

**UTILISATION DE LA MESURE DU CHAMP ÉLECTRIQUE
POUR DÉTECTER LES DÉFAUTS INTERNES AU SEIN DES
ISOLATEURS COMPOSITES UTILISÉS SUR LES RÉSEAUX
ÉLECTRIQUES AÉRIENS À TRÈS HAUTE TENSION À COURANT
CONTINU**

par AKINOCHO Elodie

**Mémoire présenté à l'Université du Québec à Chicoutimi en vue de
l'obtention du grade de Maîtrise en sciences appliquées (M. Sc. A.) en
ingénierie (électrique).**

Québec, Canada

© Elodie Akinocho, 2026

RÉSUMÉ

Dans le cadre de la demande mondiale croissante en électricité, le transport et la distribution d'énergie se font par des systèmes électriques destinés à fournir de l'électricité soit de manière continue (courant continu), soit alternative (courant alternatif), en fonction des besoins des utilisateurs. Les systèmes de transport d'électricité, qu'ils soient aériens ou souterrains, sont constitués de divers éléments comme les isolateurs, les supports (poteaux ou pylônes), et les conducteurs (câbles), qui assurent la transmission sécurisée de l'électricité. Cependant, le transport sur de longues distances entraîne des défis, notamment les pertes électriques et les coûts élevés des équipements. Pour remédier à cela, l'introduction des dispositifs de haute tension à courant continu (HTCC) a permis de réduire les pertes et les coûts liés aux réseaux. Toutefois, leur conception et leur maintenance demeurent complexes comparées aux réseaux en courant alternatif (HTCA).

Les isolateurs, qui sont essentiels pour assurer l'isolation électrique et mécanique entre les conducteurs et les pylônes, jouent un rôle central dans la sécurité des réseaux. Parmi les différentes technologies disponibles, les isolateurs composites ont progressivement remplacé ceux en céramique, car ils sont plus légers, plus performants et plus résistants à la pollution atmosphérique. Cependant, bien qu'ils présentent des avantages significatifs, leur utilisation dans les réseaux HTCC reste limitée en raison de la dégradation plus rapide des matériaux sous les contraintes électriques, mécaniques et climatiques.

Cette dégradation rapide des isolateurs composites dans les réseaux HTCC peut entraîner des défaillances internes ou externes, affectant ainsi la stabilité du réseau et augmentant les coûts de maintenance. Il est donc essentiel de développer des méthodes fiables pour détecter et diagnostiquer ces défauts. Les méthodes existantes, telles que la détection électro-acoustique, l'utilisation des infrarouges (IR), des ultra-hautes fréquences, et la mesure du courant de fuite, ont montré des résultats satisfaisants pour la détection des défauts externes des isolateurs. Toutefois, pour détecter des défauts internes, la mesure du champ électrique reste la méthode la plus fiable.

Ce mémoire s'inscrit dans la continuité de travaux antérieurs réalisés à l'Université du Québec à Chicoutimi (UQAC) et porte sur le développement d'une méthode de détection des défauts internes des isolateurs composites, basée sur la mesure électro-optique du champ électrique. Alors que cette approche a montré des résultats probants pour les réseaux à courant alternatif HTCA, son application aux réseaux HTCC demeure peu explorée, notamment en raison de la présence des onduations résiduelles et des harmoniques superposées à la tension continue.

La démarche adoptée repose sur une approche numérique approfondie, appuyée par une étude expérimentale préliminaire. L'étude expérimentale vise principalement à caractériser les conditions électriques réelles des sources HTCC disponibles au laboratoire de l'UQAC, en identifiant le contenu harmonique et l'ondulation résiduelle de la tension continue. Ces mesures permettent de définir des paramètres réalistes pour la modélisation numérique et d'observer qualitativement le comportement du champ électrique mesuré à l'aide d'un capteur électro-optique sur un prototype d'isolateur composite imprimé en 3D.

L'étude numérique, réalisée à l'aide du logiciel COMSOL Multiphysics version 6.1, constitue le cœur de ce travail. Elle permet d'analyser de manière systématique l'influence de la présence d'un défaut interne, de sa taille et de sa position, ainsi que de la position du capteur électro-optique, sur la distribution des composantes axiale et radiale du champ électrique. Différents modèles d'isolateurs composites représentatifs des réseaux HTCC sont étudiés afin

d'évaluer la sensibilité de la méthode en fonction de la longueur de l'isolateur et des conditions de mesure.

Les résultats numériques montrent que la mesure électro-optique du champ électrique est particulièrement sensible à la présence de défauts internes, même de petite taille (jusqu'à 4,25 % de la taille de l'isolateur), et que la précision de la détection dépend fortement de la position du capteur par rapport à la surface de l'isolateur. Les observations expérimentales, bien que limitées par les contraintes de laboratoire, présentent des tendances cohérentes avec les résultats numériques et confirment la pertinence de l'approche proposée.

Ce travail met en évidence le potentiel de la mesure électro-optique du champ électrique comme outil de diagnostic des défauts internes des isolateurs composites soumis à une tension continue. Il ouvre la voie à des travaux futurs visant l'intégration de conditions de service plus réalistes, telles que la pollution, le vieillissement des matériaux et les contraintes environnementales, en vue d'une application industrielle de la méthode.

Mots- clés : Courant continu (HTCC), courant alternatif (HTCA), Réseaux HTCC, harmoniques, ondulation résiduelle, isolateurs composites, défauts internes, détection de défauts, capteur électro-optique, champ électrique, simulation numérique, COMSOL Multiphysics, validation expérimentale.

LISTE DES SIGLES

- **HTCC** : Haute Tension en Courant Continu (High Voltage Direct Current, HVDC)
- **HTCA** : Haute Tension en Courant Alternatif (High Voltage Alternative Current, HVAC)
- **CSC** : Current Source Converter (Convertisseur de source de courant)
- **LCC** : Line Commutated Converter (Convertisseur à commutation par ligne)
- **VSC** : Voltage Source Converter (Convertisseur de source de tension)
- **MMC** : Modular Multilevel Converter (Convertisseur modulaire multiniveaux)
- **EO** : Électro-Optique (capteur électro-optique)
- **UQAC** : Université du Québec à Chicoutimi
- **IR** : Infrarouge
- **UV** : Ultraviolet
- **UHF** : Ultra Haute Fréquence
- **LC** : Leakage Current (Courant de fuite)
- **DP** : Décharges Partielles
- **PI** : Proportional-Integral (contrôleur proportionnel-intégral)
- **PR** : Proportional-Resonant (contrôleur proportionnel-résonant)
- **PIR** : Proportional-Integral-Resonant (contrôleur proportionnel-intégral-résonant)
- **USCD** : Ligne de fuite spécifique (Unified Specific Creepage Distance)
- **NSDD** : Non-Soluble Deposit Density (densité de dépôt non soluble)
- **ESDD** : Equivalent Salt Deposit Density (densité équivalente de dépôt de sel)
- **COMSOL** : Logiciel de simulation multiphysique COMSOL Multiphysics

REMERCIEMENTS

Je veux tout d'abord exprimer ma profonde gratitude à mon directeur de recherche, M. **Christophe Volat**, Professeur titulaire à l'Université du Québec à Chicoutimi (UQAC), pour son accompagnement exceptionnel tout au long de ce projet. Sa disponibilité, sa patience, sa bienveillance et sa compréhension ont été déterminantes, particulièrement durant la période difficile où j'ai dû interrompre mes travaux pour des raisons de santé. Sa confiance et son soutien constant m'ont permis de reprendre ce projet et d'aller au bout de cette démarche avec sérénité. Je remercie également mon co-directeur, M. **Fethi Meghnefi**, pour sa gentillesse, ses conseils éclairés et son soutien tout au long de ce travail. Leur complémentarité a constitué un appui précieux tant sur le plan scientifique que personnel. Je veux aussi remercier M. **Issouf Fofana**, Professeur titulaire à l'UQAC, titulaire de la chaire de recherche ISOLIME et directeur du centre de recherche CENGIVRE, qui a rendu possible ce parcours.

Mes remerciements vont aussi à Mme **Nadine Sodji**, Conseillère aux étudiants et étudiantes de l'UQAC, pour son aide indispensable, sa présence réconfortante et son soutien constant durant toute cette période difficile. Son écoute et son engagement ont joué un rôle déterminant dans ma capacité à poursuivre mes études.

Je souhaite exprimer un remerciement tout particulier à M. **Bernard Maltais**, qui est devenu au fil des années bien plus qu'un simple soutien. Depuis mon arrivée au Canada, il m'a prise sous son aile, m'a guidée avec patience et affection, et n'a jamais cessé de croire en moi. Sa générosité, sa présence rassurante et sa bienveillance paternelle ont été essentielles dans mon parcours. Je lui serai éternellement reconnaissante.

Je souhaite également adresser toute ma gratitude à Mme **Félicia D'Almeida**, qui est pour moi comme une mère. Sa douceur, sa force, sa disponibilité et l'amour maternel qu'elle m'a offert ont été un pilier essentiel dans les moments les plus difficiles. Son soutien inconditionnel m'a portée et m'a permis d'avancer avec courage. Je remercie aussi du fond du cœur **ma famille proche**, mon père, ma mère, mon frère et ma sœur, pour leur amour, leurs encouragements, leurs prières et leur patience. Malgré la distance, ils ont toujours été présents, m'offrant la force et la motivation nécessaires pour poursuivre ce chemin exigeant. Une pensée sincère va également à Mme **Fulgencia Ahossi**, une femme d'une grande bonté qui s'est dédiée corps et âme à m'accompagner. Sa disponibilité, son dévouement et son soutien constant ont été d'une aide inestimable.

Je tiens aussi à exprimer ma reconnaissance à l'ensemble de **mes tantes, oncles et amis**, pour leurs encouragements, prières, mots de réconfort et soutien indéfectible. Leur présence, même à distance, a été une véritable force. Enfin, je remercie toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce mémoire. Votre soutien, qu'il ait été scientifique, moral ou humain, a rendu possible l'aboutissement de ce travail.

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ.....	ii
LISTE DES SIGLES.....	iv
REMERCIEMENTS	v
TABLE DES MATIÈRES.....	vi
LISTE DES TABLEAUX.....	xii
LISTE DES FIGURES.....	xiv
CHAPITRE 1	1
INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
1.1 CONTEXTE	1
1.2 PROBLÉMATIQUE.....	3
1.3 OBJECTIF	4
1.4 MÉTHODOLOGIE	6
1.4.1 ÉTUDE EXPÉRIMENTALE	7
1.4.2 ÉTUDE NUMÉRIQUE	8
1.5 CONCLUSION.....	9
CHAPITRE 2	10
REVUE DE LITTÉRATURE	10
2.1 INTRODUCTION	10
2.2 LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES À HAUTE TENSION	11
2.2.1 STRUCTURE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE	11

2.2.2 LES LIGNES AÉRIENNES EN HAUTE TENSION	13
2.3 LES SYSTÈMES HTCC À CONVERTISSEURS À MODULATION DE LARGEUR D'IMPULSION (VSC)	20
2.3.1 INTRODUCTION AUX SYSTEMES HTCC MODERNES	20
2.3.2 TECHNOLOGIE MMC POUR LES CONVERTISSEURS VSC-HTCC	21
2.3.3 ONDULATION RÉSIDUELLE (RIPPLE) DANS LES SYSTEMES VSC- HTCC	23
2.3.4 INFLUENCE DE L'ONDULATION DE LA TENSION CONTINUE SUR LES CONTRAINTES DES ISOLATEURS HTCC	25
2.4 LES ISOLATEURS UTILISÉS SUR LES LIGNES HTCC	26
2.4.1 GENERALITE SUR LES ISOLATEURS COMPOSITES	26
2.4.2 TYPES DE DEFAUTS AU SEIN DES ISOLATEURS COMPOSITES	29
2.4.3 CONTRAINTES SUBIES PAR LES ISOLATEURS COMPOSITES	31
2.4.4 QUELQUES DEFINITIONS IMPORTANTES	35
2.5 MÉTHODES DE DÉTECTION DES DÉFAUTS INTERNES AU SEIN DES ISOLATEURS COMPOSITES	37
2.5.1 LES METHODES DE DIAGNOSTIC PAR LA DETECTION DES DECHARGES PARTIELLES	38

2.5.2 DIAGNOSTIC PAR LA MESURE DU COURANT DE FUITE LC (LEAKEAGE CURRENT)	40
2.5.3 METHODE DE DIAGNOSTIC PAR LA MESURE DU CHAMP ELECTRIQUE	41
2.6 CONCLUSION	45
CHAPITRE 3	46
ÉTUDE EXPÉRIMENTALE	46
3.1 INTRODUCTION	46
3.2 PRÉSENTATION DU BANC DE MESURE	46
3.2.1 CAPTEUR ÉLECTRO- OPTIQUE (EO) DE CHAMP ÉLECTRIQUE	48
3.2.2 ISOLATEUR 69kV IMPRIMÉ 3D	49
3.2.3 SOURCE HT. À COURANT CONTINU	51
3.3 ÉTUDE DE LA DISTRIBUTION DU CHAMP ÉLECTRIQUE POUR UN ISOLATEUR SAIN	54
3.3.1 DISTRIBUTION DE LA COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE	56
3.3.2 DISTRIBUTION DE LA COMPOSANTE RADIALE DU CHAMP ELECTRIQUE	58
3.4 ÉTUDE DU CHAMP ÉLECTRIQUE AXIAL POUR UN ISOLATEUR DÉFECTUEUX	60
3.5 CONCLUSION	65

CHAPITRE 4	67
ETUDE NUMÉRIQUE D'UN ISOLATEUR 69kV	67
4.1 INTRODUCTION	67
4.2 PRÉSENTATION DU MODÈLE NUMÉRIQUE	67
4.3 DISTRIBUTION DES COMPOSANTES AXIALE ET RADIALE DU CHAMP ELECTRIQUE POUR L'ISOLATEUR SAIN	70
4.4 ÉTUDE DE L'INFLUENCE DE LA TAILLE ET DE LA POSITION DU DÉFAUT SUR LA DISTRIBUTION DU CHAMP ÉLECTRIQUE	72
4.4.1 DÉFAUT INTERNE CONNECTÉ À LA HT	73
4.4.2 DÉFAUT INTERNE FLOTTANT	78
4.4.3 DÉFAUT INTERNE CONNECTÉ À LA MASSE	84
4.4.4 DÉFAUT INTERNE NON CONNECTÉ À LA HT	88
4.4.5 DÉFAUT INTERNE NON CONNECTÉ À LA MASSE	92
4.5 ANALYSE ET INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS	96
4.5.1 INFLUENCE GLOBALE DE LA PRESENCE DU DEFAUT INTERNE SUR LA DISTRIBUTION DE CHAMP ELECTRIQUE	96
4.5.2 INFLUENCE DE LA POSITION DU DEFAUT INTERNE SUR LA DISTRIBUTION DE CHAMP ELECTRIQUE	100
4.5.3 INFLUENCE DE LA POSITION DU CAPTEUR	103

4.5.4 COMPARAISON AVEC L'ÉTUDE EXPÉRIMENTALE	104
4.6 CONCLUSION	106
CHAPITRE 5	107
ÉTUDE NUMÉRIQUE ET VALIDATION DE LA MÉTHODE DE DIAGNOSTIC SUR UN ISOLATEUR 400 kV	107
5.1 INTRODUCTION	107
5.2 PRÉSENTATION DU MODÈLE NUMÉRIQUE	107
5.3 DISTRIBUTION DES COMPOSANTES AXIALE ET RADIALE DU CHAMP ELECTRIQUE POUR L'ISOLATEUR SAIN	110
5.4 DISTRIBUTION DE LA COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE POUR L'ISOLATEUR DÉFECTUEUX	113
5.4.1 DÉFAUT INTERNE CONNECTÉ À LA HT	113
5.4.2 DÉFAUT INTERNE FLOTTANT	117
5.4.3 DÉFAUT INTERNE CONNECTÉ À LA MASSE	120
5.5 DISCUSSION	123
5.5.1 INFLUENCE DE LA PRÉSENCE DES ANNEAUX DE GARDE SUR LA DISTRIBUTION DU CHAMP ÉLECTRIQUE	123
5.5.2 ANALYSE DE L'INFLUENCE DE LA PRÉSENCE DES ANNEAUX DE GARDE SUR LA DISTRIBUTION DU CHAMP ÉLECTRIQUE DÉFECTUEUX	125
5.6 CONCLUSION	129

CHAPITRE 6	131
CONCLUSION GÉNÉRALE	131
6.1 INTRODUCTION	131
6.2 CONTRIBUTION DE L'ÉTUDE EXPÉRIMENTALE	131
6.3 CONTRIBUTION DE L'ÉTUDE NUMÉRIQUE	133
6.4 RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES	135
LISTE DES RÉFÉRENCES	138

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1 : LES LIGNES DE TRANSMISSION HTCC A TRAVERS LE MONDE.....	16
TABLEAU 2 : VALEURS TYPQUES DE L'ONDULATION RESIDUELLE OBSERVEES SUR LES LIGNES HTCC.....	24
TABLEAU 3 : RESUME DES METHODES DE DIAGNOSTIC DES DEFAUTS INTERNES PAR LA DETECTION DES DECHARGES PARTIELLES.....	38
TABLEAU 4 : DIMENSIONS PRINCIPALES DE L'ISOLATEUR 69 KV.....	51
TABLEAU 5 : DETERMINATION DU RAPPORT R_d POUR LES DIFFERENTES POSITIONS DU DEFAUT INTERNE, LA SONDE EO POSITIONNEE A 0°, 90° ET 180°.....	65
TABLEAU 6: PROPRIETES DIELECTRIQUES DES MATERIAUX.....	69
TABLEAU 7 : DETERMINATION DU RAPPORT R_d POUR DIFFERENTES LONGUEURS DU DEFAUT INTERNE CONNECTE A LA HT, POINTS DE CALCUL A 0°, 90°, 180° ET 270°...	77
TABLEAU 8 : DETERMINATION DU RAPPORT R_d POUR DIFFERENTES LONGUEURS DU DEFAUT INTERNE FLOTTANT, LES POINTS DE CALCUL POSITIONNES A 0°, 90° ET 180°.	83
TABLEAU 9 : DETERMINATION DU RAPPORT R_d POUR DIFFERENTES LONGUEURS DE DEFAUTS INTERNES CONNECTES A LA MASSE, POINTS DE CALCUL A 0°, 90° ET 180°.	87
TABLEAU 10 : DETERMINATION DU RAPPORT R_d POUR DIFFERENTES LONGUEURS DU DEFAUT INTERNE NON CONNECTE A LA HT, POINTS DE CALCUL A 0°, 90° ET 180°...	91

TABLEAU 11 : DETERMINATION DU RAPPORT R_d POUR DIFFERENTES LONGUEURS DE DEFAUTS INTERNES CONNECTES A LA MASSE, POINTS DE CALCUL A 0°, 90° ET 180°	95
TABLEAU 12: VARIATIONS MAXIMALES RELATIVES DES COMPOSANTES AXIALE ET RADIALE DU CHAMP ELECTRIQUE POUR DES DEFAUTS SITUES A LA HT	102
TABLEAU 13: VARIATIONS MAXIMALES RELATIVES DES COMPOSANTES AXIALE ET RADIALE DU CHAMP ELECTRIQUE POUR DES DEFAUTS SITUES A LA MISE A LA TERRE.....	102
TABLEAU 14: L'INFLUENCE DE LA POSITION ANGULAIRE DU CAPTEUR SUR LES VARIATIONS MAXIMALES DU CHAMP ELECTRIQUE POUR LE DEFAUT DE LONGUEUR L_1 CONNECTE A LA HAUTE TENSION.....	104
TABLEAU 15 : CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE L'ISOLATEUR POUR LA LIGNE ± 400 KV	109
TABLEAU 16 : DETERMINATION DU RAPPORT R_d POUR DIFFERENTES LONGUEURS DU DEFAUT INTERNE CONNECTE A LA HT, POINTS DE CALCUL A 0° ET 90°	116
TABLEAU 17 : DETERMINATION DU RAPPORT R_d POUR DIFFERENTES LONGUEURS DU DEFAUT INTERNE FLOTTANT, POINTS DE CALCUL A 0° ET 90°	120
TABLEAU 18 : DETERMINATION DU RAPPORT R_d POUR DIFFERENTES LONGUEURS DU DEFAUT INTERNE CONNECTE A LA MASSE, POINTS DE CALCUL A 0° ET 90°	123

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1 : STRUCTURE DU RESEAU ELECTRIQUE [24].	12
FIGURE 2 : LIEN HTCC MONOPOLAIRE.	14
FIGURE 3 : LIEN HTCC BIPOLAIRE.	15
FIGURE 4 : LIEN HTCC HOMOPOLAIRE.	15
FIGURE 5 : SCHEMA D'UN CONVERTISSEUR VSC-HTCC [27].	16
FIGURE 6 : TOPOLOGIE D'UN MMC TRIPHASE [50].	21
FIGURE 7 : ISOLATEUR EN CERAMIQUE (A) ; ISOLATEUR COMPOSITE (B) [61].	27
FIGURE 8 : CONSTITUTION D'UN ISOLATEUR COMPOSITE.	28
FIGURE 9 : DEGRADATION D'UN ISOLATEUR COMPOSITE INSTALLE SUR UNE LIGNE HT 400 KV [62].	30
FIGURE 10 : DEGRADATION DE LA TIGE D'UN ISOLATEUR COMPOSITE 121KV A L'EXTREMITE DE L'ELECTRODE DE HAUTE TENSION [62].	30
FIGURE 11 : EXEMPLE DE DECHARGES COURONNE PROVOQUANT LA PERTE DE L'HYDROPHOBICITE DE L'ISOLATEUR[62].	33
FIGURE 12 : CONTOURNEMENT EXTERNE D'UN ISOLATEUR COMPOSITE [18].	34
FIGURE 13 : DEGRADATION SUITE A UN CONTOURNEMENT INTERNE [62].	34
FIGURE 14 : DIFFERENCE DE FORMATION D'UN ARC EN CA ET EN CC [75].	37

FIGURE 15 : VERIFICATEUR D'ISOLATEUR FOURNI PAR POSITRON (A); UTILISATION DU VERIFICATEUR SUR UN ISOLATEUR DE LIGNE (B) [76].	41
FIGURE 16 : CAPTEUR ELECTRO-OPTIQUE DE CHEZ KAPTEOS[78].	43
FIGURE 17 : PRESENTATION DU MONTAGE EXPERIMENTAL.	47
FIGURE 18 : PRESENTATION DE L'EXTERIEUR DE LA CAGE DE FARADAY.	48
FIGURE 19 : PRESENTATION DU CAPTEUR EO DE CHAMP ELECTRIQUE AVEC (A) LA SONDE EO, (B) LA SONDE EO MONTEE SUR LE BRAS DU CHARRIOT ET (C) LE CONVERTISSEUR EO AVEC L'OSCILLOSCOPE.	49
FIGURE 20 : PRESENTATION DE L'ISOLATEUR 69 KV IMPRIME EN 3D AVEC (A) VUE GENERALE ET (B) ISOLATEUR DEMONTE AVEC LE POSITIONNEMENT DU DEFECT INTERNE.	50
FIGURE 21: VUE GENERALE DE LA SOURCE HTCC.	51
FIGURE 22 : EVOLUTION DE LA COMPOSANTE VARIABLE DE LA SOURCE HTCC POUR UNE TENSION APPLIQUEE DE 21 649 V.	52
FIGURE 23: TRANSFORMEE DE FOURIER DE LA COMPOSANTE VARIABLE DE LA TENSION DE LA SOURCE HTCC POUR UNE TENSION APPLIQUEE DE 21 649 V.	53
FIGURE 24: TAUX DE DISTORSION HARMONIQUE (TDH) CALCULE A PARTIR DE L'AMPLITUDE DU FONDAMENTAL POUR UNE TENSION APPLIQUEE DE 21 649 V.	53
FIGURE 25: TAUX DE DISTORSION HARMONIQUE (TDH) CALCULE A PARTIR DE LA VALEUR DE LA TENSION APPLIQUEE FIXEE A 21 649 V.	54

FIGURE 26: POSITION DU CAPTEUR PAR RAPPORT A LA SURFACE DE L'ISOLATEUR AVEC (A) LES POINTS DE MESURE AU MILIEU DE L'ESPACE INTER-JUPES ET (B) LES POSITIONS ANGULAIRES DE MESURE ET LE POSITIONNEMENT DE LA SONDE EO AU MILIEU DE L'ESPACE INTER-JUPES.	55
FIGURE 27: COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE POUR L'ISOLATEUR IMPRIME 3D SAIN, CAPTEUR POSITIONNE A 0° ENTRE LES JUPES	56
FIGURE 28: COMPOSANTE RADIALE DU CHAMP ELECTRIQUE POUR L'ISOLATEUR IMPRIME 3D SAIN, CAPTEUR POSITIONNE A 0° AUX EXTREMITES DES JUPES	57
FIGURE 29: ISOLATEUR REEL 120 KV DE LA MARQUE SEDIVER.....	59
FIGURE 30: DISTRIBUTION DE LA COMPOSANTE RADIALE DU CHAMP ELECTRIQUE POUR (A) L'ISOLATEUR IMPRIME 3D ET (B) L'ISOLATEUR 120 KV REEL SAIN.	59
FIGURE 31 : DEFECT FLOTTANT.....	60
FIGURE 32: COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE ENTRE LES JUPES DE L'ISOLATEUR 3D SONDE EO POSITIONNEE A 0°.	61
FIGURE 33: COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE ENTRE LES JUPES DE L'ISOLATEUR 3D SONDE EO POSITIONNEE A 90°.	62
FIGURE 34: COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE ENTRE LES JUPES DE L'ISOLATEUR 3D SONDE EO POSITIONNEE A 180°.	63
FIGURE 35 : MODELE NUMERIQUE DE L'ISOLATEUR 69 KV SAIN (A) ET DU MONTAGE EXPERIMENTAL UTILISE AVEC SES ELEMENTS PRINCIPAUX (B).....	68

FIGURE 36 : ILLUSTRATION DE LA VUE EN COUPE DE L'ISOLATEUR AVEC LES POINTS DE CALCUL A 0° , 90° , 180° ET 270° POSITIONNES SUR UNE JUPE.	69
FIGURE 37 : POINTS DE CALCUL ENTRE LES JUPES	70
FIGURE 38 : DISTRIBUTION DES COMPOSANTES DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEES ENTRE LES JUPES POUR L'ISOLATEUR SAIN AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	71
FIGURE 39: DIFFERENTES LONGUEURS DE DEFAUTS INTERNES CONNECTES A LA HAUTE TENSION AVEC (A) DEFAUT DE LONGUEUR $L1$, (B) DEFAUT DE LONGUEUR $L2$, (C) DEFAUT DE LONGUEUR $L3$ ET (D) DEFAUT DE LONGUEUR $L4$	73
FIGURE 40 : DISTRIBUTION DES COMPOSANTES DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEES ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE DE DIFFERENTES LONGUEURS CONNECTE A LA HAUTE TENSION POUR LA POSITION A 0° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	74
FIGURE 41 : DISTRIBUTION DES COMPOSANTES DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEES ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE DE DIFFERENTES LONGUEURS CONNECTE A LA HAUTE TENSION POUR LA POSITION A 90° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	74
FIGURE 42 : DISTRIBUTION DES COMPOSANTES DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEES ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE DE DIFFERENTES LONGUEURS CONNECTE A LA HAUTE TENSION POUR LA POSITION A 180° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	75
FIGURE 43 : DISTRIBUTION DES COMPOSANTES DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEES ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE DE DIFFERENTES LONGUEURS	

CONNECTE A LA HAUTE TENSION POUR LA POSITION A 270° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	75
FIGURE 44 : DIFFERENTES LONGUEURS DE DEFAUTS INTERNES FLOTTANTS AVEC (A) DEFAUT DE LONGUEUR $L1$, (B) DEFAUT DE LONGUEUR $L2$, (C) DEFAUT DE LONGUEUR $L3$ ET (D) DEFAUT DE LONGUEUR $L4$	79
FIGURE 45 : DISTRIBUTION DES COMPOSANTES DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEES ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE FLOTTANT DE DIFFERENTES LONGUEURS POUR LA POSITION A 0° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.....	80
FIGURE 46 : DISTRIBUTION DES COMPOSANTES DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEES ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE FLOTTANT DE DIFFERENTES LONGUEURS POUR LA POSITION A 90° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.....	80
FIGURE 47 : DISTRIBUTION DES COMPOSANTES DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEES ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE FLOTTANT DE DIFFERENTES LONGUEURS POUR LA POSITION A 180° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.....	81
FIGURE 48 : DIFFERENTES LONGUEURS DU DEFAUT INTERNE CONNECTE A LA MASSE AVEC (A) DEFAUT DE LONGUEUR $L1$, (B) DEFAUT DE LONGUEUR $L2$, (C) DEFAUT DE LONGUEUR $L3$, ET (D) DEFAUT DE LONGUEUR $L4$	84
FIGURE 49 : DISTRIBUTION DE LA COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE DE DIFFERENTES	

LONGUEURS CONNECTE A LA MASSE POUR LA POSITION A 0° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	85
FIGURE 50 : DISTRIBUTION DE LA COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE DE DIFFERENTES LONGUEURS CONNECTE A LA MASSE POUR LA POSITION A 90° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	85
FIGURE 51: DISTRIBUTION DE LA COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE DE DIFFERENTES LONGUEURS CONNECTE A LA MASSE POUR LA POSITION A 180° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	86
FIGURE 52 : DIFFERENTES LONGUEURS DE DEFAUTS INTERNES POSITIONNES PRES DE LA HAUTE TENSION AVEC (A) DEFAUT DE LONGUEUR $L1$, (B) DEFAUT DE LONGUEUR $L2$, (C) DEFAUT DE LONGUEUR $L3$ ET (D) DEFAUT DE LONGUEUR $L4$	88
FIGURE 53 : DISTRIBUTION DE COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE DE DIFFERENTES LONGUEURS NON CONNECTE A LA HT POUR LA POSITION A 0° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	89
FIGURE 54 : DISTRIBUTION DE COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE DE DIFFERENTES LONGUEURS NON CONNECTE A LA HT POUR LA POSITION A 90° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	89
FIGURE 55 : DISTRIBUTION DE COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE DE DIFFERENTES	

LONGUEURS NON CONNECTE A LA HT POUR LA POSITION A 180° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	90
FIGURE 56 : DIFFERENTES LONGUEURS DE DEFANTS POSITIONNES PRES DE LA MASSE AVEC (A) DEFANT DE LONGUEUR $L1$, (B) DEFANT DE LONGUEUR $L2$, (C) DEFANT DE LONGUEUR $L3$ ET (D) DEFANT DE LONGUEUR $L4$	92
FIGURE 57 : DISTRIBUTION DE COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR LE DEFANT INTERNE DE DIFFERENTES LONGUEURS NON CONNECTE A LA MASSE POUR LA POSITION A 0° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	93
FIGURE 58 : DISTRIBUTION DE COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR LE DEFANT INTERNE DE DIFFERENTES LONGUEURS NON CONNECTE A LA MASSE POUR LA POSITION A 90° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	93
FIGURE 59 : DISTRIBUTION DE COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR LE DEFANT INTERNE DE DIFFERENTES LONGUEURS NON CONNECTE A LA MASSE POUR LA POSITION A 180° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	94
FIGURE 60 : LIGNES DE CHAMP ELECTRIQUE POUR L'ISOLATEUR 69KV SAIN AVEC (A) LES LIGNES DE CHAMP ELECTRIQUE SIMPLES, (B) LES LIGNES DE CHAMP ELECTRIQUE METTANT EN EVIDENCE LA DISTRIBUTION DU CHAMP ELECTRIQUE LE LONG DE L'ISOLATEUR, LES POINTS DE CALCUL A 0° ET (C) LA REPRESENTATION EN CARTE DE COULEUR DE LA NORME DU CHAMP ELECTRIQUE.....	97

FIGURE 61 : LIGNES DE CHAMP ELECTRIQUE POUR L'ISOLATEUR 69KV DEFECTUEUX AVEC UN DEFAUT INTERNE DE LONGUEUR l_1 CONNECTE A LA HT AVEC (A) LES LIGNES DE CHAMP ELECTRIQUE SIMPLES ET (B) LES LIGNES DE CHAMP ELECTRIQUE METTANT EN EVIDENCE LA DISTRIBUTION DU CHAMP ELECTRIQUE LE LONG DE L'ISOLATEUR, LES POINTS DE CALCUL A 0° .	98
FIGURE 62 : DEFINITION DU REPERE ASSOCIE AU CAPTEUR ELECTRO-OPTIQUE DANS L'ESPACE INTER-JUPES.	99
FIGURE 63 : COMPARAISON DES RESULTATS NUMERIQUES ET EXPERIMENTAUX AVEC (A) L'ISOLATEUR 69KV SAIN, (B) LE DEFAUT SITUE A LA HAUTE TENSION, (C) LE DEFAUT FLOTTANT ET (D) LE DEFAUT SITUE A LA MASSE POUR UNE POSITION A 0° .	105
FIGURE 64 : MODELE NUMERIQUE DE L'ISOLATEUR 400 KV SAIN.	109
FIGURE 65 : MODELE NUMERIQUE DE L'ISOLATEUR COMPOSITE ± 400 KV AVEC SES ELEMENTS PRINCIPAUX.	110
FIGURE 66 : DISTRIBUTION DE LA COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR L'ISOLATEUR 400 KV SAIN AVEC LES POINTS DE CALCUL POSITIONNES A 0° ET 90° .	111
FIGURE 67: DISTRIBUTION DE LA COMPOSANTE RADIALE DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR L'ISOLATEUR 400 KV SAIN AVEC LES POINTS DE CALCUL POSITIONNES A 0° ET 90° .	111
FIGURE 68 : DIFFERENTES LONGUEURS DE DEFANTS CONNECTES A LA HAUTE TENSION AVEC (A) DEFANT DE LONGUEUR l_1 ET (B) DEFANT DE LONGUEUR l_2 POUR L'ISOLATEUR 400 KV.	113

FIGURE 69 : DISTRIBUTION DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE DE DIFFERENTES LONGUEURS CONNECTE A LA HT POUR LA POSITION A 0° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	114
FIGURE 70 : DISTRIBUTION DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE DE DIFFERENTES LONGUEURS CONNECTE A LA HT POUR LA POSITION A 90° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	114
FIGURE 71 : DIFFERENTES LONGUEURS DU DEFAUT INTERNE FLOTTANT AVEC (A) DEFAUT DE LONGUEUR L_1 , ET (B) DEFAUT DE LONGUEUR L_2	117
FIGURE 72 : DISTRIBUTION DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE FLOTTANT DE DIFFERENTES LONGUEURS POUR LA POSITION A 0° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.....	118
FIGURE 73 : DISTRIBUTION DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE FLOTTANT DE DIFFERENTES LONGUEURS POUR LA POSITION A 90° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.....	118
FIGURE 74 : DIFFERENTES LONGUEURS DU DEFAUT INTERNE POSITIONNE A LA MASSE AVEC (A) DEFAUT DE LONGUEUR L_1 ET (B) DEFAUT DE LONGUEUR L_2	121
FIGURE 75 : DISTRIBUTION DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE DE DIFFERENTES LONGUEURS CONNECTE A LA MASSE POUR LA POSITION A 0° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	121

FIGURE 76 : DISTRIBUTION DU CHAMP ELECTRIQUE DETERMINEE ENTRE LES JUPES POUR LE DEFAUT INTERNE DE DIFFERENTES LONGUEURS CONNECTE A LA MASSE POUR LA POSITION A 90° AVEC (A) LA COMPOSANTE AXIALE ET (B) LA COMPOSANTE RADIALE.	122
FIGURE 77 : LIGNES DE CHAMP ELECTRIQUES METTANT EN EVIDENCE LA DISTRIBUTION DU CHAMP ELECTRIQUE LE LONG DES ISOLATEURS SAINS AVEC (A) L'ISOLATEUR 69KV, (B) L'ISOLATEUR 400 KV AVEC DES ANNEAUX DE GARDES, LES POINTS DE CALCUL A 0°	124
FIGURE 78 : LIGNES DE CHAMP ELECTRIQUES POUR L'ISOLATEUR 400 KV DEFECTUEUX AVEC (A) LE DEFAUT INTERNE A LA HT, (B) LE DEFAUT INTERNE FLOTTANT ET (C) LE DEFAUT INTERNE A LA MISE A LA TERRE, LES POINTS DE CALCUL A 0°	127

CHAPITRE 1

INTRODUCTION GÉNÉRALE

1.1 CONTEXTE

Pour satisfaire la demande en électricité dans le monde, l'énergie électrique est produite, transportée et distribuée par des systèmes électriques conçus pour fournir cette énergie de façon alternative ou continue selon l'utilisation. Chacun de ces systèmes est constitué d'appareils reliés entre eux par des lignes aériennes qui assurent une véritable sécurité électrique.

Cette électricité parcourt de longues distances, ce qui implique un certain nombre de contraintes telles que les pertes électriques, le coût des dispositifs et bien d'autres. Afin de pallier ces problèmes, il a été nécessaire de se pencher sur le transport à haute tension (HT) et ultra haute tension (UHT) en courant continu avec l'introduction des dispositifs HTCC (Haute tension à courant continu) ou (High Voltage Direct Current (HTCC) en anglais). La venue de ces dispositifs a permis de régler les problèmes liés au coût et aux pertes. Cependant, la complexité liée à leur conception, exploitation, gestion et maintenance, les rend moins accessibles que les systèmes HTCA (Haute tension à courant alternatif) ou (High Voltage Alternative Current (HVAC) en anglais).

Les lignes aériennes du réseau électrique sont composées de trois principaux éléments. Il s'agit entre autres des supports (poteaux ou pylônes), des isolateurs de ligne et des conducteurs nus. Chacun de ces éléments est d'une grande importance sur le réseau électrique. Cependant, les isolateurs restent les plus indispensables pour la sécurité et la fiabilité du réseau. Cela est dû au fait qu'en plus de fournir un soutien mécanique, ces derniers doivent garantir une isolation électrique sans faille entre le pylône et le conducteur nu. De ce

fait, leur défaillance peut conduire à des problèmes très graves sur les réseaux aériens de transport de l'énergie électrique.

Il existe deux catégories d'isolateurs de ligne électrique : les isolateurs en céramique (en verre ou en porcelaine) et les isolateurs composites. Les isolateurs en céramiques ont été les premiers à être utilisés sur les réseaux électriques. Ils ont été très vite concurrencés par les isolateurs composites en raison de leur poids plus faible et de leurs performances électriques sous conditions de pollution atmosphériques. En effet, l'hydrophobicité des matériaux composites est l'une des caractéristiques primordiales qui déterminent le comportement d'un bon isolateur dans des conditions de pollution et sous des contraintes extrêmes.

Malheureusement, bien qu'ils offrent de nombreux avantages, les isolateurs composites sont très peu utilisés sur les réseaux de haute tension à courant continu. Cela résulte du fait que les réseaux HTCC imposent beaucoup plus d'exigences aux isolateurs que sur les réseaux CA. Ainsi, ils sont plus vulnérables et plus facilement dégradables. Leur dégradation, qui peut être interne et/ou externe, entraîne des conséquences désastreuses tant au niveau du transport et la distribution de l'énergie électrique qu'au niveau de la maintenance. Il est donc impératif de contrôler régulièrement l'état des isolateurs afin de prévenir leur défaillance et ainsi assurer une pérennité du réseau électrique.

Le présent travail de recherche porte sur le développement d'une méthode de détection des défauts internes au sein des isolateurs composites utilisés sur les réseaux à très haute tension en courant continu. Cette méthode est basée sur la mesure du champ électrique à l'aide d'un capteur électro-optique.

1.2 PROBLÉMATIQUE

Depuis leur première utilisation sur les réseaux à courant continu dans les années 80 [1], les isolateurs composites sont progressivement entrés en concurrence avec les isolateurs en céramique. Bien qu'ils présentent plusieurs avantages, notamment en matière de légèreté et de performance en conditions de pollution, ils demeurent sensibles aux contraintes électriques, mécaniques, environnementales et climatiques. Ces contraintes peuvent accélérer leur vieillissement et favoriser l'apparition de dégradations internes ou externes, susceptibles de compromettre leur intégrité diélectrique et d'entraîner des interruptions dans le transport et la distribution de l'énergie électrique. Contrairement aux isolateurs en céramique, le diagnostic des défauts des isolateurs composites demeure complexe. Il nécessite une analyse approfondie non seulement de leur surface, mais également de leur structure interne, afin d'évaluer correctement leur état et de prévenir les risques de défaillance.

Au fil des années, plusieurs méthodes de diagnostic des isolateurs ont été développées, notamment la détection électro-acoustique [2-4], les techniques infrarouges et ultraviolettes [5-8], les méthodes de détection à ultra-hautes fréquences [9-11], ainsi que l'analyse du courant de fuite [12-16]. Initialement utilisées pour le diagnostic des isolateurs en céramique, ces méthodes ont été progressivement adaptées aux isolateurs composites. Certaines de ces approches se sont révélées efficaces pour la détection de défauts externes. Cependant, leur capacité à identifier de manière fiable des défauts internes reste limitée, en particulier dans le cas des isolateurs composites. Dans ce contexte, la mesure du champ électrique apparaît comme une méthode particulièrement prometteuse pour la détection des défauts, qu'ils soient externes ou internes [17-21].

Il y a quelques années, une méthode de diagnostic des défauts internes des isolateurs composites a été développée à l'Université du Québec à Chicoutimi (UQAC). Cette méthode, basée sur l'utilisation d'un capteur électro-optique permettant de mesurer les composantes

radiale et axiale du champ électrique, a permis de détecter un défaut conducteur de petite taille (15 mm) au sein d'un isolateur soumis à une haute tension alternative. Les résultats obtenus ont démontré la sensibilité et le potentiel de cette approche pour la détection des défauts internes. Toutefois, cette méthode a été développée et validée dans un contexte de tension alternative, où les variations temporelles du champ électrique facilitent l'exploitation du capteur électro-optique.

