



CREATION D'UN DEPART SOUTERRAIN POUR ALIMENTER LA ZONE DU MINISTERE DES FINANCES

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE
MASTER
SPECIALITE : GENIE ENERGETIQUE ET ELECTRICITE INDUSTRIELLE
OPTION : RESEAUX ELECTRIQUES

Présenté et soutenu publiquement le 16 Janvier 2019 par

IDE ABDOU Abdoul Wahabou (20130776)

Encadrant 2iE : Mr. BASSOLE Justin, Enseignant au Département Génie Electrique et Energétique de 2iE

Maître de stage : Mr. HAMISSOU SOULEY Abdoul Rachid, Ingénieur au Service Maintenance et Exploitation du Réseau de Distribution de la NIGELEC à Niamey

Jury d'évaluation du stage :

Président : Mr. Kadri MOUSSA

Membres et correcteurs : Mr. Ahmed ZONGO

Mr. BASSOLE Justin

Promotion 2018-2019

REMERCIEMENTS

Ce travail est l'aboutissement d'un long cheminement au cours duquel j'ai bénéficié de l'encadrement, des encouragements et du soutien de plusieurs personnes, à qui je tiens à dire profondément et sincèrement merci.

- Tout le corps professoral du 2iE, pour le travail énorme qu'il effectue pour créer les conditions favorables au déroulement de nos études,
- Monsieur Abdoul-Aziz IBRAHIM, chef du Service Maintenance et Exploitation du Réseau de Distribution (SMERD) de la NIGELEC, pour sa collaboration et ses conseils, ainsi que l'ensemble des membres de son service.
- Monsieur Justin BASSOLE, professeur à 2iE. En tant que Directeur de mémoire, il m'a guidé dans mon travail et m'a aidé à trouver des solutions
- Monsieur Abdoul-Rachid HAMISSOU SOULEY, Ingénieur au Service Maintenance et Exploitation du Réseau de Distribution (SMERD).
- Les agents du Service Transport à la Direction de la Production et du Transport de la NIGELEC, pour leur disponibilité et leurs conseils

Je remercie les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail en acceptant de l'examiner.

Enfin, je ne saurai finir sans remercier ma famille et mes amis, qui par leurs prières et leurs encouragements m'ont aidé à surmonter tous les obstacles

RESUME

Cette étude porte sur la création d'un nouveau départ souterrain à Niamey, la capitale du Niger. Ce départ servira à alimenter le poste du ministère des finances et treize autres postes de distribution qui sont actuellement desservis par le départ VILLE. Ce projet intervient à une période où la NIGELEC tente de renouveler son réseau de distribution tout en le fortifiant. Notre étude a consisté à définir le tracé du nouveau départ, d'une longueur de 6845 mètres, dans un premier temps puis à faire le dimensionnement des conducteurs, des dispositifs de protection et enfin planifier l'exécution des travaux. Nous avons également mis à jour certains schémas dont le schéma de manœuvre général de Niamey.

Lors de cette étude nous avons modélisé une partie du réseau sous NEPLAN afin de vérifier les différents calculs de courant de court-circuit que nous avons effectué. Le projet devrait être réalisé en 2019 et son coût global est estimé à quatre cent deux millions huit cent quatorze mille huit cent vingt-six francs CFA (402.814.826 F CFA)

Mots Clés :

- 1 - Courant de court-circuit**
- 2 - Départ souterrain**
- 3 - Dimensionnement conducteurs**
- 4 - Modélisation**
- 5 - Protections**

ABSTRACT

This study focuses on the creation of a new underground departure in Niamey, the capital of Niger. This departure will be used to feed the Ministry of Finance and thirteen other distribution stations that are currently served by the departure VILLE. This project comes at a time when NIGELEC is trying to renew its distribution network while fortifying it. Our study consisted in defining the route of the new departure, of a length of 6845 meters, at first time then to size the conductors, protective devices and finally to plan the execution of the works. We have also updated some diagrams including the general maneuver scheme of Niamey.

During this study, we modeled part of the network under NEPLAN in order to verify the different short circuit current calculations that we carried out. The project is expected to be completed in 2019 and its overall cost is estimated at four hundred and two million eight hundred and fourteen thousand eight hundred and twenty-six francs CFA (402,814,826 F CFA)

Key words: they are chosen in relation to the subject treated and arranged in alphabetical order

1 – Underground departure

2 - Dimensioning conductors

3 - Modeling

4 - Short-circuit currents

5 – Protection devices

LISTE DES ABREVIATIONS

2iE	: Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
φ	: Déphasage du courant sur la tension
A	: Ampère
AOF	: Afrique Occidentale Française
BT	: Basse Tension
CC	: Court-circuit
DR	: Direction Régionale
DREIN	: Projet de Développement du Réseau Électrique Interconnecté du Niger
DPT	: Direction de la Production et du Transport
F CFA	: Franc de Communauté Francophone d'Afrique
GEEI	: Génie Energétique et Electricité Industrielle
HTA	: Haute Tension catégorie A
Km	: kilomètre
kV	: Kilovolt
kVA	: Kilo Voltampère
$L\omega$	: Réactance du conducteur
NIGELEC	: Société Nigérienne d'Electricité
NF	: Norme Française
NyIII	: Poste source de Niamey III
PERREN	: Projet d'Extension et de Renforcement du Réseau Électrique du Niger
R	: Résistance du câble
S	: Puissance apparente
SAFELEC	: Société Africaine d'Electricité
SMERD	: Service Maintenance et Entretien Réseau de Distribution
SONICHAR	: Société Nigérienne de Charbon
U_n	: Tension nominale
X	: Réactance du câble
Z	: Impédance

Table des matières

REMERCIEMENTS.....	ii
RESUME.....	iii
ABSTRACT.....	iv
LISTE DES ABREVIATIONS.....	v
LISTE DES TABLEAUX.....	viii
LISTE DES FIGURES.....	ix
Introduction Générale	1
Chapitre 1 : Contexte et Problématique	2
I. Contexte.....	2
1. Présentation de la NIGELEC	3
2. Présentation du SMERD	7
II. Cahier des charges	9
Chapitre 2 : Conception	10
I. Choix du tracé et Plan de distribution de l'énergie.....	10
1. Choix du tracé.....	10
2. Détermination de la puissance à transiter	12
3. Plan de distribution de l'énergie électrique	14
4. Matériel à acquérir	17
5. Mise à jour des schémas.....	18
II. Dimensionnement des câbles	20
1. Critères de calcul	20
2. Choix du type de câble à utiliser	21
3. Vérification de la contrainte thermique	22
4. Détermination de la section S_c (Court-circuit)	24
5. Vérification de la chute de tension et choix des câbles	26
6. Détermination des longueurs de câble par section	28
III. Choix des Protections.....	28
1. Généralités sur les protections.....	28
2. Le réseau à protéger	28
3. Les défauts affectant les réseaux	30
4. Protection des personnes et des biens : Les liaisons à la terre.....	31
5. Protection des différents éléments du réseau	32
6. Calcul des courants de court-circuit	37
7. Choix des protections.....	41
8. Test des protections.....	42
Chapitre 3 : Mise en œuvre des travaux	44
I. Mise en œuvre des câbles.....	44
1. Sondages et Exécution des tranchées	44
2. Préparation du fond de fouille	45
3. Manutention, transport des tourets et Déroulage du câble	46
4. Confection des boites de jonction.....	48
5. Remblayage sur câbles ou fourreaux	49
6. Remblayage des tranchées	49

II. Raccordement des câbles dans les postes et mise en service du départ.....	50
1. Confection des extrémités	50
2. Raccordement des cellules	52
3. Mise en service du départ.....	52
Chapitre 4 : Evaluation économique, délais d'exécution et impact environnemental et social	53
I. Estimation du coût	Erreur ! Signet non défini.
II. Délais d'exécution	53
III. Impact du projet	55
Conclusion et Recommandations	56
Bibliographie	57
ANNEXES	1
Annexe 1 : Caractéristiques des cellules IM	1
Annexe 2 : Caractéristiques de la cellule départ choisie.....	2
Annexe 3 : Confection des boîtes de jonction	4
Annexe 4 : Confection des boîtes de jonction	11
Annexe 5 : Raccordement des cellules IM	20

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Recensement des postes à alimenter	12
Tableau 2 : Longueurs des tronçons du départ	17
Tableau 3 : Détermination du nombre de boîtes de jonction	18
Tableau 4 : Caractéristiques des câbles	21
Tableau 5 : Choix du coefficient K_2	22
Tableau 6 : Choix du coefficient k_3	23
Tableau 7 : Choix du coefficient k_4	23
Tableau 8 : Choix de la section vérifiant la contrainte thermique	23
Tableau 9 : Tableau récapitulatif des sections normalisées en régime normal	24
Tableau 10 : Tableau des densités de courant admissibles dans les câbles	25
Tableau 11 : Tableau récapitulatif des sections normalisées en court-circuit	25
Tableau 12 : Valeurs de la Résistance en Ω/km	26
Tableau 13 : Valeurs de L en mH/km	27
Tableau 14 : Calcul de la chute de tension	27
Tableau 14 : Longueurs de câble nécessaires par section	28
Tableau 15 : Modes de raccordement du point neutre	32
Tableau 16 : Protections spécifiques aux éléments du réseau	33
Tableau 17 : Résultats des calculs d'impédance	40
Tableau 18 : Proposition valeurs de réglage protection contre les défauts de phases	42
Tableau 19 : Proposition valeurs de réglage protection contre les défauts de terre	42
Tableau 20 : Estimation du coût du projet	53
Tableau 21 : Main d'œuvre nécessaire	53
Tableau 22 : Planning d'exécution des travaux	54

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Evolution du nombre d'habitants de la ville de Niamey (Source :Plan Urbain de référence de la ville de Niamey 2009)	2
Figure 2 : Actionnaires de la NIGELEC (Source : Plan d'affaires de la NIGELEC 2010)	5
Figure 3 : Organigramme de la NIGELEC (Source : Plan d'affaires de la NIGELEC 2010)	6
Figure 4 : Organigramme du SMERD	8
Figure 5 : Les tracés envisagés	11
Figure 6 : Configuration actuelle	14
Figure 7 : Plan d'alimentation proposé	15
Figure 8 : Plan d'alimentation revu	16
Figure 9 : Nombre nécessaire de cellules IM	17
Figure 10 : Schéma de manœuvre global mis à jour	19
Figure 11 : Schéma de manœuvre nouveau départ	Erreur ! Signet non défini.
Figure 12 : Schéma unifilaire de la ville de Niamey	29
Figure 13 : Les différents court-circuit	30
Figure 14 : Utilisation d'un transformateur de mesure dans une chaîne de protection	34
Figure 15 : Symbole de la protection à maximum de courant	34
Figure 16 : Protection à maximum de courant à temps indépendant instantané	35
Figure 17 : Protection à maximum de courant à temps indépendant avec temporisation	35
Figure 18 : Protection à maximum de courant à temps inverse	35
Figure 19 : Courant résiduel Isrd	36
Figure 20 : Mesure du courant résiduel par trois transformateurs	36
Figure 21 : Mesure du courant résiduel par un transformateur TOR	37
Figure 22 : Réseau modélisé sous Neplan	39
Figure 23 : Distances minimales entre les canalisations d'eau ou de gaz et les canalisations électriques	46
Figure 24 : Distances minimales entre les canalisations de télécommunication et les canalisations électriques	46
Figure 25 : Les différents types de galets	47
Figure 26 : Déroulage du câble	48
Figure 27 : Extrémité intérieure	52

Introduction Générale

L'électricité joue un rôle majeur dans le développement humain et économique ainsi que dans le bien-être de la société. Sa fourniture ainsi que la continuité de celle-ci sont devenues vitales pour un pays en général et pour sa capitale en particulier. L'interruption de l'alimentation en énergie électrique perturbe considérablement la vie des populations ainsi que le fonctionnement des entreprises tout en engendrant d'immenses pertes pour les sociétés d'électricité. La demande d'électricité, reflète l'activité économique et sociale du pays.

La ville de Niamey a connu une explosion démographique suivie d'une explosion de la demande en énergie électrique que les moyens de production et de distribution de la société Nigérienne d'Electricité ont du mal à suivre. Niamey est donc soumise à des coupures intempestives d'électricité qui s'intensifient pendant la période chaude de l'année.

Le réseau de distribution de la ville de Niamey est souvent surexploité et certaines lignes sont vieilles de 30 ans d'où la nécessité de renouveler et renforcer ce réseau.

Le présent document a été rédigé lors d'un stage effectué à la Direction Régionale de la NIGELEC (DR) à Niamey avec pour thème : « Création d'un départ souterrain pour alimenter la zone du ministère des finances à Niamey ». Il intervient à une période où la NIGELEC a initié de nombreux projets d'extension et de renforcement de son réseau de distribution. Il nous a été confié comme mission d'alimenter la zone du Ministère des finances avec un nouveau départ afin de soulager le départ VILLE.

Notre travail sera divisé en quatre parties. Nous allons d'abord présenter le contexte puis le cahier des charges ensuite nous étudierons les infrastructures existantes et identifierons les besoins actuels afin de concevoir le nouvel ouvrage puis nous parlerons de sa mise en œuvre

Chapitre 1 : Contexte et Cahier des charges

I. Contexte

La capitale du Niger (Niamey) est située au Sud-Ouest du Niger avec une superficie de 255 Km². C'est la plus grande région énergivore du pays plus de 50% de la consommation énergétique nationale. Fondée au XIXe siècle, elle est longtemps restée un village de quelques centaines d'habitants puis a considérablement augmenté sa population à partir du milieu des années 1980 pour atteindre 1 302 910 habitants en 2011. Le nombre d'habitants a été multiplié par cinq ces trente dernières années. Le taux d'accroissement annuel est de l'ordre de 4,8 %.

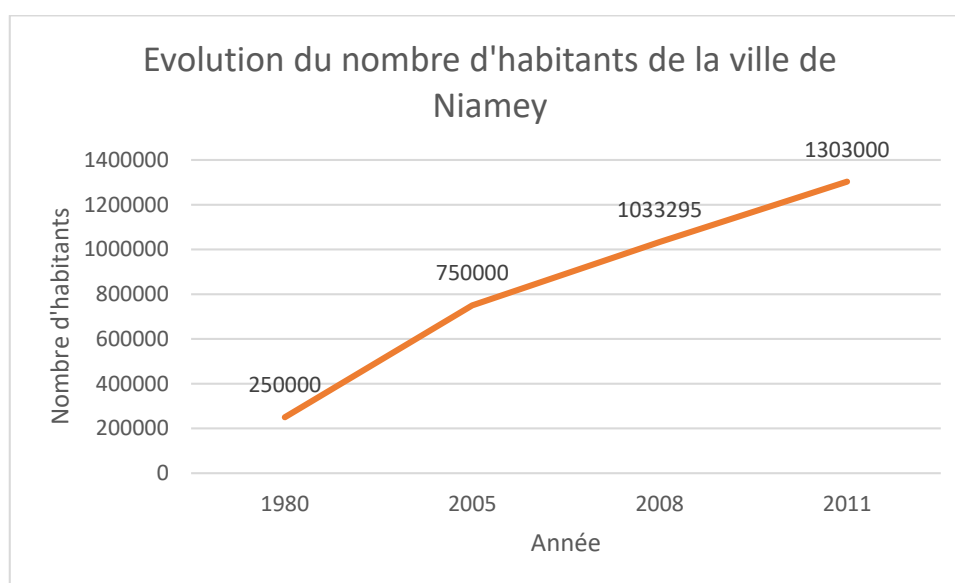


Figure 1 : Evolution du nombre d'habitants de la ville de Niamey (Source :Plan Urbain de référence de la ville de Niamey 2009)

La ville de Niamey abrite à elle seule 36.5% de la population urbaine du pays. L'augmentation soudaine de la population, que nous avons énoncée plus haut, devait être suivie par une amélioration des infrastructures de la NIGELEC. La production de l'énergie pose ici le plus de problème car la production interne représentait il n'y a pas si longtemps moins de 50% des besoins de la ville. Cela est censé avoir été corrigé par la mise en place de la centrale de Gorou Banda. Elle a été inaugurée en Mars 2017. Il ne suffit cependant pas de produire suffisamment d'énergie encore faut-il l'acheminer chez les abonnés dans de bonnes conditions. Le réseau de distribution s'agrandit à peu près au même rythme que la ville. Son exploitation ainsi que les travaux de maintenance et d'extension sont assurés par le Service Maintenance et Exploitation du Réseau de Distribution (SMERD) qui a été notre service d'accueil.

1. Présentation de la NIGELEC

a. *Historique de la société*

Le sous-secteur de l'électricité a connu une grande évolution qui remonte à 1952 avec la première convention accordant la gestion du service de l'électricité de Niamey à la société « Energie AOF » et qui avait notamment pour objet la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique en Afrique de l'Ouest française.

Energie AOF s'est par la suite transformée en SAFELEC (Société Africaine d'Electricité), en raison de l'accession du Niger à l'indépendance.

Le 07 septembre 1968, la SAFELEC est transformée en une société anonyme sous la dénomination de « Société Nigérienne d'Electricité » (NIGELEC) dont les capitaux sont détenus majoritairement par l'Etat. La distribution de l'électricité dans les autres villes fut confiée progressivement à NIGELEC à partir de 1971, d'abord en gérance, puis sous forme de concession à partir de 1973.

La Société Nigérienne d'électricité (NIGELEC), a toujours exercé ses activités sous le régime de concession avec le monopole de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique.

La Société Nigérienne de Charbon d'Anou Araren (SONICHAR), créée en 1978 pour exploiter le gisement de charbon d'Anou Araren s'est vue accorder la production de l'électricité par dérogation au monopole détenu par NIGELEC ; depuis 1988, NIGELEC loue la ligne 132 kV Anou Araren-Arlit à SONICHAR qui vend l'énergie électrique aux sociétés minières tout en gardant le monopole de la distribution dans les villes d'Agadez, d'Arlit et de Tchirozérine.

Les difficultés économiques que le NIGER a connues dans les années 1990 ont plongé le sous-secteur de l'électricité dans une situation particulièrement tendue due aux arriérés de consommation de l'Etat et de ses démembrements ; cette situation a été aggravée par la dévaluation du Franc CFA intervenue en 1994.

Ainsi, la pression des bailleurs de fonds pour inciter aux réformes s'est accentuée avec la suspension des crédits de financement et la menace de privatisation.

En 1993, l'Etat et la NIGELEC signaient un nouveau Traité de Concession d'une durée de 50 ans sans pour autant que lui soit annexé un cahier de charges qui devait définir clairement la mission de NIGELEC.

A partir de 1996, dans le cadre des réformes entreprises par l'Etat, la NIGELEC a été inscrite sur la liste des entreprises à privatiser. Cependant, ce processus n'a pas abouti malgré les différents appels d'offres lancés. Un cahier de charges comportant un plan d'investissement a

été présenté aux soumissionnaires. Mais, après l'abandon de cette option, aucune disposition n'a été prise pour assurer les financements planifiés.

Suite à la recommandation des bailleurs de fonds sur la suppression de la subvention de l'État sur le combustible, NIGELEC a initié, à partir de 2001, un vaste programme d'investissement afin de raccorder toutes les régions du pays au réseau interconnecté permettant ainsi de réduire la consommation de gasoil tout en bénéficiant du tarif préférentiel du NIGERIA. Il s'agit du Projet de Développement du Réseau Électrique Interconnecté du NIGER (DREIN) et du Projet d'Extension et de Renforcement du Réseau Électrique du Niger (PERREN) qui ont permis d'assurer un équilibre financier à l'Entreprise jusqu'à ce jour.

b. Mission et statut

La NIGELEC est une Société Anonyme (SA) d'économie mixte dont le siège social est à Niamey avec un capital de 3.356.500.000 francs CFA en 2013.

La NIGELEC a ainsi pour mission essentielle, la production, l'achat, l'importation, le transport, et la distribution de l'énergie électrique sur toute l'étendue du territoire de la république du NIGER. Elle est chargée de l'approvisionnement en énergie électrique du pays conformément aux textes en vigueur et suivant un traité de concession qu'elle a signé avec l'Etat le 03 mars 1993. Selon les termes de ce traité :

- L'Etat a la charge de réaliser tous les investissements de premier établissement ;
- La NIGELEC a pour obligation d'exploiter, d'entretenir et de renouveler les ouvrages électriques concédés.

Les actionnaires de la NIGELEC sont :

- L'Etat du NIGER : 94,65% ;
- Personnel : 3,73% ;
- Société Nigérienne de Banque (SONIBANK) : 0,6% ;
- Agence Française de Développement (AFD) : 0,45% ;
- Groupement des Communautés Urbaines (Niamey, Maradi, Zinder, Tahoua) : 0,44% ;
- Banque Internationale pour l'Afrique (BIA) : 0,13%

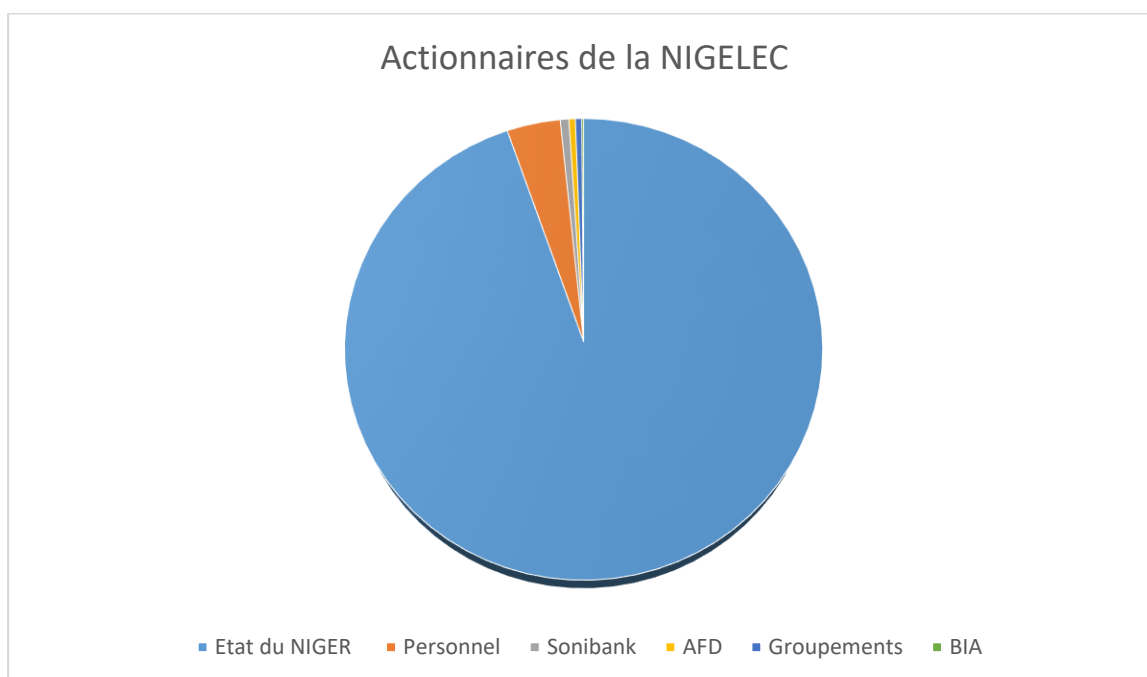


Figure 2 : Actionnaires de la NIGELEC (Source : Plan d'affaires de la NIGELEC 2010)

L'organisation de la société est donnée par l'organigramme de la figure 3 :

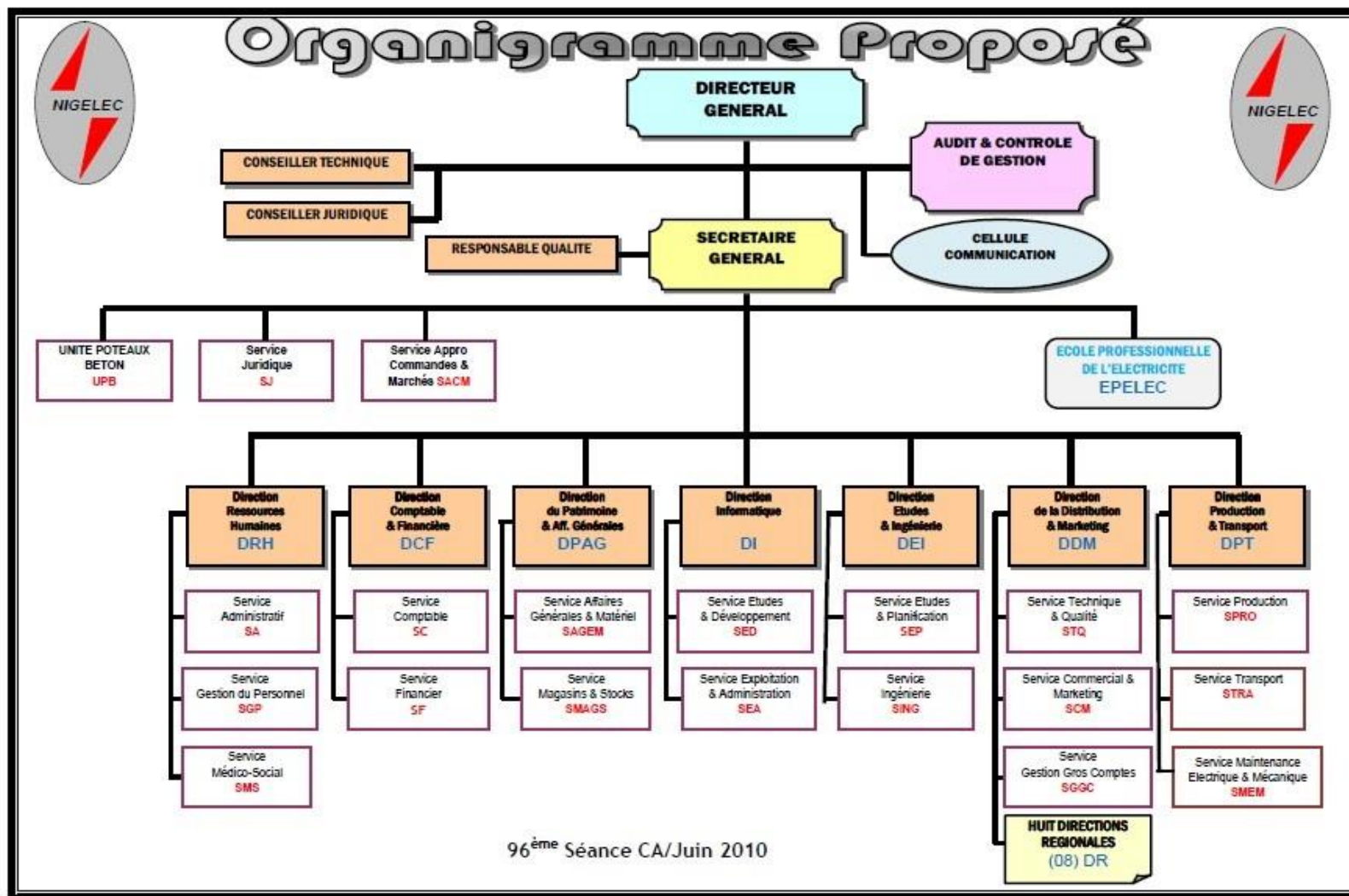


Figure 3 : Organigramme de la NIGELEC (Source : Plan d'affaires de la NIGELEC 2010)

Nous avons effectué notre stage à la Direction Régionale (DR) de Niamey au Service Maintenance et Exploitation du Réseau de Distribution (SMERD)

2. Présentation du SMERD

Le service maintenance et exploitation du réseau de distribution (SMERD) est sous la tutelle de la Direction Régionale (DR) de Niamey. Il a pour mission :

- D'assurer l'exploitation et la maintenance des ouvrages de distribution ;
- D'élaborer et suivre les budgets de fonctionnement et d'investissement ;
- De veiller à l'application des normes de sécurités et au respect de la réglementation ;
- De participer aux réceptions et à la mise en service des ouvrages de distribution ;
- D'analyser les statistiques d'incidents et autres interventions et établir les rapports périodiques d'activités ;
- De gérer les moyens matériels et humains mis à sa disposition
- D'assurer la maintenance corrective MT et BT du réseau de distribution de l'exploitation régionale et des centres rattachés.

