



RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ LARBI TEBESSI – TEBESSA
FACULTÉ DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
DÉPARTEMENT DE GÉNIE DES MINES



MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES

En vue de l'obtention d'un diplôme de Master

Option : ELECTROMECHANIQUE MINIERE

Thème

COMPARAISON DE LA PERFORMANCE DE LA PROTECTION DE DISJONCTEUR HT cas GRTE -BIR DHEB-

Par:

HAMDADOU Redha

KHELIFI Houria

Devant le jury composé de:

ZAAMOUCHE Fares
SOUDANI Med Saleh
HOUAM Alaa

MAA Université larbi tébessi-Tebssa
MAB Université larbi tébessi-Tebssa
MAA Université larbi tébessi-Tebssa

Président
Encadreur
Examineur

Promotion 2016/2017



Année universitaire : 2016-2017

Tébessa le : 18-05-2017

Lettre de soutenabilité

Nom et prénom des étudiants :

- 1- HAMDADOU Redha
- 2- KHELIFI Houria

Niveau : Master 2

Option : électromécanique Minière

Thème COMPARAISON DE LA PERFRMANCE DE LA PROTECTION DE DISJONCTEUR HT
cas GRTE -BIR DHEB-

Nom et prénom du promoteur : SOUDANI Mohamed Salah

Chapitres réalisés	Signature de l'encadreur
CHAPITRE I : RESEUX ELECTRIQUES	
CHAPITRE II : LES DISJONCTEURS	
CHAPITRE III : MILIEUX DIELECTRIQUE	
CHAPITRE IV : LA MAINTENANCE	
CHAPITRE V : ETUDE COMPARATIVE	

Remerciement

Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout dont je necessitais pour l'accomplissement de ce mémoire.

*Je remercie notre encadreur **SOUDANI Mohamed Salah** enseignant à l'université CHEIKH Arbi Tebessi –Tébessa, pour son prise en charge, conseils, et orientations. Aussi, je le remercie pour ses encouragements, son indulgence, et sa sympathie tout au long de temps de travail.*

*Je remercie également Monsieur **SEKNI** notre encadreur dans la GRTE. Et l'ingénieur **RACHRACH Elhachemi** pour leurs directives précieuses, et pour la qualité de leur suivi durant toute la période de notre stage.*

*Ma gratitude s'exprime pareillement pour **ZAAMOUCHE Fares**, également président des jurys.*

*Egalement je remercie le membre de jury **HAWAM Alaa** pour la patience de son remarque avisée.*

*Mes plus vifs remerciements s'adressent aussi à Mme **TALEB Mounia** pour sa gentillesse et ses orientations.*

Je remercie également tous les enseignants de département de génie minier, qui ont participé à ma formation pendant tout le cycle universitaire.

Enfin, j'adresse mes plus sincères remerciements à tous mes proches et amis, qui nous ont toujours encouragées au cours de la réalisation de ce mémoire.

Dédicace

Louange à Allah, seigneur de l'univers, le tout puissant et miséricordieux, qui m'a inspiré et comblé de bienfaits, je lui rends grâce.

*A mon très cher père **Boualem**, Le premier et le dernier homme de ma vie, mon premier encadrant depuis ma naissance, source d'amour, d'affection, de générosité et de sacrifices. Vous étiez toujours là près de moi pour me soutenir, m'encourager et me guider avec tes précieux conseils. Que ce travail soit le témoignage des sacrifices que vous n'avez cessé de déployer pour mon éducation et mon instruction. Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour et l'admiration que je porte au grand homme que vous êtes. Puisse dieu le tout puissant, vous préserver et vous accorder santé, longue vie et bonheur.*

*A ma très chère mère **Yamina**, Ma raison d'être, ma raison de vivre, la lanterne qui éclaire mon chemin. Ma chère maman qui a œuvré pour ma réussite, de par son amour, son soutien, pour toute son assistance et sa présence dans ma vie.*

*A mon cher frère **Bichou**, qui est mon fidèle compagnon dans les moments les plus délicats de cette vie mystérieuse. Je te souhaite tout le bonheur dans votre vie. Sans oublier mon frère **Imad***

*A mon beau frère **Zinzou**, qui est mon ange gardien, que j'exhorte à réussir dans son étude.*

A mon âme Balomti merci pour la patience, ta tolérance et ta présence à mes côtés.

*A ma chère sœur Hayet et leur enfance **Djawed** et **Rita**.*

*A la plus belle perle du monde mon ange **Malek** et mon bijou **Ghofran**.*

A mes tantes Sakina, Hlima, Fatna et Mama.

A mes chères Djalila, Fatiha et Chocho et Amina.

A mes adorables amies Assil, Imen, Chaima pour leurs soutiens moraux, et toutes les étudiantes de la résidence de 500 lits.

A mes meilleurs amis Mohammed, Redha, Abdelkrim, Alilou, Tayeb, Oussama, Yacine, Nadjib, Abdelhadi, Med Mauritanie, Hassouna. Et à tous ce qui ont enseigné moi au long de ma vie scolaire.

Je dédie mon modeste travail.

Dédicace

*Merci pour le grand Dieu qui m'a éclairé mon chemin et m'a
donné la force pour Réaliser ce mémoire.*

*A mes très chères parent mon père **Ahmed** et ma mère **Malika** qui
m'ont encouragé à aller de l'avant et qui m'ont donnée tout son
amour pour reprendre mes études.*

*A mes Frères : **Abderahim, Meki, Abdeka, Amine***

*Et leurs femmes : **Faiza, Hanan, Hafsa***

Et leurs enfants

*A mes sœurs : **Yamina, Hanane, Khaira, Samira, Laila***

Et leurs enfants

A tous mes amis

Redha

SOMMAIRE

CHAPITRE I : RESEAUX ELECTRIQUES

I.1. Introduction.....	03
I.2. Généralités sur les réseaux électriques.....	03
I.3. Description des réseaux électriques.....	03
I.3.1. Réseaux de transport et d'interconnexion THT.....	03
I.3.2. Réseaux de répartition HT.....	04
I.3.3. Réseaux de distribution MT.....	05
I.3.4. réseaux de livraison BT.....	05
I.4. Les postes électriques.....	05
I.4.1. Les types des postes électriques.....	05
I.4.2. Les différents éléments de poste électrique.....	06
I.4.3. Principaux schémas de poste utilisés.....	07
I.4.3.1. Schémas à un disjoncteur par départ.....	07
I.4.3.1.1. Définitions.....	07
I.4.3.1.2. Schéma à un jeu de barres.....	09
I.4.3.1.3. Schémas à jeux de barres multiples.....	10
I.4.3.1.4. Schéma avec jeu de barres de transfert.....	12
I.4.3.2. Schémas à plusieurs disjoncteurs par départ.....	13
I.4.3.2.1. Schéma à un disjoncteur et demi par départ.....	13
I.4.3.2.2. Schéma à deux disjoncteurs par départ.....	14
I.4.3.3. Schémas en boucle.....	15
I.4.3.3.1. Schéma en boucle simple.....	15
I.4.3.3.2. Schéma en boucles multiples.....	15
I.4.3.4. Schémas avec disjoncteur shunt.....	16
I.4.3.5. Schémas en antenne.....	17
I.4.3.5.1. Schéma en antenne simple.....	17
I.4.3.5.2. Schéma en antenne double.....	18
I.5. conclusion.....	18

CHAPITRE II : DISJONCTEUR

II.1. introduction.....	19
II.2. La coupure des courants de charge et de défaut.....	19
II.2.1. La coupure des courants de charge.....	19
II.2.1.1. La coupure des courants inductifs.....	20
II.2.1.2. La coupure des courants capacitifs.....	22
II.2.2. La coupure des courants de défaut.....	24
II.2.2.1. Les courants de court-circuit.....	24
II.2.3. Principe de la coupure.....	24
II.2.4. L'interrupteur idéal.....	25
II.3. Domaine de tension.....	25
II.4. Le phénomène d'induction.....	26
II.5. l'arc électrique.....	26
II.5.1. Couper avec l'arc électrique.....	26
II.5.2. Caractéristiques de l'arc électrique.....	27
II.5.2.1. Tension d'arc.....	27
II.5.2.2. Température.....	27
II.5.2.3. Comportement magnétique.....	28

II.5.3. Facteurs influents	28
II.5.3.1. Nature du courant.....	28
II.5.3.2. Géométrie	28
II.5.3.3. Milieu diélectrique	28
II.5.4. Les périodes de coupure de l'arc électrique	28
II.5.4.1. La période d'attente	29
II.5.4.2. La période d'extinction	29
II.5.4.3. La période post-arc	30
II.6. Organe de coupure	31
II.6.1. Les disjoncteurs	31
II.6.2. Les sectionneurs	31
II.6.2.1. Principe de fonctionnement	31
II.6.2.2. Caractéristiques principales	31
II.6.3. Interrupteur	32
II.7. Pouvoir de coupure (PdC)	32
II.7.1. Pouvoir de coupure ultime (I_{cu})	33
II.7.2. Pouvoir de coupure de service (I_{cs})	33
II.8. Le Pouvoir de fermeture (PdF)	33
II.9. Durée de coupure.....	34
II.10. Disjoncteur haut tension	35
II.10.1. Les disjoncteurs hautes tension devront donc être capables de	35
II.10.2. Description des disjoncteurs	36
II.10.2.1. Châssis de base	36
II.10.3. Le pôle	37
II.10.3.1. Carter du mécanisme	37
II.10.3.2. Les colonnes isolantes.....	37
II.10.3.3. Chambre de coupure	37
II.11. Différents types de disjoncteur électrique haut tension	39
II.11.1. Disjoncteur de l'huile minérale	39
II.11.2. Disjoncteur à air comprimé	40
II.11.3. Disjoncteur au gaz SF6	40
II.11.4. Disjoncteur à Vide	41
II.12. Les protections et les accessoires	41
II.12.1. Les Protections.....	41
II.12.1.1. Relais anti-pompage	41
II.12.1.2. Discordance de phases (discordance de pole)	41
II.12.1.3. Soupape de surpression.....	42
II.12.1.4. Densimètre	42
II.12.1.5. Amortisseur	42
II.12.2. Les accessoires	43
II.12.2.1. Le manomètre	43
II.12.2.2. Le clapet anti-retour.....	43
II.12.2.3. Bobines de manœuvre.....	43
II.12.2.4. Interlocks	44
II.12.2.5. Sélecteur local	44
II.12.2.6. Compteur de manœuvre	44
II.12.2.7. Réchauffeurs (Régulateur d'humidité).....	44
II.12.3. Identification Des Disjoncteurs.....	44
II.13. la commande	45
II.14. la conclusion.....	46

CHAPITRE III : MILIEUX DIELECTRIQUE

III.1. Introduction.....	47
III.2. Matériaux diélectriques.....	47
III.3. Historique d'utilisation du SF ₆ dans les disjoncteurs HT.....	48
III.3.1. La molécule.....	49
III.3.2. Manipulation du gaz SF ₆	49
III.3.3. Fabrication du SF ₆	49
III.3.4. Propriétés d'hexafluorure de soufre (SF ₆).....	50
III.3.4.1. Propriétés chimiques.....	50
III.3.4.1.1. Les Produits de Décomposition.....	51
III.3.4.2. Les propriétés physiques.....	51
III.3.4.3. Propriétés électriques.....	52
III.3.4.4. Propriétés thermiques.....	53
III.4. Le mécanisme de coupure dans le SF ₆	54
III.4.1. L'arc électrique dans le SF ₆	54
III.4.2. Passage au zéro de courant.....	55
III.4.3. La coupure dans le milieu de SF ₆	55
III.5. Les différentes technologies de coupure dans le SF ₆ et leurs domaines d'application.....	56
III.5.1. La coupure par auto-compression.....	56
III.5.1.1. Grandeurs caractéristiques.....	56
III.5.1.2. Domaines d'application de la coupure par auto-compression...	57
III.5.2. La coupure par arc tournant.....	57
III.5.2.1. Grandeurs caractéristiques.....	58
III.5.2.2. Domaines d'application.....	58
III.5.3. La coupure par auto-expansion.....	58
III.5.3.1. Grandeurs caractéristiques.....	59
III.5.3.2. Domaines d'application.....	59
III.5.4. Deux méthodes de guidage de l'arc.....	59
III.5.4.1. Le guidage mécanique (type auto-compression).....	60
III.5.4.2. Le guidage magnétique (type arc tournant).....	60
III.6. Isolants liquides.....	60
III.6.1. Principaux types d'isolants liquides.....	60
III.6.2. Les huiles minérales.....	61
III.7. Définitions de certaines caractéristiques des huiles isolantes.....	62
III.7.1. Viscosité.....	62
III.7.2. Point d'éclair.....	63
III.7.3. Densité.....	63
III.7.4. Tension de claquage.....	63
III.7.5. Tension interfaciale.....	64
III.7.6. Indice de neutralisation.....	64
III.7.7. Corrosion.....	64
III.8. Les fonctions de l'huile isolante.....	65
III.8.1. Fonction diélectrique.....	65
III.8.1.1. Caractéristiques diélectriques.....	65
III.8.1.1.1. La permittivité relative.....	65
III.8.1.1.2. La conductivité.....	66
III.8.1.1.3. Le facteur de dissipation diélectrique.....	67
III.8.1.1.4. La rigidité diélectrique.....	67

III.8.1.2. Influence de différents paramètres sur la rigidité diélectrique .	68
III.8.1.2.1. Humidité	68
III.8.1.2.2. Pression hydrostatique.....	69
III.8.1.2.3. Distance entre les électrodes.....	69
III.8.1.2.4. Température	69
III.8.1.2.5. Nombre de claquages.....	69
III.8.1.2.6. Durée d'application de la tension.....	69
III.8.1.2.7. Influence des écrans	69
III.8.2. Fonction transfert de chaleur	70
III.8.3. Fonctions d'extinction	70
III.9. Choix de l'huile	70
III.10. Echantillonnage	71
III.11. Analyse de l'huile	71
III.11.1. Caractéristiques à analyser	71
III.11.1.1. Couleur et aspect	72
III.11.1.2. Tension de claquage en courant alternatif	72
III.11.1.3. Teneur en eau	72
III.11.1.4. Indice de neutralisation	73
III.11.1.5. Facteur de pertes diélectriques et résistivité	73
III.11.1.6. Tension interrassiale	74
III.12. Différentes technologies de coupure dans l'huile	74
III.12.1. Disjoncteurs à grand volume d'huile	74
III.12.2. Disjoncteurs à faible volume d'huile	75
III.12.2.1. Caractéristiques principales des disjoncteurs à faible volume d'huile.....	75
III.13. Conclusion	76

CHAPITRE IV : LA MAINTENANCE

IV.1. introduction.....	77
IV.2. Plan de maintenance	78
IV.3. La Maintenance Préventive.....	81
IV. 3.1. La Maintenance Systématique.....	81
IV. 3.1.1. L'inspection routinière (sous tension)	81
IV.3.1.2. L'entretien systématique simple (hors tension).....	81
IV.3.1.2.1. Cas des disjoncteurs à SF6.....	82
IV.3.1.2.2. Cas des disjoncteurs à huile.....	82
IV.3.1.2.2.1. Le contrôle de niveau d'huile.....	82
IV.3.1.3. L'entretien systématique détaillé (hors tension)	83
IV.3.1.3.1. Contrôle de l'état général du disjoncteur.....	83
IV.1.1.3.2. Entretien du pôle.....	84
IV.3.1.3.3. Révision du pôle.....	84
IV.3.1.3.4.. Démontage des pôles.....	85
IV.3.1.3.5. Vérification du pot de coupure (chambre de soufflage)...	85
IV.3.1.3.6. Vérification des contacts.....	85
IV.3.1.3.7. vérification du cylindre isolant.....	85

IV.3.1.3.8. Entretien des colonnes isolantes.....	86
IV.3.1.3.9. Contrôle du mécanisme de chaque pôle.....	86
IV.3.1.3.10. Remontage du pôle.....	86
IV.4. Entretien conditionnel.....	86
IV.5. Les Mesures.....	87
IV.5.1. Mesure du temps d'ouverture et de fermeture du disjoncteur.....	87
IV.5.2. Mesure de la résistance des contacts principaux des disjoncteurs....	87
IV.5.3. Mesure de la résistance dynamique.....	88
IV.6. vérification de la synchronisation des trois pôles à l'ouverture et la fermeture	88
IV.7. Ouverture et de fermeture du disjoncteur	88
IV.7.1. Réalisation d'un cycle FO à distance.....	88
IV.7.2. Réalisation de trois cycles FO par simulation d'un défaut monophasé sur chacune des phases.....	89
IV.8. Instructions relatives au remplissage du disjoncteur en SF6	89
IV.9. Analyse du gaz SF6	90
IV.9.1. Mesure de l'humidité.....	90
IV.9.2. Mesure de la proportion d'air dans le SF6	91
IV.9.3. Mesure de la concentration en produits de décomposition.....	91
IV.10. État du gaz SF6	91
IV.10.1. Niveaux maximums d'impuretés acceptables pour le SF6.....	92
IV.11. Les traitements de gaz sf6.....	94
IV.11.1. Sécurité les bons réflexes.....	94
IV.11.2. Respecte le matériel utilisé	94
IV.12. Les traitements la pompe à vide	95
IV.13. La thermographie.....	95
IV.14. Conclusion.....	95

CHAPITRE V : LA COMPARAISON

V.1. Introduction.....	96
V.2. L'entreprise Et Son Secteur D'activité	96
V.2.1 Schéma organisationnel et fonctionnel de la macrostructure.....	99
V.3. Gestionnaire de réseaux et transport d'électricité	100
V.4. Localisation.....	102
V.5.Représentation de disjoncteur siemens tripolaire SF ₆	104
V.5.1.Description.....	104
V.5.2.Température de service.....	105
V.5.3. Agent de soufflage SF ₆	107
V.5.4. Constitution du disjoncteur.....	109
V.5.5. Colonne polaire.....	110
V.5.6. Principe de fonctionnement du l'hexafluorure de soufre (SF ₆).....	111
V.5.7. Nombre admissible de coupures.....	111
V.5.8. Verrouillage.....	113
V.5.9.Commande de moteur.....	113
V.5.10. Signalisations.....	113
V.5.11.Contact auxiliaires libres.....	113
V.5.12.Compteur de cycles de manœuvres/ compteur de manœuvres.....	113
V.5.13. La chambre de coupure.....	114
V.5.14. Extinction de l'arc.....	115
V.6. Représentation de disjoncteur ORTHOJECTEUR type HPGE 9-12 E à petit volume d'huile.....	119
V.6.1. Description d'un pôle.....	120
V.6.2. Les deux carters supérieurs.....	121
V.6.3. Le contact fixe supérieur.....	121
V.6.4. Le pot de coupure.....	121
V.6.5.un cylindre isolant	122
V.6.6. Le carter intermédiaire	122
V.6.7. La chambre de coupure est raccordée au mécanisme par un tube isolant.....	122
V.6.8. La tige de contact mobile	123
V.6.9. Le carter mécanisme.....	123
V.6.10. Phénomènes reliés à l'interruption dans l'huile.....	123
V.6.11. Processus amenant à l'extinction de l'arc	124
V.6.12. explication de la comparaison.....	128
V.7. simulation de l'arc électrique.....	131
V.8. conclusion.....	132

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I : RESEAUX ELECTRIQUES

Figure I.1	Exemple d'une partie d'un réseau de transport.....	4
Figure I.2	jeu de barres tronçonnement.....	8
Figure I.3	jeu de barres sectionnable.....	8
Figure I.4	jeux de barres couplés.....	9
Figure I.5	Schéma à un jeu de barres.....	10
Figure I.6	Schéma à deux jeux de barres.....	11
Figure I.7	Exemple de transfert d'un départ.....	11
Figure I.8	Schéma à un ou deux jeux de barres et un jeu de barres de transfert..	12
Figure I.9	Schéma à un disjoncteur et demi par départ.....	13
Figure I.10	Schéma à deux disjoncteurs par départ.....	14
Figure I.11	Schéma en boucle simple.....	15
Figure I.12	Schéma en boucles multiples.....	16
Figure I.13	Schéma en boucles multiples.....	17
Figure I.14	Schéma en antenne simple.....	18
Figure I.15	Schéma en antenne double.....	18

CHAPITRE II : DISJONCTEURS

Figure II.1	les phénomènes transitoires sont très faibles lors de la coupure d'un courant d'une charge résistive.....	20
Figure II.2	schéma d'un circuit lors de la coupure d'un faible courant inductif.....	21
Figure II.3	phénomène d'oscillations à haute fréquence ou « d'arrachement de courant ».....	22
Figure II.4	schéma d'un circuit avec une charge capacitive.....	23
Figure II.5	coupure réalisée par un interrupteur idéal.....	25
Figure II.6	tension d'arc électrique.....	27
Figure II.7	composition d'un arc électrique dans un milieu gazeux.....	29
Figure II.8	Courbes de régénération diélectrique, coupure réussie [a] ou échec diélectrique [b].....	30
Figure II.9	Sectionneur.....	32
Figure II.10	Définition de la durée de coupure.....	34
Figure II.11	les composants d'un disjoncteur.....	36
Figure II.12	Système de contact de type tulipe.....	38
Figure II.13	Système de contact de type tulipe.....	38
Figure II.14	Système de contact de type bout à bout.....	38
Figure II.15	Densimètre.....	42
Figure II.16	Clapet anti-retour.....	42

CHAPITRE III : MELIEUX DEIECTRIQUES

Figure III.1	Constantes de temps de désionisation en fonction de la pression pour différents gaz.....	48
Figure III.2	Formule chimique d’hexafluorure de soufre.....	50
Figure III.3	Tension de claquage entre des sphères de 5 cm de diamètre en fonction de produit (Pd).....	53
Figure III.4	Conductivité thermique du SF ₆	54
Figure III.5	Coupe verticale de chambre de coupure de disjoncteur HT.....	55
Figure III.6	Processus de raffinage pour les huiles brutes.....	61
Figure III.7	Evaluation de la viscosité cinématique des huiles en fonction de la température.....	62
Figure III.8	Analyse des gaz dissous dans l’huile minérale après claquage.....	64
Figure III.9	Variation de la permittivité relative en fonction de la température...	66
Figure III.10	Variation de la conductivité en fonction du nombre de claquage....	67
Figure III.11	Influence de l’humidité relative sur la rigidité de l’huile minérale...	68
Figure III.12	Variation de la résistivité en fonction de la température.....	73
Figure III.13	Disjoncteur à gros volume d’huile.....	74
Figure III.14	Pots de coupure des disjoncteurs à faible volume d’huile.....	75

CHAPITRE IV : LA MAINTENANCE

Figure IV.3.	Bouteille de sf ₆	90
Figure IV.4.	Une membrane.....	95

CHAPITRE V : ETUDE COMPARATIVE

Figure V.1	Organisation de l’entreprise SONALGAZ.....	102
Figure V.2	Localisation de la commune de BIR ELDHEB dans la wilaya de Tébessa.....	102
Figure V.3	Localisation de GRTE- BIR ELDHAB.....	103
Figure V.4	Disjoncteur a l’extinction d’arc avec gaz SF ₆	104
Figure V.5	Pression de remplissage en SF ₆ et seuils de commutation du densistat.....	107
Figure V.6	Disjoncteur tripolaire 3AP1 FG installé sur pieds.....	109
Figure V.7	Vue en coupe d’un pôle polaire.....	110
Figure V.8.	Nombre admissible de coupures en fonction du courant coupé.....	112
Figure V.9	Elément de coupure.....	114
Figure V.10	Représentation schématique de la manœuvre d’ouverture.....	116
Figure V.11	Disjoncteur a l’extinction d’arc à huile.....	119
Figure V.12	Disjoncteur haute tension a l’extenction d’arc à huile.....	120
Figure V.13	Action de l’évent sur la bulle de gaz et l’arc électrique.....	124
Figure V.14	simulation de l’arc électrique	132

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE II : DISJONCTEURS

Tableau II.1.	Les domaines de tension.....	34
---------------	------------------------------	----

CHAPITRE IV : LA MAINTENANCE

Tableau IV.1	Entretien conditionnel.....	81
Tableau IV.2	Les températures de point de rosée correspondant à l'humidité maximale admissible à la pression de service.....	84
Tableau IV.3	Origine des impuretés du SF ₆	86
Tableau IV.4	Niveaux maximums d'impuretés acceptables.....	87

CHAPITRE V : LA COMPARAISON

Tableau V.1	Les cinq GRTE de SONELGAZ.....	95
Tableau V.2	Les coordonnées de STE de BIR ELDHAB.....	96
Tableau V.3	Pouvoir isolant.....	99
Tableau V.4	Caractéristiques électriques.....	100
Tableau V.5	Temps de manœuvre.....	100
Tableau V.6	Agent de soufflage SF ₆	102
Tableau V.7	Interrupteur auxiliaire.....	102
Tableau V.8	Les caractéristiques de gaz hexafluorure de soufre.....	112
Tableau V.9	la comparaissent entre disjoncteur SF ₆ et disjoncteur a huile....	119
Tableau V.10	La rigidité diélectrique.....	124

INTRODUCTION GENERALE

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue. Un réseau électrique comporte trois parties la production, les lignes de transport haut tension et la distribution à moyenne et basse tension. Dans l'une ou l'autre de ces parties, chaque ouvrage peut être l'objet d'incidents, tels que le court-circuit, les surcharges, les surintensités...

Les fonctions de protection sont réalisées par des appareillages électriques. Ils sont des éléments qui permettent d'obtenir la protection et l'exploitation sûre et ininterrompue d'un réseau électrique. La parfaite maîtrise de l'énergie électrique exige de posséder tous les moyens nécessaires à la commande et au contrôle de la circulation du courant dans les circuits qui vont des centrales de production jusqu'aux consommations. Cette délicate mission incombe fondamentalement à l'appareillage électrique. Son rôle est d'assurer en priorité la protection automatique de ces circuits contre tous les incidents susceptibles d'en perturber le fonctionnement, mais aussi d'effectuer sur commande les différentes opérations qui permettent de modifier la configuration du réseau dans les conditions normales de service.

L'appareillage électrique permet d'adapter, à chaque instant, la structure du réseau aux besoins de ses utilisateurs, producteurs et consommateurs d'électricité, et de préserver, totalement ou partiellement, cette fonction en cas d'incident. C'est assez dire l'importance du rôle de l'appareillage électrique pour la manœuvre et la protection du réseau. Il faut qu'il soit disponible à tout moment et puisse intervenir sans défaillance, au point de faire oublier qu'il existe.

Parmi ces appareillages électriques nous avons le disjoncteur qui est destiné à assurer, en toute sécurité, la coupure du courant dans les cas :

- d'une opération volontaire sur commande ;
- d'une protection automatique dans le cas d'un court-circuit ou d'une surintensité ;

Les divers types de disjoncteur (en taille, en principe de fonctionnement...) existent en fonction de la haute tension appliquée sur le réseau.

- Disjoncteur à air comprimé ;
- Disjoncteur à huile minérale ;
- Disjoncteur à hexafluorure de soufre SF₆ ;

- Disjoncteur vide ;

Dans tout les cas un arc électrique est formé d'un courant visible à haute tension (90 kV) dans les deux milieux isolant que nous allons étudiée dans ce travail (huile, SF₆) et crée une très grande chaleur de 20 000 °C.

A cause de ce problème, Nous avons fait une étude comparative entre les milieux diélectriques précédents, et ce, pour éviter le phénomène d'arc électrique et réaliser une bonne extinction et refroidissement dans le but de protéger le disjoncteur lui-même et l'installation du réseau électrique. Cette dernière constitue le sujet du présent travail.

Ce mémoire est organisé comme suit :

- Le premier chapitre illustre les réseaux électriques, les postes, les installations, les appareillages électriques ainsi qu'on a expliqué comment s'effectue le transport d'électricité depuis la centrale de production ;
- Le deuxième chapitre reporte les différents types de disjoncteur et la création du phénomène d'arc électrique, les fonctions de protection à l'aide d'un disjoncteur dans un poste électrique HT ;
- Le troisième chapitre est consacré aux matériaux diélectrique : huile minérale et hexafluorure de soufre (SF₆), quelle est la différence entre les deux pour la protection et l'étouffement de l'arc ;
- Le quatrième chapitre englobe les diverses types de maintenances des disjoncteurs à haute tension et leurs pannes à chaque défaut et l'entretien (mensuel, annuel) ;
- Enfin, en cinquième chapitre ; on a fait une comparaison entre l'efficacité d'huile minérale et hexafluorure de soufre dans la chambre de coupure d'un disjoncteur HT, après avoir effectué un stage pratique ans une grande entreprise nationale qui est GRTE filiale SONELGAZ, exactement le service de transport d'électricité de Tébessa/ la région de ANNABA.

CHAPITRE I

RESEUX

ELECTRIQUES

I.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter des généralités sur les réseaux électriques (Production, transport et distribution), les catégories des tensions, topologie des réseaux et les différentes classes des postes électriques.

I.2. Généralités sur les réseaux électriques

La production de l'énergie électrique à proximité des lieux d'utilisation n'est pas toujours possible. Généralement, cette énergie est produite par des groupes de production « G » sous une moyenne tension (15,5 kV ; 12,5 kV ; 11 kV ; 5,5 kV) dans des lieux de plus au moins distants des centres de consommation. Elle sera ensuite transformée sous une haute tension (90 kV ; 150 kV ; 225 kV.....) par des transformateurs élévateurs « TE » installés à la sortie des générateurs.

La totalité de l'énergie produite ou le sur plus disponible sera transporté par un ensemble des lignes électriques « L » sous une haute tension, plusieurs dizaines ou centaines des kilomètres, jusqu'aux centres de consommation ; Elle sera de nouveau transformée par des transformateurs abaisseurs « TA » et distribuée sous une moyenne tension (30kV ; 10kV....) pour la mettre à la disposition des usagers

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de production, de transport, et de distribution Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs. [1]

I.3. Description des réseaux électriques

I.3.1. Réseaux de transport et d'interconnexion THT

C'est généralement le réseau qui permet le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation. [1]

Le réseau de transport algérien est relie au deux réseau marocain et tunisien visa plusieurs lignes électriques, dont les plus récente sont deux lignes 400 KV. Ces nouvelles interconnexions entre les trois pays confortent les liens traditionnels déjà existants depuis de longue date en matière de coopération dans le domaine de l'énergie électrique. Elle permet également de faciliter les échanges électriques en renforçant davantage la sécurité du système électrique et en sécurisant l'approvisionnement en énergie de ces trois pays. [2]

Les réseaux de transport constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs). Chaque nœud A, B et C

(Figure I.1) constitue un « poste d'interconnexion ». Ce poste est en général constitué par un collecteur principal appelé « jeu de barres » sur lequel se raccordent les lignes, au moyen d'appareils. [1]

Les protections de ces réseaux doivent être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence. [1]

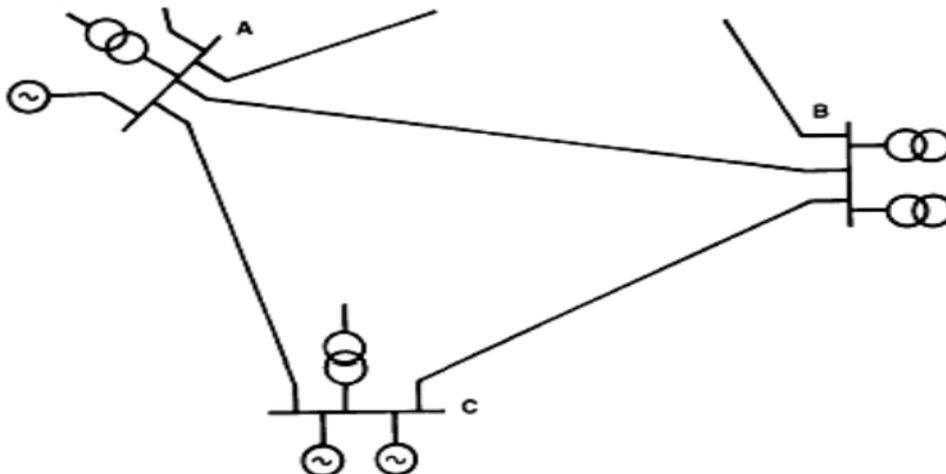


Figure I.1. Exemple d'une partie d'un réseau de transport [3].

I.3.2. Le réseau de répartition HT

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation. [4]

I.3.3. Le réseau de distribution MT

Les utilisateurs peuvent être groupés d'une façon très dense comme dans les villes ou bien séparés les uns des autres par des distances plus ou moins grandes comme dans les campagnes. Ils sont desservis par un réseau de distribution alimenté par un poste de répartition qui reçoit l'énergie, provenant de centrales éloignées, par l'intermédiaire du réseau de transport.

Des lignes de distribution à moyenne tension (MT) partent des postes de répartition et alimentent des postes de transformation répartis en différents endroits de la zone à desservir; ces postes de transformation abaissent la tension à une valeur convenable pour alimenter le réseau de distribution publique auquel les abonnés sont raccordés par des branchements. [1]

I.3.4. Le réseau de livraison BT

C'est le réseau qui nous est en principe familier puisqu'il s'agit de la tension 400/230 V (380/220 en Algérie). Nous le rencontrons dans nos maisons via la chaîne : compteur, disjoncteur, fusibles (micro disjoncteurs).

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique. [1]

I.4. Les postes électriques

I.4.1. Les Types des postes électriques

On distingue, suivant les fonctions qu'ils assurent, plusieurs types de postes :

➤ **Les postes à fonction d'interconnexion**

Qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés.

➤ **Les postes de transformation**

Dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs

➤ **Les postes mixtes**

Les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation.

Les actions élémentaires inhérentes aux fonctions à remplir sont réalisées par l'appareillage à haute et très haute tension installé dans le poste et qui permet :

- D'établir ou d'interrompre le passage du courant, grâce aux disjoncteurs;
- D'assurer la continuité ou l'isolement d'un circuit grâce aux sectionneurs ;
- De modifier la tension de l'énergie électrique, grâce aux transformateurs de puissance.

Un ensemble de protections et d'automates contrôle les grandeurs électriques réduites, élaborées par des réducteurs de mesure (tension et courant principalement) et agit sur l'appareillage à haute tension afin d'assurer les conditions d'exploitation pour lesquelles le réseau a été conçu.

Nous retiendrons donc que, par définition, les appareils de coupure, ainsi que l'appareillage de mesure et de protection propre à un départ, sont regroupés dans une cellule.

Un poste comporte donc autant de cellules que de départs qui sont raccordés à ses jeux de barres.

En outre, les jeux de barres sont susceptibles de constituer plusieurs nœuds électriques par l'ouverture de disjoncteurs ; on appelle alors sommet le jeu de barres ou le tronçon de jeu de barres ainsi constitué. Le nombre des sommets d'un poste caractérise ainsi son aptitude à former des nœuds électriques.

I.4.2. Les différents éléments de poste électrique [1]

On distingue parfois les éléments d'un poste en "éléments primaires" (les équipements haute tension) et "éléments secondaires" (équipements basse tension)

Parmi les équipements primaires, on peut citer :

- Transformateur électrique,
- Autotransformateur électrique,
- Disjoncteur à haute tension,
- Sectionneur,
- Sectionneur de mise à la terre

- Parafoudre,
- Transformateur de courant,
- Transformateur de tension,
- Combiné de mesure (courant + tension),
- jeux de barres.

Parmi les éléments secondaires on peut citer :

- relais de protection,
- équipements de surveillance,
- équipements de contrôle,
- système de télé conduite,
- équipements de télécommunication,
- comptage d'énergie.

I.4.3. Principaux schémas de poste utilisés

Les postes les plus répandus peuvent être caractérisés par trois principes de conception :

- Les postes à un disjoncteur par départ,
- Les postes à plusieurs disjoncteurs par départ,
- Les postes en boucle.

En outre, les postes les plus simples peuvent être équipés de disjoncteur shunt ou raccordés en antenne.

I.4.3.1. Schémas à un disjoncteur par départ

I.4.3.1.1. Définitions

Avant d'entrer dans l'étude détaillée des schémas à un disjoncteur par départ, il convient de préciser la terminologie adoptée pour ces schémas.

Il est intéressant, du point de vue de l'exploitation des réseaux de pouvoir réaliser plusieurs nœuds électriques séparés à partir d'un même jeu de barre ou de relier entre eux deux ou plusieurs jeux de barres. La réalisation de ces configurations est le rôle des tronçonnements et sectionnements des barres et des couplages.

