac{V_{dc}}{3}$	$-\frac{V_{dc}}{3}$
1	0	1	$+\frac{V_{dc}}{2}$	$-\frac{V_{dc}}{2}$	$+\frac{V_{dc}}{2}$	$+\frac{V_{dc}}{6}$	$+\frac{V_{dc}}{3}$	$-\frac{2V_{dc}}{3}$	$+\frac{V_{dc}}{3}$
1	1	0	$+\frac{V_{dc}}{2}$	$+\frac{V_{dc}}{2}$	$-\frac{V_{dc}}{2}$	$+\frac{V_{dc}}{6}$	$+\frac{V_{dc}}{3}$	$+\frac{V_{dc}}{3}$	$-\frac{2V_{dc}}{3}$
1	1	1	$+\frac{V_{dc}}{2}$	$+\frac{V_{dc}}{2}$	$+\frac{V_{dc}}{2}$	$+\frac{V_{dc}}{2}$	0	0	0

Tableau N°7 : Grandeur connue pour chacune des configurations de l'onduleur.

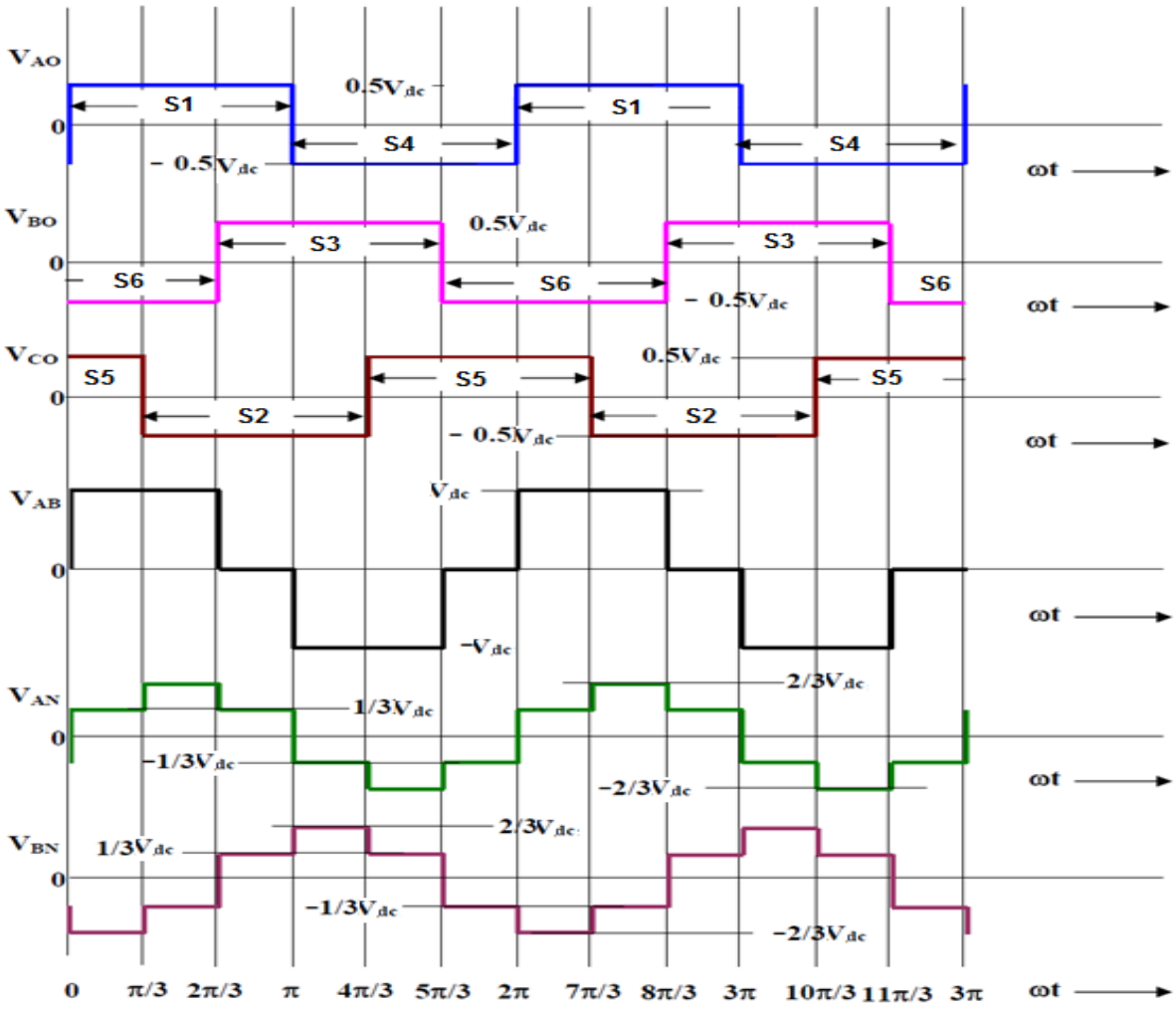


Figure N°95 : Les états des interrupteurs et la forme de tension de sortie.

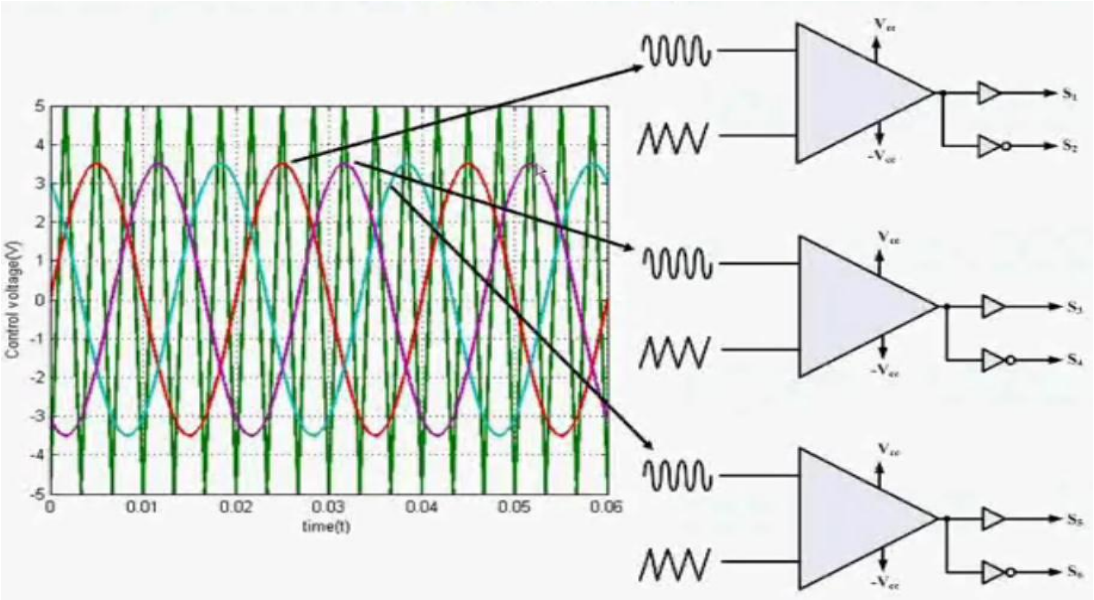


Figure N°96 : Générateur d'impulsions de commande.

La tension de sortie est casi-sinusoidale, et pour la rendre sinusoidale on utilise des filtres LC.

La fonction de transfert du filtre passe bas LC de deuxième ordre est :

$$H(j\omega) = \frac{1}{1+(j\frac{\omega}{\omega_0})^2} \qquad [11]$$

Avec ω_0 est la pulsation de coupure de filtre : $\omega = \frac{1}{\sqrt{L_f * C_f}}$ [11]

dans le cas d'une charge non-linéaire, elle génère des harmoniques de fréquences multiples entiers impairs de celle du fondamental 50 Hz (150 Hz, 250 Hz…). Donc le THD augmente, pour la tension de 4.38%, et le courant de 6.75 %. Pour résoudre ce problème on augmente l'ordre du filtre.

En effet, plus on augmente l'ordre du filtre, plus les harmonique proche du fondamental sont éliminés. Nous mettons deux filtres passe-bas LC de deuxième ordre en cascade.