Le SMERD comprend trois divisions et le poste de Niamey III ;

- Division Exploitation ;
- Division Maintenance ;
- Division Etude et travaux neufs ;
- Poste de Niamey III

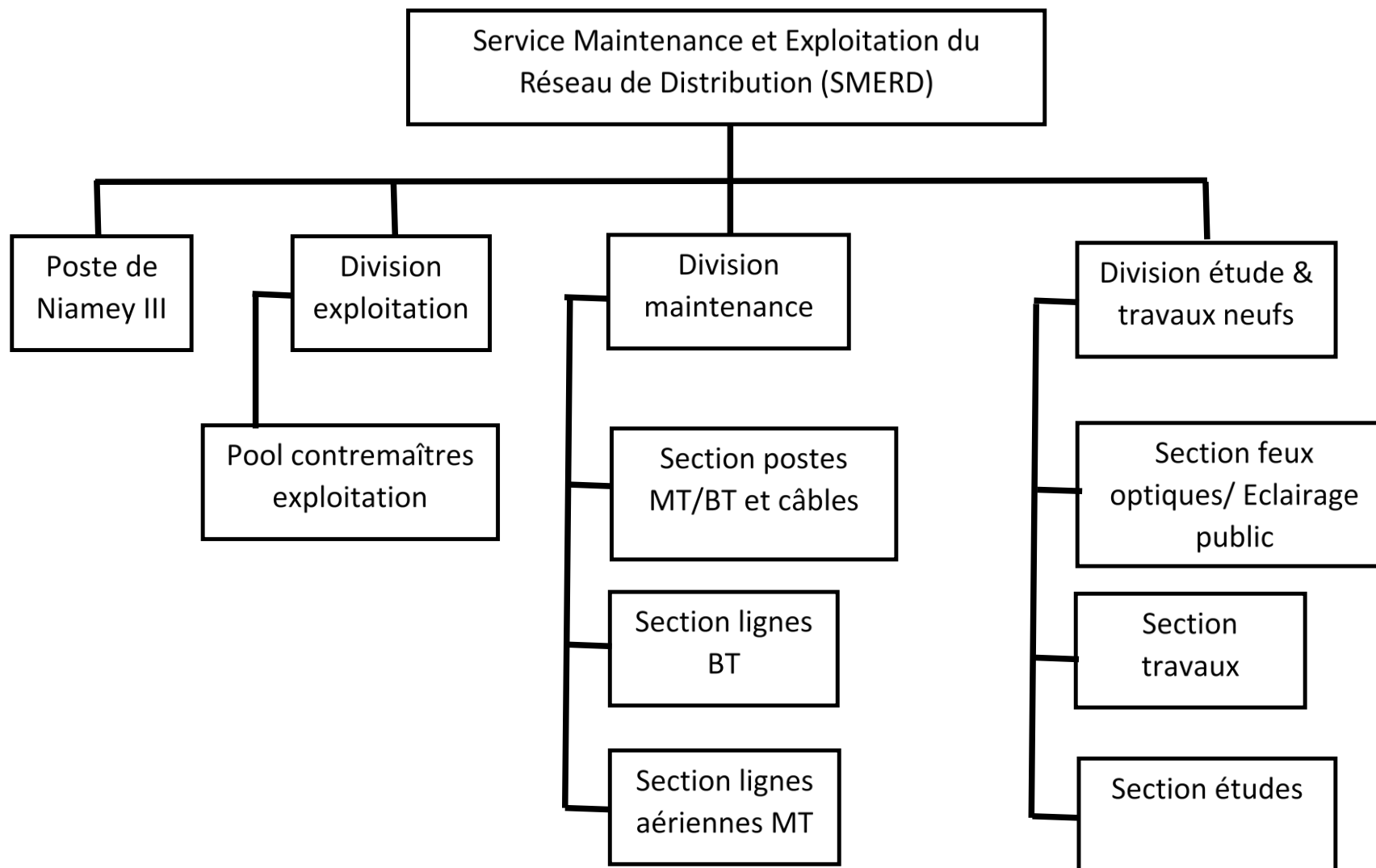


Figure 4 : Organigramme du SMERD

II. Cahier des charges

Depuis 1980 la Ville de Niamey est sujette à une explosion démographique que les infrastructures ont du mal à suivre. Le réseau de distribution est en passe d'être dépassé. Certains de ses départs ont aux alentours de 30 ans et sont aujourd'hui assez chargés d'où la nécessité de créer de nouveaux départs afin de les soulager. Les zones ministérielles étant énergivores, les départs les desservants seront les premiers à être soulagés. Le départ « VILLE » fait partie de ces départs vieux et chargés. Il dessert, entre autre, la zone du ministère des finances. Cette dernière regroupe de nombreux autres ministères ainsi que les sièges de grandes entreprises et ONG. Une grande partie des gros bâtiments de Niamey s'y trouvent. Il a donc été décidé de créer un nouveau départ souterrain pour desservir juste cette zone. Cela permettra de décharger le départ « VILLE » et par la même d'embellir la zone en éliminant les lignes aériennes 20kV du paysage. Nous devons donc traiter le thème intitulé : **Création d'un nouveau départ souterrain pour alimenter la zone du ministère des finances à partir de Niamey** III. Se faisant nous devons :

- Définir le tracé des câbles souterrains sur le plan Arcview du réseau de Niamey.
- Déterminer la puissance à transporter et Dimensionner les conducteurs ainsi que tous les autres équipements qui seront nécessaires
- Détailler la manière dont les travaux devront être exécutés dans le respect des normes
- Dimensionner, Calibrer et tester les équipements de protections
- Gérer la dépose des lignes aériennes si nécessaire
- Mettre à jour le schéma de manœuvre ainsi que le schéma unifilaire de la ville Niamey
- Evaluer la durée et le cout global des travaux

Chapitre 2 : Conception

Nous effectuerons d'abord le tracé du départ sous Arcview puis nous estimerons la puissance à transiter et dimensionnerons les conducteurs ainsi que les protections. Nous parlerons enfin de la mise en œuvre de ces derniers.

I. Choix du tracé et Plan de distribution de l'énergie

1. Choix du tracé

Le choix du tracé est très important car influence les travaux dans leur globalité. Il se doit d'être aussi précis que possible car des modifications engendreraient un coût assez important. Les câbles souterrains doivent être placés dans le domaine public[1]. Le réseau électrique de Niamey étant disponible sous Arcview nous ferons le tracé du nouveau départ sur ce même logiciel.

Deux options s'offrent à nous pour le choix du tracé. Le premier tracé nous pousserait à traverser les rues d'un quartier. Emprunter les petites voies nous permettrait d'éviter au maximum de croiser des ouvrages gênant. De plus lors des travaux de mise en place des câbles ou de recherche de défauts il y'aurait moins de désagrément pour les populations. Cependant malgré tous les avantages qu'offre ce tracé certains paramètres nous poussent à envisager d'autres options. En effet les voies de quartier ont une largeur réduite et ne permettraient pas de changement de direction optimal des câbles. Le réseau BT existant, les fosses septiques ainsi que les boutiques, entre autre, de part et d'autre de la voie, déjà exiguë, feraient que notre câble qui doit être dans le domaine public (à au moins 1.5 mètres des habitations des riverains) se retrouverait en plein milieu de la route. Nous avons donc élaboré un autre tracé, de longueur sensiblement égale, qui présente moins d'inconvénients que le premier. Rester sur le bas-côté d'une voie large tout en évitant les grandes infrastructures semble, ici, être le choix le plus judicieux. La figure ci-dessous montre les deux départs envisagés. Le tracé en bleu étant celui qui est retenu.

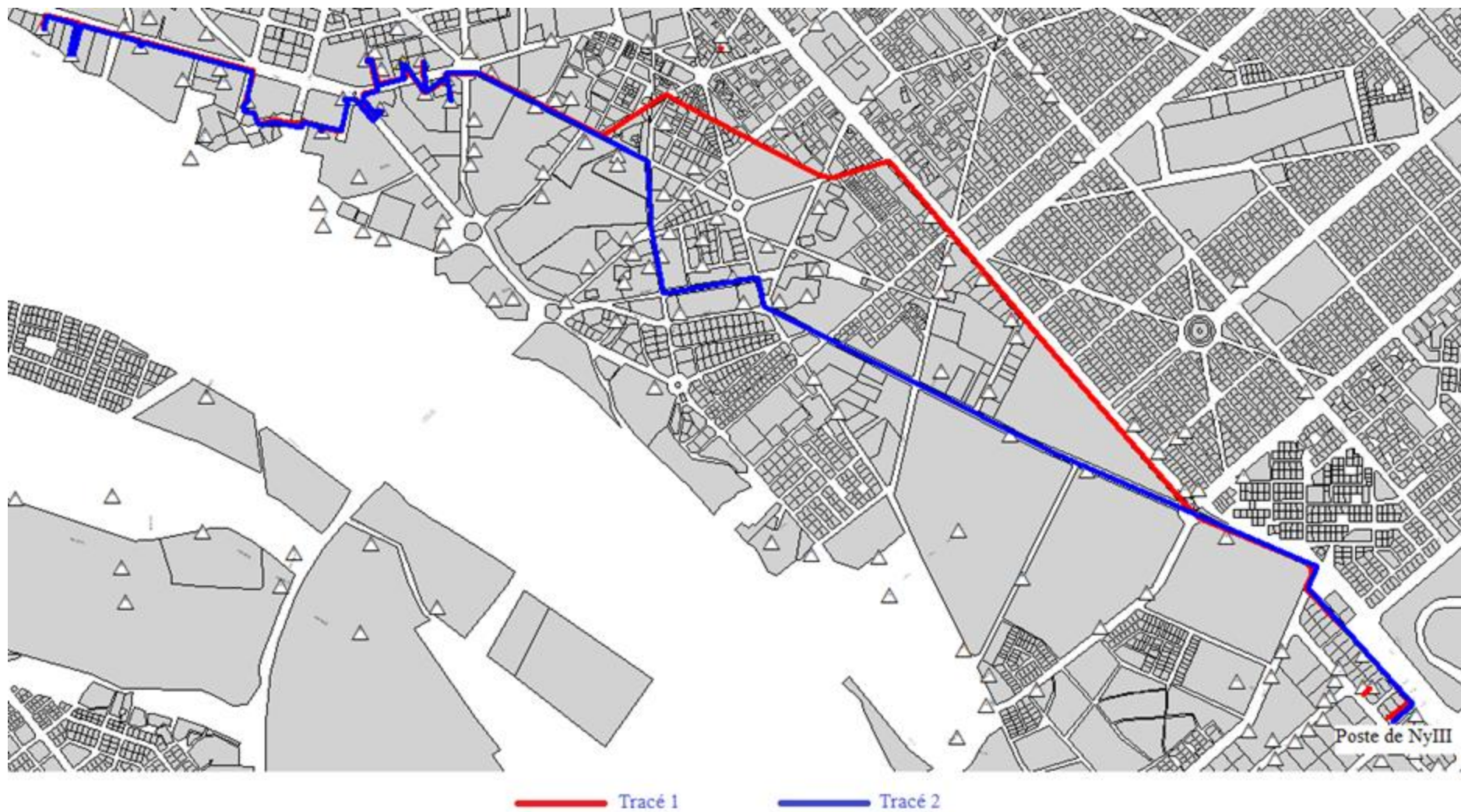


Figure 5 : Les tracés envisagés

2. Détermination de la puissance à transiter

La zone à desservir est celle du ministère des Finances. Il y' a au total, quatorze (14) postes de distribution à alimenter à partir de Niamey III. Le tableau suivant présente les postes à alimenter ainsi que leurs puissances nominales.

Tableau 1 : Recensement des postes à alimenter

Numéro Postes	Nom des postes	Puissance transformateur (kVA)
P.616	ACMAD	160
P.617	OPT Plateau	250
P.618	Ministère des Finances	400
P.619	Service Topo	160
P.620	DGI/DGE	160
P.621	Projet Habitat	250
P.622	Médiateur National	250
P.623	CNTS	160
P.431	Hôpital National	630
P.624	SNTN	100
P.861	DGDSE	160
P.625	Palais Présidence	160
P.627	Coordinateur	160
P.628	Villa 1 ^{er} Ministre	160
Total		3160

La somme des puissances nominales des postes nous donne 3.16 MVA. Cependant ce n'est pas cette valeur que nous utiliserons lors de nos calculs. En effet il faut tenir compte du fait que les transformateurs ne seront pas à leur puissance nominale tout le temps. Il faudra donc prendre en compte certains facteurs pour chacun des transformateurs, afin de nous rapprocher de la réalité, à savoir :

- Facteur d'utilisation (k_u) :

Caractérise le taux d'utilisation de la charge en fonction du temps. Il est utilisé pour déterminer le courant circulant dans les circuits amont et dimensionner la source

Type de charge	Facteur de charge supposé
Distribution - 2 et 3 circuits	0,9
Distribution - 4 et 5 circuits	0,8
Distribution - 6 à 9 circuits	0,7
Distribution - 10 circuits ou plus	0,6
Organe de commande électrique	0,2
Moteurs ≤ 100 kW	0,8
Moteurs > 100 kW	1,0

Figure 6 : Choix de k_u

Nous supposons ici un k_u de 0.8

- Facteur de simultanéité ou de foisonnement (k_s) :

Caractérise les conditions d'exploitation de l'installation notamment pour les moteurs et les prises de courant.

Utilisation		Facteur de simultanéité (ks)
Eclairage		1
Chauffage et conditionnement d'air		1
Prises de courant		0,1 à 0,2 ^[a]
Ascenseur et monte-charge ^[b]	Pour le moteur le plus puissant	1
	Pour le moteur suivant	0,75
	Pour les autres	0,60

Figure 7 : Choix de k_s

La climatisation et l'éclairage étant les plus gros consommateurs d'énergie dans un bâtiment nous prendrons un $k_s=1$.

- Facteur d'extension (k_e) :

Permet de prendre en compte les évolutions prévisibles de l'installation. Nous supposons ici une extension de 20% soit une valeur k_e de 1.2

Les transformateurs alimentant des bâtiments administratifs, pour la plus grande majorité, nous avons déterminé les différents facteurs en fonction de cela et les appliquerons aux différents transformateurs. N'ayant pas de données précises nous nous sommes appuyé sur le fait que pour des bureaux les plus grosses consommations viennent de la climatisation et de l'éclairage.

A partir de Niamey III il faut donc pouvoir transiter $3.16 * 1 * 1.2 * 0.8$ MVA soit 3.03MVA

C'est cette puissance que nous utiliserons lors du dimensionnement des câbles.

3. Plan de distribution de l'énergie électrique

Ayant défini le tracé du départ jusqu'à la zone du Ministère des finances il nous reste maintenant à déterminer de quelle manière alimenter les différents postes. Ils sont actuellement alimentés par le réseau aérien existant et nous avons une configuration semblable à celle-ci

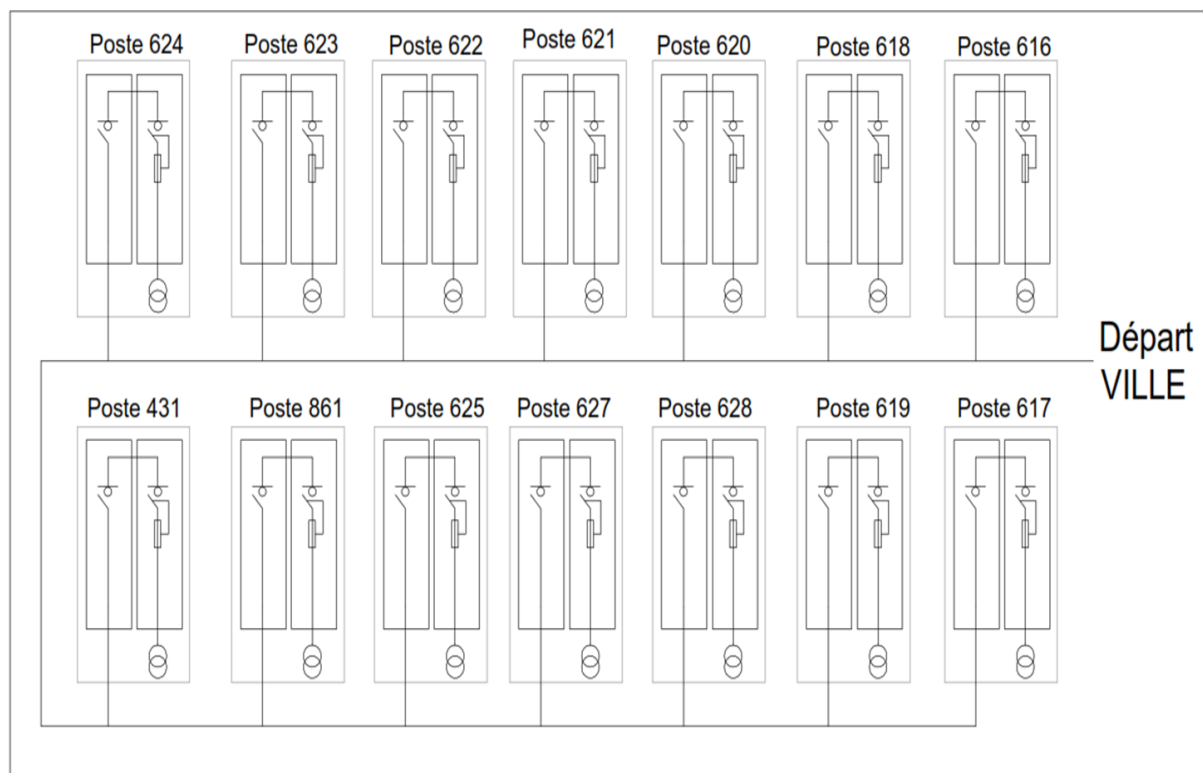


Figure 8 : Configuration actuelle

La ligne MT arrive aux alentours de chacun des postes et l'alimente à travers un câble aéro-souterrain. Nous n'avons donc besoin que d'une cellule IM arrivée et d'une autre PM pour la protection du transformateur.

Notre nouvelle configuration est différente. L'alimentation du poste N+1 se fait à partir du poste N. D'où la nécessité d'ajouter des cellules IM en départ ou en arrivée au niveau de certains postes.

Le schéma suivant montre la manière dont les postes seront reliés entre eux et permet de voir la dépendance existant entre les postes.

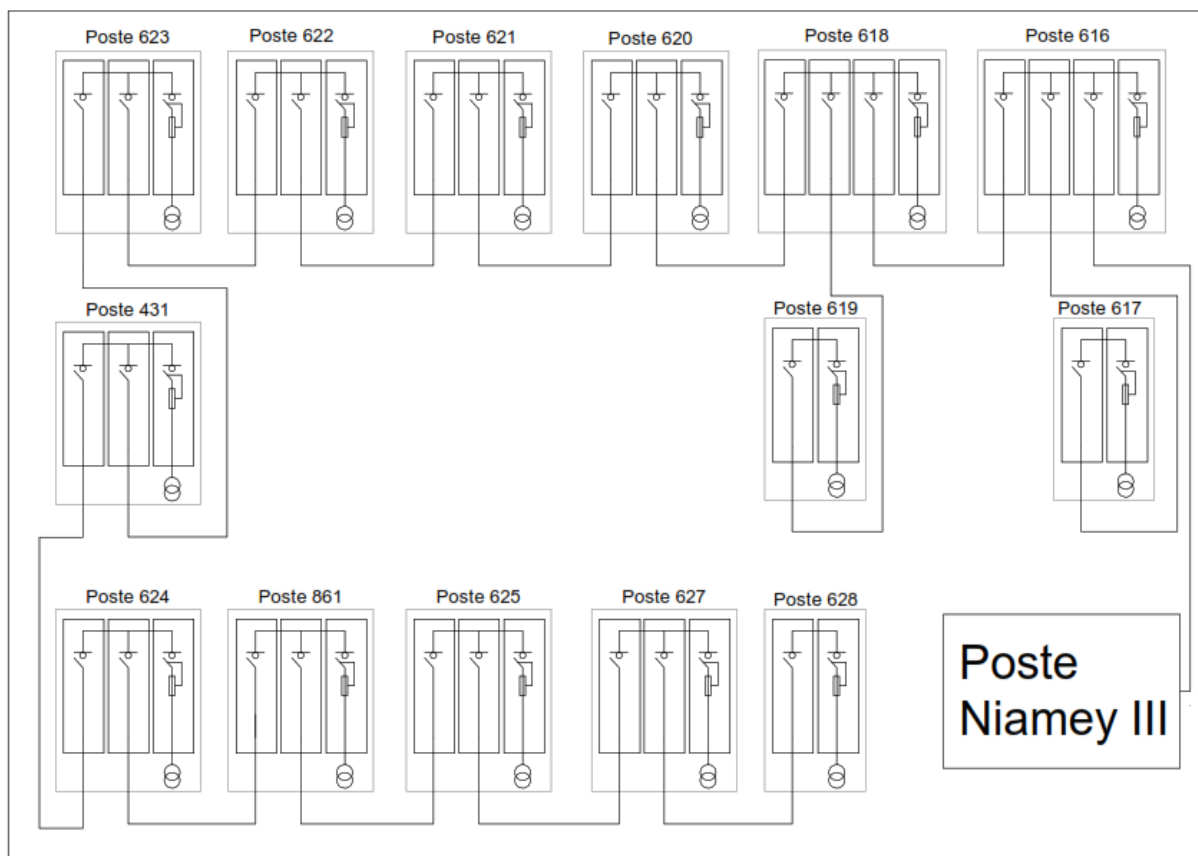


Figure 9 : Plan d'alimentation proposé

Supprimer le réseau HTA aérien dans cette zone fait partie des objectifs du projet cependant ça serait une bonne idée de maintenir un ou deux points de liaison avec ce dernier. En effet ces postes seraient, selon le plan défini plus haut, en antenne. En cas de défaut sur l'un des tronçons nous n'aurions aucun moyen de reprendre les postes en aval du défaut. Les recherches de défaut peuvent prendre un bon moment car se font ici au mégohmmètre. Nous avons donc décidé de créer des points de liaison avec le réseau aérien aux postes qui en sont proches. D'où le plan suivant :

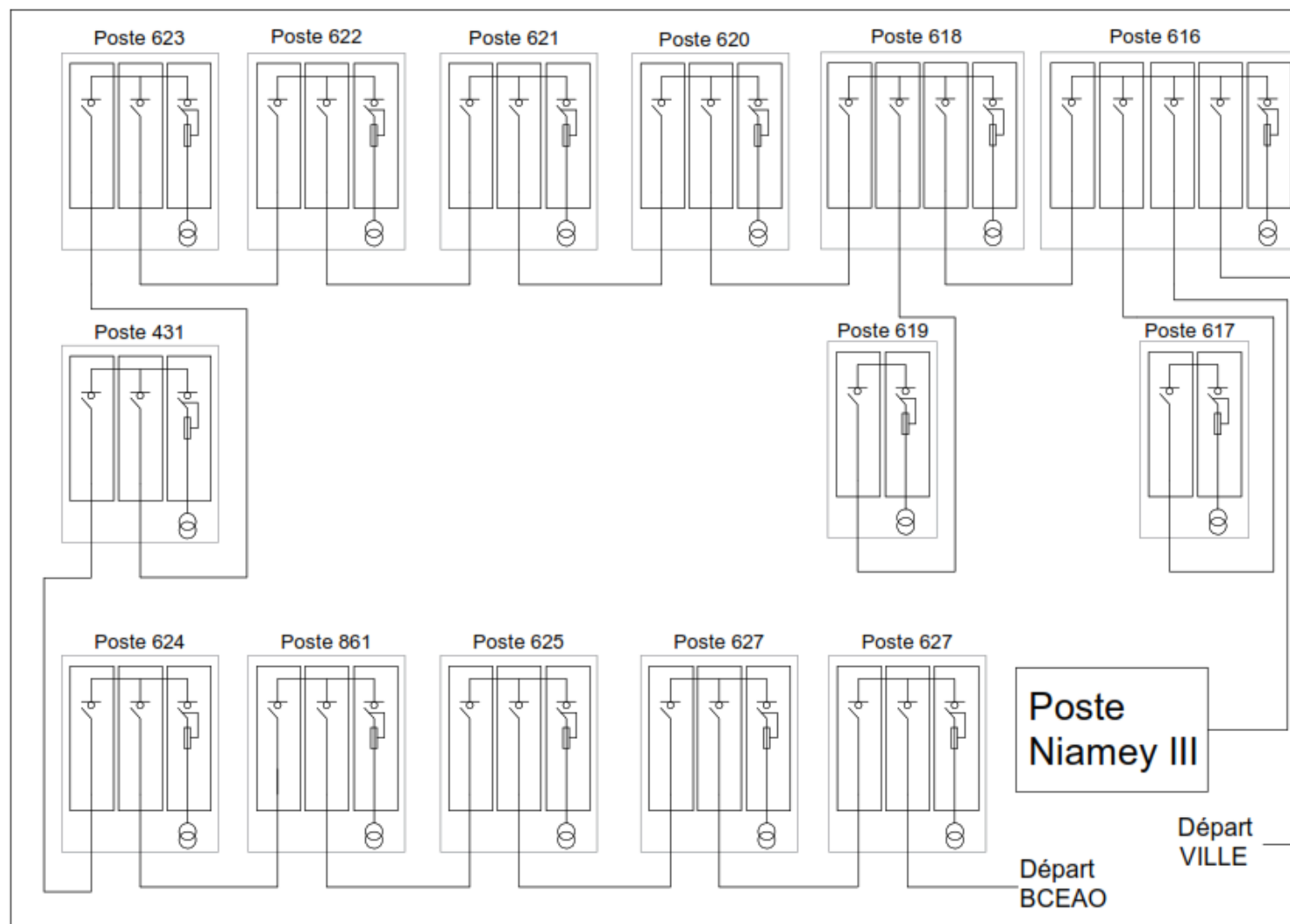


Figure 10 : Plan d'alimentation revu

Nous avons donc quatorze (14) tronçons. Le tableau suivant les regroupe ainsi que leurs longueurs dont nous aurons besoin lors du dimensionnement. Les longueurs ont été majorés de 20% afin de prendre en compte les remontés, les mous, les contournements d'ouvrages ainsi que d'autres imprévus pouvant survenir.

