

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Ecole Nationale Polytechnique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Département d'Electrotechnique
Laboratoire de Recherche en Électrotechnique

Thèse de doctorat présenté par :
Mohamed BOUHAUCHE

Master en Électrotechnique

Pour l'obtention du titre de
Docteur Troisième Cycle (D/LMD) en Électrotechnique

Thème

Etude et analyse du comportement des isolateurs composites utilisés en Algérie

Soutenue publiquement le 14 Juin 2018 à 10h à l'amphithéâtre A.Ouabdesselam (ex 1C) devant le jury composé de :

Président	A. HELLAL	Professeur, ENP
Directeur	A. MEKHALDI	Professeur, ENP
Co-directeur	M. TEGUAR	Professeur, ENP
Examineurs	A. BOUBAKEUR	Professeur, ENP
	A. NACER	Professeur, USTHB
	H. MOULAI	Professeur, USTHB

ENP 2018

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Ecole Nationale Polytechnique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Département d'Electrotechnique
Laboratoire de Recherche en Électrotechnique

Thèse de doctorat présenté par :
Mohamed BOUHAUCHE

Master en Électrotechnique

Pour l'obtention du titre de
Docteur Troisième Cycle (D/LMD) en Électrotechnique

Thème

Etude et analyse du comportement des isolateurs composites utilisés en Algérie

Soutenue publiquement le 14 Juin 2018 à 10h à l'amphithéâtre A.Ouabdesselam (ex 1C) devant
le jury composé de :

Président	A. HELLAL	Professeur, ENP
Directeur	A. MEKHALDI	Professeur, ENP
Co-directeur	M. TEGUAR	Professeur, ENP
Examineurs	A. BOUBAKEUR	Professeur, ENP
	A. NACER	Professeur, USTHB
	H. MOULAI	Professeur, USTHB

ENP 2018

Remerciements

Il n'y a guère au monde un plus bel excès que celui de la reconnaissance...

Arrivant au bout de cette thèse, j'ai le grand plaisir d'exprimer ma grande gratitude envers les personnes en qui j'ai trouvé un soutien.

Mes premières pensées se dirigent tout naturellement vers mes directeurs de thèse, Professeurs Abdelouahab MEKHALDI et Madjid TEGUAR, pour le formidable encadrement qu'ils m'ont accordé tout au long de ce travail. Je ne peux que les remercier, non seulement pour leurs compétences scientifiques, leurs conseils, mais aussi pour leurs qualités humaines, leur compréhension et pour la confiance qu'ils m'ont toujours témoigné.

Je remercie sincèrement Monsieur Abdelhafid HELLAL, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique, de m'avoir fait l'honneur de présider mon jury de thèse. J'adresse également ma profonde reconnaissance à Monsieur Ahmed BOUBAKEUR, Professeur à Ecole Nationale Polytechnique, à Monsieur Azzedine NACER, Professeur à l'Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene et à Monsieur Houcine MOULAI, Professeur à l'Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, pour avoir accepté de juger mon travail et de participer à mon jury de thèse en tant qu'examineurs.

J'adresse un grand Merci à Madame Ghislaine VOGUET pour son implication dans ce travail. Le regard critique, juste et avisé qu'elle a porté sur la rédaction de ce présent manuscrit n'a pu que m'encourager à être encore plus perspicace et engagé dans mes recherches.

A tous mes ami(e)s, je dis merci et je tiens à les associer à ce travail car c'est grâce à leur soutien et leur amitié que j'ai pu passer cette période si enrichissante. Ils sont bien nombreux pour les citer tous, mais je suis certain qu'ils se reconnaîtront et qu'ils savent à quels points ils sont importants pour moi.

Je ne pourrai terminer cette page sans dire un énorme MERCI à ma famille. Merci Maman pour ta tendresse, ta compréhension et surtout tes prières ... Merci Papa pour ta sagesse, ta présence même discrète et ton regard plein de fierté... Merci Nawel, Merci Billel pour être ce que vous êtes, une sœur et un frère qui, pour le monde entier je ne cesserai pas d'aimer... Tout ce que je suis est le fruit de vos sacrifices et j'espère être toujours à la hauteur. Que le Bon Dieu vous protège... Je vous aime.

تسجل العوازل المركبة أداء كهربائيا أفضل مقارنة بالعوازل الزجاجية، من أجل هذا نقترح في هذا العمل دمجها في خط كهربائي مزدوج 400 كيلو فولت يقع في شمال غرب الجزائر. لذلك، أجريت مراجعة للأبحاث المقامة لتحليل، مقارنة و تحسين دراسة مجال الحقل الكهربائي على طول العوازل المركبة. بعد ذلك قمنا بدراسة توزيع مجال الحقل الكهربائي على نموذج بسيط لعازل كهربائي مركب 400 كيلو فولت مع توضيح فائدة استعمال الحلقات الإكليلية لهذه العوازل في هذا المستوى من التوتر و موضحين أيضا تأثير وجود قطرات الماء وطبقة من التلوث على سطح العازل الكهربائي. من أجل استخدام عازل مركب ذو شكل مناسب لاستعماله في الخط 400 كيلو فولت، تم إجراء مقارنة من حيث توزيع مجال الحقل الكهربائي في المناطق الحرجة (النقطة الثلاثية) بين ثلاث عوازل كهربائية ذات هندسة مختلفة و تحت ظروف سطحية مختلفة. على الخط 400 كيلو فولت، ركزنا دراستنا على الطور 2، الذي يتعرض لأكبر جهد كهربائي مقارنة بالأطوار المتبقية. تم تحليل تأثير الوصلات المعدنية، البرج، الأطوار والنواقل على توزيع مجال الحقل الكهربائي. تمت أيضا دراسة استخدام النواقل المجمع. أخيرا، من خلال مقارنة العوازل الزجاجية المستعملة و العازل الكهربائي المركب المختار، تظهر النتائج أن مجال الحقل الكهربائي يكون أضعف عند استخدام العوازل المركبة. تم إجراء عمليات المحاكاة باستخدام طريقة العناصر المنتهية بواسطة البرنامج التجاري COMSOL Multiphysics® 4.3.

الكلمات المفتاحية: عازل زجاجي، عازل مركب، توزيع مجال الحقل الكهربائي، خط مزدوج 400 كيلوفولت، قطرات الماء، التلوث، النقطة الثلاثية، الوصلات المعدنية، البرج، الأطوار، النواقل، حلق إكليلي، طريقة العناصر المنتهية، COMSOL Multiphysics.

Abstract

Because of their better electrical performances over glass insulators, we propose in this work to integrate composite insulators in a 400 kV double circuit situated in the northwest of Algeria. Thereby, a large review in the existing literature is conducted to analyze, compare and improve electrical field studies along composite insulators. Then, we established a study of electric field distribution on a simple model of 400 kV composite insulator by presenting the utility of using corona rings at this voltage rating level and also the influence of water droplets and pollution layer presence on the surface of composite insulator. To use a proper composite insulator profile to be integrated into the 400 kV line, a comparison in terms of electric field distribution is done between three configurations of composite insulator with different geometries and under different surface conditions in the critical zones (triple junction point). On the 400 kV line, we focused our study on phase 2 which presents the highest electrical stress among the remaining ones. The impact of hardware fittings, tower, phases and conductors on the electric field distribution was analyzed. Effects of bundled conductors have been also studied. Finally, by comparing the installed glass insulator with the selected composite insulator, results show that the electrical field is lower when using composite insulators. Simulations were carried out by employing the Finite Element Method (FEM) using COMSOL Multiphysics® 4.3 software.

Keywords: glass insulator, composite insulator, electric field distribution, 400 kV double circuit line, water droplets, pollution, triple junction point, hardware fittings, tower, phases, conductors, corona ring, FEM, COMSOL Multiphysics.

Résumé

Pour les meilleures performances électriques des isolateurs composites par rapport aux isolateurs en verre, nous proposons dans ce travail de les intégrer dans une ligne 400 kV à deux ternes située dans le nord-ouest de l'Algérie. De ce fait, une large étude bibliographique a été effectuée afin d'analyser, comparer et améliorer les études du champ électrique le long des isolateurs composites. Ensuite, nous avons établi une étude de la distribution du champ électrique sur un modèle simple d'isolateur composite 400 kV en présentant l'utilité des anneaux de garde pour ces isolateurs à ce niveau de tension mais aussi l'influence de la présence de gouttelettes d'eau et d'une couche de pollution à la surface de l'isolateur composite. Afin d'utiliser un bon profil d'isolateur composite à intégrer dans la ligne 400 kV, une comparaison en termes de distribution du champ électrique dans les zones critiques (point triple) a été effectuée entre trois configurations d'isolateur composite de géométrie différente et sous différentes conditions d'état de surface. Sur la ligne 400 kV, nous avons focalisé notre étude sur la phase 2 qui présente le plus grand stress électrique parmi les autres restantes. L'impact des connexions métalliques, du pylône, des phases et des conducteurs sur la distribution du champ électrique a été analysé. L'utilisation de conducteurs en faisceaux a été étudiée également. Enfin, en comparant entre l'isolateur en verre installé et l'isolateur composite choisi, les résultats montrent que le champ électrique est plus faible dans le cas d'utilisation des isolateurs composites. Les simulations ont été réalisées en utilisant la méthode des éléments finis (FEM) en utilisant le logiciel COMSOL Multiphysics® 4.3.

Mots clés : isolateur en verre, isolateur composite, distribution du champ électrique, ligne 400 kV à deux ternes, gouttelettes d'eau, pollution, point triple, connexions métalliques, pylône, phases, conducteurs, anneau de garde, FEM, COMSOL Multiphysics.

Sommaire

Introduction générale.....	7
Chapitre I. Généralités sur les isolateurs composites	
Introduction	10
I.1. Structure des isolateurs composites	10
I.1.1. Le noyau	11
I.1.2. Revêtement extérieur et jupes	11
I.1.2.1. Ethylène Propylène Diène Monomère (EPDM)	12
I.1.2.2. Elastomères de silicone	12
I.1.3. Armatures métalliques.....	13
I.2. Caractéristiques hydrophobes des surfaces diélectriques composites	13
I.3. Processus de vieillissement des isolateurs composites	16
I.3.1. Description du processus de vieillissement	16
I.3.2. Influence des différents facteurs sur le vieillissement des surfaces composites.....	19
I.3.2.1. Influence des rayonnements ultraviolets sur la surface des isolateurs.....	19
I.3.2.2. Effets de la température	20
I.3.2.3. Principales conséquences de l'effet couronne sur la surface des isolateurs.....	20
I.3.2.4. Vieillissement par les bio-films	23
I.4. Mécanisme de contournement des isolateurs en polymères	24
Conclusion.....	25
Chapitre II. De la simulation du champ électrique	
Introduction	27
II.1. Influence de l'humidité de l'air et de la pollution sur le champ électrique dans un isolateur polymérique	27
II.2. Optimisation de la conception des isolateurs composites à haute tension par des simulations du champ électrique	31
II.3. Amélioration de la distribution du champ électrique autour des extrémités des isolateurs composites en série avec des isolateurs en verre	33
II.4. Etude de la distribution du champ électrique pour un isolateur 22 kV dans un système triphasé	37
II.5. Calculs du champ électrique le long d'un isolateur en polymère en utilisant une modélisation à dimensions réduites.....	41
II.6. Etude de simulation du champ électrique et caractéristiques de l'effet couronne dans un isolateur composite en présence de gouttelettes d'eau	48
Conclusion.....	53

Chapitre III. Simulation numérique du champ électrique le long des isolateurs composites

Introduction	55
III.1. Méthodes utilisées pour l'étude de la distribution du champ électrique	55
III.1.1. Méthodes expérimentales.....	55
III.1.2. Méthodes numériques.....	56
III.2. Logiciel utilisé pour l'étude et la méthode des éléments finis	58
III.2.1. Description	58
III.2.2. La méthode des éléments finis en deux dimensions [62].....	59
III.2.2.1. Exemple d'étude.....	59
III.2.2.2. Approche différentielle	59
III.2.2.3. Maillage en éléments finis triangulaires du premier ordre	61
III.2.2.4. Interpolation élément fini.....	62
III.2.2.5. La méthode des résidus pondérés	64
III.3. Analyse du champ électrique le long d'un isolateur composite	65
III.3.1. Zones et valeurs critiques à considérer.....	65
III.3.2. Caractéristiques de l'isolateur composite utilisé.....	66
III.3.3. Identification des domaines dans le logiciel COMSOL.....	67
III.3.4. Prédéfinition des conditions de calcul du champ électrique.....	68
III.3.5. Etude du champ électrique le long du revêtement extérieur	69
III.3.5.1. Influence de la présence de l'anneau de garde.....	69
III.3.5.2. Influence de la présence des gouttelettes d'eau	70
III.3.5.3. Influence de la présence d'une couche de pollution uniforme.....	72
III.3.6. Etude du champ électrique le long du noyau.....	73
III.3.6.1. Influence de la présence de l'anneau de garde.....	73
III.3.6.2. Influence de la présence des gouttelettes d'eau	74
III.3.6.3. Influence de la présence de la couche de pollution uniforme	74
Conclusion.....	76

Chapitre IV. Etude d'intégration des isolateurs composites dans une ligne 400 kV en Algérie

Introduction	78
IV.1. Introduction des isolateurs composites en Algérie [75].....	78
IV.2. Le niveau 400 kV en Algérie	80
IV.3. Proposition d'intégration des isolateurs composites dans une ligne 400 kV en Algérie	82
IV.3.1. La ligne 400 kV à deux ternes ORAN-BLIDA [78]	82
IV.3.2. Choix de l'isolateur composite à intégrer dans la ligne 400 kV	84

IV.3.2.1. Propriétés des isolateurs composites étudiés.....	84
IV.3.2.2. Analyse du champ électrique pour état de surface sec et propre.....	85
IV.3.2.3. Analyse du champ électrique en présence d'une couche de pollution uniforme ..	86
IV.3.2.4. Analyse du champ électrique en présence d'une couche de pollution non uniforme .	86
IV.3.2.5. Analyse du champ électrique en présence de gouttelettes d'eau.....	88
IV.3.3. Sélection de la phase critique à étudier	90
IV.3.4. Effets des différents éléments de la ligne sur la distribution du champ électrique	92
IV.3.5. Simplification du modèle étudié	94
Conclusion.....	96
Conclusion générale	98
Annexes	100
Références bibliographiques	111

Introduction générale

Les lignes à haute et très haute tension forment le composant principal des réseaux de transport de l'énergie électrique. En dehors des conducteurs, les isolateurs constituent un élément essentiel dans le bon fonctionnement de ces lignes [1]. Par définition, les isolateurs assurent à la fois un support mécanique et électrique. En effet, ils supportent les parties portées à la haute tension et les isolent du pylône [2].

En service, les isolateurs doivent supporter aussi bien les contraintes électriques dans leurs conditions normales et anormales d'exploitation (surtensions transitoires) que les contraintes environnementales (chaleur, pluie, rayonnements ultraviolets, ...). Un bon choix et un bon dimensionnement des isolateurs s'imposent pour assurer la fiabilité et la qualité de l'isolement haute tension. Les matériaux isolants sont parmi les facteurs prépondérants dans leur conception, de leur réalisation et de leur exploitation.

Au cours de ces dernières années, les isolateurs en polymère, ou encore isolateurs composites, ont été largement acceptés comme substituts aux isolateurs traditionnels en porcelaine ou en verre en raison des multiples avantages qu'ils offrent [3]. Mais ils sont très sensibles à la présence du champ électrique. Des valeurs élevées de l'intensité du champ électrique mènent en général à la formation de décharges partielles à la surface de l'isolateur [4]. En outre, les contraintes environnementales sévères combinées à ces décharges pourraient conduire au contournement [5].

L'évaluation de la distribution du champ électrique le long des isolateurs composites s'avère donc nécessaire pour le monitoring de leurs performances à court et à long terme. De nos jours, ce sont les méthodes numériques qui sont largement utilisées pour l'étude de la répartition du champ électrique, remplaçant les méthodes expérimentales onéreuses en termes de temps et d'argent [6].

Le travail présenté dans ce document comporte une proposition d'intégration des isolateurs composites dans une ligne 400 kV en Algérie en vue de généraliser leur utilisation dans le réseau algérien. Cette proposition concerne l'étude de la distribution du champ électrique le long de ces isolateurs par le logiciel COMSOL Multiphysics ® 4.3 basé sur la méthode des éléments finis.

Dans le premier chapitre, une revue de l'état des connaissances sur les isolateurs composites est donnée. Leur structure, leur caractère hydrophobe, les phénomènes de

vieillesse, ainsi que le mécanisme de contournement y sont décrits pour mieux comprendre la conception de ces équipements et comment les exploiter au mieux.

Le deuxième expose les principaux travaux qui traitent de la distribution du champ électrique le long des isolateurs composites. Ces travaux sont en grande partie basés sur des simulations en tenant compte de l'influence des caractéristiques des matériaux de conception mais surtout des facteurs environnementaux dans le but d'optimiser la répartition du champ électrique.

Dans le troisième chapitre, nous exposons dans un premier temps les différentes méthodes utilisées pour l'étude du champ électrique. Nous procédons ensuite à la description du logiciel COMSOL Multiphysics et de la méthode des éléments finis avec à l'appui un exemple simple de son application en 2D. Et enfin, nous analysons la distribution du champ électrique le long d'un modèle 2D d'isolateur composite 400 kV sous différentes conditions de surface (sèche et propre, sous pollution uniforme et en présence de gouttelettes d'eau).

Le quatrième et dernier chapitre introduit l'utilisation des isolateurs composites dans le réseau électrique algérien mais aussi le palier 400 kV en Algérie. Une fois la configuration de l'isolateur composite à intégrer dans la ligne 400 kV à deux ternes de Oran – Blida prise comme ligne d'étude, est choisie, l'analyse du champ électrique est faite pour un état de surface sec et propre sur la phase la plus contraignante entre les six phases existantes de la ligne en tenant compte de l'influence des différents éléments de ligne tels que le pylône, les conducteurs, les phases, ...

En dernier lieu, dans une synthèse des principales remarques faites au cours de cette étude, nous présentons les principaux résultats obtenus ainsi que les perspectives de recherche qui en découlent.

Chapitre I
Généralités sur les
isolateurs composites

Introduction

Les isolateurs composites sont de plus en plus utilisés dans les installations extérieures par les compagnies d'électricité, traditionnellement prudentes, à travers le monde. Leur croissance est liée à leurs avantages par rapport aux isolateurs traditionnels (en céramique ou en verre). On citera notamment : la légèreté, une bonne résistance mécanique par rapport au poids, une résistance aux actes de vandalisme, de meilleures performances en présence de la pollution et dans les conditions humides. L'utilisation massive des isolateurs polymériques a entraîné de nombreuses études visant à maîtriser et améliorer les performances en service de ce type d'isolateurs.

Plusieurs questions liées à l'état de l'art sur les isolateurs polymériques seront abordées. Dans un premier temps, c'est la structure des isolateurs composites qui est introduite. Quelques notions sur la mesure du caractère hydrophobe des diélectriques en polymères doivent être données pour pouvoir ensuite décrire le mécanisme de vieillissement des surfaces composites en tenant compte des différents paramètres influençant ce phénomène. Enfin, comme résultat du phénomène de vieillissement, le mécanisme de contournement des isolateurs non-céramiques sera exposé.