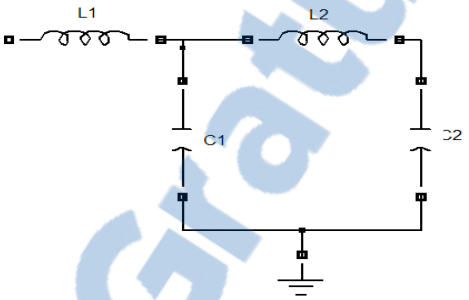


Figure N°97 : Filtre passe-bas LC d'ordre 4.

La fonction de transfert de ce filtre :

$$H(j\omega) = \frac{V_s}{V_e} = H_1(j\omega) \times H_2(j\omega) = \frac{1}{\left(1+\left(j\frac{\omega}{\omega_{c1}}\right)^2\right).\left(1+\left(j\frac{\omega}{\omega_{c2}}\right)^2\right)} \qquad [11]$$

Avec : $\omega_{c1} = \frac{1}{\sqrt{L_1 * C_1}}$ et $\omega_{c2} = \frac{1}{\sqrt{L_2 * C_2}}$ [11]

La fonction de transfert peut s'écrire sous la forme suivante :

$$H(j\omega) = \frac{1}{1+2m\left(j\frac{\omega}{\omega_c}\right)^2+\left(\frac{\omega}{\omega_c}\right)^4} \qquad [11]$$

Avec : $\omega_c = \omega_{c1}.\omega_{c2} = \frac{1}{\sqrt{L_1 L_2 * C_1 C_2}}$ et $m = \frac{\omega_{c1}^2+\omega_{c2}^2}{2}$ [11]

Ou ω_c est la pulsation de coupure du filtre, et m le coefficient d'amortissement.

Rapport-Gratuit.com

2.2. Schéma complet de l'onduleur :

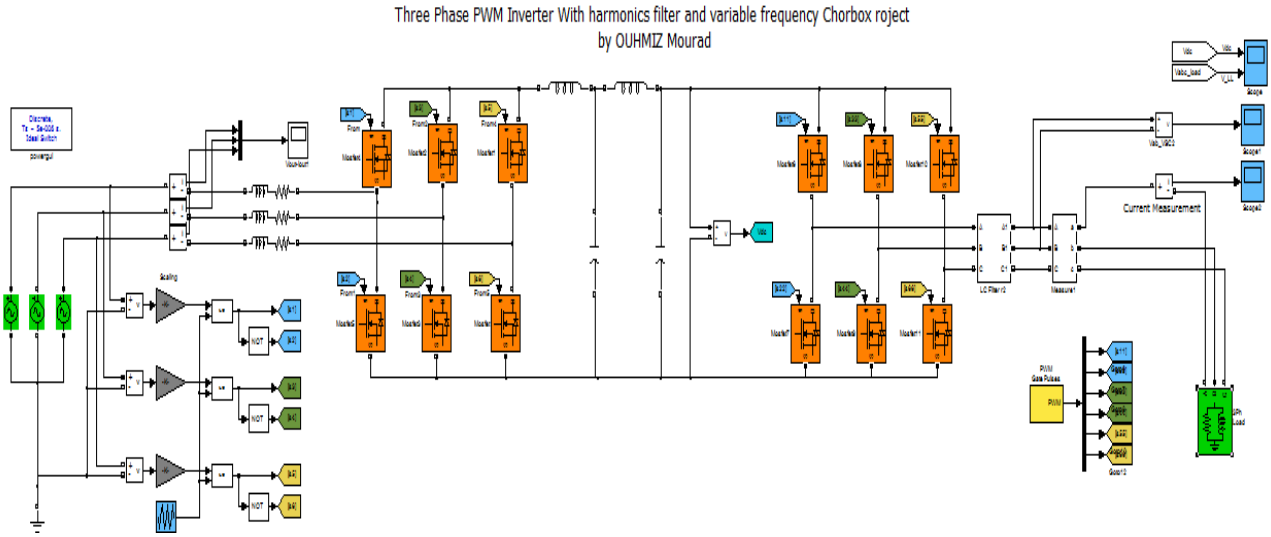


Figure N°98 : Onduleur complet à fréquence variable.