A. Un tronçonnement

Un tronçonnement (Figure I.2) permet de scinder un jeu de barre en deux sommets électriques. L'équipement comprend un disjoncteur, les sectionneurs d'isolement associés et des réducteurs de mesure qui alimentent une protection de débouclage ou une protection des jeux de barres. Le tronçonnement permet de multiplier le nombre de sommets électriques. On appelle alors tronçon l'ensemble des parties des jeux des barres compris entre deux disjoncteurs ou entre un disjoncteur et une extrémité de barres. [5]

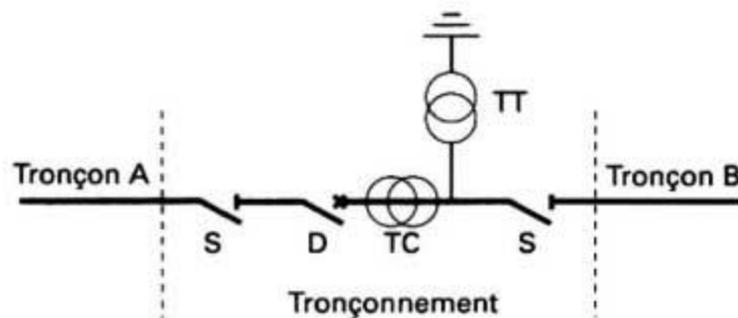


Figure I.2. jeu de barres tronçonnement [5]

B. Un sectionnement

Un sectionnement (Figure I.3) comporte exclusivement des sectionneurs. Cela n'augmente pas le nombre de sommets électriques mais permet d'isoler une partie du jeu de barres pour entretien ou travaux. On appelle section l'ensemble des parties des jeux de barres compris entre deux sectionneurs ou entre un sectionneur et une extrémité de barres ou entre un disjoncteur et un sectionneur. [5]

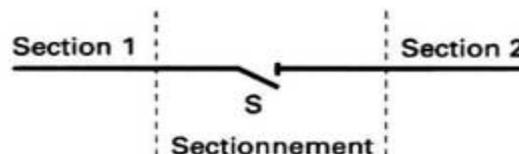


Figure I.3. Jeu de barres sectionnelles [5]

C. Un couplage

Un couplage (Figure I.4) permet de relier entre eux deux ou plusieurs jeux de barres. L'appareillage se compose d'un disjoncteur, de sectionneurs d'aiguillage sur les différents jeux de barres et de réducteurs de mesure qui alimentent une protection de débouclage de jeux de barres. [5]

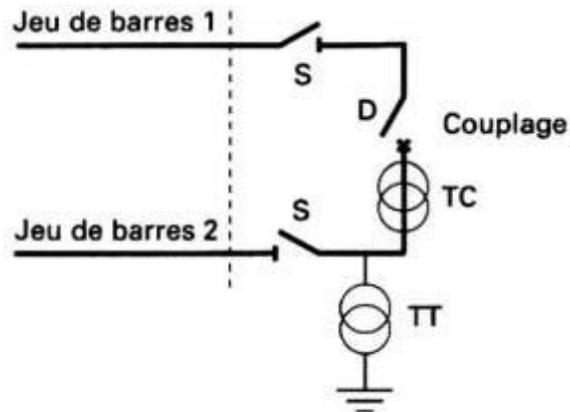
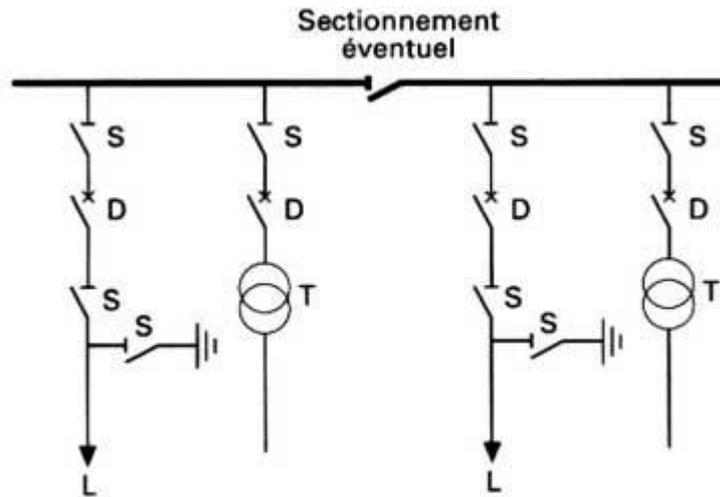


Figure I.4. Jeux de barres couplés [5]

I.4.3.1.2. Schéma à un jeu de barres

Ce schéma simple (Figure I.5) présente de sérieux inconvénients lorsqu'il faut assurer la continuité du service en toutes circonstances. En effet, compte tenu des critères précédemment définis on constate que :- Un incident sur le jeu de barres (ou l'entretien de celui-ci) entraîne la mise hors tension de tout le poste (critère de fonctionnement) ;- Ce schéma ne permet pas l'alimentation indépendante de cellules par des sources différentes (critère de conduite). L'installation d'un sectionnement de barres permet cependant de réaliser deux demi-postes.

Si la répartition des cellules consommateur et producteur de part et d'autre du sectionnement est judicieuse, ce schéma peut convenir au cas des postes à nombre de cellules limité. On peut également le trouver en première étape de construction d'un poste à plusieurs jeux de barres. [5]



D : disjoncteur

S : sectionneur

L : ligne

T : transformateur de puissance

Figure I.5. Schéma à un jeu de barre [5].

I.4.3.1.3. Schémas à jeux de barres multiples

Les schémas à jeux de barres multiples avec un disjoncteur par départ permettent d'assurer la continuité du service en cas d'indisponibilité de l'un d'eux et la marche en réseau séparé après séparation électrique des jeux de barres.

Il est intéressant, du point de vue de l'exploitation des réseaux, de pouvoir réaliser plusieurs nœuds électriques séparés à partir d'un même jeu de barres ou de relier entre eux deux ou plusieurs jeux de barres. La réalisation de ces configurations est le rôle des tronçonnements et sectionnements de barres et des couplages. [5]

➤ Schéma à deux jeux de barres

Ce schéma (Figure I.6) comprend deux jeux de barres qui peuvent être mis en parallèle par un disjoncteur de couplage et sont éventuellement sectionnables. Deux exploitations en fonctionnement normal sont envisageables.

- Si les **deux sommets sont raccordés** par le disjoncteur de couplage (Figure I.6), l'apparition d'un défaut sur un jeu de barres entraîne, par suite du fonctionnement des protections, l'ouverture du disjoncteur de couplage et l'on perd l'ensemble des cellules raccordées au jeu de barres en défaut.

- L'exploitation du poste en **deux sommets séparés** permet d'obtenir une bonne souplesse d'exploitation mais au détriment de la sécurité de fonctionnement. [5]

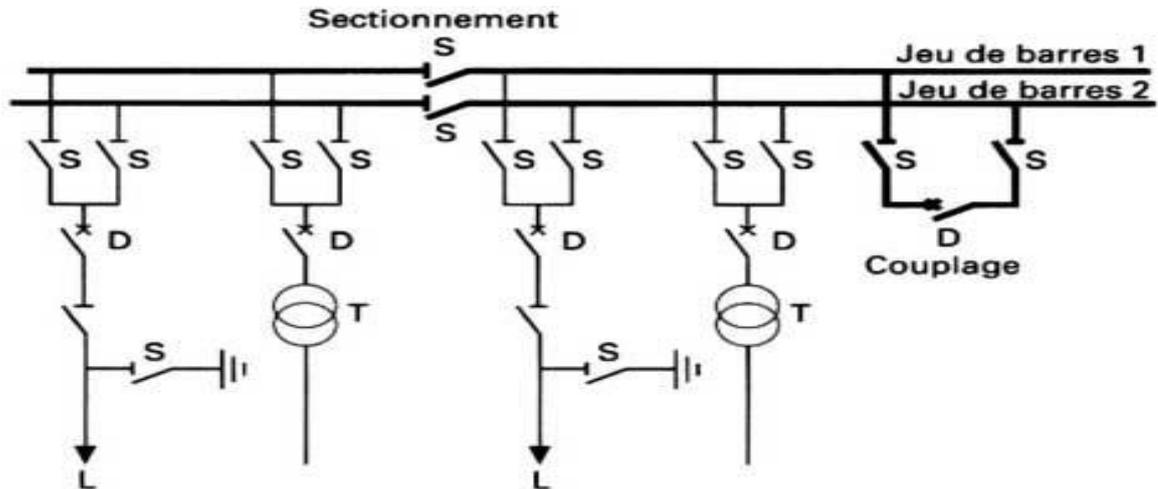


Figure I.6. Schéma à deux jeux de barres [5].

La cellule de couplage permet de pallier l'indisponibilité d'un disjoncteur d'un départ. À cet effet, un jeu de barre (Figure I.7) doit être libéré de toutes les cellules qui lui sont raccordées à l'exception de la cellule ayant son disjoncteur défaillant. Ce disjoncteur est shunté, si les réducteurs de mesure et les dispositifs de protection associés de la cellule peuvent rester en service : seuls, les ordres de déclenchement sont transférés sur le disjoncteur de la cellule de couplage. Cette opération est un exemple de transfert d'un départ.

Ce schéma de poste, très efficace tout en restant relativement simple. [5]

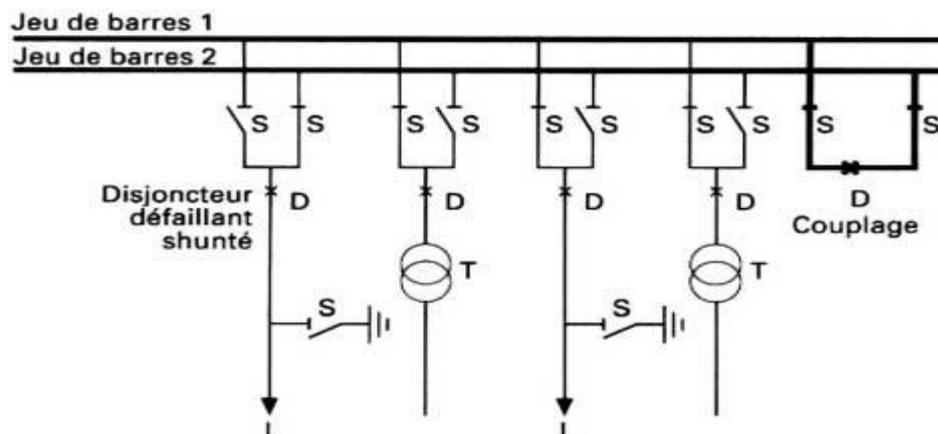


Figure I.7. Exemple de transfert d'un départ [5].

➤ Schéma à trois jeux de barres

Au schéma précédent est ajouté un troisième jeu de barres relié aux différents départs par des sectionneurs d'aiguillage. Ce jeu de barres permet l'entretien de l'un des deux autres jeux de barres sans diminuer la souplesse d'exploitation de l'ouvrage et peut être utilisé pour transférer un départ en cas de défaillance d'un disjoncteur.

Il faut cependant noter que le coût supplémentaire du troisième jeu de barres ne se justifie que pour un poste ayant une position stratégique particulière ou un nombre important de cellules (plus d'une dizaine de cellules de lignes en étape finale). [5]

I.4.3.1.4. Schéma avec jeu de barre de transfert

Ce schéma (Figure I.8) comprend un jeu de barres dit de transfert raccordé aux autres jeux de barres par un disjoncteur de transfert spécialisé équipé de protections.

L'intérêt de ce schéma réside dans la possibilité d'entretenir le matériel d'une cellule ou de remédier très facilement à sa défaillance en dérivant l'ouvrage sur le jeu de barres de transfert.

Il est alors possible d'intervenir sur un élément quelconque de la cellule mise hors tension. En revanche, le coût d'installation d'un jeu de barres de transfert est pratiquement équivalent à celui d'un jeu de barres normal.

Le schéma avec jeu de barres de transfert peut comprendre un deuxième jeu de barres normal et un sectionnement de ces jeux de barres normaux. [5]

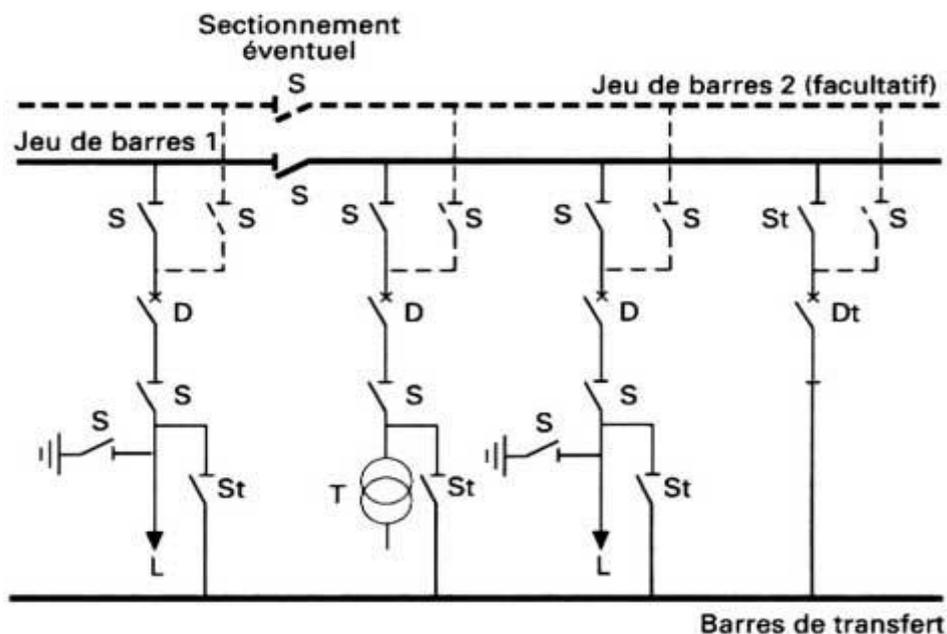


Figure I.8. Schéma à un ou deux jeux de barres et un jeu de barres de transfert [5].

I.4.3.2. Schémas à plusieurs disjoncteurs par départ

Ils permettent, en cas de défaut sur un jeu de barres, de déconnecter les cellules raccordées à ce jeu de barres et de conserver l'alimentation par l'autre jeu de barres sans interruption de service. [5]

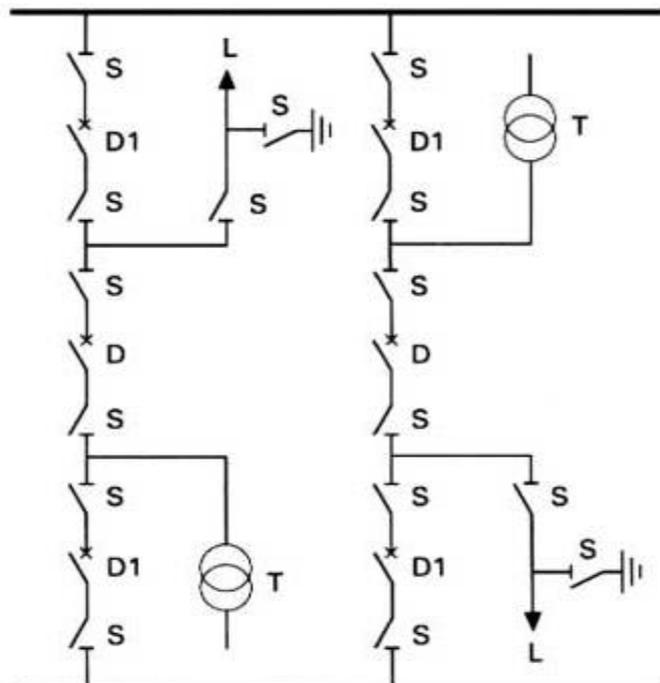
I.4.3.2.1. Schéma à un disjoncteur et demi par départ

Trois disjoncteurs sont mis en commun pour deux cellules, d'où la dénomination de schéma à un disjoncteur et demi par cellule (Figure I.9).

En situation normale, tous les disjoncteurs sont fermés. Un défaut sur un départ impose alors l'ouverture de deux disjoncteurs D et D1. En cas de défaut sur un jeu de barres, on ouvre tous les disjoncteurs D1 qui lui seront raccordés et l'alimentation des cellules est alors assurée par l'autre jeu de barres. Les disjoncteurs placés entre les départs doivent pouvoir transiter le courant de deux départs.

La souplesse de fonctionnement est réduite du fait de la fermeture de tous les disjoncteurs en exploitation normale.

Ce poste, largement utilisé en Amérique du Nord, au Japon et en ex-URSS, convient particulièrement aux files d'évacuation entre un centre de production et un centre de consommation, les lignes à mettre en antenne étant alors toujours les mêmes. [5]



D, D1 disjoncteur (pouvoir de coupure de D supérieur à celui de D1).

Figure I.9. Schéma à un disjoncteur et demi par départ [5].

I.4.3.2.2. Schéma à deux disjoncteurs par départ

Il comprend (Figure I.10) deux jeux de barres et l'aiguillage sur chaque jeu de barres est réalisé par un disjoncteur.

Il donne le choix à l'exploitant entre sécurité et souplesse :

- Sécurité, lorsque tous les disjoncteurs sont fermés ; un défaut sur un jeu de barres exige alors l'ouverture de tous les disjoncteurs raccordés à ce jeu de barres, mais tous les départs restent en service sur l'autre jeu de barres ;
- Souplesse, lorsqu'un seul disjoncteur par départ est fermé, dans ce cas, le fonctionnement est celui, classique, d'un poste à un disjoncteur par départ.

Malgré un coût élevé, ce schéma ne permet pas d'obtenir simultanément souplesse et sécurité. Comme dans le cas précédent, un défaut sur une cellule exige, en situation de sécurité, l'ouverture de deux disjoncteurs. [5]

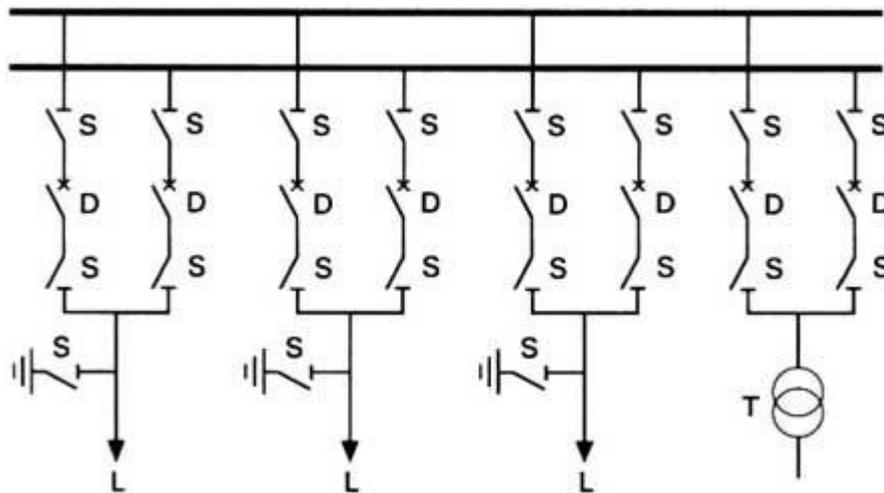


Figure I.10. Schéma à deux disjoncteurs par départ. [5]

I.4.3.3. Schémas en boucle

Les postes en boucle comportent des disjoncteurs placés en série sur un ou plusieurs jeux de barres bouclés.

I.4.3.3.1. Schéma en boucle simple

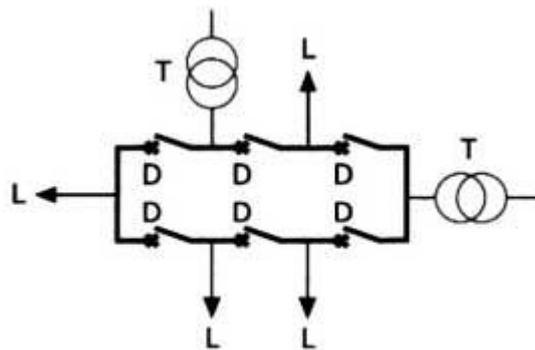
Le nombre de disjoncteurs est égal au nombre de cellules (Figure I.11). Les disjoncteurs doivent être calibrés pour l'intensité totale du courant les traversant.

L'élimination d'un défaut sur un départ exige l'ouverture de deux disjoncteurs. Les protections de chaque cellule commandent donc les deux disjoncteurs qui l'encadrent. Un défaut sur une cellule n'isole que cette cellule, mais si deux défauts apparaissent sur deux cellules non contiguës, on isole un groupe de cellules (critère de fonctionnement).

Ce schéma ne permet pas l'alimentation séparée de cellules quelconques par une source déterminée et présente à cet égard une faible souplesse d'exploitation (critère d'exploitation).

Un disjoncteur peut être retiré pour entretien mais en rompant la boucle. L'apparition d'un défaut scinderait alors le poste en deux parties.

Ce schéma est utilisé notamment en Amérique du Nord pour les ouvrages comprenant un nombre limité de cellules. [5]



N.B : La représentation est simplifiée : seuls les disjoncteurs sont représentés

Figure I.11. Schéma en boucle simple [5]

4.3.3.2. Schéma en boucles multiples

Ce schéma (Figure I.12) n'a pas été conçu avec la souplesse d'exploitation comme objet, il répond à des cas bien précis d'architecture de réseau où les associations de lignes et de transformateurs sont quasi permanentes. [5]

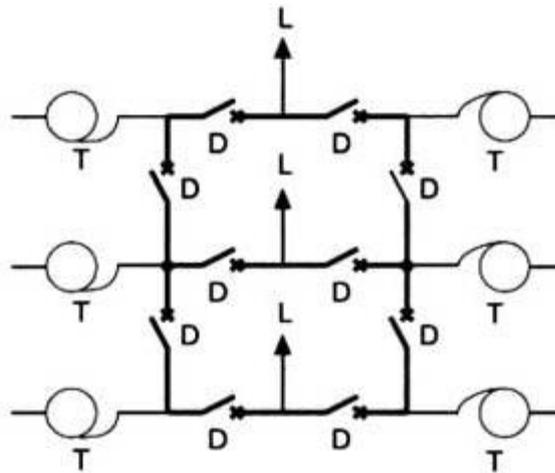


Figure I.12. Schéma en boucles multiples [5].

I.4.3.4. Schémas avec disjoncteur shunt

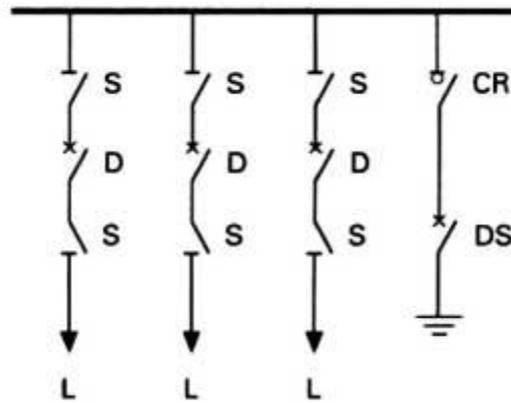
Le principe du disjoncteur shunt, largement utilisé sur les réseaux aériens MT, consiste à éliminer les défauts monophasés d'origine fugitive en éteignant l'arc par mise à la terre au poste source de la phase touchée, sans ouverture de la ligne affectée par le défaut et donc sans coupure de la clientèle qu'elle alimente.

Considérons le schéma de la Figure I.13. En cas de défaut d'origine fugitive, les manœuvres automatiques comprennent la fermeture du court-circuiter rapide et l'ouverture du disjoncteur shunt.

Pour l'élimination d'un défaut d'origine permanente, en plus des manœuvres précédentes, il faut :

- Refermer le disjoncteur shunt ;
- Ouvrir le disjoncteur de cellule à chaque extrémité de la ligne, celui-ci peut n'avoir qu'un faible pouvoir de coupure ;
- Ouvrir le disjoncteur shunt. [5]

L'utilisation de disjoncteur shunt conduit à des surtensions sur le réseau d'où sa limitation en général aux réseaux à haute mais non très haute tension.



CR : court-circuiter rapide

D : disjoncteur série à faible pouvoir de coupure

DS : disjoncteur shunt à fort pouvoir de coupure

Figure I.13. Schéma avec disjoncteur shunt [5].

I.4.3.5. Schémas en antenne

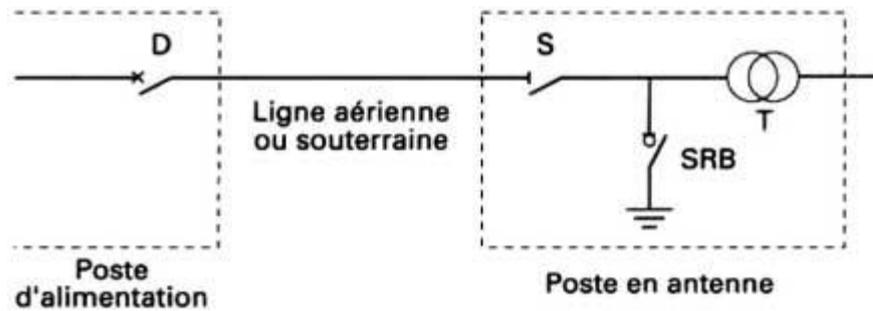
Ces schémas sont adoptés pour des postes qui n'ont pas de fonction d'interconnexion mais uniquement une fonction d'alimentation régionale. Un poste en antenne est situé à l'extrémité de lignes qui n'ont pas d'autres fonctions que de l'alimenter. [5]

I. 4.3.5.1. Schéma en antenne simple

Le disjoncteur qui protège l'antenne et le transformateur de puissance est en général situé dans le poste qui réalise l'alimentation (Figure I.14).

La ligne est surveillée par les protections de la cellule du disjoncteur. En cas de défaut sur le transformateur, l'ordre de déclenchement est soit transmis au disjoncteur par câble pilote, soit provoqué par la fermeture d'un sectionneur unipolaire rapide de mise à la terre (SRB sur la Figure I.14). Ce dernier produit alors un défaut qui est détecté par les protections de la cellule.

Un défaut sur la ligne ou sur le transformateur ne permet pas d'assurer la continuité de l'approvisionnement. On dit alors que la puissance issue du transformateur n'est pas garantie. [5]



SRB : Sectionneur à rupture brusque

Figure I.14. Schéma en antenne simple [5].

I.4.3.5.2. Schéma en antenne double

Pour obtenir une meilleure sécurité d'alimentation que précédemment, il est nécessaire de disposer de deux sources indépendantes au moins et, pour garantir la puissance, de deux transformateurs (Figure I.15). [5]

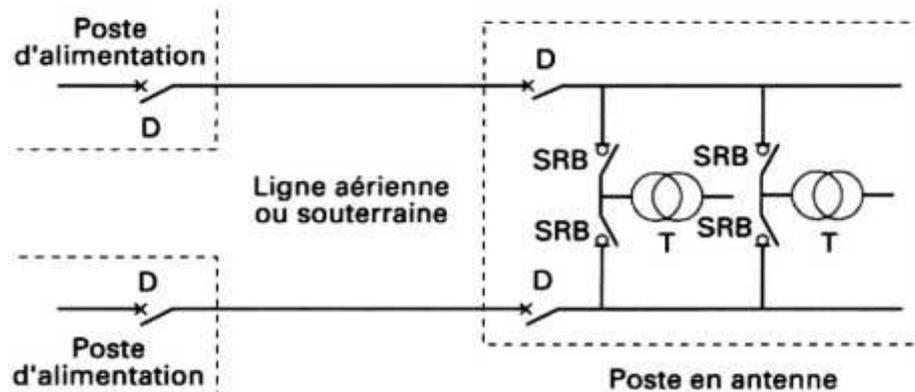


Figure I.15. Schéma en antenne double [5]

I.5. Conclusion

Dans ce chapitre, on a énuméré les différents architecteurs du réseau de transport haute tension et postes HT. Ces architectures sont très importantes et très sensibles, ce qui nécessite une protection contre les différents types d'anomalies telles que les courts-circuits, les surtensions, et les surintensités.

CHAPITRE II

DISJONCTEURS

II.1.introduction

Là où les fusibles sont mal adaptés ou inappropriés, les relais de protection et les disjoncteurs sont utilisés en combinaison pour détecter et isoler les pannes. Les disjoncteurs sont les principaux appareils d'établissement et de coupure du courant d'un circuit électrique.

Ils autorisent ou inter-disjoncteur le passage du courant en provenance d'une source vers le circuit de charge. Ils transportent le courant de charge continuellement et sont censés être ouverts par les charges (capacité de faire). Ils doivent aussi être capables de couper un circuit actif dans les conditions normales de fermeture de même que, dans les conditions de défaillance, de transporter le courant de défaut attendu jusqu'à isolement complet de la partie défaillante (capacité de coupure/interruption).

II.2. La coupure des courants de charge et de défaut

II.2.1. La coupure des courants de charge

En exploitation normale, en MT, la coupure d'un circuit se fait

- sur un courant de charge de quelques ampères à quelques centaines d'ampères, faible par rapport au courant de court-circuit (de 10 à 50 kA) ;
- avec un facteur de puissance supérieur ou égal à 0,8. Le déphasage entre la tension du circuit électrique et le courant est petit et le minimum de tension se produit aux alentours du minimum de courant (circuit fortement résistif).

La tension aux bornes de l'appareil de coupure s'établit alors, à la tension du réseau, quasiment sans phénomène transitoire (Figure II.1).

Dans de telles conditions, la coupure se fait au passage du zéro de courant, sans difficulté, puisque l'appareil est dimensionné pour des courants élevés en quadrature avec la tension.[6]

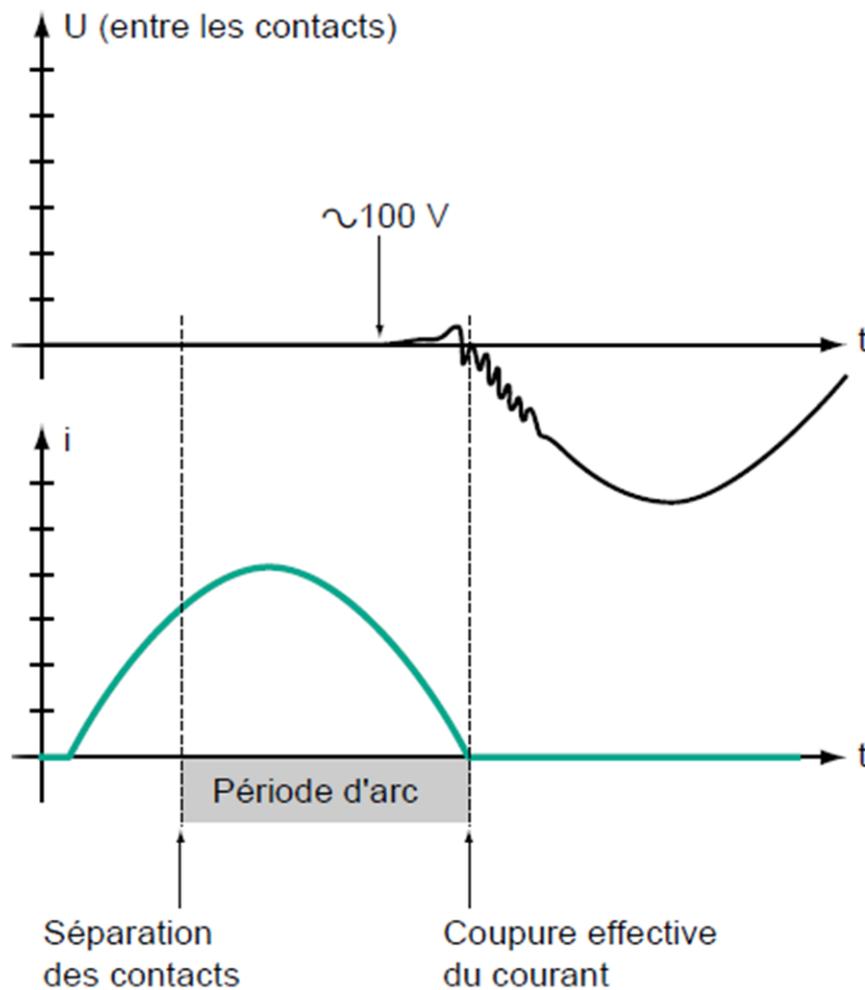


Figure II.1. les phénomènes transitoires sont très faibles lors de la coupure d'un courant d'une charge résistive. [6]

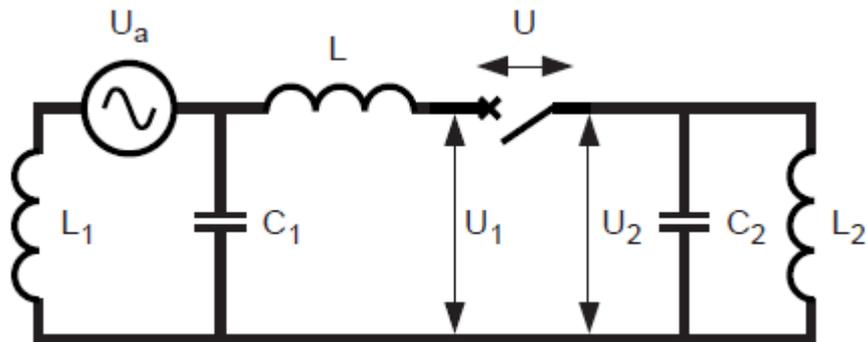
II.2.1.1. La coupure des courants inductifs

➤ L'arrachement de courant

La coupure de courants inductifs peut donner lieu à des surtensions provoquées par la coupure précoce du courant, c'est le phénomène « arrachement de courant ».

Pour des courants inductifs faibles (quelques ampères à quelques dizaines d'ampères), la capacité de refroidissement des appareils dimensionnés pour le courant de court-circuit est très élevée par rapport à l'énergie dissipée dans l'arc. Cela engendre une instabilité de l'arc et un phénomène d'oscillation apparaît lié aux échanges d'énergie entre les capacités « vues » par l'organe de coupure et les inductances (fig.II.2 et fig.II.3). Pendant cette oscillation à haute fréquence (de l'ordre de 1 MHz) des passages

à zéro du courant sont possibles et le disjoncteur peut interrompre ce courant avant le passage normal à zéro à la fréquence industrielle (50 Hz). [6]

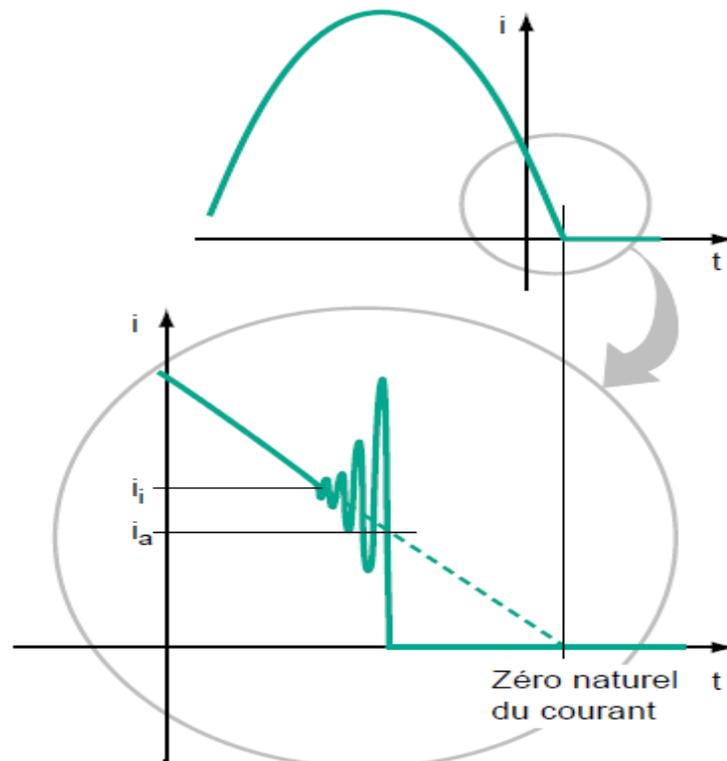


L_1, C_1 = inductance et capacité amont (source d'alimentation),

L_2, C_2 = inductance et capacité aval (primaire de transformateur),

L = inductance de liaison amont au disjoncteur D (jeu de barres ou câbles).

Figure II.2. Schéma d'un circuit lors de la coupure d'un faible courant inductif. [6]



i = courant dans le disjoncteur,

i_i = valeur du courant conduisant à l'instabilité,

i_a = valeur du courant arraché.

Figure II.3. Phénomène d'oscillations à haute fréquence ou « d'arrachement de courant » [6]

N.B : lors de la coupure d'un courant inductif.

II.2.1.2. La coupure des courants capacitifs

Elle peut donner lieu à des surtensions dues à des réamorçages lors de la période de rétablissement de la tension.

- La coupure des courants capacitifs est en principe sans difficulté. En effet, lorsque l'appareil interrompt le courant, la tension aux bornes du générateur est maximale car le courant et la tension sont déphasés de $\pi/2$; du fait que le condensateur reste chargé à cette valeur après la coupure du courant, la tension aux bornes de l'interrupteur, initialement nulle, augmente lentement sans TTR et avec une dérivée par rapport au temps nulle à l'origine.
- En revanche les problèmes de réamorçages sont délicats. En effet, après une demi-période, la tension du réseau s'est inversée et la tension aux bornes de l'interrupteur

atteint deux fois la valeur de la tension crête. Les risques de réamorçage entre les contacts sont donc augmentés et ce d'autant plus que l'ouverture est lente. S'il y a un réamorçage à la crête de tension, la capacité se décharge alors dans l'inductance du circuit créant un courant oscillatoire de tension crête $3 \hat{E}$ (Figure II.4.). Si la coupure est effective au zéro de courant suivant, le condensateur reste chargé à une tension $3 \hat{E}$. [6]

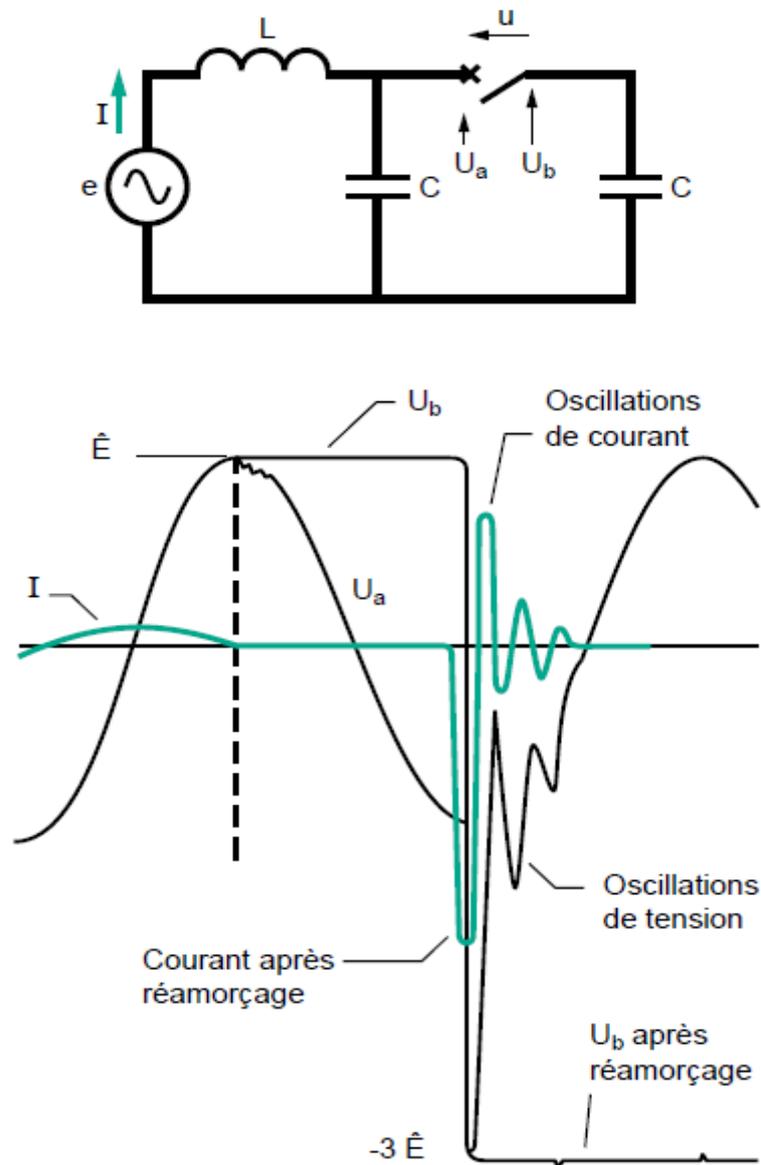


Figure II.4. Schéma d'un circuit avec une charge capacitive. [6]

N.B : lors de la coupure si le disjoncteur n'ouvre pas assez rapidement, des réamorçages successifs peuvent provoquer des surtensions dangereuses sur la charge.