Tableau 2 : Longueurs des tronçons du départ

Numéro	Tronçons	Longueur (m)
1	Ny III – P.616	3703
2	P.616-P.617	91
3	P.616-P.618	103
4	P.618-P.619	124
5	P.618-P.620	146
6	P.620-P.621	279
7	P.621-P.622	280
8	P.622-P.623	186
9	P.623-P.431	215
10	P.431-P.624	214
11	P.624-P.861	533
12	P.861-P.625	358
13	P.625-P.627	353
14	P.627-P.628	280

4. Matériel à acquérir

Pour passer à la nouvelle configuration il est nécessaire de rajouter des cellules IM au niveau de certains postes. La configuration initiale présente « 14 » quatorze postes. La figure suivante permet de recenser le nombre de cellules nécessaires dans la nouvelle configuration

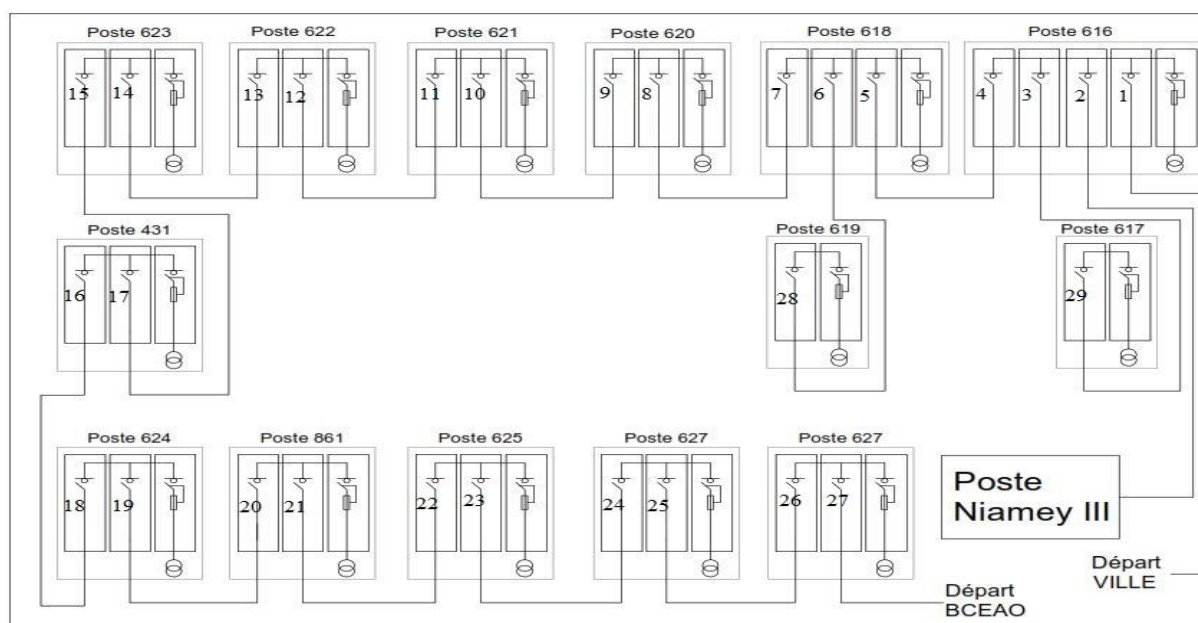


Figure 11 : Nombre nécessaire de cellules IM

Il nous faut donc quinze (15) cellules IM supplémentaires. Les cellules IM les plus communément utilisées à la NIGELEC sont les cellules SM6 24kV de Schneider. Les caractéristiques sont en [Annexe 1](#).

De plus les conducteurs et les cellules devront être raccordés. Il faudra donc des extrémités en nombre presque égal à celui des cellules car au premier poste nous maintiendrons la cellule connectée au réseau aérien donc il n'y aura pas besoin de confectionner une nouvelle extrémité à ce niveau. Il faudra aussi un kit à Niamey III. Nous aurons donc besoin de 29 kits.

Nous devons aussi déterminer le nombre de kits de trois boîtes de jonction nécessaire. Les tourets portant 500 m de câble, une boîte de jonction est nécessaire tous les 500m. Pour les tronçons dont la longueur est inférieure à 500 m nous n'en aurons donc pas besoin.

Tableau 3 : Détermination du nombre de boîtes de jonction

Tronçon	Longueur de câble et jonctions (m)		
Tronçon 1	3703	500	Jonction 1
		500	
		500	
		500	
		500	
		500	
		500	
		203	Jonction 7
Tronçon 11	533	500	Jonction 8
		33	

Nous avons donc besoin de 8 kits complets de 3 boîtes de jonction.

5. Mise à jour des schémas

La nouvelle configuration du réseau engendre des changements sur certains plans à savoir le schéma de manœuvre et le schéma unifilaire de Niamey. Le schéma de manœuvre est utilisé pour savoir à quel point du réseau effectuer une action afin d'obtenir un certain résultat à un autre niveau quant au schéma unifilaire du réseau de Niamey il permet de cerner le réseau de manière globale. L'un comme l'autre sont donc très importants et doivent être, autant que faire se peut, maintenus à jour.

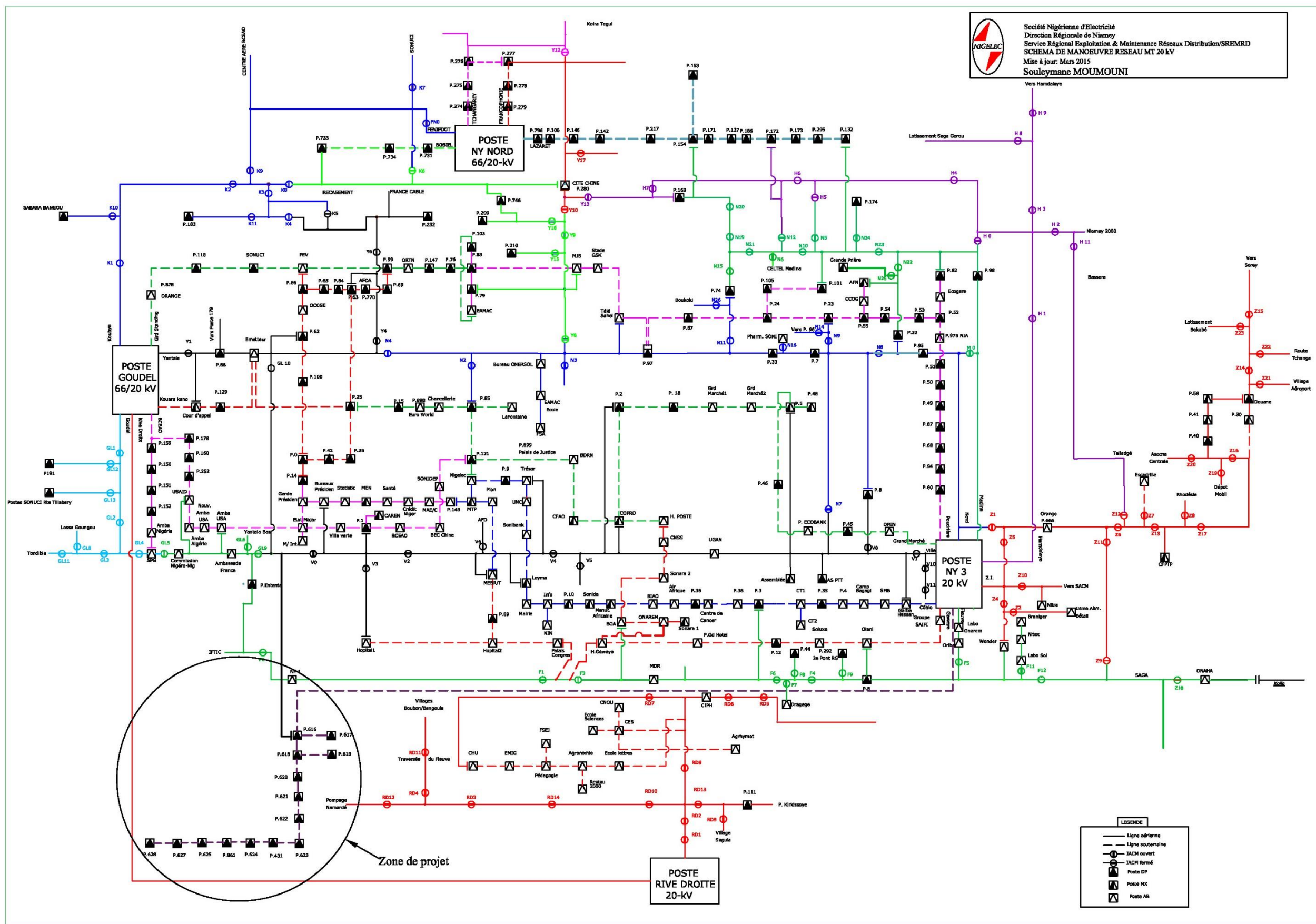


Figure 12 : Schéma de manœuvre global mis à jour

II. Dimensionnement des câbles

1. Critères de calcul

Une ligne électrique est un ensemble de conducteurs assurant le transport d'une puissance électrique. Cette puissance se manifeste par le passage d'un courant dans chaque conducteur. La résistance du conducteur parcouru par le courant dissipe de l'énergie sous forme de chaleur par effet JOULE.[2] Ces contraintes thermiques limitent le transit de puissance dans les câbles électriques. Pour déterminer le conducteur optimal il faut successivement calculer 3 types de contraintes thermiques.

- ✚ D'une part, la chaleur dissipée élève la température du conducteur et des isolants. Si cette élévation n'est pas limitée, les isolants vieillissent, perdent leur qualité et provoquent des défauts. Pour limiter ces effets, il suffit de limiter l'énergie dissipée sous forme d'effet JOULE, donc le courant. D'où un choix de section déterminé par un courant admissible donné.
- ✚ D'autre part, la résistance de câble, compte tenu de son élévation de température et de la réactance de celui-ci, provoque au passage du courant une chute de tension proportionnelle à ces facteurs. La tension d'alimentation des récepteurs peut être suffisamment affaiblie pour perturber le fonctionnement des appareils d'éclairage ou des moteurs. On choisira une section de conducteurs limitant la chute de tension à un pourcentage admissible. D'où une section conditionnée par la chute de tension admissible.
- ✚ Il est également nécessaire d'effectuer une vérification concernant la tenue au court-circuit pendant un temps donné, particulièrement en Haute tension ou dans les réseaux électriques industriels. La température atteinte par l'âme à la fin d'une surcharge de courte durée due par exemple à un court-circuit, ne doit pas dépasser la température dite de court-circuit admise par les matériaux constituant le câble retenu.

En résumé, la section choisie doit satisfaire simultanément à ces 3 conditions :

- Echauffement normal admissible,
- Chute de tension admissible,
- Surcharge temporaire admissible.

Nous avons plusieurs tronçons, entre postes, où doivent transiter des puissances différentes. Il faudra donc déterminer la meilleure section pour chacun des tronçons.

Plusieurs paramètres entrent en compte lors de ces différents calculs à savoir :

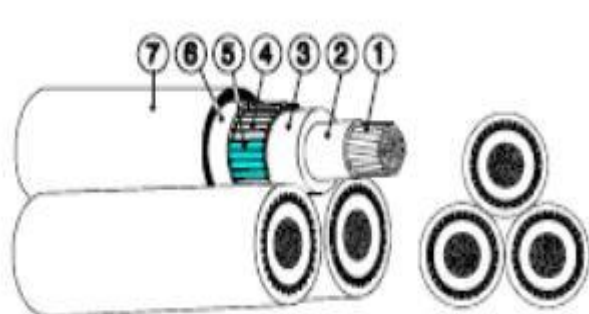
- Tension nominale

- Chute de tension maximale
- Le type de câble à installer
- Longueur de la jonction : l [km]
- Caractéristiques et conditions de pose du câble :

2. Choix du type de câble à utiliser

La NIGELEC utilise les câbles souterrains torsadés à âme en aluminium de type NF C33226. Nous utiliserons donc les mêmes. Les caractéristiques principales sont résumées dans le tableau suivant[3] :

Tableau 4 : Caractéristiques des câbles

Caractéristiques des câbles utilisés à la NIGELEC							
Construction du câble							
				1 – Âme en aluminium 2 - Écran semi-conducteur interne 3 - Isolant PR 4 - Ecran semi-conducteur sur isolant, cannelé et pelable 5 - Poudre d'étanchéité dans les cannelures 6 - Écran aluminium posé en long et collé à la gaine 7 - Gaine Polyéthylène			
Utilisations							
Ces câbles conviennent à toutes les utilisations, en particulier pour la réalisation de : - liaisons dans les postes de transformation des centrales - liaisons entre lignes aériennes et postes de transformation - liaisons aéro-souterraines							
Marquage							
NEXANS - n° usine - NF C 33-226 FR-N20XA8E-AR - section - Al - 12/20 (24) kV - année - mois - type de notice d'installation - G épaisseur de gaine - Sc épaisseur du semi-conducteur - EC épaisseur de l'écran - C2 RT température d'installation Repérage des phases : 1, 2, 3 marqué en hélice. La torsade porte un repérage métrique sur la gaine d'une phase, ainsi qu'un repère de traçabilité.							
Caractéristiques électriques des torsades aluminium							
Section [mm²]	Nom. outer diam. [mm]	Max. DC Resist. Cond. 20°C [Ohm/km]	Intensité admissible enterré, 20°C, pose en tréfle [A]	Inductance nom. [mH/km]	Résistance inductive à 50 Hz [Ohm/km]	Capacité approx. des conducteurs de phase [µF / km]	Masse approx. [kg/km]
50	28,1	0,641	165	0,44	0,14	0,18	691
95	31,0	0,32	241	0,39	0,12	0,21	865
150	30,8	0,206	307	0,35	0,11	0,31	974
240	35,2	0,125	404	0,32	0,1	0,37	1330
630	49,5	0,0469	677	0,29	0,09	0,52	2927

3. Vérification de la contrainte thermique

La méthode de calcul est la suivante :

- On détermine l'intensité normale I_n devant transiter dans la liaison

$$I_n[A] = \frac{S[kVA]}{U[kV] * \sqrt{3}} \quad (2)$$

- On détermine ensuite l'intensité fictive $I_{fictive}$

Si les conditions propres à l'installation sont différentes de celles précisées dans les tableaux de caractéristiques donnant pour chaque câble les intensités maximales admissibles, on calcule un facteur de correction K à appliquer à l'intensité à transporter.[2]

$$I_{fictive} = \frac{I_n}{K} \quad (3)$$

K est le produit de 4 différents facteurs de correction : K_1 , K_2 , K_3 et K_4 .

- K_1 étant le facteur de correction en fonction du mode de pose : à appliquer pour les câbles posés à l'air libre. Nous ne l'appliquerons donc pas ici.
- K_2 est le facteur de correction de température. Il est à appliquer pour tous les câbles posés dans une température ambiante différente de 20 °C pour les câbles enterrés. Le tableau suivant permet d'en faire le choix.

Tableau 5 : Choix du coefficient K_2

TEMPÉRATURE AMBIANTE θ_a °C	Câbles basses tension isolés au		
	Caoutchouc $\theta_p = 60$ °C	PVC $\theta_p = 70$ °C	PR $\theta_p = 90$ °C
CÂBLES ENTERRÉS			
10		1,10	1,07
15		1,05	1,04
20		1,00	1,00
25		0,95	0,96
30		0,89	0,93
35		0,84	0,89
40		0,77	0,85
45		0,71	0,80
50		0,63	0,76

Notation :

θ_p : température de l'âme en régime normal.
 θ_n : température ambiante normale
 (30 °C ou 20 °C)
 θ_a : température ambiante réelle.

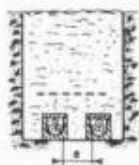
$$K_2 = \sqrt{\frac{\theta_p - \theta_a}{\theta_p - \theta_n}}$$

Pour nos différents calculs nous appliquerons donc un coefficient de correction $K_2 = 0.8$

- K_3 est le facteur de correction de proximité qui à utiliser lorsque d'autres câbles sont posés à proximité de celui pour lequel on veut déterminer la section

Tableau 6 : Choix du coefficient k_3

CÂBLES ENTERRÉS
Directement dans le sol ou en caniveau sablé profondeur de tranchée $\leq 1,50$ m.



	Nombre de câbles en tranchée					
	1	2	3	4	6	≥ 9
$K_3 =$	1	0,85	0,78	0,72	0,62	0,55

N'ayant que notre propre câble en tranchée nous appliquerons un coefficient de correction $K_3 = 1$

- K_4 : Facteur de correction pour câble enterré dans des sols de résistivité thermique différente de $100^\circ \text{C cm} / \text{W}$

N'ayant pas de moyens d'effectuer des analyses afin de déterminer la résistivité du sol, nous nous appuierons sur le fait qu'il ne soit ni trop sec ni trop humide pour le qualifier de « normal ».

La valeur de K_4 est choisie dans le tableau suivant :

Tableau 7 : Choix du coefficient k_4

Résistivité thermique du terrain $K. \text{ m/W}$	Nature du terrain humidité	Facteur de correction
0,40	inondé*	1,25
0,50	très humide	1,21
0,70	humide	1,13
0,85	normal	1,05
1,00	sec	1
1,20	} très sec	0,94
1,50		0,86
2,00		0,76
2,50		0,70
3,00		0,65

* Pose immergée

Nous appliquons donc un coefficient $K_4 = 1.05$

- ✚ On choisit la section qui correspond à la liaison en s'aidant du tableau suivant

Tableau 8 : Choix de la section vérifiant la contrainte thermique

Section (mm^2)	Intensité admissible (A)
50	165
95	245
150	310
240	405

L'application de la méthode de calcul nous donne les résultats suivants :

Tableau 9 : Tableau récapitulant les sections normalisées en régime normal

Tronçon	Courant admissible	Courant fictif	Section normalisée retenue
Tronçon 1	109,47	122,65	50
Tronçon 2	8,66	9,70	50
Tronçon 3	95,26	106,74	50
Tronçon 4	5,54	6,21	50
Tronçon 5	84,18	94,32	50
Tronçon 6	78,64	88,11	50
Tronçon 7	69,97	78,40	50
Tronçon 8	61,31	68,70	50
Tronçon 9	55,77	62,49	50
Tronçon 10	33,95	38,04	50
Tronçon 11	28,41	31,83	50
Tronçon 12	22,86	25,62	50
Tronçon 13	17,32	19,41	50
Tronçon 14	11,78	13,20	50

4. Détermination de la section S_c (Court-circuit)

Il nous faut tout d'abord déterminer les courants de court-circuit. Plusieurs méthodes sont proposées par les normes. Nous ferons les calculs selon la norme CEI 60909 Elle explique le calcul des courants de court-circuit maximaux et minimaux. Les premiers permettent de déterminer les caractéristiques assignées des matériels électriques. Les seconds sont nécessaires au calibrage des protections de surintensité.

Les défauts triphasés sont généralement considérés comme ceux provoquant les courants de défaut les plus élevés. Nous ne calculerons que leur valeur dans cette partie.

Pour cela nous appliquerons la formule suivante :

$$I_{ccmax} = \frac{C * U_n}{\sqrt{3} * \sum Z_{cc}} \quad (4)$$

Avec :

$C = 1,1$ pour les courants maximaux

U_n : Tension nominale de l'installation entre phase et neutre

$\sum Z_{cc}$: impédance de la boucle de défaut.

Une fois que nous aurons obtenu la valeur de I_{cc} il ne nous reste plus qu'à déterminer la section pouvant supporter cette valeur du courant pendant 2 secondes sans que les propriétés du câble ne soient altérées.

Nous utiliserons la relation suivante :

$$d = \frac{I_{cc}}{S_c} \text{ D'où } S_c = \frac{I_{cc}}{d} \quad (5)$$

Avec :

I_{cc} : Courant de court-circuit

d : densité de courant de court-circuit que peut accepter un câble

S_c : Section de câble en court-circuit

Tableau 10 : Tableau des densités de courant admissibles dans les câbles

		Densité de courant : d en A/mm ²			
DUREE DE LA SURCHARGE (en secondes) *		0,2 s	0,5 s	1 s	2 s
AMES					
Câbles MT					
Isolation papier imprégné	Câble chaud à 65 °C	157	99	70	50
PVC	Câble chaud à 70 °C	167	104	73	52
Polyéthylène haute densité (1)	Câble chaud à 80 °C	174	110	78	55
PRC – EPR – EPDM	Câble chaud à 90 °C	205	129	91	65

N.B: Pour des durées de surcharge t comprises entre 2 et 10 secondes, on obtiendra la densité de courant en divisant par $\sqrt{t}$ la valeur de d donnée pour une surcharge de 1 seconde.

Les résultats de calcul sont dans le tableau suivant :

Tableau 11 : Tableau récapitulatif des sections normalisées en court-circuit

Tronçon	Courant de court-circuit (A)	Section court-circuit (mm ²)	Section normalisée (mm ²)
Tronçon 1	10989,39	199,80	240
Tronçon 2	10319,25	187,62	240
Tronçon 3	9747,38	177,22	240
Tronçon 4	9244,63	168,08	240
Tronçon 5	8797,52	159,95	240
Tronçon 6	8332,15	151,49	240
Tronçon 7	7872,88	143,14	150
Tronçon 8	7538,92	137,07	150
Tronçon 9	7228,46	131,42	150
Tronçon 10	6953,91	126,43	150
Tronçon 11	6575,01	119,54	150
Tronçon 12	6313,95	114,79	150
Tronçon 13	6083,31	110,60	150
Tronçon 14	5897,51	107,22	150

5. Vérification de la chute de tension et choix des câbles

Il faut déterminer la section des conducteurs, permettant pour un réseau d'assurer le transport du courant par un câble de longueur L sans dépasser la valeur limite de la chute de tension $\frac{\Delta U}{U}$ permise qui est dans notre cas de 3,5%. [2]

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * (R \cdot \cos\varphi + L\omega \cdot \sin\varphi) \quad (6)$$

ΔU = chute de tension exprimée en V

R = résistance du conducteur en Ω

I = intensité du courant exprimée en A

φ =déphasage du courant sur la tension

$L\omega$ = réactance du conducteur

Les valeurs de R et de $L\omega$ étant données par les tableaux suivants [10]:

Tableau 12 : Valeurs de la Résistance en Ω/km

Section du conducteur [mm ²]	Résistance DC à 20°C		Résistance AC 50 Hz à 90°C	
	Cuivre	Aluminium	Cuivre trèfle	Aluminium trèfle
25	0,727	1,20	0,927	1,539
35	0,524	0,868	0,668	1,113
50	0,387	0,641	0,494	0,822
70	0,268	0,443	0,342	0,568
95	0,193	0,320	0,247	0,411
120	0,153	0,253	0,196	0,325
150	0,124	0,206	0,159	0,265
185	0,0991	0,164	0,128	0,211
240	0,0754	0,125	0,0980	0,161
300	0,0601	0,100	0,0790	0,130
400	0,0470	0,0778	0,0632	0,102
500	0,0366	0,0605	0,0509	0,0802
630	0,0283	0,0469	0,0412	0,0635
800	0,0221	0,0367	0,0343	0,0513
1000		0,0291		0,0427
1200		0,0247		0,0377
1400		0,0212		0,0340

Tableau 13 : Valeurs de L en mH/km

Trèfle								
Section du conducteur [mm ²]	U ₀ = 6 U = 10 U _{max} = [kV]	8,7 15 [kV]	12 20 [kV]	18 30 [kV]	36 - 40,5 82,5 [kV]	64 123 [kV]	76 145 [kV]	87 170 [kV]
25	0,464	0,482						
35	0,443	0,460	0,475					
50	0,414	0,430	0,444	0,477				
70	0,391	0,407	0,420	0,452				
95	0,370	0,385	0,399	0,429	0,473	0,558	0,609	
120	0,359	0,375	0,286	0,415	0,458	0,533	0,578	
150	0,345	0,360	0,373	0,399	0,442	0,502	0,544	
185	0,337	0,351	0,362	0,389	0,429	0,482	0,520	0,555
240	0,319	0,331	0,342	0,367	0,404	0,452	0,474	0,504
300	0,311	0,324	0,334	0,358	0,394	0,440	0,457	0,482
400	0,297	0,308	0,318	0,340	0,373	0,416	0,427	0,444
500	0,289	0,300	0,309	0,328	0,361	0,402	0,413	0,425
630	0,288	0,297	0,305	0,324	0,357	0,396	0,406	0,415
800	0,285	0,293	0,301	0,318	0,343	0,380	0,389	0,392
1000	0,276	0,284	0,291	0,307	0,332	0,368	0,377	0,379
1200	0,275	0,282	0,289	0,304	0,325	0,359	0,368	0,370
1400	0,271	0,278	0,284	0,298	0,319	0,352	0,360	0,362

Nous avons déterminé la section admissible en régime nominale ainsi que la section en court-circuit. Nous utiliserons la plus élevée dans chaque cas pour déterminer la chute de tension.