L'idée qui sous-tend le présent travail de recherche consiste à adapter cette méthode aux isolateurs composites soumis à une haute tension en courant continu. Une telle adaptation nécessite cependant des investigations approfondies, en raison de la complexité des réseaux HTCC, caractérisés notamment par la présence d'ondulations résiduelles et de composantes harmoniques superposées à la tension continue, tant au niveau de la tension d'application que du champ électrique [22].

1.3 OBJECTIF

La détection des défauts internes des isolateurs composites utilisés sur les réseaux CA et CC demeurent un véritable casse-tête pour les sociétés de transport de l'énergie électrique à travers le monde. Bien que les méthodes citées précédemment ne cessent d'être développées au fil des années, la détection par la mesure du champ électrique demeure une de plus sensible [23]. Pour cela, les chercheurs ne cessent d'expérimenter différentes techniques basées sur le champ électrique. L'utilisation du capteur électro-optique a jusqu'à présent donné les meilleurs résultats en termes de sensibilité de la méthode de diagnostic par la mesure du champ électrique sur les réseaux CA [19].

La détection des défauts internes au sein des isolateurs composites utilisés sur les réseaux à haute tension en courant continu demeure un enjeu majeur pour les sociétés de transport de l'énergie électrique. Malgré les avancées réalisées au fil des années dans le

domaine du diagnostic des isolateurs, la complexité des réseaux HTCC, notamment en raison de la présence d'ondulations résiduelles et d'harmoniques superposées à la tension continue, limite l'application directe de nombreuses méthodes existantes.

Dans ce contexte, la mesure du champ électrique à l'aide d'un capteur électro-optique apparaît comme une approche particulièrement prometteuse. Cette méthode a déjà démontré une forte sensibilité pour la détection de défauts internes des isolateurs composites soumis à une tension alternative. Toutefois, son application aux réseaux HTCC nécessite une analyse approfondie, tant sur le plan des conditions électriques réelles que sur le comportement du champ électrique en présence de défauts internes.

L'objectif général de ce travail de recherche est de développer et d'évaluer une méthode de détection des défauts internes des isolateurs composites utilisés sur les réseaux à haute tension en courant continu, basée sur la mesure électro-optique du champ électrique, à travers une approche numérique détaillée appuyée par une étude expérimentale préliminaire. Afin d'atteindre cet objectif général, les objectifs spécifiques suivants sont poursuivis :

- Caractériser expérimentalement les sources HTCC disponibles au laboratoire de l'Université du Québec à Chicoutimi, en identifiant le contenu harmonique et l'ondulation résiduelle de la tension continue, afin de mieux comprendre les conditions électriques réelles influençant la mesure du champ électrique.
- Utiliser les paramètres électriques issus des mesures expérimentales pour définir des conditions aux limites et des signaux d'excitation réalistes dans les modèles numériques.
- Analyser numériquement la distribution des composantes axiale et radiale du champ électrique à la surface et entre les jupes d'un isolateur composite sain soumis à une tension continue.

- Étudier l'influence de la présence d'un défaut interne sur la distribution du champ électrique, en considérant différentes tailles d'isolateurs composites utilisés sur les réseaux HTCC.
- Évaluer l'effet de la taille et de la position du défaut interne, ainsi que de la position du capteur électro-optique, sur la sensibilité de la méthode de détection.
- Analyser l'influence de la longueur de l'isolateur composite sur la capacité de détection des défauts internes, en comparant plusieurs modèles numériques représentatifs des niveaux de tension utilisés en HTCC.
- Observer qualitativement, à l'aide d'un prototype d'isolateur composite imprimé en 3D, la cohérence entre les tendances issues des simulations numériques et les comportements mesurés expérimentalement.

1.4 MÉTHODOLOGIE

Afin de répondre à la problématique de recherche et d'atteindre les objectifs définis précédemment, une méthodologie reposant sur une approche combinée expérimentale et numérique a été adoptée. Cette démarche vise à tirer parti des avantages respectifs de chaque approche, tout en tenant compte de leurs limites, dans le contexte particulier des réseaux à haute tension en courant continu.

L'approche retenue s'articule autour de deux axes complémentaires :

- Une **étude expérimentale préliminaire**, destinée à caractériser les conditions électriques réelles et à orienter la modélisation,
- Une **étude numérique approfondie**, constituant le cœur de ce travail et permettant une analyse détaillée et contrôlée de l'influence des défauts internes sur la distribution du champ électrique.

1.4.1 ÉTUDE EXPÉRIMENTALE

L'étude expérimentale a pour objectif principal de caractériser l'environnement électrique réel des réseaux HTCC et d'identifier les paramètres susceptibles d'influencer la mesure du champ électrique par un capteur électro-optique. Elle ne vise pas une validation quantitative exhaustive des résultats numériques, mais plutôt à fournir un cadre physique réaliste et à observer qualitativement les tendances du comportement du champ électrique.

Cette étude est réalisée en deux étapes principales :

- **Étape 1 : Caractérisation des sources HTCC**

Cette première étape consiste à analyser les sources de haute tension en courant continu disponibles au laboratoire de l'Université du Québec à Chicoutimi. À l'aide d'instruments de mesure appropriés, la composante variable de la tension continue est étudiée afin d'identifier les harmoniques présentes et de quantifier l'ondulation résiduelle. Cette étape permet de mieux comprendre la nature des perturbations électriques existantes dans un réseau HTCC réel et de définir des paramètres d'excitation représentatifs pour les simulations numériques.

- **Étape 2 : Étude qualitative du champ électrique sur un prototype d'isolateur**

La seconde étape repose sur l'utilisation d'un prototype d'isolateur composite imprimé en 3D, dans lequel un défaut interne artificiel est introduit. Le champ électrique est mesuré à l'aide d'un capteur électro-optique positionné à différents emplacements le long de l'isolateur. Les mesures réalisées permettent d'observer qualitativement l'influence de la présence du défaut et de la position du capteur sur les composantes axiale et radiale du champ électrique. Ces observations servent principalement à valider la cohérence physique des hypothèses retenues pour la modélisation numérique.

1.4.2 ÉTUDE NUMÉRIQUE

L'étude numérique constitue l'élément central de ce travail de recherche. Elle est réalisée à l'aide du logiciel COMSOL Multiphysics (version 6.1) et vise à analyser de manière systématique l'influence des défauts internes sur la distribution du champ électrique au sein et à la surface des isolateurs composites soumis à une tension continue. La méthodologie numérique est structurée en trois étapes complémentaires:

- **Étape 1 : Analyse numérique d'un isolateur composite 3D avec et sans défaut**

Dans un premier temps, un modèle tridimensionnel d'isolateur composite est utilisé afin d'étudier la distribution du champ électrique en condition saine. Les composantes axiale et radiale du champ électrique sont calculées à différents points situés à la surface et entre les jupes de l'isolateur. Un défaut interne est ensuite introduit dans le modèle, permettant d'analyser son influence sur la distribution du champ électrique et d'identifier les zones les plus sensibles à la présence d'un défaut.

- **Étape 2 : Modélisation d'isolateurs composites représentatifs des réseaux HTCC**

Cette étape consiste à développer des modèles numériques d'isolateurs composites représentatifs de ceux utilisés sur les réseaux HTCC, en s'appuyant sur les données issues de la littérature et des normes applicables. Différentes configurations de défauts internes sont intégrées aux modèles afin d'étudier leur impact sur le champ électrique, en tenant compte des paramètres géométriques et des propriétés diélectriques des matériaux.

- **Étape 3 : Étude de l'influence de la taille du défaut et de la longueur de l'isolateur**

La dernière étape vise à évaluer l'influence de la taille du défaut interne par rapport à la longueur de l'isolateur composite. Cette analyse permet d'étudier la sensibilité de la méthode de détection pour différentes dimensions d'isolateurs, correspondant aux niveaux de tension rencontrés sur les réseaux HTCC. Les résultats obtenus permettront d'identifier les conditions pour lesquelles la détection des défauts internes est la plus efficace, notamment en fonction de la position du capteur électro-optique.

1.5 CONCLUSION

Ce chapitre a permis de présenter le contexte général de l'étude, d'exposer la problématique liée à la détection des défauts internes des isolateurs composites sur les réseaux à haute tension en courant continu, ainsi que de définir les objectifs et la méthodologie adoptée. La démarche proposée, fondée sur une approche combinée expérimentale et numérique, pose ainsi les bases nécessaires à l'analyse développée dans la suite de ce travail.

Dans cette perspective, le chapitre suivant est consacré à une revue de la littérature afin de situer cette étude dans l'état de l'art et de mettre en évidence les travaux existants, leurs limites et les enjeux scientifiques qui motivent la présente recherche.

CHAPITRE 2

REVUE DE LITTÉRATURE

2.1 INTRODUCTION

Ce chapitre présente une synthèse des travaux menés au fil des années sur le diagnostic interne et externe des isolateurs composites utilisés sur les réseaux HTCA et HTCC. Il s'appuie sur plusieurs articles pertinents permettant, d'une part, de comprendre le fonctionnement des réseaux HTCC ainsi que les raisons qui rendent leur maintenance complexe, et d'autre part, d'identifier les différentes méthodes de diagnostic développées au fil du temps ainsi que leurs limites.

L'objectif de cette revue de littérature est donc d'exposer la manière dont la problématique est traitée dans la littérature, afin de fournir une meilleure compréhension du sujet. Dans un premier temps, les réseaux HTCC ainsi que les principales problématiques qui leur sont associées sont présentés. Ensuite, les notions relatives aux isolateurs composites, depuis leur constitution jusqu'aux différents types de défauts pouvant les affecter, sont mises en évidence. Enfin, les méthodes de diagnostic des défauts internes ainsi que les particularités liées à la modélisation des isolateurs composites soumis à une tension continue, par rapport à une tension alternative, sont discutées.

2.2 LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES À HAUTE TENSION

2.2.1 STRUCTURE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

Comme évoqué dans l'introduction, l'énergie électrique est produite, transportée et distribuée à travers le monde grâce à des systèmes électriques. Ces systèmes sont organisés en plusieurs postes, à savoir :

- Le poste de **production**, représenté par les centrales électriques (éolienne, thermique, hydraulique, solaire et nucléaire) : c'est à ce niveau que l'énergie électrique est produite, généralement à un niveau de tension élevé ;
- Le poste d'**interconnexion** : il est composé de plusieurs transformateurs de puissance qui abaissent la tension (de la THT vers la HT) afin de faciliter la répartition de l'énergie vers les différents postes de transmission.
- Le poste de **transmission** : il est constitué de deux réseaux, à savoir le réseau de transport et le réseau de répartition. Le réseau de transport permet d'acheminer, en très haute tension (150 kV à 1100 kV), l'énergie électrique des centrales vers le réseau de répartition, qui assure sa distribution à l'échelle régionale en haute tension (30 kV à 500 kV).
- Le poste de **distribution** : il reçoit, par l'intermédiaire de transformateurs de puissance, l'énergie électrique provenant du poste de transmission et l'achemine vers les postes de consommation. Cette énergie est transportée en moyenne ou basse tension (3 kV à 33 kV).
- Le poste de **consommation** : à l'aide des transformateurs, le niveau de tension reçue est adapté avant d'être fourni aux utilisateurs finaux.

Chaque poste est constitué d'appareils de mesure, de protection et de commande. Il s'agit notamment des transformateurs de tension et de courant, situés

en entrée et en sortie des postes, qui abaissent les grandeurs électriques afin de permettre leur mesure par les équipements de protection et de commande. Les parafoudres et les disjoncteurs assurent la protection contre les surtensions et les courts-circuits.

Les sectionneurs assurant l'isolement électrique, ainsi que les jeux de barres, reliant les différents circuits, permettent la commande et la distribution de l'énergie entre les postes. La Figure 1 [24] présente la disposition des systèmes électriques du réseau :

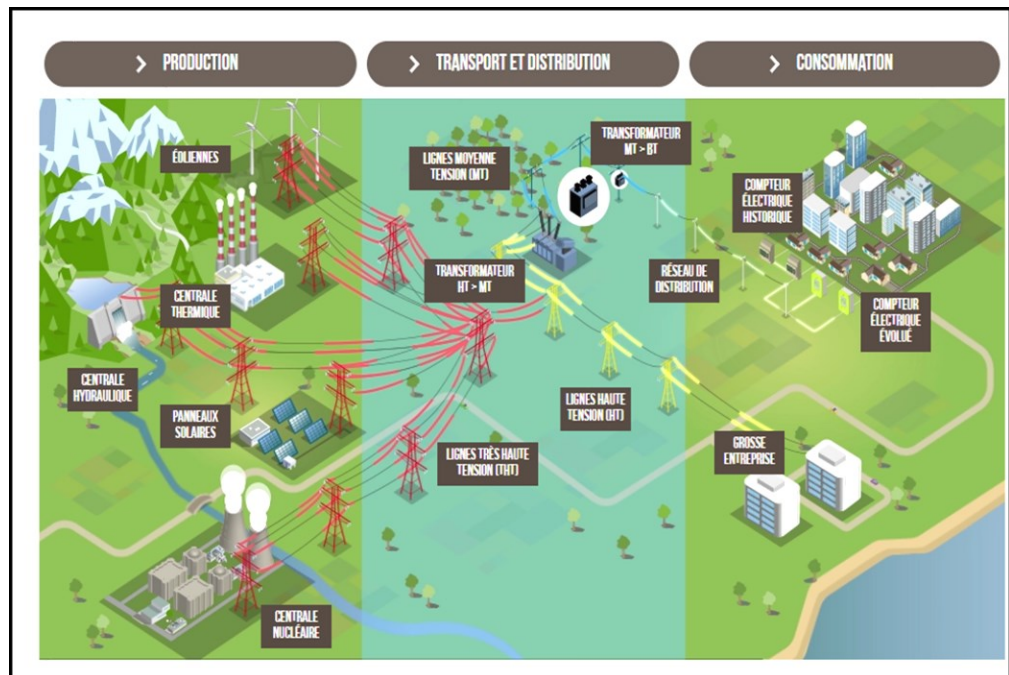


Figure 1 : Structure du réseau électrique [24].

Les différents postes du réseau sont reliés entre eux par des lignes électriques aériennes, qui assurent le transport de l'énergie en toute sécurité. La suite de cette revue de littérature se concentrera sur ces lignes aériennes.

2.2.2 LES LIGNES AÉRIENNES EN HAUTE TENSION

Les lignes aériennes du réseau électrique sont composées de trois éléments principaux :

- Les supports, qui peuvent être des poteaux en bois ou des pylônes : ils assurent un appui mécanique aux équipements électriques et garantissent un dégagement suffisant entre les lignes et le sol ;
- Les isolateurs en céramique ou composites : en plus de soutenir les conducteurs haute tension, ils assurent leur isolation vis-à-vis des supports, tout en permettant leur liaison avec la terre ;
- Les conducteurs qui sont de gros câbles : acheminent l'énergie électrique du réseau vers les consommateurs.

L'énergie électrique est généralement transportée en courant alternatif grâce à des lignes aériennes à haute tension en courant alternatif HTCA. Cette énergie parcourt de longues distances, ce qui implique un certain nombre de défis d'ordres économiques, de performance technique et de fiabilité des systèmes de transmission CA. C'est dans l'optique de pallier ces problèmes que les dispositifs à haute tension en courant continu HTCC ont été développés. Depuis leur création, ces dispositifs ont subi de nombreuses modifications afin d'assurer de meilleures performances.

En effet, les premières technologies de transport HTCC ont été réalisées au début du XXème siècle [25]. Il s'agit là de génératrices et moteurs à courant continu connectés en série. Le principe de ces technologies est basé sur la transformation de l'énergie mécanique en énergie électrique. Dans les années 50, les valves à vapeur de mercure ont été développées pour de meilleures performances. A partir des années 1970, des technologies de convertisseurs à thyristors ont remplacé les valves à vapeur

ce qui a conduit à une avancée considérable dans le transport de l'énergie électrique. Depuis, de nombreuses technologies ont été développées afin d'améliorer l'efficacité et la fiabilité des systèmes HTCC.

Les dernières technologies de transport d'énergie en courant continu à haute tension sont des convertisseurs triphasés CA-CC. Ils sont regroupés en deux catégories [26]: les convertisseurs à source de courant (**CSC**), aujourd'hui appelés convertisseurs commutés par ligne (**LCC**), constitués principalement de thyristors, et les convertisseurs à source de tension (**VSC**), désormais associés aux convertisseurs multiniveaux modulaires (**MMC** – Modular Multilevel Converter), constitués de transistors IGBT ou GTO. Ces systèmes intègrent des circuits redresseurs et onduleurs, dont le nombre dépend du type de liaison HTCC considéré. Trois types de liaisons HTCC sont généralement distingués :

- Le lien monopolaire représenté à la Figure 2 comporte un unique conducteur, le courant de retour étant assuré par la terre. Pour réduire les perturbations électromagnétiques et les effets des harmoniques, un conducteur métallique de retour peut être installé en complément. Cette configuration est le plus souvent exploitée en polarité négative.

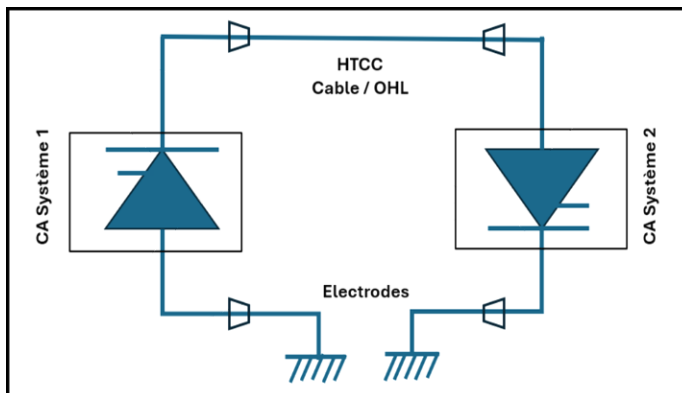


Figure 2 : Lien HTCC monopolaire.

- Le lien bipolaire de la Figure 3 qui utilise deux conducteurs et donc a deux polarités inverses pour assurer un équilibre des courants en régime normal, rendant nul le courant de retour à la terre. En cas de perte d'un pôle, le système fonctionne en mode monopolaire et le courant de retour par la terre devient égal au courant transporté par la ligne restante.

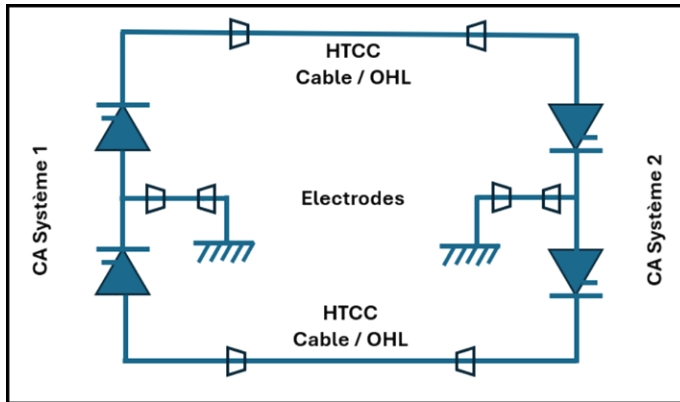


Figure 3 : Lien HTCC bipolaire.

- Le lien homopolaire présenté à la Figure 4 comprend trois conducteurs : deux pôles de même polarité, généralement négative, assurant le transport principal de la puissance, et un chemin de retour du courant réalisé soit par la terre, soit par un conducteur métallique spécifique.

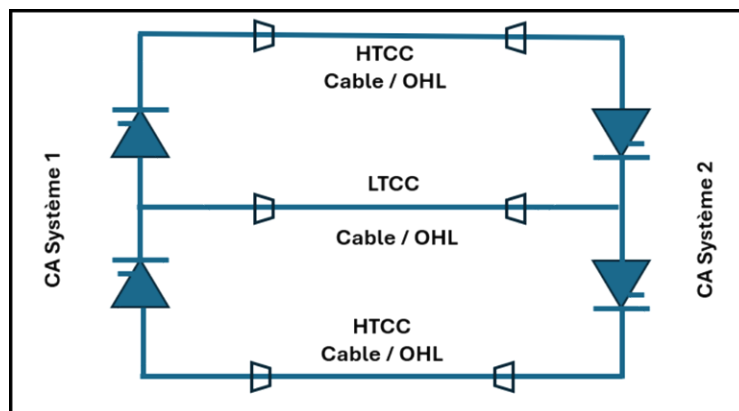


Figure 4 : Lien HTCC homopolaire.

La Figure 5 illustre le schéma d'un convertisseur VSC associé à un lien HTCC bipolaire :

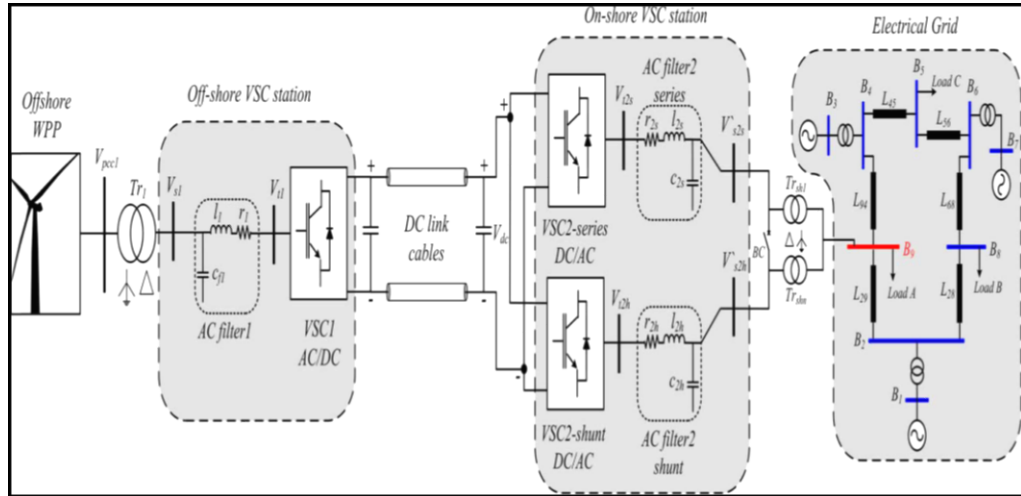


Figure 5 : Schéma d'un convertisseur VSC-HTCC [27]

Le Tableau 1 présente quelques niveaux de tension caractéristiques des lignes HTCC à travers le monde.

TABEAU 1 : Les lignes de transmission HTCC à travers le monde.

Pays/ Continents	Niveaux de tension
Asie	La ligne HTCC de 1 100 kV entre Yunnan et Changzhou en chine qui permet de transporter des 8 000 MW d'électricité sur une distance de 2 000 km [28, 29]. Le projet HTCC de 800 kV entre Raigarh et Pugalur en Inde avec une capacité de transmission de 6 000 MW sur une distance d'environ 1 800 km [30].

Europe	La connexion HTCC entre la Norvège et les Pays-Bas, qui utilise un système de 700 kV pour la transmission sous-marine d'énergie [29]. Le projet de transmission HTCC sous-marin North Sea Wind Power Hub entre l'Allemagne et le Royaume-Uni envisage l'utilisation de 800 kV pour transporter l'électricité générée par les parcs éoliens offshore [31].
Amérique du Nord	La ligne de transmission HTCC entre Québec et New York fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 500 kV [32]. Le projet de transmission HTCC Pacific CC Intertie, qui connecte la Californie à la Colombie-Britannique au Canada, fonctionnant à une tension de 500 kV [33].
Brésil	Le système HTCC de 600 kV entre Itaipu et São Paulo permet de transporter une partie de l'électricité produite par la grande centrale hydroélectrique d'Itaipu sur de longues distances [34].
Australie	Le projet HTCC de 400 kV reliant l'État de la Tasmanie au reste de l'Australie [29].

Bien que présentant de nombreux avantages, les systèmes HTCC restent moins répandus que les systèmes HTCA. Cela s'explique notamment par leur complexité ainsi que par les défis liés à leur maintenance. De plus, le niveau de pollution joue un rôle critique dans les systèmes HTCC, influençant fortement la

conception des lignes et leur coût global [35]. Par ailleurs, la présence d'harmoniques, tant au niveau de la tension que du champ électrique, constitue une difficulté supplémentaire.

Afin d'améliorer la qualité de la tension continue et de faciliter la maintenance des systèmes HTCC, plusieurs méthodes ont été développées pour atténuer les harmoniques. Parmi celles-ci, on peut citer l'utilisation de filtres passifs ou actifs, les convertisseurs MMC, ainsi que des techniques de compensation des harmoniques, notamment par réinjection.

Les filtres passifs, installés du côté CA des stations de conversion, permettent d'atténuer certaines composantes harmoniques. Toutefois, leur efficacité dépend fortement des caractéristiques du réseau et peut être affectée par le vieillissement des composants, notamment les condensateurs [36]. De plus, ils sont principalement efficaces pour les hautes fréquences. Les filtres actifs, quant à eux, offrent une meilleure capacité de compensation en temps réel [37]. Cependant, leur complexité, leur coût élevé et les contraintes liées à leur dimensionnement limitent leur utilisation, en particulier dans les systèmes HTCC à haute tension.

L'introduction des convertisseurs **MMC** a permis d'améliorer significativement les performances des systèmes HTCC [38]. Ces convertisseurs utilisent plusieurs niveaux de tension afin de réduire les harmoniques et d'améliorer l'efficacité de la conversion de l'énergie électrique. Cependant, ces systèmes présentent certaines contraintes, notamment des problèmes d'équilibrage des tensions des sous-modules, une augmentation du nombre de dispositifs semi-conducteurs entraînant des pertes supplémentaires, ainsi qu'une élévation de la température du système.

Afin de pallier ces limitations, plusieurs stratégies de commande ont été proposées au cours des années, notamment des contrôleurs basés sur la régulation proportionnelle- intégrale (PI) [39] , la régulation proportionnelle- résonante (PR) [40] et ainsi que des approches combinant ces deux techniques (PIR – Proportional Integral Resonant) [41] . Toutefois, malgré ces améliorations, ces méthodes peuvent introduire certaines instabilités et limiter l'efficacité de la suppression des harmoniques dans certaines conditions de fonctionnement [42].

La technique de **réinjection des harmoniques**, visant à compenser l'ondulation résiduelle de la tension continue, s'est révélée plus efficace que les méthodes de filtrage précédemment décrites. Son principe repose sur l'injection contrôlée d'un courant harmonique de phase opposée afin d'atténuer les composantes indésirables présentes sur la tension continue. La configuration du système de réinjection comprend un convertisseur de type LCC, un transformateur auxiliaire monophasé permettant d'injecter une tension d'ondulation dans le circuit, ainsi qu'un redresseur monophasé à onde complète (ou convertisseur à rétroaction) destiné à ajuster la phase et la forme d'onde du courant injecté. Des thyristors assurent le contrôle précis du moment d'injection.

Le réglage de l'angle de tir des thyristors permet d'ajuster la phase du courant injecté, paramètre déterminant pour obtenir une compensation efficace des ondulations. Ce dispositif contribue ainsi à l'amélioration de la qualité de la tension continue, à la réduction des pertes associées aux harmoniques et au maintien de la stabilité du réseau [26]. Dans la littérature [43-47], la valeur de l'ondulation résiduelle de la tension CC est comprise entre **0.48%** et **2%** de la tension appliquée.

2.3 LES SYSTÈMES HTCC À CONVERTISSEURS À MODULATION DE LARGEUR D'IMPULSION (VSC)

Les systèmes de transmission en courant continu à haute tension (HTCC) sont devenus essentiels pour le transport d'énergie sur de longues distances, l'interconnexion de réseaux asynchrones ainsi que l'intégration des énergies renouvelables. Parmi ces systèmes, les convertisseurs à source de tension (VSC – Voltage Source Converter), associés aux topologies multiniveaux, notamment les convertisseurs modulaires multiniveaux (MMC – Modular Multilevel Converter), se distinguent par leur flexibilité et leurs performances élevées.

2.3.1 INTRODUCTION AUX SYSTEMES HTCC MODERNES

Les systèmes HTCC permettent la transmission de grandes puissances sur de longues distances avec des pertes réduites par rapport aux systèmes en courant alternatif. Historiquement, les convertisseurs à source de courant (CSC) ont été largement utilisés. Cependant, ces systèmes présentent plusieurs limitations, notamment une faible flexibilité de contrôle, une forte dépendance à la compensation de puissance réactive, ainsi qu'une complexité accrue des dispositifs de protection.

Les convertisseurs à modulation de largeur d'impulsion (VSC) ont été développés afin de surmonter ces limitations. Ils reposent sur des dispositifs à commutation forcée, tels que les transistors IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), permettant un contrôle indépendant de la tension et du courant, ainsi qu'une meilleure intégration dans les réseaux électriques modernes, en particulier ceux comportant des sources d'énergie renouvelable ou des charges sensibles.

2.3.2 TECHNOLOGIE MMC POUR LES CONVERTISSEURS VSC-HTCC

La technologie Modular Multilevel Converter (MMC) est aujourd'hui largement adoptée pour les liaisons HTCC utilisant des convertisseurs à source de tension (VSC). Elle présente une architecture par phase composée de deux bras (haut et bas), chacun comportant un grand nombre de sous-modules (submodules, SM) connectés en série, associés à des inductances de bras (arm inductors) permettant de limiter les courants de circulation et les fluctuations [48-51], comme sur la Figure 6 suivante :

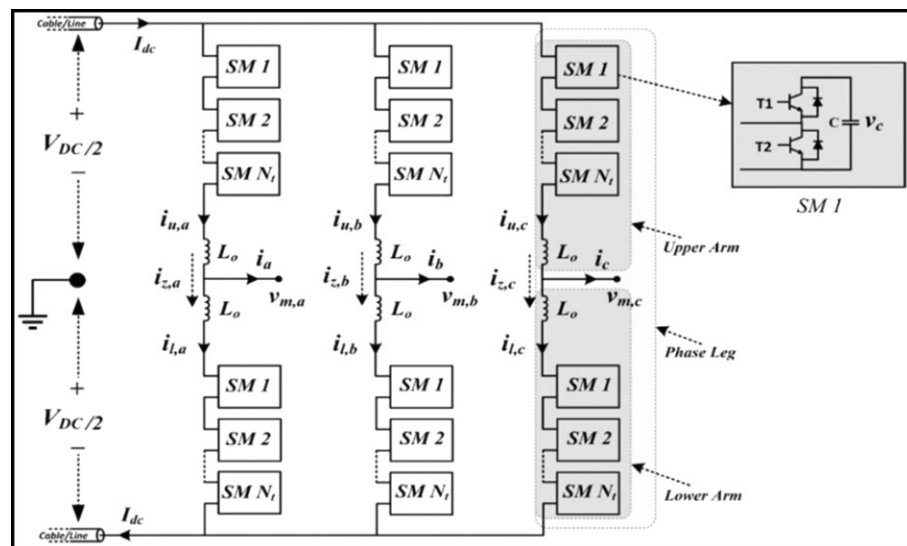


Figure 6 : Topologie d'un MMC triphasé [50].

Chaque bras génère une tension en escalier (multiniveaux), ce qui permet de réduire significativement les harmoniques, de limiter le recours à des filtres côté courant alternatif, d'améliorer la forme de la tension de sortie et d'atteindre des niveaux de tension élevés avec une bonne fiabilité.

Parmi les caractéristiques clés d'un MMC, on peut citer [48-51]:

- Le contrôle indépendant de la puissance active et réactive côté courant alternatif, dû à la nature VSC du convertisseur;

- Une extension aisée à des niveaux élevés de tension continue, grâce au nombre important de sous-modules;
- Une meilleure qualité d'onde, une réduction des contraintes sur les composants de commutation, ainsi qu'une modularité accrue.

Cependant, le MMC présente également des défis, notamment l'équilibrage des tensions des sous-modules, la limitation des courants de circulation internes, le dimensionnement des condensateurs des sous-modules, ainsi que la gestion de l'ondulation (ripple), tant sur la tension continue que sur les condensateurs des sous-modules [51, 52].

Du point de vue électrique, la tension continue peut être exprimée comme la somme d'une composante stable et d'une composante variable [53, 54] comme le présente l'équation (1):

$$V_{DC}(t) = V_{DC,moy} + \sum_{n=1}^N V_n \sin(n\omega t + \varphi_n) \quad (1)$$

Avec :

- $V_{DC,moy}$ la tension DC moyenne ;
- V_n l'amplitude de la n-ième harmonique de l'ondulation ;
- ω la pulsation de la fréquence fondamentale de l'ondulation ;
- φ_n la phase de la n-ième harmonique de l'ondulation ;
- N le nombre de termes harmoniques retenus.

L'étude de l'ondulation est d'autant plus importante dans les systèmes VSC HTCC utilisant des MMC, car les fluctuations côté continu peuvent avoir un impact sur la performance, la fiabilité et la détection des défauts dans les isolateurs.

2.3.3 ONDULATION RÉSIDUELLE (RIPPLE) DANS LES SYSTEMES VSC- HTCC

Le **ripple** correspond à une variation périodique de la tension ou du courant continu autour de sa valeur moyenne. Dans un système VSC-MMC, il est principalement généré par :

- La commutation des interrupteurs (IGBT ou autres) dans le convertisseur, qui provoque des harmoniques et des transitoires se répercutant côté continu;
- Les courants de circulation internes dans le MMC, entre les bras et les sous-modules, qui induisent des variations d'énergie dans les condensateurs des sous-modules pouvant rétroagir sur la ligne continu [52, 55];
- Les variations de charge, les défauts côté courant alternatif ou continu, ainsi que les déséquilibres du réseau (notamment en conditions de défaut côté CA), qui génèrent des oscillations de fréquence double ou multiple de la fréquence fondamentale, se traduisant par des variations du courant, de la puissance et du ripple [48, 50].

L'expression de la valeur efficace de l'ondulation résiduelle [50] peut s'exprimer par l'équation (2) suivante :

$$V_{ripple,RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [V_{DC}(t) - V_{DC,moy}]^2 dt} \quad (2)$$

Avec :

- V_{DC} la tension DC ;
- $V_{DC,moy}$ la tension DC moyenne ;
- T la période de l'ondulation qui représente 6 fois celle de la tension continue.

Ainsi, le pourcentage de ripple est obtenu par l'expression suivante (3) :

$$\%ripple = \frac{V_{ripple,RMS}}{V_{DC}} * 100 \quad (3)$$

L'effet du ripple est important, car il peut entraîner une augmentation des pertes (notamment dans les condensateurs des sous-modules ou les inductances de bras), générer des contraintes supplémentaires sur les composants et réduire leur durée de vie. De plus, il peut introduire des interférences ou des perturbations dans les systèmes de contrôle, de protection ou de communication.

La valeur de l'ondulation résiduelle dans les systèmes HTCC dépend de la topologie, de la puissance, de la tension nominale ainsi que des conditions de fonctionnement. Néanmoins, plusieurs études proposent des ordres de grandeur, présentés dans le Tableau 2.

TABLEAU 2 : Valeurs typiques de l'ondulation résiduelle observées sur les lignes HTCC

Ligne / Système HTCC	Tension CC nominale	Ripple observé
Simulation VSC-HTCC avec ± 150 kV [54]	± 150 kV	Ripple de l'ordre de $\pm 0,5$ % de la tension CC moyenne en régime équilibré
Prototype MMC-HTCC (± 320 kV) [56]	± 320 kV	Ripple sur lien CC ~ 2 %
Prototype MMC-HTCC hybride (480 kV) [57].	± 480 kV	Ripple de cellule SM < 3 % crête à crête.
Simulation MMC avec SM ± 320 kV [57]	± 320 kV	Ripple tension condensateurs SM $\sim 5-10$ % selon conditions équilibrées/déséquilibrées
Prototype MMC-HTCC, 1-SM module test [58]	100-kV SM	Ripple $\sim 1-2$ % du module testé

2.3.4 INFLUENCE DE L'ONDULATION DE LA TENSION CONTINUE SUR LES CONTRAINTES DES ISOLATEURS HTCC

La tension continue délivrée par les convertisseurs VSC-HTCC n'est pas parfaitement constante en raison de la présence d'une ondulation résiduelle, principalement induite par les variations de charge, les stratégies de modulation et les déséquilibres internes des modules MMC. Bien que cette ondulation soit généralement limitée à quelques pourcents de la tension nominale, elle engendre des fluctuations périodiques du champ électrique appliqué aux composants d'isolement, notamment aux isolateurs composites installés sur les lignes HTCC.

Ces variations, même de faible amplitude, peuvent influencer la distribution du champ électrique le long de la chaîne d'isolateurs, modifier les conditions de conduction de surface et affecter la formation de charges d'espace au sein du matériau polymère. Par conséquent, le ripple constitue un paramètre clé dans l'étude du vieillissement et du diagnostic des isolateurs soumis à une tension continue.

Dans la littérature, plusieurs travaux [59, 60] ont montré que la superposition d'une composante alternative à la tension continue peut entraîner une redistribution du champ électrique ainsi qu'une augmentation des pertes diélectriques dans les matériaux polymères. Ces résultats soulignent l'importance de considérer la forme d'onde réelle de la tension HTCC, incluant le ripple, lors de l'analyse des contraintes électriques appliquées aux isolateurs composites. Ces considérations motivent la partie suivante, qui s'intéresse spécifiquement aux isolateurs composites utilisés sur les lignes HTCC, à leurs caractéristiques, aux mécanismes de défaillance ainsi qu'aux méthodes de détection des défauts internes.

Ainsi, bien que l'ondulation résiduelle de la tension continue soit généralement perçue comme une composante indésirable liée au fonctionnement des convertisseurs VSC-HTCC, elle engendre néanmoins une composante variable du champ électrique appliqué aux isolateurs. Malgré sa faible amplitude, cette composante constitue une excitation électrique naturellement présente et permanente dans les réseaux HTCC modernes.

Dans le cadre de la méthode fondée sur la mesure électro-optique du champ électrique, cette composante variable peut être exploitée comme paramètre pertinent pour la détection des défauts internes.

2.4 LES ISOLATEURS UTILISÉS SUR LES LIGNES HTCC

Cette partie résume les travaux menés par les chercheurs au cours des années sur le diagnostic interne et externe des isolateurs composites utilisés sur les réseaux HTCA et HTCC. Elle s'appuie sur un certain nombre d'articles pertinents qui permettent d'une part, de comprendre le fonctionnement des réseaux HTCC ainsi que les raisons qui rendent difficile leur maintenance et d'autre part d'identifier les différentes méthodes développées au fil du temps ainsi que leurs limites. L'objectif de cette revue de littérature est donc d'exposer la manière dont la problématique est traitée dans la littérature, afin de s'assurer d'une meilleure compréhension du sujet.

2.4.1 GENERALITE SUR LES ISOLATEURS COMPOSITES

Les isolateurs sont des éléments indispensables pour la sécurité et la fiabilité lors du transport et de la distribution de l'énergie électrique. Ils remplissent principalement deux rôles :

- Un rôle mécanique : assurer le soutien des conducteurs nus
- Un rôle électrique : assurer l'isolation des conducteurs par rapport aux supports (poteaux ou pylônes) en empêchant le courant d'atteindre ces derniers, et permettre la liaison entre les conducteurs et la terre.

Il existe deux catégories d'isolateurs de lignes électriques : les isolateurs en céramique (en verre ou en porcelaine) et les isolateurs composites. La Figure 7 présente des exemples de ces deux types d'isolateurs.

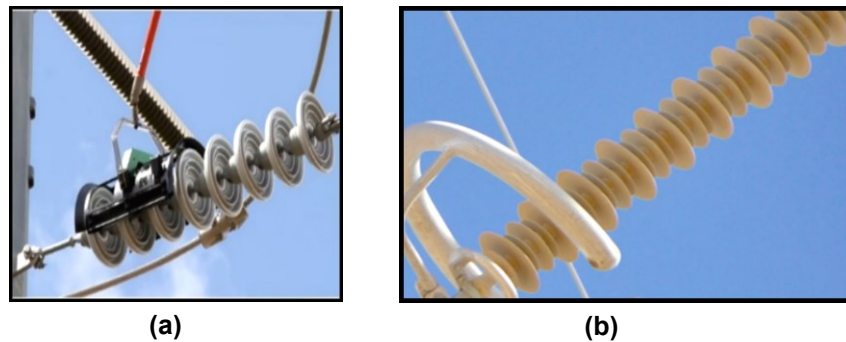


Figure 7 : Isolateur en céramique (a) ; isolateur composite (b) [61].

Étant donné que ce projet de recherche porte sur les isolateurs composites, la suite de cette revue de littérature s'intéresse principalement à ces derniers. Les isolateurs composites ont été développés dans les années 70 [5] afin de pallier les limites des isolateurs en céramique, qui étaient utilisés dans les systèmes de transmission d'énergie. Ces derniers étaient lourds, fragiles et sensibles aux conditions climatiques, ce qui les rendait vulnérables aux ruptures et aux défaillances, notamment sous l'effet des chocs, de l'humidité et des cycles de gel-dégel.

Les isolateurs composites, fabriqués à partir de matériaux polymères renforcés de fibres (notamment de verre), ont été conçus pour être plus légers, plus résistants et mieux adaptés aux conditions sévères. Des matériaux tels que le silicone sont

utilisés pour offrir une meilleure résistance aux impacts, aux intempéries et à l'humidité, ce qui permet de réduire les risques de court-circuit et d'autres défaillances. La Figure8 présente la constitution d'un isolateur composite.

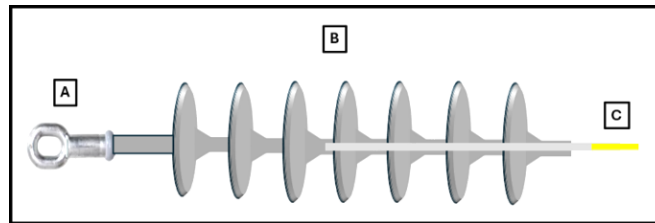


Figure 8 : Constitution d'un isolateur composite.