II.2.2. La coupure des courants de défaut

Dans le cas d'un court-circuit, le déphasage entre le courant et la tension est toujours très importante, car les réseaux sont essentiellement inductifs. Lorsque le courant passe par zéro la tension du réseau est à son maximum ou presque. En MT, le courant de court-circuit atteint quelques dizaines de milliers d'ampères, par conséquent la coupure se fait sans arrachement de courant car l'arc est très stable. Comme décrit précédemment, elle se décompose en trois phases

- une période d'attente du passage par zéro du courant,
- une période d'extinction,
- une période de rétablissement. [6]

II.2.2.1. Les courants de court-circuit

Les différents types de défaut Parmi tous les types de défaut (triphase, biphasé, monophasé et de terre), l'incident le plus fréquent est le défaut monophasé à la terre (80% des court-circuités). Il est dû en général à des ruptures d'isolement phase-terre consécutives à des surtensions d'origine atmosphérique, des casses ou contournements d'isolateur ou des travaux de génie civil. Les court-circuités triphasés sont rares (5% des cas) mais servent de référence pour les essais car ces courants de court-circuit et la TTR sont plus élevés que pour des défauts monophasés ou biphasés Le calcul des courants de défaut fait intervenir les caractéristiques des réseaux et les schémas de liaison à la terre (neutre isolé, directement mis à la terre ou impédant). Des méthodes de calcul ont été développées et normalisées (CEI 60909). Actuellement, le calcul par simulation sur ordinateur est assez répandu, ou on a développé des logiciels permettant d'obtenir des résultats très fiables. [6]

II.2.3. Principe de la coupure

Un appareil de coupure idéal serait un appareil capable d'interrompre le courant instantanément, or aucun appareil mécanique n'est capable de couper le courant sans l'aide de l'arc électrique qui dissipe l'énergie électromagnétique du circuit électrique, limite les surtensions, mais retarde la coupure totale du courant. [6]

II.2.4. L'interrupteur idéal

En théorie, pouvoir interrompre instantanément un courant c'est être capable de la résistance d'un tel interrupteur « idéal » doit donc passer immédiatement de zéro à l'infini, (Figure II.5.). [6]

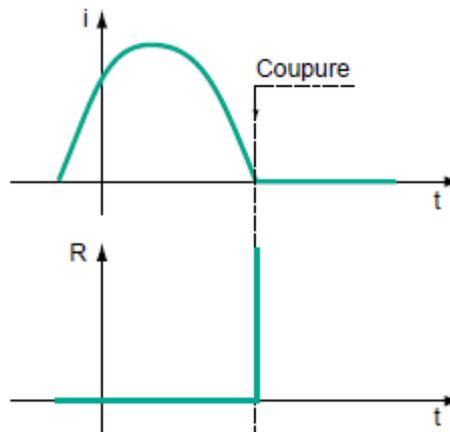


Figure II.5. Coupure réalisée par un interrupteur idéal. [6]

II.3. Domaine de tension [7]

La norme internationale CEI distingue deux domaines

- **la moyenne tension** qui concerne les tensions supérieures à 1 kV et inférieures à 50 kV.
- **la haute tension** qui concerne les tensions supérieures ou égales à 50 kV.

Dans le texte, les appellations haute tension (HT) et moyenne tension (MT), utilisées dans le langage courant, sont employées. Toutefois les dénominations actuelles sont respectivement HTB et HTA. [7]

Tableau 1. Les domaines de tension [7]

DOMAINES DE TENSION		VALEUR DE LA TENSION NOMINALE UN EXPRIMEE EN VOLTS	
		EN COURAN ALTERNATIF	EN COURANT CO NTINU
Très basse tension (domaine TBT)		$U_n \leq 50 \text{ V}$	$U_n \leq 120 \text{ V}$
Basse tension (domaine BT)		$50 < U < 1000 \text{ V}$	$120 < U < 1500 \text{ V}$
Haute tension (domaine HT)	Domaine HTA	$1000 < U_n \leq 50\,000 \text{ V}$	$1500 < U_n \leq 75000 \text{ V}$
	Domaine HTB	$U_n > 50\,000 \text{ V}$	$U_n > 75000 \text{ V}$

II.4. Le phénomène d'induction

Un circuit filiforme au repos et parcouru par un courant Invariable n'entraîne l'apparition d'aucune f.é.m. ou d'aucun courant dans un Autre circuit filiforme au repos. Il n'en est pas de même si le courant varie ou si les circuits en présence se déplacent l'un par rapport à l'autre la f.é.m. ou le courant qui apparaissent sont dus au phénomène d'induction. Ce phénomène entraîne l'apparition d'un champ électrique supplémentaire (appelé champ induit) ; ce qui conduit à modifier la propriété fondamentale du champ électrique. [14]

II.5. l'arc électrique

A la séparation des deux parties d'un contact électrique parcouru par un courant suffisant, il y a création d'un arc électrique. Celui-ci résulte de l'ionisation de l'air ambiant (ou du diélectrique) situé entre les deux parties du contact. La température élevée de l'arc a pour effet de volatiliser le métal constituant les contacts. Un transfert de matière peut même avoir lieu à travers l'arc provoquant ainsi une érosion des contacts.

Afin d'éviter la détérioration des contacts, il faut éteindre l'arc le plus rapidement possible. C'est pourquoi plusieurs dispositifs d'extinction d'arc sont mis en œuvre dans la fabrication de composants tels interrupteur, contacteur, disjoncteur [8]

II.5.1. Couper avec l'arc électrique

Deux raisons expliquent l'existence d'un arc

- Il est quasiment impossible de séparer les contacts très exactement au zéro naturel de courant du fait de l'incertitude mesure commande pour une valeur efficace de 10 kA, le courant instantané 1 ms avant d'atteindre son zéro vaut encore 3000 A. La surtension instantanée $L_{di/dt}$ qui apparaîtrait aux bornes de l'appareil si celui-ci devenait immédiatement isolant serait infinie et entraînerait le claquage immédiat de l'espace inter contacts encore faible. [6]
- La séparation des contacts doit se faire à une vitesse suffisante pour que la tenue diélectrique entre les contacts soit supérieure à la tension transitoire de rétablissement. Cela nécessite une énergie mécanique proche de l'infini qu'en pratique aucun appareil ne peut fournir. [6]

II.5.2. Caractéristiques de l'arc électrique [8]

II.5.2.1. Tension d'arc

Quel que soit la nature du courant (alternatif ou continu), à tout instant, la différence de potentiel entre les deux contacts en mouvement. U_{arc} se divise en 3 parties comme sur le diagramme suivant. [8]

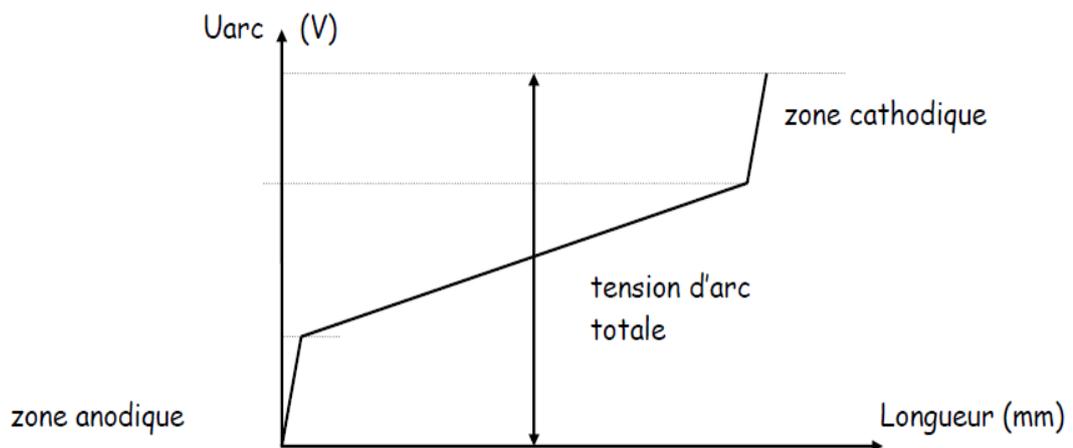


Figure II.6. Tension d'arc électrique [8]

On distingue les chutes de tension aux bornes (anode et cathode) qui dépendent essentiellement des matériaux les composant et qui valent environ 15 volts.

La partie médiane dépend elle de la longueur de l'arc. [8]

II.5.2.2. Température

La température de l'arc est très élevée (entre 2500 et 5000 °C), c'est la raison pour laquelle il y a volatilisation du métal qui compose les contacts électriques. Cette élévation de température est telle qu'elle entraîne une élévation de la pression si l'arc a lieu dans une enceinte fermée (volume constant) ce qui est le cas d'une armoire par exemple. [8]

II.5.2.3. Comportement magnétique

Un arc électrique peut être assimilé à un conducteur mobile dont il possède toutes les propriétés physiques et notamment magnétiques à savoir il est soumis à la force de Laplace. [8]

II.5.3. Facteurs influents

II.5.3.1. Nature du courant

Si la source de tension est continue il est nécessaire de forcer le courant à décroître puis à s'annuler, alors que si la source de tension est alternative (50 ou 60 Hz en général), le courant s'annule de lui-même. Le problème consistera alors à empêcher le réamorçage de l'arc après le passage par zéro du courant. [8]

II.5.3.2. Géométrie

Plus la tension d'arc (qui s'oppose à la source) sera élevée plus le courant diminuera, ce qui signifie qu'en augmentant la tension U_{arc} définie plus haut on diminue le courant. [8]

Les idées qui en découlent sont donc de diviser l'arc électrique principal en plusieurs « sous arc » afin de multiplier les chutes de tension anodique et cathodique d'une part et d'allonger d'autre part la longueur totale de l'arc. [8]

II.5.3.3. Milieu diélectrique

L'ionisation du milieu baignant les contacts est directement liée à sa température, plus celle-ci est élevée et plus l'ionisation est facilitée. La désionisation rapide nécessite donc un refroidissement des gaz rendus conducteurs. [8]

II.5.4. Les périodes de coupure de l'arc électrique

Examinons le processus de coupure avec un arc électrique. Il est constitué de trois périodes

- la période d'attente,
- la période d'extinction,
- la période post-arc. [6]

II.5.4.1. La période d'attente

Avant le zéro de courant, les deux contacts se séparent provoquant la rupture diélectrique du milieu inter contacts. L'arc qui apparaît est constitué d'une colonne de plasma composée d'ions et d'électrons provenant du milieu inter contacts ou des vapeurs métalliques dégagées par les électrodes (fig. II.7). Cette colonne reste conductrice tant que sa température est suffisamment élevée. L'arc est ainsi « entretenu » par l'énergie qu'il dissipe par effet Joule.[6]

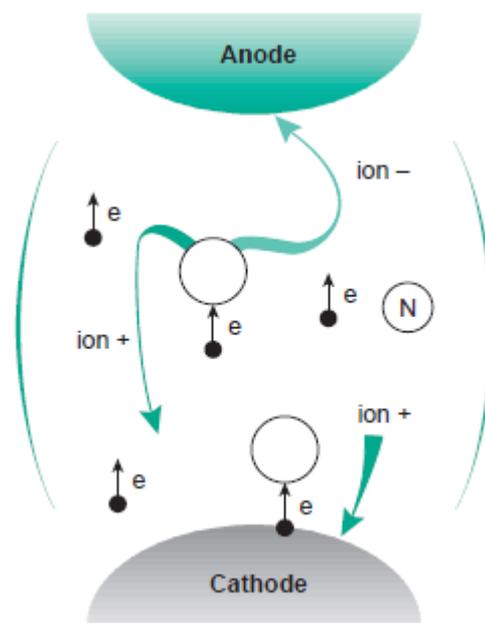


Figure II.7. Composition d'un arc électrique dans un milieu gazeux. .[6]

II.5.4.2. La période d'extinction

L'interruption du courant qui correspond à l'extinction de l'arc se fait au zéro de courant à condition que le milieu redevienne rapidement isolant. Pour cela, le canal de molécules ionisées doit être cassé. Le processus d'extinction se fait de la manière suivante. Au voisinage du zéro de courant, la résistance de l'arc augmente selon une courbe qui dépend principalement de la constante de temps de désionisation du milieu inter contacts. .[6]

II.5.4.3. La période post-arc

Pour que la coupure soit réussie, il faut également que la vitesse de régénération diélectrique soit plus rapide que celle de la TTR

(Fig. II.8) sinon un claquage diélectrique apparaît. A l'instant où se produit la rupture diélectrique, le milieu redevient conducteur, ce qui génère des phénomènes transitoires qui seront exposés plus en détail plus loin.

Ces échecs diélectriques post-coupure sont appelés

- **réallumages**, s'ils ont lieu dans le quart de période qui suit le zéro de courant,
- **réamorçages**, s'ils se produisent après.[6]

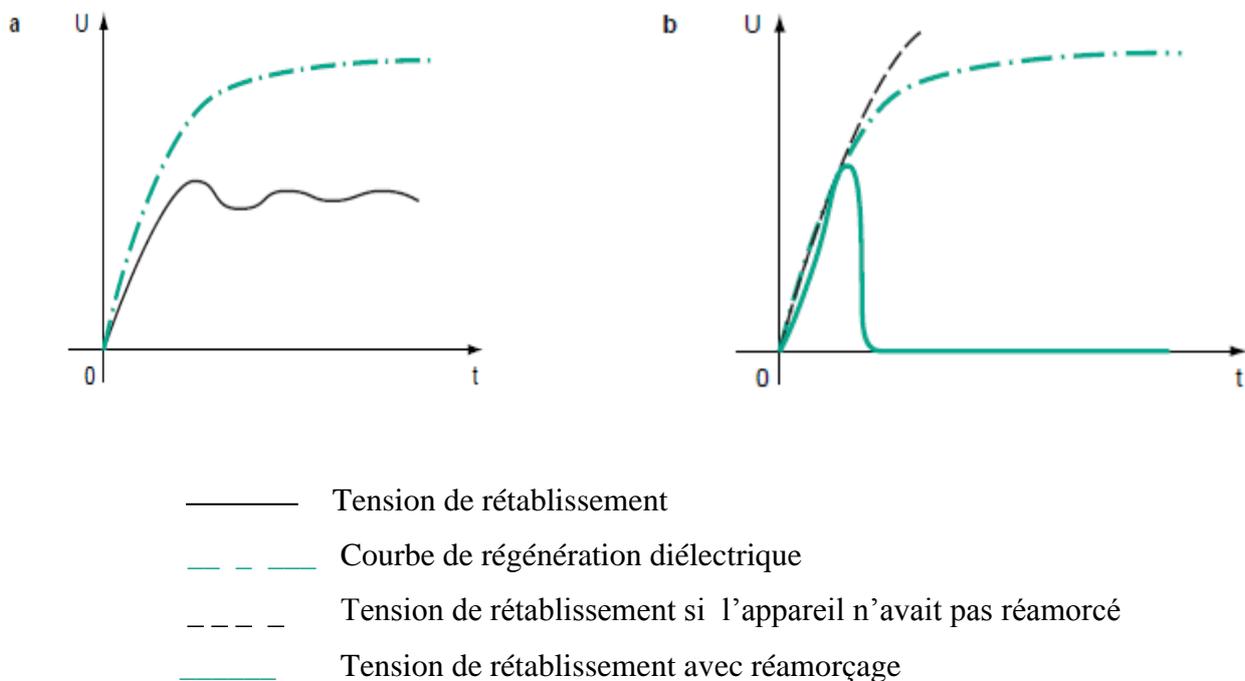


Figure II.8. Courbes de régénération diélectrique, coupure réussie [a] ou échec diélectrique [b]. [6]

II.6. Organe de coupure

II.6.1. Les disjoncteurs

Le disjoncteur électrique est l'appareil de contrôle et de sécurité clé sur un réseau électrique. Il doit laisser passer le courant électrique (conducteur) lorsque tout va bien (la plupart du temps) et doit être capable de l'interrompre dès l'apparition d'une anomalie sur le réseau. Il a un rôle d'isolation et de protection des autres dispositifs électriques positionnés en aval sur le réseau défaillant et des personnes pouvant se trouver à proximité de ce dernier. Un réseau électrique comprend des appareils très sophistiqués, très coûteux et très sensibles aux perturbations présentes sur le réseau. Ainsi, le disjoncteur électrique doit être capable non seulement d'établir et d'assurer la transmission du courant sur une partie du réseau dans le cas d'un fonctionnement normal, mais également d'interrompre très rapidement tout courant, en cas exceptionnel d'anomalie (court-circuit ou impact de foudre par exemple). [9]

II.6.2. Les sectionneurs

Le sectionneur est un appareil mécanique de connexion capable d'ouvrir et de fermer un circuit lorsque le courant est nul ou pratiquement nul, afin d'isoler la partie de l'installation en aval du sectionneur. [10]

II.6.2.1. Principe de fonctionnement

Mettre hors tension une installation électrique ou une partie de cette installation en toute sécurité électrique. (Pas de pouvoir de coupure, quand le sectionneur est manœuvré, le courant doit être nul. Cela permet, par exemple, de condamner un circuit électrique (avec cadenas le cas échéant) afin de travailler en toute sécurité. [10]

II.6.2.2. Caractéristiques principales

- Intensité maximum supportée par les pôles de puissance
- Tension maximum d'isolement entre les pôles de puissance
- nombre de pôles de puissance (tripolaire ou tétra-polaire)
- nombre de contact de pré-coupure
- Peut-être avec ou sans manette
- Peut-être avec ou sans système de détection de fusion de fusible

- S'installe majoritairement en tête d'une installation électrique
- Permet d'isoler un circuit électrique du réseau d'alimentation. [10]



Figure II.9. Sectionneur. [10]

II.6.3. Interrupteur

Les interrupteurs sont des appareils destinés à établir et à interrompre un circuit dans des conditions normales de charge. Certains interrupteurs sont prévus pour remplir également les fonctions de sectionneur.

Leurs performances sont limitées car, s'ils sont capables d'éliminer les surcharges sur le réseau, ils ne peuvent en aucun cas interrompre un courant de court-circuit. [7]

II.7. Pouvoir de coupure (PdC)

C'est le facteur de performances d'un appareil de connexion. Il correspond à la plus grande intensité de courant de court-circuit (présumé) que l'appareil sait interrompre sous une tension donnée, dans des conditions prescrites d'emploi et de comportement (sans usure exagérée des contacts, ni émission excessive de flammes). Le pouvoir de coupure doit être au moins égal au courant de court-circuit présumé au point d'installation ($PdC < I_{cc}$). Il dépend de la tension du réseau et se réfère toujours au courant de court-circuit c.à.d. au courant circulant dans le circuit de charge lorsque le disjoncteur y est remplacé par un pont de résistance quasi nulle. Plus cette tension est faible, plus le pouvoir de coupure est grand. Si un appareil de connexion ne possède pas un pouvoir de coupure au moins égal au courant de court circuit présumé en son point d'installation, il doit être associé à un autre dispositif de coupure situé en amont, ayant le pouvoir de coupure nécessaire. [11]

II.7.1. Pouvoir de coupure ultime (I_{cu})

Grandeur caractéristique d'un disjoncteur définie par la norme internationale CEI 947-2. Indique le courant maximal que le disjoncteur est capable d'interrompre. la réglementation (décret n°88-1056 du 14 novembre 1988 et norme d'installation «NF c 15-100 » impose que le pouvoir de coupure ultime soit supérieur ou égal au courant de court-circuit théorique au point où le disjoncteur est installé (sauf en cas de filiation) [15]

II.7.2. Pouvoir de coupure de service (I_{cs})

Grandeur caractéristique d'un disjoncteur définie par la norme internationale CEI 947-2. Indique le courant que le disjoncteur est capable d'interrompre avec une certaine endurance après trois coupures successives à I_{cs} , le disjoncteur conserve toutes ses caractéristiques de fonctionnement. le pouvoir de coupure de service est donné par le constructeur en fonction du pouvoir de coupure ultime il s'exprime en % de I_{cu} $I_{cs} = 25\%, 50\%, 75\%$ ou $100\% I_{cu}$ [15]

II.8. Le Pouvoir de fermeture (PdF)

C'est la valeur maximale du courant que l'appareil est capable d'établir sous une tension donnée sans soudure des contacts. Il dépend de la cadence à laquelle s'effectuent les manœuvres. La défaillance en fermeture est le plus souvent la soudure des contacts défaut critique ayant des conséquences graves. Le pouvoir de fermeture de chaque disjoncteur ou interrupteur prévu pour être fermé, si nécessaire, sur court-circuit, doit au moins être égal à la valeur maximale du courant de court-circuit à l'endroit où il est installé. [11]

II.9. Durée de coupure

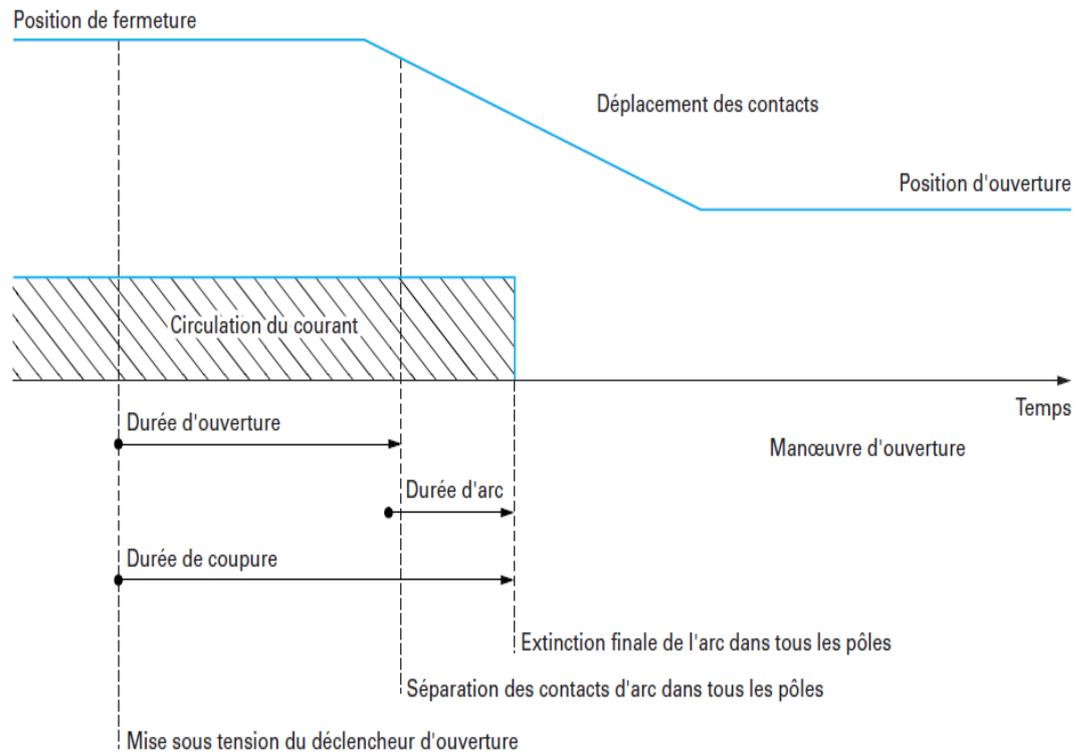


Figure II.10. Définition de la durée de coupure. [7]

La durée de coupure est l'intervalle de temps entre l'instant de mise sous tension du déclencheur d'ouverture et l'instant d'extinction finale de l'arc dans tous les pôles de l'appareil.

(La Figure II.10) montre que la durée de coupure est la somme de la durée d'ouverture (intervalle de temps jusqu'à la séparation des contacts) et de la durée d'arc (intervalle de temps entre la séparation des contacts et l'instant d'extinction de l'arc).

Pour assurer la stabilité des réseaux HT, la durée de coupure doit être inférieure à une valeur maximale fixée par l'exploitant. Elle s'exprime habituellement en nombre de cycles à fréquence industrielle (2 cycles ou 2,5 cycles suivant les cas). En règle générale, une durée de coupure de 3 cycles est jugée suffisante, sauf dans les réseaux à très haute tension où une durée de coupure de 2 cycles est souvent exigée. [7]

II.10. Disjoncteur haut tension

Dans le disjoncteur haut tension, lors de la séparation des électrodes (supérieure et inférieure), il y a apparition d'un arc électrique. Cet arc, dont une des caractéristiques est de changer rapidement de résistance, doit être coupé au passage par zéro du courant alternatif. En effet durant la phase de fort courant, le milieu plasma maintient une conductance élevée. A l'approche du zéro du courant, le rayon de conduction diminue. A ce moment-là, la puissance Joule devient inférieure à la puissance thermique cédée par l'arc au milieu environnant et le plasma se refroidit. Pour interrompre cet arc, il faut donc refroidir le milieu et dissiper de l'énergie. Ceci est réalisé par le gaz contenu dans les volumes d'expansion (ou volumes de chauffage). Pendant la phase de fort courant, le gaz contenu dans les volumes d'expansion est chauffé par convection et rayonnement augmentant ainsi la pression. Au moment du passage par zéro du courant la pression dans la chambre diminue, le flux de gaz revient violemment des volumes d'expansion vers la zone d'arc. Ce gaz qui présente des températures voisines de 5000K, vient refroidir la chambre et se mélange avec le gaz plasmagène. Le refroidissement par convection et les pertes dues au mélange du gaz deviennent prépondérantes par rapport à l'énergie cédée par effet Joule. Cela conduit à un refroidissement du milieu et une perte de sa conductivité électrique. L'effet du soufflage sur l'arc, cumulé à la diminution de sa conductance, engendre alors une coupure de ce dernier. Le rôle du disjoncteur ne s'arrête pas à la coupure au moment du passage par zéro du courant. En effet la tension du réseau, toujours présente aux bornes du disjoncteur, peut conduire à un claquage et à un réamorçage si le milieu ne retrouve pas rapidement sa rigidité diélectrique.[18]

II.10.1. Les disjoncteurs hautes tension devront donc être capables de

- Supporter, en position fermée, le courant qui circule entre les électrodes en minimisant l'échauffement des différentes parties conductrices.
- Supporter, en position ouverte, la tension qui se manifeste entre les électrodes.
- Interrompre, dans tous les cas, rapidement et sans défaillance le courant qui circule.[18]

II.10.2. Description des disjoncteurs [16]

Les disjoncteurs haute tension sont composés des éléments à savoir

1. Châssis de base.
2. le pôle
 - a) La chambre de coupure.
 - b) Isolateur-support.
3. la commande.

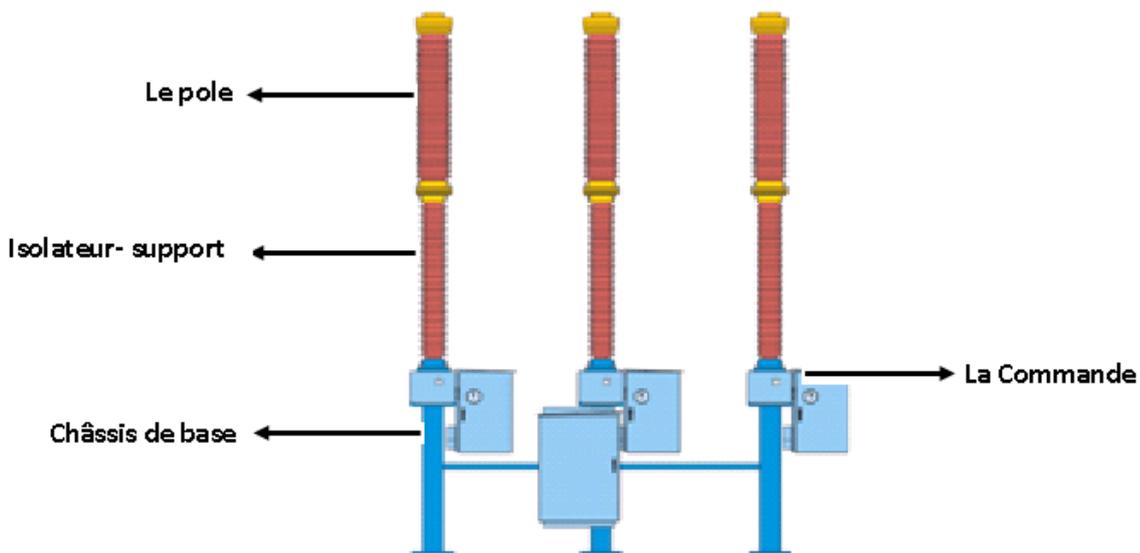


Figure II.11. Les composants d'un disjoncteur. [16]

II.10.2.1. Châssis de base

Les isolateurs avec les distances de coupure peuvent être montés en colonnes sur des ferrures-supports ou un châssis de base en fer profilés.

Le châssis peut être équipé de galets de roulement. Pour les galets de roulements bidirectionnels l'écartement des roues est indiqué sur les schémas d'encombrement.[16]

Le carter ou se situe le mécanisme d'entraînement. [16]

II.10.3. Le pôle

II.10.3.1. Carter du mécanisme

Composé d'un arbre de commande et de tringlerie le carter permet la transmission du mouvement de l'armoire de commande vers la tige du contact mobile, en effet l'arbre de commande est supporté par le carter du mécanisme sa partie interne est munie d'un levier qui transmet les mouvements de commande à la tige de contact mobile.

Le carter est composé

- Buttoir
- Arbre de commande
- Vanne de vidange
- Tringle de commande.[16]

II.10.3.2. Les colonnes isolantes

Les colonnes isolantes (appelées aussi isolateurs-supports) sont creuses, à l'intérieur se trouve la tige isolante, qui transmet les ordres de manœuvre. Les porcelaines creuses sont cimentés aux deux extrémités à des brides en fonte étant donné que les supports sont en permanence soumis à des efforts, ils sont rendus étanches par des bagues en 0.[16]

II.10.3.3. Chambre de coupure

Constituée d'une chambre fermée composée d'un isolateur en céramique à l'intérieur se trouve un contact fixe et un autre mobile (figures 12.13.14) qui servent à interrompre ou à rétablir le courant, et cela dans un milieu liquide ou gazeux appelé milieu de coupure, l'établissement ou l'interruption du courant se réalise par la mise en contact des deux contacts ou leur séparation.

Pour un disjoncteur triphasé, chacune des phases possède au moins une partie active. Pour des niveaux de tensions nominales élevées, cette partie active peut être composée de plusieurs chambres identiques connectées en série et commandées simultanément, de façon à produire un seul contact électrique, dans ce cas des condensateurs dits de répartition sont installés en parallèle avec chaque chambre pour la répartition de la tension afin de réduire les usures excessives des contacts au détriment des autres grâce à l'utilisation des condensateurs.[16]



Figure II.12. Système de contact de type tulipe [17]



Figure II.13. Système de contact de type tulipe [17]



Figure II.14. Système de contact de type bout à bout. [17]

II.11. Différents types de disjoncteur électrique haut tension

En haute tension, on classe les disjoncteurs selon la nature du milieu dans lequel on interrompt l'arc électrique généré lors de la séparation des contacts.

L'idée principale de la coupure est d'allonger suffisamment cet arc électrique dans son milieu pour qu'il évacue un maximum de calories et que son refroidissement aboutisse rapidement à son extinction. Ainsi, différentes techniques ont été développées au cours du temps. [16]

II.11.1. Disjoncteur de l'huile minérale

C'est une technique ancienne dont la commercialisation a débuté en 1901. Dans ce type de disjoncteur, l'arc électrique est créé dans de l'huile qui se vaporise en créant ainsi principalement de l'hydrogène. Cette espèce chimique a une bonne rigidité diélectrique et une forte conductivité thermique. De plus, lors de la décomposition et de l'évaporation de l'huile, l'arc électrique fournit donc de l'énergie et se refroidit. En raison de sa capacité insuffisante par rapport aux techniques actuelles, ainsi que des dangers inhérents à l'huile (inflammable et explosive), ce type de disjoncteur n'est plus utilisé en haute tension. Précisons de plus que les disjoncteurs utilisant ce type de coupure étaient très volumineux et que pour pouvoir « tenir la tension », il était nécessaire de mettre plusieurs disjoncteurs en série. Un entretien important devait être réalisé régulièrement. Cette technique avait donc de nombreuses contraintes par rapport à celles utilisées actuellement et c'est pour ces raisons que peu à peu elle a été remplacée par les suivantes. [16]

II.11.2. Disjoncteur à air comprimé

Mis au point en 1940, cette technique de coupure consiste à souffler l'arc électrique par un flux d'air sous pression (entre 20 et 35 bar). Grâce à cet écoulement d'air, le milieu entre les deux électrodes est refroidi et la pression importante permet au milieu de coupure de rester plus facilement diélectrique une fois la coupure réalisée. Cette technique permet d'obtenir des coupures performantes et très rapides. Par contre, ces disjoncteurs ont l'inconvénient d'être très bruyants (détonations) et ils nécessitent un entretien important en raison du compresseur qu'ils utilisent. [16]

II.11.3. Disjoncteur au gaz SF6

Depuis 1959, un nouveau gaz est utilisé dans les applications d'interruption de courante haute tension. C'est le SF6. Au moment de la coupure, comme la température du milieu est élevée (à cause de l'arc électrique), le SF6 se décompose en produits de décomposition tels que F- ou SF- qui ont des propriétés diélectriques très bonnes et une affinité électronique importante. Il existe plusieurs technologies de coupures pour les disjoncteurs utilisant du SF6. Nous pouvons citer par exemple l'auto expansion ou le pistonnage (méthodes « similaires » et parfois couplées qui permettent le maintien de l'arc dans une tuyère) ou encore l'arc tournant. Dans cette dernière, l'arc est confiné grâce à un champ magnétique. Avec une chambre de coupure évoluée, la technique par auto expansion utilise la puissance de l'arc électrique pour venir le souffler et l'éteindre. On utilise pour cela un volume (appelé volume d'expansion) rempli de gaz frais et propre que l'on va venir injecter par un jeu de pression, dans la zone d'arc un peu avant le zéro du courant. Cette technique (extinction à auto-expansion) permet d'obtenir des performances très élevées. Les disjoncteurs au SF6 sont capables de couper dans des conditions extrêmement sévères, là où les autres techniques sont beaucoup moins efficaces. Par rapport à la technique à air comprimé, en raison de la « simplicité » de la technique par auto-soufflage, la fiabilité des disjoncteurs au SF6 s'en voit améliorée. De plus, elle permet de couper des courants très importants tout en réduisant l'encombrement des appareils. Comme il est bien précisé dans, l'une des raisons du développement des disjoncteurs à auto expansion est leur encombrement faible. Par contre, cette technique a de fortes exigences au niveau de l'étanchéité globale et une surveillance de la pression. Nous détaillerons dans la suite le principe de fonctionnement de ce type de disjoncteur qui est celui utilisé au cours de cette étude.

[16]

II.11.4. Disjoncteur à Vide

C'est une technique qui a été développée en 1960 et qui connaît actuellement des limitations de niveau de tension. En effet, alors que le SF6 peut être utilisé en moyenne et haute tension, la technique au vide est désormais utilisée en moyenne tension principalement. Pour des tensions comprises entre 12 et 24 kV, le vide et le SF6 sont tout aussi efficace. En dessous de cette plage, c'est le vide qui a un certain avantage, alors qu'au-dessus, il est préférable d'utiliser du SF6. Ce que l'on entend sous le terme de « vide » est en réalité un gaz à faible pression (de 10^{-1} à 10^{-5} Pa). La tenue

diélectrique dans le vide entre deux électrodes croit de manière quasi linéaire avec la racine carrée de la distance qui les sépare. Précisons enfin que dans certains cas rares, comme la régénération diélectrique du vide est très rapide, la technique au vide peut être légèrement avantageée par rapport au SF6. C'est le cas par exemple lorsque la montée de la TTR est plus rapide que celle des normes. [16]

II.12. Les protections et les accessoires

II.12.1. Les Protections

II.12.1.1. Relais anti-pompage

Le relais anti-pompage est un dispositif qui assure l'exécution d'une seule manœuvre de fermeture pour chaque commande de fermeture. [16]

II.12.1.2. Discordance de phases (discordance de pole)

C'est un dispositif utilisable sur les disjoncteurs à commande unipolaire, utilisant des contacts auxiliaires pour indiquer que toutes les phases sont dans la même position. Si les pôles sont dans des positions différentes, une temporisation démarre et au bout d'un temps pré réglé, une commande de déclenchement et un signal d'alarme sont normalement initialisés. [16]

II.12.1.3. Soupape de surpression

Utilisée dans les commandes pneumatiques et oléopneumatiques elle permet d'éviter les surpressions, en limitant la pression dans le volume de compression à la valeur réglée. [16]

II.12.1.4. Densimètre

Le densimètre est un pressostat à compensation en température. Il comprend un système différentiel qui surveille la pression du SF6.