Tableau 14 : Calcul de la chute de tension

Tronçon	Section retenue	Chute de tension %
Tronçon 1	240	0,5427%
Tronçon 2	240	0,0015%
Tronçon 3	240	0,0147%
Tronçon 4	240	0,0013%
Tronçon 5	240	0,0181%
Tronçon 6	240	0,0323%
Tronçon 7	150	0,0421%
Tronçon 8	150	0,0244%
Tronçon 9	150	0,0256%
Tronçon 10	150	0,0153%
Tronçon 11	150	0,0316%
Tronçon 12	150	0,0168%
Tronçon 13	150	0,0123%
Tronçon 14	150	0,0064%
	Chute de tension totale	0,7851%

Nous pouvons donc valider les sections pour les différents tronçons car la chute de tension totale s'élève à 0,7851 %

6. Détermination des longueurs de câble par section

Le dimensionnement des câbles nous a permis d'obtenir la section de câble nécessaire pour chaque tronçon. Nous pouvons donc déterminer les longueurs de câble nécessaire par section. Une fois ces longueurs déterminées il ne nous restera plus qu'à déterminer le nombre de tourets nécessaires pour les travaux. Les tourets utilisés ici portent une longueur de câble de 500 mètres. D'où :

$$\text{Nombre de tourets} = \frac{\text{longueur de câble}}{500} \quad (8)$$

Le tableau ci-dessous résume les longueurs de câbles nécessaires ainsi que le nombre tourets

Tableau 15 : Longueurs de câble nécessaires par section

	Section de 240mm ²						Section de 150 mm ²							
Tronçons	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Longueur (m)	3703	91	103	124	146	279	280	186	215	214	533	358	353	280
Longueur totale (m)	4446						2419							
Nombre de tourets	9						5							

III. Choix des Protections

1. Généralités sur les protections

Tout réseau électrique, même exécuté dans les normes avec des matériaux de choix, peut être affecté par des défauts de causes et d'effets divers. Toute perturbation influence les diverses grandeurs électriques caractérisant le fonctionnement normal de l'installation et peut éventuellement endommager le réseau. Dès lors, il est nécessaire de mettre en place des protections bien calibrées capable de détecter et d'éliminer rapidement tous les types de défauts pouvant survenir dans le réseau électrique.[4]. Elles doivent permettre de :

- Préserver la sécurité des biens et des personnes contre les dangers électriques ;
- Préserver la stabilité du réseau et la continuité de service du réseau ;
- Éviter la destruction partielle ou totale du réseau ainsi que les risques d'incendies ;

2. Le réseau à protéger

Notre départ prend source à Niamey III. Les autres départs étant déjà protégés et les protections amont en place nous devons juste protéger notre départ en mettant en place notre système de protection au niveau de Niamey III. Le schéma unifilaire suivant montre le réseau de Niamey ainsi que la position de notre départ.

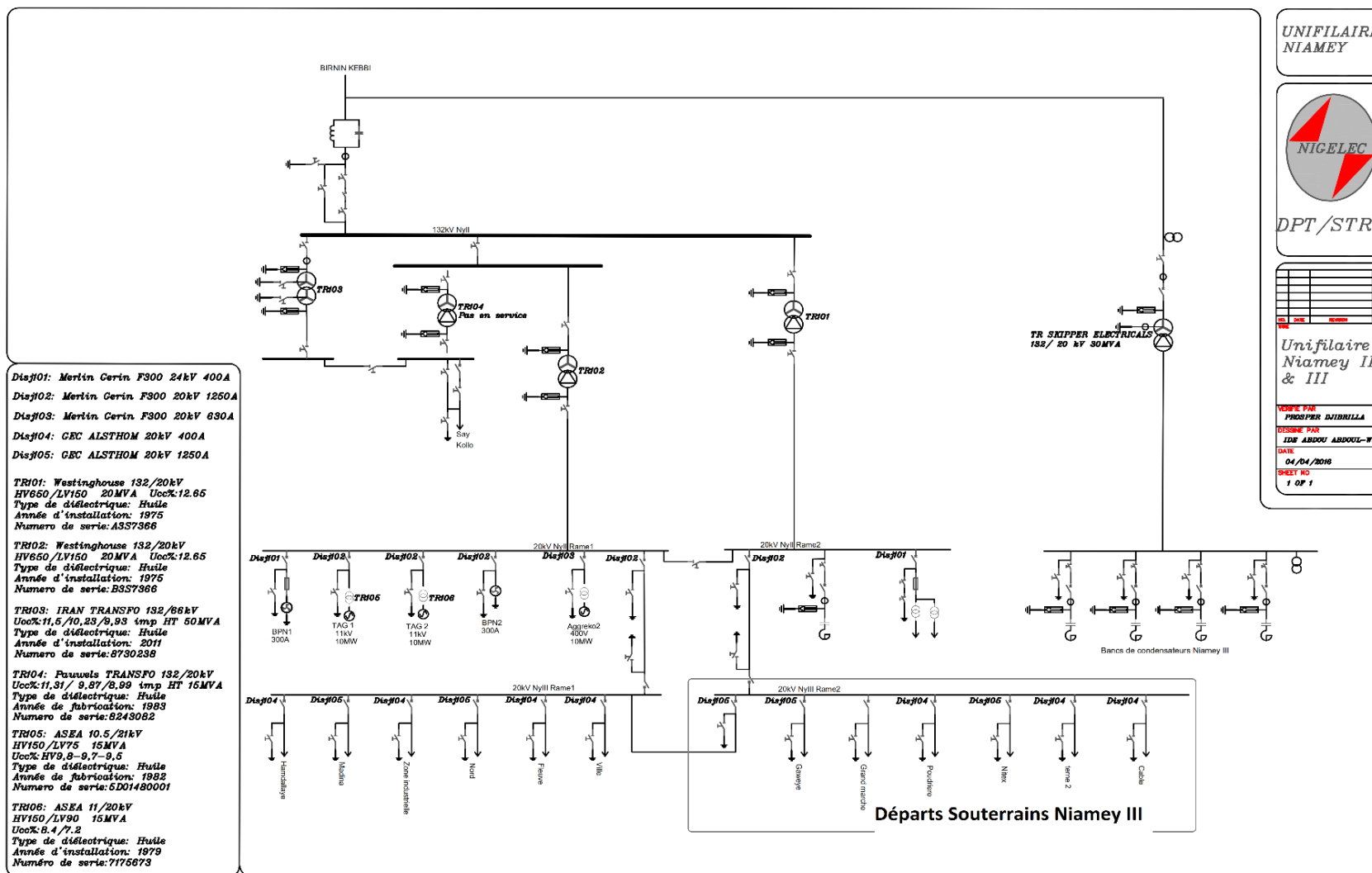


Figure 13 : Schéma unifilaire de la ville de Niamey

3. Les défauts affectant les réseaux

Il s'agira de caractériser les défauts se développant dans les réseaux, d'en déterminer les causes et de mettre en place les protections adéquates. Les principaux défauts affectant les réseaux sont :

✚ Le court-circuit

Sur un réseau triphasé, il y'a trois types de court-circuit :

- CC triphasé : 5% des cas, les 3 phases sont réunies ensemble ;
- CC biphasé : 15% des cas, les 2 phases sont raccordées ensemble. On distingue les défauts biphasés-terre et biphasé isolé ;
- CC monophasé : 80% des cas, 1 phase est reliée au neutre ou à la terre.

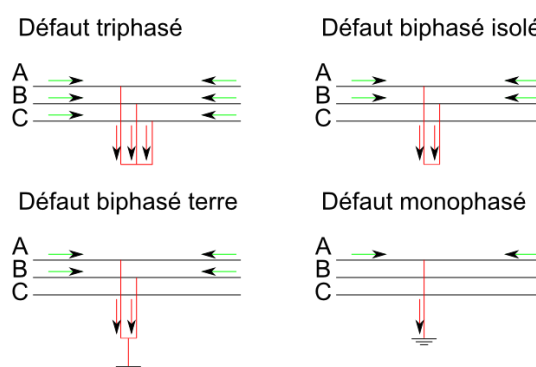


Figure 14 : Les différents court-circuit

On peut définir les court-circuit d'après 3 caractéristiques principales :

- **Leur origine**

- ✓ Elle peut être mécanique : rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs ;
- ✓ Elle peut être électrique : suite à la dégradation de l'isolement entre phases, ou entre phase et masse ou terre, ou suite à une surtension d'origine interne (manœuvre) ou atmosphérique (coup de foudre) ;
- ✓ Elle peut provenir d'une erreur d'exploitation : mise à la terre d'une phase, couplage entre deux sources de tension différentes ou des phases différentes.

- **Leur localisation**

- ✓ Le court-circuit peut être interne à un matériel (câble, transformateur, jeux de barres...), il entraîne généralement des détériorations ;
- ✓ Le court-circuit peut être externe à un matériel (câble, transformateur, jeux de barres...).

- **Leur durée**

- ✓ Auto-extincteurs : disparaissent d'eux-mêmes ;

- ✓ Fugitifs : disparaissent sous l'action des protections et ne réapparaît pas lors de la remise en service ;
- ✓ Permanents : ils nécessitent la mise hors tension du matériel en question et l'intervention du personnel d'exploitation.

- + Les surtensions dues à un coup de foudre ;
- + Les surtensions de manœuvre (d'un interrupteur ou d'un disjoncteur) ;
- + Les surcharges sur les câbles, les transformateurs, les moteurs ou les alternateurs ; les variations de tension dues à un mauvais fonctionnement des régulateurs en charges d'un transformateur ou, une sous-charge ou surcharge du réseau[4] ;

4. Protection des personnes et des biens : Les liaisons à la terre

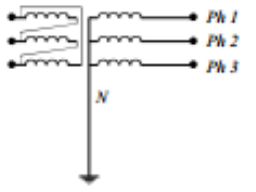
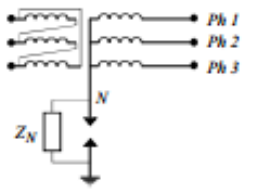
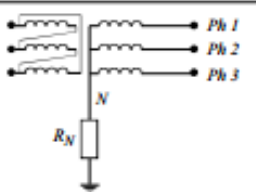
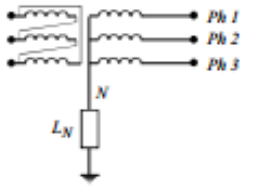
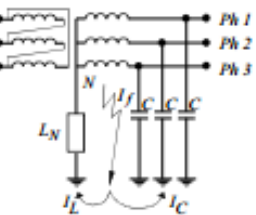
Les liaisons à la terre ont pour objectif d'assurer la protection des biens et des personnes contre les défauts d'isolement. Ils constituent une boucle appelée « boucle de défaut » permettant l'écoulement des courants de défaut et ainsi solliciter les dispositifs de protection par coupure automatique. Tout cela, en vue d'éviter les risques d'électrisation, voire d'électrocution.

Il y'a plusieurs modes de de raccordement du point neutre à la terre à savoir :

- le neutre directement mis à la terre ;
- le neutre isolé, ou fortement impédant ;
- le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une résistance ;
- le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance ;
- le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance accordée (bobine de Petersen).

Le tableau suivant nous donne les schémas des différents modes de raccordement du neutre à la terre.

Tableau 16 : Modes de raccordement du point neutre

Neutre mis directement à la terre Une liaison électrique est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre.	
Neutre isolé Il n'existe aucune liaison électrique entre le point neutre et la terre, à l'exception des appareils de mesure ou de protection. Neutre fortement impédant Une impédance de valeur élevée est intercalée entre le point neutre et la terre.	
Neutre mis à la terre par résistance Une résistance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre	
Neutre mis à la terre par réactance Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre	
Neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Petersen Une réactance accordée sur les capacités du réseau est volontairement intercalée entre le point neutre et la terre de sorte qu'en présence d'un défaut à la terre, le courant dans le défaut est nul.	 $I_f = I_L + I_C = 0$ I_f : courant de défaut I_L : courant dans la réactance de mise à la terre du neutre I_C : courant dans les capacités phase-terre

Le choix du schéma de liaison à la terre, dépend à la fois de la nature de l'installation et de celle du réseau. Il est également influencé par la nature des récepteurs, la recherche de la continuité de service et la limitation du niveau de perturbation imposé aux équipements sensibles.

Nous n'allons pas étudier tous ces modes de raccordement et les comparer afin d'en choisir un car la NIGELEC a déjà sa manière de procéder. Ils utilisent le mode du Neutre isolé.

5. Protection des différents éléments du réseau

Les fonctions de protection sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions comme SEPAM et MiCOM. Le relais est l'élément central de la chaîne de protection. Ils comparent en permanence les grandeurs électriques des réseaux (courant, tension, fréquence, puissance, impédance, etc.) à des valeurs prédéterminées et donnent automatiquement des ordres d'action

(généralement ouverture d'un disjoncteur) ou une alarme lorsque la grandeur surveillée dépasse un seuil prédéterminé.

La protection d'un élément spécifique du réseau peut être assurée de plusieurs manières.

Tableau 17 : Protections spécifiques aux éléments du réseau

Eléments	Types de défauts	Dispositifs de protection
Jeux de barres	Défauts entre phases et entre phase et terre	Protection à maximum de courant : les protections à maximum de courant phase (ANSI 51) et à maximum de courant terre (ANSI 51 N) appliquées en sélectivité chronométrique peuvent donner lieu à un temps d'élimination, de défaut trop important. Aussi la sélectivité logique appliquée aux protections à maximum de courant apporte une solution simple à la protection des jeux de barres.
Les liaisons (lignes et câbles)	Court-circuit entre phases	La protection à maximum de courant phase (ANSI 51), permet d'éliminer le court-circuit, le réglage de la temporisation étant adapté aux protections voisines.
	Court-circuit phase-terre	La protection à maximum de courant terre temporisée (ANSI 51N) permet d'éliminer le défaut avec une bonne précision.
Transformateur	Surcharge	La surintensité de longue durée peut être détectée par une protection à maximum de courant phase temporisée à temps indépendant ou à temps dépendant (ANSI 51).
	Court-circuit	Une protection à maximum de courant phase (ANSI 50) associée à une sélectivité ampèremétrique est assurée.
	Défaut à la masse	Une protection à maximum de courant terre temporisée constitue une solution simple et efficace contre les défauts internes entre un enroulement et la masse, et une protection contre les défauts à la terre.

Nous allons ici nous concentrer sur la protection des câbles qui transportent l'énergie électrique. Nous étudierons donc :

- **Protection à maximum de courant phase (code ANSI 50/51),**
- **Protection à maximum de courant terre (code ANSI 50N/51N, 50G/51G).**

Nous ne saurions parler de ces protections sans d'abord évoquer les réducteurs de mesures.

a. Les réducteurs de mesure

Les réducteurs de mesures sont l'appellation normalisée des transformateurs de courant et de tension. Ils facilitent le travail des appareils multifonction en permettant de convertir des courants ou des tensions élevées en un courant ou une tension mesurable et normalisée, de façon proportionnelle et en phase avec le signal primaire. Ceux-ci peuvent alimenter des instruments de mesure, des compteurs ou des relais de protections. Ils sont constitués d'un circuit primaire et d'un secondaire couplés par un circuit magnétique le tout enrobé d'isolant

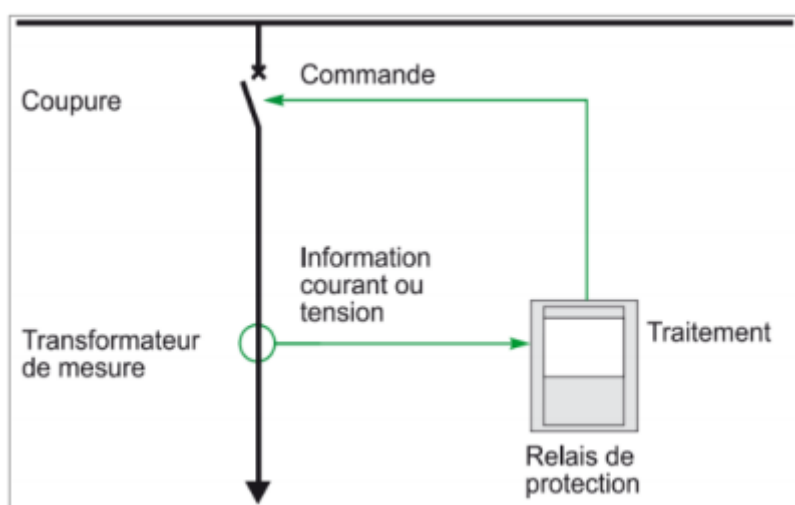


Figure 15 : Utilisation d'un transformateur de mesure dans une chaîne de protection

b. Protection à maximum de courant phase

La protection à maximum de courant est représentée par le symbole suivant :

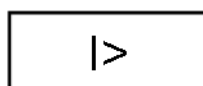


Figure 16 : Symbole de la protection à maximum de courant

Elle a pour fonction de détecter les surintensités dues aux défauts entre phases (monophasées, biphasées, triphasées). La protection est activée si un, deux ou trois des courants concernés dépassent la consigne correspondant au seuil de réglage. Cette protection peut être temporisée, et dans ce cas, elle ne sera activée que si le courant contrôlé dépasse le seuil de réglage pendant un temps au moins égal à la temporisation sélectionnée. Cette temporisation peut être à **temps indépendant (constant)** ou à **temps dépendant (inverse)**.

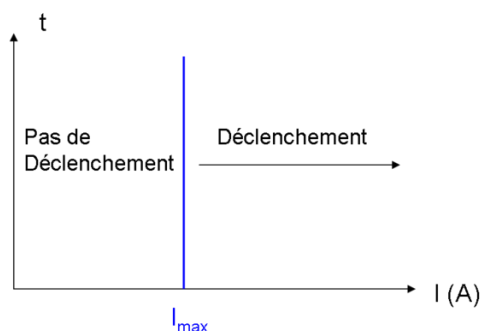


Figure 17 : Protection à maximum de courant à temps indépendant instantané

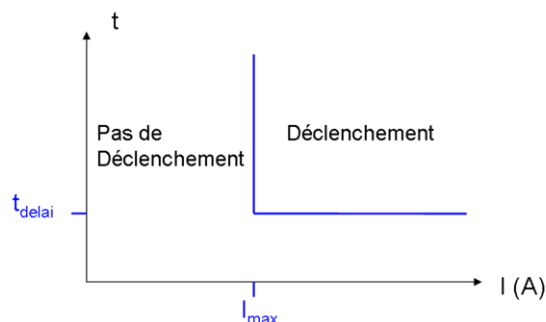


Figure 18 : Protection à maximum de courant à temps indépendant avec temporisation

I_{max} : Seuil de fonctionnement en courant (seuil de courant)

$t_{délai}$: retard de fonctionnement de la temporisation (temporisation)

Une protection à temps indépendant est une protection pour laquelle le seuil ne dépend pas du temps. Si elle est instantanée, si $I_{mesuré}$ dépasse I_{max} alors la protection se déclenche. S'il y a une temporisation, un certain intervalle de temps sera respecté avant le déclenchement.

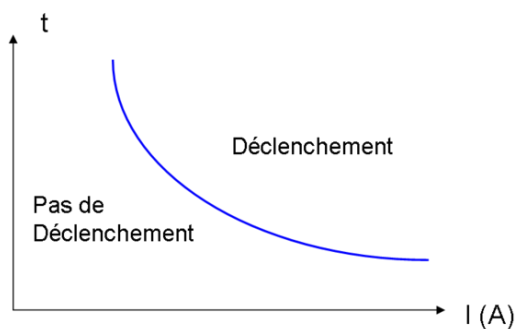


Figure 19 : Protection à maximum de courant à temps inverse

Une protection à temps dépendant (inverse) à un seul dépendant du temps, la temporisation diminue quand le courant mesuré augmente. L'idée est qu'en cas de fort courant, il est important que la protection se déclenche rapidement pour éviter des dommages à l'équipement. Par contre, quand le courant est relativement faible par rapport à ce que peut supporter l'équipement, la temporisation doit être longue afin d'éviter un déclenchement intempestif.

c. *Protection à maximum de courant terre*

Cette fonction est utilisée pour protéger le réseau contre les défauts de terre.

La protection est activée si le courant résiduel $I_{rsd} = I_1 + I_2 + I_3$ dépasse le seuil de réglage. Le courant résiduel correspond au courant passant par la terre. Le fonctionnement de la protection est similaire à la protection à maximum de courant phase au niveau des courbes $t = f(I_{rsd})$.

La protection est réglée de façon à être plus sensible afin de détecter les faibles courants de défaut à la terre.

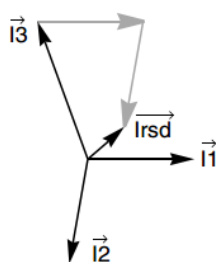


Figure 20 : Courant résiduel I_{rsd}

❖ **Mesure courant résiduel**

Le courant résiduel caractérisant le courant de défaut à la terre est obtenu soit par :

- un **transformateur TOR** enserrant les trois conducteurs de phases ; soit par
- trois **transformateurs de courant** dont les neutres sont connectés.

❖ **Précision de la mesure du courant résiduel**

La mesure par trois transformateurs de courant limite la sensibilité de la protection, le courant résiduel est calculé par le relais de protection, et la précision de la mesure est entachée d'erreurs.

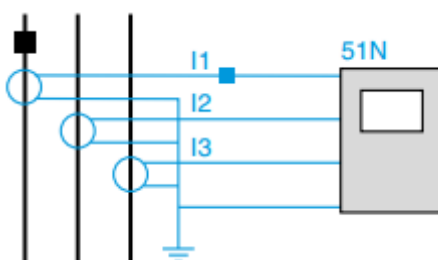


Figure 21 : Mesure du courant résiduel par trois transformateurs

La mesure par TOR est préférable car elle est plus précise, et évite les risques de déclenchement intempestif dû au faux courant résiduels transitoire.

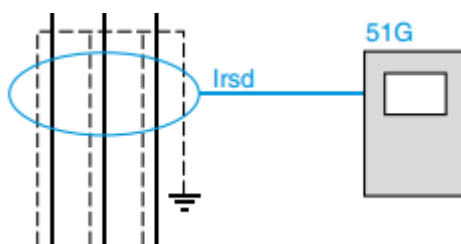


Figure 22 : Mesure du courant résiduel par un transformateur TOR

d. Les dispositifs de coupure

Dans un réseau électrique, les surintensités peuvent être dues à un court-circuit ou une surcharge. Les dispositifs de coupures permettant d'éliminer ces surintensités sont les disjoncteurs dans notre cas. On distingue autres dispositifs de coupure que sont : les sectionneurs et sectionneurs de mise à la terre, les interrupteurs HTA.

Le disjoncteur a pour fonction principale la protection, et assure également la fonction de commande, suivant son type d'installation. Ces disjoncteurs de type HTA sont toujours montés dans une cellule HTA, et selon la définition de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI), un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège) à la fois :

- Dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique,
- Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit.

Les interrupteurs HTA, appareils qui peuvent couper les faibles courants capacitifs des lignes de transport ou les courants d'excitation des transformateurs, mais qui ne peuvent pas interrompre les courants de charges nominales.

Les sectionneurs, appareils qui n'ont aucun pouvoir de coupure, ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en l'absence de tout courant. Ils sont utilisés pour isoler un ensemble de circuit, un appareil, une machine, une section de ligne aérienne ou de câble, afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accéder sans danger.

Les sectionneurs de mise à la terre, interrupteurs de sécurité qui isolent un circuit et qui, grâce à leur mise à la terre, empêchent l'apparition de toute tension sur une ligne pendant les réparations

6. Calcul des courants de court-circuit

Pour choisir convenablement les appareils de coupure (disjoncteurs ou fusibles) et régler les fonctions de protection, il faut connaître la valeur du courant de court-circuit à tout point du réseau où l'on veut placer un dispositif de protection. Trois valeurs du courant de court-circuit nous sont nécessaires :

La valeur maximale du courant de court-circuit qui détermine :

- le pouvoir de coupure des disjoncteurs et des fusibles ;
- le pouvoir de fermeture des disjoncteurs et interrupteur ;
- la tenue électrodynamique des canalisations et l'appareillage de mesure ;
- la contrainte thermique que doivent supporter les matériels.