- Les **extrémités métalliques** (A) : ce sont des pièces d'accrochage réalisées en métal (acier forgé, aluminium, fonte) assurant une résistance mécanique élevée et une protection contre les infiltrations d'eau. Elles participent également à la limitation des décharges couronnes.
- L'**enveloppe** (B) : constituée d'un matériau élastomère muni d'ailettes, elle protège l'isolateur contre les intempéries (vent, pluie, chaleur, froid), les sollicitations électriques (décharges partielles, arcs électriques), les rayonnements UV et la pollution.
- Le **noyau** (C) : il s'agit d'une tige en résine époxy renforcée par des fibres de verre, assurant une excellente résistance mécanique et une protection contre l'humidité et les contraintes thermiques.

En raison des propriétés des matériaux qui les constituent, les isolateurs composites présentent de meilleures performances que les isolateurs en céramique. Ils offrent notamment une excellente résistance mécanique, de bonnes performances en environnement pollué, ainsi qu'une structure plus légère et plus compacte. Pour une même tension, le nombre d'isolateurs composites requis est généralement

inférieur à celui des isolateurs en céramique, ce qui permet de réduire les coûts d'installation.

Par ailleurs, depuis leur introduction dans les années 1970, les isolateurs composites ont été utilisés sur les réseaux à courant continu à partir des années 1980 [5]. Leur utilisation concernait initialement les zones fortement polluées ou exposées à des actes de vandalisme. Malgré leurs nombreux avantages, leur déploiement sur les réseaux HTCC reste limité, en raison des contraintes spécifiques imposées par le courant continu. En effet, les isolateurs soumis à des tensions continues sont plus sensibles aux phénomènes de vieillissement et de dégradation, ce qui les rend plus vulnérables.

2.4.2 TYPES DE DEFAUTS AU SEIN DES ISOLATEURS COMPOSITES

Les isolateurs composites sont soumis à de nombreux stressés et agressions externes (pollutions, intempéries, décharges etc...), qui sont à l'origine des défauts conduisant à leur vieillissement et par conséquent, à la réduction de leurs performances. Ces défauts sont principalement externes et reliés aux caractéristiques des éléments constituant les isolateurs. Parmi les défauts les plus notés, nous avons [62] :

- La dégradation de la surface de l'enveloppe caractérisée par des fissures, des craquelures, du farinage, du faïençage. La Figure 9 illustre un exemple de dégradation de la surface de l'enveloppe, caractérisée par des fissures et une altération du matériau :



Figure 9 : Dégradation d'un isolateur composite installé sur une ligne HT 400 kV [62].

- La perforation de l'enveloppe qui peut atteindre la tige de l'isolateur et créer un chemin conducteur au sein de celui-ci. La Figure 10 présente un cas de dégradation plus sévère, correspondant à une perforation de l'enveloppe ayant atteint la tige de l'isolateur, traduisant ainsi un défaut interne avancé.

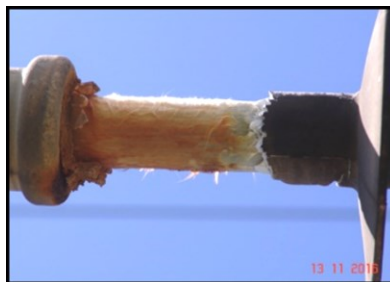


Figure 10 : Dégradation de la tige d'un isolateur composite 121kV à l'extrémité de l'électrode de haute tension [62].

- Rupture des joints entre la tige et les deux extrémités de l'isolateur ;
- Les défauts internes tels que la chute de la gaine de la tige et la dégradation interne de cette dernière qui sont très difficiles à détecter ;
- La carbonisation de la tige.

Ces défauts sont des conséquences de la perte du caractère hydrophobique de l'enveloppe des isolateurs composites. En effet, l'hydrophobicité se caractérise par le

fait que l'eau ne pénètre pas le matériau : les particules d'eau sont en forme de perle sur la surface de l'enveloppe [63]. De ce fait cette dernière restera électriquement isolante. Mais lorsque l'isolateur est constamment soumis à des contraintes, cette caractéristique fondamentale s'affaiblit et donc laisse place à la détérioration du composant.

En présence d'un défaut interne, la distribution du champ électrique au sein de l'isolateur est modifiée localement. Sous une tension strictement continue, ces modifications demeurent essentiellement statiques et sont difficilement détectables par un capteur électro-optique, sensible uniquement aux composantes variables du champ électrique. Dès lors, l'ondulation résiduelle associée aux convertisseurs VSC pourrait contribuer de manière significative à la mise en évidence de ces perturbations.

2.4.3 CONTRAINTES SUBIES PAR LES ISOLATEURS COMPOSITES

Plusieurs facteurs sont responsables de la dégradation des isolateurs composites. Ces facteurs peuvent avoir un impact plus ou moins grave dépendamment de la nature de la tension appliquée. D'après les recherches effectuées tout au long des années, le taux de dégradation des isolateurs observé dans les systèmes CC est beaucoup plus élevé qu'en CA. Nous nous concentrerons sur les lignes de transport CC. Ainsi les contraintes retenues sont d'ordres électriques et environnementaux, mécaniques et climatiques [64-66].

a. Contraintes électriques et environnementales[66, 67]

Les contraintes électriques sont :

- La tension continue nominale appliquée et sa durée ;
- La polarité du champ électrique généré par le potentiel électrique ;
- Amplitude élevée du courant de fuite due aux charges d'espace ;
- Configuration des électrodes et la géométrie de l'isolateur ;
- Décharges partielles qui provoquent des rayonnements ultrasoniques ;
- Surtensions accidentelles causées par la foudre ou les manœuvres.

Les contraintes environnementales sont :

- Pollutions (naturelle, marine, désertique ou industrielle). Il s'agit de dépôt de sels, de sable, de poussière, d'engrais transportés par le vent ou encore des fumées des usines et les gaz d'échappement des véhicules qui contiennent tous des éléments conducteurs. Une fois ces éléments humidifiés, ils forment progressivement des couches polluantes sur la surface des isolateurs.
- Les rayonnements UV du soleil qui affectent les impuretés contenues dans les matériaux polymères de l'enveloppe en entraînant la rupture de leurs liaisons moléculaires.

Les contraintes électriques et environnementales sont considérées comme les principales causes du vieillissement des isolateurs composites car elles sont responsables de la dégradation des matériaux les constituant [67-69]. Cette dégradation entraîne la réduction de la résistance électrique des isolateurs et par conséquent engendre des phénomènes électriques tels que les décharges couronnes et le contournement.

L'**effet couronne** est un phénomène de décharges partielles causées par l'ionisation de l'air autour d'un conducteur. En effet, l'air porte des paires **ions positifs-**

électrons libres qui sont accélérés en présence d'un champ électrique [67, 70]. Lorsque le champ atteint une valeur suffisamment importante, il se produit une ionisation des molécules neutres créant ainsi de nouveaux électrons libres qui génèrent un courant entre les deux électrodes (généralement au voisinage de l'électrode HT) à l'origine des décharges partielles. Ces dernières produisent des gaz responsables de l'érosion de l'enveloppe des isolateurs. De ce fait, l'enveloppe des isolateurs perd en hydrophobicité ce qui favorise l'accumulation des pollutions en surface comme on peut le voir sur la Figure 11 :

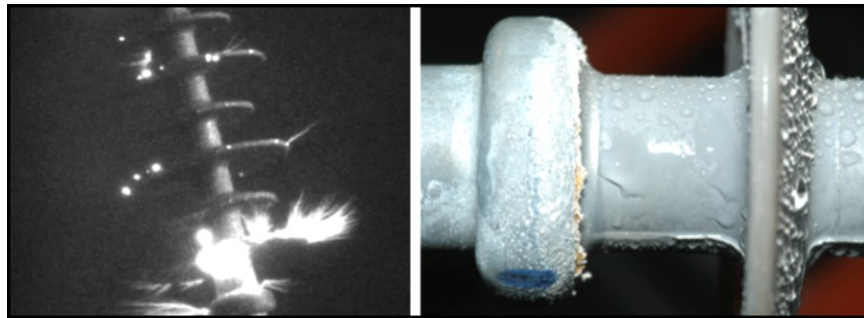


Figure 11 : Exemple de décharges couronne provoquant la perte de l'hydrophobicité de l'isolateur[62].

Le dépôt de pollution en surface fait naître un courant de fuite ce qui entraîne l'apparition **d'arcs électriques**. Ces arcs peuvent conduire à un **contournement externe** de l'isolateur [71] illustré sur la Figure 12.

En outre, la récurrence des décharges couronnes peut conduire à une perforation de l'isolateur pouvant atteindre la tige. Il se forme alors un chemin conducteur entre la surface et l'intérieur de l'isolateur, ce qui entraîne une augmentation importante du champ électrique local. Cette augmentation favorise l'extension du canal conducteur et conduit finalement à un **contournement interne** [18].



Figure 12 : Contournement externe d'un isolateur composite [18].

La Figure 13 présente la dégradation d'un isolateur composite à la suite d'un contournement interne :



Figure 13 : Dégradation suite à un contournement interne [62].

b. Contraintes mécaniques et climatiques

Les contraintes mécaniques sont en rapport avec la fonction de soutien des isolateurs. Ainsi nous avons [18, 70, 72] :

- Le poids des conducteurs nus et des accessoires qui représentent une charge permanente ;
- Les surcharges exceptionnelles dues aux oscillations causées par des vents forts ;

- Les variations brutales de température (de 50°C à 10°C) dans les zones désertiques pouvant entraîner une dilatation et contraction des liaisons entre la tige et les pièces d'extrémités métalliques. Cela peut provoquer une déconnexion entre le cœur de l'isolateur et les joints ;
- La formation de glace sur les câbles dans les régions qui connaissent des hivers rudes.

Les contraintes climatiques sont [73] :

- La pluie qui peut humidifier la surface et former, avec les dépôts d'impuretés, une couche polluante conductrice et donc augmenter le risque de contournement ;
- Le vent qui assure le transport des agents polluants qui sont déposés sur la surface de l'enveloppe des isolateurs ;
- Les variations de température au cours de la journée et la nuit qui peuvent provoquer la condensation et l'humidification des couches polluantes formées en surface.

2.4.4 QUELQUES DEFINITIONS IMPORTANTES

Tous les phénomènes responsables de la dégradation des isolateurs sont liés à la distribution du champ électrique et à la non- uniformité du dépôt de pollution sur l'isolateur. En effet, la distribution du champ électrique est stable en CA tandis qu'elle est variable en CC [22, 67]. Cela est dû à l'accumulation des charges d'espace dans l'interface air-solide le long de l'isolateur. Cette accumulation est en réalité responsable de l'augmentation du courant de fuite et donc à la réduction de la rigidité

diélectrique. Il faut noter aussi que le transport de l'énergie électrique en CC favorise un taux élevé de contamination dans le réseau.

Pour mieux évaluer le comportement des isolateurs sous l'effet des contraintes, il est important de connaître quelques notions [74]. Il s'agit de :

- La **tension de contournement** qui correspond à la valeur la plus basse de la tension à partir de laquelle tous les arcs atteignent les extrémités.
- Le **courant de fuite** qui, en cas de pollution, traverse la couche polluante le long de la surface de l'isolateur. Lorsque sa valeur augmente, ce courant peut provoquer un contournement.
- La **ligne de fuite** correspondant à la distance parcourue par un arc électrique sur l'enveloppe de l'isolateur d'une extrémité à l'autre.
- La **ligne de fuite spécifique (USCD)** c'est le rapport entre la ligne de fuite et la tension maximum de service phase/ terre de la ligne. Elle est exprimée en mm/kV.
- **NSDD** qui est la quantité de résidu non soluble retiré d'une surface donnée de l'isolateur divisé par la surface de cette zone. Elle est exprimée en mg/cm².
- **ESDD**, c'est la quantité de chlorure de sodium dans un dépôt artificiel sur une surface donnée de l'isolateur (sauf parties métalliques et matériaux d'assemblage) divisée par la surface de cette zone. Elle est exprimée en mg/cm².

Ces paramètres permettent d'évaluer les performances des isolateurs afin de répondre aux exigences des réseaux électriques. Leurs valeurs diffèrent en fonction du type de tension (CA ou CC) appliquée à l'isolateur, de la forme de ce dernier et du niveau de pollution [75]. En effet étant donné que sous tension continue l'environnement est polarisé, il favorise des niveaux de pollution plus élevés et donc

des valeurs de NSDD beaucoup plus importantes qu'en CA. Il faudra donc augmenter la valeur du USCD. De plus, comme illustré à la Figure 14, en courant continu, l'arc électrique tend à franchir la distance de fuite entre deux nervures consécutives entraînant des valeurs de tension de contournement beaucoup plus faibles dans des conditions critiques de pollution.

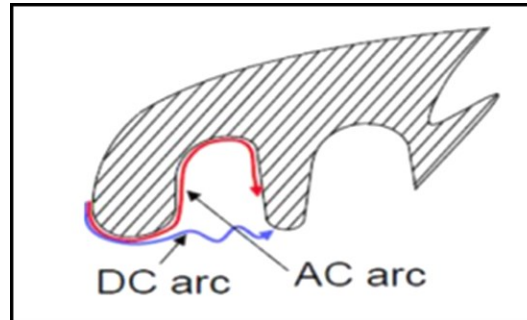


Figure 14 : Différence de formation d'un arc en CA et en CC [75].

Par ailleurs, la dégradation de l'enveloppe et des joints entre la tige et les extrémités métalliques ne représentent pas les seuls défauts des isolateurs composites. Ils sont apparents ce qui facilite leur détection. En revanche la détection des défauts internes représente un véritable défi depuis plusieurs années.

2.5 MÉTHODES DE DÉTECTION DES DÉFAUTS INTERNES AU SEIN DES ISOLATEURS COMPOSITES

Dans la section précédente, quelques problèmes rencontrés par les isolateurs composites sur les lignes électriques ont été énumérés. Ces problèmes, à l'origine de la défaillance de ces isolateurs, sont incontournables. Néanmoins, il est possible de prévenir et de contrer leurs impacts sur le réseau électrique en faisant le diagnostic des différents composants le plus fréquemment possible. C'est dans cette optique que plusieurs méthodes

ont été développées au cours des années pour évaluer l'état des isolateurs composites. Celles qui permettent le diagnostic interne des isolateurs composites, peuvent être classées en trois catégories :

- Le diagnostic par la détection des décharges partielles DPs ;
- Le diagnostic par la mesure du courant de fuite LC ;
- Le diagnostic par la mesure du champ électrique.

2.5.1 LES METHODES DE DIAGNOSTIC PAR LA DETECTION DES DECHARGES PARTIELLES

Ce sont les plus courantes. Il s'agit entre autres de la détection acoustique, électro-acoustique, par rayonnement d'ondes (UV et IR) et la détection électrique à UHF et TéraHertz. Les avantages et les limites de ces méthodes sont résumés dans le Tableau 3.

TABLEAU 3 : Résumé des méthodes de diagnostic des défauts internes par la détection des décharges partielles

Méthodes	Avantages et limites
Détection acoustique [3, 4]	Elle permet la détection des défauts internes, comme les vides ou les trous sous l'enveloppe, et est particulièrement utile pour des isolateurs à géométrie complexe. Bien que cette méthode offre des avantages en termes de rapidité et de coûts réduits, elle présente des limitations liées

	à la précision, à la dépendance à un signal unique, à la performance des algorithmes et à la qualité des conditions d'inspection.
Détection électro-acoustique [2, 4]	Cette méthode offre une meilleure précision de la détection, réduit les risques d'erreurs et permet une analyse plus approfondie et détaillée des défauts des isolateurs. Malheureusement, la détection électro-acoustique présente des défis liés à la complexité des équipements, la sensibilité aux interférences et la gestion des données, ainsi qu'à des coûts et maintenance élevés.
Détection par rayonnement IR et UV [5, 8]	Cette méthode permet la détection en temps réel et à distance des défauts des isolateurs, mais présente des limites. La détection IR ne fonctionne que si le courant de fuite est suffisamment élevé pour provoquer une élévation thermique et peut être perturbée par la pollution, les vents forts ou les variations rapides de température. L'inspection UV, quant à elle, ne permet pas de détecter l'ensemble des défauts internes et reste dépendante de l'angle d'observation. Afin de pallier ces limitations, des travaux ont proposé de combiner l'inspection infrarouge avec l'évaluation des caractéristiques diélectriques des isolateurs. Cette approche met en évidence que la détection des défauts internes peut être améliorée en mesurant les pertes de

	puissance associées à l'augmentation locale du champ électrique induite par la présence d'un défaut.
Détection à ultra haute fréquence UHF et térahertz [9-11]	La détection à fréquences élevées permet d'identifier la présence de défauts internes même de petite taille, y compris dans des conditions de pollution. Cependant, cette méthode est limitée par l'atténuation des rayonnements par l'air et de son incapacité à détecter les défauts à un stade précoce de leur apparition.

2.5.2 DIAGNOSTIC PAR LA MESURE DU COURANT DE FUITE LC (LEAKEAGE CURRENT)

Cette méthode est basée sur la mesure du courant de fuite généré lorsque l'isolateur est contaminé (humidité, pollution). Plus l'isolateur est exposé à cette contamination, plus sa conductivité électrique et le courant de fuite créé augmentent, ce qui entraîne des arcs électriques et des décharges partielles. Plus ces décharges deviennent importantes et plus le courant de fuite devient déformé.

Ainsi, cette méthode consiste à prédire la valeur du courant de fuite d'un isolateur contaminé à l'aide d'algorithmes et de modèles mathématiques. La méthode du courant de fuite (LC) permet d'obtenir un aperçu général de l'état des défauts des isolateurs, mais elle ne permet pas de les localiser avec précision. En outre, les résultats obtenus avec cette méthode peuvent être affectés par des facteurs tels que le niveau de contamination de la surface et les propriétés géométriques et physiques de l'isolateur.

2.5.3 METHODE DE DIAGNOSTIC PAR LA MESURE DU CHAMP ELECTRIQUE

Cette méthode s'avère être la plus efficace [23]. En effet, toute présence de défaut interne ou externe se manifeste par une distorsion du champ électrique. Cette distorsion s'observe dans la zone où se situe le défaut. Ainsi pour une meilleure détection des défauts, il faut se concentrer sur la distribution du champ électrique le long de l'isolateur composite. A ce jour, les méthodes de mesure du champ électrique développées sont essentiellement axées sur les lignes de transmission à courant alternatif CA. Il s'agit de l'utilisation d'un vérificateur d'isolateur défectueux [17] et l'utilisation d'un capteur électro- optique [20].

Le système du **vérificateur d'isolateur** est basé sur la mesure de la composante axiale du champ électrique le long de l'isolateur composite. Il utilise une paire d'électrodes métalliques que l'on fait déplacer le long de l'isolateur [17]. Ces électrodes sont munies de capteurs capacitifs mesurant la variation du potentiel électrique en fonction de la distance entre l'électrode métallique et la surface de l'isolateur comme illustré sur la Figure 15 :

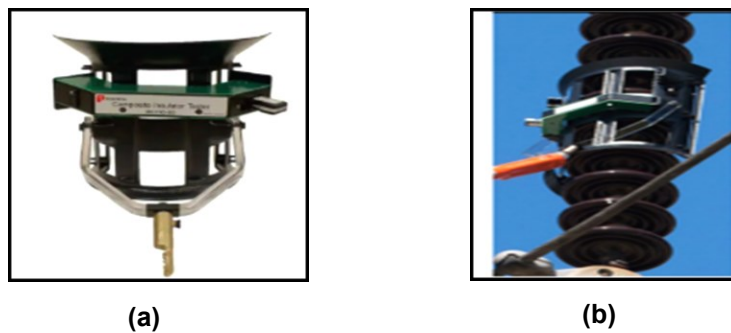


Figure 15 : Vérificateur d'isolateur fourni par POSITRON (a); Utilisation du vérificateur sur un isolateur de ligne (b) [76].

Le vérificateur propose deux modes opératoires pour détecter la présence d'un défaut. Le premier détecte la présence des défauts près de l'électrode HT. Le second

mode, relié aux électrodes métalliques, est utilisé pour enregistrer et afficher sur un PC la distribution de la composante axiale du champ électrique obtenu le long de l'isolateur. L'utilisation de ce vérificateur impose l'existence d'une base de données pour un isolateur composite sain. Une comparaison est ensuite faite entre les valeurs de la base de données et celles recueillies lors de l'étude. Un isolateur idéalement sain devrait maintenir une distribution homogène du champ électrique. Une augmentation de la valeur de ce champ implique la présence d'un défaut.

Malheureusement, cette méthode ne permet pas de détecter des défauts de petites tailles ou dont les effets sont faibles. De plus le système est assez coûteux. Il nécessite beaucoup de temps pour la vérification et impose la présence d'au moins deux personnes pour le diagnostic [17]. En outre, il est utilisable sur des isolateurs sous-tension de 69 kV à 1000 kV, avec des fréquences de 50Hz ou 60Hz. Par ailleurs, il ne permet pas toujours de détecter des défauts près de l'électrode mise à la terre et ceux situés entre les jupes de l'isolateur. En outre, le vérificateur ne peut être utilisé que sur les réseaux CA étant donné qu'il fonctionne sur la base d'une technologie capacitive. En effet, sous courant continu, il n'y a pas de variations dynamiques du champ, et les décharges partielles sont moins fréquentes. Ainsi, les réseaux CC nécessitent des équipements de mesure spécialement conçus pour cette forme de courant, car les méthodes classiques fondées sur les variations de tension ne sont pas efficaces dans ce contexte [77].

L'utilisation d'un **capteur électro-optique** représente jusqu'à ce jour la méthode la plus fiable pour la détection de défauts internes [18]. Le système est constitué d'une sonde reliée à un processeur optoélectronique par le biais d'une fibre optique et d'un oscilloscope. La sonde utilisée est compacte et capable de mesurer une gamme de valeurs du champ électrique comprise entre 50mV/m et 10MV/m avec

une bande passante de 10Hz à 100GHz. La Figure 16 montre une image du capteur électro-optique :

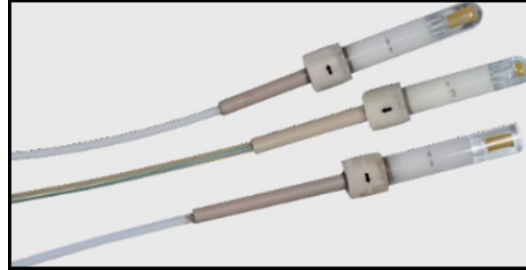


Figure 16 : Capteur électro-optique de chez KAPTEOS[78].

Elle est basée sur l'effet Pockels qui décrit la variation des propriétés optiques d'un matériau lorsqu'il est soumis à un champ électrique. Cet effet se traduit par un changement dans l'indice de réfraction du matériau en fonction de la force du champ électrique appliqué. En plaçant le capteur électro-optique près de l'isolateur, il est possible de mesurer les variations locales du champ électrique en mesurant les changements dans les propriétés optiques du matériau électro-optique (comme la rotation de polarisation ou la variation de l'intensité lumineuse) qui sont ensuite convertis en signaux électriques pouvant déterminer simultanément deux composantes (axiale et radiale) du champ électrique. Un signal optique déformé (par exemple, une rotation anormale de la polarisation) ou une diminution de l'intensité lumineuse peut indiquer un défaut à l'intérieur de l'isolateur composite. Étant donné que la sonde est de petite taille il est possible d'effectuer les mesures le plus près possible des défauts.

Ainsi la méthode de détection par un capteur électro- optique offre des résultats plus précis lorsque la mesure du champ est faite près des défauts. De plus, après avoir trouvé l'orientation optimale de la sonde, le capteur peut détecter des défauts de petite tailles (15mm*1mm près de l'électrode HT) et détecter des décharges

couronnes [19, 20]. En outre, le calcul des deux composantes du champ électrique le long d'une ligne circulaire centrée sur l'enveloppe permet de détecter des défauts internes d'une longueur allant jusqu'à 3.5% de la longueur totale de l'isolateur [18].

Malheureusement, les études menées pour diagnostiquer les défauts internes des isolateurs composites sur les réseaux CC en se basant sur la mesure du champ électrique, n'ont pas été concluantes. Cela est compréhensible car le champ électrique en CC n'est pas stable. L'étude réalisée dans [22] montre que les courbes observées au cours des mesures en laboratoires sont désordonnées et asymétriques ; ce qui empêche la détection des défauts. L'objectif du projet de recherche qui fait l'objet de ce rapport, est d'essayer de réaliser la détection des défauts internes à partir de la mesure du champ électrique à l'aide du capteur électro- optique sous une haute tension à courant continu en se servant de l'ondulation résiduelle de cette dernière.

Dans les réseaux HTCC modernes, la tension appliquée aux isolateurs ne peut être considérée comme parfaitement continue, puisqu'elle comporte une ondulation résiduelle associée au fonctionnement des convertisseurs VSC. Cette composante variable introduit une variation temporelle du champ électrique, pouvant être exploitée dans le cadre de l'utilisation d'un capteur électro-optique, sensible uniquement aux composantes dynamiques du champ.

Ainsi, la méthode développée dans le présent travail repose sur l'exploitation de cette ondulation résiduelle de la tension continue comme paramètre d'excitation pour la détection des défauts internes au sein des isolateurs composites.

2.6 CONCLUSION

Cette revue de littérature a mis en évidence les spécificités des réseaux à haute tension en courant continu HTCC et les contraintes particulières qu'ils imposent aux isolateurs composites. Elle a également montré que, malgré la diversité des méthodes de diagnostic existantes, la détection des défauts internes demeure un défi majeur, notamment dans le contexte des réseaux HTCC.

La mesure du champ électrique à l'aide de capteurs électro-optiques apparaît comme une approche prometteuse, mais encore peu étudiée sous tension continue, en particulier en présence d'ondulations résiduelles et d'harmoniques. Ces constats justifient la nécessité d'une caractérisation expérimentale des conditions électriques réelles des réseaux HTCC, présentée dans le chapitre 3, afin de poser les bases des analyses ultérieures.

CHAPITRE 3

ÉTUDE EXPÉRIMENTALE

3.1 INTRODUCTION

Ce chapitre présente l'étude expérimentale visant à valider la méthode de diagnostic des défauts internes au sein des isolateurs composites soumis à une tension continue. L'objectif est de vérifier expérimentalement la capacité du capteur électro-optique (EO) à détecter la présence, la position et la taille d'un défaut interne.

L'approche expérimentale repose sur l'utilisation d'un isolateur imprimé en 3D en résine, déjà utilisé dans une étude antérieure, et permettant l'insertion de défauts internes à différentes positions au sein de celui-ci [18].

3.2 PRÉSENTATION DU BANC DE MESURE

La Figure 17 présente une vue générale du banc de mesure utilisé pour déterminer expérimentalement les différentes distributions des composantes axiale et radiale du champ électrique le long de l'isolateur sain ou défectueux.

Le banc de mesure est principalement composé de :

- Un isolateur imprimé en 3D, sur lequel est fixée une section de conducteur en aluminium portée à la haute tension ;
- Un bras métallique sur lequel est fixé l'isolateur, permettant de simuler un bras de support de pylône;

- Un système de positionnement constitué d'un chariot monté sur une vis sans fin, permettant de déplacer la sonde électro-optique (EO) le long de l'isolateur de manière répétitive;
- Une sonde EO positionnée sur le bras du chariot, permettant de mesurer les composantes axiale et radiale du champ électrique dans les espaces inter-jupes et à l'extrémité de ces dernières.

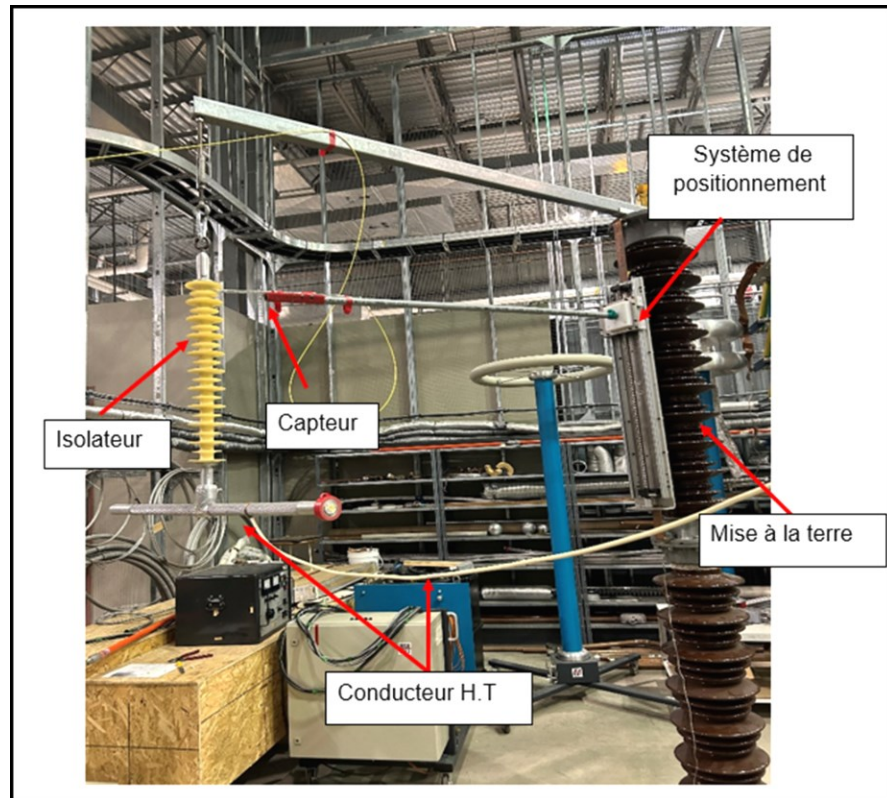


Figure 17 : Présentation du montage expérimental.

Tous ces composants du banc sont positionnés dans la cage de Faraday du laboratoire contenant tous les équipements HT, ce qui permet de limiter les perturbations électromagnétiques des appareils de mesures tout en assurant la sécurité des expérimentateurs.

À l'extérieur de la cage de Faraday, se trouve ainsi le convertisseur électro- optique qui est relié à la sonde EO par fibre optique, l'oscilloscope relié à ce dernier pour la prise de mesure et la source HT. à courant continu, comme illustré sur la Figure 18 :



Figure 18 : Présentation de l'extérieur de la cage de Faraday.

Les sous sections suivantes décrivent plus en détails les principaux éléments du banc de mesure.

3.2.1 CAPTEUR ÉLECTRO- OPTIQUE (EO) DE CHAMP ÉLECTRIQUE

La Figure 19 présente le capteur EO de champ électrique avec la sonde EO (Figure 19-a), la sonde montée sur le bras du charriot (Figure 19-b) et le convertisseur EO (Figure 19-c) :

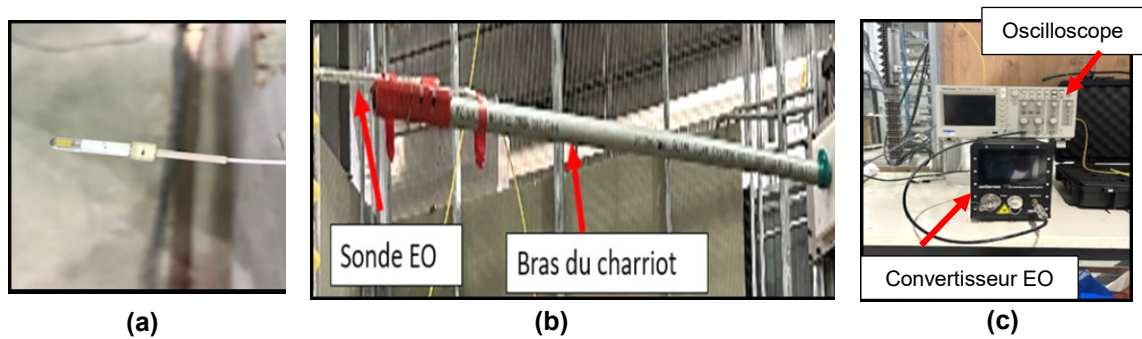


Figure 19 : Présentation du capteur EO de champ électrique avec (a) la sonde EO, (b) la sonde EO montée sur le bras du charriot et (c) le convertisseur EO avec l'oscilloscope.

Il est important de mentionner que la sonde EO est directionnelle, c'est-à-dire qu'elle n'est sensible qu'à la composante du champ électrique parallèle à son axe de mesure, indiqué par une flèche noire (voir Figure 19-a). Cette directivité permet de mesurer soit la composante axiale du champ électrique, soit, après une rotation de 90° , la composante radiale.

Concernant le convertisseur EO (Figure 19-c), relié à la sonde par fibre optique, celui-ci permet de traiter le signal et de fournir en sortie une tension proportionnelle au champ électrique, mesurée à l'aide de l'oscilloscope. L'amplitude du champ électrique est obtenue en multipliant la tension efficace mesurée (en mV) par le facteur d'échelle de 447,98.

3.2.2 ISOLATEUR 69kV IMPRIMÉ 3D

La principale difficulté dans l'étude des défauts internes au sein des isolateurs composites est de pouvoir simuler la présence des défauts qui se forment entre le fût de l'isolateur et sa jupe. En effet, la formation des défauts internes demeure un processus lent qu'il est difficile de reproduire en laboratoire de manière accélérée. Dans ces conditions, la majorité des chercheurs simulent un défaut interne en insérant

dans la jupe, un élément conducteur faisant office de défaut, ce qui n'est pas forcément une solution représentative de la réalité. Dans cette optique, un isolateur 69kV de Sediver imprimé en 3D (Figure 20-a) développé pour une étude antérieure, a été utilisé [79]. Sa particularité est de pouvoir être ouvert en deux morceaux, permettant ainsi d'avoir accès au fût sur lequel le défaut peut être positionné (Figure 20-b)

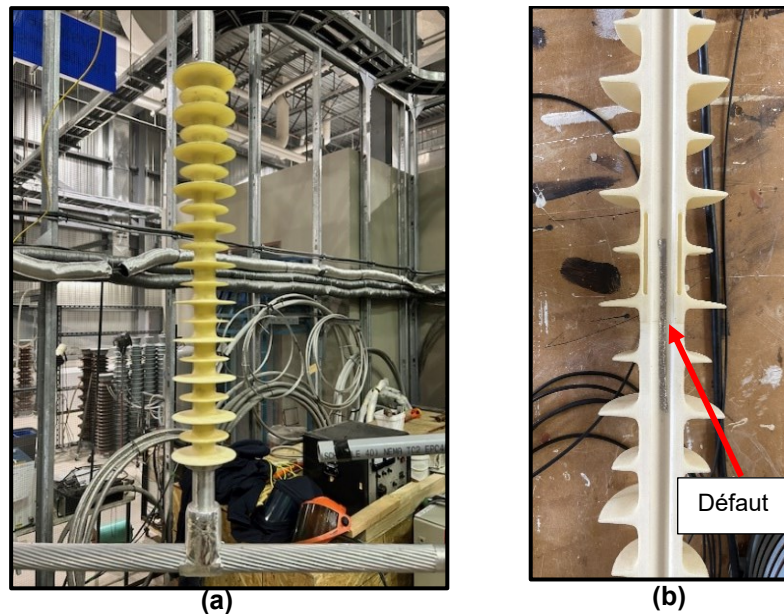


Figure 20 : Présentation de l'isolateur 69 kV imprimé en 3D avec (a) vue générale et (b) isolateur démonté avec le positionnement du défaut interne.

Les défauts internes sont simulés par du papier aluminium (Figure 20-b) de largeur 3mm et de longueur ajustable qui peuvent être positionnés soit en contact avec les électrodes HT et à la masse, soit en flottant au milieu de l'isolateur.

Le Tableau 4 présente les dimensions principales permettant de caractériser la géométrie de l'isolateur imprimé 3D.

TABLEAU 4 : Dimensions principales de l'isolateur 69 kV.

	Taille de l'isolateur (mm)	Diamètre des petites jupes (mm)	Diamètre des grandes jupes (mm)	Diamètre de la tige (mm)	Diamètre de l'enveloppe (mm)	Distance d'arc (mm)	Distance de fuite (mm)	Nombre de jupes
Isolateur 69 kV	866	72	92	16	32	601	1810	21

Afin de simuler des conditions un peu plus réelles dans lesquelles l'isolateur est placé, une section de conducteur de 840mm a été accroché à l'isolateur (Figure 17). Cela permet ainsi de reproduire une configuration de champ électrique au voisinage de l'électrode qui se rapproche plus d'un isolateur monté sur un pylône.

3.2.3 SOURCE HT. À COURANT CONTINU

Le choix de la source HT. à courant continu (HTCC) s'est arrêté sur une source portable de laboratoire l'UQAC dont le modèle est **PS50-1C** (Figure 21).

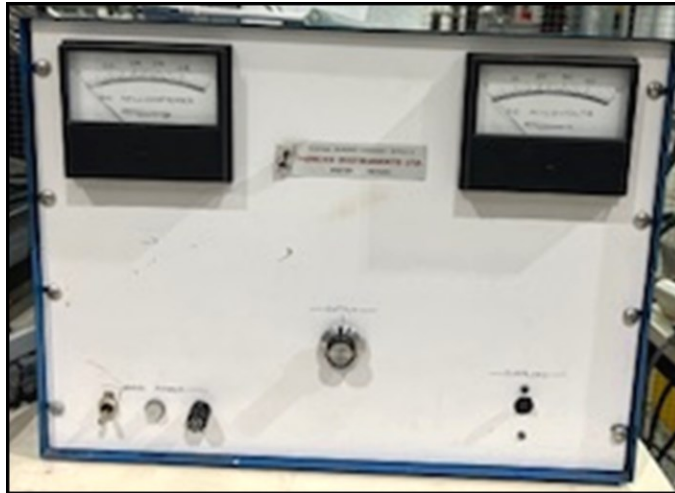


Figure 21: Vue générale de la source HTCC.

Cette source à courant continu n'est pas parfaite et présente donc l'avantage de posséder une composante de tension variable dont l'évolution périodique est présentée à la Figure 22 obtenue pour une tension de la source HTCC de 21 649 V.

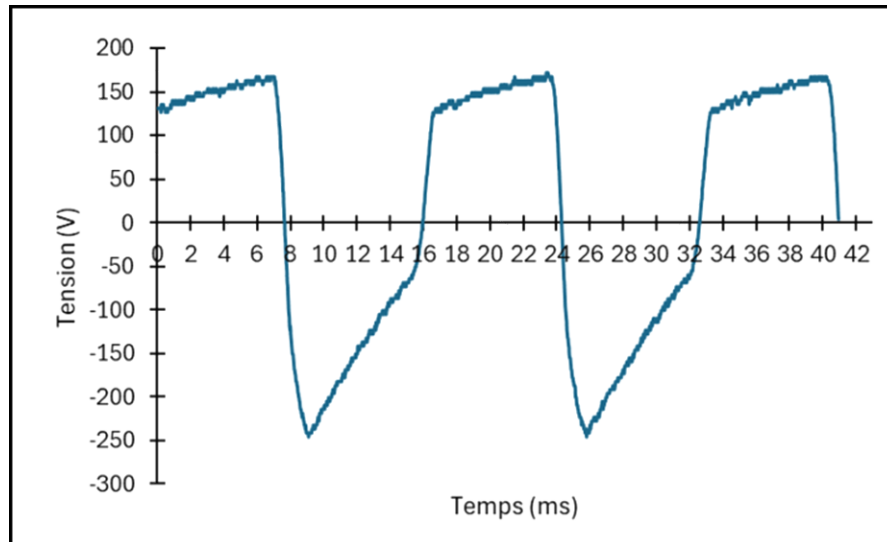


Figure 22 : Evolution de la composante variable de la source HTCC pour une tension appliquée de 21 649 V.

Le signal périodique présenté à la Figure 22 présente une fréquence d'environ 60 Hz, avec une valeur maximale positive de 173 V, une valeur minimale de -245,8 V et une valeur efficace de 150,2 V, soit environ 0,7 % de la tension continue appliquée.

La Figure 23 présente la transformée de Fourier du signal correspondant au signal de la Figure 22, la Figure 24, le taux de distorsion harmonique (TDH) calculé à partir de l'amplitude du fondamental à 60 Hz et la Figure 25, le TDH_{cc} calculé à partir de la valeur de la tension CC, soit 21 649 V.

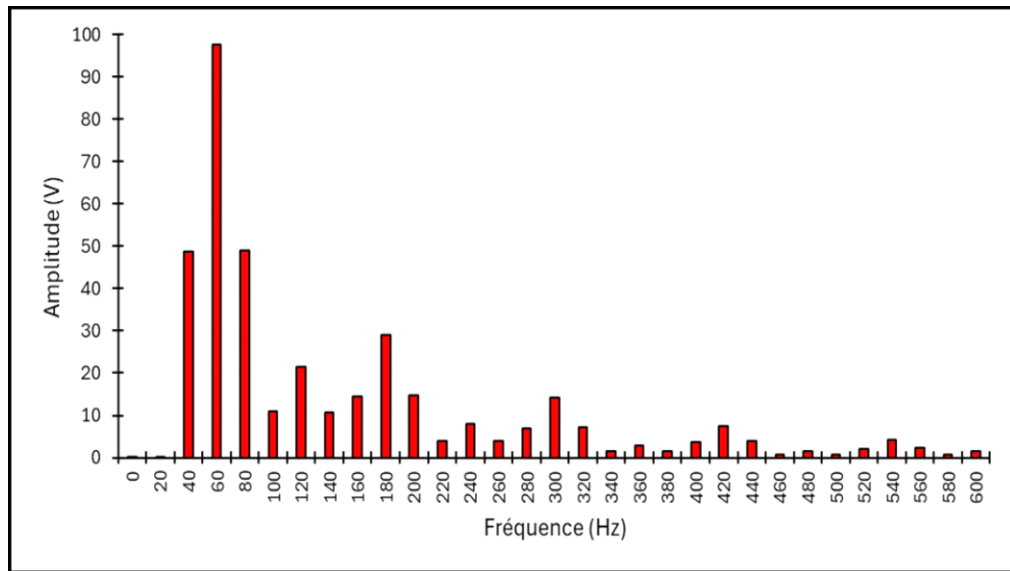


Figure 23: Transformée de Fourier de la composante variable de la tension de la source HTCC pour une tension appliquée de 21 649 V.