Il dispose de deux seuils de fonctionnement alarme et verrouillage. Ainsi, le signal d'alarme et la fonction de blocage ne sont activés que si la pression chute à cause d'une fuite.

On peut trouver un densimètre commun pour les trois pôles ou un densimètre par pôle. [16]



Figure II.15. Densimètre. [16]

II.12.1.5. Amortisseur

Constitué par un couvercle, un piston, un cylindre, des garnitures, des joints et de l'huile l'amortisseur permet de réduire l'intensité des chocs mécaniques lors des manœuvres du disjoncteur. [16]

II.12.2. Les accessoires

II.12.2.1. Le manomètre

Composé par un indicateur à cadran, il indique la pression du gaz. Il peut aussi avoir un contact indiquant la pression d'alarme et deux contacts qui contrôlent les relais de verrouillage du dispositif de surveillance de gaz (seuil min et max), dans ce cas il remplace le densimètre. [16]

II.12.2.2. Le clapet anti-retour

Utilisé dans les commandes pneumatiques, oléopneumatiques et hydromécanique le clapet anti-retour a pour fonction d'autoriser le passage du fluide ou de l'air dans un sens et de le refuser dans l'autre, ou bien de maintenir une position en charge. Il existe des clapets avec tarage qui permet d'ouvrir le clapet à une pression donnée, ainsi que des clapets pilotés qui permettent le passage du fluide/air dans le sens inverse sur commande. [16]



Figure II.16. Clapet anti-retour [16]

II.12.2.3. Bobines de manœuvre

Les bobines d'enclenchement et de déclenchement des mécanismes de commande permettent de commander le disjoncteur électriquement par la réception d'un ordre en provenance des protections et/ou des systèmes de contrôle-commande.

Une bobine d'enclenchement et deux bobines de déclenchement (principale 1 et Principale 2) sont fournies en standard. [16]

II.12.2.4. Interlocks

C'est un ensemble de contacts auxiliaires permettant d'indiquer les positions du disjoncteur, de réaliser les verrouillages, les signalisations et les inter-déclenchements. [16]

II.12.2.5. Sélecteur local

Le sélecteur local/distant/déconnexion est utilisé pour commuter entre l'exploitation en mode distant et local. Un dispositif de contournement du déclenchement de protection est toutefois disponible qui permet le déclenchement du disjoncteur.[16]

II.12.2.6. Compteur de manœuvre

C'est un composant électromécanique non réinitialisable qui compte chaque manœuvre du disjoncteur.[16]

II.12.2.7. Réchauffeurs (Régulateur d'humidité)

Chaque mécanisme de commande possède une résistance chauffante anti-condensation connectée en continu.[16]

Une ou plusieurs résistances chauffantes réglées sont montés en fonction de la température et de l'humidité ambiantes. Ces résistances chauffantes peuvent être contrôlées par un thermostat ou un hygostat (pour l'humidité).[16]

II.12.3. Identification Des Disjoncteurs

Les plaques signalétiques du disjoncteur et de ses organes de manœuvres doivent porter au moins, les caractéristiques ci-après indiquées complétées par des valeurs

- Marque et type
- Tension assignée 90kV
- Niveau d'isolement assigné
- Courant de courtes durées admissibles assignées
- Durée de court-circuit assignée (pour disjoncteur qui n'est pas munis de déclencheurs directs à maximum de courant
- Courant assigné en service continu.
- Fréquence assignée.
- Tension de tenue à fréquence industrielle 50 Hz.
- Tension de tenue aux chocs de foudre (phase/terre).
- Pouvoir de coupure assigné en court-circuit.
- Pouvoir de fermeture assigné en court-circuit
- Séquence de manœuvre assignée
- Durée totale de coupure maximale (temps de réponse).
- Nombre de pôles.
- Distance entre phases.
- Longueur minimale de la ligne de fuite à la terre.
- Pression nominale du gaz à 20°C dans le cas de SF6.
- Pression d'alarme (1 seuil).
- Pression de verrouillage au déclenchement.
- Tension assignée d'alimentation des dispositifs d'ouverture et de fermeture et des circuits auxiliaires.
- Fréquence assignée d'alimentation des dispositifs d'ouverture et de fermeture et des circuits auxiliaires.
- Pression assigné d'alimentation en gaz comprimé pour la manœuvre.

- Tension transitoire de rétablissement assigné (TTR) dans le cas de défauts aux bornes
- L'année de fabrication et le numéro de série.

Les bobines des dispositifs de manœuvres doivent porter un repère permettant de retrouver les indications complètes chez le constructeur. Les déclencheurs doivent porter les indications appropriées. La plaque signalétique doit être rivetée ou inscrite avec une encre indélébile et visible dans les positions de service et de montage normales.[16]

II.13. la commande

C'est la partie où est développée l'énergie nécessaire pour réaliser le déplacement du contact mobile et assurer l'établissement ou l'interruption du courant principal.

La commande comporte des dispositifs à accumulation d'énergie appelés les accumulateurs d'énergie, dont le rôle est d'accumuler l'énergie nécessaire pour l'ouverture ou la fermeture et maintenir la commande prête à livrer cette énergie lorsque demandée.

Les accumulateurs d'énergie les plus courants sont les ressorts et les cylindres pré-gonflés en azote.

La commande peut être de type

1. Mécanique à ressort
2. Pneumatique
3. Oléopneumatique.
4. Hydromécanique.

Il existe deux types de commandes

- a) Les commandes mono polaires ces commandes sont utilisées sur les travées lignes.
- b) Les commandes tripolaires ces commandes sont utilisées sur les travées transformateurs, couplage, les départs câbles, les selfs et les batteries de condensateur. [16]

II.14. conclusion

Aujourd'hui encore, l'arc électrique reste un moyen très adapté à la coupure avec limitation des courants en basse tension.

De plus les disjoncteurs haute tension bénéficient d'importantes améliorations liées aux évolutions des connaissances, des matériaux et à l'emploi de l'électronique.

Aussi, pendant de nombreuses décennies encore, la protection des circuits électriques nécessitera des disjoncteurs avec la «maîtrise de l'arc».

CHAPITRE III

MILIEUX

DIELECTRIQUES

III.1.Introduction

Les milieux diélectrique existe en trois forme liquide, solide, gazeux et l'opération de La coupure de l'arc électrique dans les disjoncteurs haute tension besoin d'un milieu diélectrique qui arrête leur continuité et leur effet ; dans ce chapitre nous définissons les milieux diélectriques liquide et gazeux et leur caractéristiques d'isolation, les propriétés physiques, chimiques, électriques, et les influences qui diminué leurs activité comme un isolateur.

III.2.Matériaux diélectriques

Les isolants ou diélectriques sont des matériaux ayant une résistivité très élevée : 10^8 à $10^{16} \Omega.m$, car ils contiennent très peu d'électrons libres. Un isolant est caractérisé par ses propriétés électriques, mécaniques, chimiques et thermiques. Un bon isolant ne devrait pas laisser passer de courant lorsqu'il est soumis à une tension continue. Autrement dit, sa résistance en CC doit être infiniment grande. Cependant, en pratique, un courant de fuite très faible circule dans tous les matériaux isolants utilisés en HT continue. Le courant passant à travers un isolant en HT continue est également constant et est appelé courant résiduel. En HT alternative, n'importe quel matériau isolant laisserait passer un courant capacitif.

Les isolants sont utilisés pour :

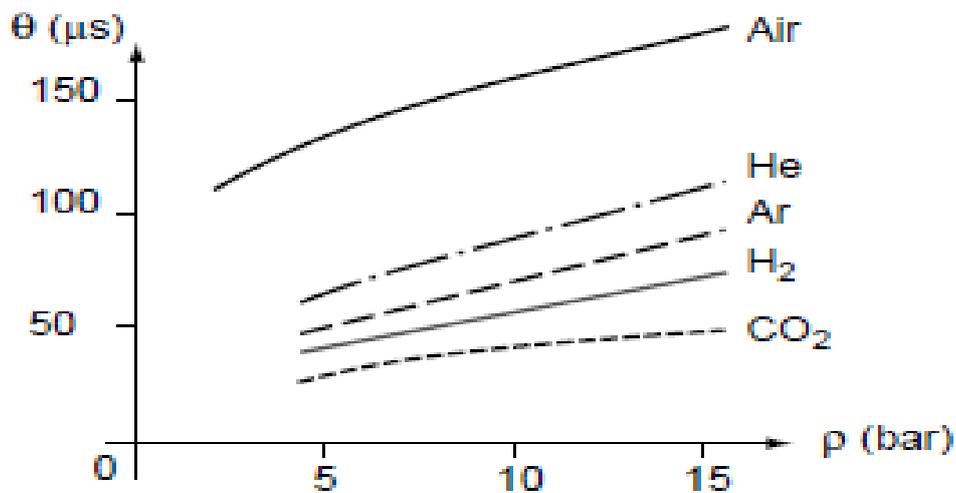
- assurer une séparation électrique entre des conducteurs portés à des potentiels différents afin de diriger l'écoulement du courant dans les conducteurs désirés → protection des personnes et des équipements ;
- supporter les éléments d'un réseau électrique et les isoler les uns par rapport aux autres et par rapport à la terre ;
- remplir les fonctions de diélectrique d'un condensateur. [19]

Dans le chapitre précédent il a été expliqué que la coupure réussit lorsque :

- la puissance dissipée dans l'arc par effet Joule reste inférieure à la puissance de refroidissement de l'appareil,
- la vitesse de désionisation du milieu est grande.
- et que l'espace intercontacts a une tenue diélectrique suffisante.

Le choix du milieu de coupure est donc important dans la conception d'un appareil. Ce milieu doit en effet :

- avoir une conductivité thermique importante en particulier dans la phase d'extinction pour évacuer l'énergie thermique de l'arc.
- retrouver ses propriétés diélectriques le plus vite possible afin d'éviter un réamorçage intempestif.
- à température élevée, être un bon conducteur électrique pour réduire la résistivité de l'arc donc de l'énergie à dissiper,
- à température faible, être un bon isolant électrique pour faciliter le rétablissement de la tension. [35]



P : Pression

θ : Constante de temps de désionisation

Figure III.1. Constantes de temps de désionisation en fonction de la pression pour différents gaz. . [35]

III.3. Historique d'utilisation du SF₆ dans les disjoncteurs HT

Les premières recherches d'applications industrielles furent menées par General Electric Company qui, en 1937, proposa l'utilisation du gaz comme isolant dans les équipements électriques. En 1939, Thomson-Houston fit breveter le principe de l'utilisation du SF₆ pour l'isolement des câbles et des condensateurs. Après la guerre, les publications et les applications se succédèrent :

- en 1948, mise au point d'une méthode de fabrication industrielle du SF₆ aux États-Unis, par Allied Chemical Corporation et Pennsalt,
- vers 1960, commercialisation à grande échelle du SF₆, utilisé dans la construction électrique aux États-Unis et en Europe coïncidant avec l'apparition des premiers disjoncteurs et interrupteurs au SF₆ en haute tension (HT) et très haute tension (THT).

Les premières applications industrielles chez Merlin Gerin sont apparues en THT, puis en moyenne tension (MT) :

-1967 : lancement des disjoncteurs autonomes

FA et remplacement progressif des disjoncteurs à air comprimé largement employés en France et dans le monde depuis les années 40,

-1971 : l'évolution des besoins de l'industrie conduit Merlin Gerin à lancer le disjoncteur MT Fluarc à coupure dans le SF₆. [43]

III.3.1. La molécule

Le nom «SF₆» est issu de la formule chimique: HEXAFLUORURE DE SOUFRE, 6 atomes de Fluor, 1 atome de Soufre. [37]

III.3.2. Manipulation du gaz SF₆

L'hexafluorure de soufre est un gaz incolore et inodore. Le gaz SF₆ à l'état pur n'est pas toxique. Il n'est donc pas soumis à la directive sur les substances dangereuses.

Ce gaz se décompose sous l'influence de décharges et d'arcs électriques. Les produits issus de la décomposition du gaz sont partiellement toxiques.

Ils peuvent irriter les muqueuses, les voies respiratoires et d'autres parties cutanées non protégées.

Il est donc impératif pour le personnel de respecter les instructions de sécurité suivantes :

- Il est interdit de boire, manger ou fumer ainsi que de conserver des aliments à l'intérieur de locaux contenant des installations SF₆. Ceci s'applique particulièrement en cas d'interventions d'entretien nécessitant l'ouverture des compartiments à gaz.
- Eviter de toucher directement les pièces en contact avec le gaz d'isolation sans protection. [38]

III.3.3. Fabrication du SF₆

Le seul procédé industriel actuellement utilisé est la synthèse de l'hexafluorure de soufre à partir de soufre et de fluor obtenu par électrolyse, selon la réaction exothermique suivante :



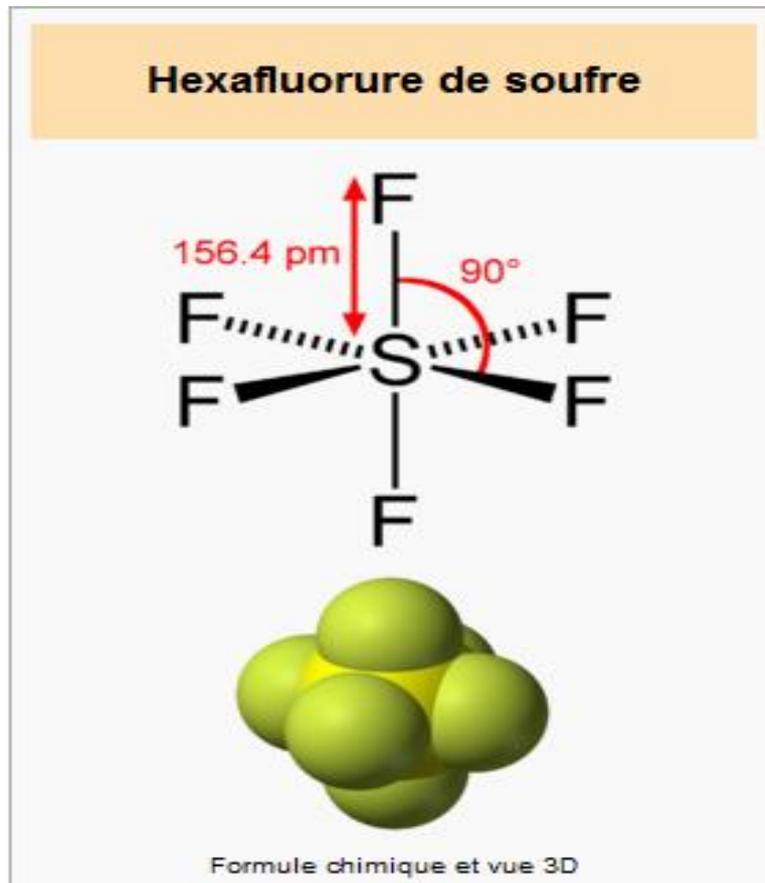


Figure III.2. Formule chimique d'hexafluorure de soufre.

III.3.4. Propriétés d'hexafluorure de soufre (SF_6)

III.3.4.1. Propriétés chimiques

Gaz halogéné : 1 atome de soufre - 6 atomes de fluor \rightarrow valence maximale du soufre

Gaz très stable : 6 liaisons covalentes S - F \rightarrow molécule très rigide

Gaz inerte : inodore, incolore, neutre, non toxique \rightarrow pas d'oxygène \Rightarrow asphyxiant simple

Si arc électrique : décomposition de la molécule à 500°C \rightarrow produits de décomposition toxiques

N.B : La température de l'arc électrique peut atteindre $20\,000^\circ\text{C}$

III.3.4.1.1. Les Produits de Décomposition

A la température de l'arc, le SF₆ se décompose en soufre et fluor qui se recombinent :

- avec les matériaux du compartiment, (cuivre, nickel, tungstène, aluminium)
- avec les constituants des isolants, (carbone, silice, hydrogène)
- ainsi qu'avec les impuretés qu'il contenait (air, CF₄, vapeur d'eau).

Ces produits de décomposition se présentent sous formes gazeuses et solides (poudre blanche).

Les produits obtenus sont très nocifs et corrosifs ; néanmoins, ils peuvent être absorbés par un tamis moléculaire.

- | | |
|-----------------------------|--|
| - Acide fluorhydrique | HF |
| - Dioxyde de carbone | CO ₂ |
| - Anhydride sulfureux | SO ₂ (révèle la dégradation diélectrique) |
| - Tétrafluorure de carbone | CF ₄ |
| - Tétrafluorure de silicium | SiF ₄ |
| - Fluorure de thionyle | SOF ₂ (toxique) |
| - Tétrafluorure de thionyle | SOF ₄ |
| - Fluorure de sulfuryle | SO ₂ F ₂ |
| - Tétrafluorure de soufre | SF ₄ |
| - Eau | H ₂ O |
| - Déca fluorure de soufre | S ₂ F ₁₀ |

[37]

III.3.4.2. Les propriétés physiques

L'hexafluorure de soufre est un gaz inerte, plus lourd que l'air, pratiquement insoluble dans l'eau, légèrement soluble dans l'éthanol.

Ses principales caractéristiques physiques sont les suivants :

- Masse molaire : 146.07 g/mol
- Densité du gaz (air=1) : 5.11
- Température critique : 45.54 °C
- Pression critique : 3759 kpa
- Tension de vapeur : 2308 kpa à 21.1 °C
à 25 °C et 101.3 kpa, 1 ppm = 5.97 mg/m³
- Masse volumique : 6,14 g/l (5 fois plus que l'air)

- Point de sublimation - 63,8 °C
- vitesse du son 130 m/s (3 fois moins que l'air)
- Conduction thermique 3,8 W / cm / °K (de 2000 à 2400 °K)
- Loi des gaz parfaits $(P \times V) / t^\circ = \text{constante}$

[39]

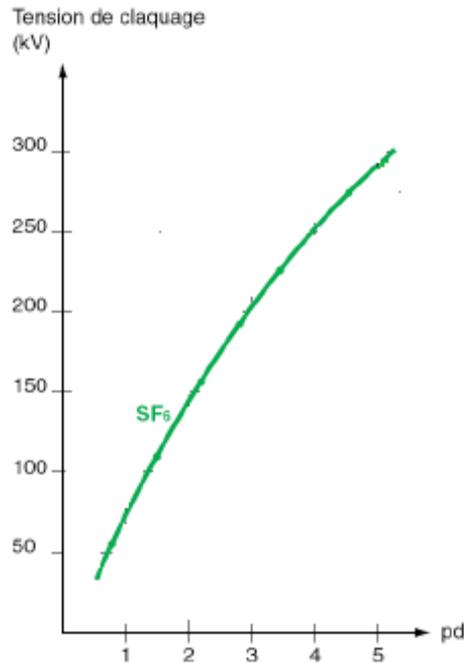
III.3.4.3. Propriétés électriques

Le SF6 a des propriétés diélectriques excellentes. Dans des conditions comparables, la résistance diélectrique du SF6 est approximativement 2.5 fois supérieure à celle de l'air. Même si ces propriétés sont conditionnées par des facteurs différents, elles sont liées essentiellement au caractère fortement électronégatif de la molécule SF6 qui capture les électrons libres ainsi qu'aux délais de l'"effet d'avalanche" qui provient de la décharge fracturée. Pour cette même raison le SF6 est un agent d'extinction de l'arc dans lequel l'efficacité peut être estimée comme étant 10 fois plus élevée que celle de l'air. [40]

Ainsi que les propriétés diélectriques du SF6 sont dus au caractère électronégatif de la molécule qui possède une tendance marquée à capturer les électrons libres pour former des ions lourds et peu mobiles, ce qui rend difficile le développement d'une avalanche électronique. La rigidité diélectrique du SF6 est 2,5 fois plus élevée que celle de l'air dans les mêmes conditions. [41]

Constante de temps : 100 fois mieux que l'air → retour rapide à la rigidité diélectrique

Gaz électronégatif : très avide d'électrons → très bonne aptitude à éteindre un arc [37]



P : pression

d : distance des électrodes (10^{-3} m)

Figure III.3. Tension de claquage entre des sphères de 5 cm de diamètre en fonction de produit (Pd).

III.3.4.4. Propriétés thermiques

À haute température, la courbe de conductivité thermique du SF₆ (Figure III.4) souligne l'une des qualités remarquables de ce gaz concernant l'extinction de l'arc par refroidissement thermique.

Le pic de conductivité thermique correspond à la température de dissociation de la molécule de SF₆ (2100 à 2500 K) qui s'accompagne, lors de la reformation de la molécule à la périphérie de l'arc, d'une absorption importante de chaleur favorisant les échanges rapides de chaleur du milieu chaud vers le milieu froid.[43]

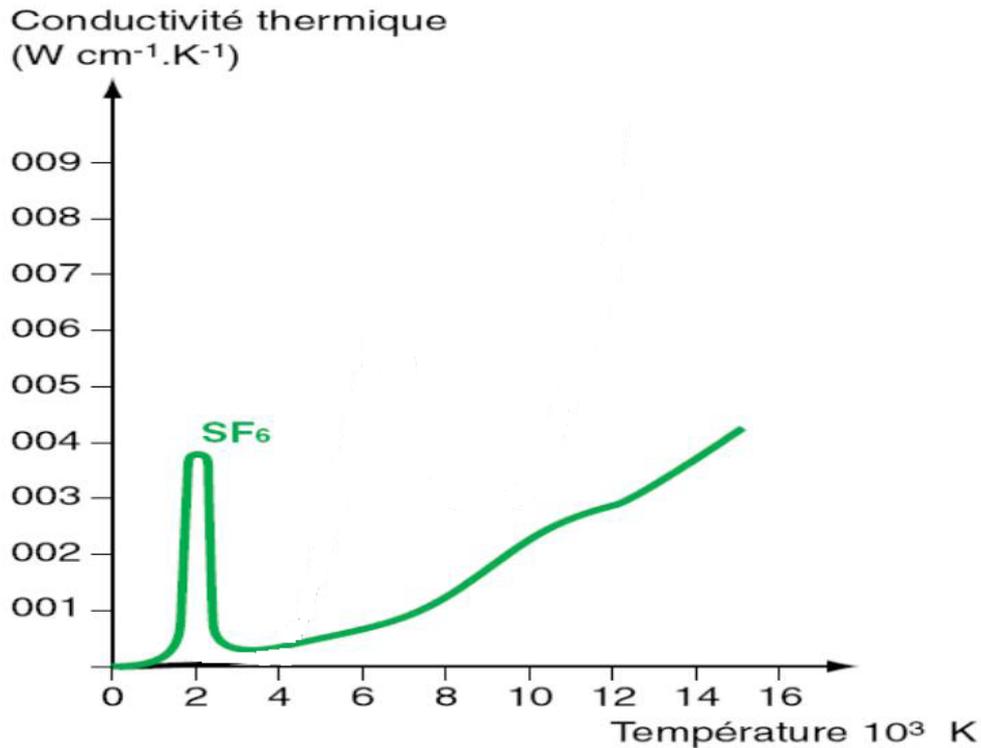


Figure III.4. Conductivité thermique du SF_6 . [43]

III.4. Le mécanisme de coupure dans le SF_6

III.4.1. L'arc électrique dans le SF_6

Son étude thermique permet de le décrire comme étant formé d'un plasma de SF_6 dissocié, de forme cylindrique, constitué d'un noyau à une température très élevée fonction du courant coupé, entouré d'une gaine de gaz plus froid.

Le noyau et la gaine sont séparés par un palier de température lié à la température de dissociation de la molécule. Proche de $2000 \text{ }^\circ\text{C}$, ce palier reste inchangé lorsque l'intensité du courant varie.

Pendant cette période d'arc la totalité du courant est transportée par le noyau car la température du palier est inférieure à la température minimale d'ionisation et la gaine extérieure reste isolante.

Les grandeurs caractéristiques de l'arc dépendent du type de coupure utilisé (auto compression, arc tournant, auto-expansion) et sont données dans les paragraphes traitant de chacun de ces types de coupure. [35]

III.4.2. Passage au zéro de courant

Avec la décroissance du courant, la température du noyau diminue, de ce fait la conductivité électrique commence aussi à diminuer.

A l'approche du zéro de courant, les échanges thermiques entre la gaine et le noyau deviennent très importants. Celui-ci disparaît entraînant la disparition de la conductivité avec une constante de temps très faible ($0,25 \mu\text{s}$) mais pas suffisante pour couper les courants de haute fréquence (pas de réallumage). [35]

III.4.3. La coupure dans le milieu de SF_6

L'hexafluorure de soufre SF_6 , est un gaz apprécié pour ses nombreuses qualités chimiques et diélectriques. La technique de coupure dans ce gaz a été développée, dans les années 70. [35]

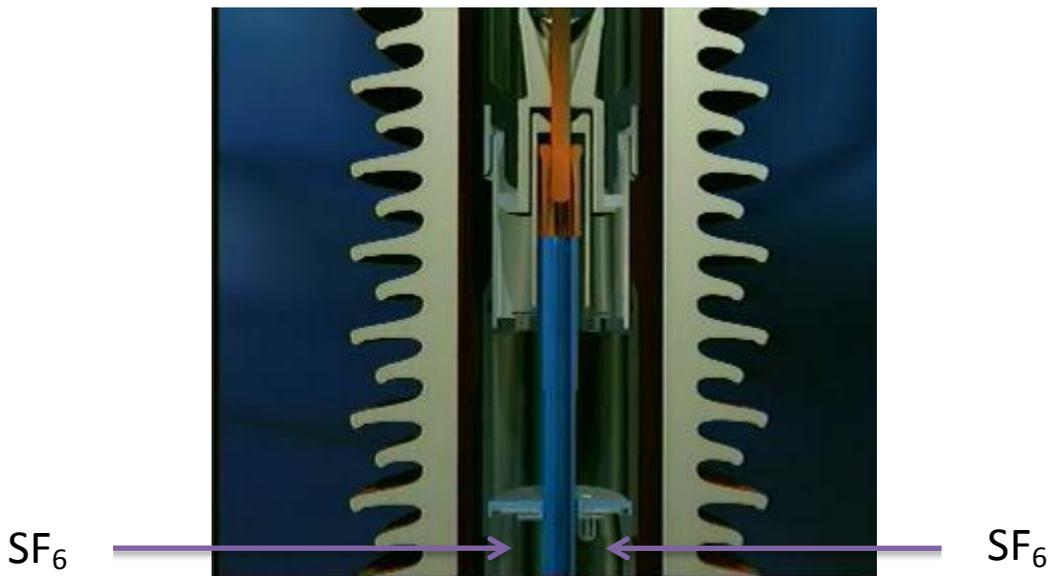


Figure III.5. Coupe verticale de chambre de coupure de disjoncteur HT.

[41]

III.5. Les différentes technologies de coupure dans le SF₆ et leurs domaines d'application

Dans les appareils au SF₆, les contacts sont situés à l'intérieur d'une enceinte fermée remplie de gaz dont la pression varie selon la tension et les paramètres de conception. Ces enveloppes sont généralement scellées à vie car le taux de fuite est maîtrisé à un niveau très bas. Des systèmes de pressostats ou densistats peuvent être installés, ils permettent un contrôle permanent de la pression du gaz dans l'enveloppe. Il existe plusieurs technologies d'appareils au SF₆ qui diffèrent par le mode de refroidissement de l'arc et dont les caractéristiques et les champs d'application varient. [35]

III.5.1. La coupure par auto-compression

Dans ce type de disjoncteur, l'arc est soufflé par la détente d'un volume de SF₆ comprimé par pistonnage. A l'ouverture de l'appareil, un cylindre solidaire du contact mobile se déplace et comprime un volume de SF₆. Une buse de soufflage canalise le gaz dans l'axe de l'arc qui est ensuite expulsé dans des contacts creux.

Aux forts courants, l'arc provoque un effet bouchon qui contribue à l'accumulation de gaz comprimé. Quand le courant approche de zéro, l'arc est d'abord refroidi puis éteint grâce à l'injection de nouvelles molécules de SF₆.

La valeur moyenne de la tension d'arc est comprise entre 300 et 500 V.

Cette technologie permet de couper sans difficulté tout courant jusqu'au PdC, sans courant critique car l'énergie nécessaire pour souffler l'arc est produite par la commande mécanique donc indépendante du courant à couper. [35]

III.5.1.1. Grandeurs caractéristiques

Les pressions relatives de SF₆ généralement utilisées varient de 0,5 bar (16 kA, 24 kV) à 5 bars (52 kV), ce qui autorise la réalisation d'enveloppes scellées sans fuites avec toutes les garanties de sécurité.

Les facteurs influençant les dimensions de la chambre de coupure sont les suivants :

- La tenue à la tension d'essais entrée/sortie qui conditionne la distance d'isolement entre contacts ouverts. Elle peut être constante et de l'ordre de 45 mm compte tenu des pressions de SF₆ utilisées.

- Le courant de court-circuit à couper dimensionne le diamètre de la buse et des contacts.

- La puissance de court-circuit à couper impose les dimensions du piston de soufflage (en 24 kV le volume de gaz soufflé est de l'ordre d'un litre pour un PdC de 40 kA).

L'énergie d'ouverture de 200 J (16 kA) à 500 J (50 kA), reste relativement élevée malgré la compacité des appareils à cause de l'énergie nécessaire à la compression du gaz. [35]

III.5.1.2. Domaines d'application de la coupure par auto-compression

Le principe d'auto-compression est le plus ancien. Il a été utilisé pour tous les types de disjoncteurs à usage général. Il ne présente pas de surtensions trop élevées car le phénomène d'arrachement est faible et il n'y a pas de risque de réallumages successifs.

Les disjoncteurs à auto-compression sont bien adaptés à la manœuvre des batteries de condensateurs car ils ont une très faible probabilité de réamorçage d'une part, et une grande endurance aux courants de fermeture d'autre part.

Cependant, l'énergie de manœuvre nécessaire relativement importante engendre des contraintes assez élevées sur les commandes et éventuellement une limitation du nombre de manœuvres.

Cette technologie est encore largement utilisée aujourd'hui, surtout pour les appareils à forte intensité et les tensions supérieures à 24 kV. [35]

III.5.2. La coupure par arc tournant

Avec cette technologie l'arc se refroidit par son propre déplacement relatif dans le SF₆. Un mouvement de rotation de l'arc à très grande vitesse (qui peut dépasser celle du son à la pression atmosphérique -Pat-) est engendré par le champ magnétique créé par une bobine parcourue par le courant de défaut.

A l'ouverture des contacts principaux, le courant est commuté sur la bobine et le champ magnétique axial apparaît. La force de Laplace résultante accélère l'arc dans un mouvement circulaire. Les contacts d'arc ont une forme de pistes circulaires qui peuvent être soit concentriques (arc radial et champ axial) soit face à face (axial et champ radial). L'arc est ainsi refroidi d'une manière homogène dans le SF₆.

La puissance de refroidissement de l'appareil dépend donc directement de la valeur du courant de court-circuit ce qui confère à ces appareils une coupure en douceur ne nécessitant qu'une faible énergie de manœuvre : l'énergie nécessaire à la coupure est

entièrement fournie par l'arc et les faibles courants sont coupés sans arrachement ni surtensions.

Grâce au mouvement rapide des racines d'arc, les points chauds dégageant des vapeurs métalliques sont évités et l'érosion des contacts est minime en particulier dans le cas de la géométrie axiale. Il faut noter qu'à l'approche du zéro de courant, le champ magnétique diminue. Il est important qu'il garde une valeur non nulle de manière à ce que l'arc soit maintenu en mouvement dans du SF₆ froid au moment de l'apparition de la TTR, et qu'ainsi soit évitée l'existence de courants critiques. Ceci est obtenu en insérant des anneaux de court-circuit qui forcent le champ magnétique à être en léger déphasage avec le courant. [35]

III.5.2.1. Grandeurs caractéristiques

En MT, l'arc tournant dans le SF₆ a une tension de 50 à 100 V pour une longueur de 15 à 25 mm

Du fait de la faible énergie de coupure, les appareils sont très compacts, même avec une pression de remplissage relativement faible (de l'ordre de 2,5 bars) et l'énergie de commande pour l'ouverture est inférieure à 100 J. [35]

III.5.2.2. Domaines d'application

La technologie de coupure par arc tournant est bien adaptée à la commande de machines sensibles aux surtensions telles que moteurs MT et alternateurs. Son excellente endurance due à la faible usure des contacts et aux énergies de commande faibles la rend très intéressante pour les applications à grand nombre de manœuvres, (fonction contacteur).

La technique de l'arc tournant utilisée seule ne permet d'obtenir qu'un pouvoir de coupure limité

(25/30 kA en 17,5 kV) et ne s'applique qu'à des tensions inférieures à 17,5 kV. [35]

III.5.3. La coupure par auto-expansion

Elle utilise l'énergie thermique dissipée par l'arc pour augmenter la pression d'un petit volume de SF₆, lequel s'échappe par un orifice traversé par l'arc. Tant que le courant dans l'arc est important, il a un effet bouchon qui empêche l'écoulement du gaz à travers l'orifice. Le gaz froid bloqué dans le volume a sa température qui croît, à cause

de la dissipation thermique de l'arc (principalement par rayonnement), donc sa pression augmente également. Au zéro de courant, le bouchon disparaît, le SF₆ se détend et souffle l'arc. L'effet du soufflage dépend de la valeur du courant, d'où des énergies de commande faibles et des coupures en douceur, mais avec un risque d'existence de courants critiques. Ceux-ci se trouvent généralement aux environs de 10 % du PdC.[35]

III.5.3.1. Grandeurs caractéristiques

Pour les petits courants, le soufflage est alors quasi inexistant et la tension d'arc ne dépasse généralement pas 200 V. La pression de remplissage de l'ampoule est voisine de la pression atmosphérique. Le volume de soufflage thermique est compris entre 0,5 et 2 litres.

L'énergie de commande sous 24 kV est inférieure à 100 J. Toutes ces caractéristiques font que la coupure par auto-expansion est la technologie la plus performante à ce jour. Ses capacités de coupure peuvent être très élevées avec des pressions et des énergies de commande faibles, donc avec une très grande fiabilité. [35]

III.5.3.2. Domaines d'application

Cette technologie, développée pour la coupure des courants de défaut, est bien adaptée à la coupure des courants capacitifs car elle accepte les surintensités et les surtensions. Elle convient aussi à la coupure des courants faiblement inductifs. Sans moyen auxiliaire, les appareils à expansion thermique ont un PdC et une tension d'emploi limités. L'auto-expansion est donc souvent associée à l'auto-compression à arc tournant ou au pistonnage. Elle est alors utilisée dans les appareils destinés à la MT et même à la HT et ce pour toutes les applications.

Les performances atteintes grâce à l'association de l'expansion thermique et de l'arc tournant sont telles qu'il est envisagé d'utiliser ces techniques pour des disjoncteurs destinés à des applications très contraignantes, par exemple la protection des alternateurs des centrales (forte asymétrie et TTR élevée), ou qui requièrent une grande endurance. [35]

III.5.4. Deux méthodes de guidage de l'arc

Le guidage mécanique et le guidage magnétique, ont été développées qui permettent de stabiliser l'arc dans la zone de soufflage et en plus de supprimer les courants critiques. [35]

III.5.4.1. Le guidage mécanique (type auto-compression)

L'arc est maintenu centré entre les deux contacts par des parois isolantes qui confinent les flux gazeux de manière similaire aux buses utilisées en auto-compression. Cette technique, développée par tous les grands constructeurs, est sûre et simple mais elle augmente l'énergie nécessaire à la commande.

En effet, la présence de ces dispositifs dans la zone d'arc diminuent les performances diélectriques du SF₆ pendant la période de rétablissement, ce qui conduit à augmenter les distances inter-électrodes et les vitesses de déplacement des contacts, voire la pression du SF₆. [35]

III.5.4.2. Le guidage magnétique (type arc tournant)

Un champ magnétique judicieusement dimensionné permet de centrer l'arc dans la zone d'expansion du SF₆ tout en lui imprimant un mouvement de rotation rapide à l'instar de la technologie à arc tournant. Cette autre technologie qui nécessite une grande maîtrise de conception a pour avantage d'éviter la présence d'autres matériaux que celle du SF₆ dans la zone d'arc. Le rendement thermodynamique est optimal et le SF₆ garde toutes ses qualités diélectriques. Ainsi les distances d'isolement pouvant être réduites au maximum, l'énergie de commande requise est faible.

III.6. Isolants liquides

Les isolants liquides sont utilisés en électrotechnique comme imprégnant d'isolations celluloses ou comme produit de remplissage de matériels électriques très divers. Leur rôle principal est d'éliminer l'air et les autres gaz de façon à améliorer la tenue diélectrique de l'isolation, (la rigidité diélectrique des liquides étant nettement supérieure à celle des gaz). Cependant, dans beaucoup d'applications, elles servent à la fois à améliorer les propriétés diélectriques et à évacuer la chaleur d'un assemblage [20,21, 22].