La valeur minimale du courant de court-circuit, détermine :

- le choix de la courbe de déclenchement du disjoncteur et des fusibles,
- le réglage des seuils des protections à maximum de courant afin d'assurer la sélectivité entre les protections.

La valeur monophasé-terre du courant de court-circuit, détermine :

- le réglage des protections contre les défauts à la terre.

Nous déterminerons d'abord les différentes intensités par calcul puis nous confronterons les résultats à ceux obtenus par simulation sous Neplan.

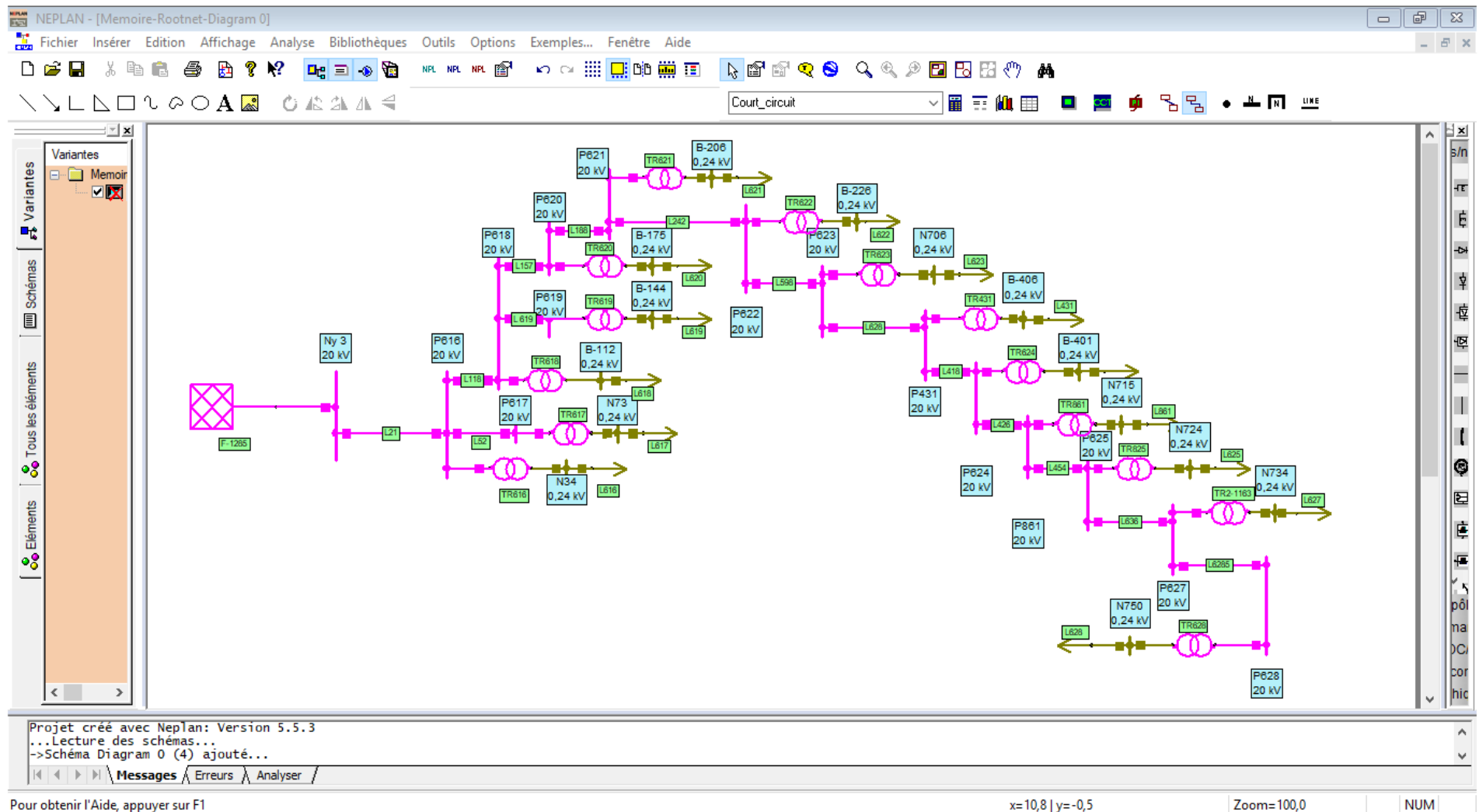


Figure 23 : Réseau modélisé sous Neplan

a. Calcul des courants de court-circuit triphasés

Le but de ce calcul est de déterminer les courants maximaux de défauts entre trois phases sur la ligne électrique pour le dimensionnement des protections.

Le calcul du courant de court-circuit triphasé de notre réseau s'effectuera comme suit :

- Dans un premier temps, déterminer l'impédance de chaque élément du réseau (lignes, transformateurs) ;
- Dans un second temps appliquer la formule pour déterminer le courant de court-circuit biphasé à chaque jeu de barres du réseau.[5]

Nous allons appliquer des formules relatives à chaque élément du réseau pour déterminer leur impédance [6]:

- Le réseau amont

$$Z_{cc} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} \quad (9)$$

En l'absence de données précises sur la valeur de Z_{cc} , nous supposons sa valeur égale à 500 MVA comme préconisé dans le cahier technique 158 de Schneider

- Lignes

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (10)$$

A l'issue des calculs des différentes impédances nous obtenons les résultats suivants :

Tableau 18 : Résultats des calculs d'impédance

Eléments	Impédance $Z_{cc} \Omega$
Lignes	2.15
Jeux de barre	2.1
Réseau Amont	0.8

Pour calculer le courant de court-circuit triphasé nous appliquerons la formule suivante[6] :

$$I_{ccmax} = \frac{C * U_n}{\sqrt{3} * \sum Z_{cc}} \quad (11)$$

L'objectif étant de calculer le courant maximal on prendra pour facteur de tension 1,1 ; nous obtenons $I_{ccmax} = 10989,39 \text{ A}$.

Après simulation nous obtenons une valeur de $I_{ccmax} = 10758 \text{ A}$

b. Calcul des courants de court-circuit biphasés

Le but de ce calcul est de déterminer les courants minimaux de défauts entre deux phases sur la ligne électrique.

Il faut noter que le court-circuit biphasé se calcule le plus loin possible de la source.

Pour calculer le courant de court-circuit biphasé nous appliquerons la formule suivante :

$$I_{ccbi} = \frac{C * U_n}{2 * \sum Z_{cc}} \quad (12)$$

L'objectif étant de calculer le plus faible courant on prendra pour facteur de tension 1, nous obtenons $I_{cc_{bi}} = 4643,1 \text{ A}$

Après simulation nous obtenons une valeur de $I_{cc_{bi}} = 5865 \text{ A}$

c. Calcul des courants de court-circuit terre

Le but du calcul est de déterminer les courants de court-circuit monophasés minima. Il faut noter que le court-circuit monophasé se calcule le plus loin possible de la source. Pour déterminer le courant de court-circuit phase-terre nous allons procéder de la même manière que précédemment au calcul du courant de défaut biphasé à savoir calculer les impédances homopolaires ensuite appliquer la formule pour le calcul du court-circuit phase-terre.

Pour ce calcul nous appliquerons la formule suivante :

$$I_{cco} = \frac{U_n * \sqrt{3}}{Z_d + Z_i + Z_o + 3 * Z_n} \quad (13)$$

Avec

$Z_d = \text{impédance direct,}$

$Z_i = \text{impédance inverse,}$

$Z_o = \text{impédance homopolaire}$

$Z_n = \text{l'impédance de terre}$

Le caractère symétrique des câbles, des lignes et des transformateurs entraîne que l'impédance directe est égale à l'impédance inverse pour ces éléments. On a donc la relation $Z_i = Z_d = Z_{cc}$ pour tous les éléments du réseau autres que les machines tournantes

La valeur de l'impédance de terre est prise égale à 50Ω

L'objectif étant de calculer le plus faible courant, on prendra pour facteur de tension 1, et nous obtenons $I_{cc} = 594,18 \text{ A}$

7. Choix des protections

Le choix des dispositifs de protection se porte sur les paramètres suivants : la tension assignée, le courant nominal du jeu de barre, courant nominal par rapport à la charge nominale, la fréquence, l'intensité de court-circuit maximale supportée, dont les valeurs sont normalisées. La protection sera assurée par une cellule F300 de chez Merlin Gerin.

Les caractéristiques de la cellule sont en [Annexe 2](#).

Le réglage des protections doit offrir la meilleure sensibilité tout en garantissant une bonne sélectivité avec les autres protections. Il faut en effet que ces protections puissent détecter et éliminer les courants de défauts pouvant mettre en danger les équipements et les humains. Le réglage des protections doit obéir à des principes de sécurité et de sélectivité que nous allons appliquer et faire des propositions de valeurs de réglage des protections.

a. Réglage des protections des départs de lignes contre les défauts de phases

La valeur de l'intensité de réglage I_r doit être inférieure à l'intensité du courant de court-circuit biphasé (I_{ccbi}) apparaissant au point du départ pour lequel l'impédance de court-circuit est la plus grande ou au point où le courant de court-circuit biphasé est le plus faible.[6] Elle est fixée à :

$$I_r < I_{ccbi \text{ mini}} \quad (14)$$

Elle doit toutefois être choisie supérieure à l'intensité du courant admissible dans le départ qui peut dépendre du calibre de ses transformateurs de courant (I_{nTC}) ou du courant maximal de la ligne.

Les seuils de réglage des protections contre les défauts phases doivent respecter la contrainte suivante :

$$1,3 I_{nTC} \leq I_r < 0,8 * I_{ccbi \text{ mini}} \quad (15)$$

I_{nTC} : Courant nominal du transformateur de courant ;

$I_{ccbi \text{ mini}}$: Courant de court-circuit biphasé minima ;

1,3 et 0,8 : sont les coefficients de sécurité

Tableau 19 : Proposition valeurs de réglage protection contre les défauts de phases

Ouvrage	I_{ccbi} (A)	$0,8 * I_{ccbi}$ (A)	TC	Plage de choix de I réglage (A)		I réglage (A)	Temporisation (s)
Départ	2588,23	2070.58	200/5	260	2070.58	500	0.5

b. Réglage des protections de lignes contre les défauts terre

Le seuil de réglage de la protection contre les défauts terre I_{or} doit respecter les contraintes suivantes[6] :

$$I_{or} > 6 \% I_{nTC} \quad (16)$$

$$I_{or} > 1,2 * 3I_{Co} \quad (17)$$

$$I_{or} < 0,8 * 3I_o \quad (18)$$

$3I_{Co}$: Courant capacitif résiduel de l'arrivé :

$3I_o$: Courant résiduel de départ.

Tableau 20 : Proposition valeurs de réglage protection contre les défauts de terre

Ouvrage	I_o (A)	$0,8 * I_o$ (A)	6% I_{nTC}	I_{or} (A)	Temporisation (s)
Départ	594,18	475.34	12	100	0.2

8. Test des protections

Après avoir régler les seuils de déclenchement des différentes protections, il faut tester leur bon fonctionnement. Les premiers tests se feront hors tension et concernerons principalement les

relais. En entée nous injecterons des valeurs choisies d'abord inférieures aux seuils de déclenchement puis proches, très proches enfin légèrement supérieures et largement supérieures. Nous pourrons ainsi noter la réaction des relais et constater la vitesse de réaction dans chaque cas ainsi que la sensibilité. Les seconds concerneront les appareils de coupure et se feront sous tension une fois que les travaux seront achevés. Ils consistent à vérifier l'aptitude des appareils à interrompre ou à rétablir le passage du courant que ce soit à vide, en charge moyenne ou en pleine charge.

Chapitre 3 : Mise en œuvre des travaux

I. Mise en œuvre des câbles

1. Sondages et Exécution des tranchées

Avant l'ouverture du chantier, il faut procéder à des sondages. Ils sont destinés à vérifier l'encombrement du sous-sol par les canalisations sur le tracé que nous avons défini. Le revêtement du sol est démolé avec précaution et suivant une coupure nette, à la palette s'il s'agit d'asphalte, bitume, ciment ... Il est également enlevé avec soin lorsqu'il s'agit d'éléments séparés (pavés, dallages, briques, carreaux). L'emploi de la masse et la pelle mécanique est rigoureusement interdit. Les matériaux devant être réemployés doivent être laissés dans un état qu'ils puissent récupérer lors de la réfection du revêtement, et rangés de sorte à entraver le moins possible la circulation.

Puis viennent les tranchées. Elles doivent avoir certaines caractéristiques :

❖ Profondeur

Les valeurs minimales sont de 0.80 m sous trottoir et 1 m sous chaussée. On peut toutefois diminuer la profondeur de pose des canalisations sous réserve d'une protection mécanique suffisante, mettant le câble à l'abri des compressions due aux efforts de surface et des agents extérieurs tels que pioche, travaux des tiers etc ...)[1]

Cette protection peut être réalisée à l'aide de :

- Une tôle en acier posée sur la canalisation sous trottoir d'épaisseur inférieure ou égale à 10mm ;
- Fourreaux en acier ou en fonte ;
- Fourreaux en ciment bétonné ;
- Fourreaux en matière synthétique noyés dans du béton armé.

❖ Largeur

La largeur des tranchées doit être la plus réduite possible pour des raisons économiques. Cette largeur dépend de la profondeur de la fouille et de la nature du terrain est définie en fonction de la commodité de mise en place des câbles. Notre largeur normale sera ici de 0.5m. Il faut prévoir des dimensions plus larges pour les niches nécessaires à la confection des accessoires. Le nivellement des fonds de fouilles fera l'objet d'un soin tout particulier.

Les déblais sont rongés de manière à entraver le moins possible la circulation. Les déblais en excédent et ceux qui ne doivent pas être réemployés sont enlevés le plus rapidement possible. On évitera les dépôts de terre et de matériel sur les bouches d'incendie, sur les regards d'égouts, sur les boîtes de coupure et autres ouvrages dont l'accès doit rester libre en permanence. On dégagera sur l'un des corés de la fouille une banquette de largeur suffisante (0.5 m environ)

pour faciliter la circulation du personnel, l'approvisionnement du matériel et de l'outillage nécessaire pour éviter la chute de matériaux dans la fouille.[1]

2. Préparation du fond de fouille

Certaines précautions sont à prendre afin de garantir qu'aucune aspérité ne vienne détériorer la gaine extérieure du câble que nous allons poser.

❖ Canalisation en plein sol.

Les câbles en plein sol sont posés sur fond de fouille exempt de toute aspérité pouvant détériorer la gaine protectrice. Si le fond de fouille ne peut être convenablement dressé, une couche de terre fine ou de sable de 0.1 m.

❖ Canalisation en caniveau ou en fourreau

Les fourreaux ou caniveaux sont posés sur un fond de fouille dressé et nivelé pour permettre le raccordement correct des éléments. D'épaisseur sera répandue sur le fond avant la pose de câbles

Nous mettrons les câbles sous fourreaux au niveau des routes et en plein sol partout ailleurs.

La présence d'ouvrages existants pourrait gêner les travaux. Les conduites à tenir en fonction des ouvrages rencontrés sont les suivantes :

- Proximité d'autres canalisations MT ou BT

Il n'est pas imposé de distance minimale à respecter. On maintiendra cependant une distance minimale de 0.20 m doit exister entre les points les plus rapprochés.

- Proximité de canalisations de fluides divers

Lorsque les canalisations longent ou croisent des conduites d'eau ou de gaz, une distance minimale de 0.20 m doit exister entre les points plus rapprochés.[1]

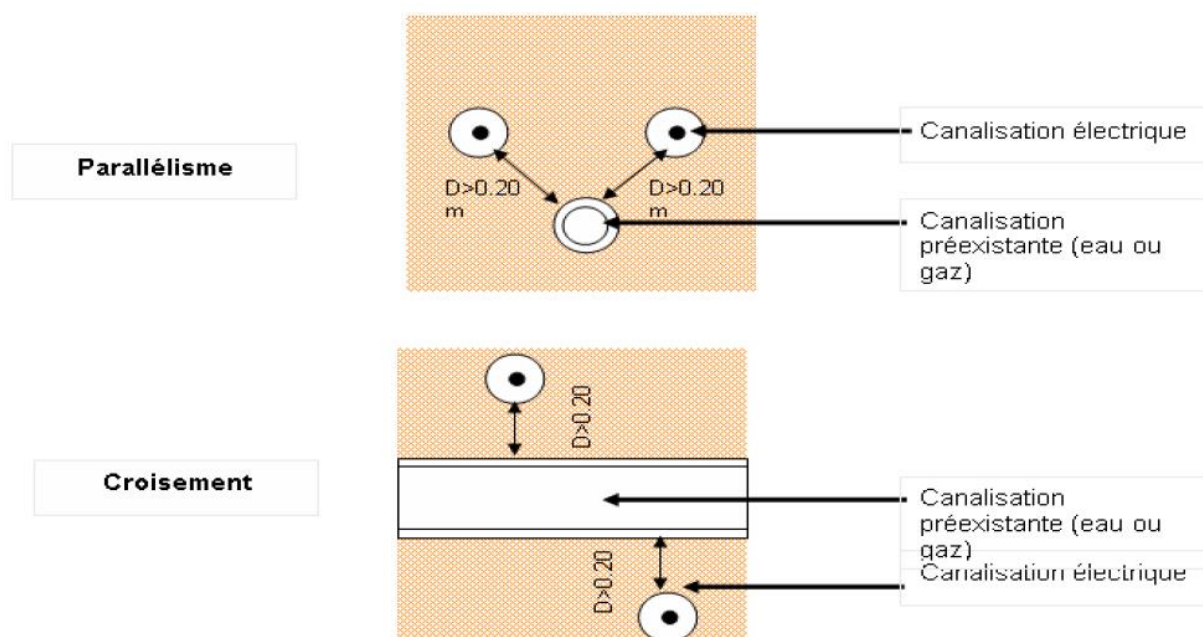


Figure 24 : Distances minimales entre les canalisations d'eau ou de gaz et les canalisations électriques

- Proximité des câbles de télécommunication.

Lorsque la canalisation longe une ligne de télécommunication souterraine en tranchée, une distance minimale de 0.50 m doit exister entre les conducteurs et la ligne de télécommunication, à moins que ne soient prises des mesures de protection donnant une sécurité suffisante.

Lorsque la canalisation souterraine croise une ligne de télécommunication, elles doivent être séparées par une distance minimale de 0.20 m.

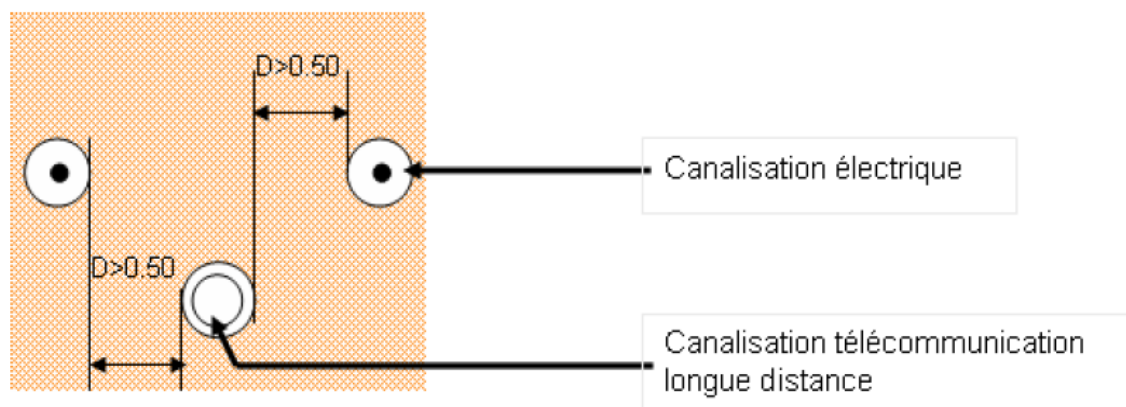


Figure 25 : Distances minimales entre les canalisations de télécommunication et les canalisations électriques

3. Manutention, transport des tourets et Déroulage du câble

Les tourets doivent être manipulés avec soin. En aucun cas, la bobine ne sera retenue par une chaîne, un câble ou une corde entourée sur le touret et prenant appui sur la couche extérieure du câble. Il est également interdit de laisser tomber le touret sur le sol du haut d'un camion ou une remorque.

Le déplacement des tourets par roulage doit respecter le sens de rotation indiqué sur les flasques par une flèche, pour éviter le desserrage des spires.

Ils ne doivent pas être stockés sur un sol meuble. Tout câble dont une longueur a été prélevée, doit être capuchonné de façon étanche. Les tourets doivent être immobilisés à l'aide de cales placées en tenant compte des risques d'entraînement dus aux pentes.

Le câble sera déroulé d'un poste à un autre. Nous le ferons rentrer dans un poste puis un autre en sortira pour le poste suivant.

Les câbles sont déroulés en évitant tout torsion, boucle, etc., les rayons de courbure étant supérieurs à 20 fois le diamètre extérieur du câble. Il est possible de descendre à 16 fois le diamètre extérieur pour les câbles isolés au P.R. [3]

Il existe plusieurs méthodes de déroulage du câble à savoir :

- Déroulage à la main
- Déroulage à bobine portée (déroulage par déplacement du touret)
- Déroulage au treuil

A la NIGELEC il est effectué à la main. Le touret est disposé sur un axe monté sur vérins et tourne librement autour d'un axe. Il est placé à proximité directe de la tranchée, suivant un angle d'environ 30° par rapport à l'axe de cette dernière, de sorte que le câble en se déroulant forme une boucle molle très ouverte destinée à éviter que les efforts de tirage ne s'exercent sur le touret par l'intermédiaire du câble. La rotation du touret est obtenue par action manuelle sur les flasques.

Le long de la tranchée, on dispose des galets raison de (1) un galet droit tous les (5) cinq mètres et trois (3) galets d'angle par changement de direction. Ils doivent être stables, entretenus et graissés pour n'avoir aucune aspérité pouvant endommager le câble[1].

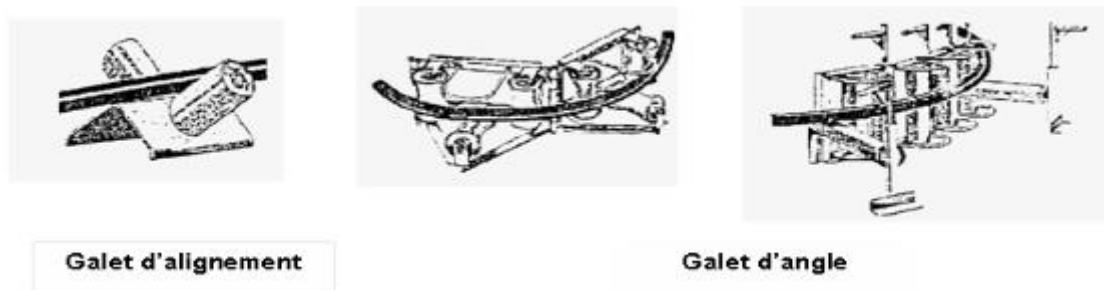


Figure 26 : Les différents types de galets

Le câble est tiré à bras. Les hommes sont répartis uniformément le long de la fouille selon la masse linéaire du câble (voir figure ci-dessous), ainsi qu'en chaque point sensible : entrées et sorties de fourreaux, angles, franchissement d'obstacles, etc.

Les hommes sont disposés sur la moitié du parcours, puis, au fur et à mesure de l'avancement du câble un homme sur deux sera déplacé à partir de la bobine.

Les hommes doivent tirer le câble sans le soulever pour éviter les martèlements répétés qui se produiraient à chaque retombée du câble sur les galets. Le tirage doit se faire d'une manière ininterrompue et à une cadence uniforme pour qu'en aucun point, le câble ne subisse une traction excessive[7].

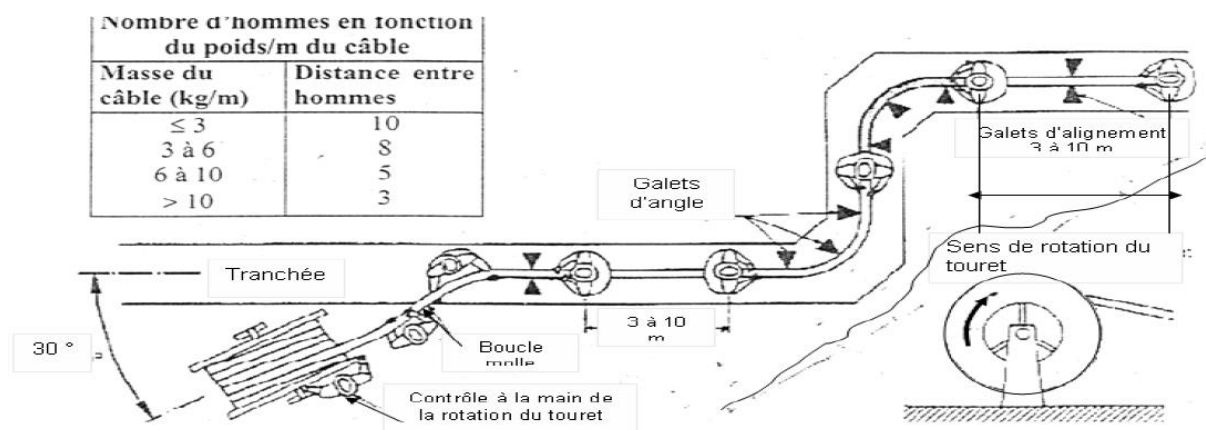


Figure 27 : Déroulage du câble

Une corde attachée à l'extrémité du câble par l'intermédiaire d'une « chaussette » ne devra être utilisée que pour faciliter le passage dans les fourreaux.