I.1. Structure des isolateurs composites

Le concept de base des isolateurs composites consiste à combiner divers matériaux qui peuvent répondre, grâce à la combinaison de leurs propriétés spécifiques, aux différentes fonctions remplies par les isolateurs. Un isolateur composite est globalement constitué d'une partie isolante qui consiste en un noyau interne d'un matériau approprié et d'un revêtement extérieur et d'une partie métallique solidaire au noyau. La figure I.1 illustre les détails de construction d'un isolateur composite.

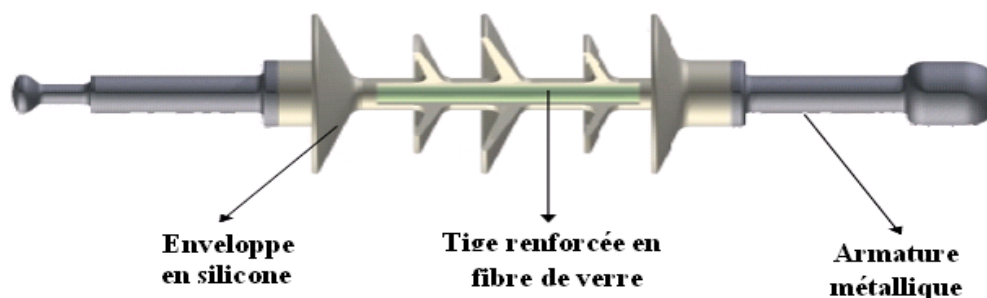


Figure I.1. Détails de construction d'un isolateur composite.

I.1.1. Le noyau

Le noyau d'un isolateur composite a le double rôle d'être la partie isolante principale de l'isolateur mais aussi d'être le principal élément de support contre les différentes contraintes mécaniques (forces de traction, de flexion ou de compression ou encore combinaison de celles-ci). Il est constitué de résine renforcée par des fibres de verre alignées axialement contenant 70 à 75% en poids de fibres de verre. Le diamètre des fibres est compris entre 5 à 20 μm . La matière de résine peut être en polyester ou époxy.

L'étanchéité entre le jonc et les ferrures métalliques est considérée comme l'élément le plus important dans la conception d'un isolateur composite. Elle peut être assurée par trois procédés : collage, friction ou moulage. Généralement, la rupture de la chaîne isolante (en anglais *Brittle Fracture*) a lieu en raison d'une scission au niveau de la tige en fibre de verre suite à la fragilité de l'étanchéité entre le jonc et les extrémités métalliques, permettant ainsi l'infiltration des polluants atmosphériques et l'humidité.

I.1.2. Revêtement extérieur et jupes

Le revêtement est la partie extérieure isolante de l'isolateur qui assure la ligne de fuite nécessaire et protège le noyau des intempéries. Une gaine intermédiaire réalisée en un matériel isolant fait partie du revêtement. On appellera jupe la partie du revêtement en projection dont le rôle est d'augmenter la ligne de fuite. Les jupes peuvent comporter ou non des nervures.

Plusieurs types de matériaux diélectriques composites ont été développés par les fabricants, chacun présentant des propriétés particulières. Il s'agit notamment des PolyTétraFluoroÉthylène (PTFE) ou Téflon, des résines époxy, du polyéthylène (PE), des élastomères éthylène-propylène et des élastomères de silicone. Toutefois, seuls les matériaux élastomères ont connu le succès dans les applications d'isolation extérieure, surtout pour les élastomères de silicone qui ont gardé leurs performances à long terme dans pratiquement tous les environnements. Des conceptions hybrides ont été introduites : le noyau est en céramique, tandis que le revêtement est en silicone [7].

Les élastomères silicones sont les plus utilisées dans les systèmes d'isolation extérieurs des réseaux de transmission. Une étude réalisée par le groupe de travail 22.03 de la CIGRE a montré que les isolateurs composites utilisent pour la plupart l'élastomère de silicone comme matériau de revêtement [8]. L'Éthylène Propylène Diène Monomère (EPDM) et les autres matériaux ne sont utilisés que minoritairement. Selon S. Gurbanski et A. E. Vlastos [9], les isolateurs en silicone ont un meilleur comportement que les isolateurs en EPDM. En effet, tous les isolateurs qu'ils ont testés ont pu recouvrer leur hydrophobicité, ce qui ne fut pas le cas des isolateurs en EPDM. De nombreux travaux ont montré que les surfaces en élastomère de silicone recouvraient plus rapidement leur hydrophobicité que les surfaces en EPDM [10-12]. L'EPDM et les élastomères de silicone (en anglais « Silicone Rubber, (*SiR*) »), les plus utilisés, vont être décrits ci-dessous.

I.1.2.1. Ethylène Propylène Diène Monomère (EPDM)

L'EPDM est le copolymère d'éthylène et de propylène avec un mélange de diène non conjugué. Les chaînes EPDM sont une combinaison aléatoire d'unités d'éthylène et de propylène formant des chaînes de polymères saturées sans doubles liaisons de carbone, sensibles aux attaques par l'ozone et aux UV [13-14]. Un diène fournit des doubles liaisons capables de former une réticulation. La chaîne principale sans doubles liaisons de carbone possède les caractéristiques de haute résistance aux intempéries par UV et à l'ozone [15]. Le processus de réticulation de l'EPDM avec l'éthylidène-norborène (le diène couramment utilisé) est illustré à la figure I.2.

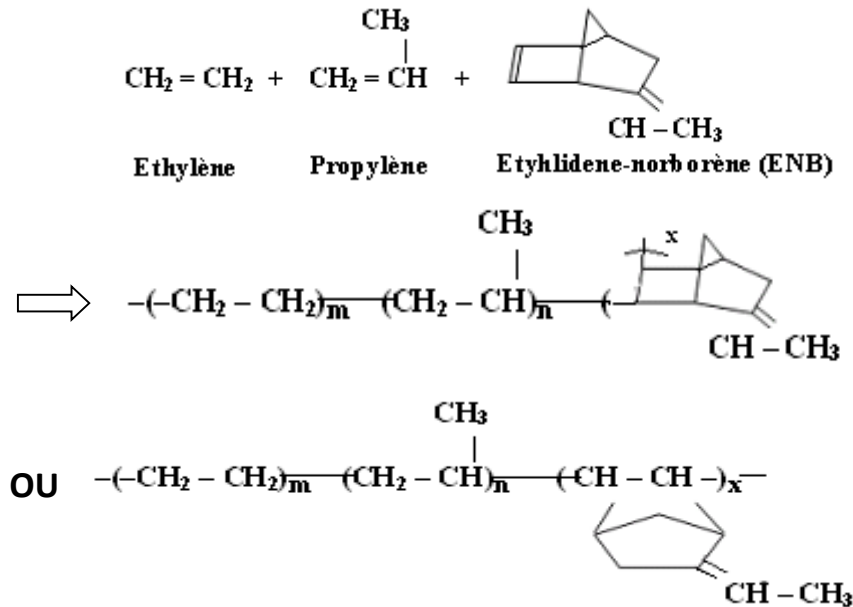


Figure I.2. Formation de l'EPDM.

I.1.2.2. Elastomères de silicone

Les élastomères de silicone ont un squelette moléculaire d'atomes alternés de silicium et d'oxygène. Certains groupes organiques sont fixés aux chaînes principales, comprenant un groupe méthyle, phényle ou vinyle. Cette structure donne des propriétés de bonne résistance aux UV et à l'ozone. Un polymère de base utilisé dans les élastomères de silicone est représenté à la figure I.3 ; il est principalement basé sur des chaînes linéaires de Poly(diméthylsiloxane) (PDMS) [16].

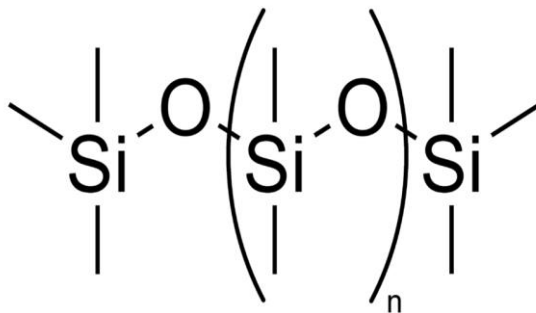


Figure I.3. Structure chimique du Poly(diméthylsiloxane).

I.1.3. Armatures métalliques

Une armature métallique est un dispositif faisant partie d'un isolateur composite, qui sert à fixer celui-ci à une charpente, à un conducteur, à une partie d'un équipement ou à un autre isolateur. Les armatures d'extrémités sont en général en métal (acier ou aluminium). Un degré de standardisation plus élevé est observé pour les armatures d'extrémités des isolateurs de ligne pour assurer une substitution facile des isolateurs conventionnels existant par des solutions à isolateurs composites. La figure I.4 présente des formes d'armatures métalliques d'extrémités typiques.



Figure I.4. Formes d'armatures d'extrémités typiques.

I.2. Caractéristiques hydrophobes des surfaces diélectriques composites

L'excellente performance des isolateurs non-céramiques sous pollution est due à la propriété hydrophobe des surfaces des jupes en présence d'humidité et de contamination. Au cours de leur durée de service, les effets combinés des contraintes électrique et environnementale accélèrent le vieillissement des isolateurs composites, processus qui sera décrit ultérieurement. Par conséquent, les propriétés hydrophobes des jupes en matériau polymère seront temporairement ou définitivement perdues.

L'hydrophobicité décrit la mouillabilité d'une surface. Il existe deux méthodes qui sont généralement utilisées pour décrire le caractère hydrophobe d'une surface diélectrique composite. La première est la méthode de la goutte posée ou en anglais « sessile drop method » et la seconde est la méthode de classification de l'hydrophobicité.

Le procédé classique, qui est habituellement utilisé dans les laboratoires pour caractériser l'hydrophobicité de la surface, est la méthode de la goutte posée [17]. Une goutte d'eau unique est posée sur la surface qui doit être examinée. Une tangente est obtenue sur la surface de la goutte d'eau au point triple eau-solide-air. L'angle formé par cette tangente et la ligne base de la goutte d'eau est appelé angle de contact statique « θ ». L'angle de contact θ représenté sur la figure I.5 est utilisé pour caractériser le caractère hydrophobe d'une surface. Les angles de contact sont mesurés en degrés : un angle « petit » est en dessous d'environ 20° et un angle « grand » est de 90° ou plus. Petits angles signifient que la surface est hydrophile, si non, la surface est hydrophobe. L'angle de contact peut être déterminé aussi en utilisant un

goniomètre. Cette technique est relativement simple et donne une bonne indication de l'état hydrophobique de la surface.

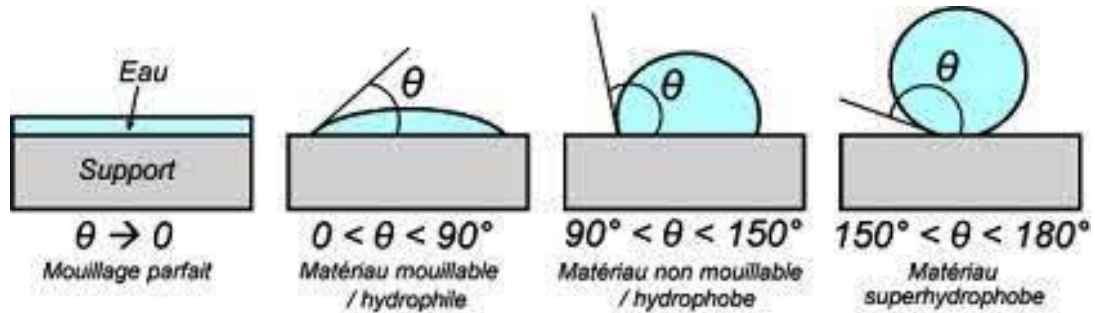


Figure I.5. Schémas de différents angles de contact entre une goutte d'eau et une surface solide.

La méthode de classification de l'hydrophobicité (Hydrophobicity Classification, HC) a été développée par la « *Swedish Transmission Research Institute, STRI* ». Cette méthode a été introduite par Gubanski et Hartings [18]. Le seul équipement nécessaire est un vaporisateur pouvant introduire une fine brume. Le flacon pulvérisateur est rempli avec de l'eau de robinet. L'eau ne doit pas contenir de produits chimiques (détergents, tensioactifs, solvants). La pulvérisation doit se poursuivre pendant 20-30 secondes à partir d'une distance de 25 ± 10 cm. Le jugement sur la classe de l'hydrophobicité doit être effectué dans les 10 secondes suivant la pulvérisation. L'apparition de mouillage sur l'isolateur doit être identifiée avec une des sept classes d'hydrophobicité, qui est une valeur comprise entre 1 et 7. Les critères pour les différentes classes sont donnés dans le tableau I.1.

HC	Description
1	Seulement des gouttelettes discrètes sont formées. $\theta \approx 80^\circ$ ou plus pour la majorité des gouttelettes.
2	Seulement des gouttelettes discrètes sont formées. $50^\circ < \theta < 80^\circ$ pour la majorité des gouttelettes.
3	Seulement des gouttelettes discrètes sont formées. $20^\circ < \theta < 50^\circ$ pour la majorité des gouttelettes. Elles ne sont plus circulaires.
4	Des gouttelettes discrètes et des traces mouillées sont observées ($\theta = 0^\circ$). Des surfaces complètement mouillées $< 2 \text{ cm}^2$. Ensemble, elles couvrent $< 90 \%$ de la surface testée.
5	Certaines surfaces complètement mouillées $> 2 \text{ cm}^2$, qui couvrent $< 90 \%$ de la surface testée.
6	Surfaces mouillées couvrant $> 90 \%$, quelques zones sèches sont encore observées.
7	Présence d'un film d'eau continu sur toute la surface isolée.

Tableau I.1. Critères de classification de l'hydrophobicité des surfaces.

Chaque classe HC correspond à un motif caractéristique de mouillage décrit par une image de référence représentée sur la figure I.6. Outre les angles de contact, la taille et la forme des gouttelettes d'eau sont également différentes pour les différentes catégories HC.

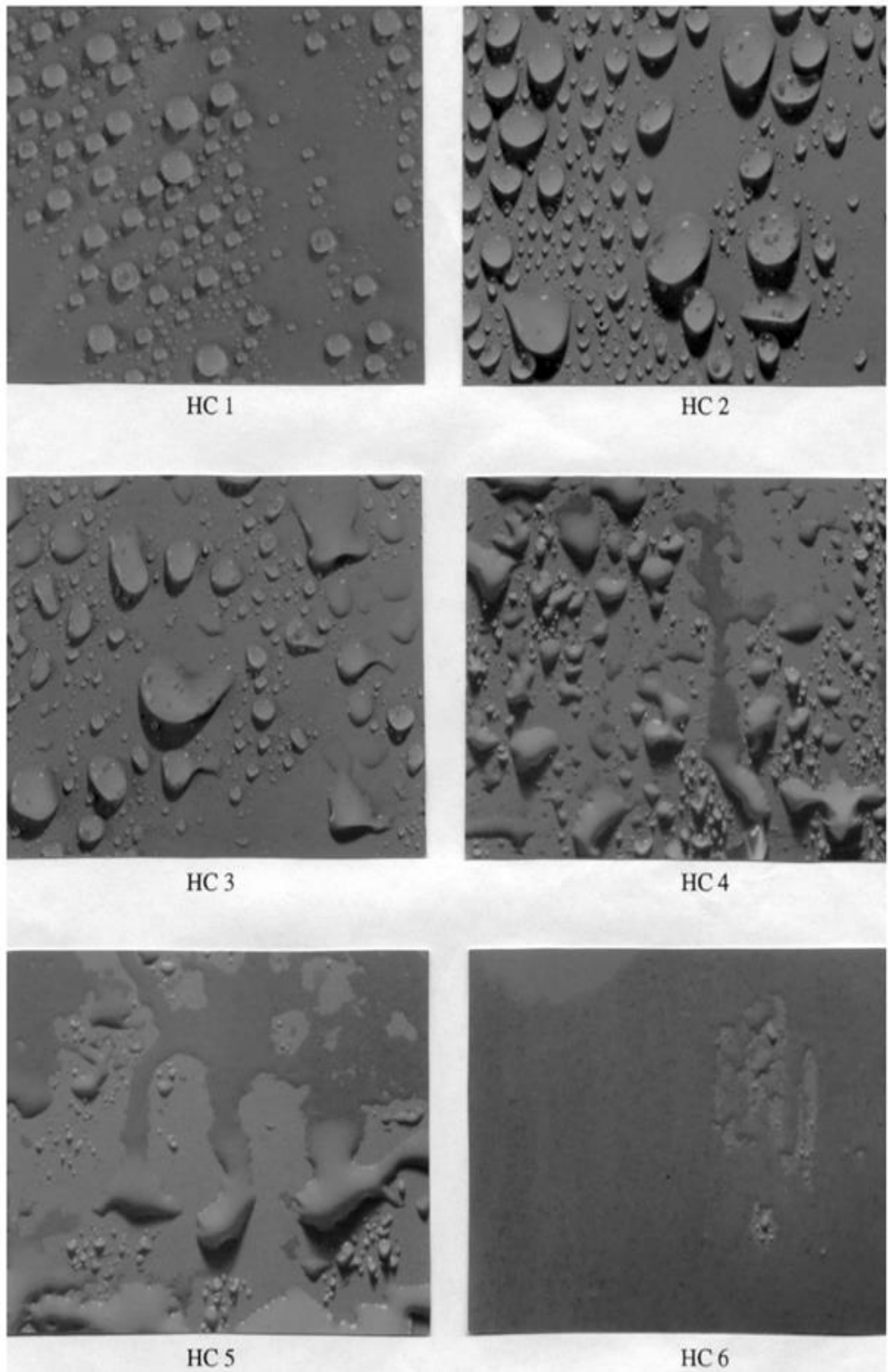


Figure I.6. Exemples typiques des surfaces avec HC de 1 à 6. HC7 représente la surface complètement mouillée.

I.3. Processus de vieillissement des isolateurs composites

La performance globale des isolateurs composites est le résultat de différents facteurs agissant dès le début du processus de conception, de la fabrication jusqu'à leur remplacement ou échec. La figure I.7 présente la liste principale des facteurs qui influencent le comportement des isolateurs non céramiques et leur dégradation le long de leur durée de service. Tous ces facteurs, agissant en synergie, activent des réactions physico-chimiques, mécaniques et thermiques causant une dégradation progressive ou un vieillissement accéléré des isolateurs.