III.6.1. Principaux types d'isolants liquides

Les huiles isolantes sont classées selon leurs origines. On distingue trois types : les huiles végétales (produit naturels), les huiles minérales (à base de produits pétroliers raffinés) et les liquides de synthèse. Cette classification est liée à leur ordre d'apparition

chronologique dans les applications électrotechniques. En effet, les huiles végétales furent les premières utilisées, ensuite les huiles minérales ont été développées, puis les liquides de synthèse ont été fabriqués par la suite pour pallier aux lacunes de l'huile minérale dans certaines applications. [20]

l'huile minérale isolante, conformément à la CEI 60296 est le liquide le plus commun utilisé dans les transformateurs et il est généralement la référence de performance à laquelle tous les autres liquides sont comparés. Ce liquide est également la référence pour comparer la performance à haute température. [23]

III.6.2. Les huiles minérales

Les huiles minérales sont obtenues par raffinage de bruts de pétrole (Figure III.6.). Ces pétroles bruts doivent passer par divers stades de raffinage pour donner des huiles isolantes conformes aux applications électrotechniques. La composition des huiles minérales isolantes dépend de la composition des pétroles d'origine. Elles contiennent près de 3000 molécules différentes, dont 10 % seulement sont caractérisées. La norme CEI 60296 spécifie les propriétés requises pour les huiles minérales utilisées dans les transformateurs. [24, 26]

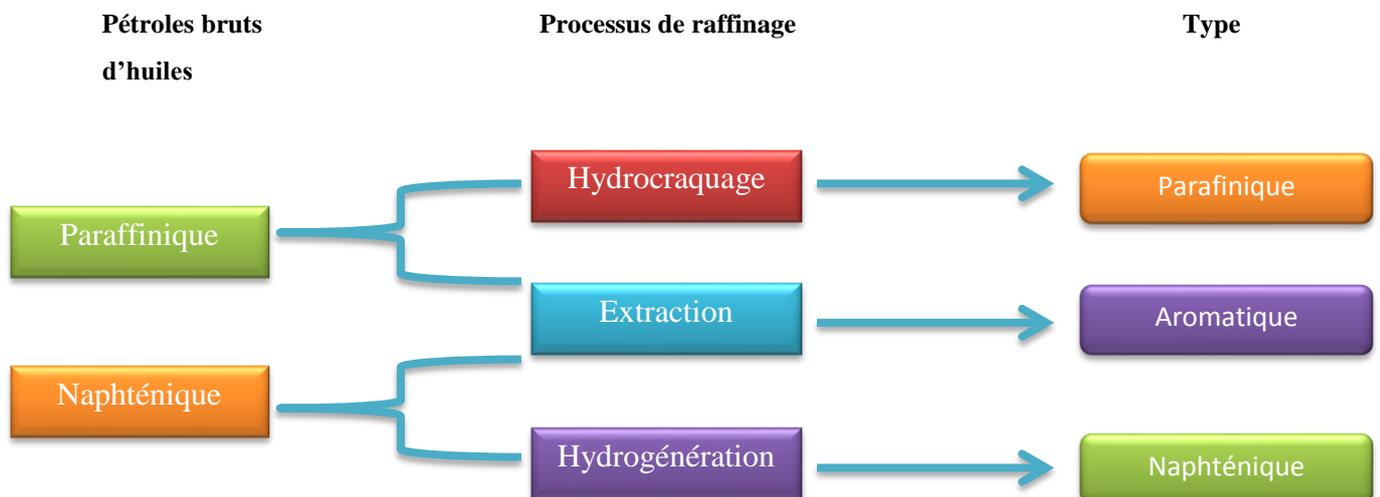


Figure III.6. Processus de raffinage pour les huiles brutes. [26]

Compte tenu de leur large disponibilité et de leur coût, les huiles minérales sont utilisées dans pratiquement tous les types de matériel électrique. La consommation annuelle dans le monde est estimée à 1 million de tonnes. Environ 90% sont utilisées dans les

transformateurs, les huiles sont également employées dans les diviseurs capacitifs, les traversées, les changeurs de prise, les répartiteurs, les disjoncteurs et les câbles[21].Elles possèdent de bonnes propriétés diélectriques et de transfert de chaleur, et une bonne compatibilité avec les isolants cellulosiques. Avec le développement de nouvelles techniques de traitement (séchage, purification ...), les propriétés des huiles minérales n'ont cessé de s'améliorer depuis leur première utilisation au début du siècle dernier. [20, 25, 24, 26]

III.7. Définitions de certaines caractéristiques des huiles isolantes

III.7.1. Viscosité

La viscosité d'une huile est un paramètre important puisque régissant le refroidissement du transformateur par convection. Plus la viscosité est faible, plus l'écoulement est facile, meilleur et plus efficace est le refroidissement du transformateur. Signalons au passage que la viscosité de l'huile a tendance à diminuer avec la température.

Une huile à viscosité élevée pourra conduire à des échauffements susceptibles d'accélérer la détérioration des matériaux isolants. C'est ainsi que la norme CEI 60 296 préconise des viscosités maximales à 40oC inférieures à 16,5, 11,0 et 3,0 mm²/s.

[32]

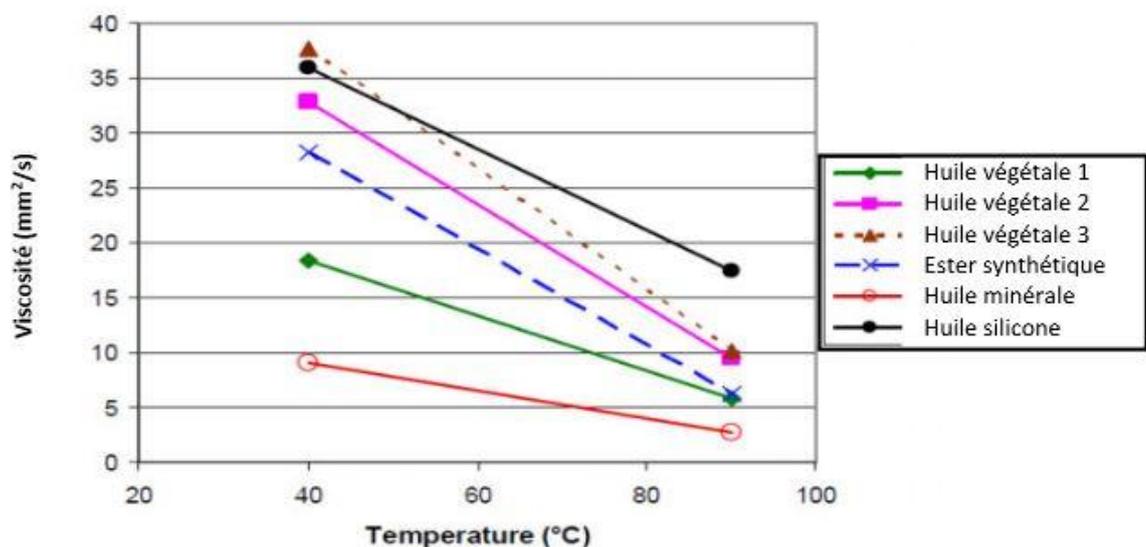


Figure III.7. Evaluation de la viscosité cinématique des huiles en fonction de la température. [27]

III.7.2. Point d'éclair

Le point d'éclair d'une huile caractérise la température au-delà de laquelle le liquide peut spontanément s'enflammer, sa valeur doit être spécifiée pour des raisons de sécurité. La norme CEI 60296 spécifie la méthode PM (Pinsk Martens) de sa détermination. Selon cette norme les points d'éclair pour les classes d'huile I ; II et III déjà mentionnées plus haut, nous devons avoir des valeurs selon PM, supérieures ou égales à 140°C ; 130°C et 95°C respectivement. [32]

III.7.3. Densité

La densité étant prise par rapport à l'eau, elle se confond avec la masse volumique. Dans les climats froids, il est important de spécifier la densité de l'huile pour éviter la création de glace flottant dans l'huile à basse température. Ce phénomène peut se produire lorsqu'il y a présence d'eau libre dans un transformateur, mis hors tension et dans lequel peut survenir une panne lors de la mise en service. Du fait de la dilatation, la densité de l'huile décroît lorsque la température s'élève. [32]

III.7.4. Tension de claquage

Cette propriété est très complexe et la valeur mesurée dépend de la teneur en particules, du type de particules, de la teneur en eau et de la méthode du test utilisée.

La méthode normale de spécification de la tension de claquage en courant alternatif est la norme CEI 156. Dans cette méthode, les électrodes sont sphériques ou hémisphériques et placées à une distance 2,5mm et la tension est en rampe augmentant de 2 kV par seconde jusqu'au claquage.

Même une huile faiblement raffinée peut présenter une tension de claquage élevée. Cette méthode ne nous apporte donc aucune information concernant le raffinage de l'huile.

L'élimination de l'eau et des particules peut conférer à toute huile une tension de claquage de plus de 70 kV dans les conditions précitées. [32]

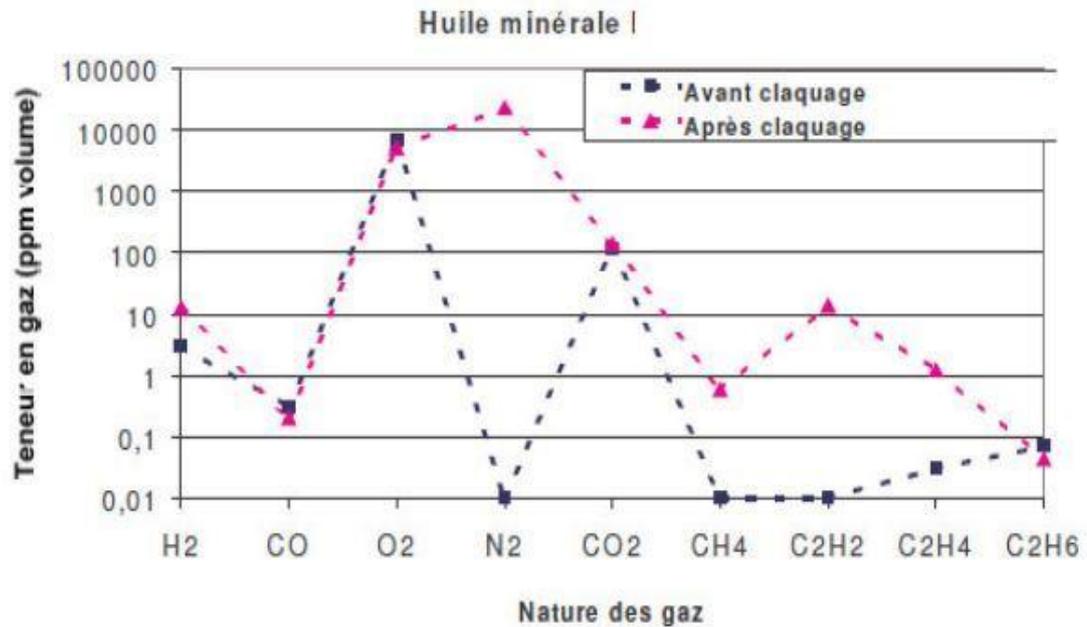


Figure III.8. Analyse des gaz dissous dans l'huile minérale après claquage.[28]

III.7.5. Tension interfaciale

Le test de tension interfaciale consiste à mesurer la force de l'interface entre l'huile et l'eau. La tension interfaciale dépend des groupes polaires présents dans les huiles, alors que le tangente nous donne une indication de la teneur en contaminants ionisables.

[32]

III.7.6. Indice de neutralisation

Dans une huile bien raffinée, l'indice de neutralisation doit être inférieur à 0,01 mg de KOH/g d'huile. C'est la quantité de substance basique (KOH) nécessaire à la neutralisation de l'acidité de l'huile. L'exigence minimale est inférieure à 0,03. Toutefois, ce niveau est trop élevé pour donner une quelconque indication sur les propriétés de l'huile. [32]

III.7.7. Corrosion

Dans la norme CEI 296, la méthode d'évaluation consiste à plonger une lame de cuivre ou d'argent dans l'huile à 140 °C pendant 19 heures. La méthode consiste à analyser le taux de soufre qui ne doit pas être détectable par les lames sur lesquelles il se fixe. [32]

III.8. Les fonctions de l'huile isolante :**III.8.1. Fonction diélectrique**

Dans la partie active d'un transformateur, l'isolation entre les éléments portés à des potentiels électriques différents est assurée soit:

➤ Par le diélectrique liquide seul, lorsqu'il s'agit d'une isolation entre deux pièces métalliques nues (plots de commutateur par exemple).

➤ Par une couche solide (papier ou carton) imprégnée de diélectrique liquide, c'est le cas par exemple de l'isolation entre deux conducteurs voisins d'un même enroulement.

➤ Par une isolation mixte: combinaison de films de diélectrique liquide et de barrières d'isolants solides, c'est le cas d'une isolation entre deux enroulements concentriques de tensions différentes. Des principales propriétés qui permettent de juger l'aptitude d'une huile à remplir sa fonction de diélectrique sont la rigidité diélectrique, le facteur de dissipation ou facteur de pertes diélectriques ($\tan \delta$), la permittivité relative (ϵ_r) et la résistivité (ρ). Ces caractéristiques qui dépendent de la température et de la fréquence pour une tension donnée, sont essentielles pour le dimensionnement du transformateur [25].

III.8.1.1. Caractéristiques diélectriques**III.8.1.1.1. La permittivité relative**

C'est une caractéristique intrinsèque d'un matériau. Elle dépend essentiellement de la structure chimique et caractérise la polarité de la molécule. Dans les chaînes hydrocarbonées, les dipôles ont une faible polarité

La permittivité relative des hydrocarbures est faible et voisine de 2, celle des huiles minérales est de 2,2 à 25°C. La présence d'hétéroatomes (oxygène, chlore...), en créant des dipôles de forte intensité, confère aux molécules une permittivité élevée. Elle décroît légèrement avec la température et la fréquence du courant. [24]

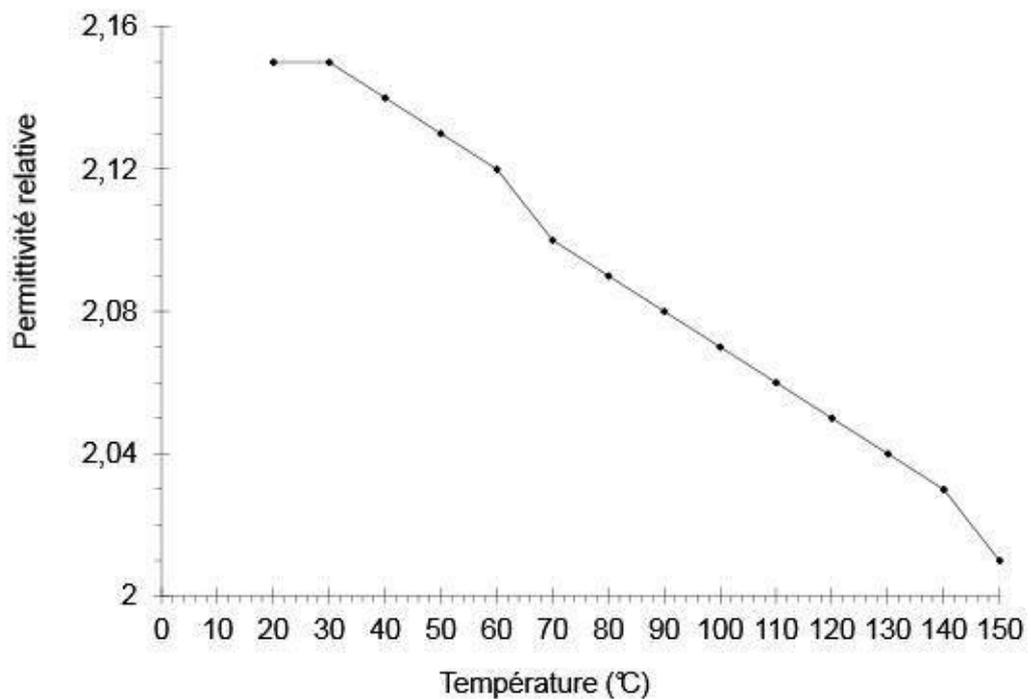


Figure III.9. Variation de la permittivité relative en fonction de la température.

III.8.1.1.2. La conductivité

La conductivité n'est pas une propriété intrinsèque d'un liquide isolant. Elle est due à la présence d'impuretés ionisables en très faible concentration. Sous l'effet du champ électrique, les ions migrent, provoquant ainsi un courant de conduction. Plus la température est élevée, plus la viscosité du liquide est faible et, par conséquent la mobilité des ions est grande. De plus, la dissociation des impuretés en ions est d'autant plus forte que la température est élevée. la conductivité d'un liquide augmente avec la température. On peut diminuer la conductivité d'un liquide isolant en lui faisant subir différents traitements comme le passage à travers des lits absorbants (attapulгите, bentonite...).

Le vieillissement du liquide isolant conduit à la formation de sous-produits qui contribuent à l'augmentation de la conductivité. les huiles isolantes ont une conductivité de l'ordre de 10^{-11} à $10^{-13} \text{ S.m}^{-1}$. [24].

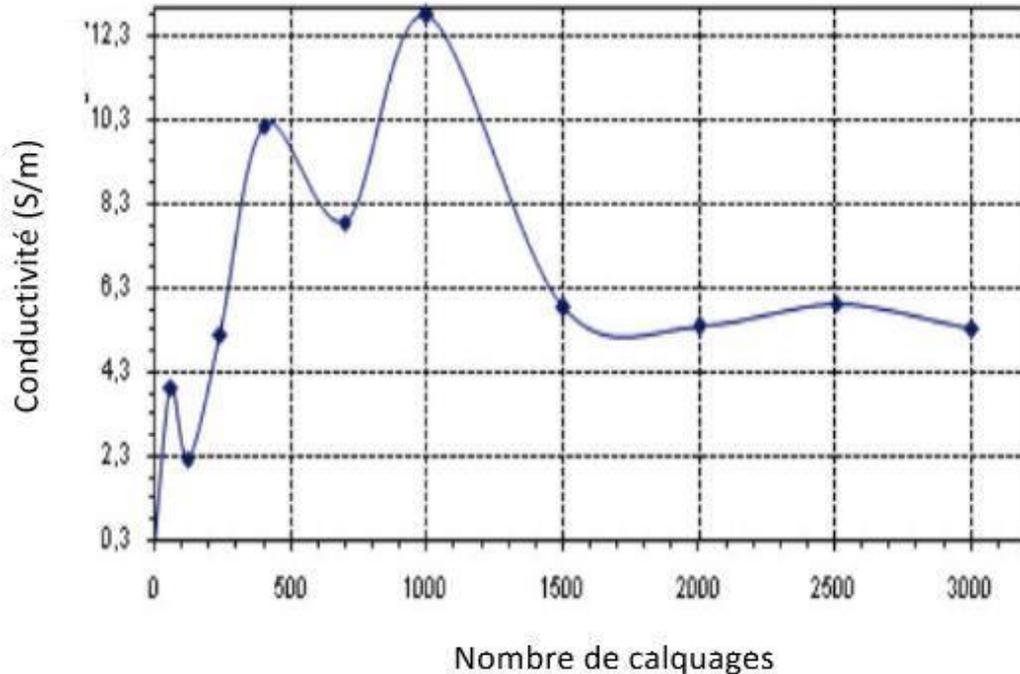


Figure III.10. Variation de la conductivité en fonction du nombre de claquage.

[29,25]

III.8.1.1.3. Le facteur de dissipation diélectrique

Ce paramètre, appelé aussi $\tan \delta$, figure toujours dans les spécifications d'huiles isolantes.

Sous tension alternative sinusoïdale de fréquence f et de pulsation $\omega = 2\pi f$, les pertes par conduction sont caractérisées par la tangente de l'angle de perte δ .

Ce facteur est également sensible aux contaminants et aux produits de vieillissement. Une huile minérale neuve possède une valeur de $\tan \delta$ à 90°C de l'ordre de 10^{-3} alors qu'une huile altérée peut avoir une valeur de $\tan \delta$ à 90°C supérieure à 0,5 [24].

III.8.1.1.4. La rigidité diélectrique

La rigidité diélectrique (KV/cm), est la valeur maximale que peut atteindre le champ électrique dans un milieu isolant (diélectrique) avant l'apparition d'étincelles. Le claquage d'un liquide conduit à la décomposition de ses molécules par rupture des liaisons chimiques entre les atomes. Les méthodes de mesure de la tension de claquage sont décrites par les normes internationales CEI

– mesure à 50 Hz CEI 60 156 ;

– mesure en onde de choc de foudre CEI 60897.

La présence d'eau n'affecte pas la rigidité d'un liquide tant que la concentration reste inférieure à 50-60 % de la saturation. Au-delà, on observe une chute importante de la tension de claquage.[24].

L'indice d'acidité de l'huile neuve utilisée est compris entre 0,02 et 0,058 mg KOH/g d'huile.

III.8.1.2. Influence de différents paramètres sur la rigidité diélectrique

Il existe plusieurs facteurs qui ont une influence sur la valeur du champ disruptif. Parmi ces facteurs, les plus importants sont les impuretés et les gaz dissous dans le liquide, la pression hydrostatique, la configuration des électrodes, la Température, et la durée d'application de la tension. [31]

III.8.1.2.1. Humidité

La présence d'un peu d'humidité dans le liquide diminue considérablement la rigidité diélectrique de ce dernier. [31]

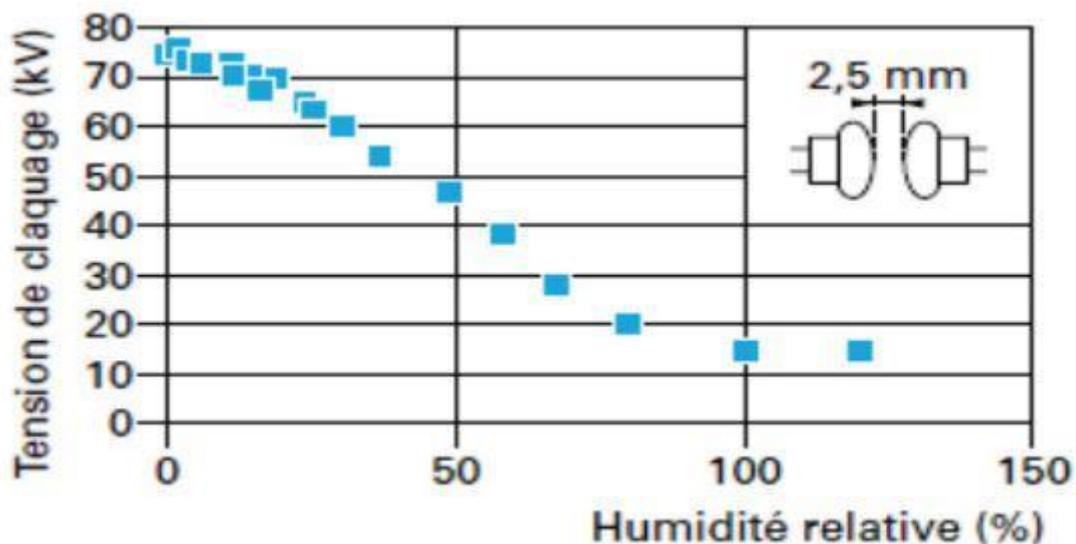


Figure III.11. Influence de l'humidité relative sur la rigidité de l'huile minérale.[30]

III.8.1.2.2. Pression hydrostatique

L'augmentation de la pression hydrostatique améliore la rigidité diélectrique du liquide. [31]

III.8.1.2.3. Distance entre les électrodes

En augmentant la distance entre les électrodes, la tension de claquage augmente mais la rigidité diélectrique du liquide diminue. Dans le cas de champ électrique non uniforme, lorsque la tension appliquée dépasse un certain seuil, l'effet de couronne apparaît (formation de streamers). [31]

III.8.1.2.4. Température

L'influence de la température est double. En augmentant la température, la concentration de gaz et de l'humidité diminue dans le liquide. Cependant, les conditions pour avoir un claquage thermoélectrique s'améliorent. Cette influence de double effet, fait apparaître un maximum local dans la caractéristique représentant la variation de la tension de claquage en fonction de la dans la caractéristique représentant la variation de la tension de claquage en fonction de la température. [31]

III.8.1.2.5. Nombre de claquages

Il a été observé par plusieurs chercheurs, que la tension de claquage de l'huile, dans un système de configuration donnée, augmentait en fonction du nombre d'essais, restait ensuite constante et puis diminuait. Le nombre d'essais variait de 20 à 40.

Ceci peut être expliqué par l'élimination des bulles de gaz par les premiers claquages, cependant des claquages répétés et nombreux détériorent le liquide. [31]

III.8.1.2.6. Durée d'application de la tension

Si la durée d'application de tension diminue, la tension de claquage augmente. [31]

III.8.1.2.7. Influence des écrans

Pour améliorer la rigidité diélectrique d'un système d'isolation, soit qu'on recouvre les électrodes avec une couche mince isolante, soit qu'on introduit une barrière isolante entre les électrodes. Il existe une position optimale de la barrière dans l'intervalle, pour laquelle la rigidité du système est la plus élevée. Dans le cas du système pointe-plaun,

l'augmentation est observée dans les cas de la pointe sous haute tension de polarité positive ou alternative 50Hz, lorsque la barrière est située à proximité de la pointe.

[31]

III.8.2. Fonction transfert de chaleur

Bien que son rendement soit exceptionnellement élevé (99 à 99.9%), un transformateur ne peut échapper à la perte d'énergie qui accompagne toute conversion. L'énergie perdue se dissipe sous forme de chaleur nécessitant ainsi le refroidissement de l'appareil. En raison des pertes, les températures de chacun des éléments s'élèvent jusqu'à établissement d'un équilibre entre les vitesses de production et d'évacuation de la chaleur.

La chaleur à évacuer est véhiculée par circulation naturelle ou forcée de l'huile, vers les radiateurs extérieurs. Un dispositif de refroidissement bien dimensionné permet d'éviter la formation de points chauds grâce à une circulation importante et bien régulée.

Le refroidissement se fait par convection et par conduction thermique, et les principales caractéristiques qui permettent de juger l'aptitude d'une huile à évacuer la chaleur, sont la viscosité, la conductivité thermique et la chaleur spécifique.[20, 21, 22].

III.8.3. Fonctions d'extinction

Les huiles peuvent être aussi utilisées pour leur pouvoir extincteur d'arcs électriques (dans les chambres de coupure des commutateurs en charge et de certains disjoncteurs), en raison de leur pouvoir lubrifiant pour les matériels renfermant des pièces en mouvement (sélecteurs de prises, pompes immergées) et dans certains cas pour améliorer la résistance au feu, comme c'est le cas dans les transformateurs de distribution à proximités de la population. Enfin, elles servent à ralentir l'oxydation directe de l'isolation cellulosique [20, 25, 22].

III.9. Choix de l'huile

Pour assurer une durée de vie correcte à une huile isolante, lorsque les conditions de son utilisation sont connues, il Ya lieu de veiller à faire le bon choix de celle-ci. En effet, un service efficace nécessite la sélection d'une huile ayant les propriétés requises pour l'équipement dans lequel elle sera mise en œuvre. C'est ainsi que dans les gros transformateurs HT à forte charge, dédiés au transport, on requiert des huiles de qualité

supérieure répondant à des exigences très sévères. En effet en pareil cas, il faut ajouter aux contraintes électriques, la très grande quantité d'huile mise en œuvre.[32]

III.10. Echantillonnage

Le choix d'un échantillon d'huile pour une analyse à des fins de diagnostic est une procédure délicate qui doit être effectuée avec précaution afin d'éviter toute conclusion erronée.

En effet des erreurs peuvent mener à des résultats optimistes et masquer ainsi l'imminence d'une avarie alors qu'à l'inverse des résultats trop pessimistes peuvent mener à une interruption injustifiée du service. Dans les deux cas des surcoûts d'exploitation seront à déplorer. Dans le but de s'assurer de la qualité d'un échantillon d'huile prélevé d'un équipement à tester, il est nécessaire de se conformer à des procédures rigoureuses de prélèvement. Afin de lever toute ambiguïté ou incompréhension entre fabricants et exploitants, les conditions de prélèvement ont été arrêtées par la Commission Electrotechnique Internationale et sont décrites dans la norme CEI 475. [32]

III.11. Analyse de l'huile

L'huile utilisée contenue dans un transformateur recèle des informations concernant l'état général de ce dernier. Ces informations peuvent devenir accessibles à partir d'analyses. La facilité de prélèvement d'un échantillon d'huile d'un transformateur sans interruption du service s'avère être un moyen indiqué pour des vérifications périodiques en laboratoire. L'analyse d'un échantillon d'huile peut révéler des éléments dits de pré-alerte liés à la dégradation de toute l'isolation comme elle peut donner des informations sur les points chauds, les défauts électriques ou les problèmes impliquant des pièces mécaniques [10]. Toute les informations recueillies pourront alors être mises à profit et servir de guide à la mise en œuvre de mesures correctives capables d'éviter des problèmes de plus grande acuité. [32]

III.11.1. Caractéristiques à analyser

Lorsque l'on procède à l'analyse d'une huile minérale, différentes caractéristiques du produit peuvent être soumises à examen. Nous donnons ici un abrégé des

caractéristiques utiles à l'appréciation d'une situation par l'ingénieur en charge de l'entretien des équipements. [32]

III.11.1.1. Couleur et aspect

La couleur et l'aspect fournissent rapidement des informations utiles qui peuvent être obtenues sur site. Une personne expérimentée peut remarquer immédiatement un phénomène anormal. Si l'on s'intéresse aussi à l'odeur, il est possible de rassembler de nombreuses informations utiles. C'est ainsi qu'une couleur sombre indiquera que le processus de dégradation de l'huile est entamé. Si l'on s'intéresse aussi à l'odeur, nous notons que lorsque celle-ci est mauvaise elle est révélatrice de processus d'amorçage ayant abouti à un claquage partiel de l'huile. [32]

III.11.1.2. Tension de claquage en courant alternatif

La tension de claquage en courant alternatif est une mesure importante de la capacité de l'huile à supporter une contrainte électrique. La mesure de cette caractéristique se fait à l'aide d'un spintermètre à électrodes sphériques. Cette tension est fortement influencée par la présence d'humidité ou autres impuretés se présentant sous forme de corps étrangers. Cette tension de claquage doit nécessairement être vérifiée lors du remplissage de la cuve. Par la suite il sera procédé à des vérifications périodiques pour se rendre compte de l'évolution de ce paramètre. [32]

III.11.1.3. Teneur en eau

La présence d'eau dans l'huile affectera la capacité d'isolation de celle-ci. Cependant, il y a lieu de noter que la présence d'humidité dans l'huile renseigne également sur l'état de dégradation des composants celluloseux que sont les papiers participant à l'isolation dans le transformateur. La prise en compte du fait que l'apparition d'eau dans les papiers d'isolation est révélatrice de leur état, nous comprenons mieux l'utilité des tests portant sur des échantillons d'huile prélevés dans des transformateurs en service. [33]

La mesure de la teneur en eau de l'huile neuve étudiée a donné une quantité d'eau de 30 p.p.m.

III.11.1.4. Indice de neutralisation

L'indice de neutralisation fournit des renseignements sur le degré d'acidité de l'huile. La mesure de cet indice se fait au moyen de la quantité d'une substance basique, en l'occurrence KOH, nécessaire pour atteindre la neutralité chimique de l'huile. Une valeur élevée ou croissante indique que l'huile a commencé à se dégrader par oxydation. Une valeur élevée de l'acidité génère des ions modifiant la conductivité et peut même donner lieu à des processus de saponification pouvant affecter les propriétés diélectriques de l'huile. [32]

III.11.1.5. Facteur de pertes diélectriques et résistivité

Ces paramètres sont sensibles aux contaminants et aux produits de décomposition provenant du vieillissement de l'équipement. Le facteur de pertes est donné par $\tan \delta$. L'angle δ , défaut de quadrature entre tension et courant, dépend de la permittivité, de la résistivité et des processus de polarisation. La valeur $\tan \delta$ est une donnée fondamentale pour les huiles de transformateur et doit, dans les conditions normales, demeurer inférieure à 10^{-3} [34]. La résistivité, mesurée en continu peut apporter de précieuses informations sur l'éventuelle présence de porteurs de charges, conséquence d'une dégradation par décharges partielles ou échauffements localisés. [32]

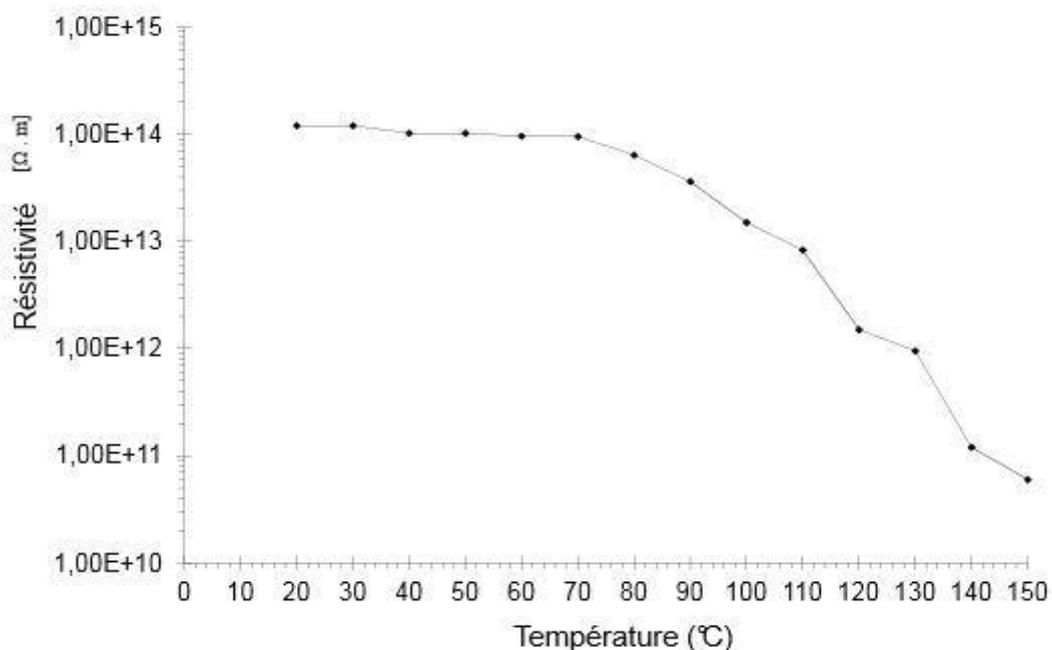


Figure III.12. Variation de la résistivité en fonction de la température

III.11.1.6. Tension interraciale

Cette tension représente les forces s'exerçant sur une particule de la part de l'huile. Sa mesure est d'une extrême délicatesse, mais elle peut, en association avec le facteur de dissipation diélectrique, donner un signal d'avertissement précoce d'un début de dégradation d'une huile. [32]

III.12. Différentes technologies de coupure dans l'huile

III.12.1. Disjoncteurs à grand volume d'huile

Dans les premiers appareils utilisant l'huile, l'arc se développait librement entre les contacts créant des bulles de gaz non confinées. Afin d'éviter des amorçages entre phases ou entre bornes et masse, ces bulles ne doivent en aucun cas atteindre la cuve ou se rejoindre (Figure III.13).

Les appareils dimensionnés en conséquence, atteignent des dimensions extrêmement grandes. Outre l'encombrement, ces appareils ont de nombreux inconvénients tel le manque de sécurité à cause de l'hydrogène produit qui s'accumule sous le couvercle, la maintenance élevée nécessaire pour veiller à la pureté de l'huile et au maintien de ses propriétés diélectriques. Pour parer ces inconvénients (manque de sécurité, appareils encombrants), les constructeurs ont créé les disjoncteurs à faible volume d'huile. [35]

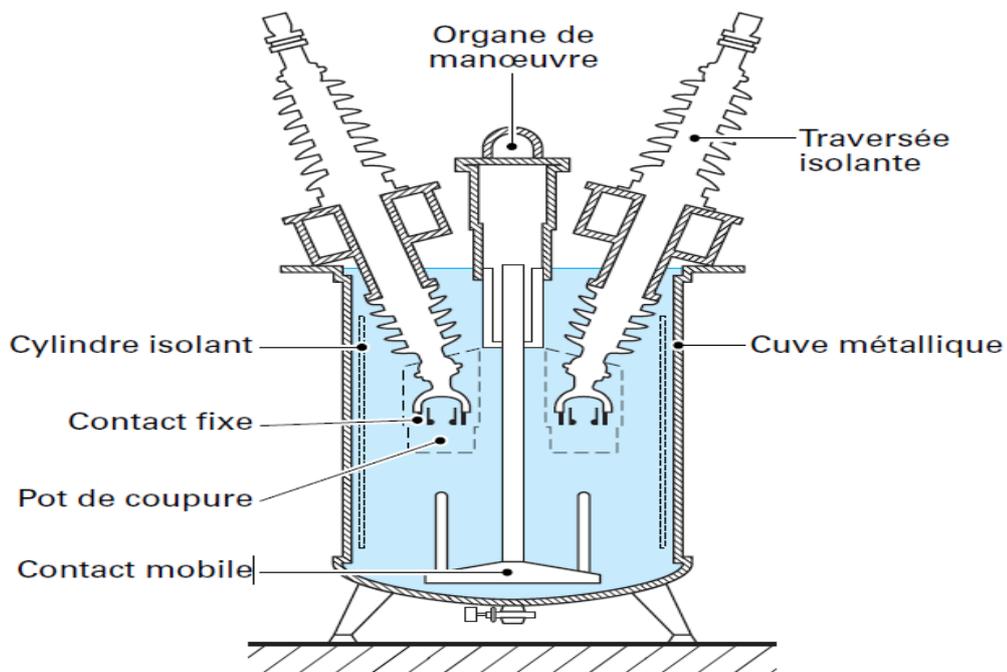


Figure III.13. Disjoncteur à gros volume d'huile. [42]

III.12.2. Disjoncteurs à faible volume d'huile

L'arc et la bulle sont confinés dans un pot de coupure isolant. La pression du gaz augmente lors du passage de l'arc dans une succession de chambres puis, quand le courant passe par zéro, se détend à travers une buse sur la zone d'arc. Celui-ci est alors énergiquement balayé, ce qui assure la restauration des propriétés diélectriques inter contacts. [35]

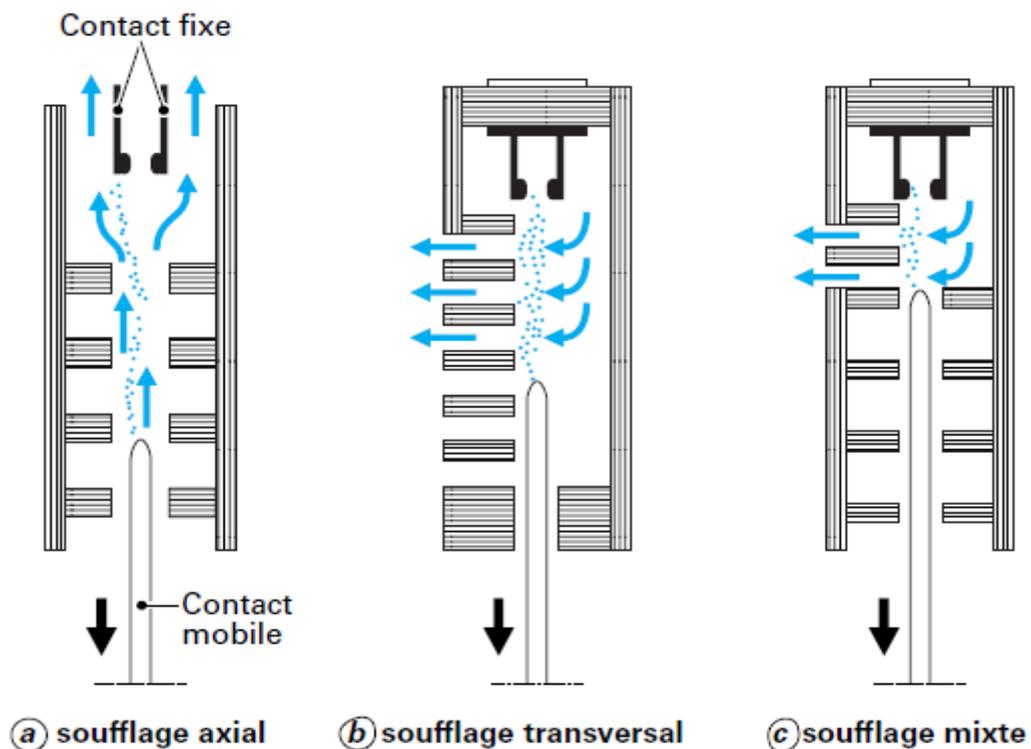


Figure III.14. Pots de coupure des disjoncteurs à faible volume d'huile. [42]

III.12.2.1. Caractéristiques principales des disjoncteurs à faible volume d'huile

La valeur du courant de court-circuit ou du courant assigné impose un diamètre minimal du contact mobile. La longueur du pot de coupure et la course de l'équipage mobile sont quasiment proportionnelles à la tension appliquée. Pour éviter les pressions excessives, le temps d'arc minimal pour la coupure d'un grand courant doit être inférieur à 10 ms et il doit rester inférieur à 40 ms pour les courants critiques.