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce projet de fin d'études PFE porte sur le projet CHORBOX et l'Architecture du Système de Contrôle Commande Numérique des protections du poste source 60/22 KV de la RADEEJ et la mise en œuvre d'un système de supervision permettant de donner l'état de chaque relai de protection dans le poste.

Ce travail a été mené en six phases :

- La première phase, consistait à réaliser une étude générale des réseaux et les postes électriques existant.
- La deuxième phase, consistait à réaliser une étude des fonctions de protections existantes.
- La troisième phase, consistait à étudier la conduite des postes électriques, ces équipements physiques et les réseaux de communications de ces derniers.
- La quatrième phase, consistait à réaliser un système de supervision de chaque relais de protection existant dans le poste.
- La cinquième phase, consistait de faire une conception des relais de protection pour valider le fonctionnement du système de supervision.
- La sixième phase, consistait de faire une conception d'un dispositif qui permet l'adaptation de réseau ONE et la charge (navires).

Tout au long de ce projet, nous avons eu l'occasion de découvrir le monde industriel (Poste RADEEJ 60/22 kV), pour acquérir des informations sur le système de contrôle commande et voir des idées sur les postes électriques.

Au terme de ce travail, nous pouvons confirmer que ce projet nous a été d'un grand apport. En effet, il nous a permis d'approfondir nos connaissances techniques et d'appliquer divers concepts technologiques en matière d'électrotechnique, électronique et automatique. De plus, nous avons eu l'occasion de maîtriser de nouveaux concepts.

Il nous a également offert l'opportunité de découvrir l'environnement industriel et les conditions de travail de l'ingénieur. Il a constitué en ce sens une expérience très riche aussi bien au niveau technique qu'au niveau relationnel.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Bibliographie :

[1] : Schneider Electric : n°169 la conception des réseaux industriels en haute tension.

[2] : Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique - Volume 1.

[3] : www.iufmrese.cict.fr/liste/Doclidie/Calcul_Icc.pdf

[4] : Documents techniques sur les relais de protection MiCom.2002, 2011.

[5] : Documents techniques sur le calculateur de tranche.

[6] : Cahier des spécifications techniques Particulières ONE.

[7] : Réglages des protections.

[8]: Guide to Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) and Industrial Control Systems Security" par: Keith Stouffer, Joe Falco and Karen Kent.

[9] : Cours de réseaux électriques Parties I et II

[10] : A.Chaoui, " Filtrage actif triphasé pour charges non linéaires", Thèse de doctorat, Universite Ferhat Abbas – Setif, Décembre 2010.

[11] : Cours des filtres.

Documentation numérique

[1] www.techniques-ingenieurs.fr

[2] www.scribd.com

[3] www.automation.siemens.com

[4] www.alstom.com

[5] www.ebay.com

[6]: www.ansi.org: American National Standards Institute (ANSI)

[7]: www.iec.ch : International Electrotechnical Commission (IEC)

[8]: http://www.schneider-electric.com/

[9]: http://www.schneider-electric.com/products/ma/fr/

Annexes :

Annexe A : NORME IEEE STD 519-1992

La norme IEEE Std 519-1992 [35], contient des recommandations qui ont pour but de contrôler le taux de pollution harmonique présent sur les réseaux électriques. Ces normes spécifient les limites de distorsion en tension que les fournisseurs doivent respecter ainsi que les limites de distorsion en courant que les usagers, avec leurs charges polluantes, doivent respecter.