Lorsque les conditions de pose l'exigeront, il pourra être exceptionnellement procédé au bouclage provisoire d'un câble à l'extérieur de la fouille (pénétration dans un bâtiment).

Cette opération ne devra être faite qu'avec du personnel qualifié pour éviter le vrillage du câble pendant son tirage dans la fouille.

Lorsque le déroulage est fini, les hommes retirent les galets au fur et à mesure et règlent à la main le câble dans la tranchée. Il est strictement interdit d'employer les outils pour déplacer le câble latéralement.

4. Confection des boîtes de jonction

La boîte de jonction doit assurer le contact électrique, l'isolement des contacts et l'étanchéité de l'accessoire et ce afin de permettre la continuité et la reconstitution des câbles en matière d'isolement et de protection mécanique. Il en existe plusieurs sortes entre autres :

- ✚ La boîte de jonction rubanée injectée
- ✚ La boîte de jonction en version rétractable à chaud ou à froid

Les principaux constituants d'une boîte de jonction sont les suivants [8]:

- Le manchon de jonction des âmes ;
- La reconstitution de l'isolant et des écrans semi-conducteurs ;

- Le dispositif de continuité de l'écran métallique ;
- Le dispositif de mise à la terre pour les ensembles tripolaires (si nécessaire);
- La protection extérieure

A la NIGELEC, la boîte de jonction en version rétractable est la plus utilisée nous détaillerons donc sa confection en [Annexe 3](#).

5. Remblayage sur câbles ou fourreaux

Une fois les boîtes de jonction faites, les câbles sont recouverts d'une couche de terre fine de 0.10 m. Lorsqu'il n'est pas possible de trouver de la terre fine parmi le remblai on répand une couche de sable de même épaisseur.

Lorsque la pose est effectuée dans un terrain de résistivité thermique élevée, les déblais sont remplacés par du sable ou de la terre fine.

Les caniveaux et les fourreaux sont recouverts de la terre bien purgée des grosses pierres sans épandage de sable.

Au-dessus de chaque canalisation il doit être posé un dispositif avertisseur qui peut être constitué par un grillage métallique plastifié, par un grillage plastique, par des briques posées à plat, par des dalles en ciment, etc. Nous utiliserons ici un grillage en plastique rouge comme prévu par la norme.

Le dispositif avertisseur est placé à 0.10 m au-dessus de la canalisation, toute fois, il est recommandé de porter cette distance à 0.20 m en cas d'utilisation d'un grillage. Dans le cas de massifs en béton, le dispositif avertisseur peut être posé directement sur le massif. Pour ce qui est du fourreau, il joue le rôle de dispositif avertisseur.

6. Remblayage des tranchées

Il doit être procédé, avant remblayage, au tri des matériaux et à l'évacuation de ceux qui sont impropre au remblai.

Le comblement de la tranchée jusqu'à 0.10 m au moins au-dessus du dispositif avertisseur est réalisé avec des éléments les meubles des déblais, débarrassés par criblage de tous les matériaux susceptibles d'endommager le câble. Les matériaux pierreux seront répandus à la surface du remblai.

Le remblayage est effectué avec des matériaux issus de la tranchée, tassés par couches de 0.15 m et soigneusement damés de façon à donner au sous-sol une consistance équivalente à celle qu'il présentait avant l'ouverture de la tranchée.

II. Raccordement des câbles dans les postes et mise en service du départ

Les câbles placés dans les postes devront être relié à des cellules IM en départ ou bien en arrivée. Il faudra pour cela qu'ils aient des extrémités rendant cela possible. La NIGELEC confectionne ces extrémités à l'aide d'un kit de chez NEXANS. Il faudra autant de kit que de cellules à raccorder. Nous allons détailler la confection des extrémités ainsi que le raccordement des cellules.

1. Confection des extrémités

La boîte d'extrémité doit assurer le contact électrique, l'isolement de la pièce de contact et l'étanchéité des extrémités de câble. Le contact est assuré par des cosses ou des têtes de boîtes serties ou poinçonnées. L'isolement est obtenu par des corps de boîte et un remplissage avec de la matière isolante (pour les boîtes coulées) ou par des matériaux synthétiques disposés autour du câble (pour les câbles à isolation synthétique). En fonction de leur utilisation, on distingue :

- Les boîtes d'extrémité pour l'extérieur ;
- Les boîtes d'extrémité pour l'intérieur ;
- Les boîtes d'extrémité dits "traversées embrochables" pour postes de transformation.

Nous avons, ici, besoin de confectionner des boîtes d'extrémités pour l'intérieur. Les étapes de sa confection sont les suivantes :

- Enlever la gaine extérieure
- Réaliser une fente longitudinale de 35 mm de long sur la gaine extérieure, ensuite évaser la gaine à l'aide d'un outil approprié puis à 30 mm de la coupe, enlever l'écran semi-conducteur extrude
- Mettre en place la prise d'écran et on rabat la gaine. Notons qu'en aucun cas, la prise d'écran ne doit dépasser la coupe de plus de 20 mm.
- Resserrer la gaine extérieure à l'aide des deux colliers inoxydables en commençant par celui situé côté câble. Chaque collier devra être enroulé sur deux tours avant d'être bloqué. Pour cela, on utilise une pince appropriée, ensuite on rabat les extrémités des colliers.
- Dénuder le conducteur à la même longueur que l'écran semi-conducteur puis mettre en place la cosse, ensuite vérifier la cote L avant le poinçonnage
- Orienter, puis poinçonner la cosse dans l'ordre indiqué.
- Appliquer du ruban semi-conducteur, posé tendu à 50% et à demi recouvrement comme suit : On commence sous la tresse à 40 mm de la coupe de la gaine. On déborde de 5

mm sur l'isolant puis on revient vers la gaine extérieure du câble, sous la tresse en recouvrant totalement la fente longitudinale. On doit bien répartir la longueur du ruban semi-conducteur sur les trois phases. A l'aide du profilé de mastic d'étanchéité, on comble l'espace entre l'isolant et la cosse sans déborder en diamètre et en largeur. Au besoin, on peut étirer ou doubler le mastic tout en n'utilisant que la quantité nécessaire.

- Mettre le profilé de mastic d'étanchéité court puis rabattre la tresse le long du câble et la maintenir à l'aide d'un tour de ruban adhésif.
- Graisser le fût de la cosse et le mastic d'étanchéité. A partir de la prise d'écran, graisser la gaine du câble et la tresse sur environ 100 mm
- Insérer la pige de positionnement dans le sens indiqué et dans le trou du tube RLT correspondant à la section du câble.
- Enfiler l'ensemble RLT sur le câble jusqu'à ce que la pige bute contre l'extrémité du fût de la cosse et pas sur la plage, puis enlever le premier ruban rouge.
- Maintenir d'une main le tube plastique côté cosse de manière à maintenir la pige en butée sur le fût de la cosse, puis tirer franchement et sans s'arrêter le tube plastique côté câble. On enlève la pige de positionnement après le tirage.
- Extraire le tube côté câble en déchirant sa languette.
- Enlever le deuxième ruban rouge du tube RLT.
- Maintenir d'une main le tube RLT, puis tirer franchement et sans s'arrêter le tube plastique.
- Ajuster, si nécessaire, l'extrémité côté câble afin de respecter la cote de 345 mm maximum,
- Enlever le film de protection de l'extrémité en tirant sur l'étiquette RLT. On laisse la languette d'identification quelle que soit la position. Afin de protéger l'extrémité au cours de la manipulation précédant sa connexion, on la recouvre avec le tube plastique long.
- Après la mise en place des extrémités dans leur environnement, on retire le tube de protection et on procède au raccordement des cosses et des tresses de terre.



Figure 28 : Extrémité intérieure

Les étapes de cette confection sont montrées en images en [Annexe 4](#).

2. Raccordement des cellules

Une fois les extrémités convenables faites il suffit de raccorder les câbles aux cellules. La procédure est détaillée en [Annexe 5](#).

3. Mise en service du départ

Une fois toutes les cellules raccordées dans les poste il ne reste plus qu'à mettre le nouveau départ en service. La stabilité de celui-ci démontrée, le démantèlement de la portion de réseau aérien devenue obsolète pourra commencer. Il faudra d'abord procéder à la dépose des lignes aériennes puis à celle des armements et autres accessoires et enfin à celle des supports. Les différents éléments devront être retirés avec précaution car certains pourraient être réutilisés.

Chapitre 4 : Devis estimatif, délais d'exécution et impact environnemental et social

I. Devis estimatif

Nous estimerons ici les coûts que vont engendrer l'achat des matériaux ainsi que l'exécution des travaux

Tableau 21 : Estimation du coût du projet

Désignation	Quantité	Unité	Prix Unitaire	Prix total
Câbles de 150 mm ²	2 500	ml	34 827	87 067 500
Câbles 240 mm ²	4 500	ml	48 100	216 450 000
Tranchées	6 845	ml	2 647	18 118 715
Grillage avertisseur	6 845	ml	330	2 258 850
Cellules IM 24 kV	15	U	4 359 985	65 399 775
Kit de 3 Boîtes de jonction	8	U	229 629	1 837 032
Kit de 3 extrémités intérieures	29	U	212 176	6 153 104
Dépose PBA	75	U	73 656	5 524 200
Total				402 814 826

Le coût global du projet est estimé à quatre cent deux millions huit cent quatorze mille huit cent vingt-six francs CFA (402.814.826 F CFA)

II. Délais d'exécution

Nous avons réalisé un planning d'exécution des travaux comportant les différentes tâches ainsi que leurs durées estimées et avons estimé la main d'œuvre nécessaire. Le projet devrait s'étaler sur dix-neuf (19) jours.

Tableau 22 : Main d'œuvre nécessaire

Personnel nécessaire	Nombre
Ingénieur	1
Contremaitre	2
Electricien	2
Temporaire	5
Plombier	1
Manœuvre	60

Le tableau suivant présente ce planning.

Tableau 23 : Planning d'exécution des travaux

Taches	Janvier																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Sondage	■	■	■																	
Exécution des tranchées tronçon 1				■	■	■	■	■	■	■	■									
Préparation fond de fouille et déroulage câbles tronçon 1					■		■		■		■									
Confection boîte de jonction et remblayage tronçon 1					■		■		■		■									
Exécution des tranchées tronçons 2, 3 et 4												■								
Préparation fond de fouille, déroulage et remblayage câbles tronçons 2, 3 et 4												■								
Exécution des tranchées tronçons 5, 6 et 7													■							
Préparation fond de fouille, déroulage et remblayage câbles tronçons 5, 6 et 7													■							
Exécution des tranchées tronçons 8, 9 et 10														■						
Préparation fond de fouille, déroulage et remblayage câbles tronçons 8, 9 et 10														■						
Exécution des tranchées tronçon 11															■					
Préparation fond de fouille et déroulage câbles tronçon 11															■					
Confection boîte de jonction et remblayage tronçon 11															■					
Exécution des tranchées tronçons 12, 13 et 14																■				
Préparation fond de fouille , déroulage et remblayage câbles tronçons 12, 13 et 14																■				
Mise en place des cellules IM																■	■	■		
Confection des extrémités																■	■	■		
Raccordement et test de mise en service du départ																	■	■	■	

III. Impact du projet

Le projet a des impacts positifs et négatifs. Comme impacts positifs nous pouvons citer :

- La création de revenus financiers du fait des emplois temporaires qui seront créés au profit des ouvriers locaux ;
- La création de revenus financiers pour les femmes vendeuses de repas le long des chantiers.
- L'Amélioration de la disponibilité du réseau dans la zone de projet et le soulagement du départ VILLE
- L'embellissement de la zone de projet du fait de la disparition des lignes aériennes

Pour ce qui est des impacts négatifs

- Perturbation de la circulation lors de la mise en œuvre des câbles et lors des recherches de défaut
- Endommagement fréquent des canalisations d'eau lors des travaux
- Indisponibilité possible du réseau à certaines étapes du projet
- L'augmentation des défauts accidentels lors de travaux dans la zone

Conclusion et Recommandations

Cette étude qui a fait l'objet de ce mémoire va permettre de renforcer le réseau électrique de la ville de Niamey. Elle nous a permis de mettre en pratique une bonne partie des connaissances acquises lors de notre cursus notamment en ingénierie et en modélisation des réseaux électriques. Nous avons ainsi effectué les calculs préalables au choix de tous les équipements nécessaires tout en vérifiant nos résultats à l'aide de notre simulation sous Neplan. Les bons procédés lors de la mise en œuvre des travaux ont également fait l'objet d'un chapitre.

Ayant eu à suivre des travaux semblables à ceux que nous devons exécuter, certaines recommandations s'imposent :

- Il serait judicieux d'acquérir un appareil permettant de détecter les câbles souterrains car pour retrouver le trajet emprunté par un câble seule la mémoire est utilisée ici
- Il faudrait aussi une méthode de repérage des différentes boîtes de jonction
- Acquérir un équipement moderne de recherche des défauts souterrain permettrait de gagner en temps et de rallonger la durée de vie des câbles car la méthode de recherche de défaut actuelle engendre de nouvelles jonctions chaque jour.

Bibliographie

- [1] R. Mahmoudia, “*Mise en œuvre des câbles électriques souterrains.*” *Ecole Technique de Blida*, 2010.
- [2] Jean-Jacques GRAFF and Christophe LOTT, *Calcul électrique des câbles : Choix des câbles souterrains et aériens isolés.* .
- [3] Xavier Brosse and Luanda May, *Medium Voltage 12/20 (24) kV NF C 33-226 cable system.* 2009.
- [4] Fgaier Abdelaziz, “Protection et automatisme des réseaux électriques.” Nov-2013.
- [5] CEI, “Rapport technique 60909-4 : Courant de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif.” Jul-2000.
- [6] Schneider Electric, “Collection Technique 158 : Calcul des courants de court-circuit.” .
- [7] H. Rollet, “Principes de réalisation de liaisons souterraines.” 2014.
- [8] NEXANS, *Catalogue 2012 NEXANS POWER ACCESSORIES.* 2012.
- [9] Yiwalo John Willy Arnold BATIONO, *ETUDE DES PROTECTIONS ELECTRIQUES DE LA LIGNE HTA 33 kV KAYA – DORI* , 2017
- [10] Pr. Jean Louis Lilien, Université de Liège, *TRANSPORT ET DISTRIBUTION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE* , 2013

ANNEXES

Annexe 1 : Caractéristiques des cellules IM

Product data sheet Characteristics

SM624630SW00001
SM6 24kV AIS range switch unit



Main

Range of product	SM6
Product or component type	Switch
Name of test	Class AFL
[Icw] rated short-time withstand current	12.5 kA 1 s 16 kA 1 s 20 kA 1 s 25 kA 1 s
[Ui] rated insulation voltage	28 kV 50 Hz 1 min 125 kV peak 60...125000 V 60 Hz peak
Network frequency	50/60 Hz
Width	500 mm 375 mm
Type of operator	CIT CI1 CI2
Control type	Manual Motor mechanism

Complementary

Number of cables	1 x 240 mm ² per phase 2 x 240 mm ² per phase
Bus rated current	400 A 630 A 1250 A
[Uc] control circuit voltage	24 V DC closing coil

Environment

IP degree of protection	IP3x
Operating altitude	<= 1000 m
Ambient air temperature for operation	-5...40 °C
Standards	IEC 62271-100

Nov 10, 2017

Life is On 

1

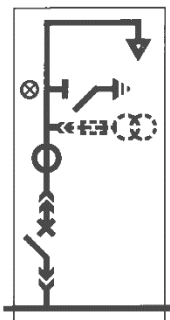
Disclaimer: This documentation is not intended as a substitute for and is not to be used for determining suitability or reliability of these products for specific user applications

Annexe 2 : Caractéristiques de la cellule départ choisie

Fluair 300 range

general description
breaker panel
panel section

incomer or outgoer



Description

The incoming or outgoing panel includes a Fluarc FG3 withdrawable circuit-breaker. Fixed or disconnectable voltage transformers can be added.

Operating safety features

- metal partitions and insulating bushings prevent the propagation of faults, if any, from one compartment to another;
- the use of withdrawable circuit-breakers provides double isolation (cable side and busbar side) when in "disconnected" position with the simultaneous interposing of metal shutters.

Personnel safety features

- all the metal compartments are interconnected for earthing;
- the fixed disconnecting contacts are automatically shielded by sliding metal shutters with automatic locking. Protection is thus maintained for "in service", "out of service" and "test" positions;
- safety interlocks prevent incorrect operations;
- a switch is provided for short-circuiting and earthing of cable terminations, designed for high-speed operation independent of the operator and with making capacity.

Ease of operation

All devices required for operation are front-mounted:

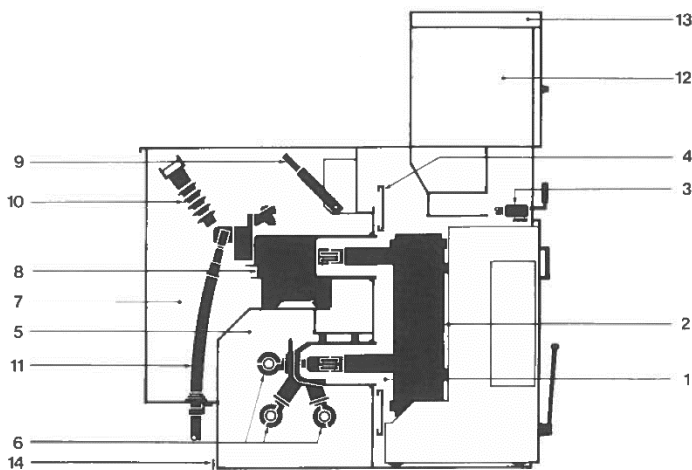
- controls for insertion and withdrawal;
- "open-closed" control of circuit-breaker;
- earthing switch control;
- interlocks;
- indication devices.

Furthermore, easy and direct front access is provided to the secondary windings of the current transformers.

Ease of installation

This is obtained through:

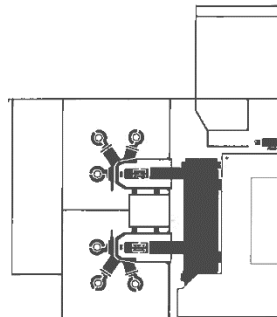
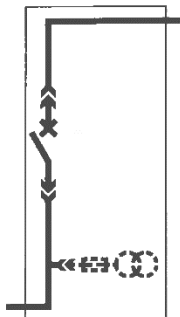
- MV cable connection at a convenient height;
- LV cable connection from either the top or bottom;
- simple civil work requirements.



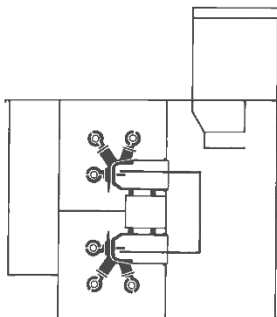
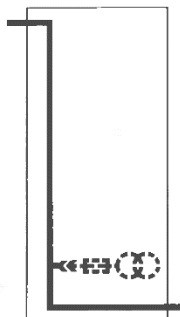
Legends

- | | |
|---|--------------------------------|
| 1 Breaker compartment | 7 Cable-connection compartment |
| 2 Fluarc circuit-breaker | 8 Current transformers |
| 3 LV plug-in connection between breaker and LV auxiliaries | 9 Earthing switch |
| 4 Metal safety shutters covering fixed disconnecting contacts | 10 Potential dividers |
| 5 Busbar compartment | 11 MV solid-dielectric cables |
| 6 Busbars | 12 LV auxiliaries compartment |
| | 13 LV wiring through |
| | 14 Earthing bus |

bus coupling



bus riser



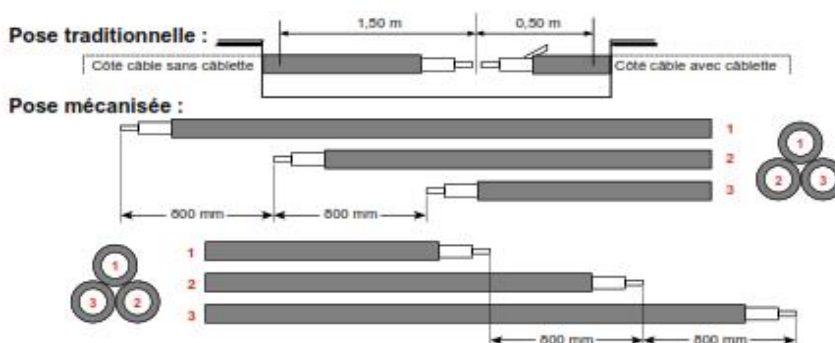
Two busbars are coupled by means of a coupling circuit-breaker panel and a bus riser panel. Fixed or disconnectable voltage transformers can be added to each busbar.

DESIGNATION	UNITES
Marque	Merlin Gerin
Type	F300
Tension assignée	24 kV
Tension de service	20 kV
Courant assigné disjoncteur	630A
Courant assigné Jeu de barre	1250A
Pouvoir de coupure	31.5 kA
Tension d'isolement à fréquence industrielle	50 kV
Tension de tenue aux chocs	125 kV
Réarmement	Motorisé 220VAC
Transformateurs de courant	50-200A/5-5A 10-20VA CI : 0.5 ;
Compteur d'énergie numérique	SL 7000
1 Sectionneurs de mise à la terre à manœuvre manuelle	Oui
Résistance anti-condensation 220VAC	Oui
Boutons de commande disjoncteur	Oui
Commutateur local/distance	Oui
Type de disjoncteur	Débrochable

Annexe 3 : Confection des boîtes de jonction

3M**Trousse Scotch™**
J3UP-RF-RSMNotice de montage
NM 0911-0603
juin 2003**Ensemble de 3 jonctions H.T.A**
unipolaires rétractables à froid,
avec raccord à serrage mécanique
tension assignée 12/20 (24) kV93 A 95244 F : 95 mm² à 240 mm²
Codet EDF : 67-90-712**Domaine d'application :**

Cette notice de montage décrit la mise en oeuvre des matériaux nécessaires à la réalisation de trois jonctions sur câbles à isolant synthétique de types : UTE C 33-223, NF C33-223 (HN 33-S-23), NF C33-220 : Prévoir du ruban semi-conducteur

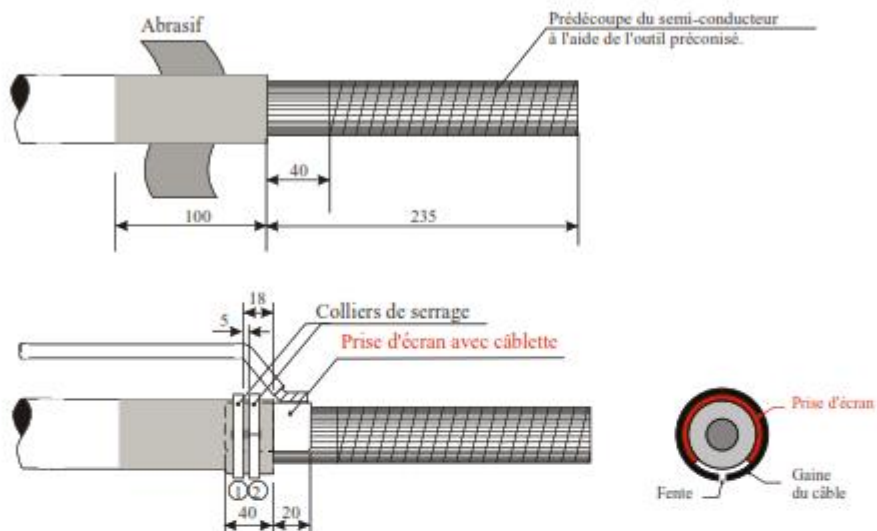
Pour la préparation des câbles C 33-226,
se reporter au mode opératoire
correspondant :
POPY, NIKOL ou VINYL inscrit sur le
câble.**Condition particulière de**
mise en oeuvre**Mise en place des gaines :***Après un stockage accidentel
(accessoire pendant la nuit dans le
camion), ou lors d'une installation
à une température inférieure à 0°C,
il est recommandé de maintenir les
gaines de protection à une
température supérieure à 15°C
pendant 1 heure avant utilisation,
pour faciliter le rétreint.****Coupe des câbles selon schémas ci-dessous.**
Lire le conseil de mise en oeuvre ②

Recommandations

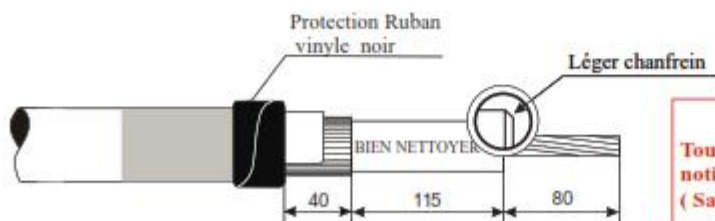
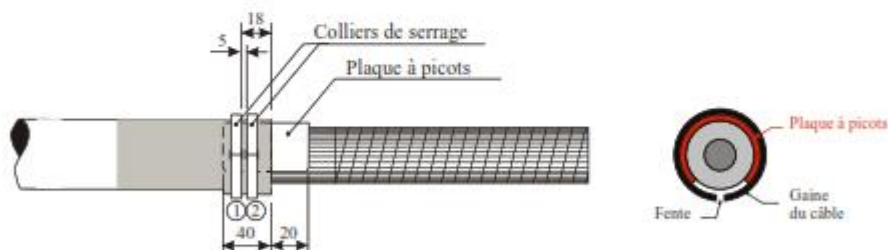


TUBES P.S.T. DE PROTECTION EXTERIEURE :
Afin d'obtenir une rétraction rapide des tubes mécanorétractables et si la température est inférieure à 10°C ; retirer ceux-ci de la trousse et les placer dans un endroit tempéré (ex : intérieur d'un véhicule) pendant la durée de préparation des câbles.