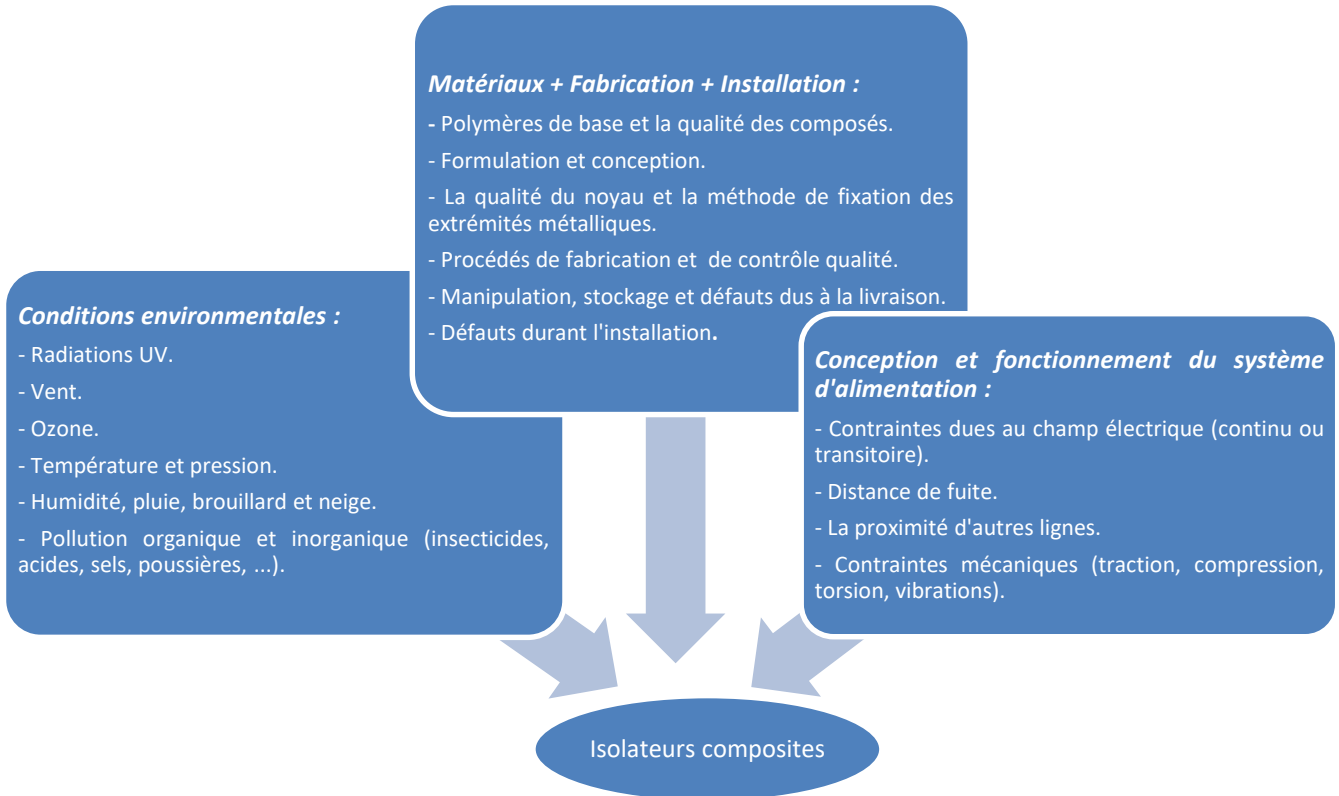


Figure I.7. Principaux facteurs influençant les performances des isolateurs composites.

I.3.1. Description du processus de vieillissement

Le phénomène de vieillissement des polymères est un processus très complexe et lier entre les sous-processus existants est pratiquement une mission impossible. En effet, deux importants faits doivent être pris en compte pour l'évaluation du vieillissement des isolateurs composites.

Premièrement, le vieillissement de nombreux polymères, en particulier l'EPDM et le SiR n'est pas qu'un processus cumulatif. Il y a deux raisons à cela : *l'hydrophobicité* – c'est l'une des conditions les plus importantes qui peut être dégradée mais qui peut être recouverte avec la migration à la surface de groupes à faibles poids moléculaires (en anglais Low Molecular Weight, (LMW)) – *la dépolymérisation* – qui se produit durant le vieillissement, mais de nouvelles chaînes peuvent être créées sous certaines conditions thermiques [19].

Deuxièmement, ces isolateurs sont installés à l'extérieur, donc exposés à des conditions environnementales et climatiques multiples qui sont en constante évolution.

Différentes réactions sont activées durant la dégradation des isolateurs composites sous des conditions naturelles ou artificielles (figure I.8). En plus des sub-réactions particulières au matériau, tous ces facteurs agiront en synergie pour produire l'état final du matériau.

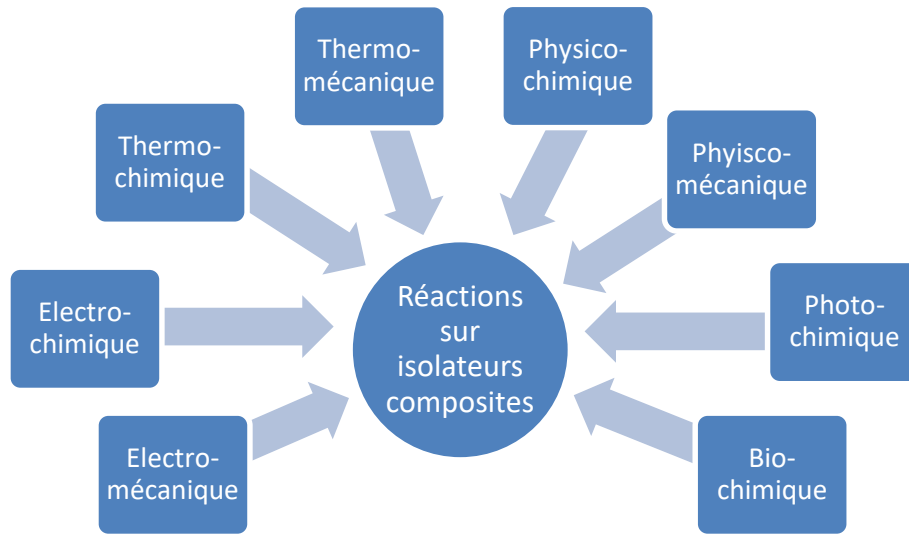


Figure I.8. Réactions agissant sur les isolateurs composites.

En général, quand la surface est détériorée, la dégradation des caractéristiques électriques d'un isolateur est provoquée par une augmentation du passage d'un courant de fuite entre ses bornes. Cette augmentation est due principalement au degré de contamination qui modifie la résistivité superficielle et à la présence de l'humidité. Ces contaminants peuvent être des dépôts de poussières, des minéraux conducteurs inertes (carbone, oxydes métalliques) mais aussi des solutions minérales, qui conduisent à un comportement similaire à une résistance très variable et non linéaire, et, dans de nombreux cas, à des instabilités en présence de champ électrique.

Les contraintes multifactorielles affectent le matériau polymère et conduisent à un vieillissement qui est une des causes prédominantes de défaillance du système d'isolation. Afin de décrire le processus de vieillissement des surfaces diélectriques polymériques, plusieurs modèles ont été développés. Amin et al. ont présenté un modèle à trois paramètres : contraintes, effets et résultats [20].

Selon U. Kaltenborn et al. [21], le processus de vieillissement des matériaux composites peut être divisé en trois périodes :

- le vieillissement à court terme ;
- le vieillissement tardif ;
- et la phase transitoire (phase de cheminement).

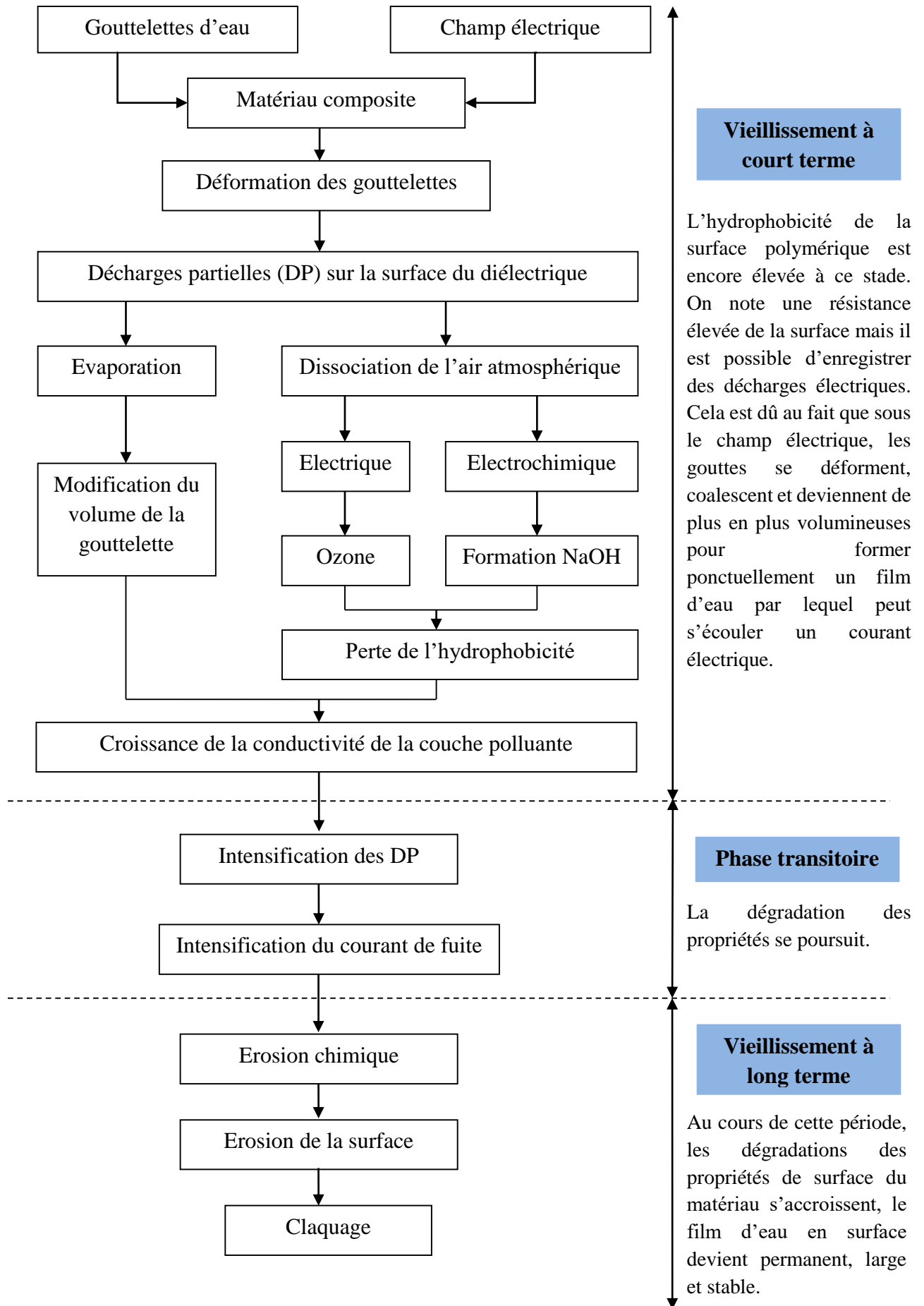


Figure I.9. Processus de vieillissement des surfaces composites.

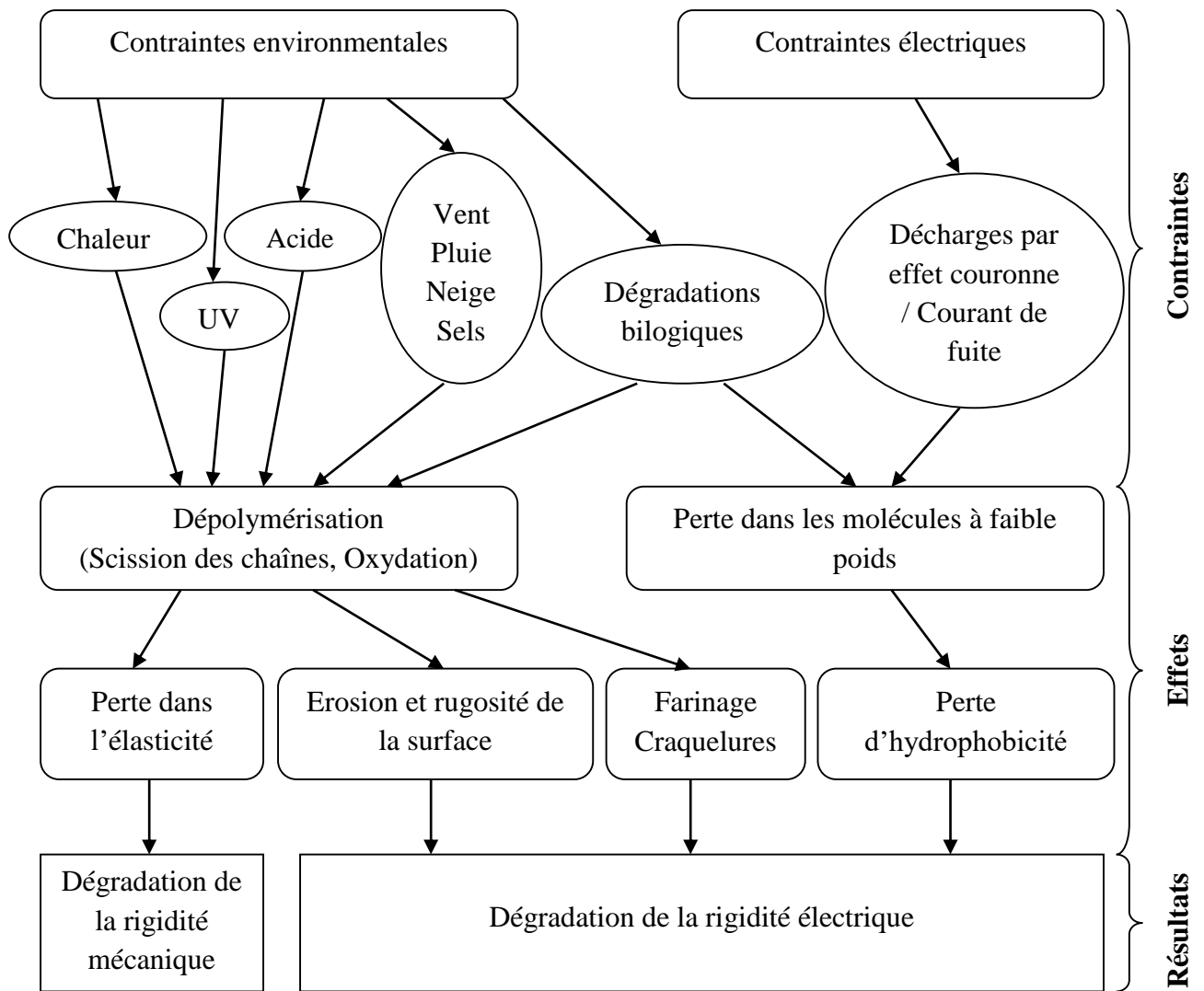


Figure I.10. Les facteurs entraînant le vieillissement des isolateurs composites.

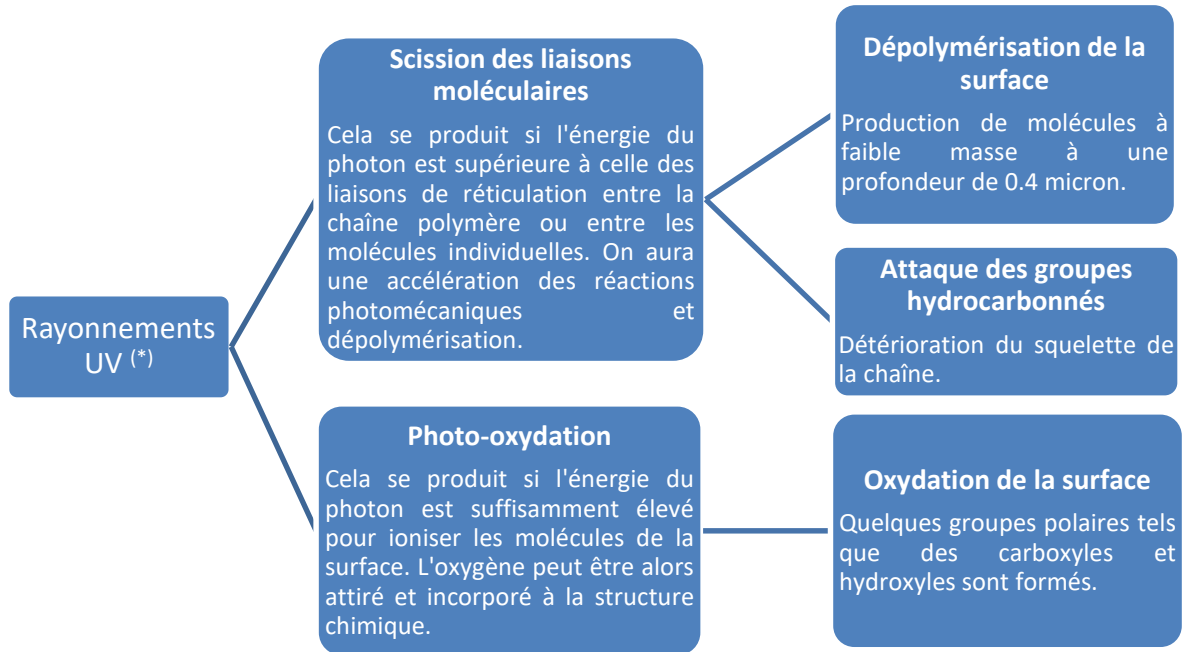
I.3.2. Influence des différents facteurs sur le vieillissement des surfaces composites

I.3.2.1. Influence des rayonnements ultraviolets sur la surface des isolateurs

La photo-dégradation est généralement initiée par les rayonnements solaires UV et l'oxygène, et est accélérée par la présence de la pollution, de l'humidité et de la chaleur [22]. L'initiation est généralement due à une séquence complexe de réactions. Théoriquement, de nombreux polymères ne doivent pas absorber les rayons UV proches. Mais les impuretés, en surface ou en volume, modifient cette situation.

L'effet photochimique des rayonnements UV est responsable de la plupart des effets nocifs du soleil. L'absorption de ces rayonnements engendre la dégradation mécanique et chimique de la structure du polymère, pouvant affecter ainsi ses propriétés diélectriques et sa résistance aux intempéries. Deux conséquences directes sont la diminution de la résistance à l'arc et la résistance mécanique.

La vitesse à laquelle se produit la dégradation dépend de l'intensité et de la longueur d'onde du rayonnement et s'accélère en présence d'humidité sur la surface. Les principaux effets visuels sont : le faïençage, les craquelures et la décoloration. La perte d'hydrophobicité, l'augmentation du courant de fuite et la réduction de la tension de contournement en sont les principales conséquences. Sous rayonnements ultraviolets, deux principaux processus physico-chimiques sont activés : la scission des liaisons moléculaires et la photo-oxydation (figure I.11).



(*) Tous les processus s'accroissent sous haute température et humidité.

Figure I.11. Principaux processus activés par rayonnements UV à la surface des polymères.

I.3.2.2. Effets de la température

Des travaux réalisés par N. Fujioka et al. [23] ainsi que par J. Reynders et al. [24] sur des silicones ont montré que l'augmentation de la température des tests accélérerait le vieillissement des matériaux. Cette accélération du vieillissement peut provenir de la perte précoce du caractère hydrophobe suite à une diffusion plus rapide des molécules de faible poids moléculaire à l'origine des bonnes performances d'hydrophobicité de ces matériaux vers la surface, ou à une fragmentation des chaînes pouvant aussi contribuer à une perte du caractère hydrophobe.

D'autres auteurs affirment que la température n'a pas que des effets néfastes. D'après R. J. Hill [25] et J. W. Chang et al. [26], l'augmentation de la température favoriserait un regain d'hydrophobicité sur les matériaux siliconés. Dans le cas des matériaux contenant des charges d'alumine tri-hydratée, l'augmentation de la température peut être un avantage car elle permet de libérer les molécules d'eau qui contribuent à dissiper la chaleur locale produite par effet Joule et les décharges partielles.