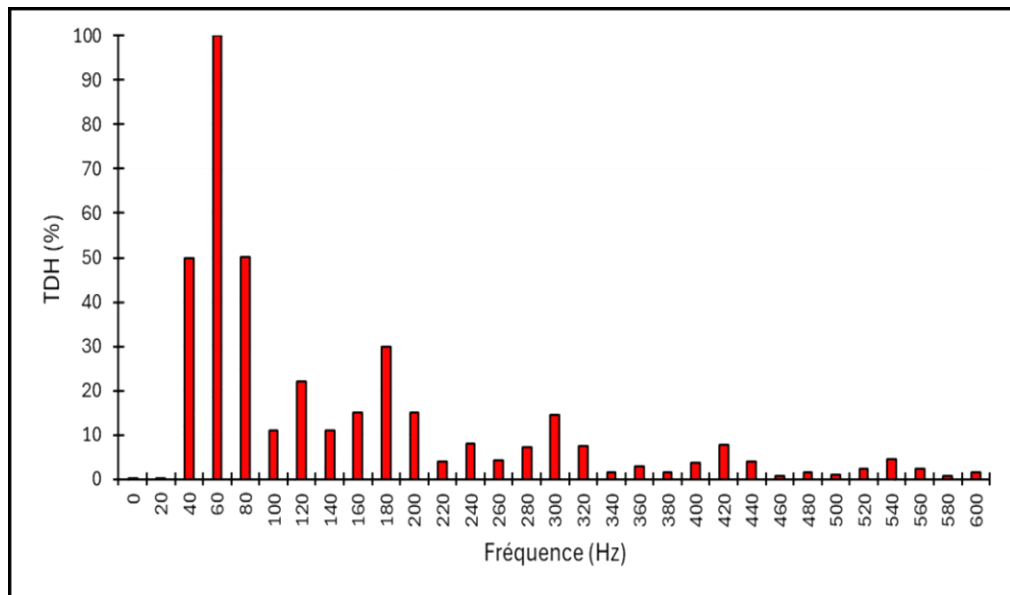


Figure 24: Taux de distorsion harmonique (TDH) calculé à partir de l'amplitude du fondamental pour une tension appliquée de 21 649 V.

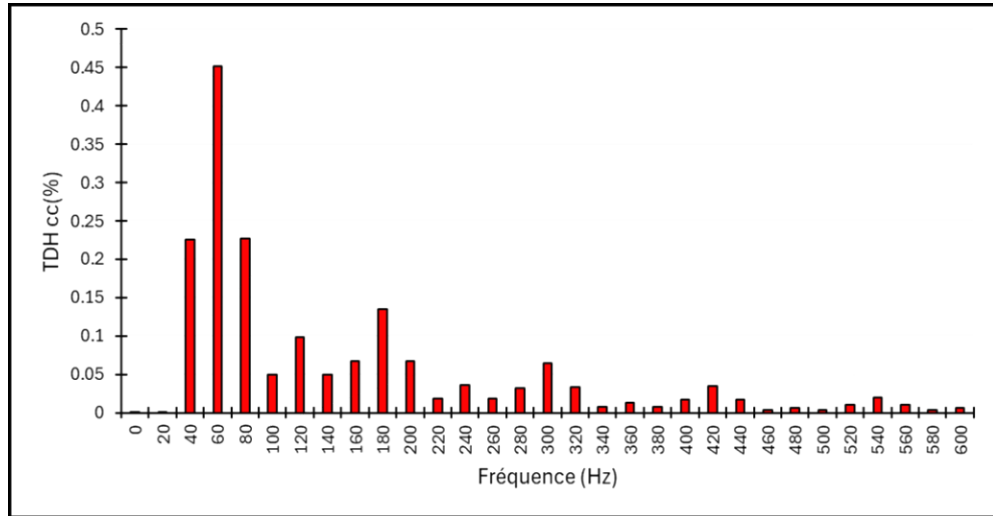


Figure 25: Taux de distorsion harmonique (TDH) calculé à partir de la valeur de la tension appliquée fixée à 21 649 V.

À partir des résultats de la Figure 25, il apparaît que le TDHcc, calculé par rapport à la tension de sortie de la source HTCC, demeure inférieur à 0,45%. La tension appliquée lors des différentes mesures est de **27,6 kV DC**, mesurée à l'aide d'une sonde haute tension, avec une ondulation résiduelle de **0,37 %**. Cette valeur est représentative des niveaux observés dans les réseaux HTCC réels, bien qu'elle reste faible[18, 80-83]. La source HTCC utilisée permet donc de simuler, dans des conditions les plus défavorables, la présence des harmoniques sur les réseaux électriques HTCC.

3.3 ÉTUDE DE LA DISTRIBUTION DU CHAMP ÉLECTRIQUE POUR UN ISOLATEUR SAIN

Dans un premier temps, l'étude expérimentale a été réalisée sur l'isolateur imprimé 3D sans défaut interne (sain) afin d'avoir la base de référence pour comparer les distributions

obtenues avec la présence des défauts internes de différentes tailles et positions et de pouvoir quantifier les distorsions induites par ces derniers.

Comme l'amplitude de l'ondulation de la tension HTCC est faible, soit $150,2 V_{eff}$, il a été décidé d'effectuer les mesures uniquement dans les espaces inter-jupes et au contact de l'enveloppe de l'isolateur. Cela permet ainsi d'être au plus près du défaut et d'avoir une meilleure sensibilité, ce qui a été clairement démontré dans les travaux antérieurs réalisés sur le même isolateur composite 69 kV imprimé 3D mais pour une tension appliquée égale à sa tension nominale, soit 39,83 kV[18]. Ainsi, les différentes distributions du champ électrique ont été obtenues à l'aide de la sonde EO positionnée au milieu de l'espace inter- jupes (entre les jupes) et en contact avec la surface de l'isolateur, comme représenté à la Figure 26.

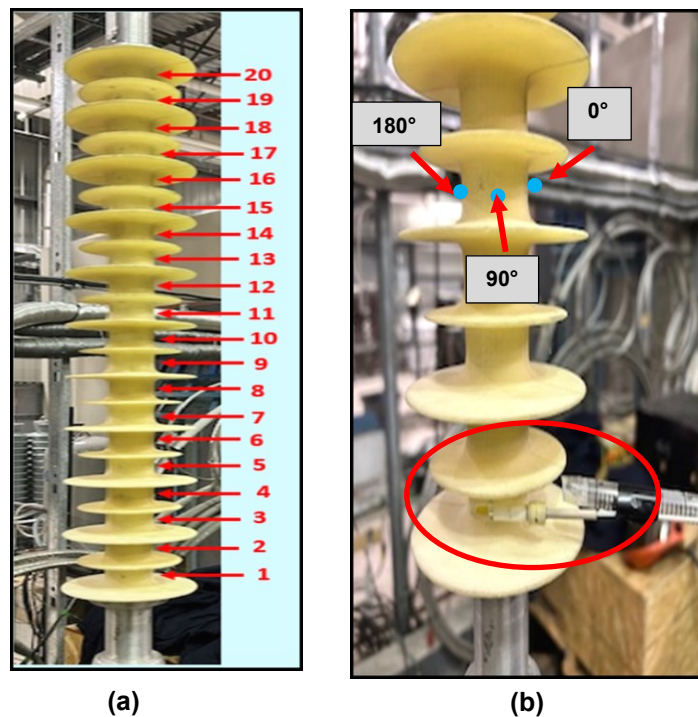


Figure 26: Position du capteur par rapport à la surface de l'isolateur avec (a) les points de mesure au milieu de l'espace inter-jupes et (b) les positions angulaires de mesure et le positionnement de la sonde EO au milieu de l'espace inter-jupes.

3.3.1 DISTRIBUTION DE LA COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE

La mesure de la composante axiale du champ électrique à la surface de l'enveloppe au milieu de l'espace inter- jupes, est simplement obtenue en orientant la sonde pour que cette dernière soit sensible à la composante axiale (verticale) du champ, comme illustré à la Figure 26-b. La Figure 27 présente les distributions de la valeur efficace de la composante axiale du champ électrique induit par l'ondulation de la HTCC mesurées entre les jupes et à l'extrémité de ces dernières.

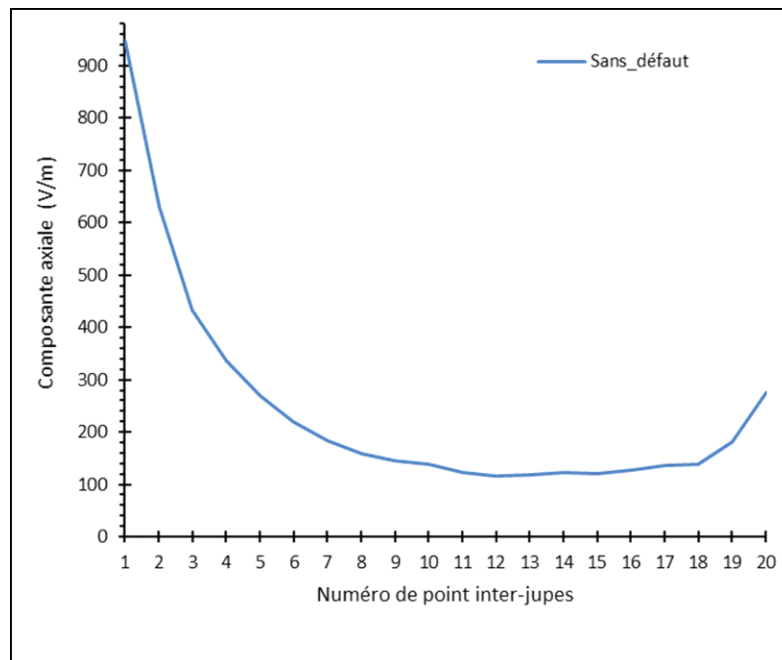


Figure 27: Composante axiale du champ électrique pour l'isolateur imprimé 3D sain, capteur positionné à 0° entre les jupes

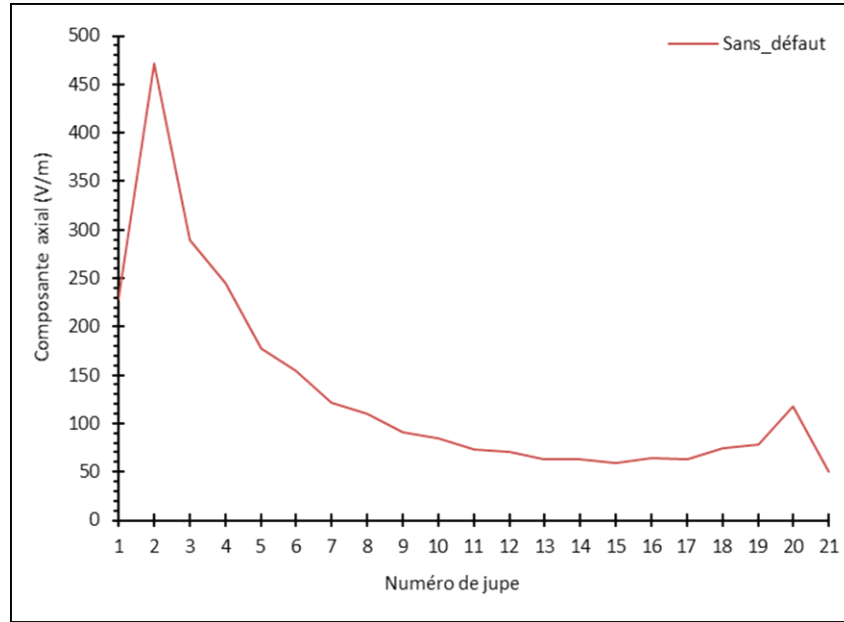


Figure 28: Composante radiale du champ électrique pour l'isolateur imprimé 3D sain, capteur positionné à 0° aux extrémités des jupes

Dans un premier temps, l'analyse de la distribution du champ électrique de la Figure 27 démontre que la sensibilité du capteur EO est largement suffisante pour être en mesure de cartographier la distribution de la composante axiale du champ électrique induite par l'ondulation de tension de la source HTCC présentée à la Figure 22. Il est également possible de remarquer que les valeurs efficaces de champ électrique axial sont environ deux fois plus faibles à l'extrémité des jupes comparées aux valeurs mesurées entre les jupes. Cela démontre également qu'une plus grande sensibilité aux défauts internes sera obtenue entre les jupes, tel que spécifié précédemment. Enfin, la Figure 27 révèle la particularité de la distribution de la composante axiale mesurée entre les jupes qui est monotone décroissante de la haute tension jusqu'à environ le milieu de l'isolateur et ensuite monotone croissante jusqu'à la mise à la terre. Cette distribution est également très similaire aux distributions obtenues avec le même isolateur soumis à une HT purement alternative [18]. Cela

n'est pas le cas pour la composante axiale mesurée à l'extrémité des jupes et présentée à la Figure 28 qui présente un extremum à l'extrémité de la jupe 2 proche de la HT et un autre à la jupe 20 proche de la mise à la terre. La présence de ces deux extrémums peut être problématique pour la détection des défauts, comme démontré dans les sections suivantes.

3.3.2 DISTRIBUTION DE LA COMPOSANTE RADIALE DU CHAMP ELECTRIQUE

La mesure de la composante radiale du champ électrique dans l'espace inter-jupes est réalisée en orientant la sonde à 90° par rapport à sa position utilisée pour la mesure de la composante axiale (Voir Figure 26). Cependant, lors des premières mesures effectuées, il a été observé que le signal mesuré par l'oscilloscope n'était pas stable mais fluctuait lentement dans le temps. Cela rendait ainsi la prise de mesure impossible. Cette fluctuation temporelle peut être expliquée par le phénomène de polarisation induit par la composante continue de la tension appliquée, générant un champ électrique statique important. Les charges de polarisation présentes à la surface de l'isolateur imprimé en 3D sont alors entraînées par la composante alternative du champ électrique, ce qui provoque leur déplacement. La composante radiale du champ électrique étant directement influencée par cette distribution de charges superficielles, cela explique les fluctuations observées. Le matériau utilisé pour l'impression 3D (nylon) présente une forte capacité de polarisation, contrairement à des matériaux tels que le RTV utilisés dans les isolateurs réels.

Pour valider cette hypothèse, une série de mesure de la composante radiale du champ électrique a ainsi été réalisée sur un isolateur réel 120 kV de la marque Sediver (Figure 29).

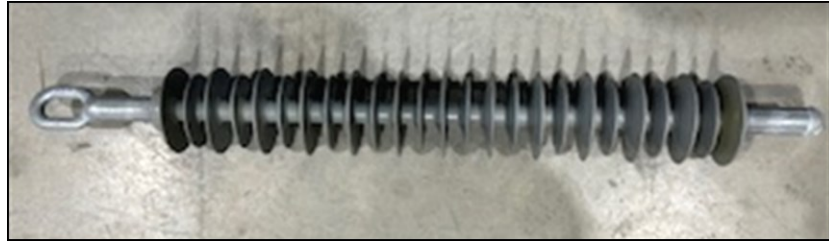


Figure 29: Isolateur réel 120 kV de la marque SEDIVER

La mesure de la composante radiale a été prise pour quatre points inter-jupes.

La distribution de la composante radiale est ainsi présentée à la Figure 30.

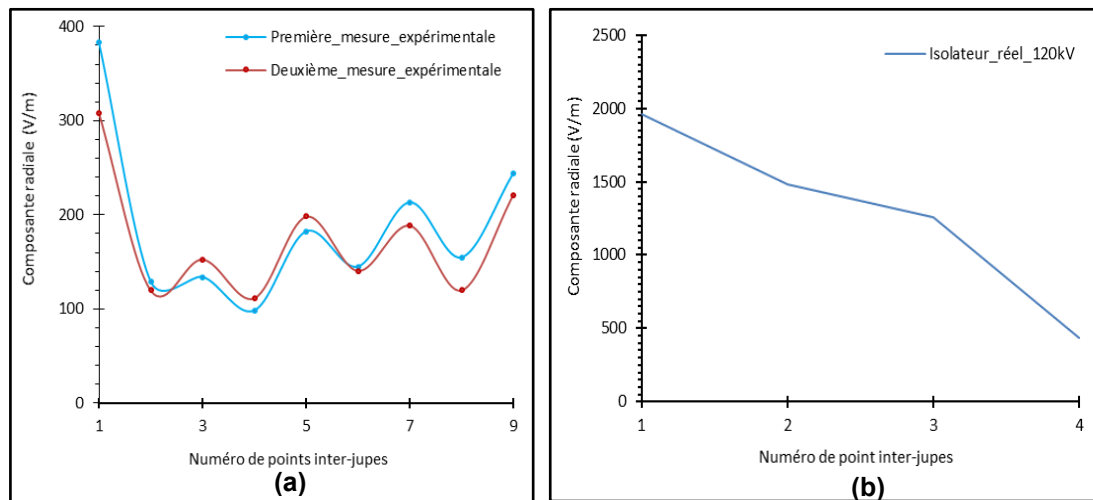


Figure 30: Distribution de la composante radiale du champ électrique pour (a) l'isolateur imprimé 3D et (b) l'isolateur 120 kV réel sain.

Comme observé à la Figure 30-a, les amplitudes de la composante radiale du champ électrique mesurées sur l'isolateur 69 kV imprimé en 3D présentent des fluctuations importantes dans le temps, ce qui rend difficile l'obtention d'une distribution fiable de cette composante. En revanche, la Figure 30-b montre que la distribution de la composante radiale mesurée sur l'isolateur réel 120 kV présente un

profil monotone décroissant depuis l'extrémité haute tension, comportement conforme à celui attendu pour un isolateur sain.

Ces résultats confirment que les fluctuations observées dans le cas de l'isolateur imprimé en 3D sont principalement liées aux propriétés du matériau utilisé, et non à la sonde électro-optique. Les profils des composantes axiale et radiale du champ pour la configuration saine, constituent ainsi une référence robuste pour l'identification d'éventuelles perturbations liées à des défauts internes dans les sections suivantes.

3.4 ÉTUDE DU CHAMP ÉLECTRIQUE AXIAL POUR UN ISOLATEUR DÉFECTUEUX

Au regard des résultats précédents obtenus pour l'isolateur sain, il a été décidé de se concentrer uniquement sur la mesure de la distribution de la composante axiale du champ électrique obtenues en fonction de la position du défaut interne. Celui-ci est simulé à l'aide d'un morceau de ruban adhésif en aluminium de largeur 3 mm et de longueur 102,2mm, correspondant à 17% (L_2) de la distance d'arc de l'isolateur, comme illustré à la Figure 31.

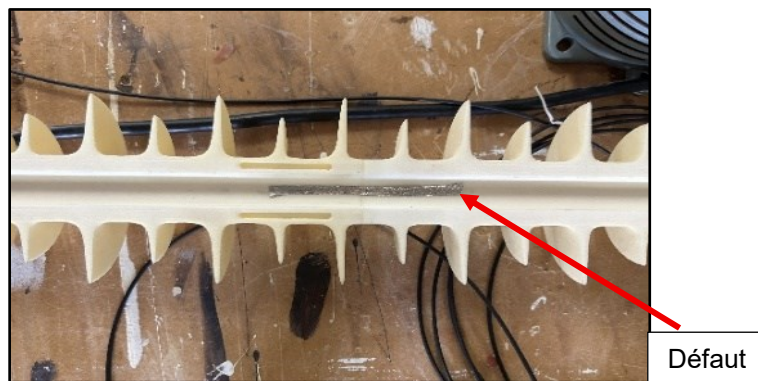


Figure 31 : Défaut flottant.

Les mesures ont été effectuées pour le défaut placé au voisinage de la haute tension et connecté à cette dernière, au voisinage de la masse et connecté à cette dernière puis au milieu de l'isolateur (défaut flottant). De plus, pour chaque position de défaut, la sonde EO a été positionnée en face du défaut (position à 0°), à 90° du défaut (position à 90°) et en arrière du défaut (position à 180°), comme illustré à la Figure 26-b. Les différentes distributions du champ électrique axial ainsi obtenues sont présentées aux Figures 31, 32 et 33 respectivement pour la position 0° , 90° et 180° .

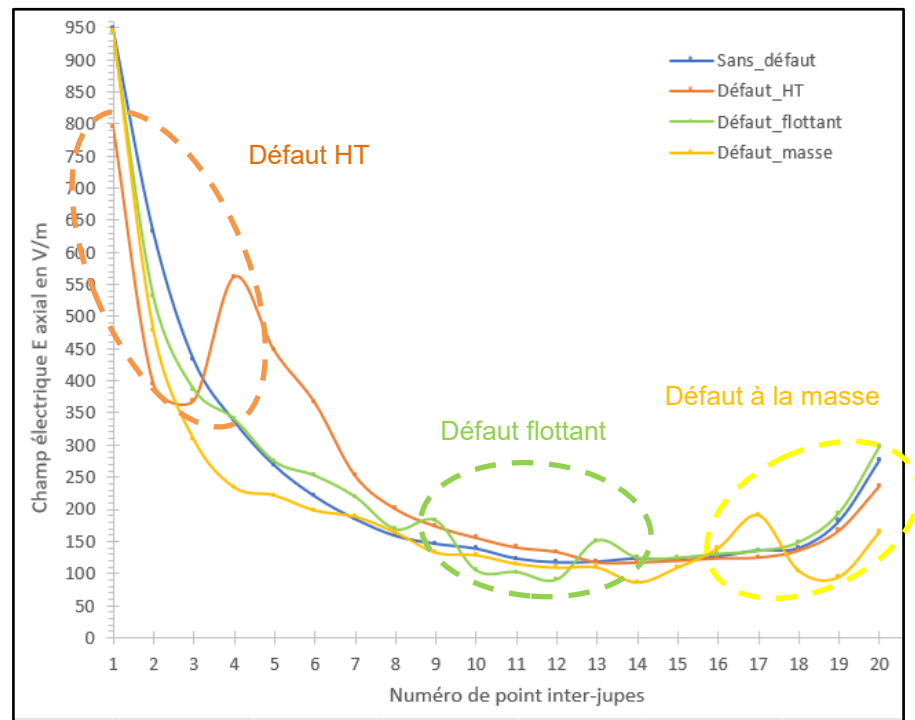


Figure 32: Composante axiale du champ électrique entre les jupes de l'isolateur 3D sonde EO positionnée à 0° .

À partir des résultats de la Figure 32, il est possible d'observer que la présence du défaut interne (entouré en pointillé sur la Figure) est clairement identifiable et cela, quelle que soit sa position le long de l'isolateur. La signature de chaque défaut est ainsi clairement identifiable par la présence de pics significatifs dans la distribution de la composante axiale du champ électrique qui ne sont pas présents dans la distribution de l'isolateur sain (voir Figure 27). Dans

le cas du défaut à la HT. et à la mise à la terre, la présence du pic indique la fin du défaut interne puisque à cet endroit, l'amplitude du champ électrique est la plus importante de par la nature conductrice du défaut, comme observé dans les travaux antérieurs [18]. Cela est également observable pour le défaut flottant qui lui présente deux pics significatifs qui permettent d'identifier le début et la fin du défaut interne. Il est également possible d'observer que pour les trois positions de défaut, une baisse significative de l'amplitude de la composante axiale est également observable le long de chaque défaut. Cette baisse est attribuable au fait que le défaut interne est conducteur, ce qui localement diminue la composante axiale du champ électrique comparativement au champ électrique présent sans défaut.

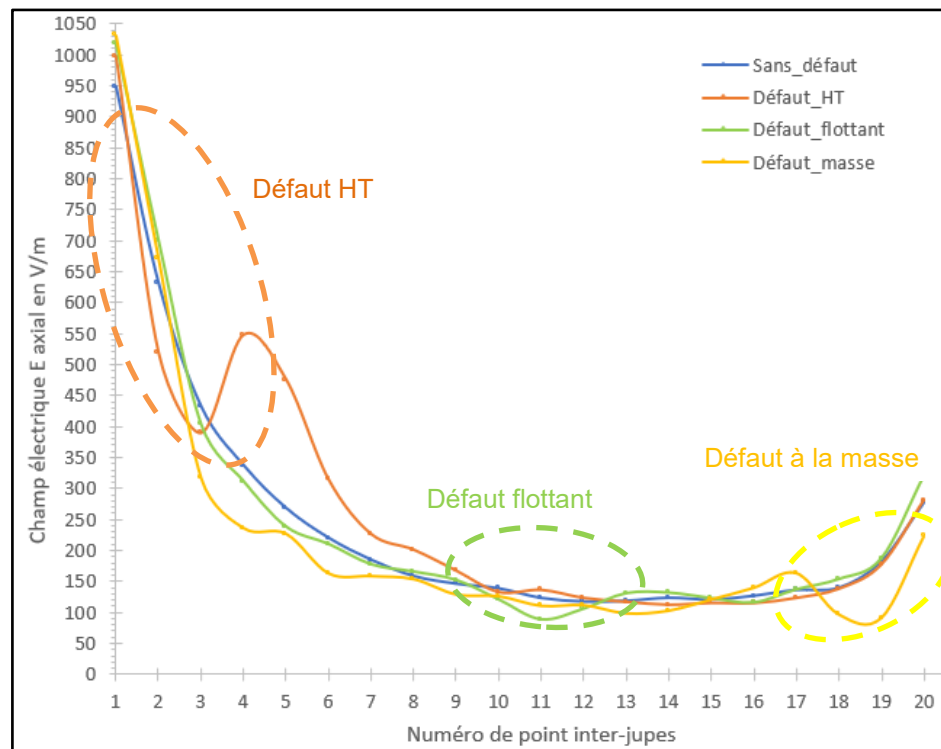


Figure 33: Composante axiale du champ électrique entre les jupes de l'isolateur 3D sonde EO positionnée à 90°.

Les résultats de la Figure 33 obtenus pour la sonde EO positionnée à 90°, montrent que les défauts internes localisés aux extrémités de l'isolateur, côté haute tension (HT) entre les

points 1 à 4 et côté mise à la terre entre les points 17 à 20, sont également nettement identifiables à partir des variations de la composante axiale du champ électrique mesurée. L'amplitude des pics présents à l'extrémité du défaut demeure sensiblement identique à celle obtenue pour la position de 0° (Figure 32). En revanche, les résultats de la Figure 33 montre que l'influence du défaut interne positionné au milieu de l'isolateur (entre les points 9 et 13) est beaucoup moins prononcée que celle obtenue pour la mesure à 0°, les perturbations induites étant de plus faible amplitude que les variations naturelles de la distribution du champ électrique. Néanmoins, le défaut demeure encore visible.

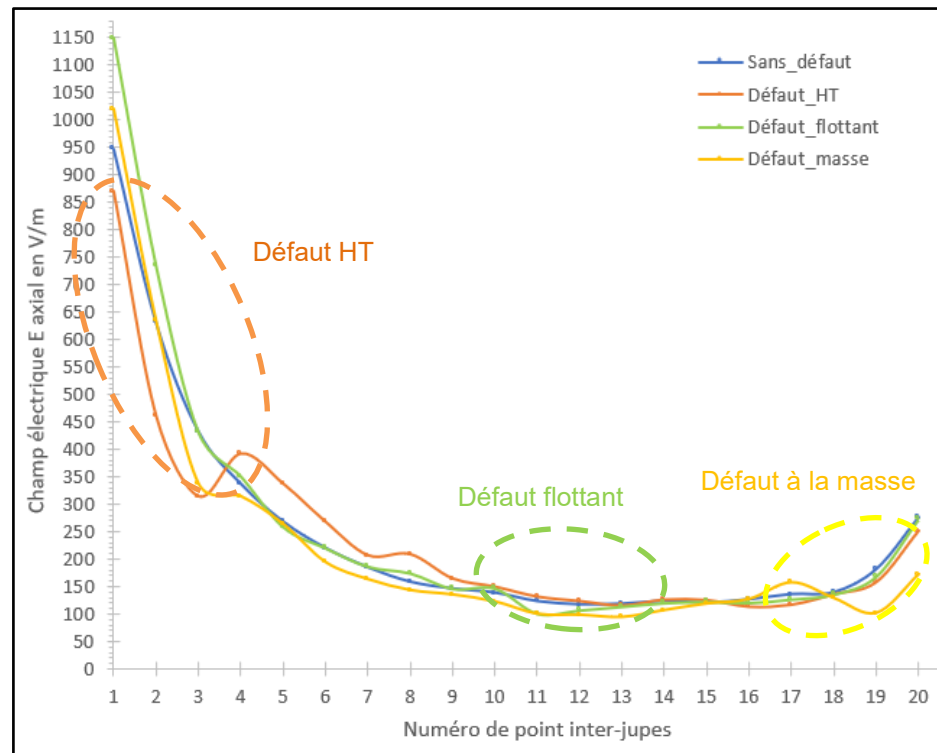


Figure 34: Composante axiale du champ électrique entre les jupes de l'isolateur 3D sonde EO positionnée à 180°.

Pour ce qui est des mesures effectuées à 180°, soit à l'opposé de la position du défaut interne, les résultats de la Figure 34 montrent que le défaut localisé du côté haute tension (HT) ou de la masse demeure encore identifiable à partir des variations de la composante du champ

électrique mesurée. Cependant, l'amplitude des pics obtenus aux extrémités des défauts internes sont plus faibles que ceux obtenus aux positions 0° et 90°. Cette diminution de l'amplitude des pics présentés aux extrémités du défaut interne flottant devient beaucoup plus difficile, ce qui complique ainsi l'identification de la présence du défaut interne à cette position.

Afin de pouvoir évaluer la distorsion induite par le défaut sur la composante axiale du champ électrique, il a été décidé de calculer le rapport R_d qui s'exprime comme suit :

$$R_d = \frac{E_d}{E_s} \quad (4)$$

Avec E_d l'amplitude de la composante axiale ou radiale du champ électrique maximale obtenu (au niveau de chaque pic identifiable) en présence de défaut et E_s l'amplitude de la composante axiale du champ électrique pour l'isolateur sain et déterminée à la même position que les pics. Le rapport R_d de l'équation (4) permettra ainsi de déterminer laquelle des composantes du champ électrique est la plus affectée par la présence du défaut interne et donc la plus sensible.

Ainsi les valeurs du rapport R_d calculées pour les différentes positions du défaut (HT, au milieu de l'isolateur et à la masse) ainsi que pour les différentes positions de la sonde EO (0°, 90°, 180°), sont présentées dans le Tableau 5.

Les résultats expérimentaux révèlent que la position du défaut influence fortement la composante axiale du champ électrique : un défaut situé à proximité de l'électrode HT entraîne une augmentation significative du champ électrique, un défaut flottant provoque une perturbation modérée mais clairement identifiable, tandis qu'un défaut proche de la masse engendre une distorsion notable, légèrement inférieure à celle observée côté HT. Ces observations permettent de dire que les zones proches des électrodes sont les plus sensibles à la détection des défauts.

TABLEAU 5 : Détermination du rapport R_d pour les différentes positions du défaut interne, la sonde EO positionnée à 0° , 90° et 180° .

Position de la sonde EO	0°	90°	180°
R_d pour le défaut à la HT	1,66	1,62	1,16
R_d pour le défaut flottant	1,27	1,1	1,06
R_d pour le défaut à la masse	1,4	1,2	1,157

En outre, le calcul du rapport R_d obtenu à partir de l'équation (4) et dont les valeurs sont résumées dans le Tableau 5, démontre que la position de mesure de la composante axiale du champ électrique exerce également une influence sur la sensibilité de la mesure. En effet, plus la mesure est effectuée loin du défaut et plus la sensibilité diminue. Cela est particulièrement vrai pour le défaut interne flottant qui devient difficilement identifiable lorsque la sonde EO est opposée au défaut, soit à 180° .

Globalement, les courbes de la Figure 32 à 34 montrent une diminution locale du champ à l'intérieur du défaut, une augmentation à ses extrémités, et une influence directe de la taille et de la position du défaut. L'influence du défaut conducteur sur la distribution locale du champ électrique est expliquée plus en détail dans la section 4.4 du présent mémoire.

3.5 CONCLUSION

Ce chapitre a permis de caractériser expérimentalement l'influence de l'ondulation de la tension HTCC sur la distribution du champ électrique au voisinage d'un isolateur composite. Les résultats obtenus ont notamment mis en évidence que la composante axiale du champ

électrique constitue un indicateur pertinent pour la détection des défauts internes, contrairement à la composante radiale, dont la mesure s'est révélée fortement influencée par les propriétés diélectriques du matériau utilisé.

L'étude a également montré que la position du défaut interne ainsi que la position angulaire de la sonde électro-optique influencent directement la sensibilité de la détection. En particulier, les perturbations du champ électrique sont plus marquées lorsque le défaut est situé à proximité des électrodes et lorsque la mesure est effectuée en face de celui-ci, tandis que la détection devient plus délicate lorsque la sonde est positionnée à l'opposé.

Par ailleurs, les limitations expérimentales observées, notamment liées au comportement du matériau de l'isolateur imprimé en 3D et aux difficultés de mesure de la composante radiale, ont permis de mieux cerner les conditions d'application de la méthode. Dans ce contexte, cette étude constitue une étape de validation essentielle, justifiant le recours à une approche numérique plus approfondie, présentée dans le chapitre suivant, afin d'analyser de manière systématique l'influence des défauts internes sur la distribution du champ électrique.

CHAPITRE 4

ETUDE NUMÉRIQUE D'UN ISOLATEUR 69kV

4.1 INTRODUCTION

Ce chapitre présente les résultats de l'étude numérique réalisée à l'aide du logiciel COMSOL Multiphysics. L'objectif principal de cette étude est d'analyser la distribution du champ électrique dans un isolateur composite soumis à une ondulation de tension issue d'une haute tension continue, et d'évaluer l'influence de la présence de défauts internes sur cette distribution.

La modélisation numérique permet d'obtenir une visualisation détaillée du comportement électrostatique du système, en tenant compte des propriétés diélectriques des différents matériaux et des conditions aux interfaces. Dans un premier temps, la configuration du modèle numérique est présentée, incluant la géométrie de l'isolateur et les paramètres diélectriques utilisés.

Par la suite, une étude paramétrique est menée afin d'examiner l'influence de la taille et de la position du défaut sur la répartition du champ électrique à l'intérieur de l'isolateur. Les résultats obtenus sont ensuite analysés et interprétés.

4.2 PRÉSENTATION DU MODÈLE NUMÉRIQUE

Cette étude a été réalisée avec l'isolateur composite 69kV (Figure 35-a) qui est identique à l'isolateur imprimé 3D utilisé pour l'étude expérimentale et dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau 4 (voir chapitre 3). La Figure 35-b présente le modèle numérique complet du montage expérimental utilisé avec ses éléments principaux.

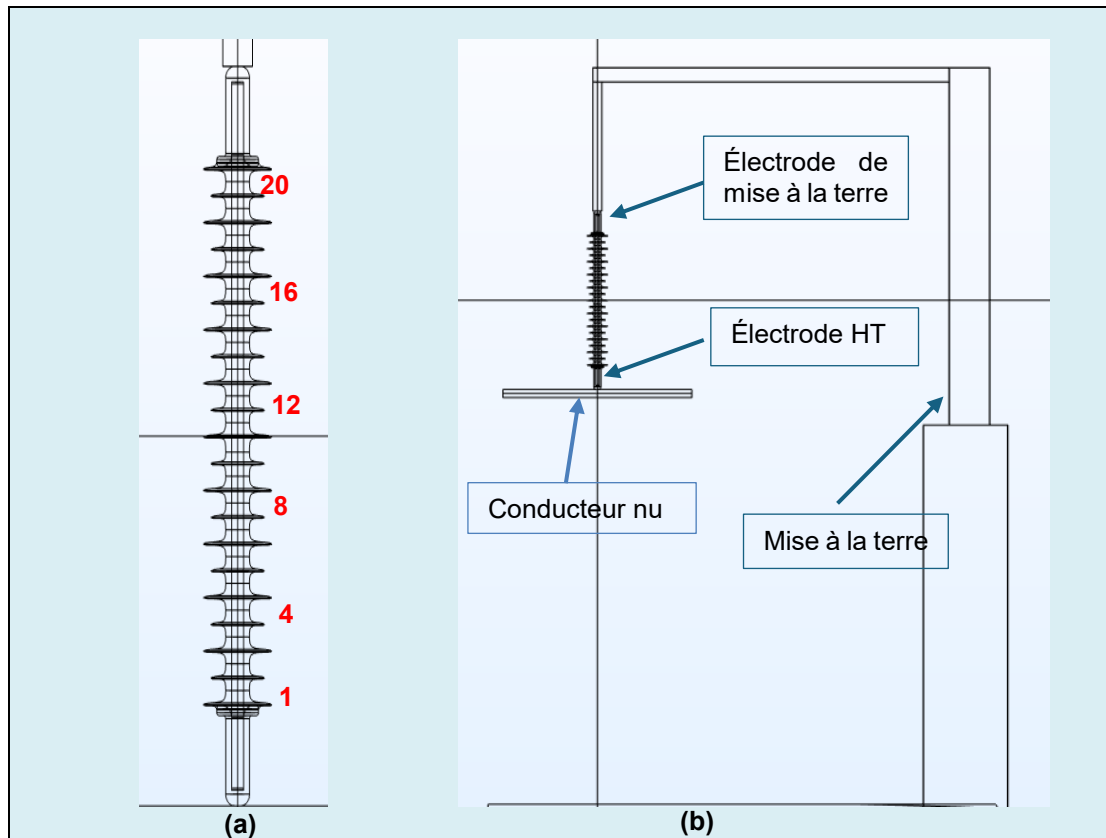


Figure 35 : Modèle numérique de l'isolateur 69 kV sain (a) et du montage expérimental utilisé avec ses éléments principaux (b).

Sur la Figure 35-a sont représentés en rouge la numérotation des espaces inter- jupes au sein desquels sont calculés les composantes axiale et radiale du champ électrique.

Afin de comparer les résultats numériques aux résultats expérimentaux et de simplifier la modélisation, une tension sinusoïdale de valeur efficace 150,2 V (équivalente à l'ondulation mesurée lors des essais expérimentaux, voir Figure 22) a été appliquée. Cette approximation permet ainsi de simplifier les simulations en réalisant une étude stationnaire avec le module AC/DC du logiciel Comsol Multiphysics où la tension appliquée est donc équivalente à une tension sinusoïdale de fréquence de 60 Hz. Les propriétés des matériaux constituant l'isolateur sont résumées dans le Tableau 6.

TABLEAU 6: Propriétés diélectriques des matériaux.

Matériaux	Électrodes	Enveloppe en nylon	Tige en fibres de verre	Air environnant	Défaut
Permittivité relative ϵ_r	1	4,3	7,2	1	80
Conductivité électrique σ (S/m)	$5,9.10^7$	1.10^{-14}	1.10^{-14}	1.10^{-15}	0,003

Les calculs des composantes axiale et radiale du champ électrique ont été effectués dans les espaces entre les jupes (espace inter- jupes) comme présenté sur la Figure 35-a. Il a également été décidé de vérifier la variabilité des valeurs des composantes du champ électrique autour de l'isolateur, et plus précisément aux positions situées à 0°, 90°, 180° et 270°. Les points de calcul ont été placés à 2,5mm de la surface de l'isolateur pour être en accord avec l'étude expérimentale car le capteur EO a un diamètre de 5 mm. La Figure 36 présente une vue en coupe de l'isolateur qui permet d'illustrer le positionnement des différents points de calcul (0°, 90°, 180° et 270°) ainsi que le positionnement du défaut par rapport à ces différentes positions angulaires des points de calcul.

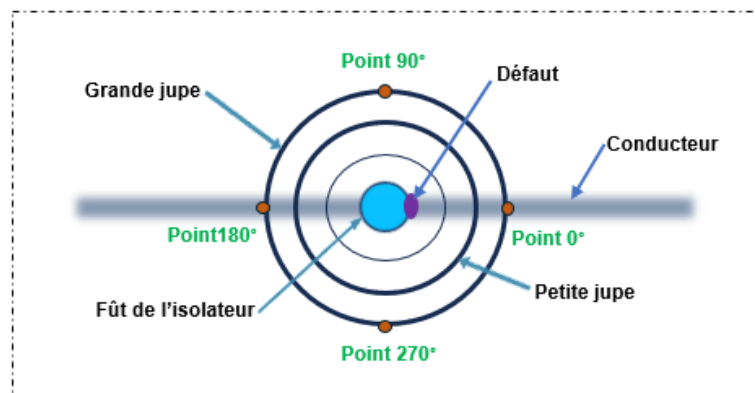


Figure 36 : Illustration de la vue en coupe de l'isolateur avec les points de calcul à 0°, 90°, 180° et 270° positionnés sur une jupe.

La Figure 37 présente une vue de face de l'isolateur avec les points de mesure positionnés à 0° et placés au milieu de l'espace inter- jupes.

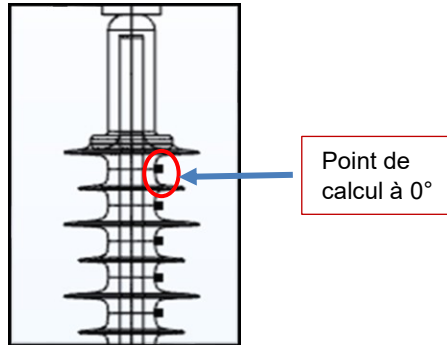


Figure 37 : Points de calcul entre les jupes

4.3 DISTRIBUTION DES COMPOSANTES AXIALE ET RADIALE DU CHAMP ELECTRIQUE POUR L'ISOLATEUR SAIN

Dans un premier temps, la comparaison des distributions de la composante axiale du champ électrique avec les résultats expérimentaux montre une très bonne concordance, tant en amplitude qu'en forme.

Les Figures 38 et 39 présentent respectivement les distributions des composantes axiales et radiales du champ électrique calculées entre les jupes (Figure 37). Pour chaque composante, la distribution a également été déterminée pour différentes positions de la sonde EO autour du fût de l'isolateur, soit 0° , 90° , 180° et 270° (Figure 36). La numérotation des points de mesures entre les jupes est présentée en rouge sur la Figure 35-a.