Préparation des câbles UTE C 33 -223 ou NF C 33 -223 (HN 33-S-23)



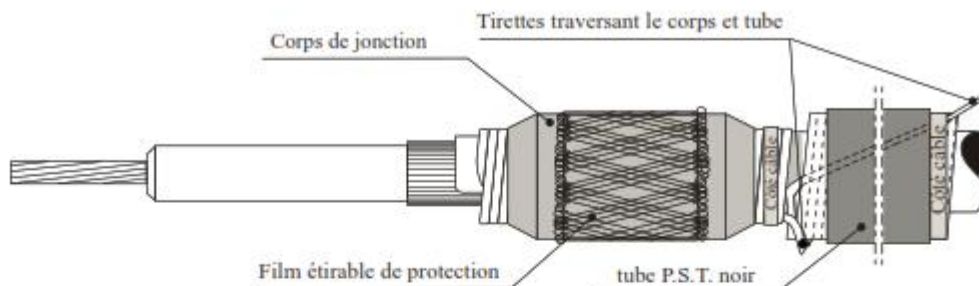
Sur tous les câbles :
Pelage du semi- conducteur : impératif, aucune blessure sur l'isolant.



Nota :
Toutes les cotes de cette notice sont en mm.
(Sauf précision)

Préparation du câble NF C 33 -220 : se reporter en page 8

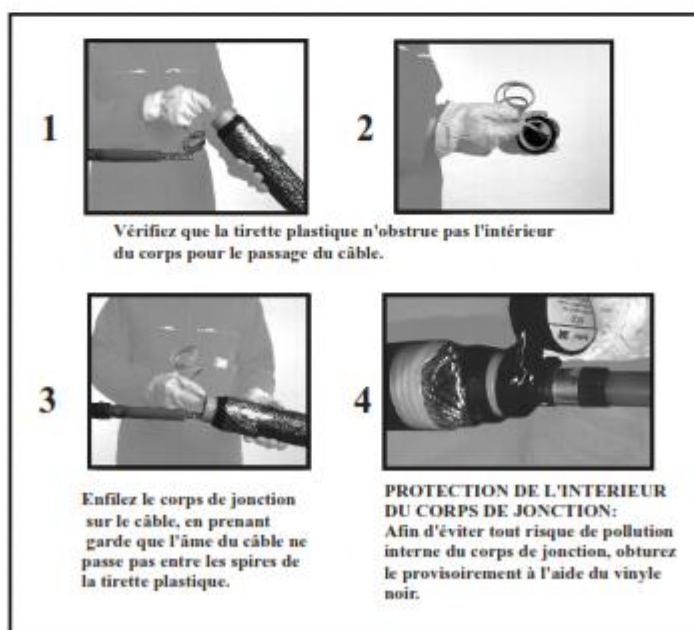
2/8

**Mise en attente des grands tubes P.S.T. noirs et
des corps de jonction côté câbles sans câblette**

IMPORTANT : Les tirettes plastiques de dézippage traversant les tubes P.S.T. et corps de jonction doivent être orientées vers la gaine extérieure du câble.

Retirer les corps de jonction des tubes P.S.T. noirs, puis les enfiler sur chaque câble.
D'abord le grand tube P.S.T. puis le corps de jonction.

Suivre les instructions - Mise en attente des corps de jonction ci-dessous.

Mise en attente des corps de jonction côté câble sans câblette

Raccordement des âmes**1 - Définir en fonction de la section des câbles s'il faut utiliser un anneau de centrage****95 mm² : Noir****150 mm² : Blanc****240 mm² : Ne pas utiliser d'anneau de centrage**

- 2 - Visser si nécessaire un anneau de centrage
- 3 - Introduire l'âme du câble dans le raccord à serrage mécanique fourni
- 4 - Vérifier la cote de 435 à 445 mm entre les arrêts des plaques à picots
- 5 - Les vis à tête fusible doivent être serrées avec la douille fournie, le serrage devra être régulier et uniforme jusqu'à la rupture de la tête de vis

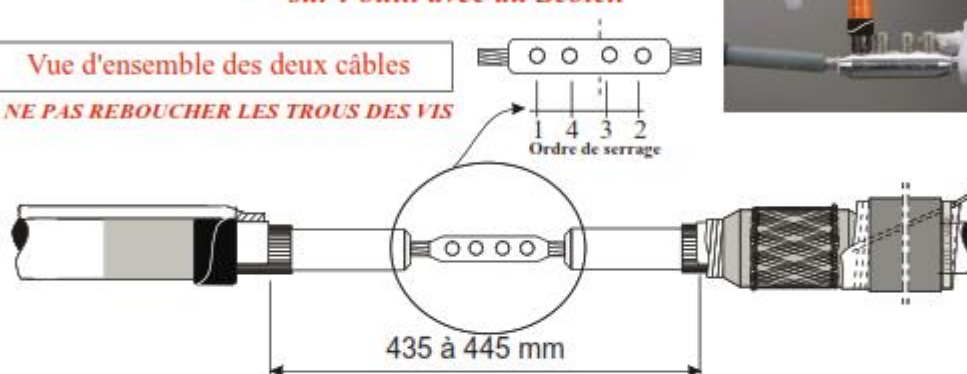


Astuce : Fixer la douille de 16 sur l'outil avec du Scotch



Vue d'ensemble des deux câbles

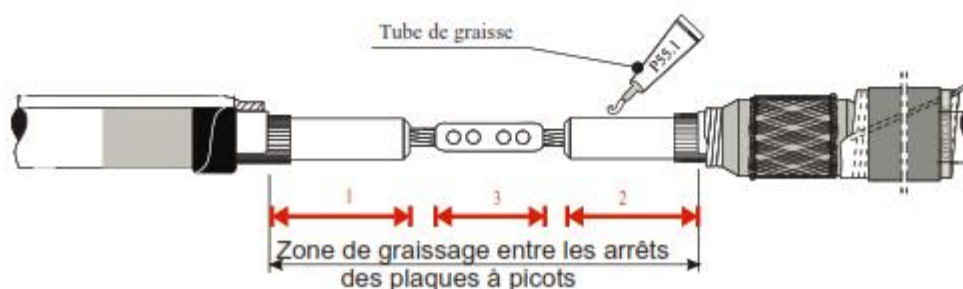
NE PAS REBOUCHER LES TROUS DES VIS



- 5 - Supprimer toute bavure éventuelle sur le connecteur à l'aide de l'abrasif fourni et nettoyer le connecteur, ôter la graisse au niveau du raccord.

Graissage P55/1 : un tube par phase

- 1 - Nettoyer les isolants des câbles avec un chiffon blanc propre et sec
- 2 - A l'aide d'un gant fourni et d'un petit tube de graisse, lubrifier la zone de graissage dans l'ordre **1, 2, puis terminer par la zone 3.**

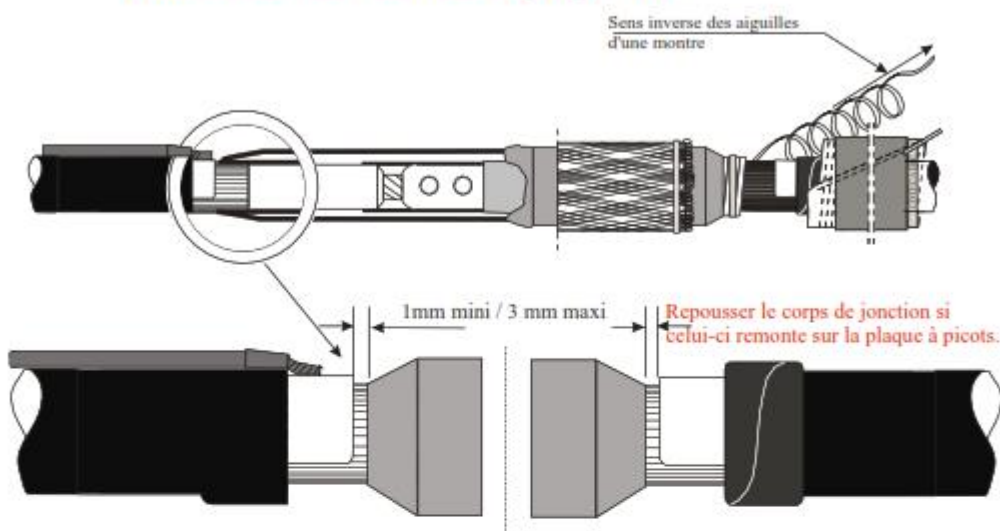


4/8

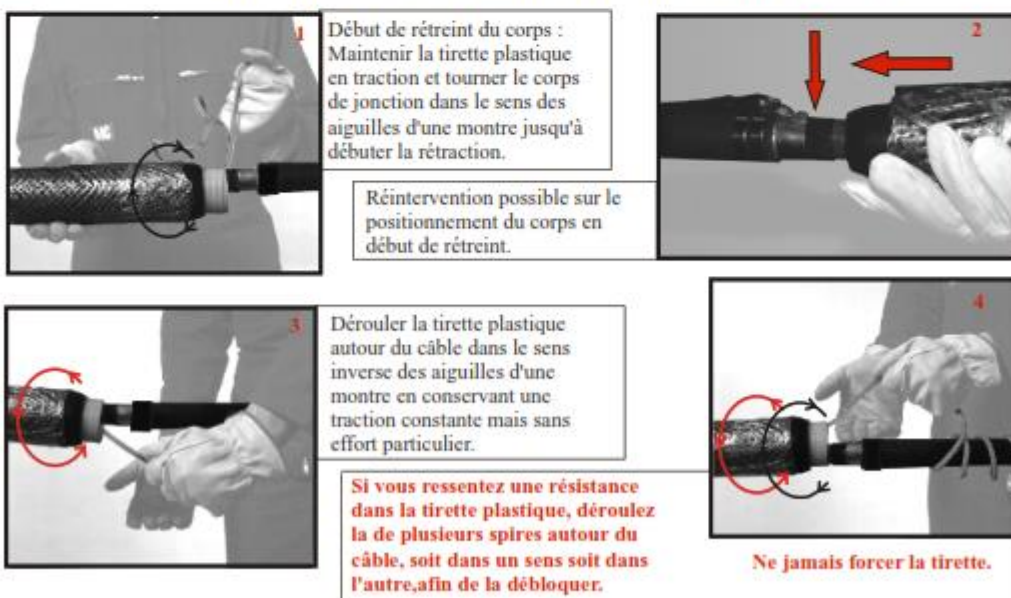
Mise en place du corps de jonction

Positionner le corps de jonction devant la prise d'écran du câble (figures 1 & 2 des instructions "rêtreint du corps de jonction").

(Suivre les instructions - Rêtreint du corps de jonction)

**Retreint du corps de jonction**

Rétracter le corps de jonction (figures 3 & 4 des instructions " rêtreint du corps de jonction ")



**Astuce : Pour dégager la tirette plastique :
Couper les extrémités et tirer la par le milieu**

Continuité des écrans

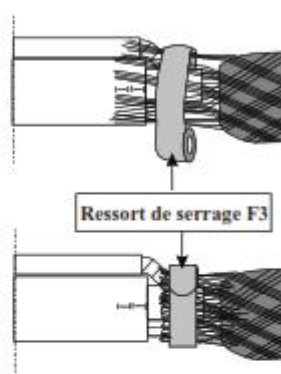
1 - Mise en place de la tresse tubulaire

- Oter le film étirable de maintien de la tresse tubulaire.
- Rabattre les extrémités de la tresse tubulaire et la centrer au-dessus du corps de jonction.

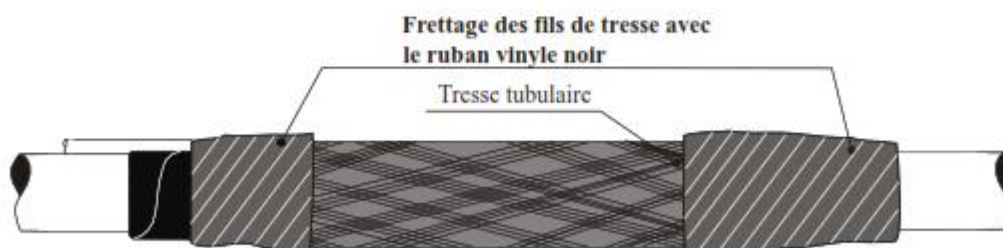
2 - Mise en place des ressorts de serrage

- Mettre en place les ressorts de serrage F3 comme suit :

Faire un tour avec le ressort au dessus de la tresse et au niveau de la plaque à picots de la prise d'écran, rabattre les fils au dessus de la 1ère spirale puis finir de dérouler le ressort de serrage.



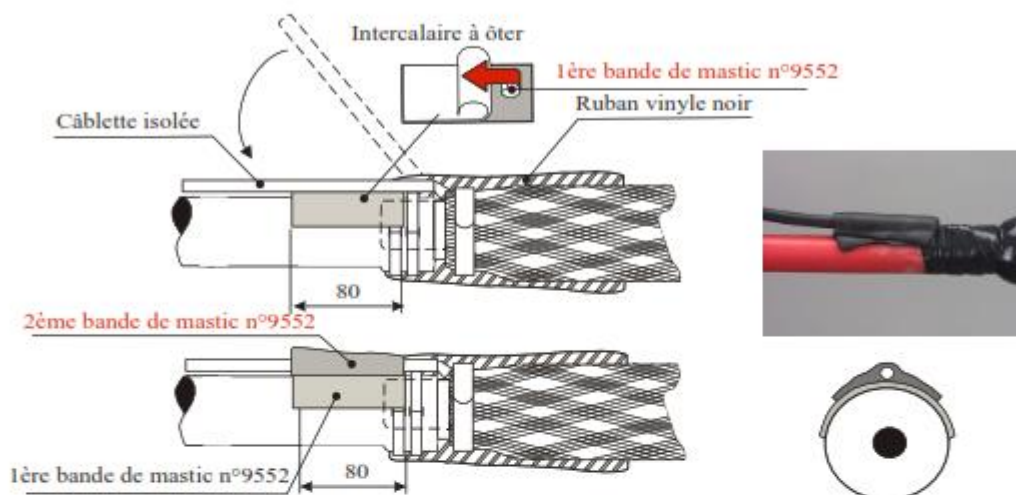
3 - Frettage des extrémités de la tresse tubulaire



Etanchéités

Côté câble avec câblette :

- Placer une bande de mastic n° 9552 dans le sens de sa longueur le plus loin possible sous la câblette isolée.
- Rabattre la câblette sur le mastic et disposer la 2ème bande de mastic au dessus de celle-ci.



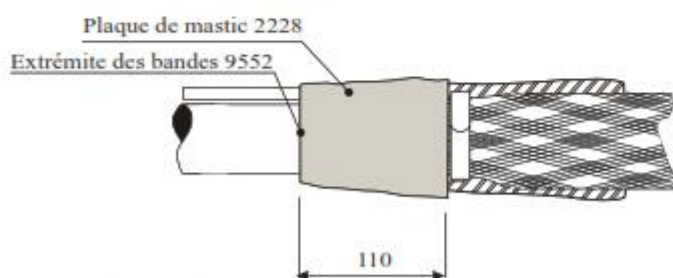
Sur les deux gaines de câble :

Enrouler tendue une plaque de mastic n°2228 comme suit :

- Ôter l'intercalaire qui protège la face adhésive.
- Positionner cette face adhésive de la plaque n° 2228 contre le câble.

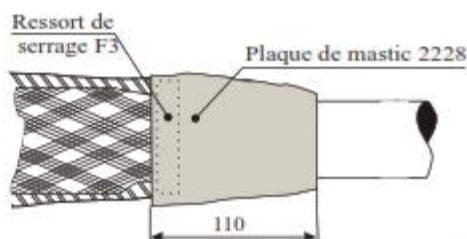
Côté câble avec câblette :

- Commencer l'enroulement en prenant comme repère l'extrémité du mastic 9552



Côté câble sans câblette :

- Commencer l'enroulement en prenant comme repère le bossage dû au ressort



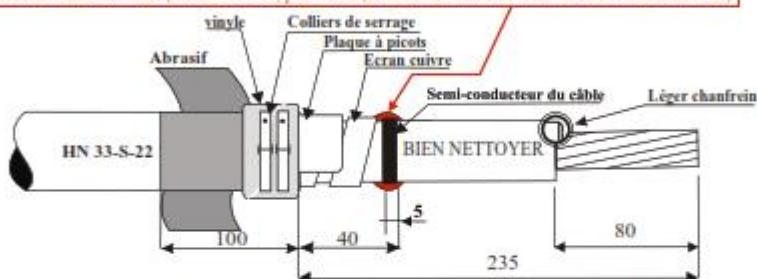
Pose des tubes PST noirs

- Les positionner puis les rétracter en débordant de 10 mm sur le câble derrière le mastic 2228.
- Fretter tendu chaque extrémité à l'aide du ruban vinyle noir.
- (3 tours à demi recouvrement)

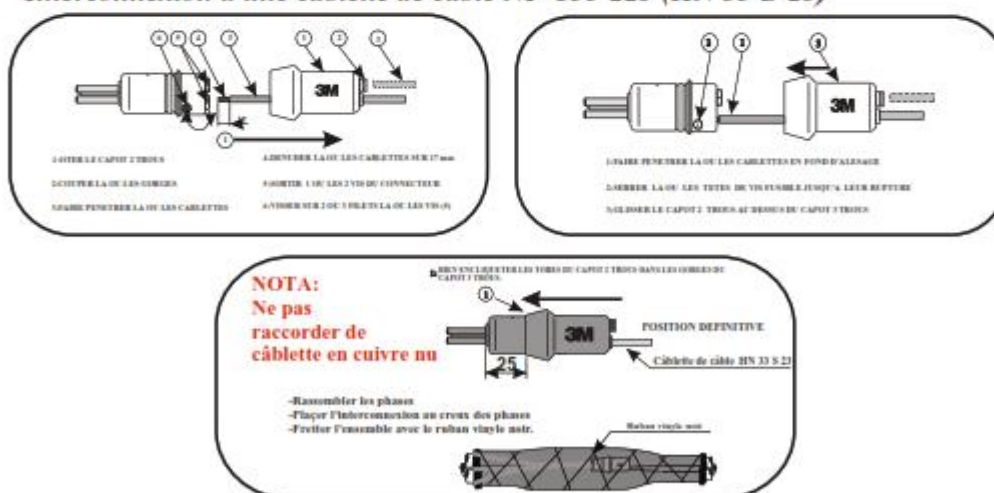


Préparation du câble NF C 33 -220 (HN 33-S-22)

2 tours de ruban semi-conducteur (norme C 33-011) posé tendu (déborder de 5mm sur l'écran cuivre et l'isolant du câble)



Interconnexion d'une câblette de câble NF C33-223 (HN 33-S-23)



3M
3M France
Systèmes Electrique
Boulevard de l'oise, 95006 Cergy Pontoise Cedex
N° Azur : 0 810 331 300 — Télécopieur : 01 30 31 68 33
Internet : <http://www.3m.com/fr/produits/electriques>
SAS au capital de 8 400 000 euros — 542 078 555 RCS Pontoise, APE 246 C0C
n° Identification TVA: FR 25 542 078 555 n° 30041 00001 01434708020 03 Paris

Nous recommandons à nos utilisateurs avant de mettre notre produit en œuvre, de s'assurer qu'il convient exactement à l'emploi envisagé.

Les conditions de garantie de ce produit sont régies par nos conditions de vente, les usages et la législation en vigueur.

Annexe 4 : Confection des boîtes de jonction

3M**Trousse Scotch™****93 E 100 FE RSM****E3UIC RF RSM-24-50/240 AL/CU**

Notice de Montage

n° NM 3002-1009

Octobre 2009

Ensemble de 3 extrémités H.T.A
unipolaires intérieures courtes
rétractables à froid, avec cosse à
serrage mécanique, tension assignée
12/20 (24) kV

93 E 100 FE RSM: 50 mm² à 240 mm²

Codet EDF : 67-92-805

Domaine d'application

Cette notice de montage décrit la mise en œuvre
des matériaux nécessaires à la réalisation de trois
extrémités intérieures courtes sur câbles à isolant
synthétique de types :

UTE C 33-223, NF C 33-223 (HN 33-S-23) ou
NF C 33-220 (HN 33-S-22), NF C 33-226.

Pour la préparation des câbles

**NF-C-33-226, tout en respectant les cotes
ci-après, se reporter au mode opératoire
correspondant : POPY, NIKOL ou
VINYL inscrit sur le câble.**

**Conditions particulières de
mise en œuvre****Mise en place des gaines :**

*Après un stockage accidentel (accessoire
pendant la nuit dans le camion), ou lors
d'une installation à une température
inférieure à 0 °C, il est recommandé de
maintenir les gaines de protection à une
température supérieure à 15 °C pendant
1 heure avant utilisation, pour faciliter le
rétreint.*



UTE C 33-223, NF C 33-223 (HN 33-S-23)

Pour l'ensemble des opérations la cotation est faite en mm sauf indication contraire

Préparation du câble (figure 1a, 1b et 1c)

Câble NF C 33-220 ou HN 33-S-22 voir page 8

1. Nettoyer la gaine extérieure sur 400 mm environ.

Figure 1a

2. Ôter la gaine extérieure à l'aide de l'outillage préconisé.
3. Prédécouper le semi-conducteur à l'aide de l'outillage préconisé jusqu'à 30 mm de la coupe de la gaine.
4. Abraser la gaine extérieure sur une longueur de 100 mm après l'arrêt de gaine.
5. Réaliser une fente longitudinale dans la gaine extérieure de 40 mm à l'aide de l'outillage préconisé.
6. Enlever l'excédent de produit d'étanchéité des cannelures du semi-conducteur.

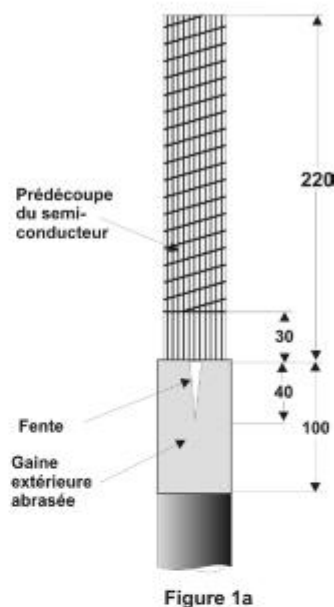


Figure 1a

Figure 1b

7. Évaser la gaine extérieure.
8. **Abraser la gaine d'étanchéité de la tresse sur toute sa longueur.**
9. Positionner la plaque à picots: les picots doivent être en contact avec l'écran.
10. Serrer sans exagération les colliers de serrage sur la gaine du câble dans l'ordre ① et ②.

Astuce

Pour faciliter le rétreint du corps par la suite, positionner les colliers de serrage de façon à ce que les oeillets soient tous sous la tresse.

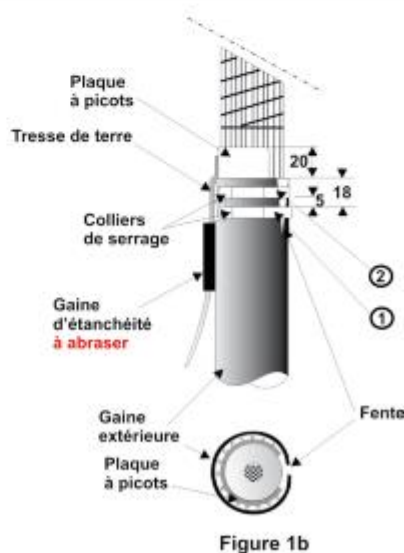


Figure 1b

Figure 1c

11. Retirer le semi-conducteur pelable jusqu'à 30 mm de la coupe de la gaine extérieure.

Sur tous les câbles :

Impératif, aucune blessure sur l'isolant.

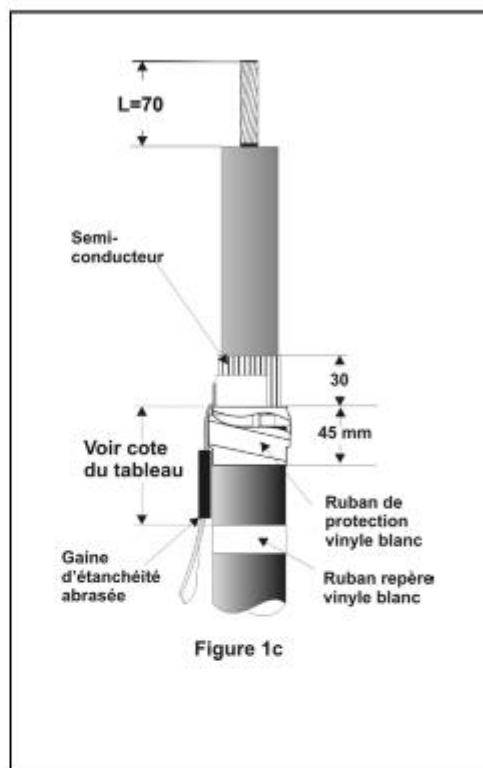
12. Dénuder l'âme conductrice sur 70 mm.

13. Réaliser une protection sur les colliers de serrage avec le ruban vinyle blanc de manière à recouvrir la ou les fentes.