I.3.2.3. Principales conséquences de l'effet couronne sur la surface des isolateurs

Dans le tableau I.2, quelques caractéristiques des émissions par effet couronne et des arcs électriques dans les bandes sèches sont répertoriées. En analysant les valeurs telles que la température, l'énergie des photons et la fréquence, il est possible d'en déduire que l'ampleur de

l'énergie locale libérée lors de ce phénomène est suffisamment élevée pour endommager la surface du polymère [27].

Propriétés	Arcs dans les bandes sèches	Effet couronne
Longueur d'onde (nm)	590 ~ 800 300 ~ 500	300 ~ 500
Nombre d'impulsions (/cycle)	1 ~ 2	1000 ~ 1500
Largeur d'impulsion (ms/cycle)	1 ~ 5	$10 \times 10^{-3} \sim 30 \times 10^{-3}$
Charge/impulsion ($\mu\text{C}/\text{impulsion}$)	5 ~ 20	$5 \times 10^{-6} \sim 20 \times 10^{-6}$
Cumulative/sec ($\mu\text{C}/\text{cycle}$)	10 ~ 50	$5 \times 10^{-3} \sim 30 \times 10^{-3}$
Energie du photon (eV)	2,1 ~ 1,6 4,2 ~ 2,5	4,2 ~ 2,5
Température (K)	1200	800

Tableau I.2. Propriétés des arcs dans les bandes sèches et les décharges par effet couronne.

L'effet corona est le point de départ de beaucoup de processus important intervenant dans la dégradation de la surface des isolateurs. La libération d'une grande quantité d'énergie, la présence d'oxygène, la distorsion du champ électrique, ... ne sont que quelques facteurs qui interviennent lors d'une activité de décharges par effet couronne. Décoloration, farinage, fissuration, érosion et rugosité sont quelques-unes des conséquences visibles (voir figure I.12).

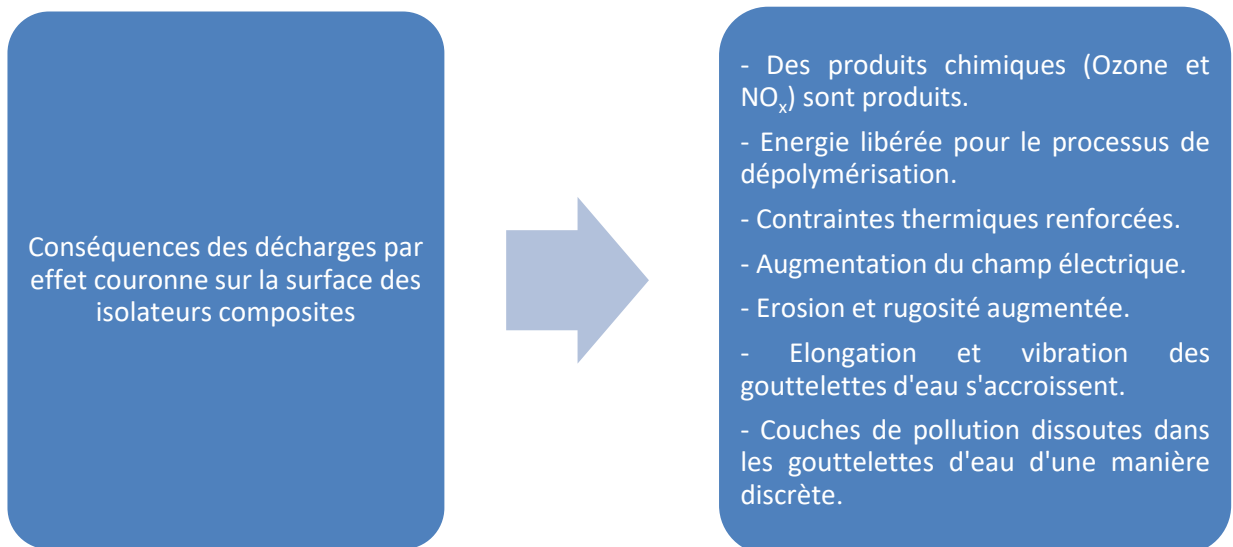


Figure I.12. Conséquences des décharges par effet couronne.

La dégradation influe sur la performance électrique et mécanique des isolateurs. En analysant le processus de décharges partielles, on constate que des phénomènes supplémentaires sont induits, comme le montre la figure I.13. Il est important de remarquer qu'il y a des sous-processus ou des réactions supplémentaires activées lors de chaque étape qui ne sont pas inclus dans la figure I.13. Par exemple : le courant de fuite augmente l'échauffement ohmique, la diffusion des molécules à faible poids à la surface réduit la perte d'hydrophobicité, ...

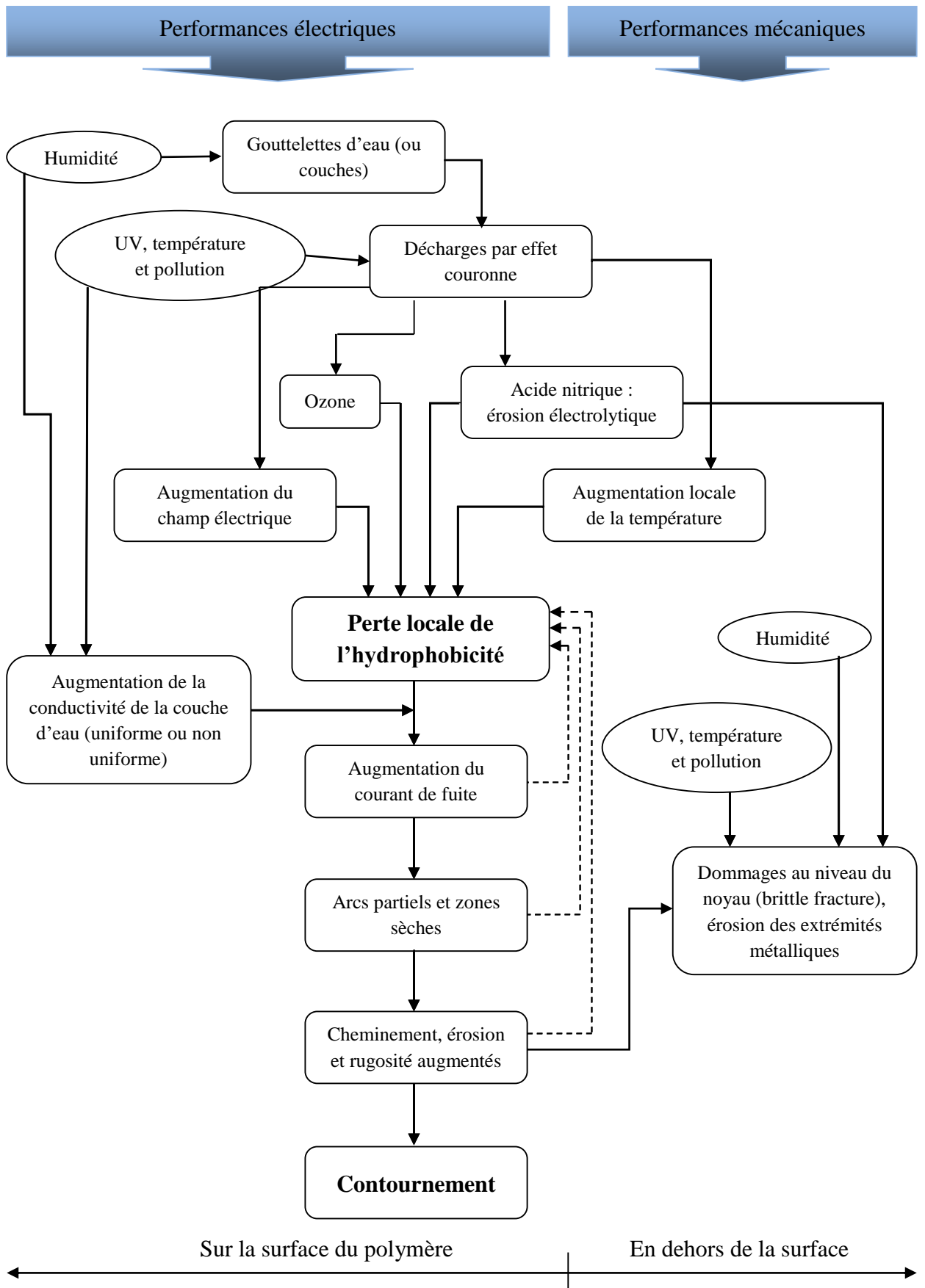


Figure I.13. Principaux procédés associés aux décharges par effet corona sur des surfaces polymères.

I.3.2.4. Vieillessement par les bio-films

Les isolateurs polymériques sont constitués de matières organiques. Toutes ces matières ont des propriétés pour soutenir la croissance de micro-organismes biologiques qui leurs sont attachés. Les micro-organismes (algues, champignons et lichens) colonisent la surface sous forme de bio-films. Leur formation sur les surfaces est plutôt simple, il faut uniquement la présence de l'eau, des éléments nutritifs et des micro-organismes. Les micro-organismes sont toujours en plein air et les nutriments présents peuvent venir à partir du matériau lui-même ou de son environnement.

Il y a plusieurs façons différentes par lesquelles les micro-organismes peuvent influencer la structure et la fonction des surfaces synthétiques couvrant les isolateurs composites [28-29]. Ces facteurs sont décrits brièvement par la figure I.14.

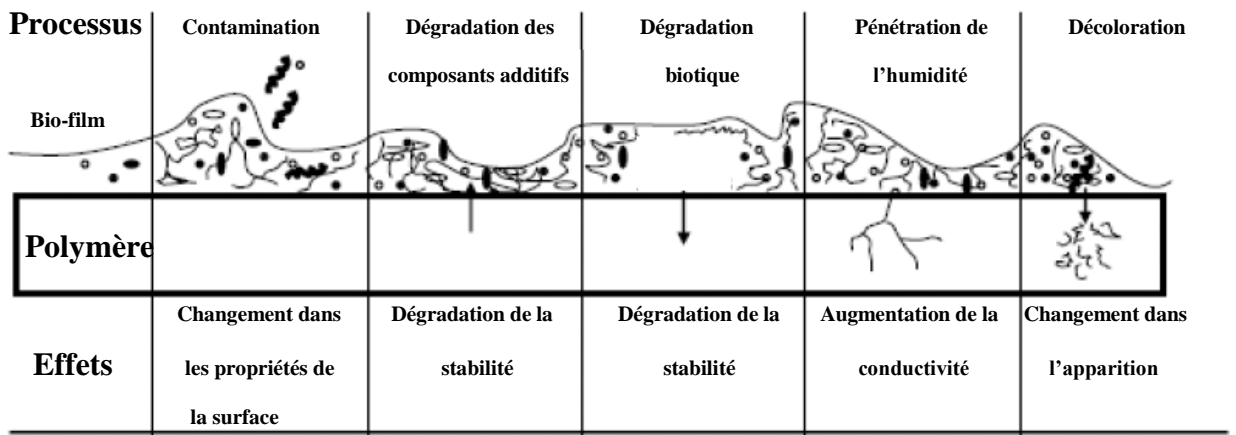


Figure I.14. Effets indésirables des bio-films.

La contamination est constituée des dépôts indésirables et de la croissance des micro-organismes sur les surfaces. La présence de bio-films peut interférer avec la fonction et les propriétés des matériaux, tels que le masquage de l'hydrophobicité ou l'augmentation de la conductivité de surface.

La dégradation des composants additifs vient du fait que les additifs de charge, utilisés souvent pour le renforcement de l'étanchéité entre le jonc de l'isolateur et les ferrures métalliques, peuvent fournir une source de nourriture pour les micro-organismes. La présence des bio-films conduit à une dégradation et une perte de stabilité mécanique.

La corrosion est un processus qui est fortement influencé par les conditions locales à la surface. Les bio-films augmentent les gradients de pH, le potentiel redox, la concentration en oxygène et en sels, ce qui augmente la corrosion à la surface. Cette dégradation implique des réactions initiées par les radicaux libres et les enzymes cellulaires supplémentaires, générés par le métabolisme fongique qui contribue à la dégradation rapide des matériaux.

La pénétration de l'eau est la conséquence du fait que les bio-films, constituées principalement d'eau, agissent comme des électrolytes augmentant la conductivité de la surface. Cette augmentation de la conductivité conduit à la circulation de courants de fuite élevés et en même temps réduit la stabilité mécanique.

La décoloration et les mauvaises odeurs sont dues à des pigments produits par des organismes contenues dans les bio-films qui causent une grave décoloration permanente à la

surface. En outre, certains produits de dégradation microbienne causent de graves problèmes en raison de leur odeur.

I.4. Mécanisme de contournement des isolateurs en polymères

Le mécanisme de contournement des isolateurs en porcelaine et en verre a fait l'objet de nombreuses études bien connues. Pour un isolateur en EPDM, la surface devient hydrophile après une courte période d'exposition à un environnement pollué. Ainsi, le contournement d'un isolateur en EPDM est similaire à celui d'un isolateur traditionnel en raison de leur surface hydrophile. Le mécanisme de contournement d'un isolateur en silicone est différent de celui d'un isolateur traditionnel en raison du transfert du caractère hydrophobe aux couches de pollution. Le contournement pour ce type d'isolateur est un processus multi-étapes [30-31]. Les étapes communes de base pour ce processus sont décrites ci-dessous.

1. *Accumulation de la pollution.* L'air transporte et fait déposer la poussière et/ou un autre contaminant conducteur sur la surface des isolateurs. Ils sont généralement couverts par une couche uniforme de la pollution.
2. *Diffusion des chaînes moléculaires de faible masse.* La diffusion (phénomène naturel) entraîne la migration des chaînes moléculaires à faible masse du volume à la surface du matériau polymère. La partie supérieure de la couche de pollution sera recouverte par la mince couche formée par ces chaînes, qui assurent le caractère hydrophobe de la surface polymère.
3. *L'humidification de la surface.* Rosée, brouillard, fine pluie ou forte humidité forment des gouttelettes d'eau sur la surface hydrophobe de l'isolateur. Les sels venant des polluants se dissolvent dans les gouttelettes d'eau qui deviennent conductrices. Les surfaces polluées restant sèches sont petit à petit humidifiées par la migration des gouttelettes. Cela génère une couche conductrice hautement résistive et modifie la nature du courant de fuite de capacitive à résistive.
4. *L'échauffement ohmique.* Le courant de fuite circule à travers la couche résistive sur la surface de l'isolateur. L'électrolyte ayant un coefficient thermique négatif, la résistance diminue lentement et le courant de fuite augmente en raison de l'échauffement par effet Joule. En même temps, l'assèchement et la perte de l'humidité font augmenter la résistance de la surface de l'isolateur. Ces deux phénomènes opposés atteignent l'équilibre pour une faible valeur du courant de fuite.
5. *Effet du champ électrique sur la surface hydrophobe.* Le mouillage en continu fait augmenter la densité des gouttelettes d'eau et diminue les distances entre elles. Sous l'influence d'un champ électrique, une gouttelette d'eau peut se déformer et en retour, elle peut perturber le champ électrique à travers la formation d'un champ local de forte intensité dans ses environs immédiats. Ce champ local intense peut conduire à l'aplatissement et l'allongement des gouttelettes. Si la distance est petite, les gouttelettes voisines fusionnent entre elles et des films d'eau seront formés et répartis aléatoirement en surface.
6. *Décharges partielles.* La formation des films d'eau est accompagnée par une réduction de la distance d'isolement entre l'électrode de terre et l'électrode haute tension, ce qui augmente l'intensité du champ électrique entre les films d'eau adjacents. Si l'intensité

du champ électrique est suffisamment grande, des décharges partielles apparaîtront à la surface reliant les films d'eau.

7. *Perte de l'hydrophobicité.* La présence d'un champ électrique élevé entre les électrodes conduit à l'activité des décharges par effet couronne et des décharges partielles. Les gouttelettes d'eau en plus de ces décharges réduisent le caractère hydrophobe par rotation ou de rupture des chaînes polymères. Les films d'eau conduit à la formation de formes irrégulières dans les régions humides. A ce stade, la surface des jupes de l'isolateur est recouverte par des régions humides, films d'eau et des gouttelettes d'eau répartis d'une façon aléatoire.
8. *Formation de bandes sèches.* Les zones ayant la plus grande puissance de dissipation sèchent en premier. Comme les bandes sèches sont des zones isolantes, l'activité des décharges superficielles se poursuit dans ces bandes jusqu'à ce qu'elles aient une longueur suffisante pour supporter la tension appliquée. L'activité des décharges provoquera l'érosion de la surface.
9. *Contournement.* L'augmentation de la longueur du film d'eau et de la formation des zones humides court-circuitent l'isolateur par voie électrolytique conductrice, fournissant ainsi un chemin à arc qui se développe si $E_{\text{arc}} < E_{\text{film d'eau}}$. L'arc se déplace sur la surface le long de la couche électrolytique et provoque le contournement.

Conclusion

Les caractéristiques des surfaces polymériques présentées montre l'intérêt de l'intégration des isolateurs composites dans les systèmes de transport et de distribution de l'énergie électrique. En tenant compte du fait que l'hydrophobicité est la principale caractéristique de ces surfaces, le processus de perte et de recouvrement de l'hydrophobicité reste un problème complexe. Ce processus conduit la plupart du temps au vieillissement prématuré des isolateurs composites, surtout en présence des contraintes environnementales et électriques qui accentuent ce phénomène. Ainsi, les principaux mécanismes intervenant dans la dégradation et le vieillissement des isolateurs composites ont été examinés en tenant compte de l'influence de différents paramètres.

Les performances des isolateurs composites sous pollution et en présence d'humidité sont très différentes de celles des isolateurs en céramique ou en verre. Les contraintes de service ainsi que la détermination et le contrôle de la distribution du champ électrique ont fait l'objet de nombreuses études pour pouvoir anticiper les conséquences générées par les différentes contraintes et/ou être capable de mieux y remédier.

Chapitre II
De la simulation du
champ électrique

Introduction

Nous présenterons ici les plus récents travaux concernant la distribution du champ électrique le long des isolateurs composites. Ces travaux, basés essentiellement sur des simulations par les différents softwares présents sur le marché, ont pour but commun d'améliorer la distribution du champ électrique mais aussi d'optimiser le profil de l'isolateur. Plusieurs facteurs influençant cette distribution ont été pris en considération : les caractéristiques et paramètres des matériaux de conception, la présence de gouttelettes d'eau à la surface, l'effet des anneaux de garde,...

II.1. Influence de l'humidité de l'air et de la pollution sur le champ électrique dans un isolateur polymérique

Dans les réseaux électriques, l'isolateur en polymère doit être fiable dans diverses conditions météorologiques. L'environnement rude de service peut se présenter sous forme de brouillard, rosée, pluie, polluants des vents salinés, rayonnements ultraviolets, produits chimiques provenant des industries et autres contaminations [32]. Il y a aussi l'humidité de l'environnement qui dépend des conditions météorologiques et qui détermine la conductivité de l'air [33] : la conductivité de l'air est plus élevée à l'air humide qu'à l'air sec.