L'enveloppe isolante du pot de coupure doit, en outre, être conçue pour supporter les pressions très élevées engendrées par des défauts consécutifs, car la diminution de

pression demande environ une seconde. Cependant malgré la réduction du volume d'huile, cette technique présente encore certains inconvénients

- La décomposition de l'huile n'est pas réversible.
- La dégradation de l'huile et l'usure des contacts détériorent la tenue diélectrique entraînant des coûts supplémentaires de maintenance.
- En cas de refermeture rapide le pôle reste à pression élevée et son PdC diminue.
- Le risque d'explosion et d'inflammation n'est pas complètement écarté. [35]

III.13. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons évacué les deux milieux diélectrique (Huile – SF₆) dans le disjoncteur HT. Aussi qu'on a constaté la différence entre les deux matériaux. En fin nous avons réduit que un disjoncteur à SF₆ est avantageux par rapport disjoncteur à huile.

CHAPITRE IV

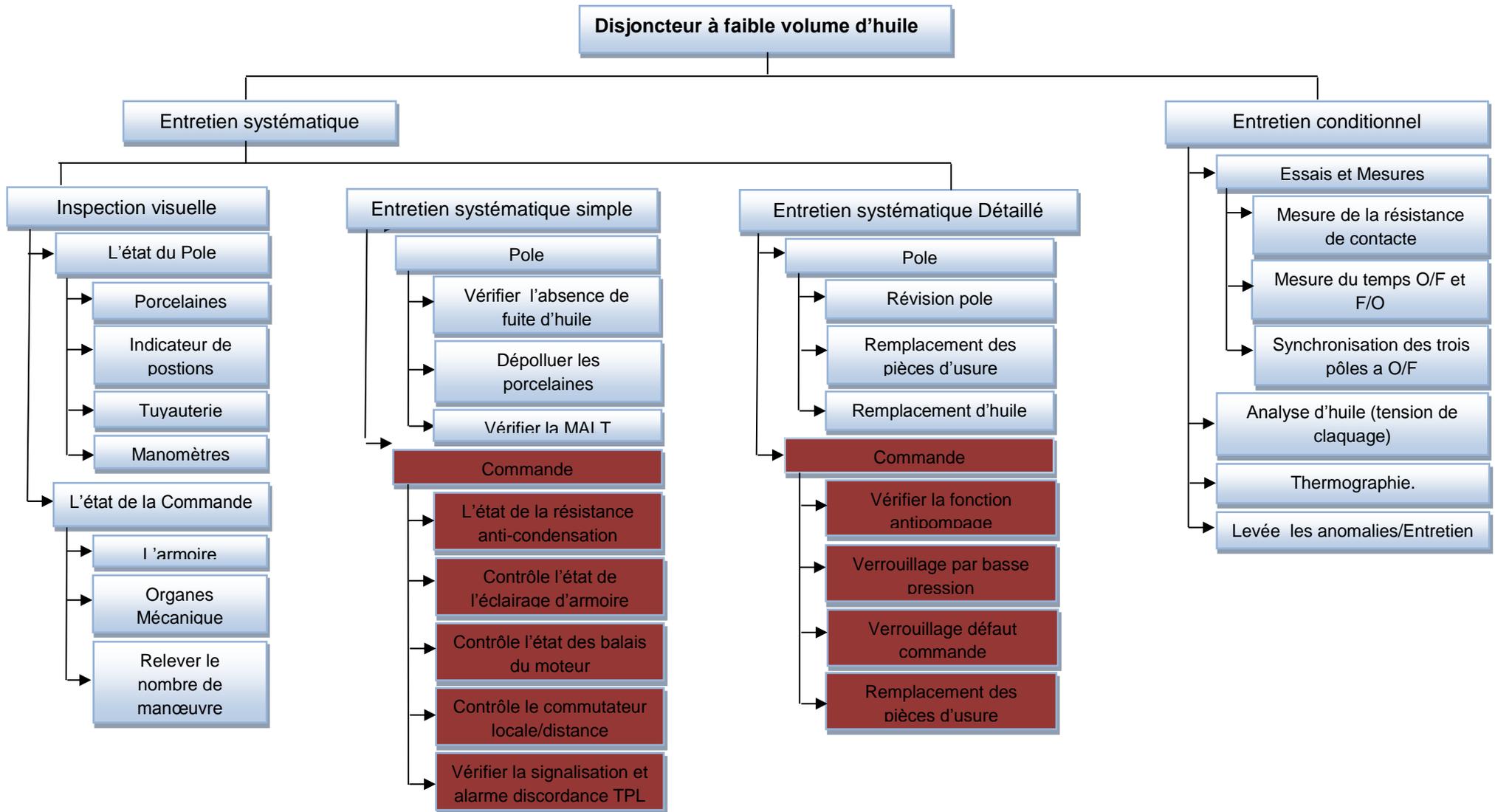
LA

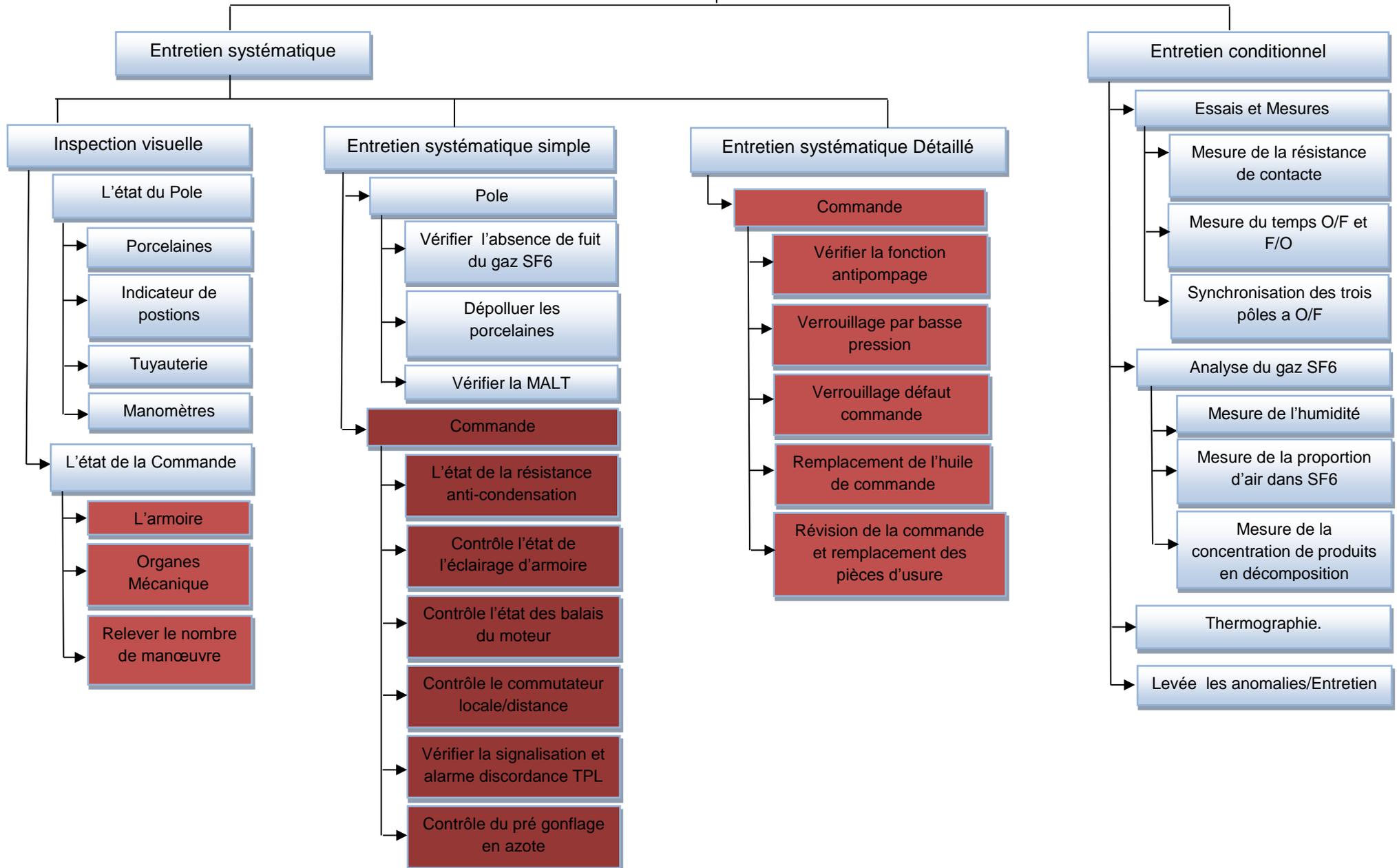
MAINTENANCE

IV.1. Introduction

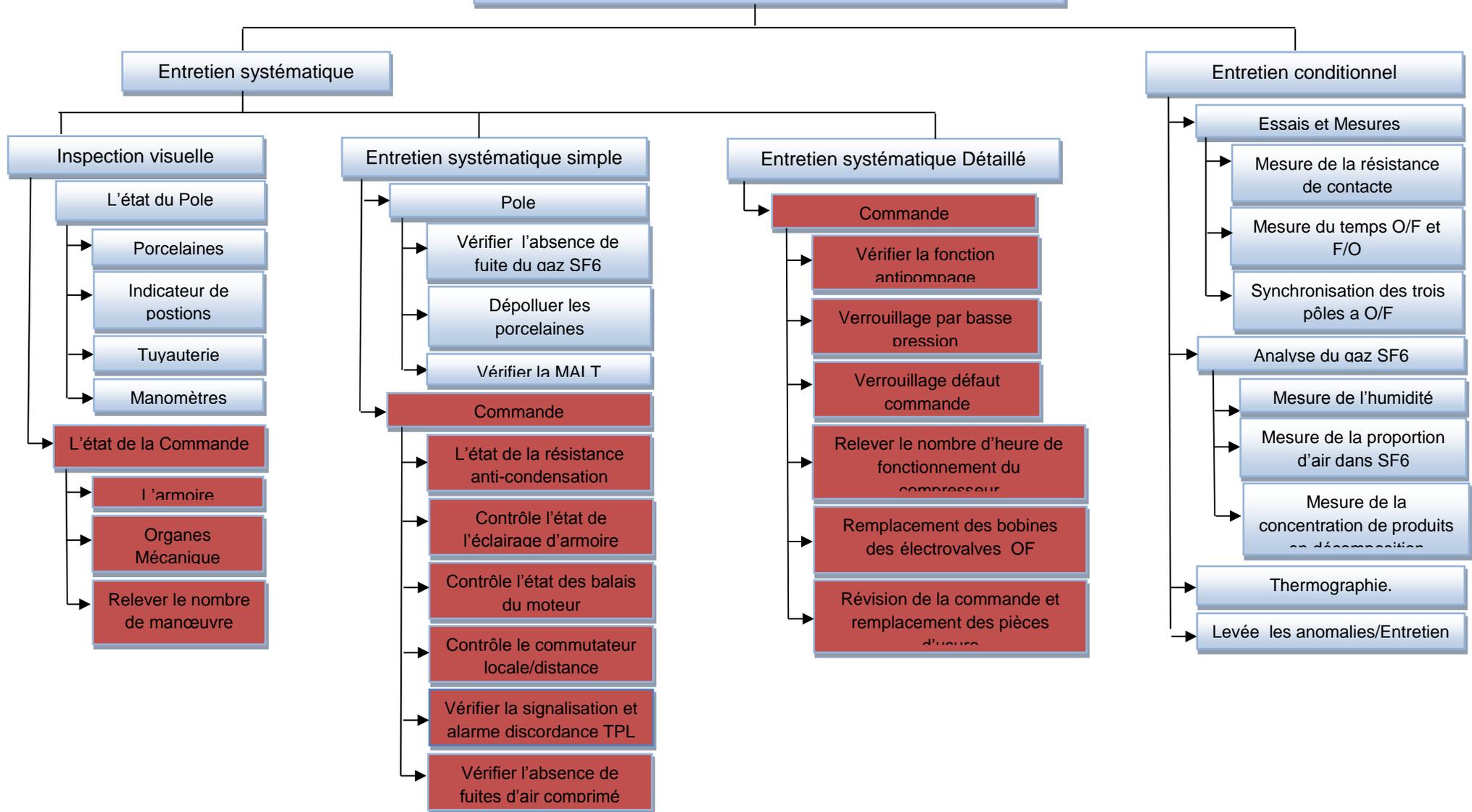
Il est nécessaire d'effectuer La maintenance, la mise en service, l'entretien et le montage des équipements exclusivement par une personne qualifiée, formée et spécialisé en électrotechnique, ou sous la direction et la surveillance d'une telle personne. En conformité avec les règlements en vigueur en matière d'électrotechnique avant le début des travaux sur le disjoncteur, celui-ci ainsi que tout élément actif avoisinant doivent être mis hors tension et bloqués pendant la durée des travaux.

IV.2. Plan de maintenance. [44]





Disjoncteur à SF6 à commande pneumatique



IV.3. La Maintenance Préventive. [44]

L'entretien préventif prend en compte l'état actuel du matériel. On vérifie l'état du disjoncteur par des inspections et des tests. En complétant ceux-ci par des statistiques et l'expérience accumulée, on peut planifier l'entretien des disjoncteurs.

Les entretiens préventifs ont pour objectif d'augmenter la fiabilité, la durée de vie et l'utilisation d'outil de diagnostic permet la planification d'action de maintenances conditionnelles.

La maintenance préventive des disjoncteurs englobe

- La maintenance systématique
 - Inspections Routinières.
 - L'entretien systématique Simple.
 - L'entretien systématique Détaillé.
- La maintenance conditionnelle

IV.3.1. La Maintenance Systématique**IV.3.1.1. L'inspection routinière (sous tension)**

Les inspections routinières sont effectuées par le personnel exploitant, leurs objectifs et de contrôler l'état visuel du disjoncteur et de faire un certain nombre de relevés (nombre de manœuvre, pression,...).

Les opérations effectuées durant l'inspection routinière du pôle visent à vérifier son état à la recherche d'éventuels anomalies ou défauts tels que les fêlures, les fuites du diélectrique et l'état des différents indicateurs.

La commande est inspectée à la recherche de corrosion des organes mécaniques, de mauvais contacts de la filerie, la vérification de l'état du circuit de raccordement du disjoncteur au réseau de terre, l'état des organes de commande ainsi que la vérification du fonctionnement du compresseur dans le cas des disjoncteurs à air comprimé.

IV.3.1.2. L'entretien systématique simple (hors tension)

Effectué périodiquement selon le plan de maintenance, l'entretien systématique hors tension du disjoncteur permet avant tout de prévenir les pannes et d'améliorer la fiabilité.

Une bonne préparation de l'entretien permet de réduire les dysfonctionnements du disjoncteur, avant toute opération d'entretien il est donc important de veiller à une bonne préparation de l'entretien par

- La consultation du dernier rapport d'entretien.
- La préparation des pièces de rechanges nécessaires,
- La préparation du matériel et outils nécessaires.

L'entretien des disjoncteurs est effectué selon les procédures, modes opératoires et fiches d'intervention en vigueur.

Ce contrôle permet de vérifier l'état général du disjoncteur à la recherche des défauts au niveau des supports, des massifs et des raccords (MALT, prises de courant).

IV.3.1.2.1. Cas des disjoncteurs à SF6

La vérification de la pression du SF6 dans les pôles Consiste à

- lire la pression affichée sur le manomètre de chaque pôle du disjoncteur.
- relever les alarmes "complément de remplissage" si celles-ci existent.

En cas d'alarme de baisse pression SF6 suite à une fuite, il faut faire un complément de remplissage et localiser la fuite en vue de sa réparation. Pour cette opération, le disjoncteur est normalement hors service mais pouvant aussi être réalisé sous tension, cette opération doit être réalisée par un personnel dûment qualifié.

Si l'alarme redéclenche au bout d'un certain temps, cela signifie la présence d'une fuite au niveau de l'enceinte à gaz et qu'il est nécessaire de localiser et de réparer.

Si la pression du gaz SF6 dans le disjoncteur chute au point que l'extinction parfaite de l'arc ne puisse plus être assurée, le verrouillage de fonctionnement intervient. Dans ce cas, aucune manœuvre n'est permise avant d'effectuer l'appoint en SF6.

IV.3.1.2.2. Cas des disjoncteurs à huile

IV.3.1.2.2.1. Le contrôle de niveau d'huile

Il consiste à vérifier dans chaque pôle du disjoncteur en tenant compte de la température ambiante, le niveau d'huile

- au niveau médian du voyant pour $t = 15^{\circ}\text{C}$ à 20°C ,
- au niveau inférieur du voyant pour $t = -30^{\circ}\text{C}$,
- au niveau supérieur du voyant pour $t = +50^{\circ}\text{C}$.

Si le niveau d'huile est tombé en dessous de la marque minimum, il y a lieu de le ramener à sa hauteur initiale par addition d'huile traité.

Avant d'effectuer un complément, il faut contrôler la rigidité diélectrique et l'aspect de l'huile contenue dans le disjoncteur.

Le contrôle du niveau d'huile s'effectue selon ce qui suit

1. desserrer la vis ou la vanne de vidange,
2. laisser écouler une petite quantité d'huile avant de prélever un échantillon.
3. Mesure la rigidité d'huile avec le spintermètre.

Si la rigidité est bonne, effectuer un complément de remplissage avec une huile neuve ou identique à celle contenue dans l'appareil.

Si la rigidité diélectrique est mauvaise, vidanger l'huile et remplacer la par une huile neuve.

On effectue le remplissage en huile de la façon suivante :

1. enlever le boulon vissé dans le couvercle supérieur,
2. verser lentement l'huile par l'orifice ainsi ménagée,
3. terminer le remplissage dès que l'indicateur du niveau atteint la marque adéquate en fonction de la température ambiante.

L'huile versée en trop peut être facilement soutirée grâce au dispositif de vidange logé dans le couvercle inférieur.

IV.3.1.3. L'entretien systématique détaillé (hors tension)

L'entretien systématique détaillé se base principalement sur des interventions programmées sur les disjoncteurs dans le but de mieux prévenir les défaillances en exploitation et d'augmenter l'espérance de vie du disjoncteur et ce par des contrôles d'état et de fonctionnement plus complet.

L'entretien systématique détaillé consiste à refaire l'ensemble des opérations réalisées lors d'un entretien systématique simple, complétées par des vérifications plus poussées de certains organes telle que le remplacement de l'huile pour les disjoncteurs à coupure dans l'huile, l'analyse du gaz SF₆, le remplacement des pièces usées et des mesures de diagnostic poussées.

IV.3.1.3.1. Contrôle de l'état général du disjoncteur

Ce contrôle permet de vérifier l'état général du disjoncteur à la recherche des défauts au niveau des supports, des massifs et des raccords (MALT, prises de courant).

Effectué périodiquement selon le plan de maintenance, l'entretien systématique hors tension du disjoncteur permet avant tout de prévenir les pannes et d'améliorer la fiabilité.

Une bonne préparation de l'entretien permet de réduire les dysfonctionnements du disjoncteur, avant toute opération d'entretien il est donc important de veiller à une bonne préparation de l'entretien par

- La consultation du dernier rapport d'entretien.
- La préparation des pièces de rechanges nécessaires,
- La préparation du matériel et outils nécessaires.

IV.3.1.3.2. Entretien du pôle

Le pôle est l'organe du disjoncteur responsable de la coupure du courant, son entretien consiste à vérifier l'absence de fêlure ou de casse de la porcelaine, l'absence de fuite du diélectrique et la dépollution, le bon fonctionnement des manomètres ainsi que l'état et le bon serrage des raccords au niveau des prises inférieurs et supérieurs et l'état de la tuyauterie.

Toute fuite doit être levée avec appoint de gaz ou d'huile.

IV.3.1.3.3. Révision du pôle

Le disjoncteur doit pouvoir fonctionner de manière satisfaisante à tout courant d'établissement et de coupure et à sa tension assigné, de même qu'il doit pouvoir couper des courants de défaut de valeur très élevés.

La révision du pôle repose sur

- Le démontage des pôles après désaccouplement de la commande.
- La vérification du pot de coupure (chambre de soufflage).
- La vérification des contacts elle consiste à vérifier l'existence de traces d'usure aussi bien sur le contact principal que le contact d'arc et remplacement éventuel.
- La vérification de la tige isolante et son remplacement si nécessaire (présence de traces d'amorçage ou de fissures).
- L'entretien des colonnes isolantes les colonnes isolantes doivent subir un nettoyage intérieur et extérieur ainsi que la vérification d'existence de traces d'amorçages internes ou de fêlures et son remplacement éventuel.
- Contrôle du mécanisme de chaque pôle (tringlerie).
- Le remplacement des joints.
- Remontage du pôle.
- La vérification de la course de la tige de contact mobile (selon la cote donné par le constructeur).

Pour les disjoncteurs à l'huile il faut vérifier la rigidité diélectrique de l'huile qui doit être supérieure à 35kV, si elle est inférieure alors il est nécessaire de la remplacer.

IV.3.1.3.4. Démontage des pôles

1. démonter les câbles haute tension des prises de courant,
2. désaccoupler les pôles de la (les) commande (s),
3. transporter les pôles dans un atelier, à l'abri des intempéries
4. fixer les pôles verticalement.
5. avant le démontage du pôle, déposer la tige de contact avec le tirant.

IV.3.1.3.5. Vérification du pot de coupure (chambre de soufflage)

1. déposer le couvercle supérieur,
2. nettoyer le grillage du tube d'échappement des gaz et le grillage de conduit. (si existe),
3. déposer l'ensemble du porte-contact fixe – pot de coupure supérieur ou chambre de soufflage (bien verticalement),
4. séparer le pot de coupure du porte-contact,
5. vérifier l'état du pot de coupure supérieur et nettoyer le à l'huile propre.

IV.3.1.3.6. Vérification des contacts

1. vérifier le contact fixe supérieur, le nettoyer et remplacer les pièces d'usure pare-étincelles et doigts de contact fixe supérieur (limite d'usure précisée),
2. remonter le pot de coupure sur le porte-contact fixe supérieur.
3. vérifier l'embout pare-étincelles du contact mobile avec nettoyage ou remplacement.

IV.3.1.3.7. vérification du cylindre isolant

1. contrôler l'aspect du cylindre isolant,
2. mesurer l'isolement du cylindre isolant si la mesure indique un isolement $< 50\,000$ m ohm, le cylindre doit être étuvé.
3. étuvage à une température de 80°C d'une durée variant de 24 à 26 heures suivant l'isolement (risque de détérioration à température supérieure).

Laisser refroidir lentement et attendre la stabilisation thermique avant d'effectuer une nouvelle mesure. Si la mesure d'isolement est toujours $< 50\,000$ m ohm, il faut alors le remplacer.

4. Rincer la chambre de coupure à l'huile propre.
5. Remonter l'ensemble porte-contact – pot de coupure supérieur.

IV.3.1.3.8. Entretien des colonnes isolantes

1. vidanger l'huile de la colonne isolante (vérifier l'absence d'eau),
pour les disjoncteurs à commande oléopneumatique, remplacer les raccords souples et vérifier les raccords rigides (liaison entre colonne isolante, vérin, commande),
2. remplir la colonne isolante avec de l'huile propre et sèche,
3. vérifier la bonne étanchéité du bouchon de remplissage et changer les joints.

IV.3.1.3.9. Contrôle du mécanisme de chaque pôle

1. démonter le couvercle de visite qui donne accès à l'intérieur du mécanisme du pôle,
2. vérifier l'absence d'eau au fond du carter du mécanisme.
3. contrôler les serrages et les goupillages,
4. vérifier les assemblages et les articulations,
5. nettoyer et graisser,
6. remplacer toute pièce de blocage déformée (ex : rondelles élastiques, bagues d'arrêt, joints déformés ou endommagés).

IV.3.1.3.10. Remontage du pôle

1. On procède au remontage du pôle dans l'ordre inverse du démontage, en Changeant toute les joints d'étanchéité.

IV.4. Entretien conditionnel [44]

La maintenance conditionnelle a pour objectif de réduire la probabilité de défaillance ou de dégradation du service grâce à une évaluation de la condition de vie de l'équipement. Elle est subordonnée à des actions prédéterminées dites de « Diagnostic », permettant de révéler l'état d'un élément. Son but est aussi de réduire la maintenance systématique et d'éviter les interventions d'urgences en exploitant.

Tableau IV.1. Entretien conditionnel

Ensemble	Actions de diagnostic	Informations sur l'état du disjoncteur	Fréquence
Pôle	Analyse du gaz SF6 (point de rosé et produits de décomposition)	Diélectriques	06ans*
	Thermovision	Mesure température	06 mois/1ans
	Mesure du temps d'ouverture et de fermeture	Temps	Lors de l'entretien détaillé
	Mesure de résistance de contact statique et dynamique	Electrique	
Commande	Synchronisation des trois pôles	Mécanique	

* cette fréquence sera revue à la baisse pour les disjoncteurs présentant des fuites.

Ces analyses sont complétées par l'analyse des événements tels que l'analyse des incidents, l'historique de la maintenance et le nombre de manœuvres...etc.

IV.5. Les Mesures [44]

Les mesures à réaliser sont

IV.5.1. Mesure du temps d'ouverture et de fermeture du disjoncteur

Cette action consiste à mesurer le temps d'ouverture et de fermeture du disjoncteur pour le cycle O/F, OFO, F/O et de les comparer avec les mesures prescrites par le constructeur.

IV.5.2. Mesure de la résistance des contacts principaux des disjoncteurs

Cette mesure est utilisée pour apprécier l'état des contacts principaux du disjoncteur. Pour cela on utilise soit la méthode du voltmètre-Ampèremètre, soit un pont de résistance ou un Micro-ohmmètre.

Si la valeur de la résistance du contact mesurée dépasse la valeur prescrite il faudra refaire la mesure après 5-10 manœuvres consécutives d'ouverture et de fermeture. Si la résistance

du contact est encore supérieure à la valeur prescrite, vérifier la course de la tige de contact mobile, sinon ouvrir le pôle et vérifier les organes internes.

IV.5.3. Mesure de la résistance dynamique

Alors que la mesure de la résistance en mode statique permet de donner l'état des contacts principaux, la mesure de la résistance en mode dynamique permet de donner l'état des contacts d'arc du disjoncteur.

En effet les disjoncteurs haute tension sont dotés de deux types de contacts

- Les contacts principaux qui permettent le passage du courant de charge,
- Les contacts d'arc composés de 75% de tungstène et de 25% de cuivre. Ces contacts peuvent être le siège d'érosion sous effet de l'arc électrique ou de perte de serrage ; d'où la nécessité de mesurer la résistance dynamique de contact, cette mesure doit être réalisée durant l'ouverture du disjoncteur, elle nécessite une source de courant stable (avec des courant injecté de l'ordre de 700A),

Pour les disjoncteurs à multi-chambres la mesure doit être réalisée pour chaque chambre de coupure.

IV.6. vérification de la synchronisation des trois pôles à l'ouverture et la fermeture

La vérification de la synchronisation des pôles d'un disjoncteur mono-tripolaires consiste en la mesure des temps d'opération mécanique du disjoncteur, dans le but de vérifier et valider son bon fonctionnement mécanique.

IV.7. Ouverture et de fermeture du disjoncteur [44]

IV.7.1. Réalisation d'un cycle FO à distance

La commande du disjoncteur est équipée d'un sélecteur " local / distance " qui permet de choisir le mode de commande.

Une fois le mode «distance» sélectionné on alimente le circuit auxiliaire de la commande et on met le dispositif d'armement en marche, ensuite on donne les ordres d'ouverture et de fermeture à distance, à chacune des deux manœuvres on vérifie l'accomplissement des ordres et les indicateurs de position sur chaque pôle.

IV.7.2. Réalisation de trois cycles FO par simulation d'un défaut monophasé sur chacune des phases

Ces essais s'effectuent par simulation d'un défaut monophasé sur chacune des phases à partir des protections du départ. Cela permet de contrôler le fonctionnement des réenclencheurs.

IV.8. Instructions relatives au remplissage du disjoncteur en SF6 [44]

Le complément de remplissage en SF6 s'effectue à partir d'une bouteille d'appoint ou avec un appareil de maintenance de SF6 spécialement destiné pour cela. En cas de remplissage avec une bouteille, il est conseillé d'utiliser un dispositif complet de remplissage.

Il faut faire attention à la teneur du gaz contenu dans la bouteille en humidité et en air. Le gaz de remplissage doit répondre aux recommandations des normes **CEI 60376 A** et B, "Spécifications et réception de l'hexafluorure de soufre neuf".

Le dispositif de remplissage doit obligatoirement avoir une soupape de sécurité réglée sur une pression de fonctionnement de 8 bar/ 0,8 MPa. Cette soupape permet d'éviter de soumettre les enceintes à gaz à des contraintes exagérées dues à une pression de SF6 trop élevée.

Pour remplir le disjoncteur en SF6, il faut le mettre en position "ouvert" et procéder comme suit

1. Ouvrir la valve de la bouteille du SF6.
2. Ouvrir lentement le détendeur pour laisser échapper du gaz, ce qui permet de rincer le tuyau. Après 5 secondes refermer le détendeur.
3. Relier immédiatement le flexible du dispositif de remplissage au raccord de remplissage du disjoncteur.
4. Remplir progressivement le pôle jusqu'à la pression assignée qui correspond à la courbe "pression de remplissage en SF6 et seuils de commutation du densistat".
5. Contrôler la procédure de remplissage au moyen du manomètre de précision du dispositif de remplissage (manomètre étalon). La pression de remplissage peut être de 0,3 bars/ 0,03 MPa supérieure à la pression assignée du diagramme. Les 0,3 bars/ 0,03 MPa supplémentaires sont destinés pour compenser les pertes lors du contrôle final.



Figure IV.1. bouteille de sf6.[23]

IV.9. Analyse du gaz SF6 [44]

IV.9.1. Mesure de l'humidité

La mesure du point de rosée à la pression normale du gaz dans le disjoncteur est effectuée chaque 02 ans ou 5000 opérations mécaniques de Fermeture-Ouverture. Le degré d'humidité du SF6 peut être mesuré avec un hygromètre à point de rosée courant gradué en degrés Celsius.

Tableau IV.2. Les températures de point de rosée correspondant à l'humidité maximale admissible à la pression de service

Seuil critique d'humidité	-5°C
Humidité maximale admissible à la mise en service ou en service	-10°C

Si la température du point de rosée mesurée est supérieure à -10°C le SF6 doit être séché.

IV.9.2. Mesure de la proportion d'air dans le SF6

Lors d'un remplissage neuf et après des travaux de maintenance le pourcentage d'air dans le gaz SF6 ne doit pas dépasser 5% mesurable à l'aide d'un appareil qui mesure la concentration volumique du gaz SF6.

IV.9.3. Mesure de la concentration en produits de décomposition

Permet grâce à une analyse chromatographie de mesurer la concentration en produit de décomposition dans le SF6, cette mesure peut renseigner sur la nécessité de remplacer ou régénérer le SF6.

IV.10. État du gaz SF6 [44]

Le SF6 prélevé sur le matériel électrique en service contient plusieurs types d'impuretés. Certaines d'entre elles étaient déjà présentes dans le gaz neuf à la suite du processus de fabrication. La nature de ces impuretés et les quantités acceptables sont données par norme la CEI 60376 et la CEI 61634.

Les impuretés supplémentaires attendues dans le SF6 prélevé sur le matériel proviennent à la fois du traitement du gaz et du fonctionnement du matériel.

Tableau IV.3. Origine des impuretés du SF6.

Situation et utilisation du SF6	Sources des impuretés	Impuretés éventuelles
Pendant le traitement et en service	Fuites et évacuations incomplètes désorption	Air, Huile, H ₂ O
Fonction isolante	Décharges partielles effet de couronne et émission d'étincelles	HF, SO ₂ , SOF ₂ , SO ₂ F ₂
Matériel de coupure	Erosion d'arc de coupure	H ₂ O, HF, SO ₂ , SOF ₂ , SOF ₄ , SO ₂ F ₂ , CuF ₂ , SF ₄ , WO ₃ , CF ₄ , AlF ₃
	Erosion mécanique	Poussières de métal, particules
Arc interne	Fusion et décomposition de matériaux	Air, H ₂ O, HF, SO ₂ , SOF ₂ , SOF ₄ , SO ₂ F ₂ , SF ₄ , CF ₄ Poussières de métal, particules AlF ₃ , FeF ₃ , WO ₃ , CuF ₂

IV.10.1. Niveaux maximums d'impuretés acceptables pour le SF6

Le gaz disponible sur le marché contient des impuretés données dans le Tableau 2.5. Ce tableau fait également référence à des méthodes d'analyses pour mesurer les quantités d'impuretés, en indiquant les niveaux de précision correspondants.

Tableau IV.4. Niveaux maximums d'impuretés acceptables.

Contenu	Spécification	Méthodes d'analyse (liste indicative et non exhaustive)	précision
Air	2 g/kg [note 1]	Absorption infrarouge	35 mg/kg
		Chromatographie en phase gazeuse	3-10 mg/kg
		Mesure de la densité	10 mg/kg
CF ₄	2400 mg/kg [note 2]	Chromatographie en phase gazeuse	9 mg/kg
H ₂ O	25 mg/kg [note 3]	Mesure gravimétrique	0.5 mg/kg [note 5]
		Mesure électrolytique	2-15 mg/kg
		Mesure du point de rosée	1°C
Huile minérale	10 mg/kg	Mesure photométrique	<2 mg/kg
		Mesure gravimétrique	0.5 mg/kg [note 5]
Acidité totale exprimée en HF	1 mg/kg [note 4]	Titrage	0.2 mg/kg
NOTE 1 2 g/kg est équivalent à 1% en volume dans des conditions normales (100 k Pa et 20°C)			
NOTE 2 2400 mg/kg sont équivalents à 4000 µl/l dans des conditions normales (100k Pa et 20°C)			
NOTE 3 25 mg/kg sont équivalent à 200 µl/l et à un point de rosée de -36°C dans des conditions normales (100kPa et 20°C)			
NOTE 4 1 mg/kg est équivalent à 7.3 µl/l dans des conditions normales (100kPa et 20°)			
NOTE 5 dépend de la taille de l'échantillon.			

En raison des niveaux maximums d'impuretés qui peuvent être présentes dans le SF6, la quantité de SF6 dans un conteneur (mesurée en phase liquide) doit être supérieure à 99,7 % en masse.

IV.11. Les traitements de gaz sf6 [44]

IV.11.1. Sécurité les bons réflexes

- Vérifier systématiquement la pression du gaz et prendre en compte les corrections dues à la température ambiante.
- Être attentif dans les transferts de gaz pour éviter les erreurs de manipulation.
- Assurer un bon vide.
- S'assurer périodiquement que le gaz utilisé est du SF6 le plus pur possible avec un taux acceptable d'humidité et d'air.
- Vérifier l'état de propreté des tuyaux avant utilisation, les nettoyer si besoin et les reboucher après utilisation.
- Vérifier l'état de propreté des ½ coupleurs et les nettoyer si besoin.
- Utiliser des crépines (filtres) pour casser le vide.