Niveau de tension	THD individuel en %	THD global en %
U < 69 KV	3.0	5.0
69 KV < U < 161 KV	1.5	2.5
U > 161 KV	1.0	1.5

Tableau N°8 : Limites de distorsion de tension pour les fournisseurs

Annexe B : Architecture de microcontrôleur PIC

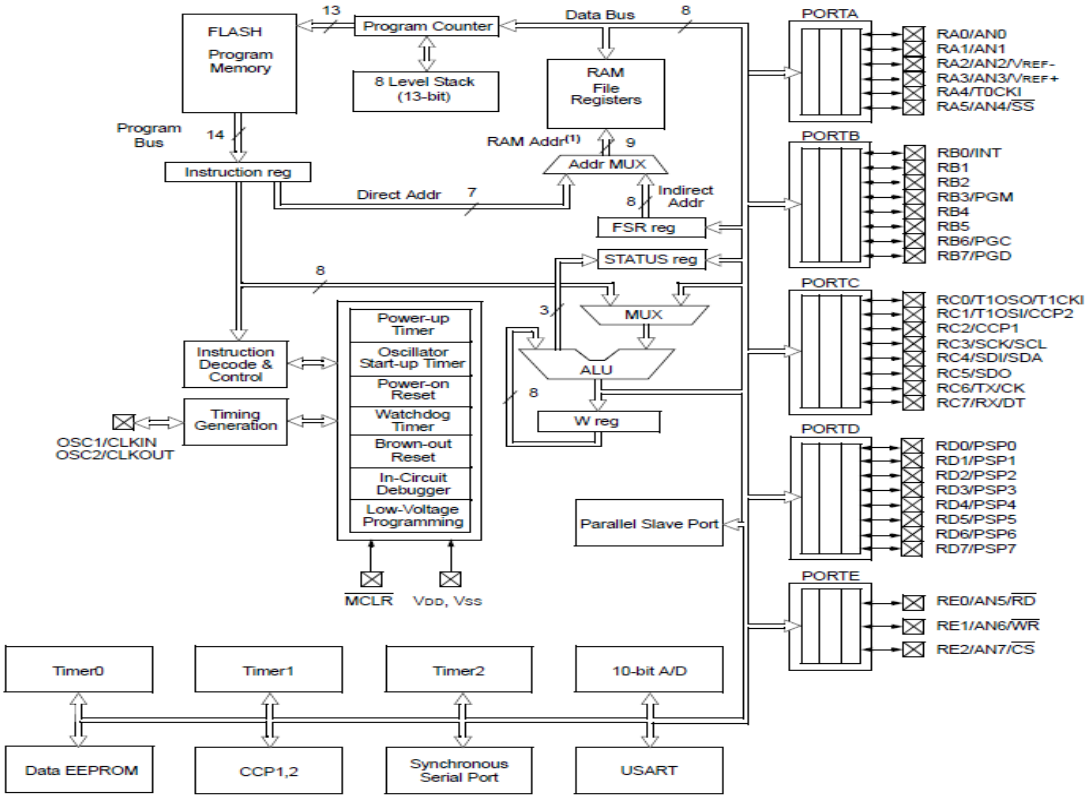


Figure N°99 : structure interne du PIC

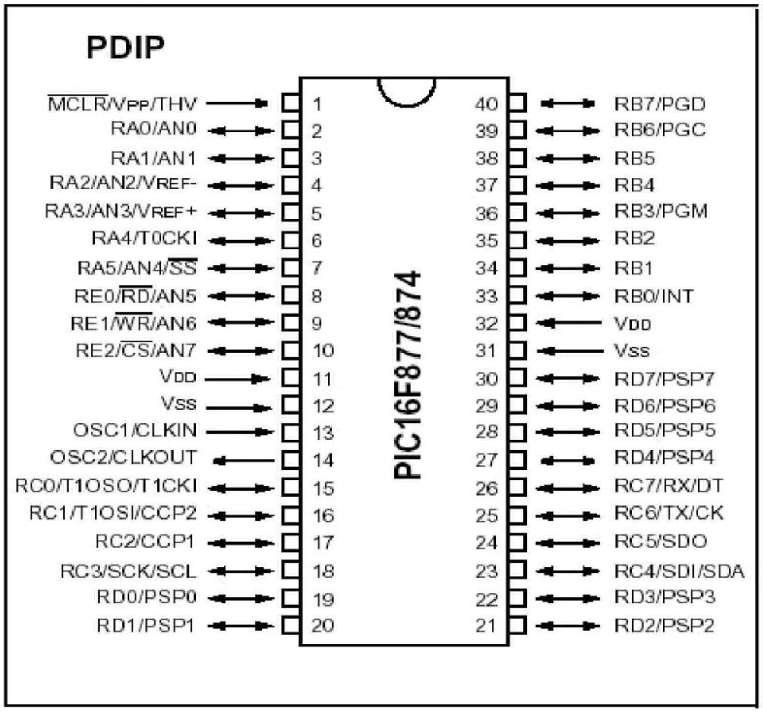


Figure N°100 : brochage du PIC 16F877

Annexe C : Classification des composants de puissance.