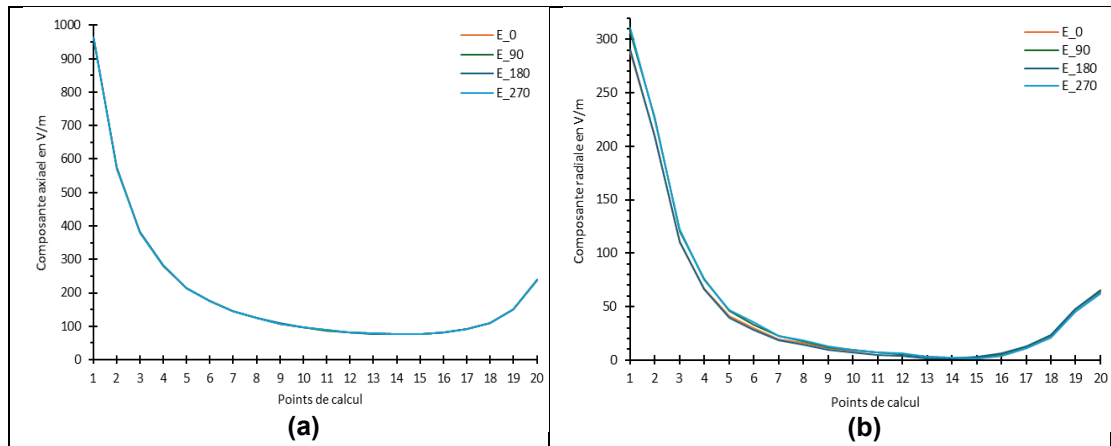


Figure 38 : Distribution des composantes du champ électrique déterminées entre les jupes pour l'isolateur sain avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

Dans un premier temps, la comparaison des distributions de la composante axiale du champ électrique présentées à la Figure 38 avec celles obtenues expérimentalement et présentées à la Figure 27 montrent une très bonne concordance autant dans les amplitudes du champ électrique axial que dans les formes des distributions obtenues. Cela permet de valider que l'approximation faite pour les simulations quant au fait de réaliser les simulations avec uniquement l'ondulation de la HTCC modélisée comme une tension alternative et également comme seule source de champ électrique variable. Cela permet également de valider que l'utilisation des simulations numériques est un outil fiable afin de pouvoir étudier plus en profondeur l'influence des défauts internes sans avoir à valider tous les résultats obtenus par des mesures expérimentales.

Dans un second temps, il est intéressant de noter que la composante radiale du champ électrique mesurée entre les jupes (Figure 39) est presque trois (3) fois plus faible en amplitude que la composante axiale (Figure 38). Cependant, pour les composantes axiale et radiale, leur distribution respective suit une évolution très similaire qui se caractérise par une décroissance importante et monotone de l'amplitude du champ électrique à partir de la HT jusqu'à l'espace inter-jupe 15 suivi d'une augmentation monotone moins significative de l'amplitude du champ

électrique jusqu'à la mise à la terre. Cette concordance valide la pertinence du modèle numérique et confirme que l'approximation adoptée pour représenter l'ondulation est physiquement cohérente.

Enfin, il est intéressant de noter que la composante radiale du champ électrique est légèrement plus affectée par la position de mesure que la composante axiale. Cette différence est principalement attribuable à la position du conducteur par rapport au point de mesure, comme illustré à la Figure 36. En effet, les distributions de la composante radiale obtenues aux positions de mesure à 0° et 180° sont identiques, tandis qu'elles diffèrent, notamment dans les premiers espaces inter-jupes, de celles obtenues aux positions à 90° et 270° , perpendiculaires au conducteur. Toutefois, malgré ces différences, l'impact sur la détection des défauts internes reste limité. En effet, les distributions observées conservent un caractère monotone décroissant sur les quinze premiers espaces inter-jupes, ce qui ne remet pas en cause la capacité de détection de la méthode.

4.4 ÉTUDE DE L'INFLUENCE DE LA TAILLE ET DE LA POSITION DU DÉFAUT SUR LA DISTRIBUTION DU CHAMP ÉLECTRIQUE

Dans cette partie, un défaut conducteur a été intégré à la configuration de l'isolateur afin d'évaluer l'influence de sa taille et de sa position sur la distribution des composantes axiale et radiale du champ électrique. Cela permettra de prouver la fiabilité de la méthode de diagnostic. Ainsi, le défaut interne est assimilé à une surface de 1mm d'épaisseur et de 3mm de largeur avec quatre tailles différentes correspondant à un pourcentage de la distance d'arc de l'isolateur : $L_1(25\%) = 150,3 \text{ mm}$; $L_2(17\%) = 102,2 \text{ mm}$; $L_3(8,5\%) = 51,1 \text{ mm}$ et $L_4(4,25\%) = 25,5 \text{ mm}$. Ces défauts ont été placés près des électrodes de la haute tension et de la mise à la terre (en contact direct avec ces électrodes), puis au milieu de l'isolateur (défaut flottant).

Comme mentionné précédemment et en regard des résultats antérieurs [18], les différentes distributions des composantes axiale et radiale en présence de défauts internes seront déterminées pour les points de mesure situés exclusivement dans les espaces inter-jupes.

4.4.1 DÉFAUT INTERNE CONNECTÉ À LA HT

Dans cette partie, les défauts de différentes longueurs ont été positionnés de telle façon qu'une extrémité du défaut interne soit directement en contact avec l'électrode portée à la HT tel que présenté à la Figure 39.

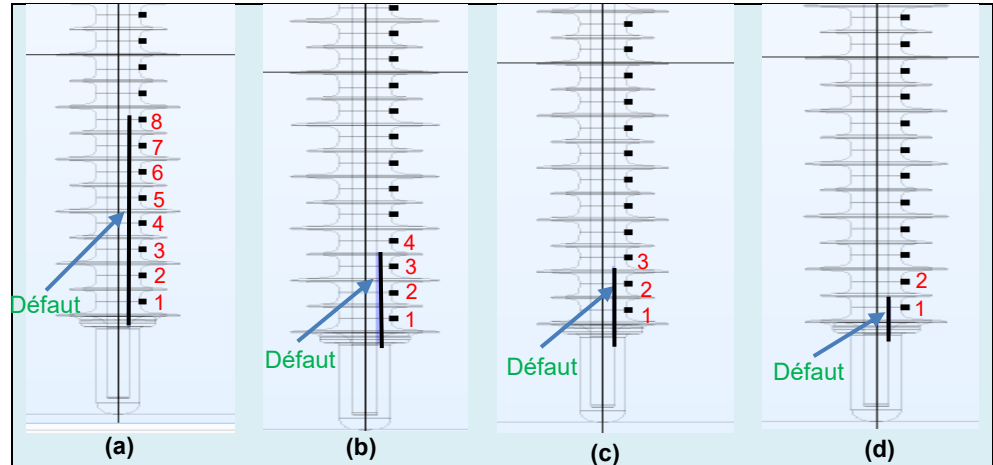


Figure 39: Différentes longueurs de défauts internes connectés à la haute tension avec (a) défaut de longueur L_1 , (b) défaut de longueur L_2 , (c) défaut de longueur L_3 et (d) défaut de longueur L_4 .

Les Figures 40 à 43 présentent les distributions des composantes axiale et radiale du champ électrique obtenues pour les différentes longueurs du défaut interne connecté à la HT et respectivement pour les points de calcul positionnés à 0° , 90° , 180° et 270° dans l'espace inter-jupes de l'isolateur.

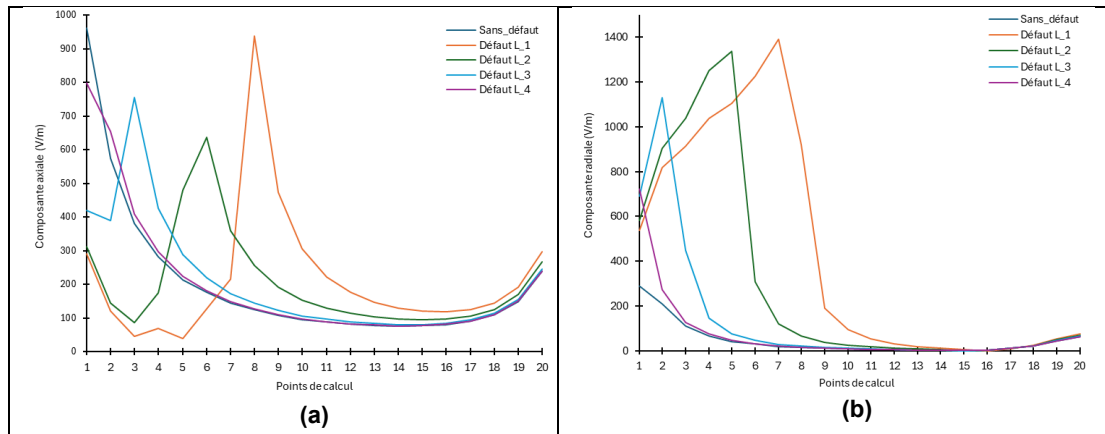


Figure 40 : Distribution des composantes du champ électrique déterminées entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs connecté à la haute tension pour la position à 0° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

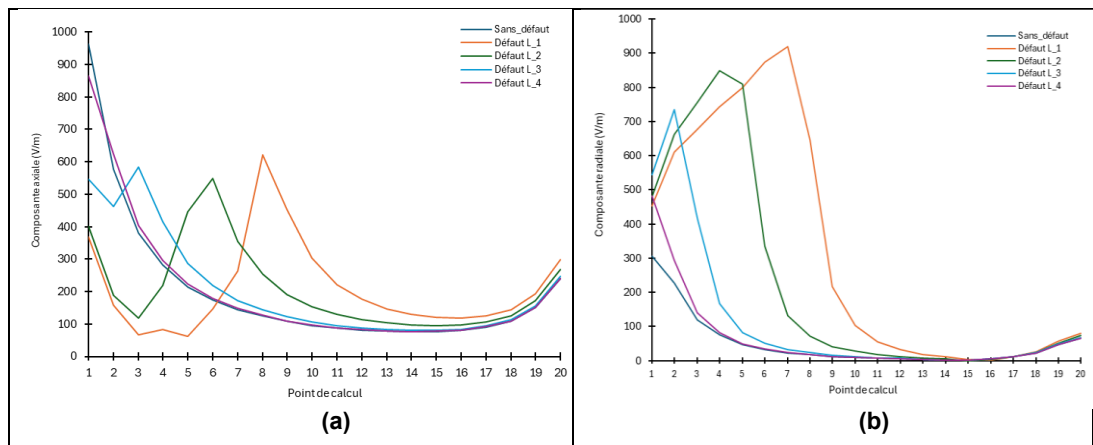


Figure 41 : Distribution des composantes du champ électrique déterminées entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs connecté à la haute tension pour la position à 90° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

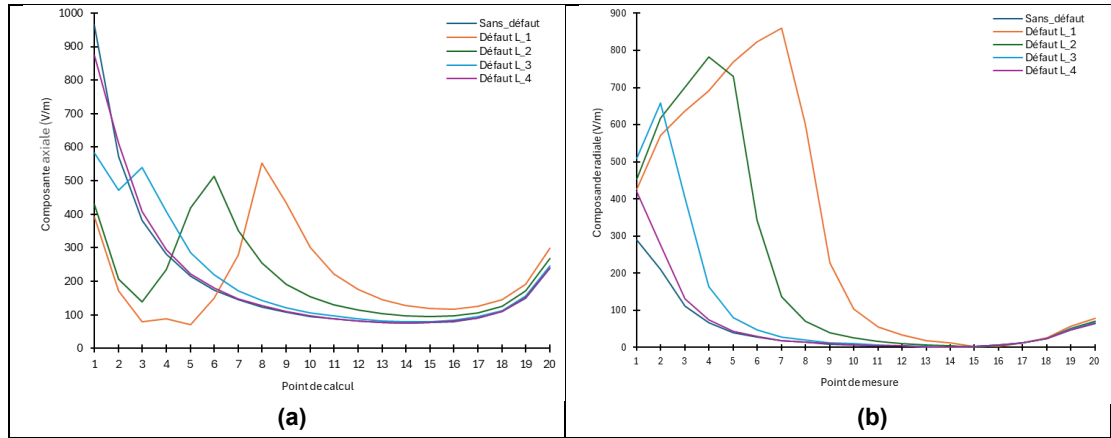


Figure 42 : Distribution des composantes du champ électrique déterminées entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs connecté à la haute tension pour la position à 180° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

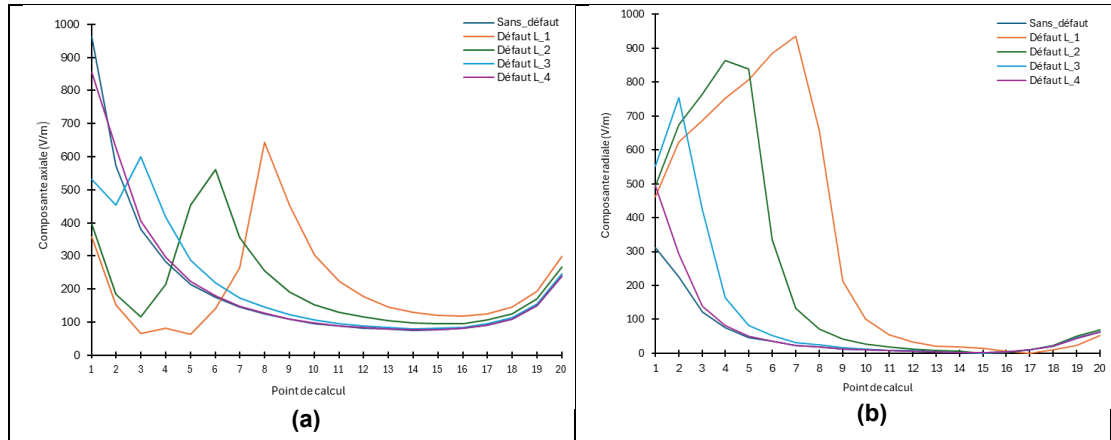


Figure 43 : Distribution des composantes du champ électrique déterminées entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs connecté à la haute tension pour la position à 270° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

Les résultats des Figures 40 à 43 démontrent clairement la signature particulière de la présence du défaut interne qui permet d'identifier ce dernier pour des longueurs L_1 à L_3 aussi bien pour la composante axiale (Figure 40-a, 41-a, 42-a et 43-a) du champ électrique que la composante radiale (Figure 40-b, 41-b, 42-b et 43-

b). Les résultats montrent également que la signature du défaut interne de longueurs L_1 à L_3 sont également clairement identifiables quelle que soit la position de mesure.

La signature de la présence du défaut interne est ainsi caractérisée par la présence d'un pic d'amplitude significative dans chaque distribution obtenue et situé dans l'espace inter-jupes où se termine le défaut. Par exemple, pour le défaut interne de longueur L_1 , (Figure 39-a), ce dernier s'étend jusqu'à l'espace inter-jupes 8. Sur les Figures 40-a et 40-b, les résultats montrent que la position du pic obtenu pour les distributions des composantes axiale et radiale est effectivement situé au niveau de l'espace inter-jupes 8. Cela valide donc que le pic d'amplitude obtenu pour les deux composantes du champ électrique marque bien la fin du défaut.

Les résultats révèlent également que pour le plus petit défaut interne de longueur L_4 , ce dernier est beaucoup plus difficilement identifiable sur les distributions puisqu'aucun pic d'amplitude n'est détectable. Ce dernier entraîne dans l'espace inter-jupe 1 soit une baisse de l'amplitude de la composante axiale, soit une augmentation de l'amplitude de la composante radiale.

Quelle que soit la position de mesure, la présence d'un défaut interne reste identifiable sur un intervalle défini de points de mesure (Figures 39-a à 39-d). L'étendue de cette zone de détection diminue avec la réduction de la taille du défaut interne : elle s'étend des points 1 à 8 pour le défaut interne de longueur L_1 , de 1 à 8 pour L_2 , de 1 à 3 pour L_3 et de 1 à 2 pour L_4 .

Afin de mieux quantifier l'influence du défaut interne, il a été décidé de calculer les valeurs du rapport R_d à partir de l'équation (4) pour les différentes longueurs du défaut interne connecté à la HT ainsi que pour les différentes positions des points de calcul. Les résultats obtenus sont ainsi présentés dans le Tableau 7.

TABLEAU 7 : Détermination du rapport R_d pour différentes longueurs du défaut interne connecté à la HT, points de calcul à 0°, 90°, 180° et 270°.

	R_d pour la composante axiale				R_d pour la composante radiale			
Position de mesure	L_1	L_2	L_3	L_4	L_1	L_2	L_3	L_4
0°	7,5	3,6	1,9	0,8	71,9	32,7	5,4	2,5
90°	4,9	3,1	1,5	-0,9	41,8	11,2	3,2	1,6
180°	4,4	2,9	1,4	-0,9	47,7	11,8	3,2	1,4
270°	5,2	3,2	1,6	-0,9	41,4	11,5	3,4	1,6

L'analyse des résultats du Tableau 7 permet ainsi de démontrer que la composante radiale du champ électrique est significativement plus affectée par la présence du défaut interne que la composante axiale, ce qui a également été observé dans les travaux antérieurs [18]. Cela est principalement dû au fait que le défaut conducteur redirige localement les lignes de champ électrique qui sont perpendiculaire à ce dernier et qui, par conséquent, augmente localement la composante radiale du champ électrique par rapport au champ électrique obtenu en l'absence de défaut, comme observé sur la Figure 40-b. Cela résulte également en une diminution de la composante axiale du champ électrique le long du défaut interne (voir Figure 40-a) puisque localement, les lignes de champ électriques demeurent perpendiculaires au défaut.

Enfin les résultats du Tableau 7 révèlent l'influence de la position de mesure par rapport au défaut interne. En effet, il peut être observé que la plus grande sensibilité (valeur de R_d les plus élevées) pour les deux composantes est obtenue

pour la position à 0° lorsque le point de mesure est au plus proche du défaut, ce qui est tout à fait normal. Également, il peut être observé que les points de mesure à 90° et 270° présentent des valeurs de R_d très similaires, ce qui était également attendu. Fort de ce constat, il a été décidé pour la suite des simulations de ne prendre en compte que la position de mesure à 90° . Finalement, pour la position de 180° , les valeurs de R_d sont les plus faibles pour la composante axiale cependant, pour la composante radiale, les valeurs obtenues sont soit légèrement supérieure à la position 90° pour la longueur L_1 , soit sensiblement égale. Cela provient principalement du fait que les valeurs de la composante radiale obtenues pour l'isolateur sain (Figure 38) sont légèrement plus faibles à la position de 0° et 180° (environ 15%) que celles obtenues aux positions 90° et 270° par la position du conducteur.

Les distributions du champ électrique obtenues pour les positions 90° et 270° se révèlent pratiquement identiques, en raison de la symétrie de la configuration autour de l'axe de l'isolateur. Afin d'éviter une redondance dans l'analyse, seules les positions 0° , 90° et 180° seront considérées dans la suite de l'étude.

4.4.2 DÉFAUT INTERNE FLOTTANT

Dans cette section, le défaut de différentes longueurs a été positionné au milieu de l'isolateur. La Figure 44 présente les défauts internes flottants de différentes longueurs ainsi que les points de calcul dans les espaces inter- jupes.

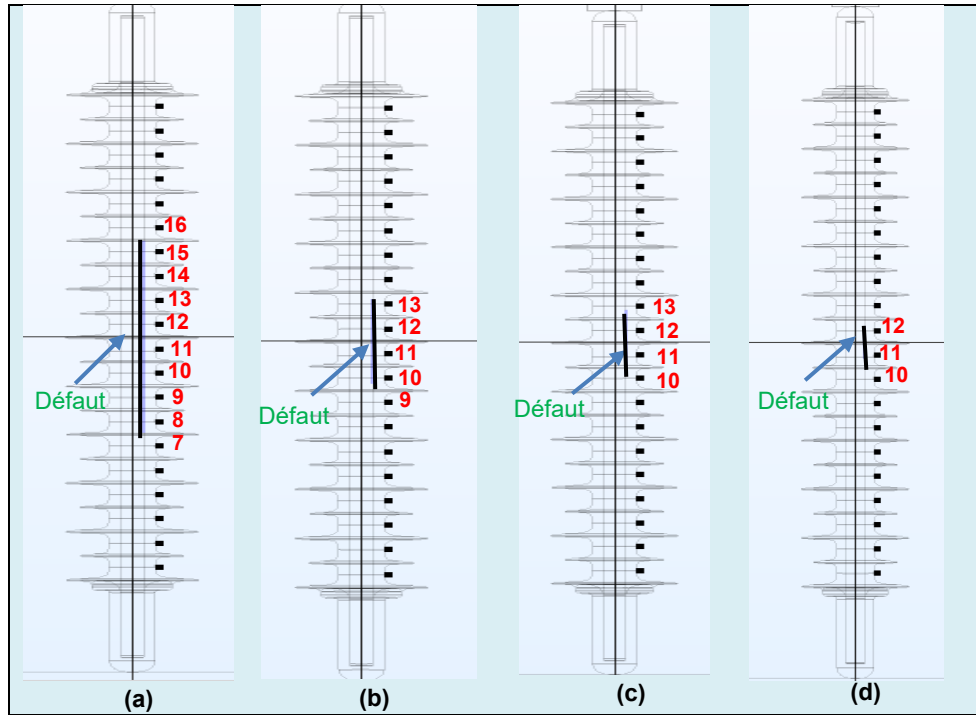


Figure 44 : Différentes longueurs de défauts internes flottants avec (a) défaut de longueur L_1 , (b) défaut de longueur L_2 , (c) défaut de longueur L_3 et (d) défaut de longueur L_4 .

Les Figures 45 à 47 présentent les distributions des composantes axiale et radiale du champ électrique obtenues pour un défaut interne flottant. Pour les différentes longueurs du défaut, les points de calcul sont positionnés à 0° , 90° et 180° entre les jupes.

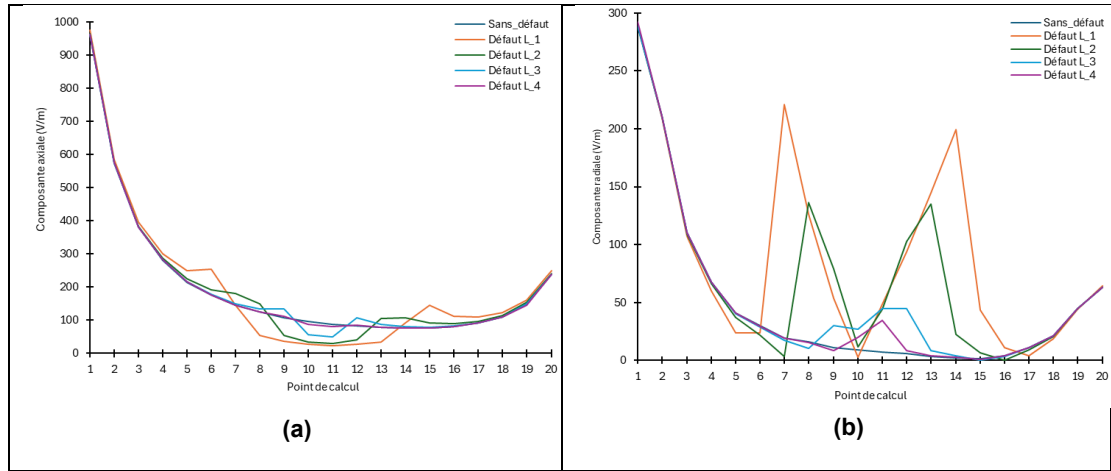


Figure 45 : Distribution des composantes du champ électrique déterminées entre les jupes pour le défaut interne flottant de différentes longueurs pour la position à 0° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

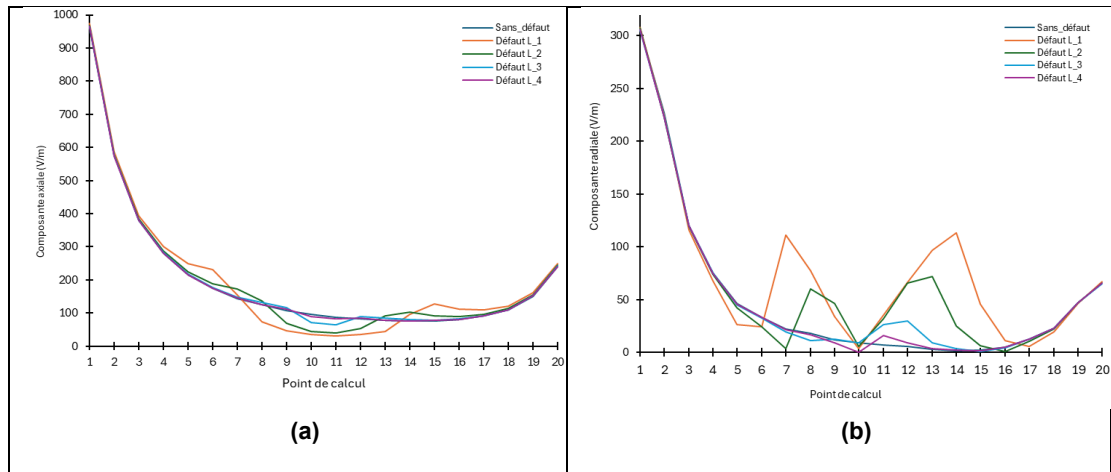


Figure 46 : Distribution des composantes du champ électrique déterminées entre les jupes pour le défaut interne flottant de différentes longueurs pour la position à 90° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

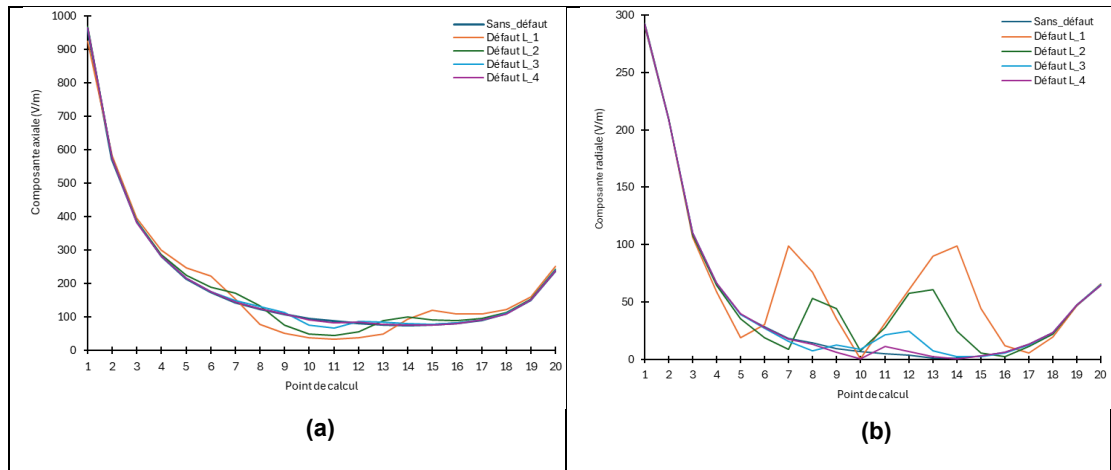


Figure 47 : Distribution des composantes du champ électrique déterminées entre les jupes pour le défaut interne flottant de différentes longueurs pour la position à 180° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

L'analyse des Figures 45 à 47 révèle une signature distinctive de la présence d'un défaut interne, rendant celui-ci identifiable pour des longueurs L_1 à L_3 tant sur la composante axiale (Figure 45-a, 46-a et 47-a) que la composante radiale (Figure 45-b, 46-b et 47-b) du champ électrique. Ces résultats permettent d'observer que lorsque le défaut interne est positionné au milieu de l'isolateur (défaut flottant), les défauts internes de longueurs L_1 à L_3 demeurent clairement identifiables quelle que soit la position des points de calcul.

Pour la composante axiale (Figure 45-a, 46-a et 47-a), les courbes associées aux différents défauts restent globalement proches de celle du cas sain. On observe néanmoins une légère déformation locale de la distribution, principalement dans la zone centrale correspondant à la position du défaut. Cette perturbation demeure modérée, ce qui confirme que la composante axiale est moins sensible aux défauts flottants, en particulier pour des positions des points de calcul éloignées du défaut interne (à 180°). En revanche, la composante radiale (Figure 45-b, 46-b et 47-b) présente des variations nettement plus marquées. L'apparition de pics locaux

d'amplitude importante, notamment autour des points correspondant aux extrémités du défaut, traduit une perturbation significative du champ électrique. Ces pics sont d'autant plus prononcés que la taille du défaut est grande, ce qui met en évidence une corrélation directe entre la longueur du défaut et l'intensité de la perturbation radiale.

À titre d'exemple, pour le défaut interne de longueur L_1 (Figure 44-a), celui-ci commence au niveau de l'espace inter-jupes 7 et s'étend jusqu'à l'espace inter-jupes 15. Les distributions présentées aux Figures 45 à 47 mettent effectivement en évidence des pics situés précisément à ces deux niveaux, aussi bien pour la composante axiale que radiale. Cette concordance confirme que l'anomalie observée dans les deux composantes du champ électrique correspond aux extrémités du défaut interne. En revanche, pour le défaut interne de longueur L_4 , la perturbation est plus faible : dans le cas de la composante axiale, aucun pic distinct n'est mis en évidence et seule une variation plus modérée de l'amplitude est constatée entre les espaces inter-jupes 10 à 12. Néanmoins, l'influence du défaut interne sur la composante radiale demeure relativement détectable (Figure 45-b, 46-b et 47-b) mais avec seulement la présence d'un pic obtenu au niveau de l'espace interne-jupes 11.

Indépendamment de la position de la sonde EO, la signature du défaut reste observable sur un intervalle défini de points de mesure (Figures 49-a à 49-d). Cette plage d'influence décroît à mesure que la taille du défaut diminue : 5 à 15 pour L_1 , 6 à 14 pour L_2 , 9 à 13 pour L_3 et 10 à 11 pour L_4 .

Afin de mieux quantifier l'influence du défaut interne, les valeurs du rapport R_d obtenues pour les différentes longueurs du défaut interne flottant ainsi que pour les différentes positions des points de calcul sont ainsi présentés dans le Tableau 8.

TABLEAU 8 : Détermination du rapport R_d pour différentes longueurs du défaut interne flottant, les points de calcul positionnés à 0° , 90° et 180° .

	R_d pour la composante axiale				R_d pour la composante radiale			
Position de mesure	L_1	L_2	L_3	L_4	L_1	L_2	L_3	L_4
0°	1,5	1	1,2	-0,9	101,2	44,9	8	4,9
90°	1,3	1,2	1,1	-0,9	79,5	27,9	5,3	2,3
180°	1,3	1,2	1,1	-0,9	79,5	27,9	5,3	2,3

Les valeurs récapitulées dans le Tableau 8 confirment que la composante radiale du champ électrique est plus fortement affectée par la présence d'un défaut interne que la composante axiale, ce qui est cohérent avec les observations rapportées dans [18]. Les résultats montrent que l'augmentation du champ électrique demeure plus marquée pour les défauts internes de grande taille, en particulier pour la composante radiale. Le défaut interne de longueur L_1 , induit les variations les plus importantes, tandis que l'intensité des perturbations décroît progressivement jusqu'au défaut interne de longueur L_3 . En ce qui concerne le défaut interne de longueur L_4 aucun pic traduisant les extrémités du défaut n'est observé au niveau de la distribution de la composante axiale. Néanmoins, la présence de ce défaut interne induit une baisse de l'amplitude du champ électrique. La composante radiale quant à elle présente une augmentation tout de même remarquable indiquant les extrémités du défaut interne de longueur L_4 .

L'analyse met également en évidence l'influence de la position de mesure. La sensibilité maximale est obtenue pour la position 0° , correspondant à la proximité

immédiate du défaut. Pour les positions 90° et 180° , la composante axiale est la moins affectée, alors que la composante radiale reste du même ordre de grandeur, voire légèrement supérieure pour certains cas, en raison de sa distribution dans l'état sain.

4.4.3 DÉFAUT INTERNE CONNECTÉ À LA MASSE

Dans cette partie, les défauts de différentes longueurs ont été positionnées de telle façon qu'une extrémité du défaut interne soit directement en contact avec l'électrode portée à la mise à la terre tel que présenté à la Figure 48.

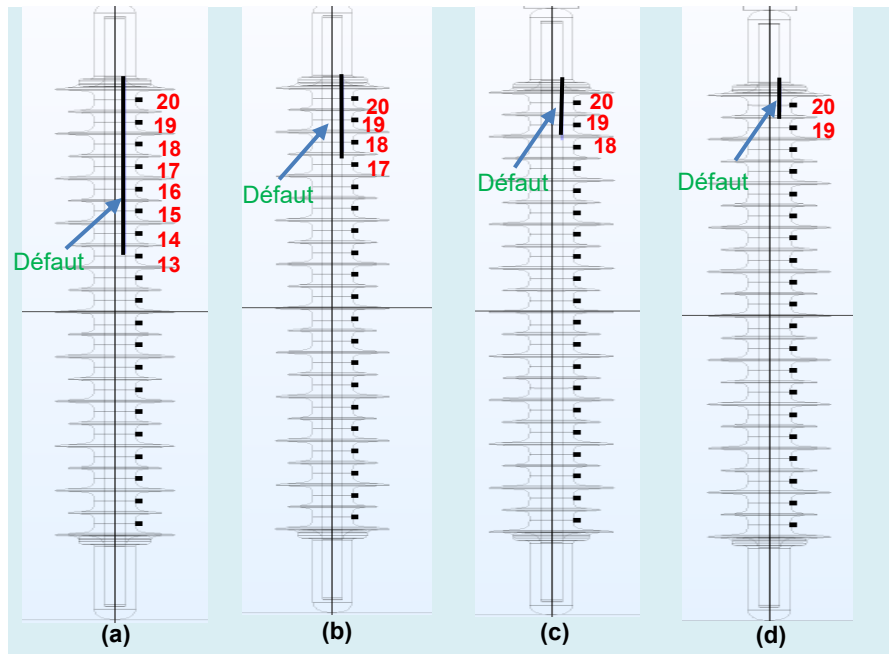


Figure 48 : Différentes longueurs du défaut interne connecté à la masse avec (a) défaut de longueur L_1 , (b) défaut de longueur L_2 , (c) défaut de longueur L_3 , et (d) défaut de longueur L_4 .

Les Figures 49 à 51 présentent les distributions des composantes axiale et radiale du champ électrique obtenues pour les différentes longueurs de défauts

connectés à la mise à la terre, les points de calcul positionnés à 0° , 90° et 180° entre les jupes de l'isolateur.

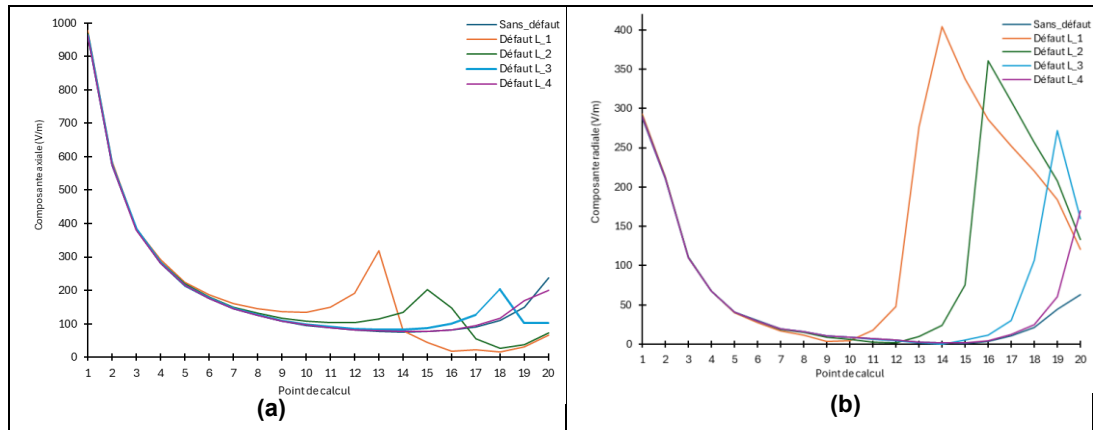


Figure 49 : Distribution de la composante axiale du champ électrique déterminée entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs connecté à la masse pour la position à 0° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

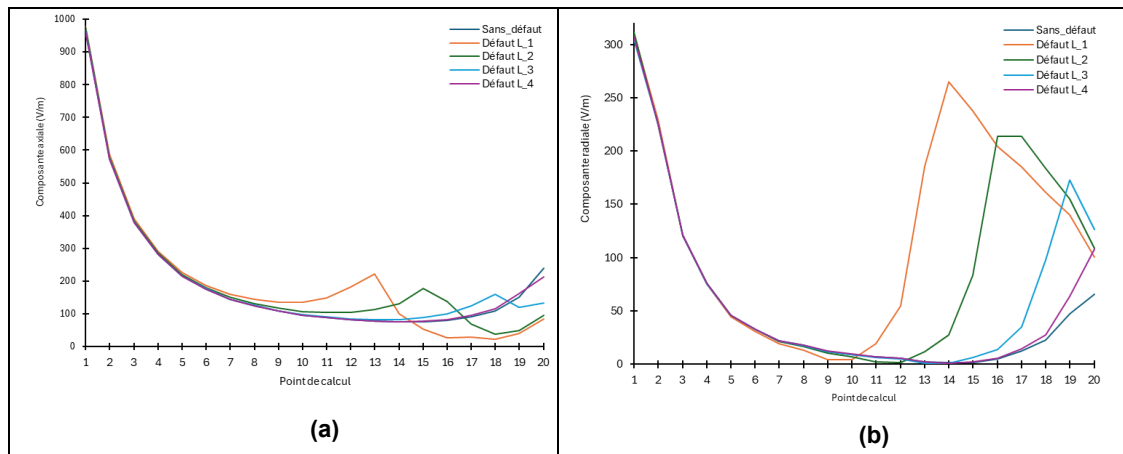


Figure 50 : Distribution de la composante axiale du champ électrique déterminée entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs connecté à la masse pour la position à 90° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

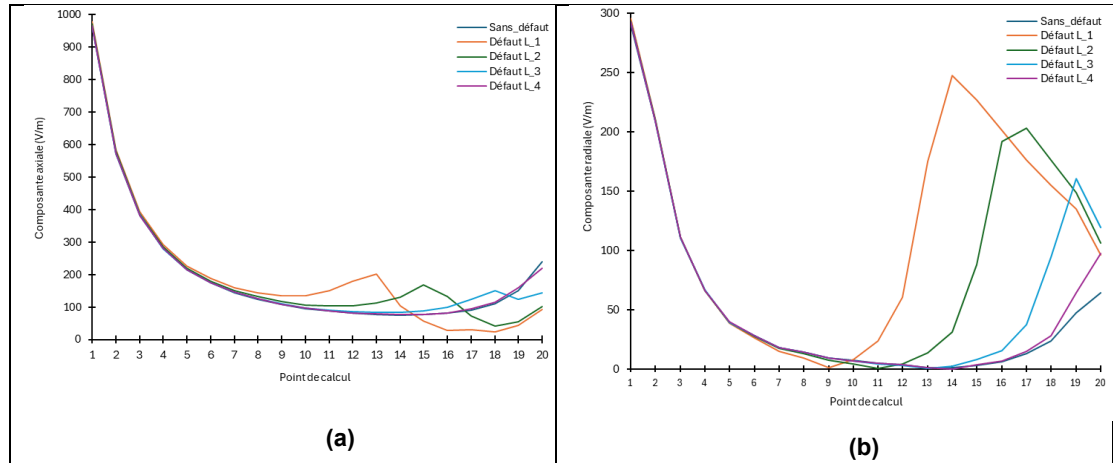


Figure 51: Distribution de la composante axiale du champ électrique déterminée entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs connecté à la masse pour la position à 180° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

Les résultats des Figures 49 à 51 mettent en évidence une signature caractéristique de la présence d'un défaut interne, permettant son identification pour des longueurs L_1 à L_3 aussi bien pour la composante axiale du champ électrique (Figure 49-a, 50-a et 51-a) que la composante radiale (Figure 49-b, 50-b et 51-b). Cette signature reste clairement identifiable quelle que soit la position de mesure.

En effet, la présence du défaut interne est caractérisée par la présence d'un pic d'amplitude importante dans chaque distribution obtenue et situé dans l'espace inter-jupes où commence le défaut. Par exemple, pour le défaut de longueur L_1 , (Figure 48-a), ce dernier commence à partir de l'espace inter-jupes 13. Sur les Figures 49 et 51, on constate que la position du pic obtenu pour les distributions des composantes axiale et radiale est effectivement situé au niveau de l'espace inter-jupes 13. Cela valide donc que le pic d'amplitude obtenues pour les deux composantes du champ électrique marque bien le début du défaut. Cependant pour le plus petit défaut interne longueur L_4 , ce dernier est beaucoup plus difficilement identifiable sur les distributions puisqu'aucun pic d'amplitude clairement distinct n'est observé dans les distributions.

La présence du défaut se manifeste alors par des variations plus modérées, se traduisant par une diminution de la composante axiale ou une augmentation de la composante radiale dans les dernières zones inter-jupes.

Pour l'ensemble des positions des points de calcul, la présence d'un défaut reste détectable entre certains points (Figures 58-a à 58-d). L'influence du défaut s'étend des points 13 à 20 pour L_1 , de 15 à 20 pour L_2 , de 18 à 20 pour L_3 et de 19 à 20 pour L_4 .

Les valeurs du rapport R_d obtenues pour les différentes longueurs de défauts internes connectés à la mise à la terre ainsi que pour les différentes positions des points de calcul sont présentées dans le Tableau 9.

TABLEAU 9 : Détermination du rapport R_d pour différentes longueurs de défauts internes connectés à la masse, points de calcul à 0° , 90° et 180° .