IV.11.2. Respecter le matériel utilisé

- Vérifier que le matériel utilisé n'a pas passé la date de validité. (manostats, tuyaux, filtres, jauge à vide, réservoirs...)
- Ranger les tuyaux et vannes en les protégeant des entrées de poussières et des risques de coupures.
- Manipuler avec précautions les stations de récupération (DILO, CIRRUS etc.) et les pompes à vides. (ouverture progressive des vannes)

L'ouverture ou la fermeture rapide des vannes crée une onde de choc qui vient se briser sur les membranes.

Ceci conduit à fragiliser les membranes, voire à les détruire, avec perte de SF6, perte de temps et coûts supplémentaires.

Retenez qu'il est impératif d'ouvrir et fermer lentement les vannes afin d'établir des montées en pression suffisamment lente pour éviter les coups de bélier.



Figure IV.2. Une membrane

IV.12. Les traitements la pompe à vide [44]

LE VIDE Faire le vide consiste à enlever l'air du compartiment et l'humidité emprisonnée dans les matériaux.

IV.13. La thermographie [44]

Les inspections par thermographie permettent la recherche de point chaud sur les connexions des raccords par la mesure à distance de la température diffusée par le disjoncteur, principalement au niveau des raccords et des points de contacts.

IV.14. Conclusion

Consignes pour le personnel d'exploitation les intervalles d'entretien prescrits ainsi que les consignes de réparation et de remplacement de pièces doit être respectés pendant le service, certaines pièces du disjoncteur sont soumises à une tension et une pression dangereuse.

CHAPITRE V

ETUDE

COMPARATIVE

V.1. Introduction

Du 12/04/2017 au 02/04/2017, nous avons effectué un stage au sein de l'entreprise SONALGAZ, la société de gestion de réseaux de transport d'électricité (GRTE) dans le service de transport de l'électricité (STE) Au cours de ce stage au département de maintenance située au BIR ELDHAB-TEBESSA.

Dans ce chapitre on a organisé notre étude comparative entre les disjoncteurs haute tension à l'extinction d'arc à huile et avec hexafluorure de soufre.

V.2. L'entreprise Et Son Secteur D'activité

Histoire de l'Électricité et du Gaz en Algérie

1947 Création de "ELECTRICITE et GAZ d'ALGÉRIE" : EGA

1969 : Création de la SOCIETE NATIONALE de l'électricité et du GAZ : SONELGAZ
Par ordonnance n°6959 du 26 juillet 1969 parue dans le journal officiel du 1er Août 1969, la Société Nationale de l'Électricité et du Gaz (SONELGAZ) est créée en substitution à EGA (1947 1969) dissout par ce même décret. L'ordonnance lui assigne pour mission générale de s'intégrer de façon harmonieuse dans la politique énergétique intérieure du pays. Le monopole de la production, du transport, de la distribution, de l'importation et de l'exportation de l'énergie électrique attribué à SONELGAZ a été renforcé. De même, SONELGAZ s'est vue attribuer le monopole de la commercialisation du gaz naturel à l'intérieur du pays, et ce pour tous les types de clients (industries, centrales de production de l'énergie électrique, clients domestiques). Pour ce faire, elle réalise et gère des canalisations de transport et un réseau de distribution

1983 : Restructuration de SONELGAZ

KAHRIF : Travaux d'électrification.

KAHRAKIB : Montage des infrastructures et installations électriques.

KANAGAZ : Réalisation des canalisations de transport et de distribution du gaz.

INERGA : Travaux de génie civil.

ETTERKIB : Montage industriel.

AMC : Fabrication des compteurs et des appareils de mesure et de contrôle.

1991 : Nouveau statut de SONELGAZ

SONELGAZ : Société Nationale d'Électricité et du Gaz change de nature juridique et devient un Établissement Public à Caractère Industriel et Commercial (décret exécutif n°91-475 du 14 Décembre 1991).

1995 : SONELGAZ (EPIC) Le décret exécutif n°95-280 du 17 Septembre 1995 confirme la nature de SONELGAZ en tant qu'établissement public à caractère industriel et commercial.

SONELGAZ est placé sous tutelle du Ministre chargé de l'énergie (article 2)

SONELGAZ est doté de la personnalité morale et jouit de l'autonomie financière (article 4).

SONELGAZ est régi par les règles de droit public dans ses relations avec l'État. Il est réputé commerçant dans ses rapports avec les tiers (article 5). Le même décret définit en son article 6 les missions de SONELGAZ :

1. Assurer la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique,
2. assurer la distribution publique du gaz, dans le respect des conditions de qualité, de sécurité et au moindre coût, dans le cadre de sa mission de service public

2002 : Sonelgaz.Spa Le décret présidentiel N° 02-195 du 1 juin 2002 fixe les statuts de la société algérienne de l'électricité et du gaz Sonelgaz.Spa, ayant pour missions :

1. La production, le transport, la distribution et la commercialisation de l'électricité, tant en Algérie qu'à l'étranger,
2. Le transport du gaz pour les besoins du marché national,
3. La distribution et la commercialisation du gaz par canalisations tant en Algérie qu'à l'étranger,
4. Le développement et la fourniture de toutes prestations en matière de service énergétiques,
5. L'étude, la promotion et la valorisation de toutes formes et sources d'énergie,

6. Le développement par tout moyen de toute activité ayant un lien direct ou indirect avec les industries électriques et gazières et de toute activité pouvant engendrer un intérêt pour

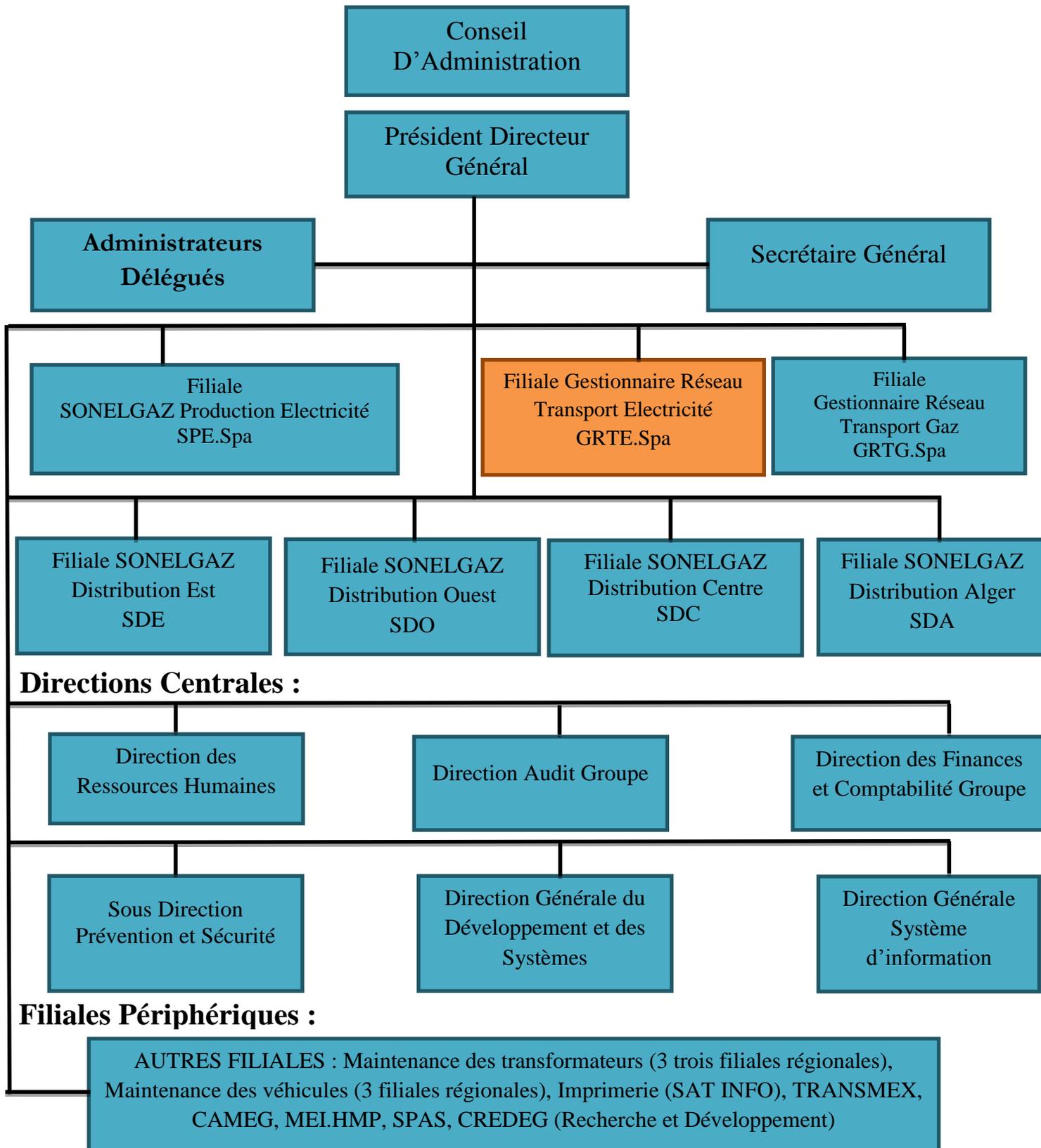
"Sonelgaz.Spa" et généralement toute opération de quelque nature qu'elle soit pouvant se rattacher directement ou indirectement à son objet social, notamment la recherche, l'exploration, la production et la distribution d'hydrocarbures,

7. Le développement de toute forme d'activités conjointes en Algérie et hors d'Algérie avec des sociétés algériennes ou étrangères,

8. La création de filiales, les prises de participation et la détention de tous porte feuilles d'actions et autres valeurs mobilières dans toute société existante ou à créer en Algérie et à l'étranger.

Le même décret consacre la mission de service public confiée à Sonelgaz.Spa.[46]

V.2.1 Schéma organisationnel et fonctionnel de la macrostructure [46]





V.3. Gestionnaire de réseaux et transport d'électricité

GRTE assure ses activités à travers des directions centrales et cinq directions de Régions Transport de l'Electricité : Alger, Oran, Sétif, Annaba, Hassi Messaoud. Ces régions, à travers 24 services de transport répartis sur le territoire national assurent une maintenance de proximité et la relation directe avec les clients.

Le réseau de transport est un ensemble d'ouvrages lignes et postes haute tension (60, 90, 150, 220 et 400 kV) équipé d'un réseau de télécommunication pour la surveillance, le contrôle et la télécommande des équipements.

Il est constitué d'un réseau interconnecté au nord du pays, avec des interconnexions internationales (Tunisie et Maroc) et d'un réseau isolé au sud.

Les utilisateurs du réseau sont les centrales électriques, les sociétés de distributions de l'électricité et clients HT ainsi que pour les échanges internationaux à travers les interconnexions. GRTE exploite un réseau composé de :

25 147 km de lignes dont 2 547 km en 400 kV

283 postes (dont 12 en 400 KV) dotés d'une capacité de transformation de 48 806 MVA à travers 773 transformateurs et cabines mobiles

Un réseau de fibre optique de 16 095,7 km. GRTE assure le transit pour les quatre Sociétés de distribution d'électricité (y compris les clients industriels qui sont clients de ces sociétés de distribution).

En 2013, GRTE a assuré un transit de 52 879 GWH et réalisé un chiffre d'affaires est de 35,554 Milliards de Dinars pour un investissement de 50,232 milliards de dinars.[46]

TableauV.1. Les cinq GRTE de SONELGAZ.[46]

Direction	Services de transport
Direction région de transport de l'électricité de Hassi Messaoud	<ul style="list-style-type: none"> • Hassi Messaoud • Adrar • Hassi Berkine • Hassi Rmel
Direction région de transport de l'électricité d'Alger	<ul style="list-style-type: none"> • Kherba • Si Mustapha • Berrouagia • El Herach • Benimerad
Direction région de transport de l'électricité d'Annaba	<ul style="list-style-type: none"> • Ramdane Djamel • Tebessa • Khroub • El Hadjar
Direction région de transport de l'électricité d'Oran	<ul style="list-style-type: none"> • Oran • Marsa • Relizane • Saida • Naama • Tlemcen
Direction région de transport de l'électricité de Sétif	<ul style="list-style-type: none"> • El Hassi • Salah Bey • Jijel • Bisekra • El Kseur



Figure V.1. Organisation de l'entreprise SONALGAZ

V.4. Localisation

Tableau V.2. Les coordonnées de STE de BIR ELDHAB

La wilaya	TEBESSA
la daïra	MORSOTT
la commune	BIR ELDHAB
Coordonnée	Route nationale n°10 route d'wilaya w83

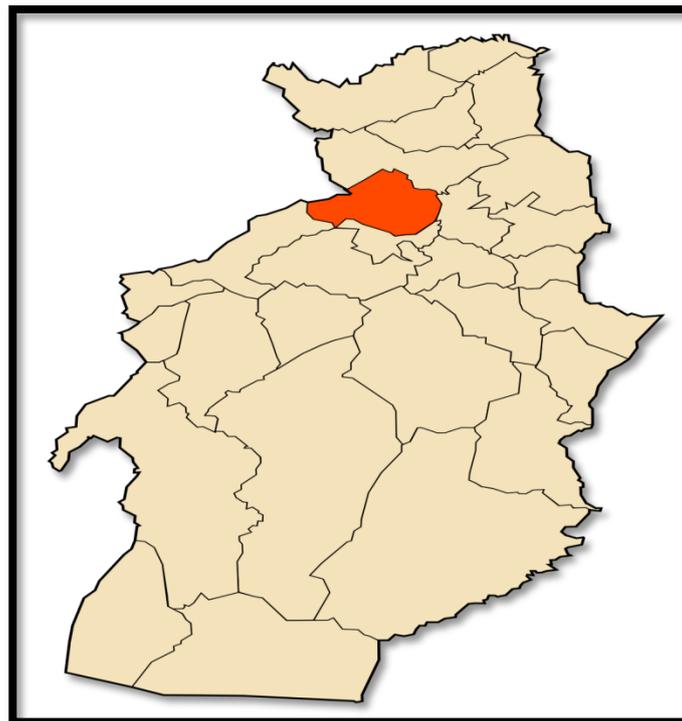


Figure V.2. Localisation de la commune de BIR ELDHEB dans la wilaya de Tébessa.[49]



Figure V.3. Localisation de GRTE- BIR ELDHAB.[50]

V.5.Représentation de disjoncteur siemens tripolaire SF₆

Figure V.4. Disjoncteur a l'extinction d'arc avec gaz SF₆. [51]

V.5.1.Description [52]

Le disjoncteur 3AP1 FG est un disjoncteur à trois pôles à auto-compression pour installation extérieure. Le gaz d'isolation et d'extinction utilisé est le SF₆

Le disjoncteur est équipé d'un mécanisme de commande par ressort commun aux trois phases, de sorte qu'il se prête à une courte interruption tripolaire.

V.5.2. Température de service [52]

Le disjoncteur peut fonctionner dans la plage de température de -20°C a 55°C

Tableau V.3. Pouvoir isolant. [52]

Tension assignée	245KV
Tension de tenue assignée de courte durée à fréquence industrielle	
A la terre	460KV
Entre contacts	460KV
Entre pôles	460KV
Tension de tenue assignée aux chocs de foudre	1050 KV
A la terre	1050 KV
Entre contacts	1050 KV
Entre pôles	
Distance d'isolement dans l'air	
A la terre	1930 mm
Entre contacts	1900 mm
Entre poles	Cf. dessin coté
Ligne de fuite min. par les isolants	
A la terre	7595 mm
Entre contacts	7595 mm

Tableau V.4 Caractéristique électriques.[52]

Tension assignée	245 KV
Fréquence assignée	50 HZ
Courant assignée en service continu	1600 A
Pouvoir de coupure assignée en court-circuit	31,5 KA
Pouvoir de coupure assignée de lignes à vide (1,4 p.u.)	125 A
Pouvoir de coupure assignée de câbles (1,4 p.u.)	250 A
Tension de rétablissement transitoire en cas de court-circuit aux bornes	Selon CEI
Pouvoir de fermeture assignée en court-circuit	78,8 KA
Durée de court-circuit assignée	1 s
Séquence de manœuvres assignée	O-0,3s-FO-1min-FO

Tableau V.5. Temps de manœuvre. [52]

Temps de commande minimale (marche)	80 ms
Temps de commande minimale (arrêt)	80 ms
Durée de fermeture	62 ms \pm 6 ms
Temps d'ouverture	37 ms \pm 4 ms
Durée de coupure	\leq 60 ms
Durée de fermeture-ouverture	60 ms \pm 10 ms
Durée de coupure-établissement	300 ms

V.5.3. Agent de soufflage SF₆ [52]

- a Pression de remplissage en SF₆ (caractéristique de densité nominale)
- b Suppression pour message perte de SF₆
- c Suppression pour verrouillage total SF₆
- e Courbe de liquéfaction

Figure V.5. Pression de remplissage en SF₆ et seuils de commutation du densistat

Tableau V.6. Agent de soufflage SF₆ [52]

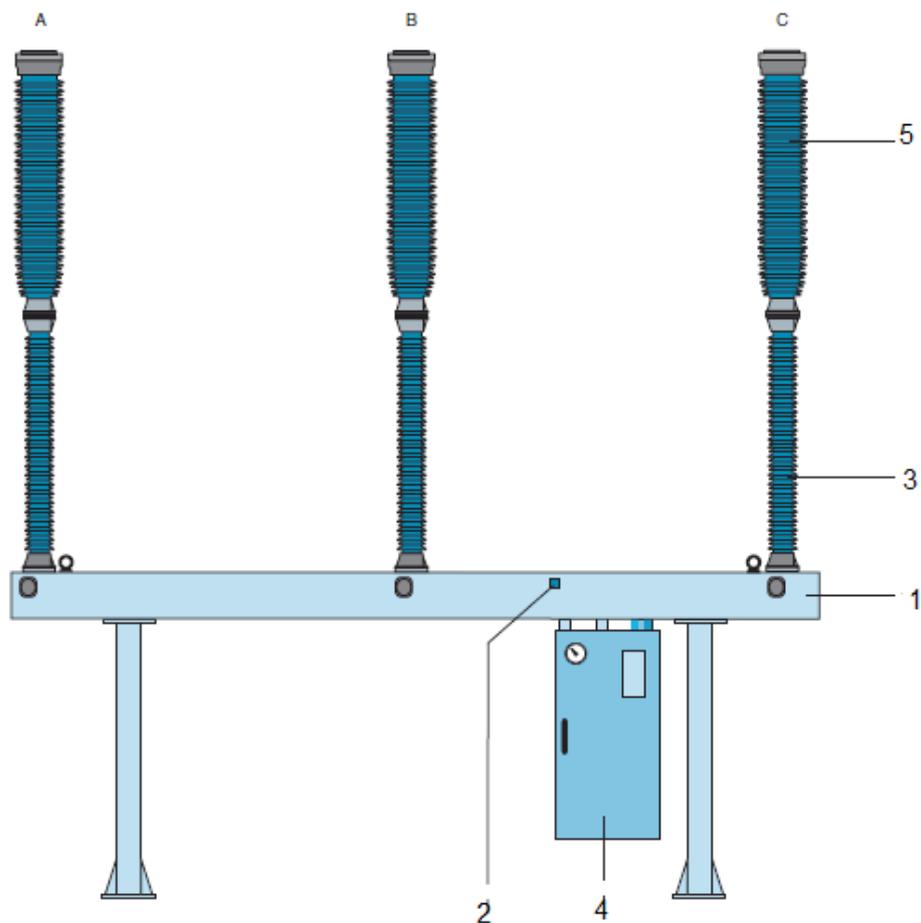
Masse (disjoncteur complet)	23,1 Kg
Volume (disjoncteur complet)	500 dm ³
Pression de remplissage assignée SF ₆ à +20°C	6,0 bar
Contrôle du SF ₆	
Surpression pour message (perte de SF ₆) à 20°C	5,2 bar 5,0 bar
Surpression pour verrouillage totale SF ₆ à 20°C	
Produit filtrant (disjoncteur complet)	2,3 Kg

Tableau V.7. Interrupteur auxiliaire. [52]

Courant assignée en service continu	10 A
Courant assignée de court-circuit instant	100 A/30 ms
Pouvoir de coupure $48 \text{ V} \leq U_a \leq 250 \text{ V}_{\text{DC}} ; \text{L/R}$ 20ms	440 W

V.5.4. Constitution du disjoncteur [52]

Les trois colonnes polaires sont disposées sur un châssis commun 1 (**Figure V.6.**)



- 1 châssis
- 2 indicateur de piston
- 3 support isolant
- 4 armoire avec commande
- 5 chambre de coupure

Figure V.6. Disjoncteur tripolaire 3AP1 FG installé sur pieds

Le disjoncteur est équipé d'une commande à accumulation d'énergie par ressorts disposée dans l'armoire de commande 4, fixée aux châssis 1 du disjoncteur.

L'énergie nécessaire aux manœuvres est accumulée dans un ressort de fermeture et un ressort d'ouverture commun chacun aux trois pôles. Les ressorts de fermeture et d'ouverture sont disposés dans l'armoire de commande.

Le mouvement d'entraînement est induit dans la tige d'accouplement entre les pôles B et C par un double levier. Ce mouvement de la tige d'accouplement actionne les pôles B et C ainsi que le pôle A via une deuxième tige d'accouplement.

Le cadre de montage intégré à l'armoire de commande 4 porte tous les dispositifs nécessaires à la commande et à la surveillance du disjoncteur, ainsi que les bornes nécessaires au raccordement.

Les pôles du disjoncteur sont remplis de SF₆ en tant que gaz d'isolation et d'extinction.

Les trois pôles sont reliés par des tuyauteries pour former une enceinte à gaz unique. La densité SF₆ est surveillée par un contrôleur de densité (densistat) et sa pression est affichée par un manomètre.

V.5.5. Colonne polaire [52]

La **Figure V.7.** Représente une colonne polaire en coupe. L'élément de coupure 8 est disposé sur le support 6 qui l'isole par rapport à la terre.

1. mécanisme de renvoi
2. sachet filtrant
3. arbre
4. levier double
5. tige d'accouplement
6. support isolant
7. tige de contact mobile
8. élément de coupure
9. fût en céramique
10. prise de courant

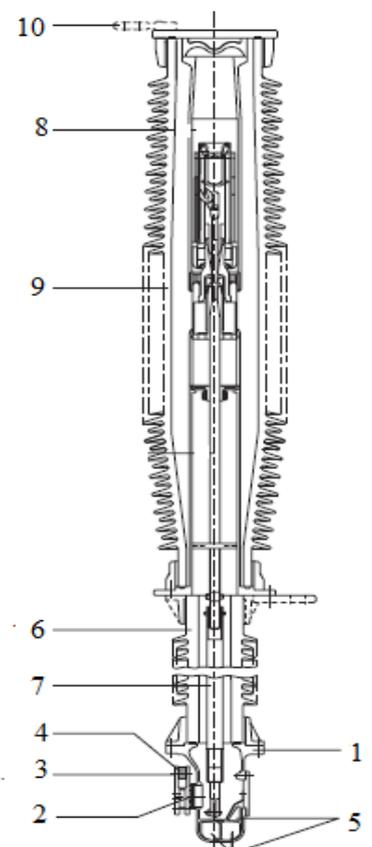


Figure V.7. Vue en coupe d'un pôle polaire

La commande à accumulation d'énergie par ressorts (au potentiel de terre) transmet le mouvement de manœuvre de l'élément de coupure 9 (à la potentielle haute tension) par l'intermédiaire d'une tige de commande, de l'arbre 2 et de la tige de manœuvre 7 en matériau isolant.

Le produit adsorbant 4 destiné à recueillir les produits de décomposition SF_6 et à assécher le gaz est logé dans le mécanisme de renvoi 1.

V.5.6. Principe de fonctionnement du l'hexafluorure de soufre (SF_6) [52]

Un disjoncteur SF_6 est composé des éléments principaux colonnes de pôle, châssis de basse, entrainement et montants de support.

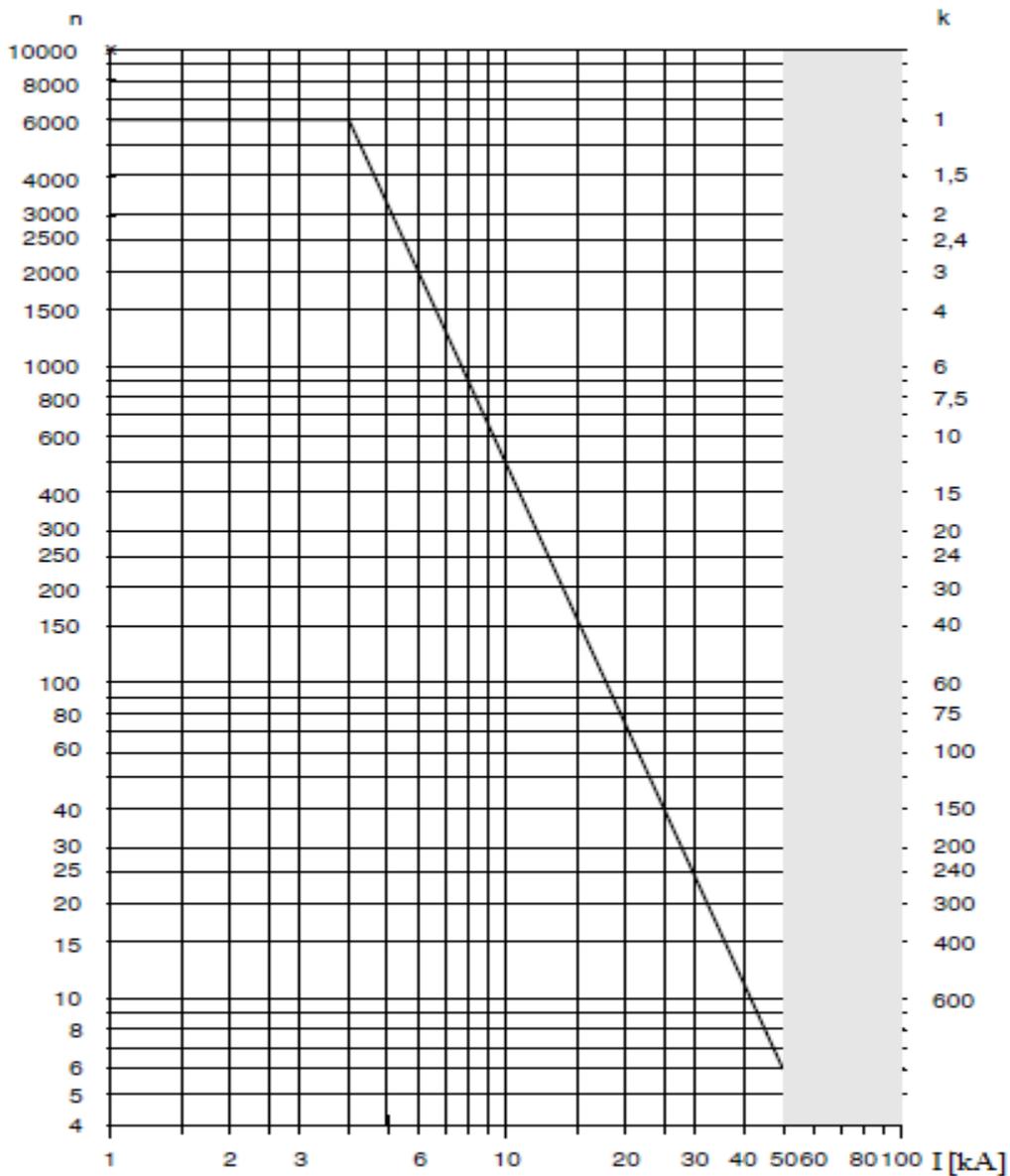
Chaque colonne de pôle est composée d'un isolateur support pour isoler la tension de service contre la terre et d'un isolateur à chambre dans lequel est logée l'unité de coupure. Les colonnes de pôle constituent un compartiment à gaz commun avec la tuyauterie SF_6 . Les contacts de rupture mobiles sont raccordés au système de manœuvre par la tringleriez de raccord située dans le châssis, par les barres isolantes, et par les axes rotatifs et leviers de la colonne de pôle.

En cas de coupure de courant, la transition de l'état conducteur à l'état d'isolement s'effectue en l'espace de quelques millisecondes. Pendant le mouvement de coupure, un arc électrique se forme qui est éteint par un courant de gaz d'extinction à l'intérieur de l'unité de coupure.

Pour les disjoncteurs SF_6 , la pression d'extinction nécessaire est générée dans une chambre de compression par l'arc électrique seul en fonction de l'intensité du courant. L'entrainement ne fournit que l'énergie pour la manœuvre des contacts de coupure et un piston auxiliaire.

V.5.7. Nombre admissible de coupures [52]

Le diagramme de la figure V.8 montre la corrélation entre le courant coupé I et le nombre admissible de coupures n . il ressort de la figure V.8 que le nombre de coupures admissible varie en fonction inverse de l'intensité du courant coupé.



I : courant coupé en kA

k : chiffre de pondération

n : nombre admissible de coupures

x : l'essai d'homologation a été réalisé avec 10000 cycles de manœuvre.

Figure V.8. Nombre admissible de coupures en fonction du courant coupé.

Le diagramme se réfère à un pôle d'un disjoncteur tripolaire. Pour un disjoncteur tripolaire, il peut y avoir un nombre trois fois plus élevé d'ouverture unipolaires (par ex. 54 ouvertures avec 31.5 kA).

V.5.8. Verrouillage [52]

Les différentes fonctions sont expliquées dans leur ordre d'apparition sur le schéma des circuits.

Le **verrouillage basse pression** empêche toute manœuvre du disjoncteur en présence d'une pression de SF₆ trop faible.

Le **verrouillage** empêche l'actionnement du déclencheur de fermeture pendant l'armement du ressort de fermeture.

Le dispositif d'**anti-pompage** du disjoncteur empêche le disjoncteur d'effectuer une séquence ininterrompue de manœuvre d'ouverture et de fermeture lorsque les ordres de fermeture et d'ouverture sont simultanément en attente.

V.5.9. Commande de moteur [52]

Le moteur arme le ressort de fermeture et est commandé par un contact de fin de course.

V.5.10. Signalisations [52]

Les signalisations informent sur l'état du disjoncteur.

V.5.11. Contact auxiliaires libres

L'exploitant dispose de contacts de bloc de contacts auxiliaires spécifiques à la fonction sur l'interface –utilisateur.

V.5.12. Compteur de cycles de manœuvres/ compteur de manœuvres

Le disjoncteur doit être équipé, conformément au schéma électrique, d'un compteur de manœuvres ou d'un compteur de cycles de manœuvres. Les compteurs de manœuvres comptent chaque manœuvre c'est-à-dire qu'une manœuvre de fermeture et une manœuvre d'ouverture entraînent au total deux comptages.

Les compteurs de cycle de manœuvre comptent chaque cycle de manœuvre, c'est-à-dire qu'une manœuvre de fermeture et une manœuvre d'ouverture comptent une seule fois. Les mesures d'entretien et de remise en état dues à l'usure se réfèrent en général aux cycles de manœuvres terminés.

V.5.13. La chambre de coupure [52]

La **figure V.9** représente la vue en coupe d'un élément de coupure. Le système de contact est enfermé dans un fût en céramique 1 hermétique

1. fut en céramique
2. contact tubulaire
3. buse
4. piston
5. plaque de clapet anti-retour
6. fond à soupape de sureté
7. tuyère auxiliaire
8. tube de manœuvre
9. prise de courant
10. socle inférieur
11. joint torique
12. lamelles de contact
13. porte-contact
14. socle supérieur
15. boîte tandem
16. cylindre chauffant
17. électrode
18. rail de guidage
19. tige
20. fourchette d'entraînement
21. broche (mobile)

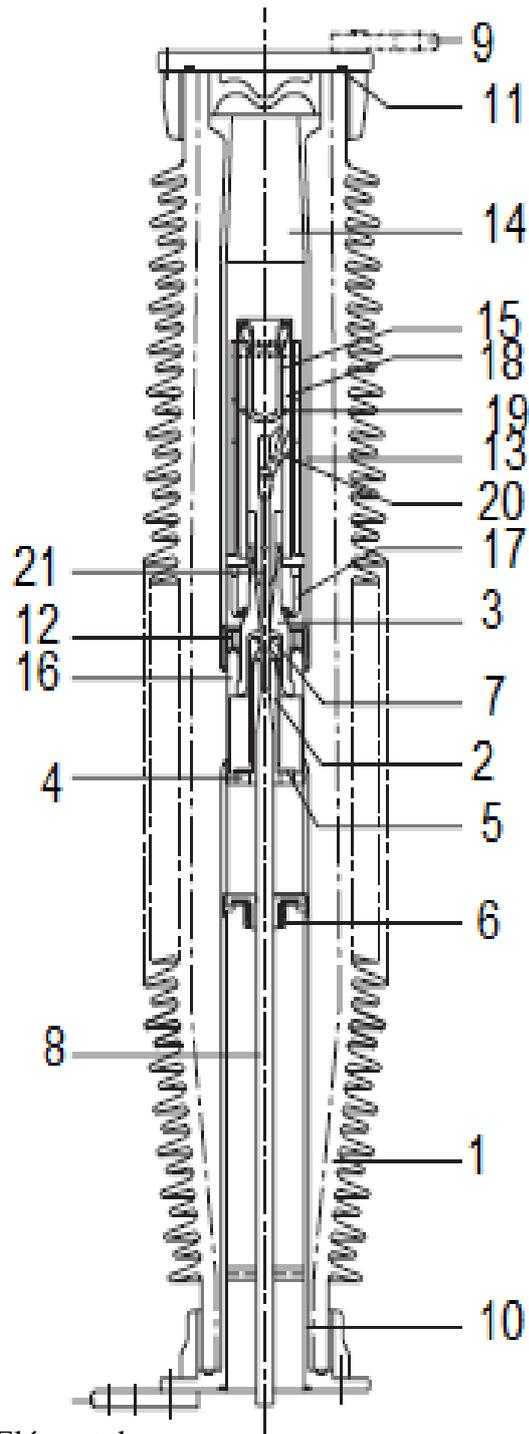


Figure V.9. Elément de coupure

Le circuit principal est constitué par le branchement haute tension supérieur 9, le socle supérieur 14, le support de contact 13, les lamelles de contact 12 disposé en couronne dans le support de contact, le cylindre chauffant 16, le socle inférieur 10 et le branchement haute tension inférieur 9

Les lamelles de contact 12 s'appuient, depuis le centre du support de contact 13, vers l'intérieur, sur le cylindre chauffant 16. La précontrainte des lamelles de contact 12 produit la pression de contact nécessaire sur le cylindre chauffant 16.

Le circuit d'arc électrique est parallèle au circuit principal. Il est constitué par la broche 21, mobile dans le porte-contact 13, et par le contact tubulaire 2 mobile disposé dans le cylindre chauffant 16.

La broche 21 et le contact tubulaire mobile 2 sont réalisés dans un matériau présentant une haute résistance à l'érosion par l'arc.

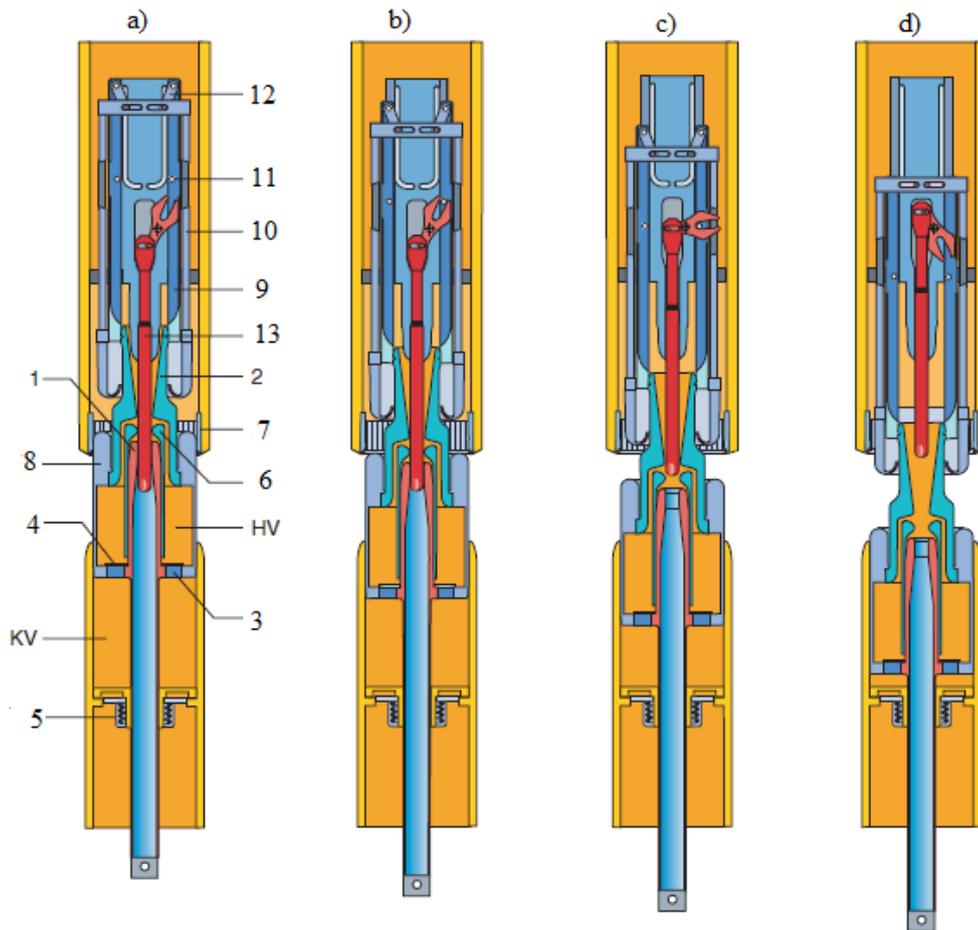
Le contact tubulaire 2, le piston 4 et le cylindre chauffant 16 sont mécaniquement solidaires ; ils sont attelés au tube de manœuvre 8 pour former l'équipage mobile de l'élément de coupure.