Ainsi, M. S. B. Abd Rahman et al. [34] ont étudié le comportement du champ électrique d'un isolateur en polymère 33 kV sous différentes conditions météorologiques : humide et pollué. Pour cela, un isolateur polymérique typique (figure II.1) a été modélisé par le logiciel ANSYS ; ses spécifications techniques sont résumées dans le tableau I.1.



Paramètres	Valeurs
Tension réseau/Tension assignée (kV)	33/36
Distance de contournement à sec (mm)	400
Hauteur de la structure (mm)	4110
Ligne de fuite (mm)	1025
Hauteur du noyau (mm)	345
Diamètre des jupes (mm)	160/130
Nombre de jupes	7
Poids (kg)	2

Figure II.1. Isolateur polymérique 33 kV [34].

Tableau II.1. Spécifications techniques de l'isolateur [34].

En se basant sur la figure II.2, une boîte (en vert sur la figure) est fixée autour de l'isolateur pour préparer la zone où les différentes conditions météorologiques seront attribuées. L'extrémité inférieure est mise sous tension (36 kV) tandis que l'autre extrémité est mise à la terre.

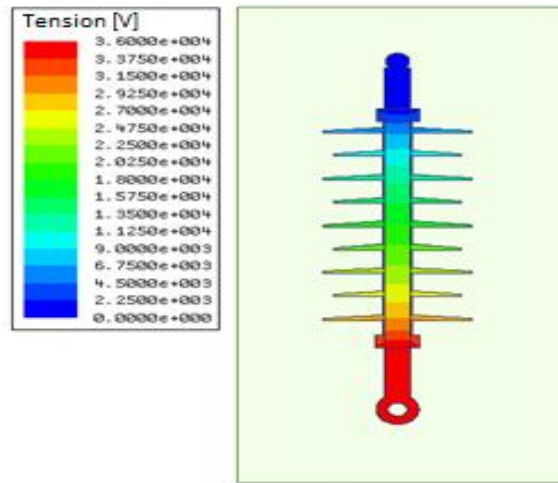


Figure II.2. Distribution du potentiel le long de l'isolateur en polymère sous 36 kV [34].

Dans cette étude, la conductivité volumique de l'air varie avec les différents niveaux d'humidité. Ils sont décrits en unités d'humidité relative (% de HR) comme représenté au tableau II.2 [35]. L'air pollué est identifié par la concentration d'aérosol dans l'air comme indiqué dans le tableau II.3. L'examen de l'aérosol permet de prendre en considération toutes sortes de pollution dans l'air : brume, poussière, polluants atmosphériques et fumées. Les conditions d'humidité et de pollution sont bien évidemment affectées à la région présentée en vert.

Niveau	Description
Pas d'humidité	Le vide
Normal	27% HR
Moyen	70% HR
Elevé (brumeux)	90% HR

Tableau II.2. Niveaux d'humidité de l'air [34].

Niveau	Description
Pas de pollution	Le vide
Faible pollution	Faible concentration d'aérosol
Forte pollution	Forte concentration d'aérosol

Tableau II.3. Niveaux de pollution de l'air [34].

En outre, les profils de la tension et du champ électrique le long de la section transversale de la fibre de verre (A-A') et des jupes (B-B') sont analysés comme indiqué sur la figure II.3.

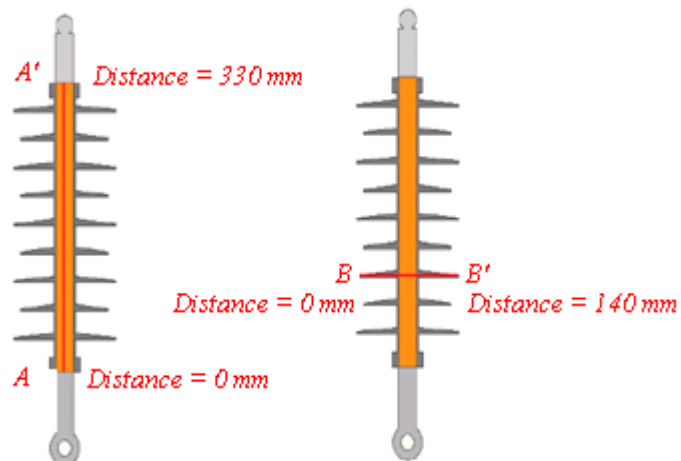


Figure II.3. Les sections transversales de l'isolateur étudiées [34].

Il est connu que les conductivités volumique et surfacique du matériau polymère sont fortement influencées par la température et l'humidité des gaz environnants [36]. Par conséquent, on constate que la conductivité aux extrémités des jupes, sous humidité, augmente car elles sont directement exposées à l'environnement.

Le profil du champ électrique le long de la section du noyau A-A' est représenté sur la figure II.4.a. A vide, le champ électrique aux deux extrémités du noyau est plus élevé que dans sa section médiane. Par ailleurs, l'introduction de l'humidité entraîne l'augmentation de l'amplitude du champ électrique aux deux extrémités de 168 700 V/m à 234 300 V/m (38,89 % d'augmentation).

En outre, le long de la section transversale B-B', le champ électrique se comporte comme représenté sur la figure II.4.b. Dans une condition de vide, la valeur du champ électrique est supérieure à la section du noyau par rapport à celle de la jupe. Toutefois, le champ électrique augmente d'une façon significative à la section de la jupe de 661,59 % lorsque l'isolateur est exposé à des conditions de brouillard. Dans ces conditions, la partie la plus mince de la jupe marque l'amplitude la plus élevée par rapport à la partie la plus épaisse. On peut dire alors que plus le matériau est épais, plus le champ électrique est faible. Notons enfin que le point de contact entre jupe et noyau a toujours la valeur la plus élevée du champ électrique, ce qui pourrait être dangereux si le matériau de colle servant à fixer ces deux parties est incapable de résister à ces contraintes.

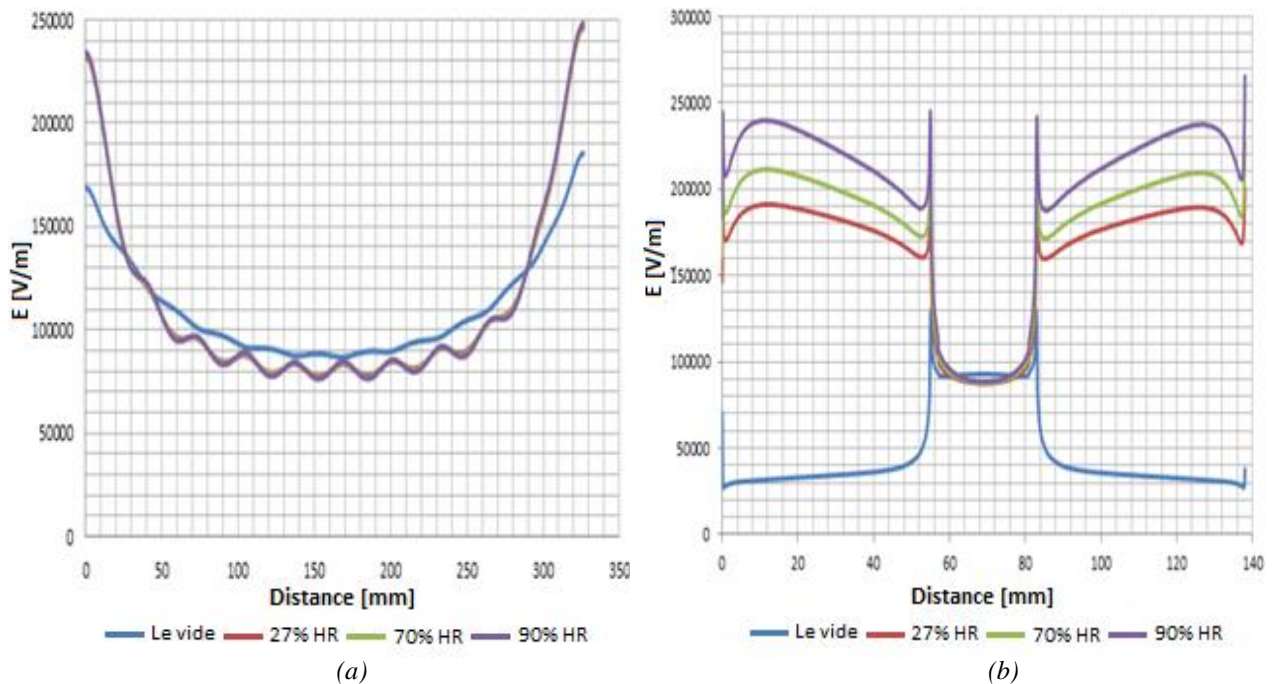


Figure II.4. Profil du champ électrique sous différentes conditions d'humidité
(a) le long de A-A', (b) le long de B-B' [34].

Les résultats de simulation du champ électrique de l'isolateur en polymère sous pollution le long du centre du noyau sont représentés sur la figure II.5.a. Si l'exposition à l'humidité donnait une augmentation du champ électrique de 38,89 % aux deux extrémités du noyau avec une baisse à son milieu, l'augmentation du niveau de pollution n'aurait pas d'effet sur l'amplitude du champ électrique. Par contre, la présence de pollution augmente le champ électrique le long de la section B-B' comme illustré à la figure II.5.b. La contamination a provoqué l'augmentation du champ électrique jusqu'à 547,30 % de ces valeurs par rapport à

l'état du vide. On obtient le même profil en cas de présence d'humidité (voir figure II.4.b). On remarque aussi que l'augmentation du niveau de pollution a légèrement diminué la valeur du champ électrique de 3,92% à la section de la jupe alors qu'aucun changement n'est observé dans la section du noyau.

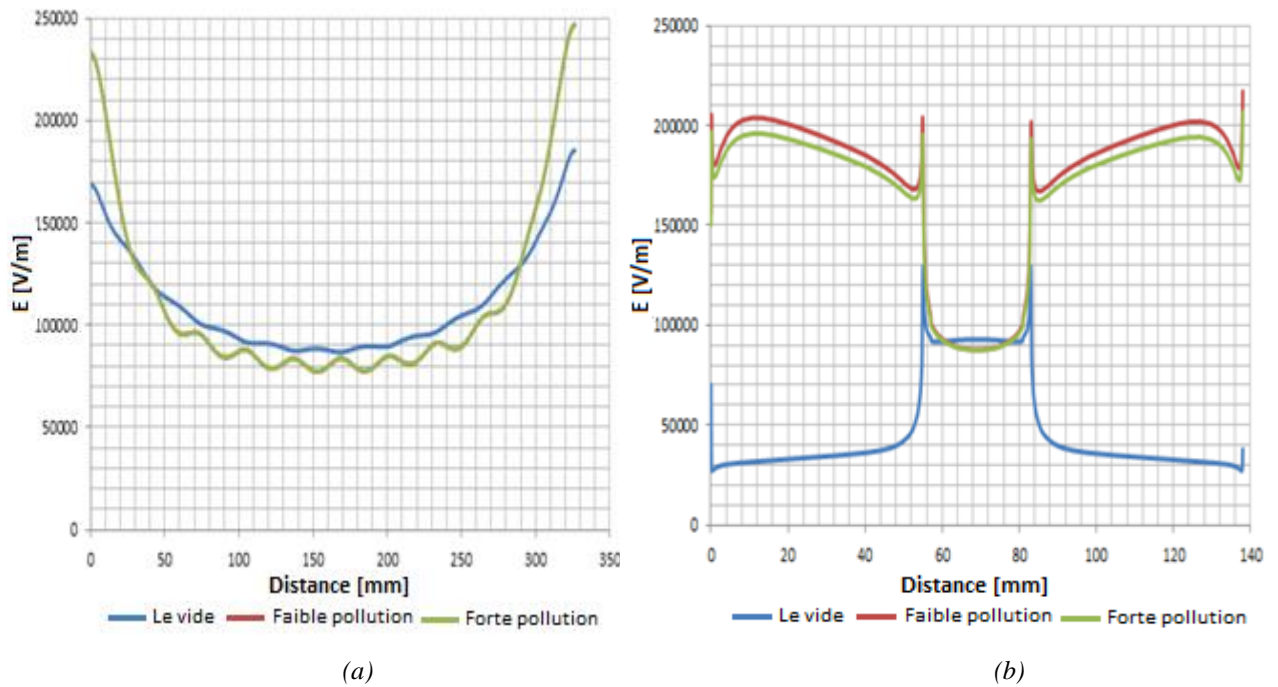


Figure II.5. Profil du champ électrique sous différentes conditions de pollution (a) le long de A-A', (b) le long de B-B' [34].

Les tableaux II.4 et II.5 donnent l'amplitude du champ électrique enregistrée aux points critiques identifiés le long de l'isolateur sous humidité et sous pollution. Du tableau II.4, les points 0 mm et 330 mm sont situés sur les deux extrémités du noyau. Pour les points 11 mm et 127 mm, ils sont sur la structure de la jupe alors que les points 55 mm et 83 mm correspondent aux points de contact entre jupe et noyau.

Conditions	Champ électrique ($\times 10^6$ V/m)	
	0 mm	330 mm
Le vide	0,1687	0,1853
90 % HR	0,2343	0,2482
Faible pollution	0,2329	0,2469

Tableau II.4. Champ électrique aux points critiques le long de A-A' [34].

Conditions	Champ électrique ($\times 10^6$ V/m)			
	11 mm	55 mm	83 mm	127 mm
Le vide	0,0315	0,1297	0,1297	0,0315
90 % HR	0,2399	0,2482	0,2419	0,2376
Faible pollution	0,2039	0,2040	0,2017	0,2019

Tableau II.5. Champ électrique aux points critiques le long de B-B' [34].

Les points critiques sont identifiés comme étant les points où l'intensité du champ électrique le long de l'isolateur est la plus importante. Ils sont à prendre en considération lors de l'étude et la conception de l'isolateur. En outre, la contrainte électrique élevée appliquée sur ces points critiques donne une forte possibilité pour que les matériaux de construction se dégradent plus rapidement à ces points par rapport aux autres points. Par conséquent, en cas de défaillance des isolateurs, il se pourrait que cela provienne de ces points critiques.

II.2. Optimisation de la conception des isolateurs composites à haute tension par des simulations du champ électrique

Dans le but d'améliorer la distribution du champ électrique le long des isolateurs composites, N. Murugan et al. [37] ont établi une analyse de deux facteurs influençant cette distribution, à savoir la forme des extrémités métalliques et les charges additives. Un modèle axisymétrique (2D) a été adopté pour la simulation de l'isolateur et analysé par la méthode des éléments finis en utilisant le logiciel COMSOL Multiphysics. L'isolateur haute tension (11 kV) choisi a les caractéristiques ci-dessous.

Caractéristiques	Valeurs (mm)
Diamètre des jupes	85
Distance entre jupes	43
Ligne de fuite	430
Longueur de l'arc de contournement	180
Longueur du noyau	360
Largeur du noyau	18

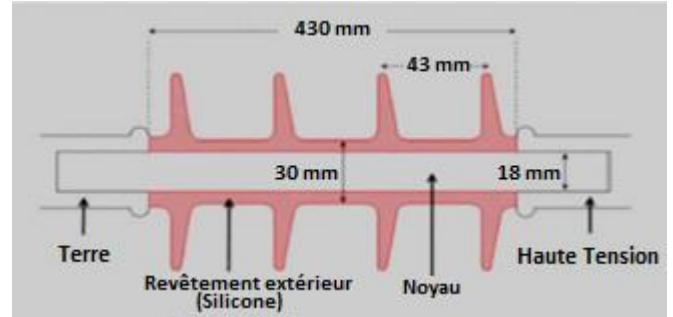


Tableau II.6. Paramètres de conception [37].

Figure II.6. Structure de l'isolateur composite [37].

Un isolateur composite est constitué de trois sous-domaines : le matériau d'isolation (élastomères de silicone dans ce cas), un noyau en fibres de verre renforcées et deux extrémités métalliques en acier. Les propriétés des matériaux utilisés dans chaque domaine sont données dans le tableau II.7.

Matériaux	Permittivité relative (ϵ_r)	Conductivité σ (S/m)
Air	1	$1,0 \times 10^{-13}$
Acier	1	$5,9 \times 10^7$
Silicone	4,3	$1,0 \times 10^{-6}$
Additives (SiC)	10-30	$1,0 \times 10^{-6}$

Tableau II.7. Propriétés des matériaux utilisés pour la modélisation de l'isolateur [37].

Deux configurations de rayon des extrémités métalliques ont été modélisées : la première avec un rayon de 17,5 cm, et la seconde, avec un rayon de 25,5 cm. Une différence entre ces deux configurations dans la forme géométrique des extrémités métalliques est à signaler aussi.

Les résultats de la simulation sont représentés à la figure II.7. Pour les deux configurations, le champ électrique est maximum autour des deux extrémités métalliques. La couleur rouge autour de ces extrémités, indiquant une forte présence du champ électrique, est clairement visible dans la configuration-1. Par contre elle est réduite pour la configuration-2. Le profil de la distribution du champ électrique tangentiel, le long de la ligne de fuite, pour les deux configurations, est montré à la figure II.8. On remarque que l'isolateur avec des extrémités larges et des abords arrondis, c'est-à-dire la configuration-2, réduit la contrainte électrique et présente de meilleures performances.

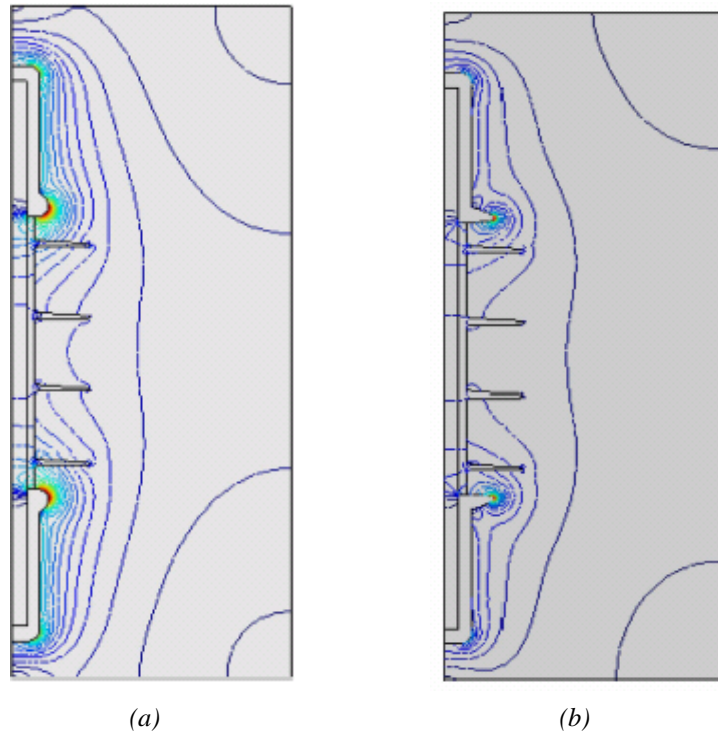


Figure II. 7. Distribution du champ électrique le long de la surface de l'isolateur
(a) configuration-1, (b) configuration-2 [37].