Position de mesure	R_d pour la composante axiale				R_d pour la composante radiale			
	L_1	L_2	L_3	L_4	L_1	L_2	L_3	L_4
0°	4,1	2,6	1,9	1,1	204,7	28,5	6,1	2,7
90°	2,9	2,3	1,5	-0,9	185,7	17,1	3,7	1,6
180°	2,6	2,2	1,4	-0,9	217,8	15,6	3,4	1,5

Les valeurs récapitulées dans le Tableau 9 montrent que l'augmentation du champ électrique demeure plus marquée pour les défauts de grande taille, en particulier pour la composante radiale. Le défaut L_1 , induit les variations les plus importantes, tandis que l'intensité des perturbations décroît progressivement jusqu'au

défaut L_4 . La composante radiale reste systématiquement plus sensible que la composante axiale. L'influence de la position de mesure est également observée, la sensibilité maximale étant obtenue à 0° , au plus proche du défaut.

4.4.4 DÉFAUT INTERNE NON CONNECTÉ À LA HT

Dans cette parties, les défauts internes de différentes longueurs ont été positionnées de telle façon qu'une extrémité du défaut interne ne soit pas en contact direct avec l'électrode portée à la HT tel que présenté à la Figure 52.

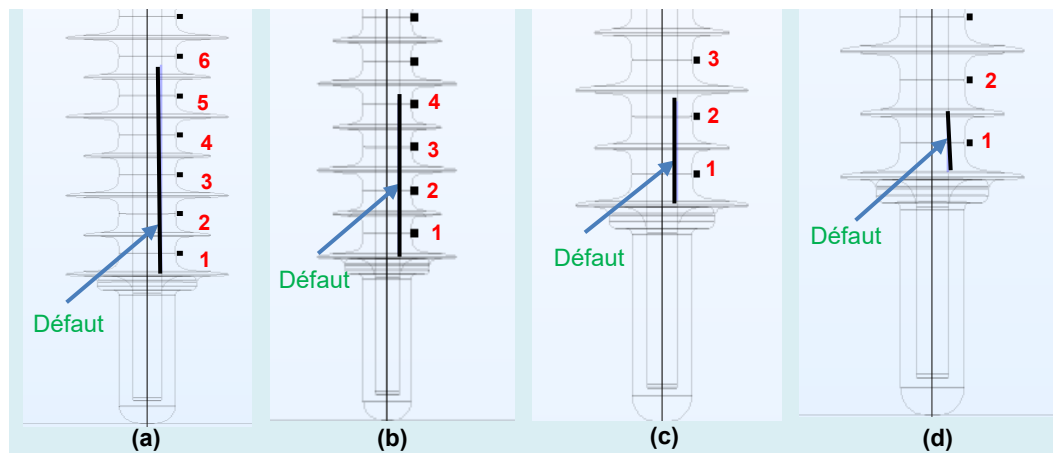


Figure 52 : Différentes longueurs de défauts internes positionnés près de la haute tension avec (a) défaut de longueur L_1 , (b) défaut de longueur L_2 , (c) défaut de longueur L_3 et (d) défaut de longueur L_4 .

Les Figures 53 à 55 présentent les distributions des composantes axiale et radiale du champ électrique obtenues pour les différentes longueurs du défaut interne connecté à la HT et respectivement pour les points de calcul positionnés à 0° , 90° , 180° et 270° dans l'espace inter- jupes de l'isolateur.

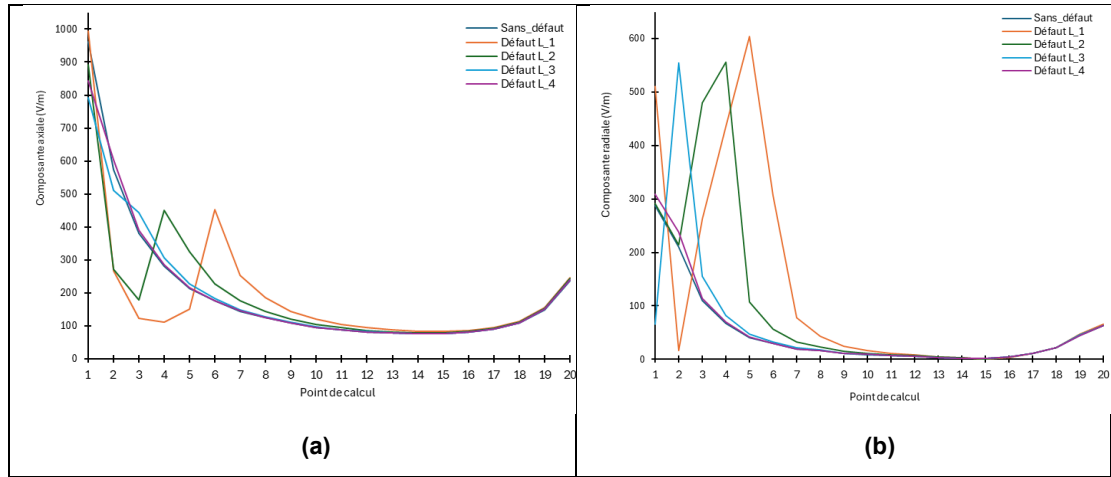


Figure 53 : Distribution de composante axiale du champ électrique déterminée entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs non connecté à la HT pour la position à 0° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

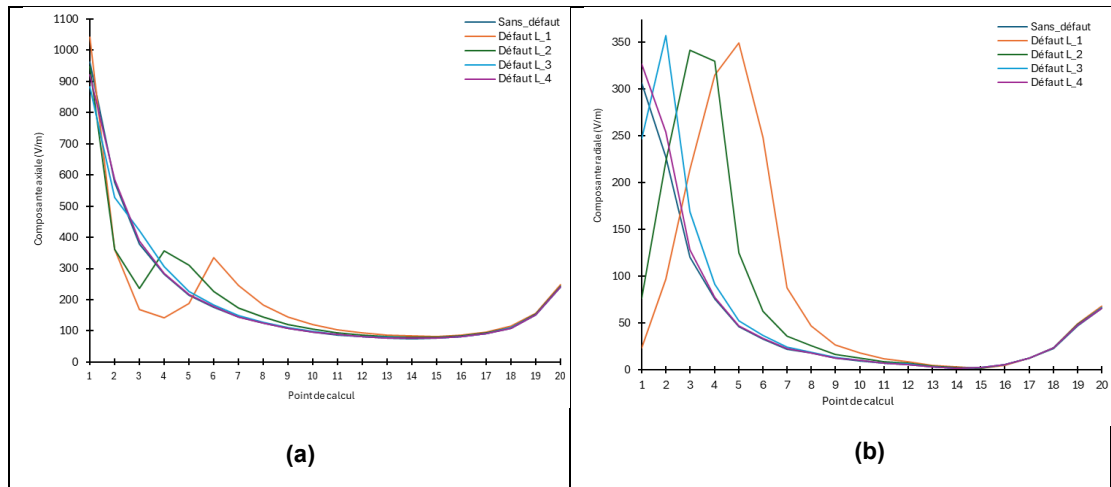


Figure 54 : Distribution de composante axiale du champ électrique déterminée entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs non connecté à la HT pour la position à 90° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

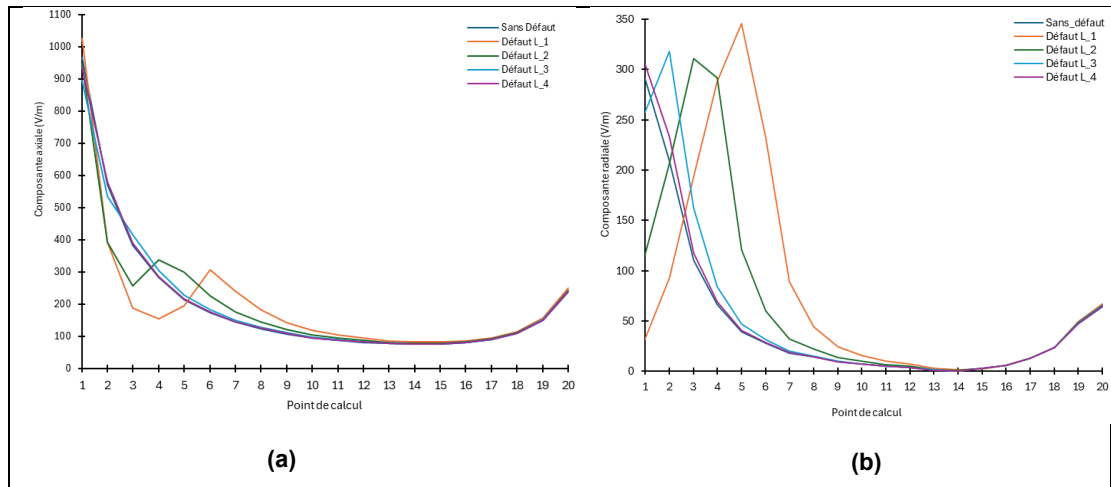


Figure 55 : Distribution de composante axiale du champ électrique déterminée entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs non connecté à la HT pour la position à 180° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

Les résultats des Figures 53 à 55 permettent d'identifier clairement la présence des défauts internes de longueurs L_1 à L_3 sur les composantes axiale (Figure 53-a, 54-a et 55-a) et radiale (Figure 53-b, 54-b et 55-b) du champ électrique. Comme dans le cas du défaut connecté à la haute tension (voir Figures 40 à 43), la signature de la présence du défaut interne se manifeste par l'apparition d'un pic d'amplitude localisé dans l'espace inter-jupes correspondant à la terminaison du défaut interne. Par exemple, pour le défaut de longueur L_1 (Figure 52-a), celui-ci s'étend jusqu'à l'espace inter-jupes 6, et les distributions mettent en évidence un pic situé précisément à ce niveau, confirmant que cette anomalie marque la fin du défaut interne. Cependant pour le plus petit défaut interne longueur L_4 , l'identification demeure difficile. Aucun pic d'amplitude net n'est observable sur les distributions; seule une variation plus modérée des deux composantes du champ électrique peut être constatée, rendant la détection plus délicate dans cette configuration non connectée.

Toutefois, une différence notable réside dans l'amplitude des perturbations observées. Lorsque le défaut interne n'est pas connecté à l'électrode de haute tension, les amplitudes des composantes axiale et radiale sont environ deux fois plus faibles que dans le cas d'un défaut connecté. Cette diminution s'explique par l'absence de contact électrique direct avec la haute tension : le défaut interne n'est alors plus porté au potentiel de l'électrode, ce qui réduit l'intensité de la concentration du champ électrique à son extrémité et, par conséquent, l'amplitude des pics mesurés.

Les valeurs du rapport R_d obtenues pour les différentes longueurs du défaut interne positionné près de la HT et pour les différentes positions des points de calcul sont ainsi présentés dans le Tableau 10.

TABLEAU 10 : Détermination du rapport R_d pour différentes longueurs du défaut interne non connecté à la HT, points de calcul à 0° , 90° et 180° .

Position de mesure	R_d pour la composante axiale				R_d pour la composante radiale			
	L_1	L_2	L_3	L_4	L_1	L_2	L_3	L_4
0°	2,6	1,6	1,2	-0,8	14,8	8,2	2,6	1,1
90°	1,9	1,3	1	-0,9	7,6	4,4	1,6	1,1
180°	1,7	1,2	1	-0,9	8,7	4,4	1,5	1

Les résultats synthétisés dans le Tableau 10 montrent que les défauts internes de longueurs L_1 et L_2 induisent les augmentations les plus importantes du champ électrique, en particulier pour la composante radiale. En revanche, les défauts internes de longueurs L_3 et L_4 génèrent des variations nettement plus faibles.

4.4.5 DÉFAUT INTERNE NON CONNECTÉ À LA MASSE

Dans cette section, le défaut interne de différentes longueurs a été positionné de telle façon qu'une extrémité du défaut interne ne soit pas en contact direct avec la mise à la terre tel que présenté à la Figure 56.

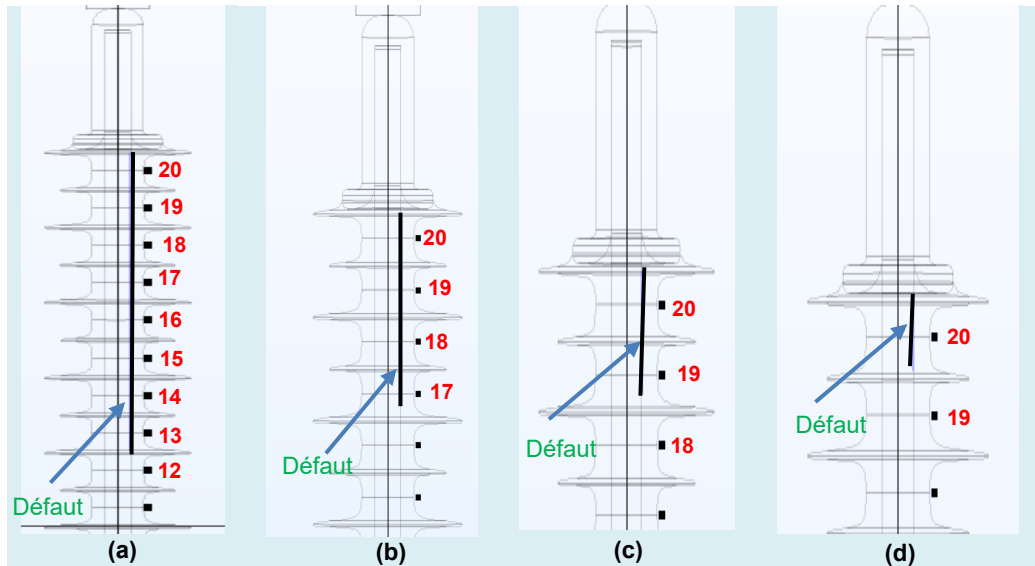


Figure 56 : Différentes longueurs de défauts positionnés près de la masse avec (a) défaut de longueur L_1 , (b) défaut de longueur L_2 , (c) défaut de longueur L_3 et (d) défaut de longueur L_4 .

Les Figures 57 à 59 présentent les distributions des composantes axiale et radiale du champ électrique obtenues pour les différentes longueurs du défaut interne situé à la mise à la terre et pour les points de calcul positionnés respectivement à 0° , 90° et 180° entre les jupes.

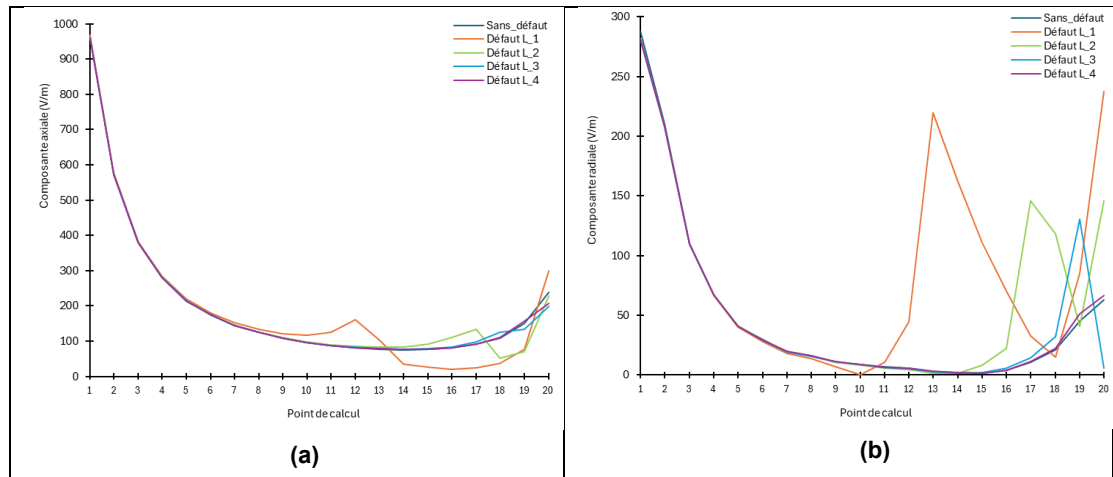


Figure 57 : Distribution de composante axiale du champ électrique déterminée entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs non connecté à la masse pour la position à 0° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

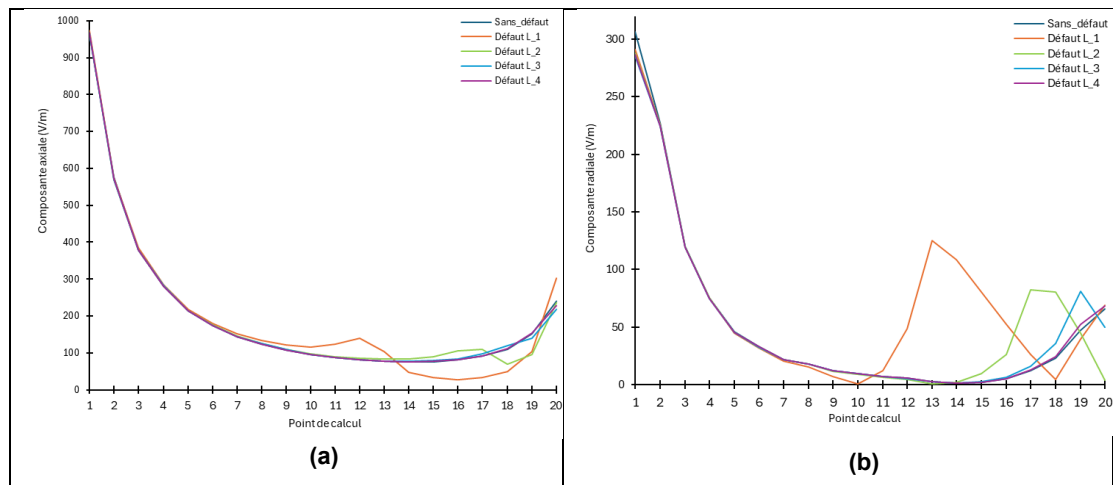


Figure 58 : Distribution de composante axiale du champ électrique déterminée entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs non connecté à la masse pour la position à 90° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

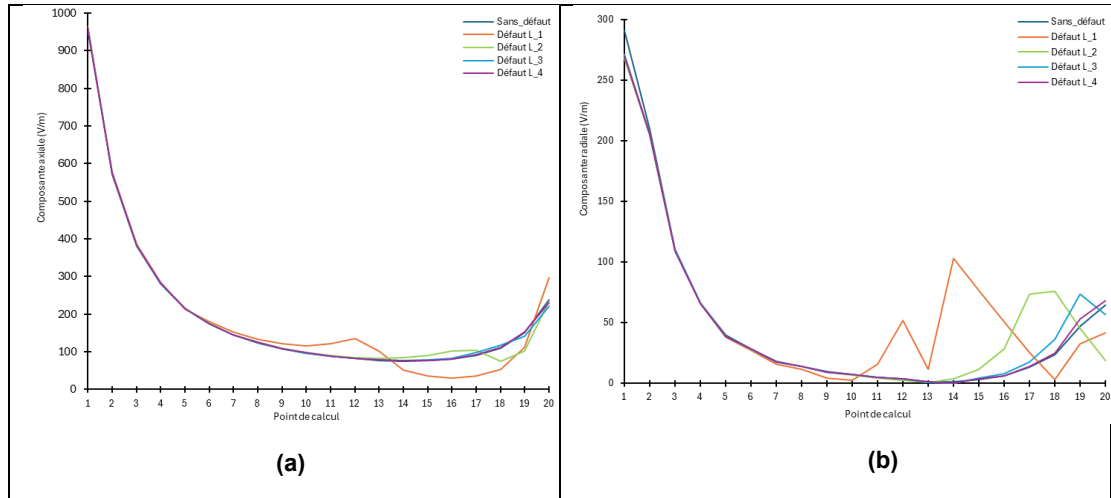


Figure 59 : Distribution de composante axiale du champ électrique déterminée entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs non connecté à la masse pour la position à 180° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

Les résultats des Figures 57 à 59 permettent également d'identifier la présence des défauts internes de longueurs L_1 et L_2 sur les composantes axiale (Figure 57-a, 58-a et 59-a) et radiale (Figure 57-b, 58-b et 59-b) du champ électrique lorsque ceux-ci ne sont pas connectés à l'électrode de haute tension. Comme précédemment, la présence du défaut se manifeste par un pic d'amplitude localisé dans l'espace inter-jupes correspondant au début du défaut. Par exemple, pour le défaut interne de longueur L_1 (Figure 56-a), le pic observé sur les distributions coïncide avec l'espace inter-jupes 13, confirmant que cette anomalie traduit l'initiation du défaut interne. Pour les défauts internes de longueurs L_3 et L_4 , leur identification demeure plus délicate. Aucun pic net n'est détecté sur les composantes axiales, ce qui suggère que l'influence du défaut interne sur cette composante reste limitée dans cette configuration. En revanche, la composante radiale présente un pic pour le défaut de longueur L_3 ainsi qu'une augmentation plus modérée de l'amplitude pour le défaut de longueur L_4 à partir de l'espace inter-jupes 19, traduisant plus subtilement la présence du défaut interne.

Cependant, une différence notable apparaît au niveau des amplitudes mesurées. Lorsque le défaut n'est pas connecté à la haute tension, les amplitudes des composantes axiale et radiale sont environ deux fois plus faibles que dans le cas d'un défaut connecté. Cette réduction s'explique par le fait que le défaut est alors à potentiel flottant : en l'absence de contact électrique direct avec l'électrode de mise à la terre., la concentration du champ électrique à ses extrémités est moins prononcée, ce qui diminue l'intensité de la perturbation observée.

Les valeurs du rapport R_d obtenues pour les différentes longueurs de défauts internes non connectés à la mise à la terre ainsi que pour les différentes positions des points de calcul sont présentées dans le Tableau 11.

TABLEAU 11 : Détermination du rapport R_d pour différentes longueurs de défauts internes connectés à la masse, points de calcul à 0° , 90° et 180° .

Position de mesure	R_d pour la composante axiale				R_d pour la composante radiale			
	L_1	L_2	L_3	L_4	L_1	L_2	L_3	L_4
0°	1,3	1,5	1,1	-0,8	73,1	13,5	2,9	1,1
90°	1,3	1,2	1,1	-0,9	48,3	6,6	17,2	1,1
180°	1,6	1,3	1	-0,9	90,7	3,2	1,5	1,1

Les résultats présentés dans le tableau indiquent que le défaut interne de longueur L_1 , induit les perturbations les plus importantes du champ électrique, en particulier pour la composante radiale. L'intensité des variations diminue progressivement pour les longueurs L_2 , L_3 et L_4 .

La section 4.4 a permis d'étudier l'influence des défauts internes sur la distribution du champ électrique pour différentes configurations de mesure. Les résultats obtenus montrent une dépendance marquée du champ électrique à la taille du défaut et au positionnement de la sonde électro-optique. La section 4.5 propose une analyse globale de ces résultats afin d'en dégager les tendances principales et d'évaluer l'efficacité de la méthode de diagnostic.

4.5 ANALYSE ET INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS

Cette section présente une analyse détaillée des résultats numériques obtenus pour l'isolateur composite 69 kV, en intégrant une justification physique basée sur l'étude des lignes de champ électrique ainsi qu'une comparaison avec les résultats expérimentaux présentés au chapitre 3.

4.5.1 INFLUENCE GLOBALE DE LA PRESENCE DU DÉFAUT INTERNE SUR LA DISTRIBUTION DE CHAMP ÉLECTRIQUE

Les simulations réalisées avec COMSOL mettent en évidence une modification significative de la distribution du champ électrique dès l'introduction d'un défaut interne. Comparativement au cas sain, la présence d'un conducteur interne engendre une distorsion locale des distributions des composantes axiale et radiale du champ électrique. Il est ainsi possible d'observer une concentration du champ autour de cette zone, accompagnée d'une augmentation locale importante du champ sur les surfaces proches du défaut. Cette perturbation se traduit par des pics de champ visibles sur les courbes, en particulier à la limite entre le défaut et le matériau isolant. Ce comportement s'explique par la différence de permittivité et de conductivité entre les deux milieux : les lignes de champ se concentrent à l'interface, ce qui provoque une

intensification locale du champ. Afin de mieux comprendre ce comportement, il est nécessaire de faire une analyse des lignes de champ pour un isolateur sain et un isolateur défectueux. La Figure 60 présente les lignes de champ pour l'isolateur sain, les points de calcul étant positionnés à 0°.

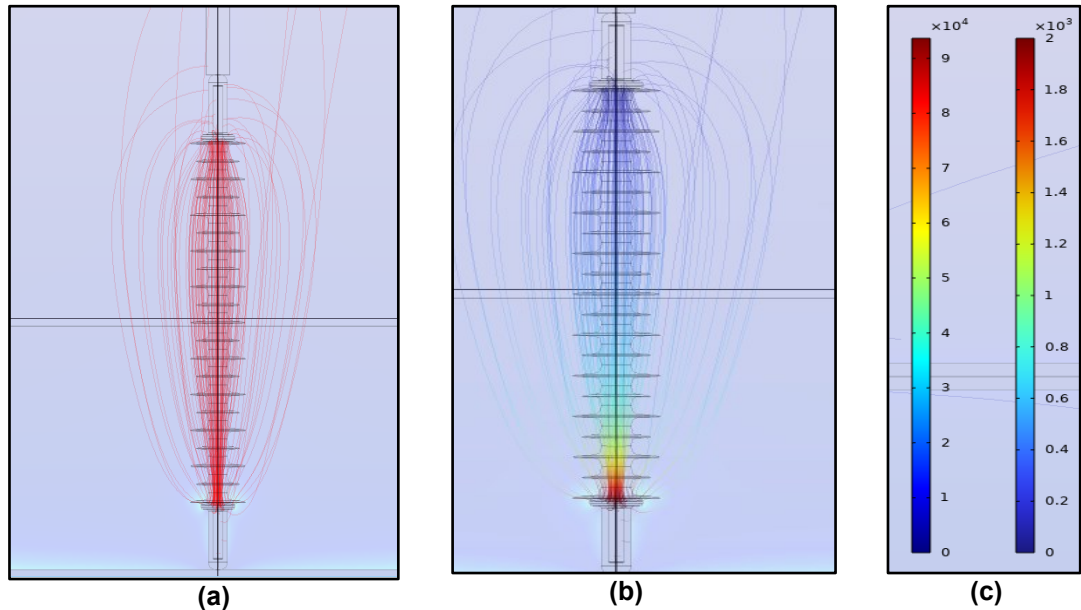


Figure 60 : Lignes de champ électrique pour l'isolateur 69kV sain avec (a) les lignes de champ électrique simples, (b) les lignes de champ électrique mettant en évidence la distribution du champ électrique le long de l'isolateur, les points de calcul à 0° et (c) la représentation en carte de couleur de la norme du champ électrique.

Dans la configuration sans défaut, les lignes de champ électrique de la Figure 60-a présentent une distribution globalement symétrique par rapport à l'axe longitudinal de l'isolateur, une densité progressive le long de la colonne isolante, une orientation principalement longitudinale dans la région centrale et une légère divergence radiale dans l'espace inter-jupes. La carte de couleur de la Figure 60-c représente la norme du champ électrique. Les zones rouges indiquent les valeurs les plus élevées du champ, tandis que les zones bleues correspondent aux régions où le champ est plus faible. La concentration du champ est naturellement plus importante à

proximité des électrodes, en particulier du côté haute tension avec une forte intensité de la norme du champ comme le montre la Figure 60-b, ce qui est conforme à la distribution électrostatique attendue pour un isolateur soumis à une différence de potentiel. Dans l'espace inter-jupes, les lignes de champ sont relativement régulières et peu déformées. Il n'y a pas de concentration locale anormale : le champ suit une trajectoire lisse imposée par la géométrie globale et les conditions aux limites.

La Figure 61 présente les lignes de champ électrique pour l'isolateur 69kV portant en son sein un défaut interne de longueur L_1 connecté à la HT, les points de calcul étant positionnés à 0° .

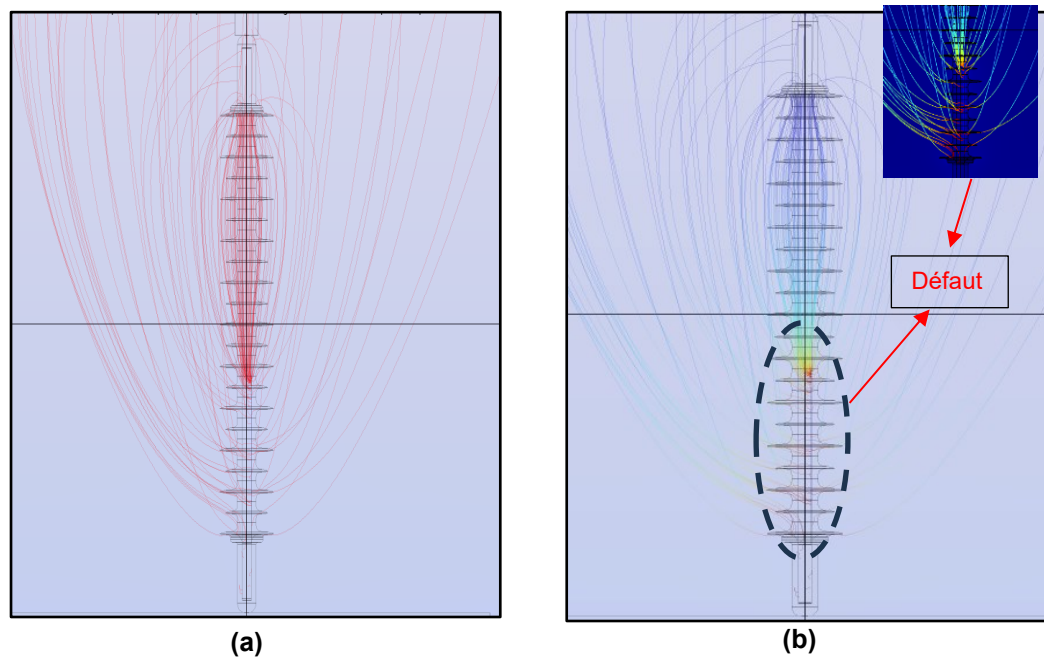


Figure 61 : Lignes de champ électrique pour l'isolateur 69kV défectueux avec un défaut interne de longueur L_1 connecté à la HT avec (a) les lignes de champ électrique simples et (b) les lignes de champ électrique mettant en évidence la distribution du champ électrique le long de l'isolateur, les points de calcul à 0° .

Lorsque le défaut interne conducteur est introduit près de la haute tension, la distribution des lignes de champ est fortement modifiée. On observe une concentration

importante des lignes de champ au voisinage du défaut, qui se resserrent autour de la zone conductrice. Une déformation locale significative apparaît alors dans la région inter-jupes. Cette concentration s'explique par la condition d'équipotentialité imposée par le défaut : le champ électrique doit rester perpendiculaire à la surface conductrice (voir Figure 61-a). Cela est conforme aux conditions aux limites imposées par un conducteur parfait, pour lequel le champ électrique est nul à l'intérieur et normal à la surface. En conséquence, les lignes de champ se redirigent et se densifient à l'interface entre le défaut et le matériau isolant (voir Figure 61-b). La densité accrue des lignes traduit une augmentation locale de la norme du champ électrique, ce qui correspond aux pics observés dans les résultats numériques.

Par ailleurs, les résultats montrent une différence nette de sensibilité entre les composantes du champ électrique. La composante radiale présente des variations relatives plus importantes et des pics plus marqués que la composante axiale. Cette dominance est observée pour toutes les tailles de défaut étudiées (L_1 à L_4) et pour toutes les configurations (défaut à la haute tension, flottant, ou à la mise à la terre). Elle sera justifiée physiquement dans la suite de cette section. Afin d'interpréter correctement ces variations, le repère utilisé pour la décomposition du champ électrique est défini à la Figure 62.

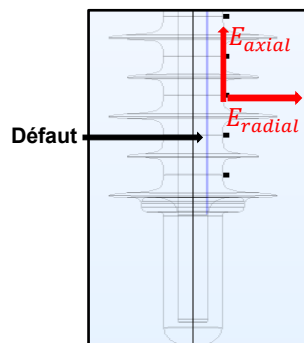


Figure 62 : Définition du repère associé au capteur électro-optique dans l'espace inter-jupes.

Décomposition du champ électrique en composantes axiale E_{axial} (direction longitudinale de l'isolateur) et radiale E_{radial} (direction perpendiculaire à l'enveloppe). Dans ce repère, la composante axiale correspond à la direction globale imposée par la différence de potentiel entre la haute tension et la mise à la terre, tandis que la composante radiale correspond à la direction locale perpendiculaire à la surface de l'isolateur.

L'analyse des lignes de champ permet de comprendre pourquoi la composante radiale présente une amplitude plus importante que la composante axiale. Dans l'espace inter-jupes le champ est localement orienté perpendiculairement à la surface de l'enveloppe, la direction normale au défaut interne est majoritairement radiale et la déformation des lignes de champ induite par le défaut se produit principalement selon cette direction. Ainsi, la perturbation locale modifie surtout la composante radiale du champ électrique, tandis que la composante axiale reste davantage gouvernée par la répartition globale entre les électrodes.

Par conséquent, la dominance de la composante radiale constitue un élément central de l'analyse et suggère que sa mesure est particulièrement pertinente pour la détection des défauts internes à l'aide du capteur électro-optique.

4.5.2 INFLUENCE DE LA POSITION DU DÉFAUT INTERNE SUR LA DISTRIBUTION DE CHAMP ÉLECTRIQUE

Les valeurs du rapport R_d présentées dans les tableaux 7 à 11 démontrent clairement que la taille du défaut interne a un effet direct sur l'amplitude de la perturbation des composantes axiale et radiale du champ électrique déterminées dans les espaces inter-jupes de l'isolateur composite. Ainsi, quelle que soit la position du

défaut interne, sa signature reste clairement identifiable pour les longueurs de défaut L_1 à L_3 . La signature se caractérise principalement par la présence d'un pic d'amplitude significatif présent à l'extrémité du défaut lorsque ce dernier est positionné à la HT ou la masse. Pour le défaut flottant et pour les longueurs L_1 à L_3 , la signature se caractérise par l'apparition de deux pics significatifs, un à chaque extrémité du défaut, permettant également d'identifier la position du défaut tout comme les pics obtenus pour les défauts à la HT et à la masse. Ainsi, pour tous les types de défaut de longueurs L_1 à L_3 , les résultats montrent que l'amplitude des pics diminuent rapidement avec la diminution de la longueur du défaut. Également, les valeurs de R_d obtenus pour les défauts connectés respectivement à la HT et à la masse présentent des valeurs supérieures aux valeurs de R_d pour les défauts de même longueur mais respectivement non connectés à la HT et à la masse.

Les défauts de longueur L_1 produisent des augmentations importantes du champ en surface, avec des pics très marqués autour des bords du défaut. Lorsque la taille du défaut interne diminue (L_2 , L_3 , puis L_4), ces augmentations deviennent de moins en moins visibles, mais restent détectables. Même pour le plus petit défaut interne étudié (L_4 , $\approx 4,25$ % de la longueur totale de l'isolateur), les simulations montrent encore une distorsion du champ, surtout lorsque le capteur est placé au bon endroit. Cela confirme que le capteur électro-optique est capable de détecter de petits défauts, bien que la sensibilité dépende du positionnement.

En outre, La position du défaut le long de l'isolateur influence fortement la répartition du champ : lorsqu'il est près de l'électrode de mise à la terre, la perturbation est maximale. Le champ est déjà élevé dans cette région, donc la présence d'un défaut amplifie encore les distorsions. Lorsqu'il est au centre (défaut flottant), le champ perturbé reste modéré mais visible. Enfin, pour un défaut proche de la haute tension

(HT), l'effet est également prononcé, mais un peu moins marqué que du côté de la masse.

Les Tableaux 12 et 13 présentent les variations maximales relatives des composantes axiales et radiales pour des défauts situés respectivement à la haute tension et à la mise à la terre.

TABLEAU 12: Variations maximales relatives des composantes axiale et radiale du champ électrique pour des défauts situés à la HT

Taille du défaut	$\Delta E_{axial} max$	$\Delta E_{radial} max$
L_1	7,5	71,9
L_2	3,6	32,7
L_3	1,9	5,4
L_4	1,1	2,5

TABLEAU 13: Variations maximales relatives des composantes axiale et radiale du champ électrique pour des défauts situés à la mise à la terre.

Taille du défaut	$\Delta E_{axial} max$	$\Delta E_{radial} max$
L_1	4,1	217,8
L_2	2,6	28,5
L_3	1,9	6,1
L_4	1,1	2,7

Ces résultats confirment que les zones proches des électrodes sont critiques pour la détection, car le champ y est naturellement plus concentré.

4.5.3 INFLUENCE DE LA POSITION DU CAPTEUR

La position du capteur électro-optique joue un rôle essentiel dans la qualité de détection. Les simulations montrent que lorsque le capteur est placé entre les jupes, à environ 2,5 mm de la surface de l'enveloppe de l'isolateur, les variations du champ dues au défaut interne sont bien visibles. En revanche, si le capteur est placé directement sur une jupe, le champ mesuré varie peu, surtout pour les petits défauts internes. Ce comportement s'explique par la géométrie du profil de l'isolateur : les jupes agissent comme un écran partiel, réduisant la sensibilité dans ces zones. Ainsi, pour une détection fiable, il est préférable de positionner le capteur entre les jupes, au plus près de la surface.

La sensibilité de la méthode dépend fortement de la position de la sonde électro-optique, tant sur le plan axial qu'angulaire. Dans cette étude, les points de mesure ont été définis exclusivement dans l'espace inter-jupes, à environ 2,5 mm de la surface de l'enveloppe de l'isolateur, afin d'éviter les effets de bord liés à la géométrie des jupes.

Dans cette configuration, les variations du champ électrique apparaissent de manière plus stable et représentative des perturbations induites par le défaut interne. Le positionnement entre les jupes permet ainsi de mesurer directement l'effet local du conducteur interne, sans interférence significative des gradients naturels du champ présents aux extrémités.

L'orientation angulaire du capteur influence également les résultats. Les positions 0° par rapport au défaut présentent des variations plus marquées que les positions 90° , 180° et 270° , ce qui confirme le caractère directionnel de la perturbation introduite par le défaut.

Le Tableau 14 montre l'influence de la position angulaire du capteur sur les variations maximales du champ électrique pour le défaut de longueur L_1 connecté à la haute tension.

TABLEAU 14: l'influence de la position angulaire du capteur sur les variations maximales du champ électrique pour le défaut de longueur L_1 connecté à la haute tension.

Position angulaire	$\Delta E_{axial} max$	$\Delta E_{radial} max$	Observation
0°	7,5	71,9	Variations élevées
90°	4,9	41,8	Variations réduites
180°	4,4	47,7	Variations réduites
270°	5,2	41,4	Variations réduites

Ces éléments justifient le choix d'un positionnement optimisé du capteur dans l'espace inter-jupes, condition nécessaire pour maximiser la sensibilité et la fiabilité du diagnostic.

4.5.4 COMPARAISON AVEC L'ÉTUDE EXPÉRIMENTALE

La comparaison entre les résultats numériques et les mesures expérimentales réalisées sur le prototype d'isolateur 69 kV confirme les tendances observées. Les Figures 63-a à 63-d présentes les comparaisons des résultats numériques et expérimentaux pour l'isolateur 69kV sain et l'isolateur 69kV défectueux.

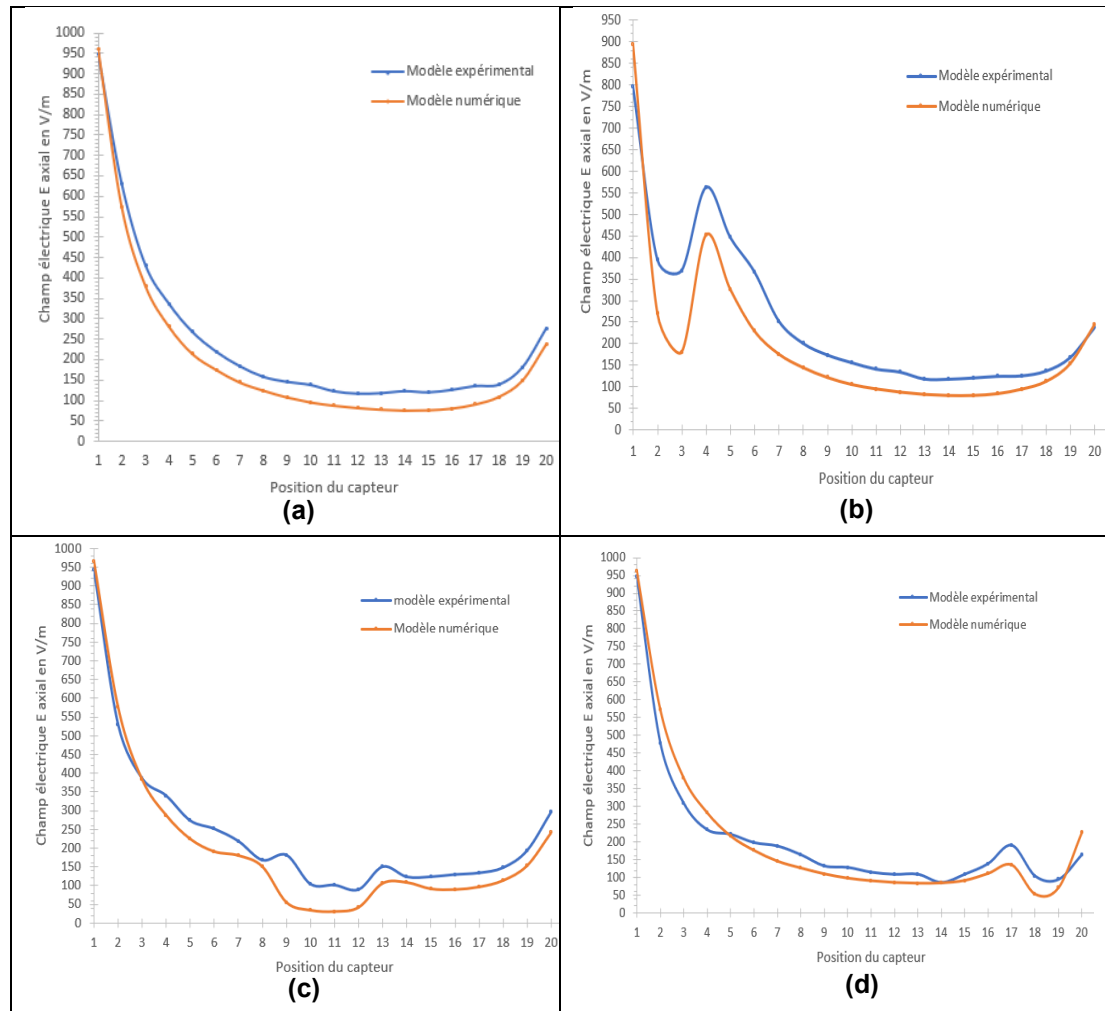


Figure 63 : Comparaison des résultats numériques et expérimentaux avec (a) l'isolateur 69kV sain, (b) le défaut situé à la haute tension, (c) le défaut flottant et (d) le défaut situé à la masse pour une position à 0°.