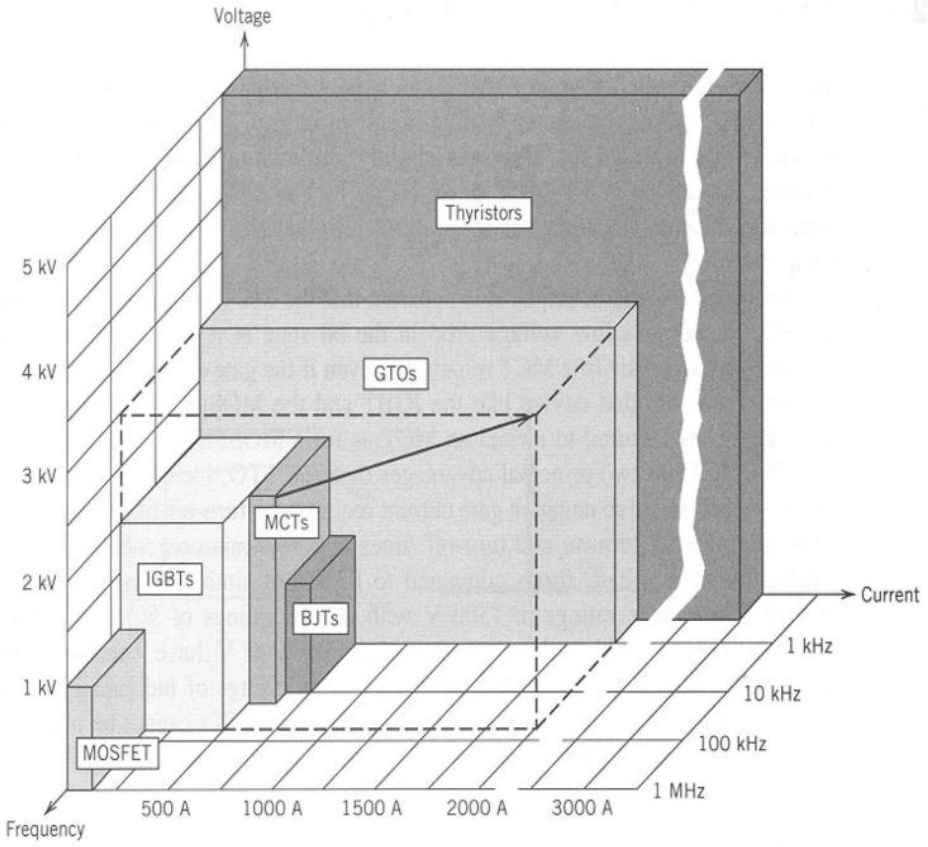


Figure N°101 : Classification des composants de puissance en fonction de tension, courant et fréquence de commutation