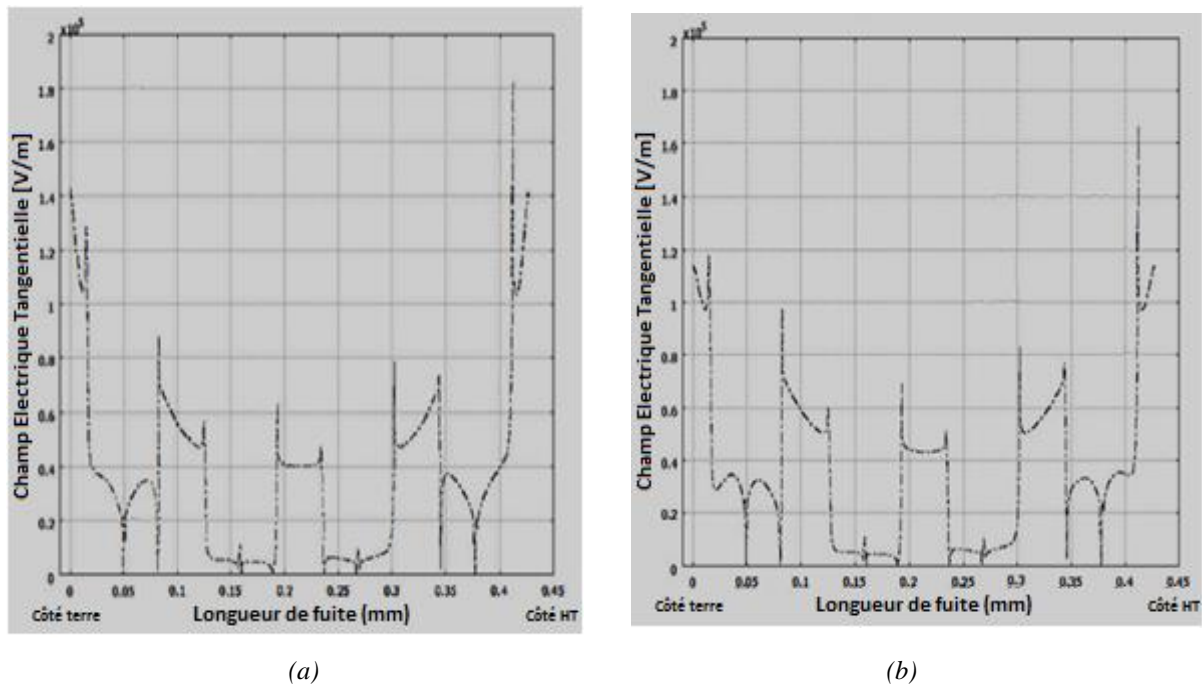


Figure II. 8. Distribution du champ électrique tangentiel le long de la ligne de fuite
(a) configuration-1, (b) configuration-2 [37].

Une couche de 1 mm du carbure de silicium (SiC) est ajoutée entre le noyau et le revêtement en silicone tout au long de leur longueur. Le SiC est souvent utilisé pour réduire les contraintes électriques et caractérisé par sa dureté et sa résistance à la corrosion. Le calcul de la distribution du champ électrique a montré une diminution significative dans le gradient du champ électrique autour des deux extrémités métalliques. Cela est clairement montré par la figure II.9. L'ajout du matériau de couplage (SiC dans ce cas) réduira l'apparition des bandes sèches et des décharges surfaciques, ce qui conduit à améliorer la performance de l'isolateur à long terme.

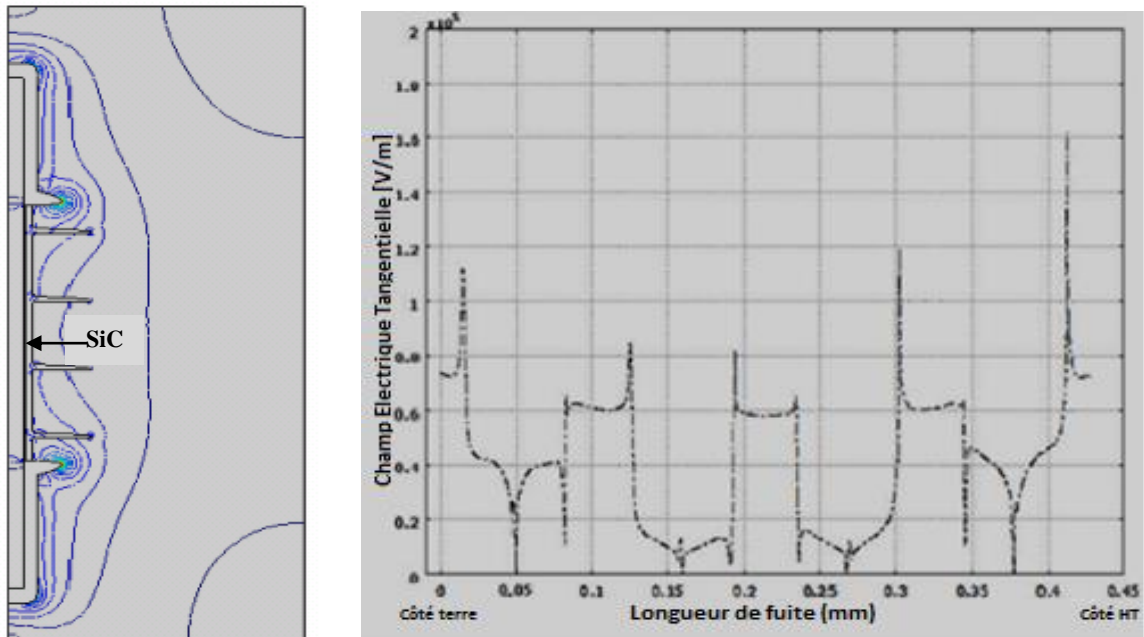


Figure II.9. Distribution du champ électrique (à gauche) et profil du champ électrique tangentiel (à droite) en ajoutant le SiC à l'isolateur de la configuration-2 [37].

Le tableau II.8 donne les valeurs maximales du champ électrique tangentiel pour les trois cas étudiés : configuration-1, configuration-2 et configuration-2 avec du SiC.

Modèle	Amplitude du champ électrique tangentiel ($\times 10^5$ V/m)	
	Electrode Haute Tension (HT)	Electrode de terre
Configuration-1	1,81	1,42
Configuration-2	1,65	1,18
Configuration-2 (avec SiC)	1,60	1,11

Tableau II.8. Comparaison du champ électrique tangentiel [37].

On remarque clairement que la configuration-2 ayant des extrémités larges et des abords arrondis réduit la contrainte électrique dans une certaine mesure par rapport à la configuration-1. En outre, afin d'améliorer le comportement électrique et la performance à long terme de l'isolateur composite, l'ajout du carbure de silicium réduit la valeur maximale du champ électrique autour des extrémités.

II.3. Amélioration de la distribution du champ électrique autour des extrémités des isolateurs composites en série avec des isolateurs en verre

En se basant sur les caractéristiques de la distribution du champ électrique des isolateurs composites et sur les études menées à l'université de Chongqing [38], Q. Yang et al. [39] ont proposé une nouvelle méthode pour améliorer la distribution du champ électrique. Son concept principal est de présenter un nouveau mode compound constitué d'un isolateur composite en série avec des assiettes d'isolateurs en verre. Pour vérifier l'optimisation du champ électrique, une analyse du circuit électrique équivalent et un calcul 3D du champ électrique sont réalisés pour le système à l'état sec et propre.

Pour une analyse qualitative des changements dans la distribution du champ électrique d'un isolateur composite en série avec un isolateur en verre côté conducteur, un schéma (figure II.10) représentant le circuit équivalent du système a été établi. Dans ce circuit, C_1 et C_2 sont les capacités des isolateurs composite et en verre respectivement. La capacité entre la connexion des chaînes d'isolateurs composite et en verre et la masse est représentée par C_g . La capacité entre la connexion des chaînes d'isolateurs composite et en verre et le conducteur est C_c . $C_{g'}$ est la capacité parasite entre le conducteur et la masse.

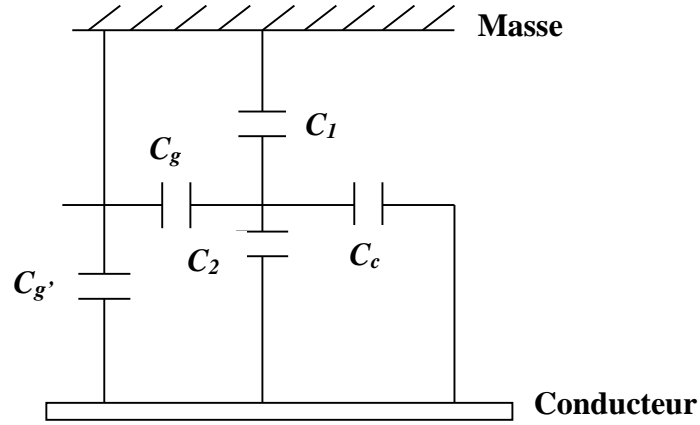


Figure II.10. Circuit équivalent d'un isolateur composite connecté en série avec un isolateur en verre [39].

En supposant que la tension de ligne est U_g , alors la tension appliquée à la chaîne d'isolateur entière (composite + verre) est U_g . Selon la loi d'Ohm, la tension appliquée ΔU à la capacité C_2 sera :

$$\Delta U = \frac{\frac{1}{j\omega(C_2+C_c)}}{\frac{1}{j\omega(C_1+C_g)} + \frac{1}{j\omega(C_2+C_c)}} U_g = \frac{C_1+C_g}{C_1+C_2+C_c+C_g} U_g. \quad (\text{II.1})$$

La valeur de la capacité d'un isolateur en verre est d'environ 30~50 pF, la capacité parasite entre le conducteur et le sol est de 4~5 pF et la capacité entre le conducteur et la ligne de transmission est d'environ 0,5~1 pF [40]. La valeur de la capacité d'un isolateur composite 110 kV est entre 10~20 pF [41]. Les valeurs suivantes des capacités : $C_1=15$ pF, $C_2=50$ pF, $C_g=4$ pF, $C_c=0,7$ pF sont prises et remplacés dans l'équation (II.1), alors :

$$\Delta U = 27,25\% U_g. \quad (\text{II.2})$$

Par conséquent, il peut être constaté que, lorsqu'un isolateur composite est en série avec un autre en verre du côté conducteur, l'isolateur en verre porte à ses bornes 27,25% de la chute de tension de la ligne, de sorte que la chute de tension correspondante sur l'isolateur composite soit 72,75%. Sur la base de ces résultats, un isolateur composite en série avec ceux en verre permet d'améliorer la tension de tenue de l'isolateur composite et d'ajuster la répartition axiale du potentiel.

Pour établir des spécifications techniques à l'application des isolateurs composites en série avec des isolateurs en verre à différents niveaux de tension, une analyse plus détaillée d'un modèle en trois dimensions du champ électrique doit être faite. Ainsi, en utilisant COMSOL Multiphysics® 3.4, des modèles de calcul du champ électrique en trois dimensions en 110 kV du système pylône-conducteurs-isolateurs ont été mis en place [42].

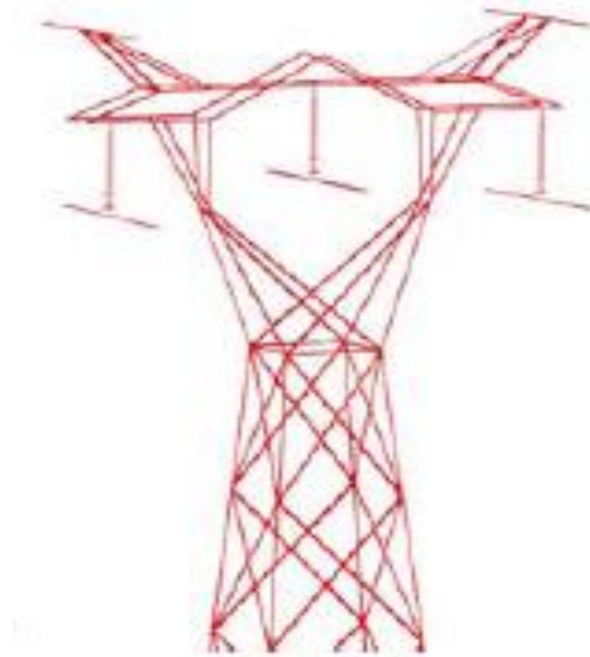


Figure II.11. Modèle tridimensionnel de la ligne de transmission 110 kV [39].

Sur la base de ce modèle, trois configurations d'isolateurs composites en série avec des isolateurs en verre sont étudiés. La première est composée d'un isolateur composite standard et un isolateur composite standard en série avec un isolateur en verre du côté conducteur (figure II.12.a). La deuxième configuration est composée d'un isolateur composite standard et d'un isolateur composite en série avec un isolateur en verre, dont la longueur totale est équivalente à celle de l'isolateur composite standard seul (figure II.12.b). La dernière configuration est composée d'un isolateur composite standard et d'un isolateur composite installé avec un anneau de garde, en série avec un isolateur en verre. La longueur totale de cet ensemble est équivalente à celle d'un isolateur composite standard seul (figure II.12.c). Pour les deux premières configurations, le nombre des isolateurs en verre n varie de 0 à 2.

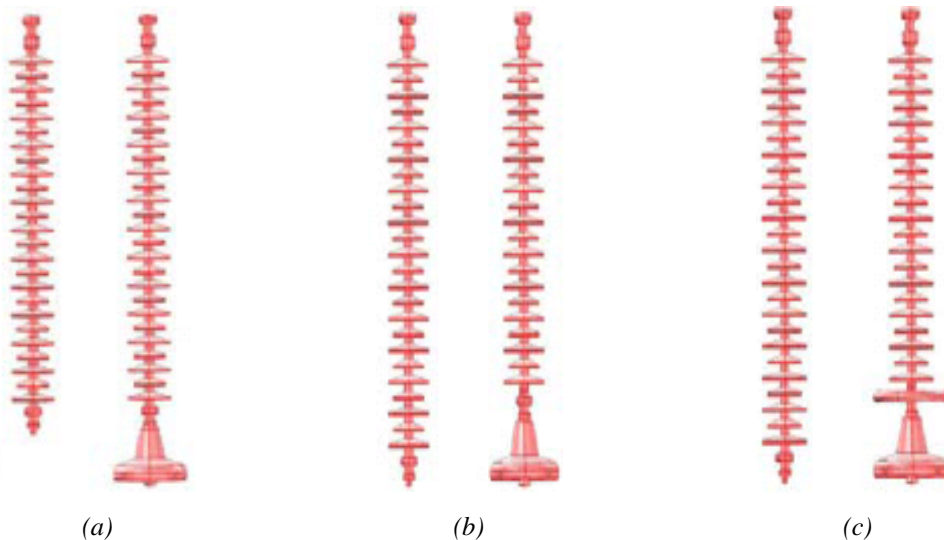


Figure II.12. Isolateur composite standard et les différentes variations
(a) configuration-1, (b) configuration-2, (c) configuration-3 [39].

Les paramètres de la structure 110 kV : isolateur composite, isolateur en verre et l'anneau de garde sont présentés au tableau II.9.

Les principaux paramètres de l'isolateur composite (en mm)				
Modèle du produit	Nombre de jupes	Diamètre des jupes	Hauteur	Longueur de la ligne de fuite
FXBW ₃ -110/70	13/12	150/115	1190	3200
Les principaux paramètres de l'anneau de garde (en mm)				
Tension	Diamètre externe (D)	Diamètre interne (d)	Hauteur (h)	
110 kV	195	30	35	
Les principaux paramètres de l'isolateur en verre (en mm)				
Modèle du produit	Diamètre	Hauteur	Longueur de la ligne de fuite	
FC-100/146	255	146	320	

Tableau II.9. Principaux paramètres des isolateurs composite et en verre et l'anneau de garde [39].

Les résultats des trois modes compound proposés ont montré que le meilleur mode est celui donné par la figure II.12.c, à savoir l'isolateur composite installé avec un anneau de garde et un isolateur en verre à l'extrémité HT. En effet, l'intensité du champ électrique à la surface et la différence de potentiel à 20% de la distance de contournement à sec à partir de l'extrémité haute tension de l'isolateur composite sont trouvées l'une et l'autre les plus faibles par rapport aux deux autres modes. En outre, ce mode compound ne réduira pas le niveau d'isolation de la ligne de transmission.

Les performances de contournement sous pollution sont également étudiées pour voir si elles sont réduites ou modifiées par les nouveaux modes compound. Ainsi, des essais sous pollution artificielle ont été effectués pour fournir un support technique aux résultats de simulation et pour servir de référence pour l'utilisation de ces nouveaux types d'isolateur compound. L'effet de l'augmentation de la ligne de fuite par les isolateurs en verre placés en série avec l'isolateur composite, sous pollution, sur la tension de contournement U_c mais aussi sur les changements de son gradient E_c est étudié.

ρ_{ESDD} (mg/cm ²)	ρ_{NSDD} (mg/cm ²)	Ligne de fuite (mm)			U_c (kV)			$E_c=U_c/L$ (kV/mm)		
		n=0	n=1	n=2	n=0	n=1	n=2	n=0	n=1	n=2
0,05	0,3	3200	3520	3480	179,2	200,8	221,9	0,056	0,057	0,058
0,15	0,9				136,5	153,8	172,8	0,043	0,044	0,045
0,2	1,2				127,2	143,3	159,6	0,04	0,041	0,042
0,25	1,5				120,1	136,9	152,6	0,038	0,039	0,04
0,3	1,8				115,3	129,4	143,9	0,036	0,037	0,038

ρ_{ESDD} : densité du dépôt de sel équivalent.
 ρ_{NSDD} : densité du dépôt non soluble.
 U_c : tension de contournement.
 E_c : gradient de contournement.
n : nombre d'assiettes des isolateurs en verre connectées en série avec l'isolateur composite.

Tableau II.10. Résultats des tests sous pollution artificielle [39].

Du tableau II.10, on remarque que la tension de contournement augmente avec le nombre d'assiettes d'isolateurs en verre connectées en série avec les isolateurs composites sous différents degrés de pollution. Cette augmentation est la conséquence de l'allongement de la

ligne de fuite. Par contre, quand l'isolateur composite est en série avec une ou deux assiettes d'isolateurs en verre toujours du côté conducteur, il n'y a que peu d'effet sur le gradient de contournement.

Le mode composé donné par la figure II.12.c présente les meilleures performances. Il a donc été adopté et mis en service sur une ligne 110 kV en Chine (figure II.13).