Une comparaison préliminaire entre les résultats numériques et les mesures expérimentales réalisées sur le prototype d'isolateur 69 kV imprimé en 3D confirme les tendances observées en simulation. Les courbes expérimentales reproduisent la forme générale des distributions numériques, tant pour l'isolateur sain que pour les configurations défectueuses (défaut à la haute tension, flottant et à la mise à la terre). Les variations mesurées expérimentalement, bien que d'amplitude plus faible en

raison des contraintes liées au prototype et aux propriétés du matériau utilisé, confirment la détectabilité du défaut.

Les écarts observés entre les amplitudes numériques et expérimentales s'expliquent notamment par la différence de dimensions du défaut utilisé expérimentalement (95,2 mm) par rapport au modèle simulé (102,17 mm), ainsi que par les phénomènes de polarisation du matériau du prototype.

Malgré ces limitations, la cohérence qualitative entre les deux approches valide la pertinence de la méthode électro-optique pour la détection des défauts internes sous tension continue.

4.6 CONCLUSION

L'étude numérique a permis d'analyser l'effet de la présence d'un défaut interne sur la distribution du champ électrique dans un isolateur composite soumis à une tension continue. Les résultats ont montré que le défaut entraîne une chute du champ électrique dans la zone défectueuse, accompagnée d'une concentration du champ aux extrémités du défaut, avec des pics importants surtout dans la composante radiale.

L'influence de la taille et de la position du défaut est évidente : plus le défaut est grand ou proche des électrodes, plus la perturbation du champ est marquée. Le positionnement de la sonde électro-optique s'est révélé déterminant : la détection est optimale lorsqu'elle est placée entre les jupes, près de la surface de l'isolateur et positionnée à 0° du défaut. Ces résultats confirment la faisabilité de la détection numérique des défauts internes et servent de base pour la validation expérimentale présentée dans le chapitre suivant.

CHAPITRE 5

ÉTUDE NUMÉRIQUE ET VALIDATION DE LA MÉTHODE DE DIAGNOSTIC SUR UN ISOLATEUR 400 kV

5.1 INTRODUCTION

Ce chapitre présente une extension de l'étude numérique développée au chapitre 4, appliquée à un isolateur composite destiné aux lignes de transport à haute tension en courant continu (HTCC). L'objectif principal est d'évaluer la pertinence et la robustesse de la méthode de diagnostic basée sur la mesure du champ électrique, appliquée à des isolateurs de grande longueur soumis à des niveaux de tension élevés.

L'étude est réalisée sur un isolateur composite représentatif d'une ligne HTCC fonctionnant à une tension nominale de ± 400 kV. La méthodologie de modélisation et les hypothèses physiques du chapitre 4 sont conservées, afin de permettre une comparaison directe des résultats et de mettre en évidence l'influence du niveau de tension et de la géométrie de l'isolateur.

Une étude paramétrique est ensuite effectuée pour examiner l'effet de la taille et de la position des défauts internes sur la répartition du champ électrique. Les résultats permettent d'identifier les zones où les perturbations du champ sont les plus marquées et de caractériser les signatures associées aux défauts internes.

5.2 PRÉSENTATION DU MODÈLE NUMÉRIQUE

L'isolateur étudié dans ce chapitre est destiné à une ligne de transport d'énergie à haute tension en courant continu (HTCC) fonctionnant à une tension nominale de ± 400 kV. Ce niveau de tension correspond aux liaisons HTCC modernes, notamment celles basées sur des

convertisseurs à source de tension (VSC-HTCC), largement déployées pour le transport d'énergie sur de longues distances et l'intégration des énergies renouvelables [29].

Pour une ligne HTCC ± 400 kV, les ondulations résiduelles de la tension (ripple) sont fortement atténuées grâce aux inductances de lissage et aux filtres DC installés au niveau des stations de conversion. Les recommandations industrielles indiquent que le taux d'ondulation de la tension continue est généralement maintenu en dessous de 1 % de la tension nominale [80-83]. Dans le cas des systèmes à convertisseurs à thyristors de type LCC à 12 impulsions, alimentés par un réseau à 50 Hz, la composante dominante de l'ondulation apparaît à la fréquence de 600 Hz (12f). En revanche, les technologies de conversion à source de tension (VSC), notamment les convertisseurs modulaires multiniveaux (MMC), génèrent des niveaux d'ondulation encore plus faibles, typiquement inférieurs à 0,5 %, et caractérisés par des fréquences d'ondulation plus élevées.

Dans le cadre de cette étude, la tension appliquée (ondulation résiduelle de la tension maximale conducteur- terre) à l'isolateur correspond à **0,5 %** de la tension maximale (400 KV), soit **2kV** en régime alternatif. L'analyse est réalisée en régime électrostatique stationnaire, afin de se concentrer sur la distribution du champ électrique en conditions nominales de fonctionnement.

La ligne est supposée évoluer dans un environnement caractérisé par un niveau de pollution moyen, conformément aux recommandations de la norme CEI 60815[84] pour le dimensionnement des isolateurs en courant continu. Ce choix permet de représenter un cas réaliste tout en limitant la complexité du modèle. Les caractéristiques techniques de l'isolateur modélisé sont consignées dans le Tableau 15 [85] :

TABLEAU 15 : Caractéristiques techniques de l'isolateur pour la ligne ± 400 KV

	Taille de l'isolateur (mm)	Diamètre des petites jupes (mm)	Diamètre des grandes jupes (mm)	Diamètre de la tige (mm)	Diamètre de l'enveloppe (mm)	Distance d'arc (mm)	Distance de fuite (mm)	Nombre de jupes
Isolateur 416 kV	3300	240	300	40	80	2950	10500	65

La Figure 64 représente le modèle numérique d'un isolateur composite 400 kV de type FXBW-400/160 de suspension, avec ses deux anneaux de gardes identiques qui ont un diamètre de 600mm.

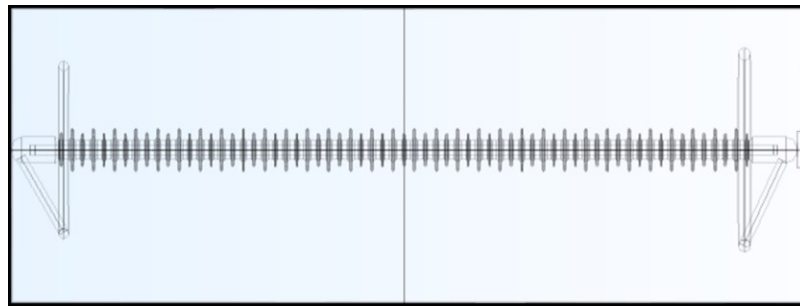


Figure 64 : Modèle numérique de l'isolateur 400 kV sain

Pour des niveaux de tension élevés comme ± 400 kV, la présence d'anneaux de garde est essentielle afin de limiter la concentration du champ électrique au voisinage des extrémités métalliques de l'isolateur, susceptible d'induire des phénomènes de décharges partielles, de couronne ou une dégradation prématurée des matériaux isolants [86, 87]. Ces dispositifs permettent de redistribuer le champ électrique en réduisant les gradients locaux au niveau des extrémités de l'isolateur, tout en améliorant l'homogénéité de la distribution du champ le long de l'isolateur composite. Ils modifient ainsi les conditions aux limites électrostatiques en

répartissant le potentiel sur une surface plus étendue, ce qui contribue à réduire les concentrations locales du champ électrique aux extrémités de l'isolateur.

La Figure 65 présente le modèle numérique d'une partie d'une ligne électrique HTCC réelle avec ses principaux éléments.

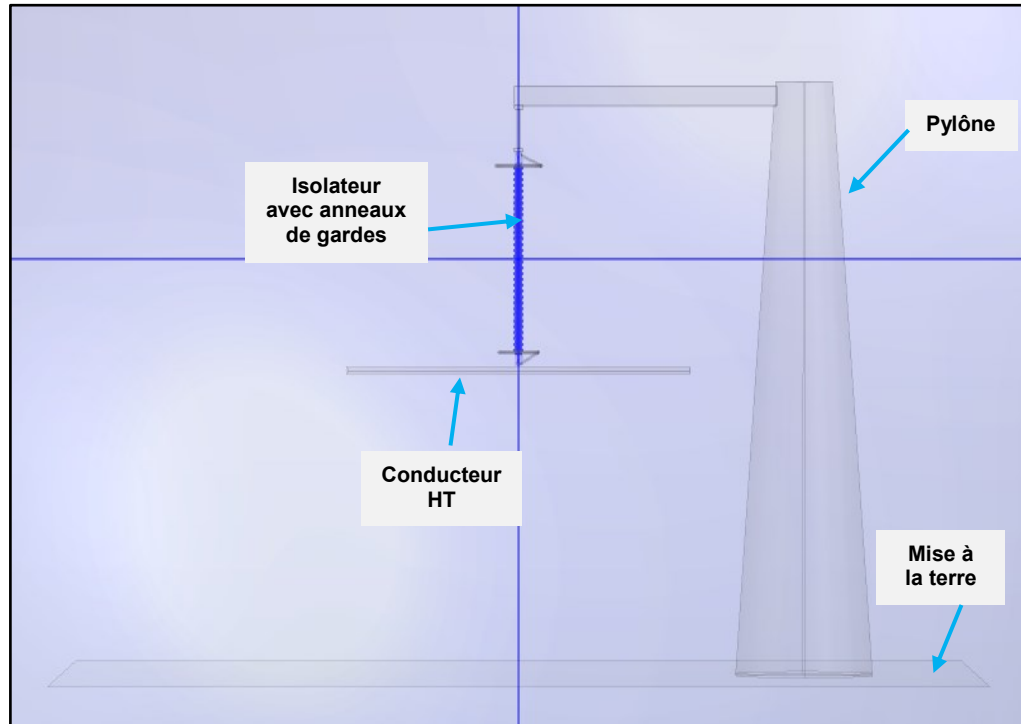


Figure 65 : Modèle numérique de l'isolateur composite ± 400 kV avec ses éléments principaux.

5.3 DISTRIBUTION DES COMPOSANTES AXIALE ET RADIALE DU CHAMP ELECTRIQUE POUR L'ISOLATEUR SAIN

Cette section présente la distribution du champ électrique le long de l'isolateur composite ± 400 KV en l'absence de défaut interne, afin d'établir un état de référence du comportement électrostatique de l'isolateur sain.

Les Figures 66 et 67 illustrent respectivement les profils des composantes axiale et radiale du champ électrique obtenus pour l'isolateur sans défaut interne. Pour chaque composante, les points de calcul sont positionnés à 0° et 90° entre les jupes.

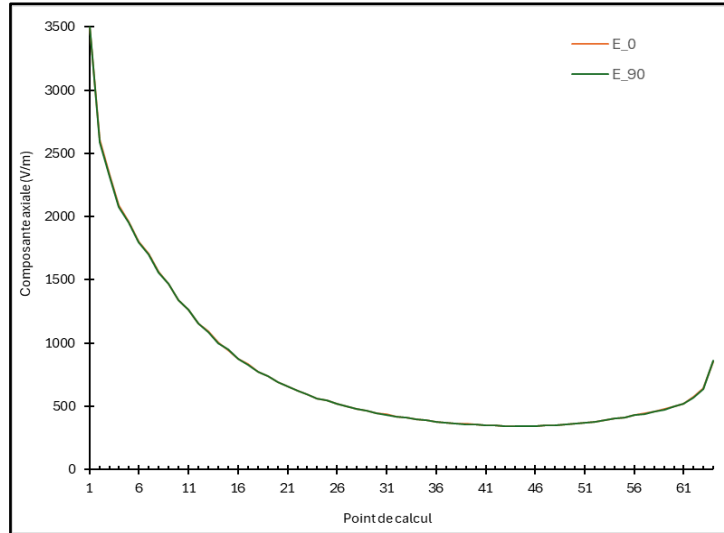


Figure 66 : Distribution de la composante axiale du champ électrique déterminée entre les jupes pour l'isolateur 400 KV sain avec les points de calcul positionnés à 0° et 90°.

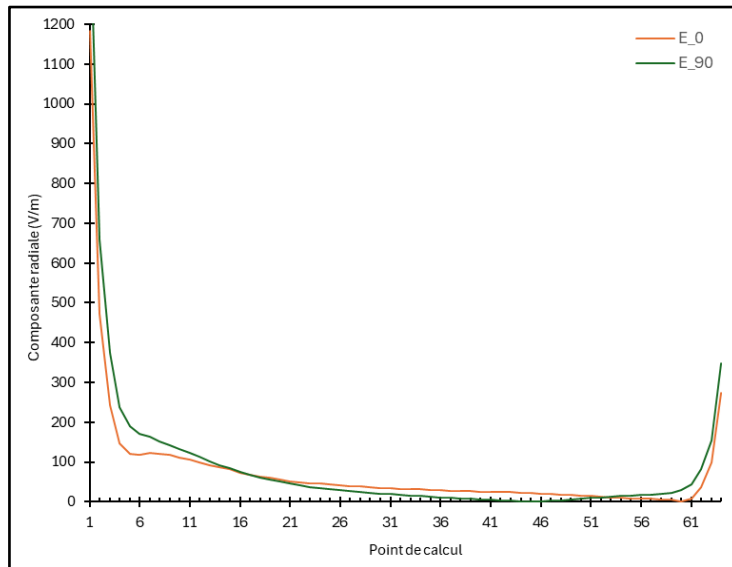


Figure 67: Distribution de la composante radiale du champ électrique déterminée entre les jupes pour l'isolateur 400 KV sain avec les points de calcul positionnés à 0° et 90°.

Les résultats de la Figure 66 montrent que la composante axiale présente une valeur élevée au voisinage de la haute tension, suivie d'une décroissance progressive vers la zone centrale, puis d'une légère remontée près de l'extrémité opposée. La courbe reste globalement lisse, sans pics localisés marqués. Cette régularité traduit l'effet des anneaux de garde, qui redistribuent le champ aux extrémités, réduisent les concentrations excessives et homogénéisent la répartition longitudinale du champ électrique. La composante axiale est ainsi principalement gouvernée par la distribution globale du potentiel, avec des gradients mieux maîtrisés qu'en absence d'anneaux.

La Figure 67 montre que la composante radiale présente un comportement plus localisé: elle est élevée au voisinage des électrodes, décroît rapidement vers la zone centrale où elle devient faible, puis augmente légèrement près de l'autre extrémité. Cette distribution s'explique par sa nature physique, liée à la composante normale du champ par rapport à la surface de l'enveloppe et aux effets géométriques locaux. Les anneaux de garde agissent surtout sur la répartition longitudinale du champ et influencent peu cette composante normale ; la distribution radiale demeure donc marquée aux extrémités.

Globalement, les anneaux de garde améliorent l'homogénéité du champ axial et atténuent les effets d'extrémité, tout en conservant des zones critiques localisées près des électrodes. Néanmoins, la comparaison des distributions des composantes axiale et radiale du champ électrique présentées aux Figures 66 et 67 pour l'isolateur 400 kV avec celles présentées aux Figures 37 et 38 pour l'isolateur 69 kV montrent une très bonne concordance dans les formes obtenues : pour les composantes axiale et radiale, leur distribution respective suit une évolution très similaire qui se caractérise par une décroissance importante et monotone de l'amplitude du champ électrique à partir de la HT jusqu'à l'espace inter-jupe 40 suivi d'une augmentation monotone moins significative de l'amplitude du champ électrique jusqu'à la mise à la terre.

5.4 DISTRIBUTION DE LA COMPOSANTE AXIALE DU CHAMP ELECTRIQUE POUR L'ISOLATEUR DÉFECTUEUX.

Un défaut conducteur est introduit afin d'analyser l'influence de sa taille et de sa position sur la distribution du champ électrique. Le défaut, modélisé par une surface de 1 mm d'épaisseur et 3 mm de largeur, est considéré avec deux longueurs représentatives de l'isolateur: $L_1(17\%) = 561\text{mm}$; $L_2(4,25\%) = 140\text{mm}$, et positionné successivement à proximité des électrodes et au centre de l'isolateur. Les résultats sont présentés pour des points de mesure placés dans les espaces inter-jupes et positionnée à 0° et 90° par rapport au défaut.

5.4.1 DÉFAUT INTERNE CONNECTÉ À LA HT

Dans cette partie, les défauts de deux longueurs ont été positionnées de telle façon qu'une extrémité du défaut interne soit directement en contact avec l'électrode portée à la HT tel que présenté à la Figure 68.

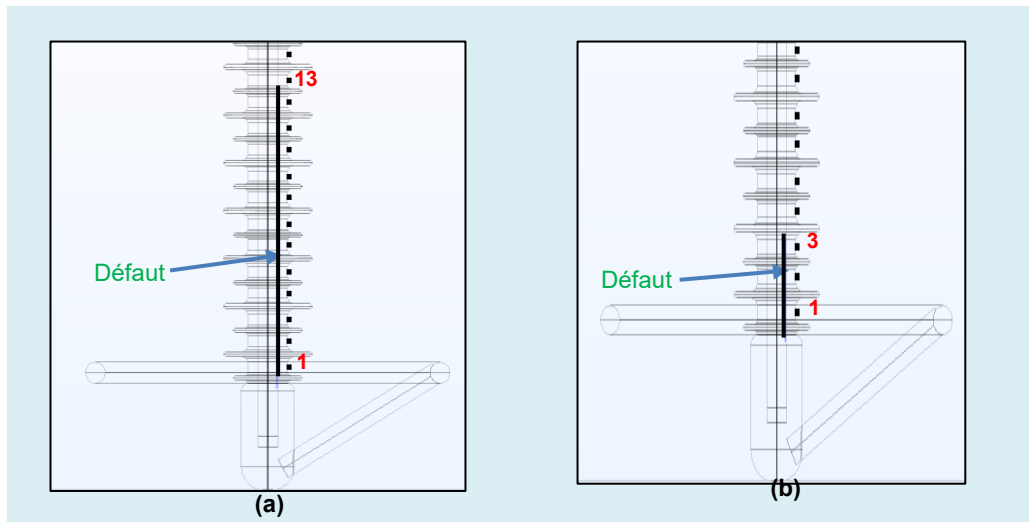


Figure 68 : Différentes longueurs de défauts connectés à la haute tension avec (a) défaut de longueur L_1 et (b) défaut de longueur L_2 pour l'isolateur 400 KV.

Les Figures 69 et 70 présentent les distributions des composantes axiale et radiale du champ électrique obtenues pour les deux longueurs du défaut interne

connecté à la HT et pour les points de calcul positionnés respectivement à 0° et 90° entre les jupes.

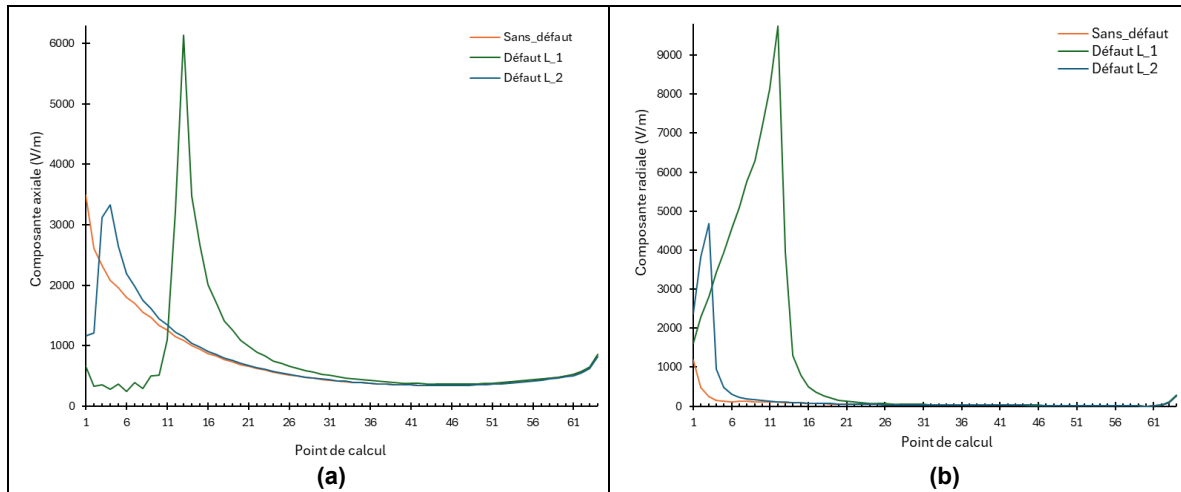


Figure 69 : Distribution du champ électrique déterminée entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs connecté à la HT pour la position à 0° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

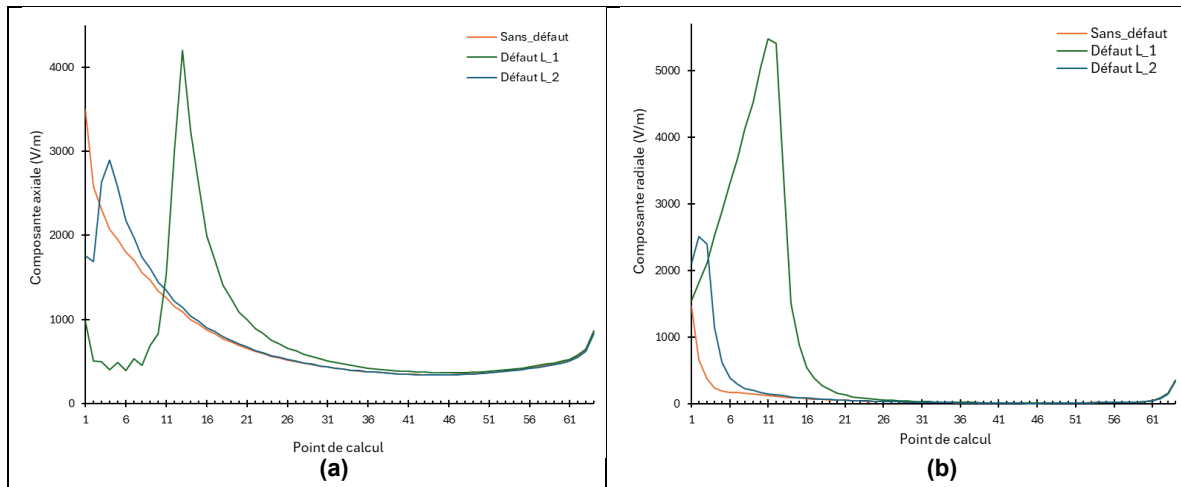


Figure 70 : Distribution du champ électrique déterminée entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs connecté à la HT pour la position à 90° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

Les résultats des Figures 69 et 70 confirment la même tendance observée pour l'isolateur 69 kV. En effet, les distributions des composantes axiale (Figure 69-a et 70-

a) et radiale (Figure 69-b et 70-b) du champ électrique mettent en évidence une signature caractéristique associée à la présence du défaut interne, permettant son identification pour les défauts de longueurs les plus importantes.

Comme dans le cas du 69 kV, cette signature se manifeste par l'apparition de pics d'amplitude localisés dans les distributions, correspondant aux extrémités du défaut interne. Les défauts internes de tailles L_1 et L_2 provoquent une augmentation locale marquée de l'amplitude du champ électrique, observable sur les composantes axiale et radiale et située à la fin du défaut. Pour le défaut interne de longueur L_1 le pic traduisant la fin du défaut est situé au niveau de l'espace inter- jupe 13. Pour le défaut interne de longueur L_2 le pic traduit également la fin du défaut et est situé au niveau de l'espace inter- jupe 3. Ces anomalies restent identifiables quelle que soit la position de mesure, confirmant la fiabilité de la mesure du champ électrique pour des géométries d'isolateur et des niveaux de tensions plus élevées.

Par ailleurs, l'étendue de la zone affectée par le défaut diminue avec la réduction de sa taille, reproduisant la même tendance que celle observée précédemment. Les défauts de grande dimension induisent des perturbations plus étendues et plus marquées, tandis que les défauts de plus petite taille génèrent des variations plus localisées et parfois plus difficiles à distinguer.

Ainsi, malgré la présence des anneaux de garde et le changement d'échelle de tension, les mécanismes de perturbation du champ électrique restent similaires à ceux observés pour l'isolateur 69 kV, confirmant la validité et la généralité de l'approche de détection proposée.

Afin de mieux quantifier l'influence du défaut interne, il a été décidé de calculer les valeurs du rapport R_d à partir de l'équation (4) pour les différentes longueurs du

défaut interne connecté à la HT ainsi que pour les différentes positions des points de calcul. Les résultats obtenus sont ainsi présentés dans le Tableau 16.

TABLEAU 16 : Détermination du rapport R_d pour différentes longueurs du défaut interne connecté à la HT, points de calcul à 0° et 90° .

Position de mesure	R_d pour la composante axiale		R_d pour la composante radiale	
	L_1	L_2	L_1	L_2
0°	5,3	1,6	97,6	19,3
90°	3,8	1,6	44,4	3,8

L'analyse des résultats présentés dans le Tableau 16 correspondant au cas 400 kV confirme que la composante radiale du champ électrique est significativement plus affectée par la présence d'un défaut interne que la composante axiale, en cohérence avec les observations réalisées pour l'isolateur 69 kV. L'influence de la position de mesure est également observée dans le cas 400 kV. La sensibilité maximale, caractérisée par les valeurs les plus élevées de R_d , est obtenue pour la position 0° , correspondant à la proximité immédiate du défaut.

Par ailleurs, les résultats du Tableau 16 démontrent une corrélation directe entre la taille du défaut interne et l'amplitude des variations du champ électrique. Le défaut interne de longueur L_1 , induit les perturbations les plus importantes, tandis que le défaut interne de longueur L_2 , génère des variations d'amplitude plus faible mais toujours significatives. Les résultats démontrent également que la composante radiale présente des variations largement supérieures à celles de la composante axiale, ce qui confirme son rôle prépondérant dans la détection des défauts internes.

5.4.2 DÉFAUT INTERNE FLOTTANT

La Figure 71 présente le défaut interne de différentes longueurs positionné au milieu de l'isolateur et les points de calcul positionnés dans l'espace inter-jupes.

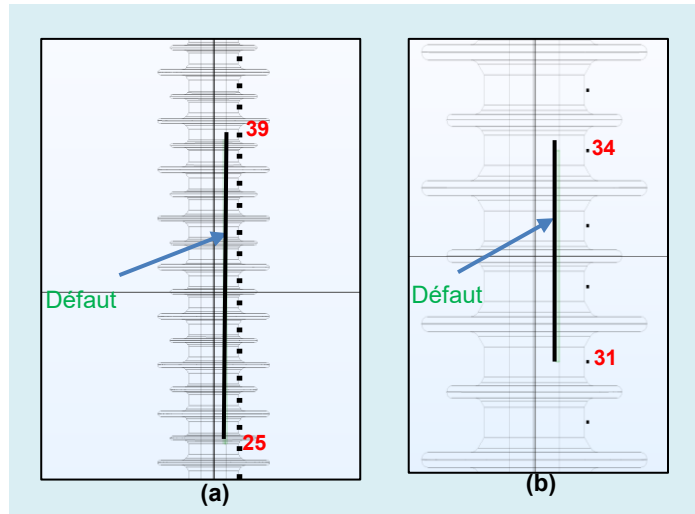


Figure 71 : Différentes longueurs du défaut interne flottant avec (a) défaut de longueur L_1 , et (b) défaut de longueur L_2 .

Les Figures 72 et 73 présentent les distributions des composantes axiale et radiale du champ électrique obtenues pour les deux longueurs du défaut interne flottants et pour les points de calcul positionnés respectivement à 0° et 90° entre les jupes.

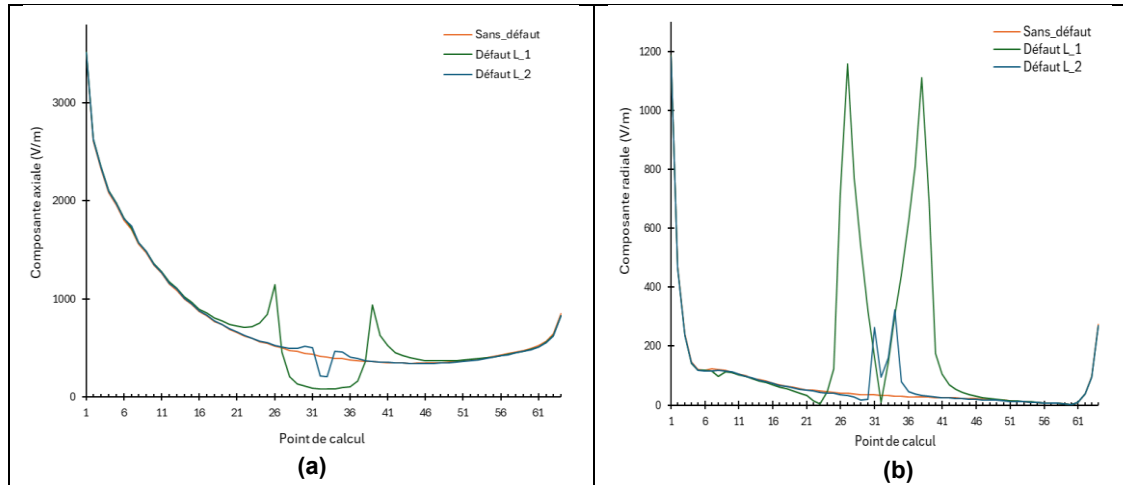


Figure 72 : Distribution du champ électrique déterminée entre les jupes pour le défaut interne flottant de différentes longueurs pour la position à 0° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

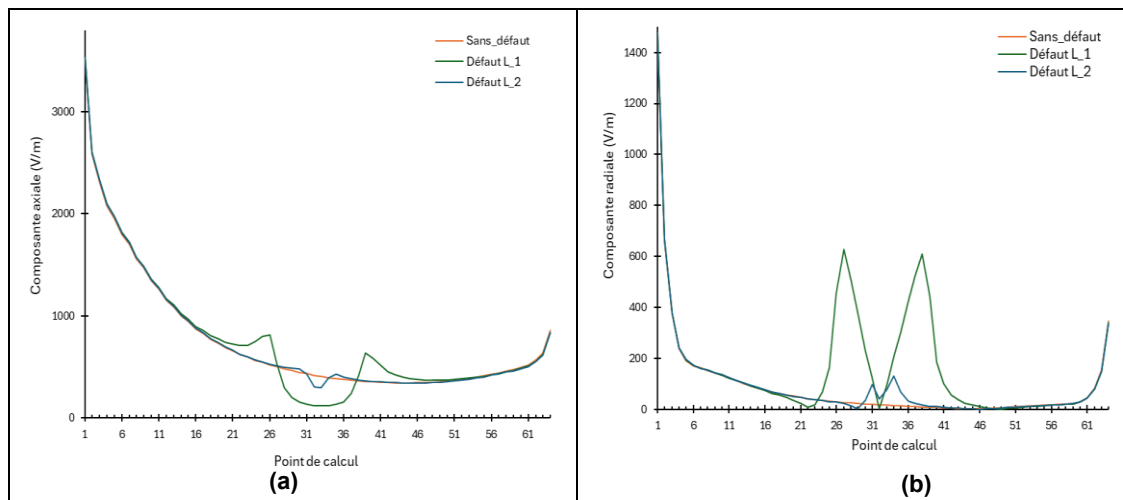


Figure 73 : Distribution du champ électrique déterminée entre les jupes pour le défaut interne flottant de différentes longueurs pour la position à 90° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

L'analyse des Figures 72 et 73 met en évidence une signature caractéristique de la présence d'un défaut interne flottant, permettant son identification, tant sur la composante axiale (Figures 72-a et 73-a) que sur la composante radiale (Figures 72-b et 73-b) du champ électrique. Dans le cas d'un défaut flottant, ces signatures restent

clairement identifiables quelle que soit la position des points de calcul, ce qui confirme la robustesse de la méthode de détection dans la configuration 400 kV, malgré la présence des anneaux de garde.

Pour la composante axiale, les distributions associées aux différents défauts restent globalement proches de celle du cas sain. Une légère déformation locale apparaît néanmoins dans la zone centrale correspondant à la position du défaut. En revanche, la composante radiale présente des variations nettement plus marquées. L'apparition de pics locaux d'amplitude élevée, situés aux extrémités du défaut, traduit une perturbation significative du champ électrique. L'intensité de ces pics augmente avec la taille du défaut, mettant en évidence une corrélation directe entre la longueur du défaut et l'amplitude de la perturbation radiale.

À titre d'exemple, pour le défaut interne de longueur L_1 (Figure 71-a), celui-ci commence au niveau de l'espace inter- jupes 26 et s'étend jusqu'à l'espace inter-jupes 39. Les distributions présentées aux Figures 72 et 73 mettent effectivement en évidence des pics situés précisément à ces niveaux, aussi bien pour la composante axiale que radiale. Cette concordance confirme que l'anomalie observée dans les deux composantes du champ électrique correspond au début et à la fin du défaut interne. Également, pour le défaut interne de longueur L_2 , la perturbation reste un peu plus atténuée que celle du défaut interne de longueur L_1 mais bien visible puisque pour les deux composantes, deux pics distincts sont mis en évidence au niveau des espaces inter- jupes 31 et 35.

Les valeurs du rapport R_d obtenues pour les différentes longueurs du défaut interne flottant ainsi que pour les différentes positions des points de calcul sont ainsi présentés dans le Tableau 17.

TABLEAU 17 : Détermination du rapport R_d pour différentes longueurs du défaut interne flottant, points de calcul à 0° et 90° .

	R_d pour la composante axiale		R_d pour la composante radiale	
Position de mesure	L_1	L_2	L_1	L_2
0°	2,2	1,2	29,4	10,5
90°	1,6	1,1	24,1	9,4

Les valeurs présentées dans le Tableau 17 confirment que la composante radiale du champ électrique est plus fortement affectée par la présence d'un défaut interne que la composante axiale, en cohérence avec les observations du chapitre 4. Les résultats montrent que l'amplitude des perturbations augmente avec la taille du défaut, avec des variations particulièrement marquées pour la composante radiale. Le défaut de longueur L_1 , engendre les perturbations les plus importantes, tandis que leur intensité diminue pour le défaut de taille plus réduite (L_2). L'analyse met également en évidence l'influence de la position de mesure. La sensibilité maximale est obtenue pour la position 0° , correspondant à la proximité immédiate du défaut.

5.4.3 DÉFAUT INTERNE CONNECTÉ À LA MASSE

Dans cette partie, les défauts de deux longueurs ont été positionnées de telle façon qu'une extrémité du défaut interne soit directement en contact avec l'électrode portée à la mise à la terre tel que présenté à la Figure 74.

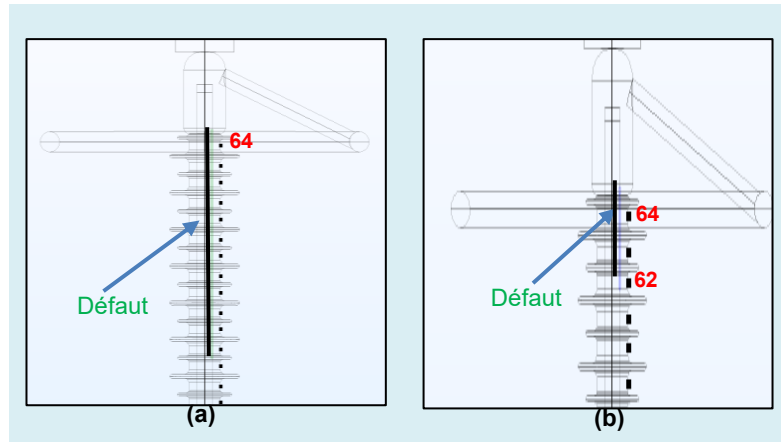


Figure 74 : Différentes longueurs du défaut interne positionné à la masse avec (a) défaut de longueur L_1 et (b) défaut de longueur L_2 .

Les composantes axiale et radiale du champ électrique, présentées aux Figures 75 et 76, sont obtenues pour différentes longueurs du défaut interne, les points de calcul étant positionnée à 0° et 90° dans les espaces inter-jupes de l'isolateur.

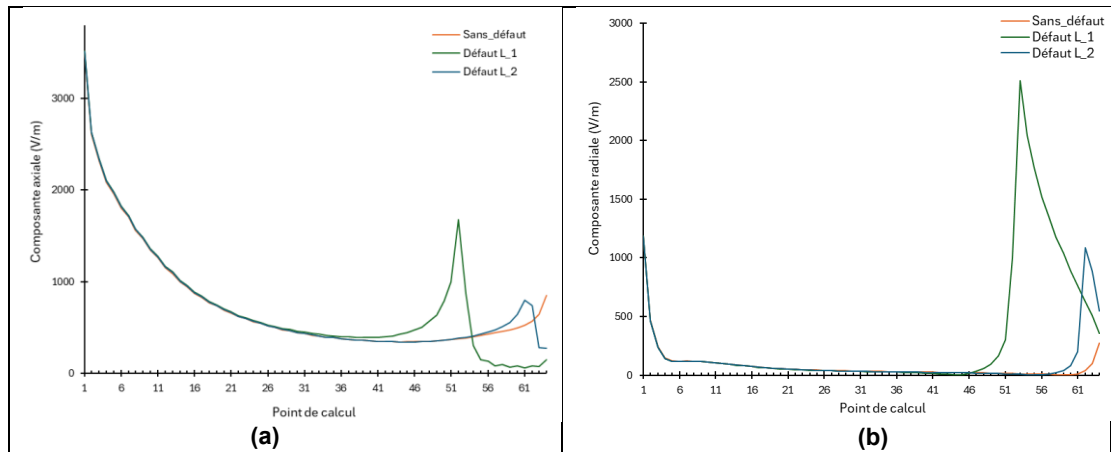


Figure 75 : Distribution du champ électrique déterminée entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs connecté à la masse pour la position à 0° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

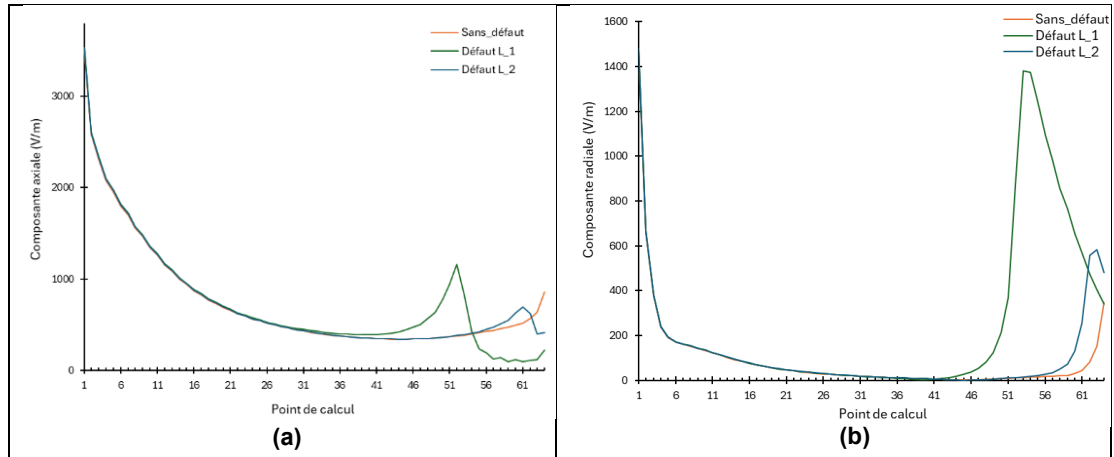


Figure 76 : Distribution du champ électrique déterminée entre les jupes pour le défaut interne de différentes longueurs connecté à la masse pour la position à 90° avec (a) la composante axiale et (b) la composante radiale.

Les résultats des Figures 75 et 76 confirment la même tendance observée pour l'isolateur 69 kV. Les défauts internes de tailles L_1 et L_2 provoquent une augmentation locale marquée de l'amplitude du champ électrique, observable sur les composantes axiale et radiale et située à la terminaison du défaut. Pour le défaut de longueur L_1 le pic indique le début du défaut et est situé au niveau de l'espace inter- jupe 53 et pour le défaut de longueur L_2 le pic indique le début du défaut et est situé au niveau de l'espace inter- jupe 62. Ces résultats renforcent la fiabilité de la mesure du champ électrique pour des géométries d'isolateur et des niveaux de tensions plus élevées.

Les valeurs du rapport R_d obtenues pour les différentes longueurs du défaut interne flottant ainsi que pour les différentes positions des points de calcul sont ainsi présentés dans le Tableau 18.

TABLEAU 18 : Détermination du rapport R_d pour différentes longueurs du défaut interne connecté à la masse, points de calcul à 0° et 90° .

	R_d pour la composante axiale		R_d pour la composante radiale	
Position de mesure	L_1	L_2	L_1	L_2
0°	4,4	1,5	222,5	29,3
90°	3,1	1,3	107,6	6,8

Les données synthétisées dans le Tableau 18 confirment que la sensibilité du champ électrique augmente avec la taille du défaut interne. La composante radiale apparaît comme le paramètre le plus discriminant. Par ailleurs, l'analyse met également en évidence l'influence de la position de mesure. La sensibilité maximale est obtenue pour la position 0° , correspondant à la proximité immédiate du défaut.

5.5 DISCUSSION

5.5.1 INFLUENCE DE LA PRÉSENCE DES ANNEAUX DE GARDE SUR LA DISTRIBUTION DU CHAMP ÉLECTRIQUE

L'analyse de l'isolateur 400 kV en configuration saine constitue la référence pour l'interprétation des résultats avec défaut. La distribution des composantes du champ électrique est d'abord justifiée par l'observation des lignes de champ. Les Figures 77-a et 77-b présentent les lignes de champ respectives des isolateurs 69kV et 400 KV sains.