Annexe D : Programmes en langage C

✓ Min/Max de Tension :

```
Lcd_Init(); Lcd_Cmd(_LCD_CLEAR); Lcd_Cmd(_LCD_CURSOR_OFF);
Lcd_Out(1,1,Message4); Lcd_Out(2,1,Message1); Lcd_Out(3,1,Message2);
Lcd_Out(4,1,Message2); Lcd_Out(2,19,"KV"); Lcd_Out(3,19,"KV");
Lcd_Out(4,19,"KV"); PWM1_Init(1000); PWM1_Set_Duty(128);
UART1_Init(9600); Delay_ms(100);
do {                          /* Calcule et affichage de la tension */
a      = ADC_Read(0)  ;
  //maxi1    = max(a,a1)    ;
  //a1       = maxi1        ;
  tension1  = (a)+1.0     ;
  Display_Volt1(tension1)   ;
  UART1_Write_Text(volt);
  newline();
delay_ms(500);
if(20<tens1<=22 || 20<tens2<=22 || 20<tens3<=22)              {
alarm();portc.b0=0;}
if(tens1<=20 || tens2<=20 || tens3<=20)   { portc.b0=1;}
//Declenchement
}
 while(1); }
```

```
Lcd_Init(); Lcd_Cmd(_LCD_CLEAR); Lcd_Cmd(_LCD_CURSOR_OFF);
Lcd_Out(1,1,Message4); Lcd_Out(2,1,Message1); Lcd_Out(3,1,Message2);
Lcd_Out(4,1,Message2); Lcd_Out(2,19,"KV"); Lcd_Out(3,19,"KV");
Lcd_Out(4,19,"KV"); PWM1_Init(1000); PWM1_Set_Duty(128);
UART1_Init(9600); Delay_ms(100);
do {                          /* Calcule et affichage de la tension */
 a      = ADC_Read(0)  ;
//maxi1    = max(a,a1)    ;
//a1       = maxi1        ;
tension1  = (a)+1.0     ;
 Display_Volt1(tension1)   ;
UART1_Write_Text(volt);
newline();
delay_ms(500);
 if(22<tens1<=24 || 22<tens2<=24 || 22<tens3<=24)              {
alarm();portc.b0=0;}
if(tens1>24 || tens2>24 || tens3>24)      { portc.b0=1;}     // Declenchement
 }
  while(1);
}
```

✓ Min/Max de Courant :

```
TRISA =  0xFF;  TRISC =  0x00;  TRISB =  0x00;
TRISD=   0x00;  PORTD=   0x00;  PORTC=   0x00;
ADCON0 = 0x10;
  Lcd_Init();  Lcd_Cmd(_LCD_CLEAR);
Lcd_Cmd(_LCD_CURSOR_OFF);
PWM1_Init(1000);  PWM1_Set_Duty(128);  UART1_Init(9600);
Delay_ms(100);
Lcd_Out(1,1,Message4);  Lcd_Out(2,1,Message1);  Lcd_Out(3,1,Message2);
Lcd_Out(4,1,Message2);  Lcd_Out(2,20,"A");  Lcd_Out(3,20,"A");
Lcd_Out(4,20,"A");
do
 {
   a    = ADC_Read(0)  ;
   a=(a*10);
   Display_Current1(a)   ;
   UART1_Write_Text(currt);
   newline();
if(980<a<=1000 || 980<a1<=1000 || 980<a2<=1000)
{alarm();portc.b0=0;}
   if(a<980 || a1<980 || a2<980)                    {portc.b0=1;}
   else                                        {portc.b0=0;}
 }
  while(1);
}
```

```
TRISA =  0xFF;  TRISC =  0x00;  TRISB =  0x00;
TRISD=   0x00;  PORTD=   0x00;  PORTC=   0x00;
ADCON0 = 0x10;
  Lcd_Init();  Lcd_Cmd(_LCD_CLEAR);
Lcd_Cmd(_LCD_CURSOR_OFF);
PWM1_Init(1000);  PWM1_Set_Duty(128);  UART1_Init(9600);
Delay_ms(100);
Lcd_Out(1,1,Message4);  Lcd_Out(2,1,Message1);  Lcd_Out(3,1,Message2);
Lcd_Out(4,1,Message2);  Lcd_Out(2,20,"A");  Lcd_Out(3,20,"A");
Lcd_Out(4,20,"A");
do
 {
   a    = ADC_Read(0)  ;
   a=(a*10);
   Display_Current1(a)   ;
   UART1_Write_Text(currt);
   newline();
if(1000<a<=1020 || 1000<a1<=1020 || 1000<a2<=1020)
{alarm();portc.b0=0;}
   if(a>1020 || a1>1020 || a2>1020)                    {portc.b0=1;}
   else                                        {portc.b0=0;}
 }
  while(1);
}
```