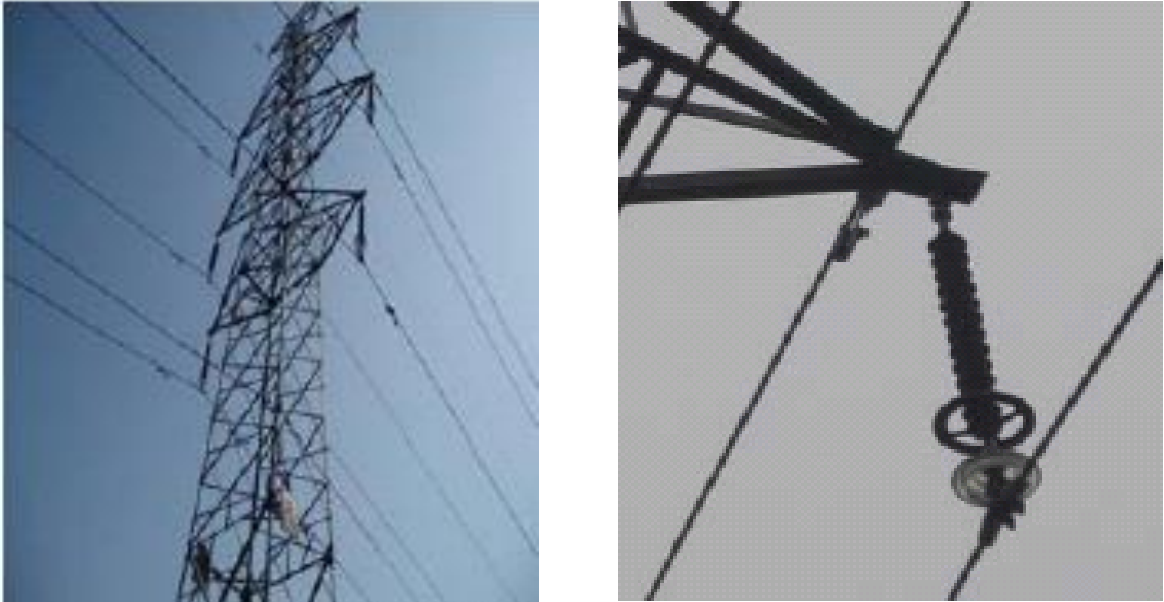


Figure II.13. Ligne 110 kV avec isolateur composite en série avec un anneau de garde et un isolateur en verre du côté conducteur [39].

De 2006 à 2008, le vieillissement des isolateurs composites et les incidents de déclenchement ont été souvent produits sur cette ligne 110 kV (Shabao line) en raison de la foudre. La surface des isolateurs composites semblait avoir beaucoup de traces d'arcs électriques et d'érosion. Ainsi, pour améliorer la distribution du champ électrique de ces isolateurs, le nouveau mode compound de l'isolateur composite en série avec un anneau de garde et une assiette d'un isolateur en verre est adopté. Trois ans d'observation ont montré une nette amélioration dans la distribution du champ électrique de l'isolateur composite mais aussi dans le niveau de tenue contre la foudre.

II.4. Etude de la distribution du champ électrique pour un isolateur 22 kV dans un système triphasé

Dans leur travail, Mu Liang et K. L. Wong [43] ont élaboré un modèle 2D d'un isolateur composite avec sa tige de mise à la terre. L'isolateur composite simulé est en époxy et conçu pour un système de transmission 22 kV. Il est composé de 5 jupes d'une hauteur de 27 cm et d'une tige de mise à la terre métallique de 24 cm de longueur, dont 7 cm sont insérés à l'intérieur de l'isolateur. Les jupes larges ont un diamètre de 15 cm tandis que les petites jupes ont un diamètre de 12 cm.



Figure II.14. Isolateur en epoxy 22 kV [43].

Deux modèles ont été conçus pour étudier l'évolution du champ électrique. Le premier modèle est pour un système monophasé avec un seul isolateur et le second est en triphasé avec trois isolateurs. Les isolateurs sont supposés sans défauts et fonctionnant dans un milieu propre et sec. L'air aura une conductivité de 1×10^{-11} S/m et l'époxy une permittivité relative égale à 4.

Sous COMSOL Multiphysics, la variation du champ électrique en fonction du temps sur deux périodes a été examinée. Mais avant de passer à l'étude des deux systèmes : en monophasé puis en triphasé, l'influence de la tige de mise à la terre est étudiée. Pour cela, deux configurations sont simulées ; l'une sans tige et l'autre avec tige de mise à la terre. La figure II.15 montre l'intensité du champ électrique le long de la surface supérieure de l'isolateur. La longueur de l'arc est la distance horizontale entre les extrémités de la surface supérieure. La tige métallique mise à la terre a un effet considérable sur l'intensité du champ électrique autour de l'isolateur. Par exemple, à $t=0,005$ s et avec la présence de la tige mise à la terre, les valeurs du champ électrique varient principalement entre $0,6 \times 10^5$ V/m et $0,8 \times 10^5$ V/m et augmentent brusquement quand on s'approche du centre de l'isolateur. Comparée aux valeurs autour de $0,5 \times 10^5$ V/m pour le système sans tige, elle importe une augmentation dans l'intensité du champ électrique autour de l'isolateur.

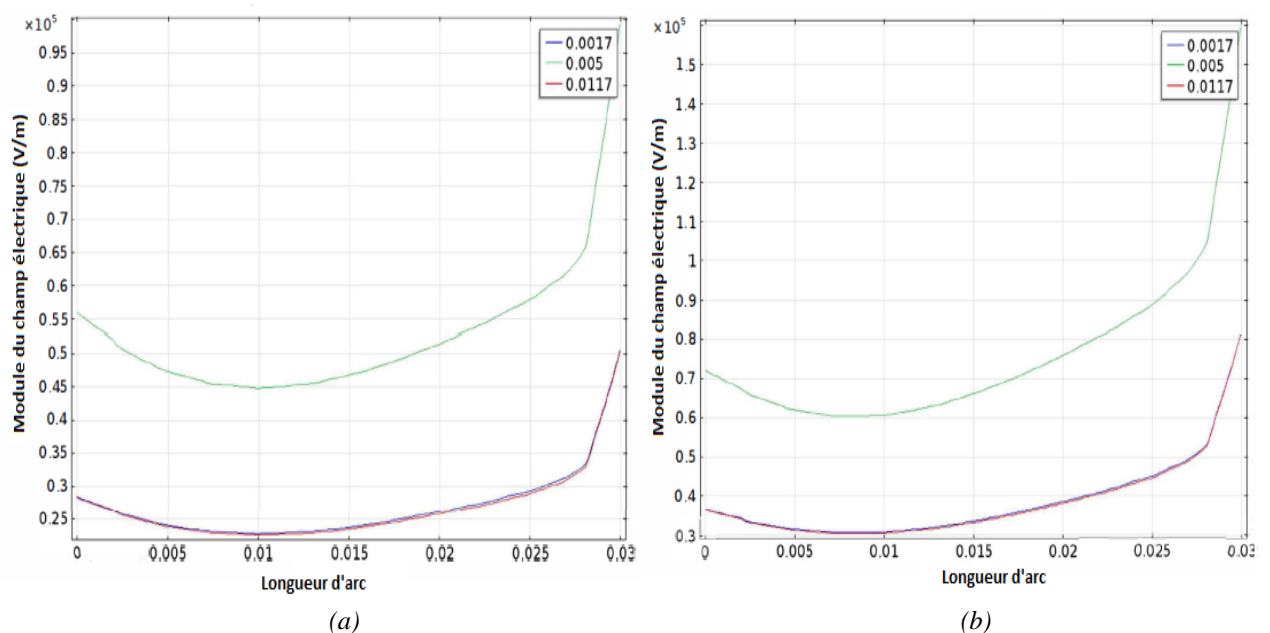


Figure II.15. Intensité du champ électrique le long de la surface de l'isolateur
(a) sans tige de mise à la terre, (b) avec tige mise à la terre [43].

La figure II.16 montre la distribution du champ électrique autour de l'isolateur avec tige mise à la terre dans un système monophasé. L'influence de la tige est indéniable dans les deux sens. En horizontal, plus on s'approche du centre de l'isolateur, plus son influence est importante. En sens vertical, la tige peut non seulement affecter le champ électrique du côté inférieur de l'isolateur, mais également influencer le champ électrique du côté conducteur. Ainsi, ne pas tenir compte de l'effet de la tige de terre conduit à des estimations inexactes de la distribution de champ électrique pour les isolateurs.

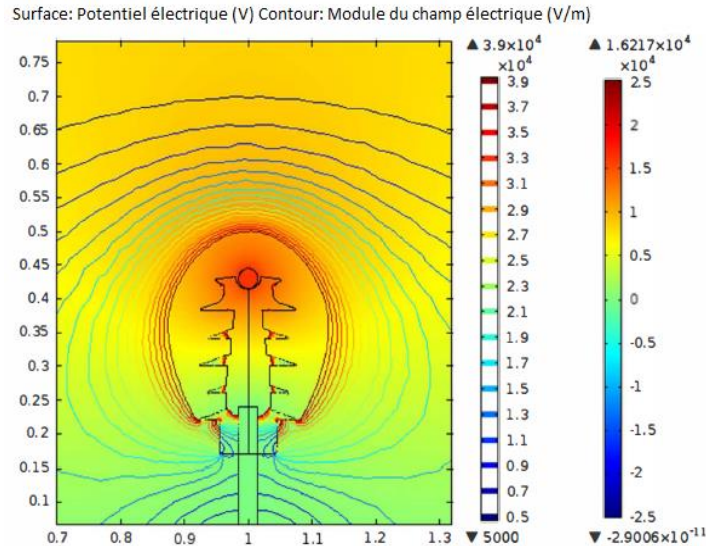


Figure II.16. Distribution du champ électrique autour de l'isolateur avec une tige mise à la terre dans un système monophasé [43].

Pour le modèle du système triphasé, l'effet de la tige est alors pris en considération. Chaque isolateur est situé à une distance de 1 m les uns des autres. Celui du milieu a un déphasage nul, celui de gauche présente un angle de retard de 120° et celui de droite a un angle de retard de 240° . La figure II.17 donne la distribution du champ électrique pour un système triphasé à $t=0,0064\text{ s}$. On remarque que le champ électrique autour de l'isolateur du milieu penche du côté gauche du système à cause de l'amplitude de la tension (plus importante) de la ligne de transmission de gauche. La distribution est alors asymétrique, ce qui conduit à l'apparition des décharges par effet couronne.

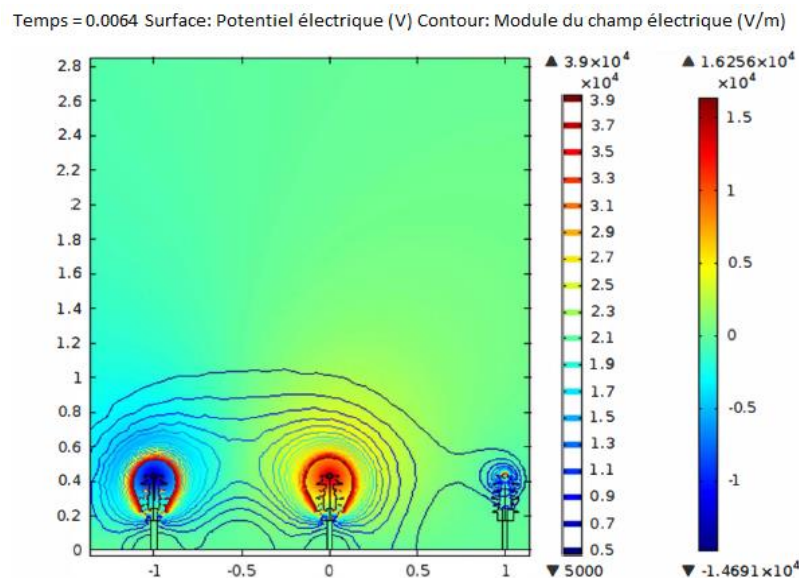


Figure II.17. Distribution du champ électrique dans un système triphasé [43].

La figure II.18 représente la variation du champ électrique de $t=0$ s à $t=0,02$ s, l'intervalle de temps entre chaque graphique étant 0,002 s. Les changements dans la distribution du champ électrique sont clairement illustrés sur une période. L'intensité du champ électrique pour chaque isolateur atteint son maximum chaque demi-période (à 0,01 s). Pour l'isolateur du milieu, c'est pour $t=0,005+0,01(n)$ où $n=1, 2, 3, \dots$. On peut noter également que l'intensité du champ électrique autour de l'isolateur du milieu est légèrement plus grande que l'intensité du champ électrique autour des isolateurs du côté.

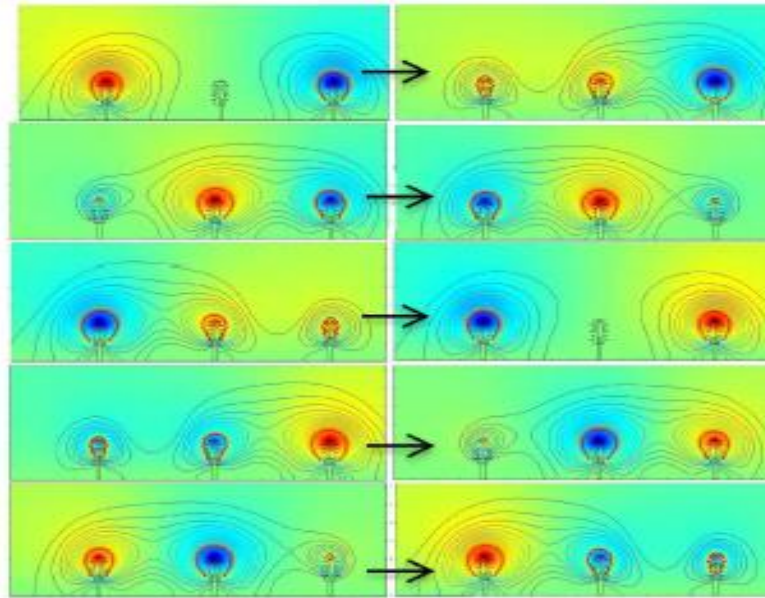


Figure II.18. Variation du champ électrique de $t=0$ à $t=0,018$ s avec un pas de 0,002 s [43].

Dans le système triphasé, le champ électrique autour des différentes phases est en interaction. Pour les effets des deux autres phases, non seulement, ils déforment la distribution du champ électrique mais aussi font augmenter son intensité. La figure II.19 donne la distribution du champ électrique autour de l'isolateur du milieu à $t=0,0064$ s ainsi que les points de mesure sur le modèle. L'intensité maximale du champ électrique est calculée aux quatre points de mesure (A, B, C et D) et présentée dans le tableau II.11.

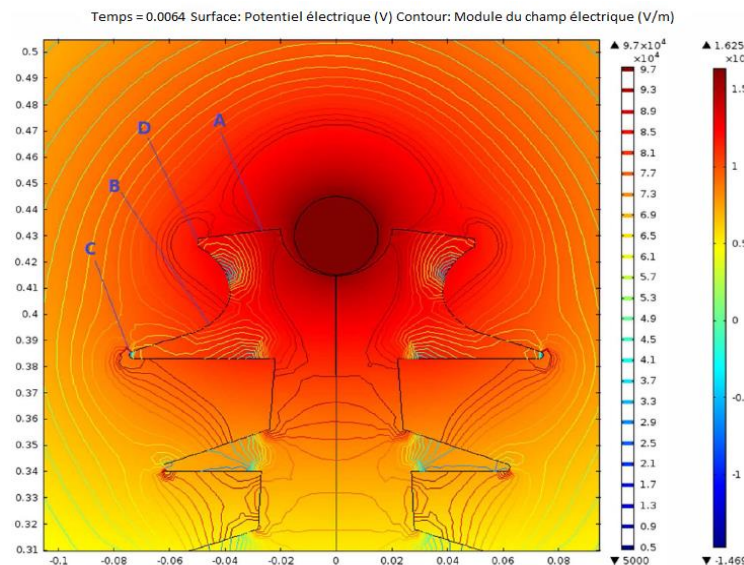


Figure II.19. Points de mesure pris pour le calcul

A : sommet de l'isolateur, B : courbure au-dessus de la jupe, C : pointe de la jupe, D : pointe de la surface supérieure [43].

Points de mesure	Ajustement du champ électrique (V/m)	
	Système monophasé	Système triphasé
A	190 000	197 000
B	75 000	84 000
C	45 000	59 000
D	80 000	120 000

Tableau II.11. Intensité du champ électrique sur la phase médiane [43].

On remarque que l'intensité du champ électrique de la phase du milieu est clairement augmentée par les deux autres phases. Le champ électrique dans certaines parties de la surface sur l'isolateur du milieu dans le système triphasé peut augmenter jusqu'à 50% (point D) en comparant avec le cas du système monophasé. Sur la surface de l'isolateur, l'intensité du champ électrique à l'extrémité des jupes est supérieure à celle enregistrée à la surface des courbures des jupes. Pour les problèmes de vieillissement, les endroits critiques sont les pointes des jupes et la surface près de la ligne de transmission.

II.5. Calculs du champ électrique le long d'un isolateur en polymère en utilisant une modélisation à dimensions réduites

Le champ électrique le long des isolateurs en polymère est fonction de divers facteurs tels que la conception de ces extrémités métalliques, le type de moulage du revêtement extérieur, les anneaux de garde, la conception des jupes, la configuration des pylônes, la conception du matériel et la distance entre phase [44]. Pour tenir compte de tous ces facteurs, des simulations numériques en 3D du champ électrique sont recommandées mais le souci majeur qui reste est le temps de calcul et la mémoire utilisée [45]. Des procédures d'optimisation sont alors nécessaires mais impliquent des calculs répétés du champ électrique et entraînent ainsi encore une augmentation dans le temps de calculs.

A. Anbarasan et S. Usa [46] ont proposé une approche de modélisation à dimensions réduites. Cette approche est basée sur l'établissement d'une relation entre les profils du champ électrique le long de la surface des jupes (longueur de fuite) des modèles en 2D et 3D depuis une combinaison de référence des anneaux de garde. La relation est alors utilisée pour prédire le profil électrique du modèle 3D pour différentes combinaisons des anneaux de garde en utilisant le profil du champ électrique du modèle 2D équivalent. Ainsi, le profil du champ électrique prédit peut être utilisé comme un point de départ dans le processus d'optimisation de la conception des isolateurs. Basé sur la méthode des éléments finis, le logiciel MAXWELL, disponible sur le marché, est utilisé pour le calcul du champ électrique en 2D et 3D.

Un isolateur en polymère de 220 kV, avec seulement son anneau de garde, appelé configuration-1, est considéré pour les simulations. Son modèle axisymétrique 2D est montré sur la figure II.20. L'isolateur est composé de deux électrodes métalliques (HT et terre), d'un revêtement extérieur en silicone (SiR) avec une permittivité relative de 4,3 et d'un noyau central en fibres de verre avec une permittivité relative de 5.

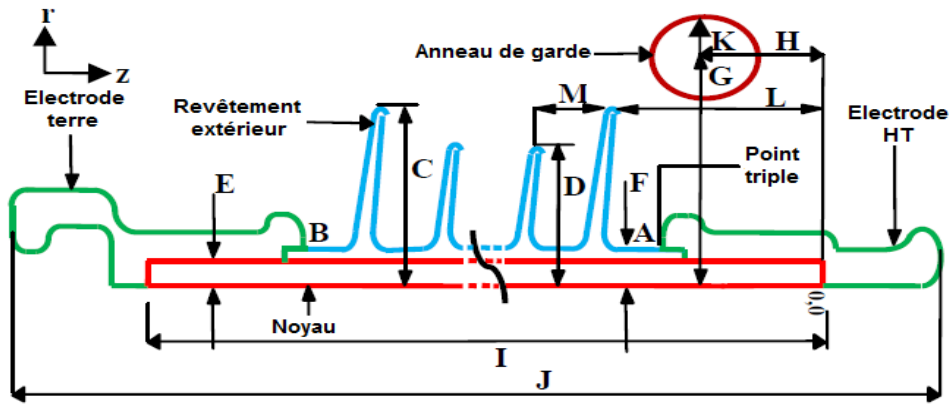


Figure II.20. Isolateur en polymère 220 kV [46].