A la tuyère 3 est fixé un rail de guidage 18 qui agit par la tige 19 sur le fourchette d'entraînement 20. La fourchette d'entraînement subit ainsi un mouvement rotatif qui provoque le déplacement linéaire de la broche dans le sens inverse du sens déplacement de la tuyère. L'électrode 17 est reliée à la tuyère par la transmission via deux bielles et assure le blindage diélectrique de la broche.

Le piston 4 avec la plaque de clapet anti-retour 5 forme, combinaison avec le fond à soupape de sûreté 6, le dispositif de compression pour l'extinction de l'arc.

V.5.14. Extinction de l'arc [52]

Lors de la coupure, le contact principal existant entre les lamelles de contact 7 et le cylindre chauffant 8 est d'abord ouvert (fig.6.position b). Le contact d'arc électrique, se composant de la broche 13 et du contact tubulaire 1, est encore fermé, de manière à ce que le courant commute sur le contact d'arc électrique.



a) position fermé

b) ouverture : contact principal ouvert

c) ouverture : contact d'arc ouvert

d) position ouvert

HV volume chauffant

KV volume de compression

1. contact tubulaire

2. buse

3. piston

4. clapet anti-retour

5. fond à soupape de sureté

6. tuyère auxiliaire

7. lamelle de contact

8. cylindre chauffant

9. rail de guidage

10. bielle

11. tige

12. levier

13. broche (mobile)

Figure V.10. Représentation schématique de la manœuvre d'ouverture

La broche (mobile) 13 est déplacé par le cylindre chauffant 8, la tuyère 2, la bielle 10, la tige 11, le fourchette d'entraînement, tous solidaires, dans le sens inverse du sens de déplacement du contact tubulaire 1 (mouvement d'ouverture du disjoncteur).

En outre, l'électrode mobile et déplacée en direction du cylindre chauffant 8.

Le mouvement continue par l'ouverture du contact d'arc (figure.V.10.), ce qui donne naissance à un arc.

En se déplaçant vers le bas, le cylindre chauffant 8 comprime le gaz d'extinction emprisonné entre le piston 3 et le groupe de soupapes 5. de ce fait, le gaz s'écoule dans le sens opposé au sens de déplacement des éléments de contact mobiles à travers le clapet anti-retour, formé du piston 3 et de la plaque de soupape 4, pour parvenir dans le cylindre chauffant et s'échapper à travers l'interstice entre le contact tubulaire 1 et la tuyère de soufflage, provoquant ainsi l'extinction de l'arc.

En présence de courants de court-circuit de forte intensité, le gaz d'extinction se trouvent dans la chambre de soufflage autour de la broche 13 est chauffé par l'énergie développée dans l'arc et est propulsé sous haute pression dans le cylindre chauffant 8 au voisinage du passage du courant par zéro, le gaz s'échappe à nouveau du cylindre chauffant et traverse la tuyère, provoquant ainsi l'extinction de l'arc. Lors de cette opération, la plaque de soupape 4 du cylindre chauffant 8 empêche que la haute pression ne pénètre dans la chambre de compression entre le piston 3 et le groupe de soupape 5.

V.6. Représentation de disjoncteur ORTHOJECTEUR type HPGE 9-12 E à petit volume d'huile



Figure V.11. Disjoncteur à l'extinction d'arc à huile [53]

V.6.1. Description d'un pole [54]

Chaque pole est constitué de deux isolateurs en céramique et superposés, - surmontés de deux carters métalliques supérieurs,- séparés par un carter-porte-contact, - et reposant sur un carter de mécanisme.

L'isolateur supérieur renferme la partie active du pole (chambre de coupure), l'isolateur inférieur en l'isolement par rapport à la masse.

1. soupape
2. chambre de coupure
3. dispositif d'extinction d'arc
4. support isolateur
5. bras de manœuvre
6. vanne de vidage
7. contact fixe
8. contact mobile
9. vanne d'aspiration

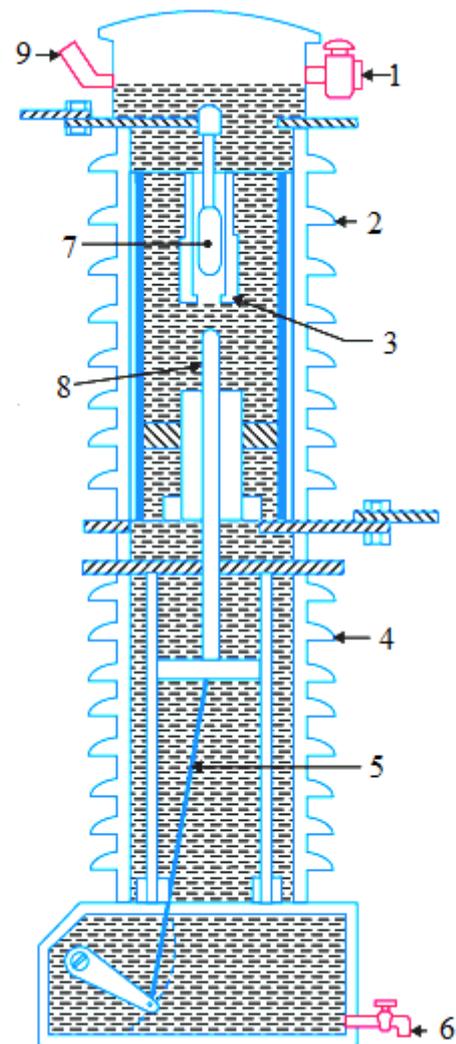


Figure V.12. Disjoncteur haute tension à l'extinction d'arc à huile.

V.6.2. Les deux carters supérieurs [54]

Sont coiffés d'un couvercle comprenant une chambre de détente; celle-ci communique : - d'une part, avec la chambre de coupure par un gicleur d'échappement des gaz et une valve se fermant au moment du dégagement des gaz et assurant en suite le retour de l'huile échappée par le gicleur, - et d'autre part, avec l'extérieur par un tube permettant l'échappement des gaz et assurant la mise à l'atmosphère de la chambre de coupure et de son espace annulaire isolant par le conduit.

Les deux carters supérieur sont emboîtés l'un dans l'autre ; -sur l'un est situé le voyant de niveau d'huile du pole , commun pour l'huile de coupure et l'huile d'isolement ; - sur l'autre carter est montée la prise de courant supérieure et le contact fixe supérieure, deux orifice placé à la partie supérieure permettant l'un le remplissage de l'huile d'isolement , l'autre assure l'équilibrage du niveau de l'huile de coupure avec celui de l'huile d'isolement , cette valve se ferme lors du dégagement des gaz , évitant toute transmission de la pression à l'isolateur céramique.

V.6.3. Le contact fixe supérieur [54]

Lié électriquement à la prise de courant , est constitué d'un support ,d'un pot de coupure, d'un porte-contact et de huit doigts de contact avec leur ressort, enformés dans un fourreau et protégé par une bague pare-étincelles en alliage spéciale. Pour éviter le passage du courant par les ressorts, le fourreau est chemisé intérieurement par une feuille isolante.

V.6.4. Le pot de coupure [54]

Suspendu à son support, est traversé par la tige de contact mobile, et est cloisonné en plusieurs compartiment par des disques.

Le principal rôle de ce pot est :

- de mettre sous pression les gaz de décomposition de l'huile,
- de les utiliser pour assurer l'extinction de l'arc,
- de maintenir l'arc en contact étroit avec l'agent d'ionisant, en évitant que le développement de la bulle gazeuse forme écran entre l'huile et l'arc,
- et de maintenir une rigidité diélectrique suffisant entre contacts.

Son rôle est également de retenir une certaine quantité d'huile fraîche au cours de la première coupure, permettent ainsi d'effectuer en toute sécurité une deuxième coupure sur plein courant de court-circuit.

V.6.5. Un cylindre isolant [54]

dont la couronne inférieure est vissée sur le porte-contact et dont l'extrémité supérieure est bridée par le carter, permettent ainsi le serrage de l'isolateur céramique entre le carter supérieur et le carter intermédiaire, -en outre le pot de coupure et constitué l'ossature mécanique de la chambre de coupure, il assure en particulier :

-la tenue de la chambre de coupure à la pression des gaz produits lors de l'extinction de l'arc,-et l'isolement entre entrée et sortie. Ce cylindre isolant constitue une séparation entre la chambre de coupure et l'isolateur céramique, les deux compartiments ainsi créés (chambre de coupure et espace annulaire isolant) sont reliés par la valve.

Le pot de coupure et le cylindre isolant qui supportent des pressions élevées sont réalisés en matériau stratifié (résine époxyde armée de fibres de verre) à hautes caractéristiques mécaniques et diélectrique.

L'isolateur céramique, non soumis à la pression des gaz, réalise l'isolement extérieur et protège la partie active contre les agents atmosphériques. Cet isolateur, maintenu en place par simple serrage entre les joints d'étanchéité, ne subit aucune contrainte mécanique.

V.6.6. Le carter intermédiaire [54]

qui sépare les deux isolateurs en céramique, tient lieu également de porte-contact glissant inférieur, son alésage sert de guidage à la tige de contact mobile. Le contact est composé de huit doigts enfermés dans un fourreau et liés électriquement à la prise de courant inférieur pouvant se monter suivant deux positions diamétralement opposées. Un robinet permet la vidange de l'huile de coupure. Au passage de la tige de contact, un joint à lèvres assure l'étanchéité entre l'huile de coupure et l'huile d'isolement.

V.6.7. La chambre de coupure est raccordée au mécanisme par un tube isolant [54].

(en époxyde armée de fibres de verre) -servant de conduit à la tige de contact, surmonté d'une bride,-et permettant par le croisillon, les tiges de guide et les écrous, le serrage de l'isolateur céramique inférieur entre la bride et le carter de mécanisme.

L'isolateur, assurant la protection contre les agents atmosphériques, est maintenu en place par simple serrage entre les joints d'étanchéité. Le tube isolant reçoit en outre les efforts de réaction au moment de l'enclenchement et du déclenchement du pôle.

V.6.8. La tige de contact mobile [54]

Comporte un embout pare-étincelles, une partie conductrice, un prolongement isolant et un guide avec un amortisseur pour le déclenchement.

La tige de contact est actionnée par deux biellettes et un levier logés dans le carter de mécanisme ; ce levier, entraîné à l'enclenchement par l'arbre de mécanisme, est rappelé au déclenchement par le ressort.

V.6.9. Le carter mécanisme [54]

Qui est à la masse, renferme en outre :

- Deux tiges de guidage qui maintiennent le mouvement de la tige de contact mobile absolument rectiligne et dans l'axe de l'appareil,
- Et un amortisseur qui freine la course de l'équipage mobile au déclenchement.

L'arbre sur lequel est claveté le levier sort du carter, l'étanchéité étant assurée par le joint, et porte à l'extérieur une manivelle (i) qui reçoit le mouvement de l'organe de manœuvre par l'intermédiaire de biellettes et manivelles. Un indicateur optique, monté en bout d'arbre du mécanisme du pôle central, montre clairement la position "enclenché" ou "déclenché" du disjoncteur.

Un robinet, situé à la base du carter, permet la vidange de l'huile d'isolement ; l'huile contenue dans le carter de mécanisme sert uniquement à l'amortissement. L'embase du carter permet la fixation du pôle sur un châssis, un chariot, une charpente ou un socle en béton. **L'étanchéité** entre les diverses pièces assemblées est assurée par des joints en caoutchouc synthétique de forme étudiée.

V.6.10. Phénomènes reliés à l'interruption dans l'huile [54]

Dans l'huile, l'interruption du courant se fait par la formation de bulles de gaz qui naissent

Grâce à la décomposition de l'huile par l'arc électrique. Ce phénomène produit environ 66 % d'hydrogène, 17 % d'acétylène, 9 % de méthane et 8 % d'autres gaz. Le volume de gaz produit est directement relié à la quantité d'énergie fournie par l'arc. À température

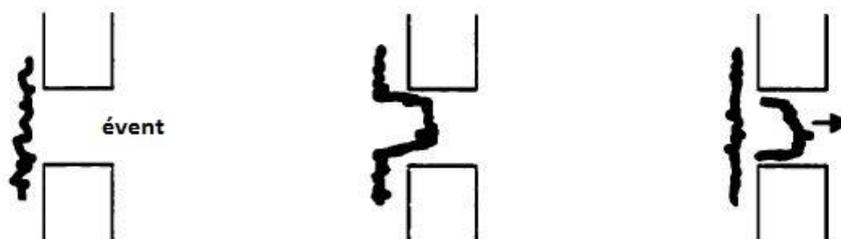
et pression normales, le volume de gaz produit lors d'une interruption se situe autour de $10^{-8} \text{ m}^3/\text{J}$

Il peut atteindre $7 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{J}$ lorsque les conditions d'interruptions sont plus exigeantes. La pression de gaz qui se crée dans la chambre de coupure est de l'ordre de 7000 kPa. Des événements permettent au gaz de sortir de la chambre et de remonter à la surface du volume d'huile où il se forme un coussin de gaz qui est expulsé. La formation violente de gaz génère des mouvements rapides d'huile à l'extérieur de la chambre de coupure. Ces mouvements combinés à la formation de gaz très chauds peuvent endommager le dispositif de coupure.

C'est pourquoi le volume de gaz généré par une coupure devrait être gardé tout juste au-dessus du seuil critique en deçà duquel l'interruption ne se fait pas. Pour ce faire, la tension d'arc devrait être la plus petite possible. Typiquement, une valeur moyenne de tension d'arc de 10000 V/m est ce qu'on devrait pouvoir observer.

V.6.11. Processus amenant à l'extinction de l'arc [54]

L'arc brûle toujours à l'intérieur de la bulle de gaz qui se forme par la décomposition de l'huile. Cette bulle prend de l'expansion au travers des événements de la chambre de coupure de sorte que l'arc, à certains moments, brûle à l'extérieur de cette dernière. C'est l'augmentation de la pression dans la bulle de gaz qui tend à pousser l'arc vers les événements. Mais lorsque l'arc s'allonge de cette façon, une tension d'arc plus élevée est nécessaire pour maintenir l'arc allumé. À un certain moment, l'arc se court-circuite à l'entrée d'un événement d'où s'échappe l'excédent de gaz ionisé. (voir Figure V. .13)



c) Naissance de l'arc

b) Allongement de l'arc sous l'effet de la pression de bulle de gaz.

a) Court-circuit de l'arc et expulsion de gaz ionisés

Figure V.13. Action de l'événement sur la bulle de gaz et l'arc électrique

Ce processus d'allongement-rétrécissement de l'arc recommence environ tous les 10 μ s, ce qui fait que le plasma qui se retrouve dans l'arc est continuellement renouvelé. Ultimement, lorsque la pression qui se bâtit dans la chambre devient assez élevée et que l'arc est rendu suffisamment long, ce dernier cessera de brûler. L'extinction de l'arc a toujours lieu au passage par zéro du courant. A l'instant du zéro de courant, la source de courant électrique ne fournit aucune énergie à l'arc. L'état plasmatique de la matière présente dans le canal d'arc a besoin d'un certain temps pour disparaître. Pour y arriver, il faut fournir une puissance de refroidissement suffisante pour dissiper les chaleurs spécifique et latente associées aux processus de recombinaison des ions en atomes et d'association des atomes en molécules.

Tableau V.9. la comparaisent entre disjoncteur SF6 et disjoncteur a huile

	Huile	Sf6
Sécurité	Risque d'explosion et d'incendie si l'augmentation de pression (manœuvres multiples) produit une défaillance	Pas de risque d'explosion, ni de manifestations extérieures
	aucun élément d'alarme en cas de fuite	existe un appareil de contrôle en cas de manque le sf6 (densistat)
encombrement	Volume de l'appareil relativement important	Faible

Entretien	Remplacement périodique de l'huile (décomposition irréversible de l'huile à la coupure)	Nul sur les éléments de coupure. Lubrification minimale des mécanismes de commande
Sensibilité à l'environnement	Le milieu de coupure peut être altéré par l'environnement (humidité, poussières...)	Non sensibles : ampoule de scellées à vie.
Coupure en cycle rapide	Le temps de diminution de pression, long, nécessite de déclasser le PdC s'il y a risque de coupures successives.	Le SF6 recouvre très rapidement leurs propriétés diélectriques
Endurance	Médiocre	Excellente
Durée de vie	courte (3 ans)	longue (30 ans)
	2000 manœuvres	5000 manœuvres

Chambre de coupure		<ul style="list-style-type: none"> - Huile minérale sous la pression d'atmosphère - Les contacts principaux. - Fuite d'huile visuelle - Existe un densistat de sécurité qui alarme automatiquement en cas de fuite de SF₆ 	<ul style="list-style-type: none"> - Le gaz SF₆ sous pression précisé - Les contacts principaux. - Fuite de SF₆ invisible - Existe un indicateur de niveau visuel
Le coût		- chère à l'achat	Très chère à l'achat
La maintenance Préventive	- Systématique	Vérification de niveau d'huile + l'étanchéité (chaque année)	L'étanchéité + pression (Chaque année)
	- Conditionnel	<ul style="list-style-type: none"> - Remplacement d'huile (3ans) - Remplacement des joints changement de contact mobile 	<ul style="list-style-type: none"> - Complément SF₆ (25ans) - Remplacement des joints - changement de contact mobile
Curative		- Remplacement de chambre de coupure	- Remplacement de chambre de coupure
Les pannes avec fréquence		<p>La commande Retard d'ouverture</p> <ul style="list-style-type: none"> - Synchronisation des phases - Cond de guidage 	<ul style="list-style-type: none"> - La commande - Retard d'ouverture - Synchronisation des phases - Cond de guidage

Viscosité	12 mm ² /s (40 °C)	- 0.016 mPa.S (25° C)
Densité	0,875	5.11
Coupure en cycle rapide	Le tempe de diminution de pression long nécessite de déclassé le PdC s' il ya risque de coupure successive	Le SF6 recouvre très rapidement sa propriété diélectrique [pas de déclassement]

V.6.12. explication de la comparaison

La coupure d'un courant électrique par un disjoncteur est obtenue en séparant des contacts dont l'un est mobile, l'autre est fixe et cela dans un milieu diélectrique. Après la séparation de ces contacts, le courant continu à circuler mais cette fois ci à travers un phénomène physique appelé l'arc électrique ; qui s'établi entre les contacts en rendant le milieu (air) conducteur où les valeurs peuvent atteindre des dizaines, centaines même plus de la valeur de courant nominal I_n . Négligeant ce phénomène peut mener à des dégâts énormes ce qui nécessite une solution qui existe déjà : c'est un organe de coupure ayant un pouvoir de coupure.

L'organe de coupure est bien le disjoncteur (haute tension dans notre cas), l'opération consiste à étouffer l'arc électrique dans un milieu précis, en plus que l'exécution doit s'établir d'une grande vitesse de l'ordre des millisecondes, puisque le retard peut causer de grandes pertes matériels dans le réseau électrique avec risque de mettre une ville si ce n'est pas tout le paye dans le noir (blackout), d'où l'importance de cette organe.

Pour couper les courants de charge ou de défaut par le disjoncteur, on utilise des milieux variés de coupure tels que:

- L'air comprimé ;
- L'huile minérale soit à faible volume d'huile ou a grand volume d'huile ;
- Hexafluorure de soufre SF₆ ;
- Le vide ;

La coupure dans l'huile et l' SF_6 dans le domaine de haute tension joue un grand rôle vu leurs caractéristiques principales et rigidités diélectrique dans la chambre de coupure.

Le choix entre les isolants à huile et à SF_6 dépend de plusieurs propriétés tels que :

- La rigidité diélectrique,
- La permittivité,
- La densité...

Surtout le domaine d'application et les choix technologiques des constructeurs. Actuellement le SF_6 est capable de supplanter l'arc électrique en soufflage.

La technique de coupure dans le SF_6 à prouver son efficacité par rapport à celle de l'huile minérale.

Les données acquises dans le stage effectué à GRTE exactement au niveau du service de maintenance transport d'électricité de -Tébessa- nous ont permis de faire une comparaison entre ces deux milieux.

Cette comparaisons s'est basé sur plusieurs paramètres qu'on va discuter en ce référent aux tableaux et figures des deux milieux, en plus de l'expérience vécu par les spécialiste de maintenance de GRTE.

Chaque **milieu isolateur** contient des caractéristiques physique, chimique, électrique affecté par les conditions climatiques est diminué leur rôle principale diélectrique.

Le nombre des manœuvres aussi contribue à la dégradation du milieu diélectrique, on voit bien que la rigidité diélectrique d'huile est bien de 100 jusqu'à 160 kV/cm.

La rigidité d'huile diminue plus vite que le SF_6 ...avec une rigidité diélectrique de 2.5 fois supérieur que l'air (bonne tenue diélectrique)

Tableau V.10. La rigidité diélectrique. [45]

Fluide diélectrique	Tension(KV)
	0.1....5.....20.....70.....400.....700
Air (B = 3 KV/mm)	[Redacted]
huile	[Redacted]
Air comprimé	[Redacted]
Hexafluorure de soufre SF6	[Redacted]
Vide (B = 25 KV/mm)	[Redacted]

Les avantages propres à la sécurité du SF6 est ininflammable et pas de risque d'explosion, ni de manifestations extérieures, non toxique, par contre l'huile est dangereux qu'il est un risque d'explosion et d'incendie si l'augmentation de la pression (manœuvres multiples) produit une défaillance.

Côté encombrement les disjoncteurs à faible volume d'huile nécessitent un grand espace par rapport les disjoncteurs SF₆ :

- Dimension à disjoncteur à huile minérale :
- Dimensions de disjoncteur à SF₆ sont :

Dimensions / poids ; Longueur x Largeur x Hauteur = 6.17 x 1.41 x 5.85 m/3300 kg.

La durée de vie du Huile minérale est très courte presque de 3 ans pour chaque 2000 manœuvres parce que la dégradation des propriétés physiques, chimique, électrique de la décomposition d'isolant, par contre le gaz SF6 a long durée de vie a peu prêt de 25 à 30 ans avec de 5000 manœuvres grâce à sa propriété de régénération.

On constate qu'il y a des points communs dans le côté maintenance par exemple remplacement des joints, changement de contact mobile presque chaque année Remplacement de chambre de coupure (en cas d'éclatement ou dégât qui réaliser par des problèmes et des défauts dans la chambre de coupure.

Le cout d'achat de disjoncteur à sf6 très chère par rapport au disjoncteur à huile.

V.7. Simulation de l'arc électrique

Nous allons maintenant présenter les principaux résultats de notre modélisation sur l'arc électrique dans l'ouverture du contact principal. Cette inertie de l'arc peut être simulée par un modèle qui, de manière simplifiée.

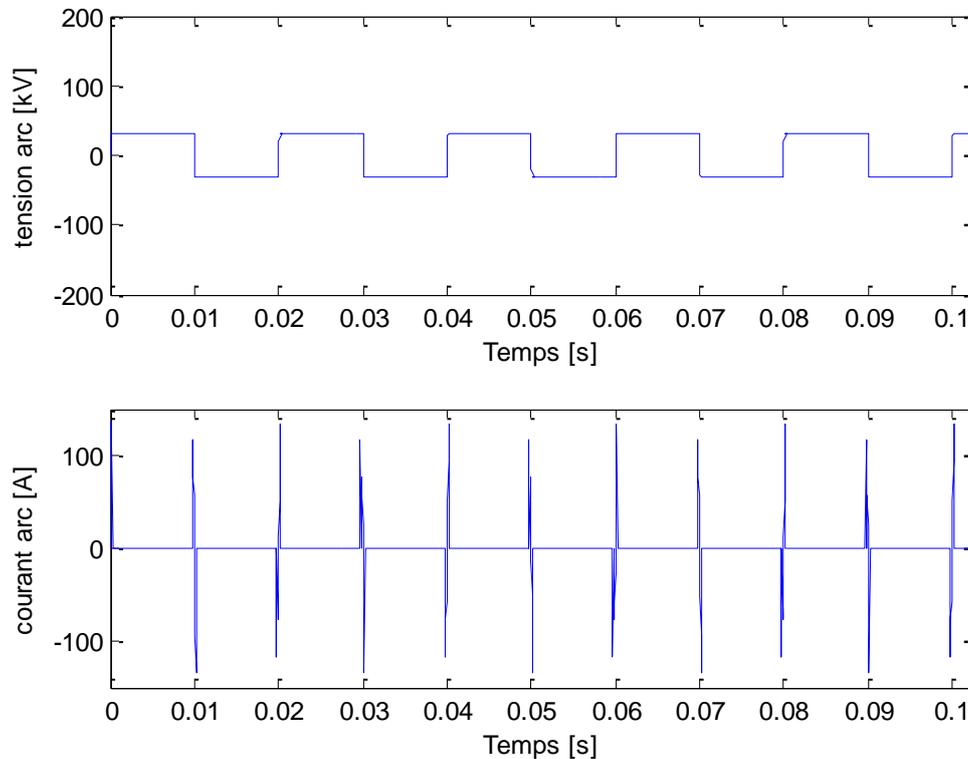


Figure V14. représente la tension et le courant d'arc entre les contacts mobile et fixe

L'interruption d'un courant alternatif par un disjoncteur à haute tension est obtenue en séparant deux contacts dans les milieux isolant (SF6, Huile). Après la séparation des contacts le courant continue de circuler à travers un arc électrique. Le courant est interrompu lorsque l'arc est suffisamment refroidi, l'instant le plus favorable pour obtenir son extinction étant le passage par zéro du courant.

Comme nous avons expliqué dans le deuxième chapitre le phénomène d'arc électrique, dans cette courbe nous avons étudié le dernier avec des résultats réels.

On distingue que le premier diagramme qui représenté la tension de l'arc est 40 KV de chaque 0.01s.

Le deuxième diagramme explique le courant d'arc entre les deux contacts (fixe et mobile), on a déjà vu que l'arc électrique est un courant électrique visible dans un milieu isolant, il se crée par une ionisation du milieu isolant, cette ionisation a lieu d'autant plus facilement que les surfaces conductrices sont proches, où les valeurs sont supérieures à 130A dans notre cas.

La position d'un arc électrique est stable une fois qu'il a trouvé le chemin le plus court, il y reste.

V.8. conclusion

Dans ce chapitre nous avons conclu que le disjoncteur à haute tension en l'extinction d'arc à hexafluorure de soufre est mieux que le disjoncteur à extinction d'arc à huile minérale aux plusieurs cotés.

CONCLUSION GENERALE

La continuité des réseaux électriques nécessitent des organes de protection, pour améliorer leurs effets et garantir une protection de notre installation.

Le disjoncteur à haute tension est l'élément essentiel qui permet ce rôle de protection, et défend les installations électriques dans le réseau, à l'aide de milieux diélectrique.

Nous avons évoqué l'indisponibilité du disjoncteur dans un réseau dans le cadre de commande et surtout la protection.

En haute tension, on classe les disjoncteurs selon la nature du milieu dans lequel on va interrompre l'arc électrique généré lors de la séparation des contacts actifs :

- Extinction d'arc avec huile ;
- Extinction d'arc avec hexafluorure de soufre SF₆ ;

Dans notre mémoire, nous avons énuméré une comparaison entre les matériaux précédents du côté efficacité en extinction de l'arc électrique en toute sécurité dans le but de protéger notre installation électrique sur le réseau de transport à haute tension.

A l'aide des compétences acquises après le stage pratique à GRTE, On n'est arrivé à en conclure que le disjoncteur à l'hexafluorure de soufre est le mieux adapté en cadre d'efficacité et protection par rapport au disjoncteur à huile minérale, cela en s'appuient sur des études de laboratoire et des essais pratiques tels que :

- Long durée de vie (30 ans).
- La régénération rapide par soit même sans ajouter aucun élément ou produit.
- Résistance à presque 5000 manœuvres.
- Occupe un petit espace.
- Le SF₆ est un gaz lourd qui ne se disperse pas dans l'air (métrisable).
- Sa rigidité diélectrique (2,5 fois mieux que l'air → bonne tenue diélectrique).
- Constante de temps (100 fois mieux que l'air → retour rapide à la rigidité diélectrique).
- gaz électronégatif (très avide d'électrons → très bonne aptitude à éteindre un arc).

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] : CHERIF Med Foudhil, CHERIF Khayr Eddine, Calcul des Protections d'une Ligne de Transport Electrique HTB-220 KV, 2013/2014
- [2] : Electricité et Gaz ; orca_share_media1485291062269 (1)
- [3] : Cahiers techniques Schneider Electric n°127/p.4
- [4] :Mr. ZELLAGUI Mohamed, ÉTUDE DES PROTECTIONS DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES MT (30 & 10 kV), 01 / 07 /2010
- [5] :Jean-Michel DELBARRE, L'article **poste à haute et très haute tension** fait l'objet de plusieurs articles :
- [6] : les techniques de coupure MT ; cahier technique n° 193 ; S. Théoleyre; groupe Schneider.
- [7] : appareillage électrique d'interruption HT partie 1 par Denis Dufournet.
- [8] : PDF cadarc1
- [9] thèse de Sylvain NICHELE ; modélisation physique et simulations numériques des écoulements dans les disjoncteurs diélectriques haute tension ;13/10/2011 ;P_10
- [10] : Schémas et Appareillages électriques Commande des systèmes électriques 1ère année Master Dr. BENAÏRED Noredine Année :2014.
- [11] : Plasmas dans les appareils de coupure Yann Cressault : Laboratoire LAPLACE Master M1 CESE.
- [14] : ELECTROMAGNETISME, Pr.DJELOUAH Hakim.
- [15] Les caractéristiques fondamentales d'un disjoncteur; PDF Definitions_2
- [16] : DIRECTION DU PATRIMOINE, DEPARTEMENT DOCTRINES MAINTENANCE, Doctrine de Maintenance du réseau de transport Cahier N°4 : les disjoncteurs hauts tension, Edition 2009

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[17] : Test de Disjoncteurs haute tension ; Jozef Levi Dipl.El.Eng.

[18] : thèse MODELISATION DES ECOULEMENTS DANS UN DISJONCTEUR HAUTE TENSION ; Dannet RANDRIANARIVAO ; mardi 25 septembre 2012

[19] : ETL437-Chapitre_7

[20]: Viet Hung Dang, « Etude des phénomènes de pré claquage et de claquage des huiles végétales, minérales et synthétiques –caractérisation des décharges aux interfaces », Thèse doctorat, Ecole centrale de Lyon, mars 2011.

[21] : Saliha Boudraa, « Analyse des gaz dissous dans les huiles de transformateurs en utilisant la technique de l'intelligence artificielle», mémoire magistère, Université Batna/ Algérie 2005.

[22] :N. Berger, « Liquides isolants en électrotechnique : Présentation générale», Techniques de l'ingénieur, D 2470,volume D2.

[23] : Comité d'Electrotechnique Internationale, « Spécification Technique, Transformateurs de puissance –Partie 14: Conception et application des transformateurs de puissance immergés dans du liquide utilisant des matériaux isolants haute température », Première édition 2004-11, Numéro de référence CEI/IEC/TS 60076-14, 2004.

[24] : Audrey Bourgeois, « Etude du phénomène d'électrisation par écoulement sur les cartons des transformateurs de puissance», Thèse doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble, INP, 2007.

[25] : Sif Eddine Abdi, «Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur », Thèse de doctorat en sciences, Ecole National Polytechnique, ENP, Alger, Algérie, 2012.

[26] : Janvier Sylvestre N'cho, «Développement de nouvelles méthodes de Diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance», Thèse doctorat, Ecole générale de Lyon, Mars 2011

[27] :C.Perrier and A.Beroual, «Expérimental Investigations on Insulating Liquids for Power Transformers: Minéral, Ester, and Silicone Oils», IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 25, No. 6, pp. 6 –13, Novembre/December 2009.

[28]: Christophe Perrier, « Etude des huiles et des mélanges a base d'huile minérale pour transformateurs de puissance recherche d'un mélange optimal», Thèse doctorat, Ecole Centrale De Lyon , ECL, 2005.

[29] :R. Benamar , « Influence du nombre de claquages sur les propriétés de l'huile de transformateur», Mémoire de Magister, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Algérie, 2008.

[30]: N. Berger ; « Liquides isolants en électrotechnique –Caractéristiques des produits », Technique de l'ingénieur, Traité de génie électrique D2471, Novembre 2002.

[31] conference_sur_le_viellissement_huiles_des_transformateurs

[32] Mémoire Présenté par Monsieur BELKACEMI Djamel diplôme de Magister en Electrotechnique Thème Etude des caractéristiques des matériaux isolants pour transformateurs soutenu en juin 2012

[33] : P. J. Baird, H. Herman, G. C. Stevens, "Non destructive measurement of the dégradation of transformer insulating paper", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 13, N°1, pp. 309-318, February 2006.

[34] C.G. Garton , "Pertes diélectriques dans les films minces de liquide isolant", JIEE partie 2, 1941.

[35] : Cahier technique n 193 : le techniques de coupure en MT ; groupe Schneider.

[36] : Cahier technique n 188 ; propriétés et utilisations du SF₆ dans les appareils MT HT ; Schneider Electric.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[37] : caractéristique générale du SF₆ et l'impact environnemental (siemens).

[38] : AREVA, Notice d'instructions n° 219 A (FR).

[39] : Fiche toxicologique n° 102 (FT 102) et caractéristique générale du SF₆ et l'impact environnemental (siemens).

[40] : LE GAZ ISOLANT SWITCHGEARS Hexafluoride de Soufre, Directives d'Emploi, FD 217-F, ABB.

[41] : Utilisation de SF₆ dans les équipements électriques et les risques associés.

[42] :Appareillage électrique d'interruption HT (partie 3), Denis DUFOURNET

[43]cahier technique n°188 ;propriétés et utilisation du SF6 dans les appareils MT et HT ;D. Koch ; Schneider Electric

[44] : SONALGEZ ; GRTE.Spa ; DIRECTION DU PATRIMOINE ; DEPARTEMENT DOCTRINES MAINTENANCE

[45] : <http://sitelec.org/cours/kabadanian/arc.htm> le 14/05/2017 à 20:30

[46] : les-emetteurs-notice-SONELGAZ

[49] : Wikipédia

[50] : Google maps

[51] : lieu de stage GRTE –BIR ELDHEB-

[52] : catalogue de disjoncteur 245 KV siemens 3AP FG

[53] : ouvrage de Tébessa ville

[54] : disjoncteur ORTHOJECTEUR type HPGE 9-12 E à petit volume d'huile

Résumé

Le réseau de transport est perspective d'évolution de besoins des réseaux électrique, Les disjoncteurs sont indispensables dans l'installation d'un réseau électrique à haute tension, ce dernier assure la protection des biens et des personnes par la coupure de très fort courant. Ce travail porte sur une étude comparative entre les deux types de disjoncteur pour l'extinction de l'arc dans le domaine de tension HT :

- huile minérale ;
- hexafluorure de soufre SF₆ ;

Le phénomène que nous avons étudié est l'arc électrique qui crée des risques sur l'installation électrique et sur le disjoncteur lui-même, pour éviter ces influences il est nécessaire d'utilisé un milieu isolant diélectrique pour l'étouffé à la naissance.

On a déduit après une étude comparative technique que le disjoncteur à milieu diélectrique SF₆ au niveau de la chambre de coupure a une efficacité trop élevé par rapport à son concurrent le disjoncteur à faible volume d'huile.

Mots clé : disjoncteur Haute, Tension, milieu diélectrique, l'arc électrique, hexafluorure de soufre SF₆, huile minérale, chambre de coupure.

Abstract

The network of transport is guidance for evolution to the network electric, the circuit-breakers are existed in the composition of network electric in a higher tension, confirmation the protection of properties and persons by the breaking with higher current. This work has a study comparative between the two types of circuit-breakers for extinction of the arc in HT:

- mineral oil;
- sulfur hexafluoride;

the phenomenon that we did stud is that's arc electric is created in the installation electric and in the circuit- breaker to, for avoid his impacts it's important for using insulating medium dielectric for turn-off the arc from the beginning.

We have deduced after a comparative and technical study that's the circuit-breaker with medium dielectric SF₆ a level of breaking chamber by higher efficiency in a comparison with his competitor circuit-breaker in low volume oil.

Key words: protection, circuit-breaker, breaking chamber, higher tension, mineral oil, sulfur hexafluoride, arc electric, insulating, medium dielectric.

ملخص

شبكة النقل هي توجيه لتطوير احتياجات الشبكة الكهربائية، القاطعة آلة ضرورية و لا يمكن الاستغناء عنها في تركيب الشبكة الكهربائية للتوتر العالي، هذا الأخير يضمن لنا حماية الآلات و الأشخاص عن طريق قطع التيار القوي جدا. هذا العمل يحتوي علي دراسة مقارنة بين نوعين من القواطع في مجال إطفاء الشرارة في التوتر العالي و هما

- إطفاء بالزيت المعدني
- إطفاء سداسي فلوريد الكبريت

الظاهرة التي قمنا بدراستها هي الشرارة الكهربائية التي تقع في الغرفة القاطعة و التي تخلق لنا العديد من المخاطر في التركيب الكهربائي و في القاطعة بحد ذاتها، و من أجل تجنب هذه التأثيرات من الضروري علينا استعمال وسط عازل لتبريد و إيقاف الشرارة من بدايتها.

بعد الدراسات التقنية التي قمنا بها استنتجنا أن القاطعة التي تحتوي علي سداسي فلوريد الكبريت كوسط عازل علي مستوي الغرفة القاطعة لها فعالية عالية جدا بالنسبة للقاطعة ذات حجم ضعيف للزيت المعدني.

الكلمات المفتاحية الحماية – القاطعة – غرفة القطع – الوسط العازل – الشرارة الكهربائية – الزيت المعدني- سداسي فلوريد الكبريت