✓ Min/Max de Fréquence :

```
void main()
{
  PORTB = 0x00;  TRISD = 0x00;  PORTD = 0x00;  TRISB = 0x40;
  TRISC = 0x01;  T1CON = 3;  TMR1IF_bit = 0;  TMR1H = 0x00;
  TMR1L = 0x00;
  Lcd_Init();  Lcd_Cmd(_LCD_CLEAR);
Lcd_Cmd(_LCD_CURSOR_OFF);
  PWM1_Init(1000);  PWM1_Set_Duty(128);  UART1_Init(9600);
  Delay_ms(100);
  Lcd_Out(1,1,Message1);  Lcd_Out(2,1,Message2);  Lcd_Out(3,1,Message3);
  Lcd_Out(4,1,Message4);  Lcd_Out(2,19,"Hz");  Lcd_Out(3,19,"Hz");
  Lcd_Out(4,19,"Hz");
  do
  {
UART1_Write_Text(freq);
    newline();
    Display_Freq1(freq_result) ;
if(freq_result == 50)   {  portd.b0 = 0;}
    else
  {
    if(48<freq_result<=50)   {  alarm();portd.b0 = 0;}
    if(freq_result <=48)     {  delay_ms(10); if(freq_result <=48 )   { portd.b0 =
1;}}
    if(freq_result == 0 )    {  portd.b0 = 0; }
  }
  }
  while(1);                          // Infinite loop
  }
```

```
void main()
{
  PORTB = 0x00;  TRISD = 0x00;  PORTD = 0x00;  TRISB = 0x40;
  TRISC = 0x01;  T1CON = 3;  TMR1IF_bit = 0;  TMR1H = 0x00;
  TMR1L = 0x00;
  Lcd_Init();  Lcd_Cmd(_LCD_CLEAR);
Lcd_Cmd(_LCD_CURSOR_OFF);
  PWM1_Init(1000);  PWM1_Set_Duty(128);  UART1_Init(9600);
  Delay_ms(100);
  Lcd_Out(1,1,Message1);  Lcd_Out(2,1,Message2);  Lcd_Out(3,1,Message3);
  Lcd_Out(4,1,Message4);  Lcd_Out(2,19,"Hz");  Lcd_Out(3,19,"Hz");
  Lcd_Out(4,19,"Hz");
  do
  {
UART1_Write_Text(freq);
    newline();
    Display_Freq1(freq_result) ;
if(freq_result == 50)   {  portd.b0 = 0;}
    else
  {
    if(50<freq_result<=52)   {  alarm();portd.b0 = 0;}
    if(freq_result > 52)     {  delay_ms(10); if(freq_result > 52)   { portd.b0 =
1;}}
    if(freq_result == 0 )    {  portd.b0 = 0; }
  }
  }
  while(1);
```

Programme de l'interface :

```
using System;
using System.Collections.Generic;
using System.ComponentModel;
using System.Data;
using System.Drawing;
using System.Linq;
using System.Text;
using System.Threading.Tasks;
using System.Windows.Forms;
using System.IO;
using System.IO.Ports;
using System.Threading;
namespace controle_commande
{
    public partial class Controle_Comande : Form
    {
        string data;
        string data1;
        string data2;
        string port_sel;
        double x, y, z, x1, y1, z1, x2, y2, z2, x3, y3, z3, x4, y4, z4, x5, y5, z5 ;
        public Controle_Comande(
```

```
            if (serialPort1.IsOpen == true) { label79.Text = "Port Trouvé"; } else
{ return; }
            if (serialPort2.IsOpen == true) { label79.Text = "Port Trouvé"; } else
{ return; }
            if (serialPort3.IsOpen == true) { label79.Text = "Port Trouvé"; } else
{ return; }
            if (serialPort4.IsOpen == true) { label79.Text = "Port Trouvé"; } else
{ return; }
            if (serialPort5.IsOpen == true) { label79.Text = "Port Trouvé"; } else
{ return; }
            if (serialPort6.IsOpen == true) { label79.Text = "Port Trouvé"; } else
{ return; }
        }
        private void serialPort1_DataReceived(object sender,
SerialDataReceivedEventArgs e)
        {
            data = serialPort1.ReadLine();
            x = Convert.ToDouble(data);
            label6.Text = data.ToString();
            data1 = serialPort1.ReadLine();
            y = Convert.ToDouble(data1);
            label5.Text = data1.ToString();
```