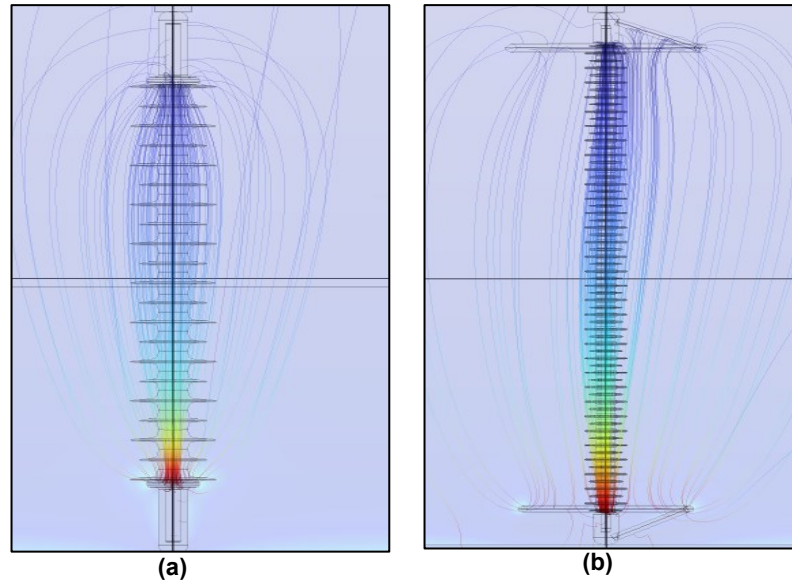


Figure 77 : Lignes de champ électriques mettant en évidence la distribution du champ électrique le long des isolateurs sains avec (a) l'isolateur 69kV, (b) l'isolateur 400 KV avec des anneaux de gardes, les points de calcul à 0°.

Dans le cas de l'isolateur 69 kV, les lignes de champ présentent une concentration marquée au voisinage des électrodes, traduisant des effets d'extrémité significatifs. La répartition longitudinale du champ est principalement gouvernée par la différence de potentiel entre la haute tension et la mise à la terre.

À 400 kV, la présence des anneaux de garde modifie cette distribution. Les lignes de champ se répartissent de manière plus progressive autour des extrémités métalliques, ce qui réduit les concentrations locales observées dans le cas 69 kV. Cette redistribution homogénéise la composante axiale le long de l'isolateur et atténue les gradients abrupts aux extrémités. Cette observation est cohérente avec la distribution de la composante axiale (Figure 66), qui présente une décroissance régulière depuis la haute tension vers la zone centrale, sans pics localisés marqués.

La composante radiale, en revanche, conserve une distribution localisée près des électrodes. Les lignes de champ restent localement perpendiculaires à la surface

de l'enveloppe dans l'espace inter-jupes, ce qui explique que la structure radiale demeure comparable à celle observée pour l'isolateur 69 kV. Les anneaux de garde influencent principalement la répartition longitudinale du champ et modifient peu cette composante normale.

Ainsi, l'isolateur 400 kV sain présente une distribution du champ plus homogène aux extrémités grâce aux anneaux de garde, tout en conservant une structure radiale similaire à celle du 69kV. Cette configuration servira de base pour l'analyse des perturbations induites par les défauts internes.

5.5.2 ANALYSE DE L'INFLUENCE DE LA PRÉSENCE DES ANNEAUX DE GARDE SUR LA DISTRIBUTION DU CHAMP ÉLECTRIQUE DÉFECTUEUX

Après avoir établi la distribution du champ électrique pour l'isolateur 400 kV sain, l'introduction d'un défaut interne permet d'évaluer l'influence combinée du niveau de tension et des anneaux de garde sur la signature électrique du défaut. Ainsi, lorsque le défaut interne est situé à proximité de l'électrode haute, la redistribution du champ induite par les anneaux de garde réduit les concentrations excessives aux extrémités métalliques. Cette régularisation homogénéise la composante axiale le long de la gaine.

Toutefois, malgré cette redistribution, la composante axiale demeure fortement sensible à la présence du défaut : une variation locale nette apparaît (voir Figure 69-a et 70-a) par rapport à l'état sain (voir Figure 66), confirmant que les anneaux n'annulent pas la signature du défaut interne mais en améliorent la lisibilité. La composante radiale présente un comportement complémentaire. Elle reste marquée au voisinage des électrodes (voir Figure 69-b et 70-b) et traduit principalement les

déformations locales des lignes de champ autour du défaut conducteur. Bien que les anneaux modifient la répartition globale du champ, ils influencent peu la composante normale dans l'espace inter-jupes. Ainsi, la variation radiale induite par le défaut demeure significative et constitue un indicateur sensible de la perturbation locale.

Dans le cas d'un défaut interne flottant, l'homogénéisation du champ axial due aux anneaux accentue le contraste entre l'état sain et l'état défectueux : le champ électrique est distribué de façon homogène de part et d'autre du défaut. La composante axiale présente une variation clairement identifiable (voir Figure 72-a et 73-a), facilitant la détection du défaut. Parallèlement, la composante radiale met en évidence une perturbation localisée autour de la zone défectueuse (voir Figure 72-b et 73-b), confirmant que la redistribution longitudinale n'altère pas la sensibilité radiale aux défauts internes.

Lorsque le défaut interne est situé à proximité de la mise à la terre, on obtient un comportement similaire à celui observé lorsque le défaut interne est situé près de la HT. Les anneaux réduisent les gradients d'extrémité et stabilisent la composante axiale (voir Figure 75-a et 76-a), tandis que la composante radiale conserve une signature localisée liée à la présence du défaut (voir Figure 75-b et 76-b). Bien que l'amplitude globale puisse être légèrement atténuée, la variation relative par rapport à l'état sain reste perceptible pour les deux composantes.

Afin de mieux comprendre les comportements décrits plus haut, il est nécessaire de faire une analyse des lignes de champ de l'isolateur défectueux. La Figure 78 présente les lignes de champ électrique pour les différentes positions du défaut interne de longueur L_1 , les points de calcul étant positionnés à 0° .

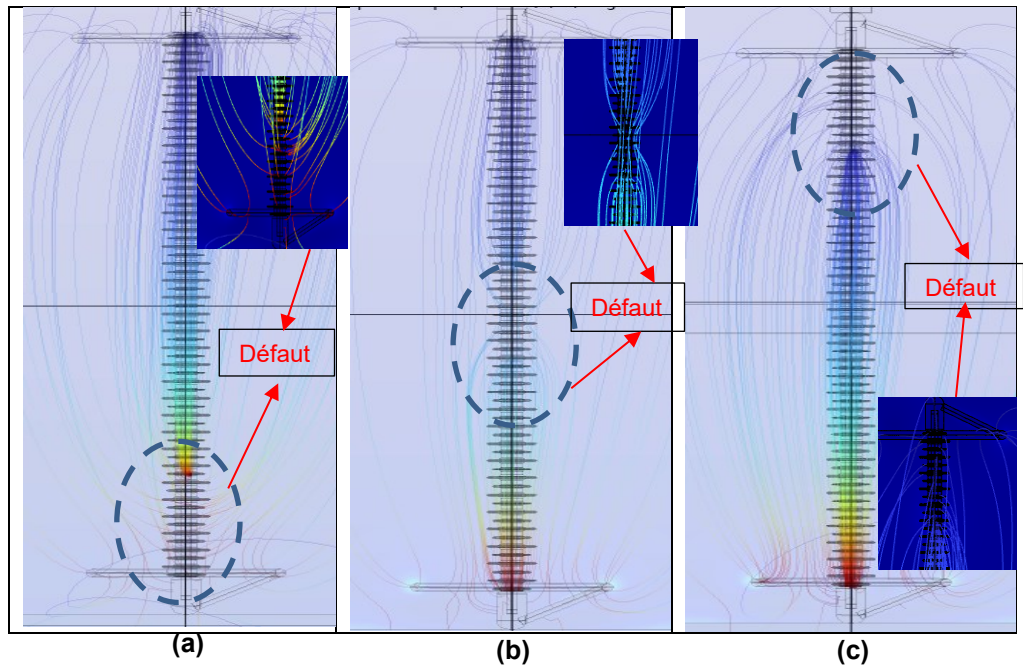


Figure 78 : Lignes de champ électriques pour l'isolateur 400 KV défectueux avec (a) le défaut interne à la HT, (b) le défaut interne flottant et (c) le défaut interne à la mise à la terre, les points de calcul à 0°.

Au voisinage du défaut interne situé près de la HT (Voir Figure 78-a), les lignes de champ présentent une forte concentration et subissent une déformation locale marquée dans la région inter-jupes. Elles se resserrent autour de la zone conductrice, traduisant une perturbation importante de la distribution du champ électrique. Ce comportement s'explique par la condition d'équipotentialité imposée par le défaut : le champ électrique doit rester normal à la surface conductrice. Ce comportement est conforme aux conditions aux limites imposées par un conducteur parfait, pour lequel le champ électrique est nul à l'intérieur et normal à la surface. Par conséquent, les lignes de champ se réorientent et se concentrent à l'interface entre le défaut et le matériau isolant. Cette accumulation de lignes correspond à une augmentation locale de l'intensité du champ électrique, en accord avec les pics observés dans les résultats numériques.

Dans le cas d'un défaut interne flottant situé au milieu de l'isolateur (Figure 78-b), les lignes de champ montrent une perturbation localisée dans la région où se situe le défaut interne. Contrairement aux défauts connectés à la haute tension ou à la masse, ce défaut est électriquement isolé et se comporte comme un conducteur flottant plongé dans le champ électrique appliqué. Sous l'effet de ce champ, des charges induites apparaissent à sa surface : des charges de signe opposé se répartissent aux extrémités du défaut suivant la direction du champ. Cette polarisation entraîne une déviation locale des lignes de champ, qui se resserrent au voisinage des extrémités du défaut. Il en résulte une augmentation locale de l'intensité du champ électrique dans ces régions. La perturbation du champ reste toutefois confinée autour du défaut et la distribution globale du champ le long de l'isolateur demeure globalement inchangée. Ce comportement explique l'apparition de variations locales dans les distributions du champ électrique obtenues numériquement.

Au voisinage du défaut interne relié à la masse (voir Figure 78-c), les lignes de champ présentent une déformation locale marquée dans la région inter-jupes et se concentrent autour de la zone conductrice. Cette perturbation de la distribution du champ électrique résulte de la condition de potentiel nul imposée par la connexion à la masse, qui attire les lignes de champ vers la surface conductrice tout en les maintenant perpendiculaires à celle-ci. Il en résulte une densification des lignes de champ à l'interface entre le défaut et le matériau isolant, traduisant une augmentation locale de l'intensité du champ électrique. Cette amplification est particulièrement visible à proximité du défaut et de l'extrémité métallique de l'isolateur, où la géométrie de la région conductrice favorise également le resserrement des lignes de champ. Les zones de forte amplitude observées sur la carte de couleur sont ainsi cohérentes avec les pics identifiés dans les résultats numériques.

Globalement, ces résultats montrent que les anneaux de garde agissent principalement sur la répartition longitudinale du champ électrique, en homogénéisant la composante axiale, sans supprimer la sensibilité locale de la composante radiale. Les deux composantes demeurent donc exploitables pour la détection des défauts internes : la composante radiale met en évidence les perturbations locales du champ électrique, tandis que la composante axiale présente une distribution plus régulière, facilitant l'identification de ces perturbations.

5.6 CONCLUSION

Les résultats obtenus dans ce chapitre sont cohérents avec ceux issus de la première partie de l'étude numérique et confirment les tendances observées pour l'isolateur 69 kV concernant la détection des défauts internes par la mesure du champ électrique en utilisant uniquement l'ondulation présente sur la HTCC. L'analyse des distributions et des variations relatives des deux composantes du champ met en évidence une dépendance claire vis-à-vis de la taille et de la position du défaut.

La présence des anneaux de garde entraîne une redistribution du champ électrique caractérisée par une réduction des effets d'extrémité et une homogénéisation de la composante axiale le long de l'isolateur. Cette homogénéisation améliore la lisibilité des perturbations induites par les défauts internes, en particulier pour les défauts situés au milieu de l'isolateur (défauts flottants). En effet, la réduction des effets d'extrémité diminue l'influence des gradients de champ aux électrodes, ce qui facilite l'identification des perturbations liées aux défauts.

Cependant, comme observé pour l'isolateur 69 kV, la composante radiale demeure la plus sensible à la présence d'un défaut interne. Les variations relatives associées à cette

composante restent largement supérieures à celles de la composante axiale et traduisent directement les déformations locales des lignes de champ au voisinage du défaut conducteur. La présence des anneaux de garde modifie principalement la redistribution axiale du champ électrique, mais influence peu la composante normale locale dans l'espace inter-jupes, ce qui explique le maintien d'une signature radiale marquée.

Ainsi, bien que la composante axiale bénéficie d'une meilleure homogénéité en présence d'anneaux de garde, la composante radiale apparaît comme l'indicateur dominant pour la détection des défauts internes par mesure du champ électrique. Ces résultats mettent en évidence la pertinence de l'utilisation d'un capteur électro-optique sensible aux variations locales du champ, la composante radiale constituant le paramètre le plus réactif et le plus discriminant pour l'identification des défauts. Ils confirment également la généricité de la méthode de détection proposée, qui demeure applicable à différentes échelles de tension et de géométrie, y compris dans des configurations industrielles réalistes.

CHAPITRE 6

CONCLUSION GÉNÉRALE

6.1 INTRODUCTION

Le présent travail de recherche s'inscrit dans la problématique de la détection des défauts internes au sein des isolateurs composites utilisés sur les réseaux à haute tension en courant continu (HTCC). Ces défauts, difficiles à identifier par les méthodes classiques de diagnostic, représentent un enjeu critique pour la fiabilité, la sécurité et la continuité de service des réseaux électriques modernes.

L'objectif de ce mémoire était de développer et d'évaluer une méthode de diagnostic basée sur la mesure électro-optique du champ électrique, en exploitant les ondulations résiduelles présentes dans les réseaux HTCC. Pour répondre à cet objectif, une approche combinant une étude expérimentale et une étude numérique a été adoptée.

Cette démarche a permis de caractériser les conditions électriques réelles des sources HTCC et d'analyser l'influence des défauts internes sur la distribution du champ électrique au sein des isolateurs composites. Les résultats obtenus confirment la faisabilité de l'approche proposée et mettent en évidence son potentiel pour la détection des défauts internes en régime HTCC.

6.2 CONTRIBUTION DE L'ÉTUDE EXPÉRIMENTALE

L'étude expérimentale a permis de caractériser les conditions électriques propres aux sources HTCC disponibles au laboratoire de l'Université du Québec à Chicoutimi. Les mesures réalisées ont mis en évidence la présence d'ondulations résiduelles et de composantes

harmoniques superposées à la tension continue, confirmant la complexité des environnements HTCC.

Les essais effectués sur un prototype d'isolateur composite imprimé en 3D ont permis d'observer qualitativement le comportement du champ électrique mesuré à l'aide d'une sonde électro-optique, en présence et en absence de défauts internes. Malgré une amplitude de l'ondulation de tension de $150,2 V_{eff}$, correspondant à 0,38% de la tension alternative nominale de l'isolateur (39,84 kV), les résultats expérimentaux ont montré qu'il est possible de détecter la présence de défauts internes par mesure du champ électrique entre les espaces inter-jupes.

Les résultats obtenus ont ainsi permis de mettre en évidence les signatures de la présence du défaut interne sur la composante axiale du champ électrique étant donné qu'il a été impossible de mesurer correctement la composante radiale sur l'isolateur imprimé 3D. Cette impossibilité était simplement due à la présence d'une polarisation issue de la tension HTCC et au matériau constituant l'isolateur 3D qui engendrait une fluctuation temporelle de la composante radiale, fluctuation qui n'était pas présente sur un isolateur composite réel, comme démontré dans la section expérimentale du présent mémoire.

Les résultats obtenus pour la composante axiale ont ainsi démontré que la présence d'un défaut de longueur critique (17% de la distance d'arc de l'isolateur) peut facilement être détectable quelle que soit sa position le long de l'isolateur composite. Les résultats démontrent que la signature du défaut est caractéristique et facilement identifiable sur la composante axiale du champ électrique et qu'elle permet également d'estimer assez précisément sa longueur. En effet, la signature se caractérise par une diminution de l'amplitude de la composante axiale le long du défaut interne et de la présence d'un pic d'amplitude significatif à l'extrémité de ce dernier lorsqu'il est situé à la HT ou à la masse. Ce pic d'amplitude marque ainsi la fin du défaut. Dans le cas d'un défaut flottant, il y a présence de deux pics d'amplitude importante qui marque les deux extrémités du défaut, permettant ainsi d'en estimer la longueur.

Ces résultats démontrent ainsi la possibilité de détecter les défauts flottants situés dans le milieu de l'isolateur composite, qui sont les défauts les plus difficilement détectables par les autres méthodes puisque le champ électrique y est le plus faible. Cela démontre également que la détection par mesure de champ électrique est efficace et sensible même pour des niveaux de champ électrique très bas en lien avec l'ondulation de tension utilisée et présente sur les lignes HTCC.

Ces résultats expérimentaux démontrent ainsi qu'en utilisant un capteur de champ électrique assez sensible et permettant de mesurer le champ électrique dans les espaces inter-jupes au plus près du défaut, il devient alors possible de développer une méthode de diagnostic fiable pouvant être appliquée aux isolateurs composites utilisés sur les réseaux électriques haute et très haute tension à courant continu, ce qui représente une avancée importante dans le domaine.

6.3 CONTRIBUTION DE L'ÉTUDE NUMÉRIQUE

L'étude numérique constitue le cœur de ce travail de recherche. Dans un premier temps, une modélisation d'un isolateur composite de 69 kV a permis d'analyser la distribution des composantes axiale et radiale du champ électrique en conditions saines et défectueuses. Les résultats obtenus ont ainsi mis en évidence l'influence significative de la présence, de la taille et de la position des défauts internes, ainsi que de la position des composantes axiale et radiale du champ électrique.

Comme première conclusion importante, les résultats numériques ont démontré que la composante radiale du champ électrique est beaucoup plus sensible à la présence des défauts internes que la composante axiale. La composante radiale présente ainsi des variations relatives plus importantes et des pics plus marqués que la composante axiale. Cette

dominance est observée pour toutes les tailles de défaut étudiées (L_1 à L_4) et pour toutes les configurations (défaut à la haute tension, flottant, ou à la mise à la terre). Cela s'exprime également par des valeurs du rapport R_d qui sont, pour la composante radiale, supérieure à 10 fois les valeurs obtenues pour la composante axiale, démontrant ainsi la pertinence de mesurer cette composante à des fins de diagnostic.

Les résultats numériques ont également mis en évidence la limitation de la méthode pour détecter les défauts de petites tailles (inférieur à 4,25% de la longueur de l'isolateur) dont la signature est plus difficile à identifier dans le cas de l'isolateur 69 kV. Cependant, cela ne demeure pas un problème en soi compte tenu que ces petits défauts ne sont pas problématiques pour la fiabilité de l'isolateur et la sécurité des équipes de manutention. Cela démontre également que pour qu'un défaut interne soit détectable facilement, ce dernier doit s'étendre au moins sur deux espaces inter-jupes. Ainsi, cette condition est donc limitante pour les isolateurs de petites tailles mais pas pour les isolateurs plus grands puisque pour ces derniers, la longueur relative du défaut rencontre facilement la condition nécessaire des deux espaces inter-jupes.

Dans un second temps, cette approche a été étendue à un isolateur composite de 400 KV, représentatif des conditions réelles d'exploitation. Cette extension a permis de confirmer que les tendances observées à l'échelle 69 kV restent valables pour des configurations industrielles plus réalistes. En outre, les résultats numériques ont démontré que la méthode proposée permet de détecter des défauts internes de petite taille, pouvant atteindre environ 4,25 % de la longueur de l'isolateur puisque que pour l'isolateur 400 kV, la longueur du défaut s'étend ici sur trois espaces inter-jupes. Ainsi, ces résultats confirment la sensibilité et la robustesse de l'approche développée. Également, la présence des anneaux de garde n'affecte en rien la détection des défauts situés proches de la HT et de la masse, ce qui représente un élément important pour l'utilisation de la méthode sur les réseaux à courant continu à très haute tension.

Dans l'ensemble, l'étude numérique met en évidence le potentiel de la méthode basée sur la mesure électro-optique du champ électrique pour une application aux réseaux HTCC, tout en fournissant des éléments d'analyse essentiels pour l'interprétation des phénomènes observés.

6.4 RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES

Les travaux présentés dans ce mémoire ouvrent la voie à plusieurs perspectives de recherche. Dans un premier temps, les résultats obtenus montrent que la mesure électro-optique du champ électrique constitue une approche prometteuse pour le diagnostic des défauts internes des isolateurs composites en régime HTCC. En effet, la capacité de la méthode à détecter des défauts de petite taille, même en présence d'ondulations résiduelles de faible amplitude, met en évidence son potentiel pour une utilisation dans des stratégies de maintenance préventive des réseaux électriques.

Toutefois, certaines limites doivent être soulignées. Les résultats obtenus reposent sur des conditions expérimentales et numériques simplifiées, qui ne prennent pas en compte l'ensemble des phénomènes présents en service. En particulier, l'influence de la pollution, de l'humidité, du vieillissement des matériaux et des contraintes environnementales n'a pas été explicitement prise en compte. Or, ces facteurs peuvent modifier la distribution du champ électrique et affecter la sensibilité de la méthode de détection. En outre, l'intégration des effets de pollution surfacique et d'humidité constitue une perspective importante, car ces phénomènes peuvent influencer de manière significative les conditions réelles d'exploitation.

Afin de pallier ces limitations, il serait pertinent de développer des modèles intégrant ces effets, ainsi que des stratégies de traitement du signal permettant de distinguer les variations dues aux défauts internes de celles liées aux conditions environnementales. De plus, une validation expérimentale à plus grande échelle, réalisée sur des isolateurs de taille industrielle

et sous des niveaux de tension représentatifs des réseaux HTCC, constituerait une étape importante vers une application opérationnelle de la méthode.

Par ailleurs, le choix des valeurs de conductivité des défauts utilisées dans ce travail repose sur des hypothèses simplificatrices visant à représenter des cas contrastés, afin d'évaluer leur influence sur la distribution du champ électrique. Les écarts observés entre les valeurs utilisées en simulation et en expérimentation s'expliquent notamment par les différences de conditions expérimentales et par les contraintes propres à la modélisation numérique.

Dans cette étude, les défauts ont été modélisés en considérant une conductivité uniforme, afin de simplifier l'analyse et d'isoler l'effet principal de ce paramètre sur les distributions de champ. Toutefois, en conditions réelles, les défauts peuvent présenter des distributions de conductivité non homogènes. L'intégration de ces variations spatiales constitue une perspective d'amélioration pertinente, permettant d'affiner l'interprétation des résultats et de mieux représenter le comportement réel des isolateurs en service.

Par ailleurs, la performance de la méthode dépend à la fois de la présence d'ondulations résiduelles dans les réseaux HTCC et de la sensibilité du capteur électro-optique, ce qui peut constituer une contrainte dans certaines configurations industrielles.

En outre, l'optimisation du positionnement de la sonde électro-optique et le développement de stratégies de mesure multipoints pourraient améliorer la fiabilité du diagnostic. De même, l'intégration de techniques de traitement du signal pourrait contribuer à mieux distinguer les effets liés aux défauts internes de ceux induits par les conditions environnementales.

Enfin, l'évolution des technologies ouvre des perspectives prometteuses pour ce type de diagnostic. L'intégration de techniques d'intelligence artificielle et d'apprentissage automatique, associées aux capteurs électro-optiques, pourrait permettre le développement

de systèmes de surveillance automatisés capables d'analyser en temps réel les signaux mesurés et d'anticiper l'apparition de défauts internes.

Ainsi, ces perspectives contribuent à renforcer le potentiel de la méthode proposée et ouvrent la voie à des approches de diagnostic plus robustes, adaptées aux exigences des réseaux HTCC modernes.

LISTE DES RÉFÉRENCES

- [1] F. Schmuck, J. Seifert, I. Gutman, et A. Pigini, "Assessment of the condition of overhead line composite insulators," *Paris, CIGRE-2012, b2-214*, 2012.
- [2] K. Gao, L. Lyu, H. Huang, C. Fu, F. Chen, et L. Jin, "Insulation defect detection of electrical equipment based on infrared and ultraviolet photoelectric sensing technology," Dans *IECON 2019-45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2019, vol. 1, pp. 2184-2189: IEEE.
- [3] C. Yuan, C. Xie, L. Li, F. Zhang, et S. M. Gubanski, "Ultrasonic phased array detection of internal defects in composite insulators," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 23, no. 1, pp. 525-531, 2016.
- [4] B. Zhang, S. Shu, C. Chen, X. Wang, J. Xu, et C. Fang, "Composite Insulator Defect Identification Method Based on Acoustic–Electric Feature Fusion and MMSAE Network," *Energies*, vol. 16, no. 13, p. 4906, 2023.
- [5] Y. Gao, A. Xu, O. Qun, L. Zhang, et Y. Wang, "Insulator defect detection technology research," Dans *3rd International Conference on Material, Mechanical and Manufacturing Engineering (IC3ME 2015)*, 2015, pp. 1253-1257: Atlantis Press.
- [6] S. Li et J. Li, "Condition monitoring and diagnosis of power equipment: review and prospective," *High Voltage*, vol. 2, no. 2, pp. 82-91, 2017.
- [7] X. Li et al., "Research on defect type diagnosis of composite insulator based on infrared detection technology," Dans *Journal of Physics: Conference Series*, 2022, vol. 2276, no. 1, p. 012010: IOP Publishing.
- [8] Z. Zhang, Q. Huang, J. Geng, Q. Liu, et S. Zhang, "Defect Identification of Composite Insulator Based on Infrared Image," *Polymers*, vol. 14, no. 13, p. 2620, 2022.
- [9] Y. Chen, Y. Liu, J. Shen, X. Hao, et H. Chen, "Detection Method of Concealing Defect of Composite Insulators [J]," *Power Grid Technology*, vol. 12, pp. 58-63, 2006.
- [10] M. Hongwei, J. Huaiyuan, F. Yin, L. Li, et L. Wang, "Detection of Small Defects in Composite Insulators Using Terahertz Technique and Deconvolution Method," *IEEE TRANSACTIONS ON INSTRUMENTATION AND MEASUREMENT*, vol. 69, 2020.
- [11] H. Mei, H. Jiang, F. Yin, L. Li, et L. Wang, "Detection of small defects in composite insulators using terahertz technique and deconvolution method," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 69, no. 10, pp. 8146-8155, 2020.
- [12] J. Dadashizadeh Samakosh et M. Mirzaie, "Experimental-based models for predicting the flashover voltage of polluted SiR insulators using leakage current characteristics," *IET Science, Measurement & Technology*, vol. 14, no. 10, pp. 943-952, 2020.
- [13] X. Jiang, J. Yuan, L. Shu, Z. Zhang, J. Hu, et F. Mao, "Comparison of DC pollution flashover performances of various types of porcelain, glass, and composite insulators," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 2, pp. 1183-1190, 2008.

- [14] Y. Li, H. Yang, Q. Zhang, X. Yang, X. Yu, et J. Zhou, "Pollution flashover calculation model based on characteristics of AC partial arc on top and bottom wet-polluted dielectric surfaces," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 21, no. 4, pp. 1735-1746, 2014.
- [15] A. A. Salem *et al.*, "Investigating and modeling ageing effects on polymeric insulator electrical properties," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 82132-82150, 2023.
- [16] M. Wang, Y. Yuan, X. Jiang, T. Li, Q. Chen, et F. Zhou, "Switching impulse flashover performance of nonuniform pollution insulators in natural environment," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 30, no. 2, pp. 844-851, 2022.
- [17] S. Gubanski, A. Dernfalk, J. Andersson, et H. Hillborg, "Diagnostic methods for outdoor polymeric insulators," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 14, no. 5, pp. 1065-1080, 2007.
- [18] G. Kone, "Contribution à l'amélioration de la méthode en ligne de mesure de champ électrique pour détecter la présence de défauts internes au sein des isolateurs composites," Université du Québec à Chicoutimi, 2015.
- [19] M. Ramesh, L. Cui, et R. Gorur, "Impact of superficial and internal defects on electric field of composite insulators," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 106, pp. 327-334, 2019.
- [20] C. Volat, M. Jabbari, M. Farzaneh, et L. Duvillaret, "New method for in live-line detection of small defects in composite insulator based on electro-optic E-field sensor," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 20, no. 1, pp. 194-201, 2013.
- [21] D. Fasani *et al.*, "Diagnostics of Internal Defects in Composite Overhead Insulators Using an Optic E-Field Sensor," *Sensors*, vol. 24, no. 5, p. 1359, 2024.
- [22] S. Xiao-jun, J. Xiu-chen, S. Ge-hao, et Z. Yi, "Feasibility of E-Field Method for Faulty DC Insulators Live Detection,"
- [23] INMR. "Measuring Electric Field to Test Insulators in Service". <https://www.inmr.com/measuring-electric-field-to-test-insulators-in-service/>
- [24] C. d. R. d. I. É. (CRE). "Présentation des réseaux d'électricité". <https://www.cre.fr/electricite/reseaux-deelectricite/presentation-des-reseaux-deelectricite.html>
- [25] E. Joncquel, *Transpot d'Energie en Courant Countinu a Haute Tension*: Ed. Techniques Ingénieur, 2005.
- [26] J. Arrillaga, Y. H. Liu, et N. R. Waston, L. John Wiley & Sons, éd. *Flexible Power Transmission, The HTCC options.*, 2007
- [27] A. Moawwad, M. S. El Moursi, W. Xiao, et J. L. Kirtley, "Novel configuration and transient management control strategy for VSC-HTCC," *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 5, pp. 2478-2488, 2014.

- [28] F. METIERS. "La ligne HTCC de 1 100 kV entre Yunnan et Changzhou en Chine". <https://www.formationmetiers.ca/electricite/la-chine-sapprete-a-mettre-en-service-le-plus-puissant-transformateur-jamais-fabrique/>
- [29] H. Energy. "Patrimoine du CCHT". <https://www.hitachienergy.com/ca/fr/products-and-solutions/HTCC/HTCC-heritage>
- [30] H. Energy. "Raigarh-Pugalur UHTCC Link". <https://www.hitachienergy.com/news-and-events/customer-success-stories/raigarh---pugalur-uHTCC-link>
- [31] Power, "Offshore Wind Growth and HTCC Developments in the North Sea: Key Trends and Future Outlook," 2024. [En ligne]. Disponible: <https://www.powermag.com/offshore-wind-growth-and-HTCC-developments-in-the-north-sea-key-trends-and-future-outlook/>
- [32] H. Québec, "Interconnexion Hertel-New York," 2013. [En ligne]. Disponible: <https://www.hydroquebec.com/data/projets/interconnexion-hertel-new-york/pdf/2013E0513-bulletin-info-mai-2013.pdf>
- [33] N. U. Studies. "High Voltage Direct Current (HTCC)". <https://newunivstudies.org/aec/electricity/HTCC/pdci/>
- [34] H. Energy. "One of the largest HTCC transmissions in the world - two major Hitachi Energy HTCC links that supply Sao Paulo". <https://www.hitachienergy.com/news-and-events/customer-success-stories/itaipu>
- [35] INMR. "Pollution Design of HTCC/UHTCC Outdoor Bushings". <https://www.inmr.com/pollution-design-of-outdoor-HTCC-uHTCC-bushings/>
- [36] L. Xiong, F. Zhuo, F. Wang, X. Liu, M. Zhu, et H. Yi, "A novel fast open-loop phase locking scheme based on synchronous reference frame for three-phase non-ideal power grids," *Journal of power electronics*, vol. 16, no. 4, pp. 1513-1525, 2016.
- [37] L. Xiong *et al.*, "Static synchronous generator model: A new perspective to investigate dynamic characteristics and stability issues of grid-tied PWM inverter," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 9, pp. 6264-6280, 2015.
- [38] M. I. Hossain et M. A. Abido, "Positive-negative sequence current controller for LVRT improvement of wind farms integrated MMC-HTCC network," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 193314-193339, 2020.
- [39] W. Mao *et al.*, "Research on power equalization of three-phase cascaded H-bridge photovoltaic inverter based on the combination of hybrid modulation strategy and zero-sequence injection methods," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 67, no. 11, pp. 9337-9347, 2019.
- [40] W. Binbing, T. Yizhi, C. Yuxi, X. Abuduwayiti, et L. Xiong, "Virtual frequency construction-based vector current control for grid-tied inverter under imbalanced voltage," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 199654-199663, 2020.

- [41] A. E. Leon, J. M. Mauricio, J. A. Solsona, et A. Gomez-Exposito, "Adaptive control strategy for VSC-based systems under unbalanced network conditions," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 311-319, 2010.
- [42] B. Zhu, X. Chen, et X. Luo, "VSC control strategy for HTCC compensating harmonic components," *Energy Reports*, vol. 9, pp. 1101-1107, 2023.
- [43] X. Rong, J. K. Shek, D. E. Macpherson, et P. Mawby, "The Study of Multi-Terminal DC Systems in an Offshore Wind Environment: A Focus on Cable Ripple Analysis," *Energies*, vol. 17, no. 8, p. 1978, 2024.
- [44] S. Wu, X. Zhang, Z. He, M. Jin, et L. Qi, "An Economical Concentrated DC Chopper Based on Thyristors With Resonant Self-Turn-Off Ability for Offshore Wind VSC-HTCC System," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2023.
- [45] X. Shi, Z. Wang, B. Liu, Y. Liu, L. M. Tolbert, et F. Wang, "Characteristic investigation and control of a modular multilevel converter-based HTCC system under single-line-to-ground fault conditions," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 1, pp. 408-421, 2014.
- [46] X. Shi, Z. Wang, B. Liu, Y. Li, L. M. Tolbert, et F. Wang, "DC impedance modelling of a MMC-HTCC system for DC voltage ripple prediction under a single-line-to-ground fault," Dans *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2014, pp. 5339-5346: IEEE.
- [47] Z. Du, Y. Yang, J. Yang, J. Chen, T. Sun, et H. Mao, "Study on DC side harmonic performance of VSC HTCC," Dans *2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, 2020, pp. 982-989: IEEE.
- [48] A. Stepanov, H. Saad, J. Mahseredjian, et A. Wataré, "Overview of generic HTCC-MMC control under unbalanced grid conditions," Dans *Proceedings of IPST 2017 Conference, Seoul, Korea*, 2017.
- [49] Z. Liu, X. Yang, X. Lv, B. Chen, et Y. Zhang, "Dynamic interaction analysis among different control loops and stability enhancement strategy for MMC-HTCC systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 147, p. 108835, 2023.
- [50] M. Alharbi, S. Isik, A. Alkuhayli, et S. Bhattacharya, "Power Ripple Control Method for Modular Multilevel Converter under Grid Imbalances," *Energies*, vol. 15, no. 10, p. 3535, 2022.
- [51] M. Guan, Z. Xu, et H. Li, "Analysis of DC voltage ripples in modular multilevel converters," Dans *2010 International Conference on Power System Technology*, 2010, pp. 1-6: IEEE.
- [52] Y. Ma et L. Fan, "Circulating current and DC current ripple control in MMC under unbalanced grid voltage," Dans *2015 North American Power Symposium (NAPS)*, 2015, pp. 1-6: IEEE.

- [53] S. Li, L. Yang, et T. Wang, "Analysis of the dc-link voltage ripple for the three-phase voltage source converter under nonlinear output current," *Energies*, vol. 15, no. 8, p. 2892, 2022.
- [54] D. Cuiqing, "The control of VSC-HTCC and its use for large industrial power systems," *Licentiate in Engineering, Dept. of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Sweden*, 2003.
- [55] D. W. Spier, E. Prieto-Araujo, O. Gomis-Bellmunt, et J. L. Mestre, "Analytic estimation of the MMC sub-module capacitor voltage ripple for balanced and unbalanced AC grid conditions," *arXiv preprint arXiv:2109.00310*, 2021.
- [56] A. Timofejevs et D. Gamboa, "Control of MMC in HTCC Applications," *Master Master*, 2013.
- [57] R. Li, G. P. Adam, D. Holliday, J. E. Fletcher, et B. W. Williams, "Hybrid cascaded modular multilevel converter with DC fault ride-through capability for the HTCC transmission system," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 4, pp. 1853-1862, 2015.
- [58] S. Wang, D. Bao, G. Gontijo, S. Chaudhary, et R. Teodorescu, "Modeling and mitigation control of the submodule-capacitor voltage ripple of a modular multilevel converter under unbalanced grid conditions," *Energies*, vol. 14, no. 3, p. 651, 2021.
- [59] M. U. Bhutto *et al.*, "Innovative model predictive control for HTCC: circulating current mitigation and fault resilience in Modular Multilevel converters," *Frontiers in Energy Research*, vol. 12, p. 1345032, 2024.
- [60] Z. Zhang *et al.*, "Study on the Aging Characteristics of a $\pm$ 500 kV Composite Dead-End Insulator in Longtime Service," *Polymers*, vol. 16, no. 13, p. 1944, 2024.
- [61] INMR. "Gallery". <https://www.inmr.com/gallery/>
- [62] INMR. "Mitigating Corona on Composite Line Insulators". <https://www.inmr.com/assessing-mitigating-corona-on-composite-line-insulators/>
- [63] S. Yang, Z. Jia, et X. Ouyang, "Effects of algae contamination on the hydrophobicity of high-voltage composite insulators," *High Voltage*, vol. 4, no. 3, pp. 234-240, 2019.
- [64] C. Spellman, H. Young, A. Haddad, A. Rowlands, et R. Waters, "Survey of polymeric insulator ageing factors," Dans *1999 Eleventh International Symposium on High Voltage Engineering*, 1999, vol. 4, pp. 160-163: IET.
- [65] O. A. Lasabi, "Performance of insulators under HTCC stress," 2018.
- [66] S. Amin et M. Amin, "Natural aging of SiR insulators in Pakistan," Dans *2009 International Conference on Emerging Technologies*, 2009, pp. 114-117: IEEE.
- [67] Z. Zhang, X. Qiao, S. Yang, et X. Jiang, "Non-uniform distribution of contamination on composite insulators in HTCC transmission lines," *Applied Sciences*, vol. 8, no. 10, p. 1962, 2018.

- [68] N. Yoshimura, S. Kumagai, et S. Nishimura, "Electrical and environmental aging of silicone rubber used in outdoor insulation," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 6, no. 5, pp. 632-650, 1999.
- [69] A. Al-Gheilani, W. Rowe, Y. Li, et K. L. Wong, "Stress control methods on a high voltage insulator: A review," *Energy Procedia*, vol. 110, pp. 95-100, 2017.
- [70] J. Kuffel et P. Kuffel, *High voltage engineering fundamentals*: Elsevier, 2000.
- [71] S. Kumara, S. Alam, I. R. Hoque, Y. V. Serdyuk, et S. M. Gubanski, "DC flashover characteristics of a polymeric insulator in presence of surface charges," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 19, no. 3, pp. 1084-1090, 2012.
- [72] S. Nandi, B. Subba Reddy, et D. Sharma, "Performance of composite insulators used for electric transmission under extreme climatic conditions," *Journal of Materials Engineering and Performance*, vol. 28, pp. 5959-5969, 2019.
- [73] Z. Yuan, Y. Tu, C. Wang, D. Liang, et Y. Jiang, "Study on artificial multi-stress ageing characteristics of composite insulators," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 16, pp. 3862-3866, 2018.
- [74] M. Akbar et B. Mehmood, "Global experience of HTCC composite insulators in outdoor and indoor environment," *Reviews on Advanced Materials Science*, vol. 59, no. 1, pp. 606-618, 2020.
- [75] G. JM, "Pollution of overhead line insulators : update on standards and insulators performance under severe contamination for AC and DC lines," présenté à INTERNATIONAL CONFERENCE ON OVERHEAD LINES, Fort Collins, Colorado U.S.A, 2024. [En ligne]. Disponible: <https://www.sediver.com/wp-content/uploads/SEDOC19114-Pollution-of-overhead-line-insulators-EDM.pdf>
- [76] P. P. Division. "Testeur de ligne directe d'haute tension de Positron pour isolateurs en composite, porcelaine et polymères". https://www.positronpower.com/Testeurs_de_Positron/testeurs.php
- [77] R. Piccin, A. R. Mor, P. Morshuis, A. Girodet, et J. Smit, "Partial discharge analysis of gas insulated systems at high voltage AC and DC," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 22, no. 1, pp. 218-228, 2015.
- [78] Kapteos. "Les produits et services KAPTEOS". <https://www.kapteos.com/products-services>
- [79] SEVES, "Sediver composite suspension insulators," 2008. [En ligne]. Disponible: <https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2013/04/17/Katalog-Seves-2.pdf>
- [80] K. Padiyar, *HTCC power transmission systems: technology and system interactions*: New Age International, 1990.

- [81] I. E. Commission, "Determination of Power Losses in HTCC Converter Stations," *IEC Std*, vol. 61803,
- [82] J. Arrillaga, *High voltage direct current transmission*: let, 1998.
- [83] B. R. Andersen et S. L. Nilsson, *High Voltage DC Transmission Systems: HTCC*: Springer Nature, 2025.
- [84] I. E. Commission, "60815: Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions," *Part 4: Insulators for d.c. systems*, 2016.
- [85] L. Composite Insulators Co. "400 kV Composite Suspension Insulator (FXBW-400/160)". https://www.composite-insulators.com/composite-insulator/composite-long-rod-insulator/400_KV-composite-suspension-insulator-with.html (Consulté le 2026-01-12).
- [86] J. He et R. S. Gorur, "Charge simulation based electric field analysis of composite insulators for HTCC lines," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 21, no. 6, pp. 2541-2548, 2015.
- [87] M. K. Hussain et B. M. Alshadeedi, "Optimal design of high voltage composite insulators with grading rings in different configurations," *Electric Power Systems Research*, vol. 221, p. 109493, 2023.