14. Positionner le ruban repère vinyle blanc suivant les cotes du tableau ci-dessous.

Section	HN 33 S 23 NF C 33-223	UTE C 33-223 (C 33-223)	NF C 33-226
50 mm ²	80 mm	80 mm	80 mm
95 mm ²	75 mm	75 mm	75 mm
150 mm ²	75 mm	80 mm	80 mm
240 mm ²	65 mm	70 mm	70 mm



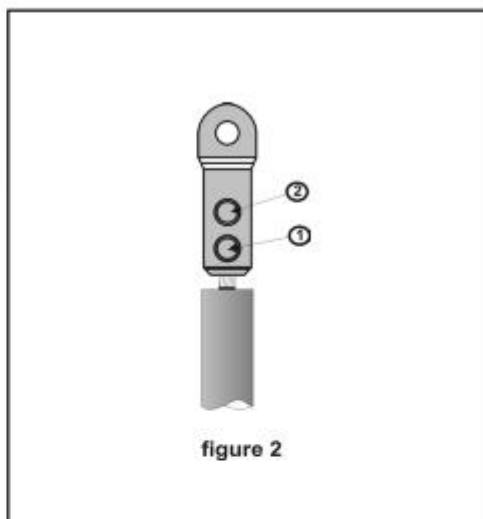
Mise en place de la cosse (figure 2)

1. Définir en fonction de la section du câble s'il faut utiliser un centreur et le visser.
2. Mettre la cosse à serrage mécanique en place, l'orienter et effectuer une approche à la main sur toutes les vis.
2. Effectuer le serrage suivant l'ordre ① et ② (figure 2). Le serrage devra être régulier et continu jusqu'à la rupture de la tête de vis.

- Serrage à la main: Utiliser la douille fournie avec l'accessoire (douille non compatible avec la visseuse) et utiliser l'outil de maintien. L'utilisation d'une rallonge de clé est interdite.

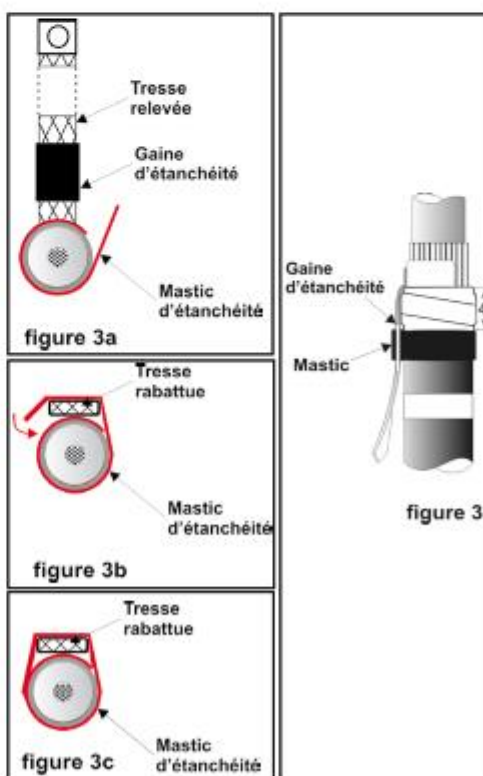
- Serrage visseuse: utiliser uniquement la douille à choc allen hexagonale de 6 fournie avec la visseuse. Utilisation de l'outil de maintien possible.

**50 mm²: Bleu 95 mm²: Noir 150 mm²: Blanc
240 mm²: Ne pas utiliser de centreur**



Étanchéité (figure 3, 3a, 3b et 3c).

1. Appliquer en tendant légèrement un tour de bande de mastic autour de la gaine extérieure du câble, après le vinyle blanc recouvrant les fentes (figures 3 et 3a).
2. Rabattre la tresse de terre contre le câble.
3. Rubaner une couche mastic posé tendu autour de la gaine d'étanchéité (figure 3b).
4. Une fois que la couche de mastic est appliquée, couper l'excédent de mastic restant sur la bande en tirant dessus (figure 3c) puis compacter l'ensemble.
5. Pour plus de facilité, fixer la tresse tendue sur le câble avec un tour de ruban vinyle blanc (à 200 mm de l'arrêt de gaine extérieure).



Mise en place du ruban semi-conducteur Scotch 13 et du ruban isolant Scotch 23 (figure 4)

1. Ruban semi-conducteur Scotch 13.

Appliquer posé tendu une couche à demi-recouvrement en commençant sur la prise d'écran ① jusqu'à 5mm de l'arrêt de semi-conducteur.

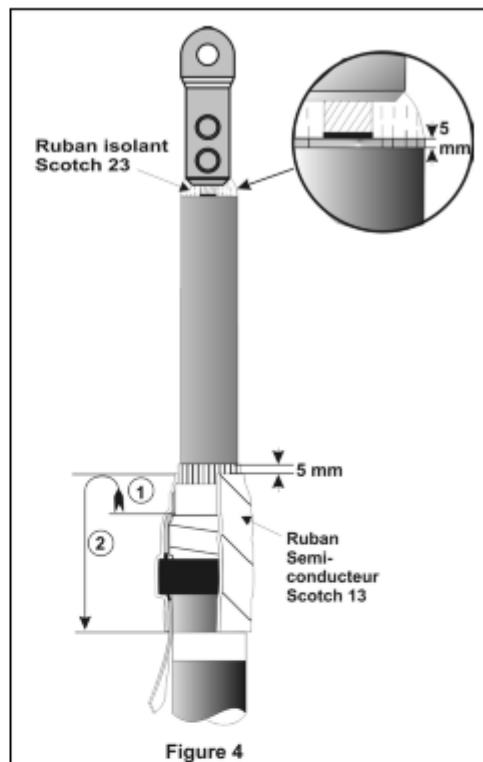
Puis, revenir sur la gaine extérieure en la recouvrant jusqu'au ruban repère vinyle blanc ②.

2. Ruban isolant Scotch 23.

Nettoyer la cosse avec un chiffon blanc, propre et sec.

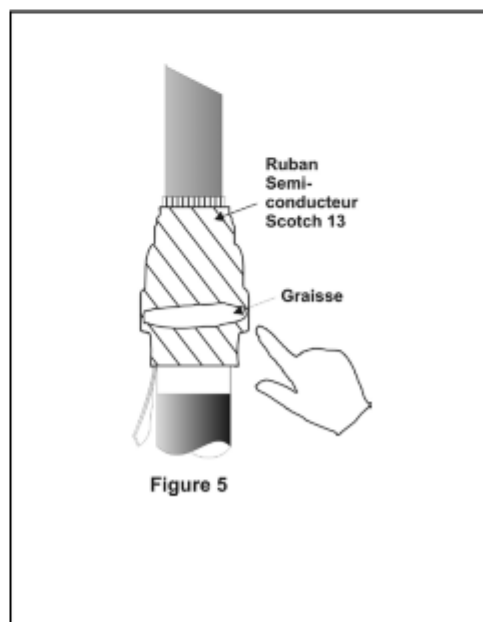
Appliquer du ruban isolant Scotch 23, posé-tendu dans l'intervalle entre la cosse et l'isolant du câble.

Déborder de 5 mm sur l'isolant.



Application de graisse (figure 5)

1. A l'aide du gant fourni, appliquer et étaler un filet de graisse sur le scotch 13 en se concentrant sur les zones où le diamètre est le plus important.



Pose de la gaine de protection extérieure courte avec mastic (figures 6a et 6b)

1. Nettoyer l'isolant du câble avec un chiffon blanc, propre et sec

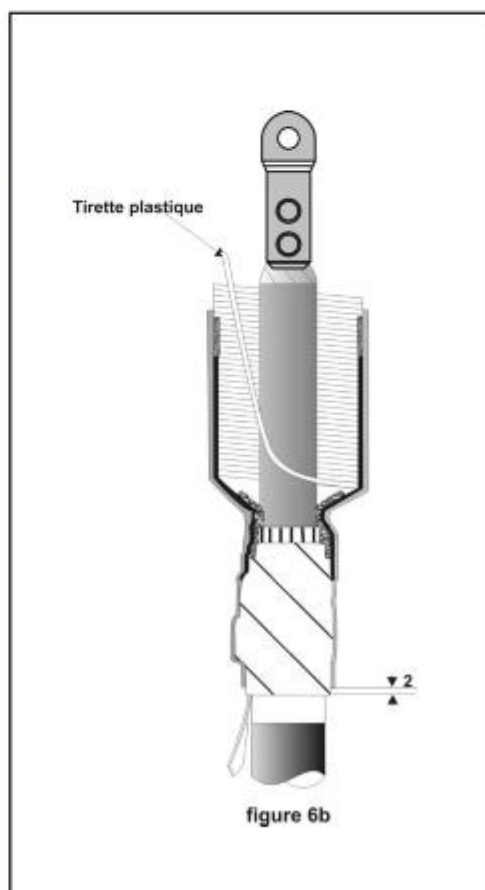
Figure 6a

2. Retirer le corps de maintien de couleur rouge en tirant sur la tirette rouge avant de positionner le corps sur le câble..



Figure 6b

3. Vérifier que la tirette plastique blanche traverse bien la gaine de protection extérieure courte avec mastic.
4. Enfiler la gaine de protection extérieure courte, tirette vers le haut sur la préparation de câble.
5. Positionner la gaine de protection extérieure courte avec mastic à 2 mm du ruban blanc repère et commencer la rétraction tout en la maintenant à la base.
6. Continuer progressivement en déroulant la tirette plastique en **sens inverse des aiguilles d'une montre** autour du câble.

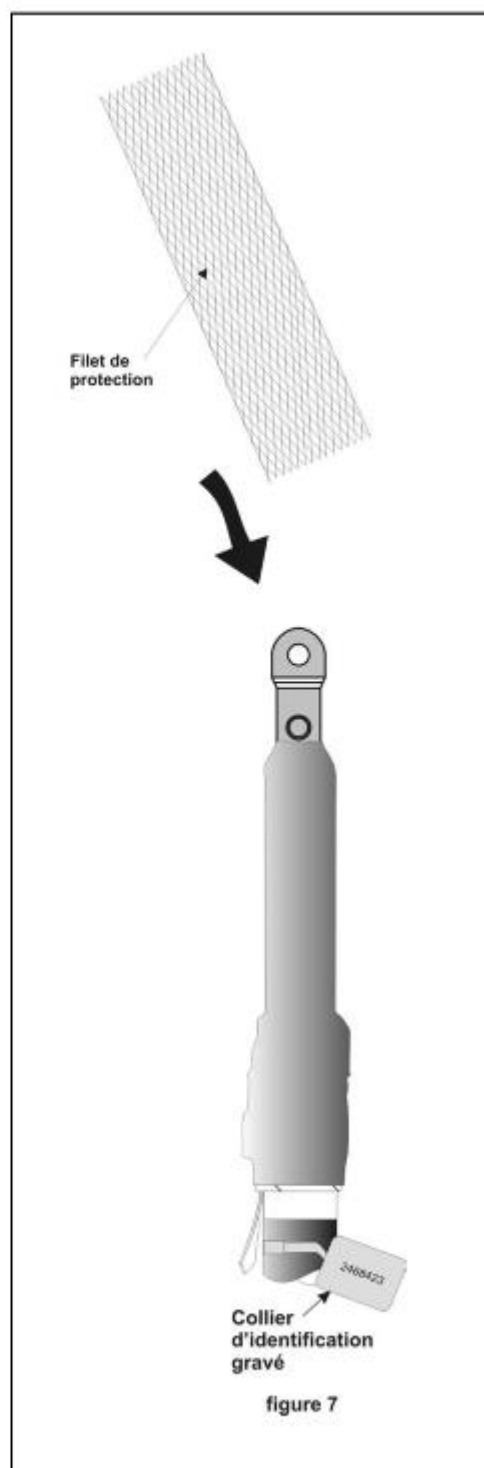


**Mise en place du collier
d'identification gravé (figure 7)**

1. Mettre en place le collier rouge
d'identification gravé sur la gaine du câble,
après le ruban repère vinyle blanc.

Protection provisoire (figure 7)

1. Dans l'attente du raccordement, mettre le filet
de protection sur l'extrémité.

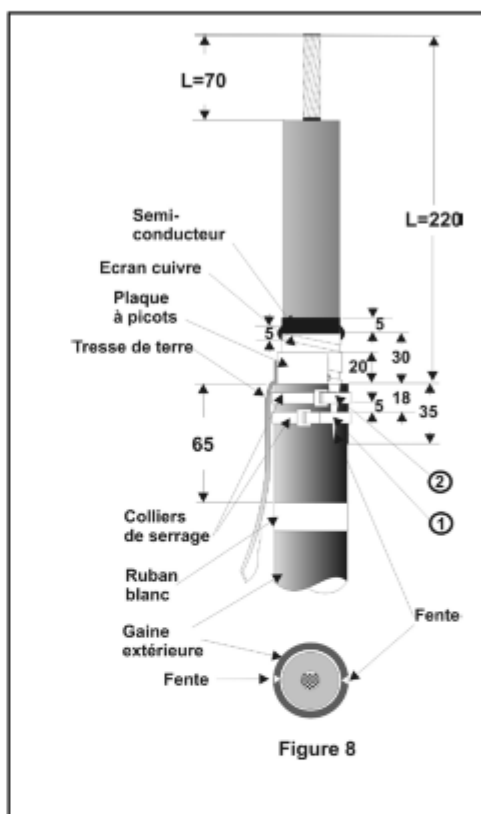


7 / 8

NF C 33-220 (HN 33-S-22)

Préparation du câble (figure 8)

1. Nettoyer la gaine extérieure sur 400 mm environ.
2. Ôter la gaine extérieure (longueur suivant la section du câble).
3. À l'extrémité de la gaine, effectuer 2 fentes diamétralement opposées, sur 40 mm.
4. Positionner la plaque à picots.
5. Serrer sans exagération les colliers de serrage sur la gaine du câble dans l'ordre 1 et 2.
6. Retirer l'écran cuivre jusqu'à 30 mm de la coupe de la gaine extérieure.
7. Retirer le ruban graphité ou le semi-conducteur pelable jusqu'à 5 mm de la coupe de l'écran cuivre.
8. **Nettoyer parfaitement l'isolant du câble avec un solvant préconisé.**
9. Poser tendu deux tours de ruban semi-conducteur Scotch 13 en débordant de 5 mm sur l'écran cuivre et l'isolant du câble.
10. Dénuder l'âme conductrice sur 70 mm.
11. **Positionner le ruban adhésif blanc à 65 mm de la coupe de la gaine du câble.**



Continuer la mise en œuvre à partir de la

Page 4 Figure 2

jusqu'à la

Page 7 Figure 7

Nous recommandons à nos utilisateurs avant de mettre notre produit en œuvre, de s'assurer qu'il convient exactement à l'emploi envisagé.

Les conditions de garantie de ce produit sont régies par nos conditions de vente, les usages et la législation en vigueur.

3M France

Marchés Électriques

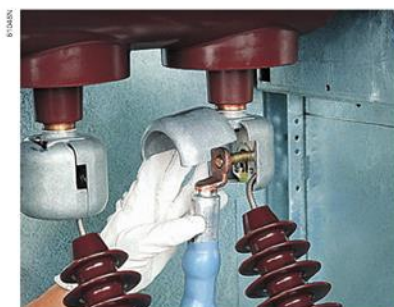
Boulevard de l'Oise, 95006 Cergy Pontoise Cedex
N° Azur : 0 810 331 300 — Télécopieur : 01 30 31 68 33

Internet : <http://www.3M.com/fr/produits-electriques>

SAS au capital de 8 400 000 euros — 542 078 555 RCS Pontoise, APE 246 C6C
n° Identification TVA: FR 25 542 078 555 N° 30 041 00001 01434708020 03 Paris

Annexe 5 : Raccordement des cellules IM

Raccordements

Tableau de choix
des raccordements

Cosse ronde



Cosse carrée

La tenue au vieillissement de l'appareillage dans un poste MT/BT dépend de 3 facteurs essentiels :

■ la nécessité d'une bonne mise en œuvre des raccordements

Les nouvelles technologies de type simplifié réduisent l'effort d'installation qui favorise la tenue dans le temps. Leur conception permet une exploitation dans des environnements pollués avec ambiance sévère.

■ l'incidence du facteur d'humidité relative

La mise en place de résistance de chauffage est impérative sous des climats à fort taux d'humidité relative et avec des différentiels de température importants.

■ la maîtrise de la ventilation

La dimension des grilles doit être appropriée à la puissance dissipée dans le poste. Elles doivent balayer exclusivement l'environnement du transformateur.

Les câbles du réseau sont raccordés :

- sur les bornes de l'interrupteur ;
- sur les porte-fusibles inférieurs ;
- sur les plages de raccordement du disjoncteur.

Les cosses bimétal sont de types :

- plaque et fût rond pour câbles $\leq 240 \text{ mm}^2$;
- plaque carrée et fût rond pour câbles $> 240 \text{ mm}^2$ uniquement.

Le sertissage des cosses sur le câble sera réalisé par poinçonnage.

Les extrémités sont du type enfilaire à froid réduite

L'expérience de Schneider Electric conduit à privilégier, dans la mesure du possible, cette technologie pour une meilleure tenue dans le temps.

La section des câbles maximale admissible en montage standard est :

- 630 mm^2 pour les cellules arrivées ou départ 1250 A ;
- 240 mm^2 pour les cellules arrivées ou départ 400 - 630 A ;
- 95 mm^2 pour les cellules de protection transformateur comportant des fusibles.

L'accès au compartiment est lié à la fermeture du sectionneur de terre.

La faible profondeur de la cellule facilite le raccordement de toutes les phases. Un goujon $\varnothing 12 \text{ mm}$ intégré au répartiteur de champ électrique permet de positionner et de fixer la cosse d'extrémité du câble d'une seule main. Le serrage s'effectue à l'aide d'une clé dynamométrique réglée à 50 mN.

Câble sec unipolaire

Extrémité d'intérieur courte, du type enfilaire à froid réduite

Performance	Type de cosse	Section mm^2	Fournisseur	Nombre de câbles	Remarques
3 à 24 kV 400 A - 630 A	A plaque ronde	50 à 240 mm^2	Tous fournisseurs d'extrémités simplifiées : Silec, 3M, Pirelli, Raychem, etc.	1 ou 2 par phase	Section, nombre de câbles supérieur, et autres types de cosses, nous consulter
3 à 24 kV 1250 A	A plaque ronde	50 à 630 mm^2	Tous fournisseurs d'extrémités simplifiées : Silec, 3M, Pirelli, Raychem, etc.	1 ou 2 par phase $\leq 400 \text{ mm}^2$	Section, nombre de câbles supérieur, et autres types de cosses, nous consulter
	Plaque carrée	$> 300 \text{ mm}^2$ admissible		$400 < 1 \leq 630 \text{ mm}^2$ par phase	

Câble sec tripolaire

Extrémité d'intérieur courte, du type enfilaire à froid réduite

Performance	Type de cosse	Section mm^2	Fournisseur	Nombre de câbles	Remarques
3 à 24 kV 400 A - 630 A	A plaque ronde	50 à 240 mm^2	Tous fournisseurs d'extrémités simplifiées : Silec, 3M, Pirelli, Raychem, etc.	1 par phase	Section, nombre de câbles supérieur, et autres types de cosses, nous consulter
3 à 24 kV 1250 A	A plaque ronde	50 à 630 mm^2	Tous fournisseurs d'extrémités simplifiées : Silec, 3M, Pirelli, Raychem, etc.	1 par phase	Section, nombre de câbles supérieur, et autres types de cosses, nous consulter

Nota :

- Les cosses recouvertes par un répartiteur de champ électrique peuvent être carrées ;
- Cellule de type PM/QM : plages rondes $\varnothing 30 \text{ mm}$ max.

Raccordements

Raccordement des câbles par le bas

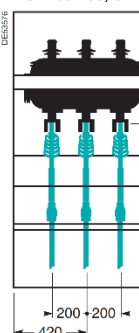
Hauteurs de raccordement

Hauteur **H** de raccordement des câbles
par rapport au sol (mm)

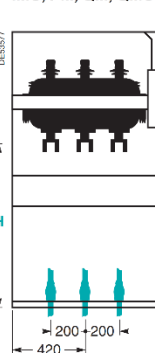
	630 A	1250 A
IM, NSM-câbles, NSM-barres, SM	950	950
IMC	400	
PM, QM	400	
QMC	340	
CRM	430	
DM1-A SF1, DMVL-A ⁽¹⁾	370	650
DM1-A SFset, DM1-S	430	
DMV-S	320	
DM1-W	360	650
GAM2	760	
GAM	470	620
DMVA	320	313

⁽¹⁾ Disponible seulement 630 A

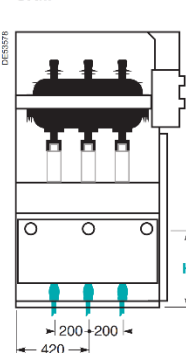
IM, NSM-câbles,
NSM-barres, SM



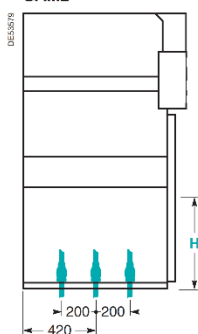
IMC, PM, QM, QMC



CRM



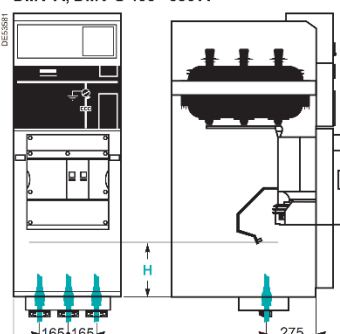
GAM2



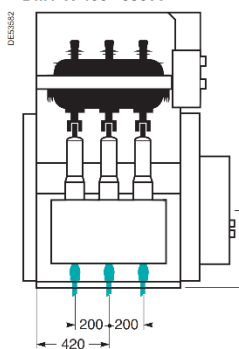
GAM



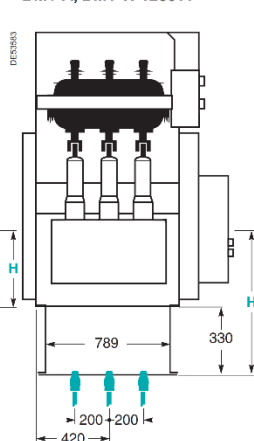
DMV-A, DMV-S 400 - 630 A



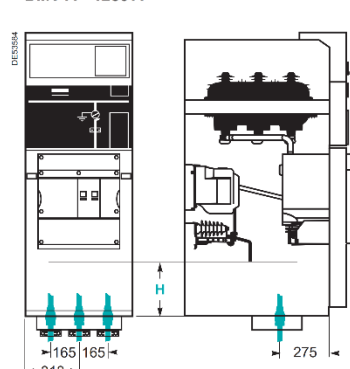
DM1-A, DM1-S, DMVL-A
DM1-W 400 - 630 A



DM1-A, DM1-W 1250 A



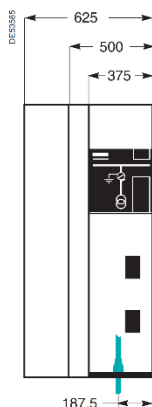
DMV-A - 1250 A



Raccordements

Raccordement des câbles par le bas

Profondeur des caniveaux



Raccordement par le bas (toutes cellules)

- **Avec caniveau** : la profondeur **P** des caniveaux est donnée ci-contre pour des câbles courants de type sec unipolaire (pour des câbles tripolaires, nous consulter).
- **Avec surélévation** : afin de réduire **P** ou supprimer l'utilisation des caniveaux, les cellules peuvent être placées sur des socles en béton de 400 mm.
- **Avec vide technique** : la profondeur **P** est donnée ci-contre pour des câbles utilisés couramment.

Câbles unipolaires		Cellules jusqu'à 630 A					Cellules 1250 A		
Section câble (mm ²)	Rayon de courbure (mm)	IM, SM, NSM-câbles, NSM-barres	IMC, DM1-A, DM1-W, GAM, DM1-S, DMVL-A	CRM	DMV-A, DMV-S	PM, QM, QMC ⁽¹⁾	SM, GAM	DM1-A ⁽²⁾ DM1-W ⁽²⁾	DMV-A ⁽³⁾
		Profondeur P (mm) toutes directions							
		P1	P2	P2	P2	P3	P4	P5	P6
50	370	140	400	400	500	350			
70	400	150	430	430	530	350			
95	440	160	470	470	570	350			
120	470	200	500	500	600				
150	500	220	550		650				
185	540	270	670		770				
240	590	330	730		830				
400	800						1000	1350	1450
630	940						1000	1350	1450

(1) Montage avec cuvette de 100 mm de profondeur, obligatoire.

(2) Montage avec cuvette de 350 mm de profondeur, obligatoire dans un vide technique.

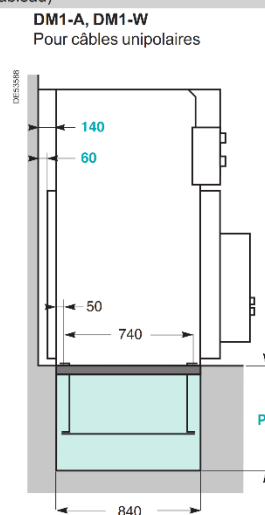
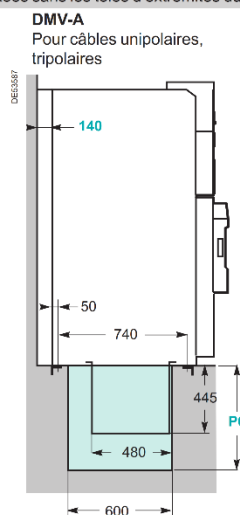
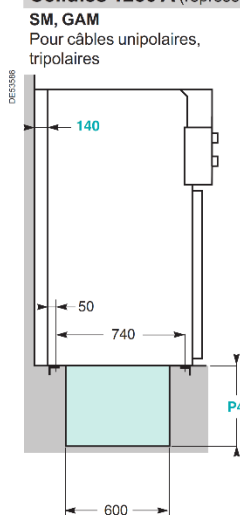
(3) Montage obligatoire de cuvette 445 mm dans le vide technique.

Nota : pour déterminer la profondeur **P** d'un simple caniveau d'un tableau, il faut considérer la cellule et les câbles qui demandent la profondeur maximale.

Dans le cas d'un double caniveau, il faut tenir compte de chaque profondeur **P** par type de cellule et d'orientation des câbles.

Plans de vides techniques

Cellules 1250 A (représentées sans les tôles d'extrémités du tableau)



Cellules 630 A