Les dimensions sont en mm : C=70, D=55, E=10, F=14, G=100, H=100, I=2029, J=2140, L=98.63, M=32.5, la longueur de fuite entre A et B est approximativement égale à 6470.

Pour réduire le temps de calcul, l'influence du nombre des jupes sur le champ électrique a été analysée. Ainsi, on considère un modèle d'isolateur avec toutes ses jupes et d'autres modèles avec un nombre réduit [47]. A partir de ces simulations, on constate que la configuration avec deux jupes en haut et deux autres en bas a le même profil de champ électrique que celui avec 100% de jupes (avec un pourcentage d'erreur inférieur à 1%). Par conséquent, tous les calculs à venir ont été effectués avec le nombre réduit de jupes (deux près de l'extrémité HT et deux près de l'extrémité terre). Les valeurs maximales du champ électrique dans toutes les régions critiques pour cette configuration sont listées dans le tableau II.12. Le champ électrique maximal le long de la ligne de fuite apparaît à la jonction du point triple côté HT (point A sur la figure II.20).

Configuration	Modèle	Valeurs du champ électrique (kV/mm)			
		Noyau	Revêtement en Silicone	Surface des jupes (le long de la longueur de fuite)	Anneau de garde
1	2D axisymétrique	0,59	1	1,30	3,07

Tableau II.12. Champ électrique maximal dans les régions critiques de l'isolateur (configuration-1) [46].

La configuration-1 est axisymétrique, mais dans les conditions de service réelles, la présence du pylône, les raccords et les conducteurs des 3 phases changent la nature de cette symétrie. Dans ce cas, une modélisation et des simulations 3D sont fortement recommandées. Ainsi, un modèle 3D de la configuration-1 est analysé et sera nommé « configuration-2 ». Puis, une comparaison du champ électrique, à proximité des régions critiques de l'isolateur, entre les deux configurations est faite en utilisant l'équation (II.3) :

$$\% \text{ du changement de } E \text{ (configuration } i) = \frac{E(\text{configuration } 1) - E(\text{configuration } i)}{E(\text{configuration } 1)}, \quad (\text{II.3})$$

où i représente le numéro de la configuration (de 1 à 6).

Ainsi, la variation en pourcentage du champ électrique E (configuration-2) montre un écart maximal de 1,54% à la jonction triple. L'accord étroit entre les deux configurations (1 et 2) donne foi au programme 3D qui est étendu pour calculer le champ électrique pour d'autres configurations. L'influence du pylône, des trois phases (raccords et conducteurs) sur la distribution électrique est analysée individuellement en ajoutant un par un chaque élément à la configuration-2 comme indiqué au tableau II.13.

Configuration	Modèle	Intensité du champ électrique (kV/mm)		% du changement de E en référence à la configuration 1	
		Surface des jupes (le long de la ligne de fuite)	Anneau de garde	Jonction du point triple (côté HT)	Anneau de garde
2	Modèle 3D de la configuration-1	1,28	3,08	1,54	0,32
3	Configuration-2 + raccord (phase-R)	1,08	2,54	16,92	17,26
4	Configuration-2 + raccord (phase-R) + pylône	0,98	2,40	24,62	21,82
5	Configuration-2 + 3 raccords (phases R, Y, B) + pylône	0,89	2,37	31,53	22,80
6	Configuration-2 + 3 raccords (phases R, Y, B) + pylône + conducteur	0,64	1,71	50,77	40,42

Tableau II.13. Champ électrique maximal dans les régions critiques de l'isolateur (configurations 2 à 6) [46].

Le pylône, les raccords métalliques pour un faisceau à deux conducteurs et leurs dimensions principales sont représentés à la figure II.21. Le diamètre du conducteur est de 31,2 mm et chaque phase est modélisée comme la configuration d'une chaîne en I (avec un seul isolateur). Les isolateurs sont supposés être dans un état propre et sec. La phase centrale R est considérée comme étant le cas le plus défavorable et portant la tension maximale de service $220 \text{ kV} \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 180 \text{ kV}$, tandis que les deux autres phases portent la moitié de la valeur négative de la phase centrale – 90 kV [48].

Dans la configuration-6, la longueur du conducteur a été changée de 0,5 à 6,0 fois la longueur de l'isolateur. Il ressort de cette analyse que la variation du champ électrique dans les régions critiques de l'isolateur est négligeable à partir de 1,5 fois la longueur de l'isolateur (3120 mm). De plus, en règle générale, les tests de RIV (Radio Interference Voltage) et de détection des décharges couronne sont conduits avec une longueur de conducteur égale ou supérieure à 1,5 fois la longueur de l'isolateur. Compte-tenu de ces faits, la longueur du conducteur est choisie pour être 1,5 fois la longueur de l'isolateur.

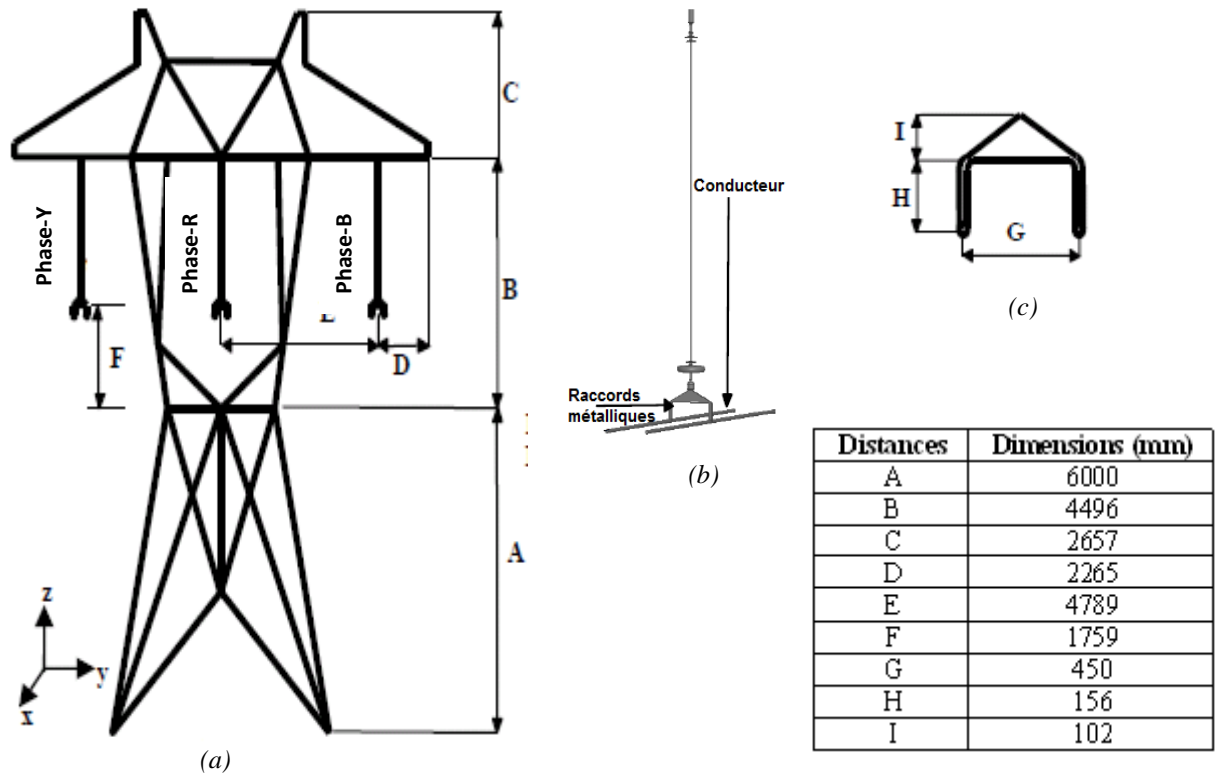


Figure II.21. Dimensions du pylône et du faisceau des conducteurs
 (a) pylône, (b) zoom sur la phase centrale R, (c) matériel de raccords [46].

Etant donné que la configuration-6 représente la situation de service réelle, une comparaison est effectuée entre les deux configurations (1 et 6). Une vue de face des lignes équipotentielles concernant la configuration-6 est montrée à la figure II.22.a. Une vue de détail de cette distribution du côté HT de la phase centrale est représentée sur la figure II.22.b.

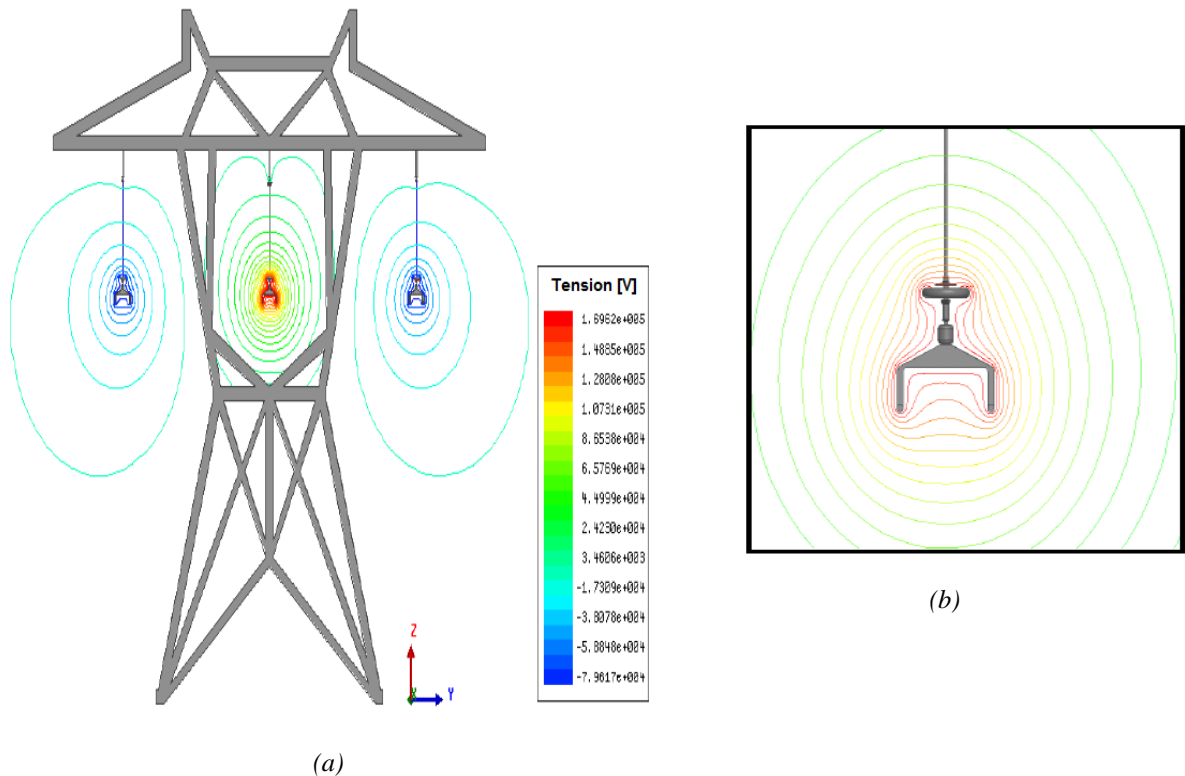


Figure II.22. Lignes équipotentielles
 (a) vue de face avec 3 phases, (b) zoom près de l'extrémité haute tension (phase centrale) [46].

On remarque bien que les lignes de champ sont déformées en présence du matériel de raccord et de l'anneau de garde aidant ainsi la distribution du potentiel à être plus uniforme. La différence dans la répartition du potentiel le long de l'axe central de l'isolateur pour les configurations 1 et 6 est représentée sur la figure II.23. On remarque que la distribution est plus dense à proximité de la région de la jonction triple que du côté de la partie médiane de l'isolateur. Les profils du champ électrique le long de la ligne de fuite (AB sur la figure II.20) pour les configurations 1 et 6 sont comparés aussi et représentés sur la figure II.24. Il est évident que le champ électrique est maximal à proximité de l'extrémité haute tension pour les deux configurations. La valeur maximale du champ électrique dans la configuration-6 est réduite en raison de la présence du matériel de raccord et des conducteurs. Les deux profils ont la même allure avec une différence dans leurs amplitudes. Les comparaisons sont faites pour la phase centrale R (cas le plus défavorable).

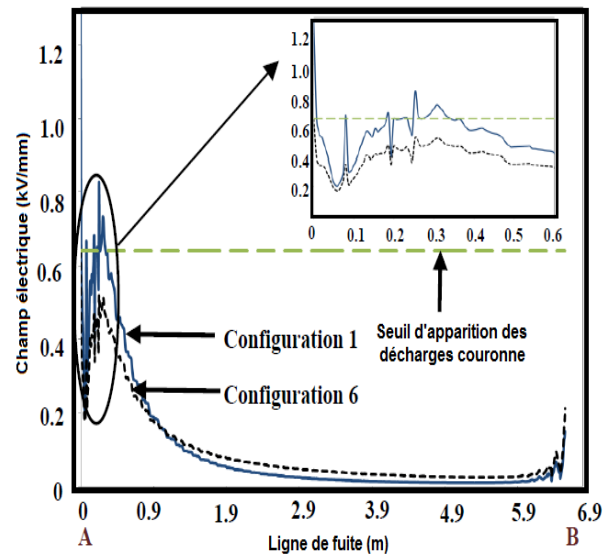
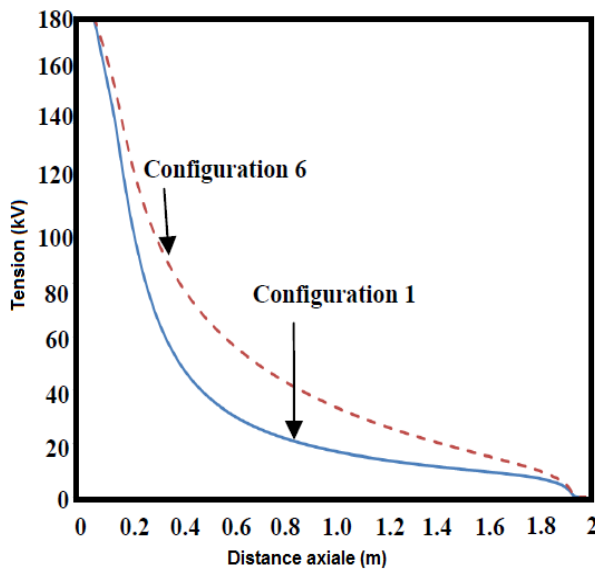


Figure II.23. Comparaison entre la répartition du potentiel à l'axe central de l'isolateur pour les configurations 1 et 6.

Figure II.24. Distribution du champ électrique des configurations 1 et 6 le long de la longueur de fuite.

Comme les profils du champ électrique des configurations 1 et 6 sont semblables avec une différence dans leurs amplitudes, un rapport entre ces deux profils a été défini comme étant le « facteur de réduction ». Il est donné par :

$$\text{Facteur de réduction} = \frac{E_{3-D}(\text{configuration 6})}{E_{2-D}(\text{configuration 1})}, \quad (\text{II.4})$$

où:

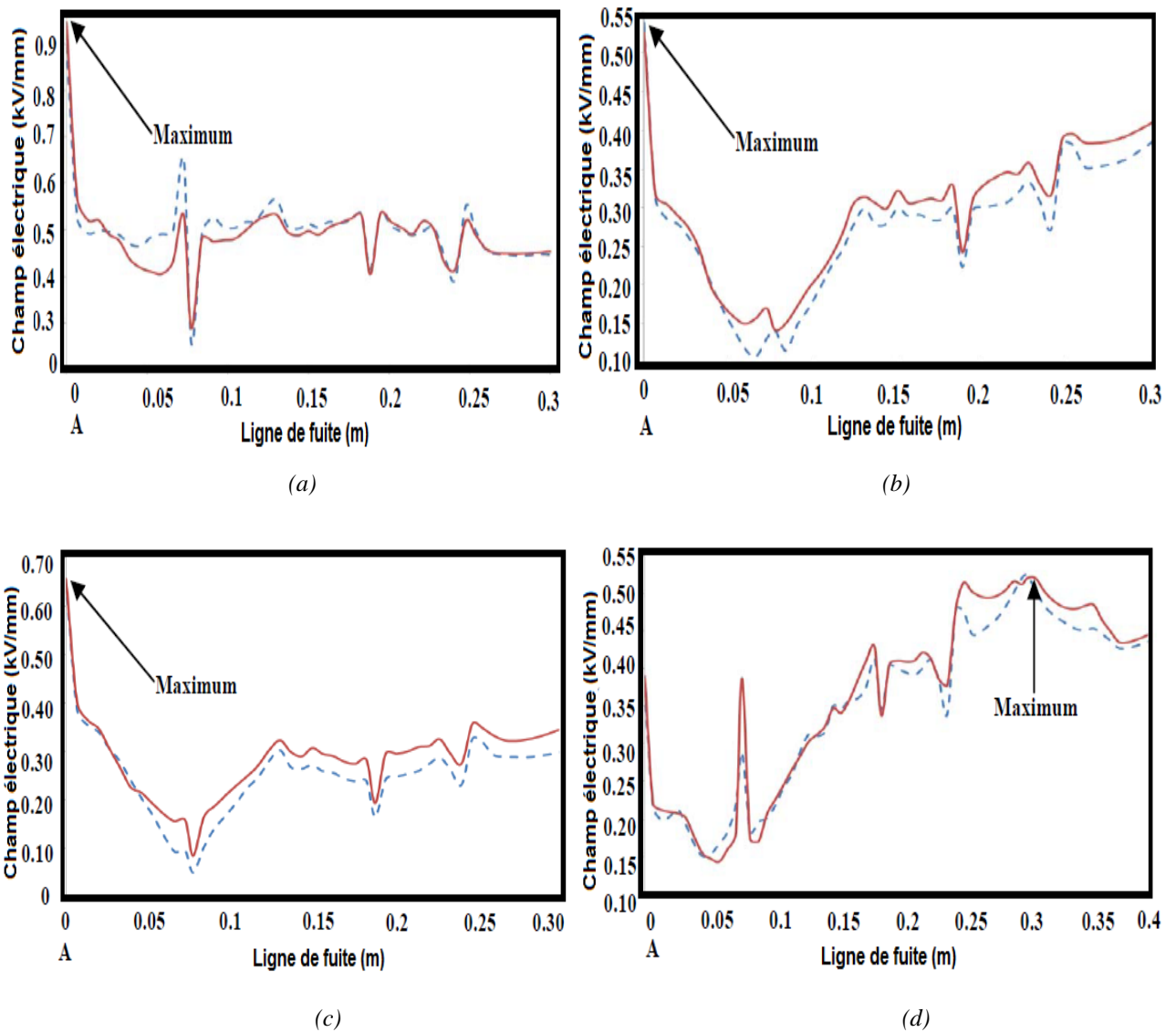
- E_{3-D} est le profil du champ électrique le long de la ligne de fuite pour la configuration-6 en 3D ;
- E_{2-D} est le profil du champ électrique le long de la ligne de fuite pour la configuration-1 en 2D.

Ensuite, ce facteur de réduction est utilisé pour prédire le profil du champ électrique en 3D (E_{3-D} (nouveau)) pour toutes les dimensions et emplacements de l'anneau de garde en utilisant le profil du champ électrique équivalent 2D (E_{2-D} (nouveau)), suivant la relation suivante :

$$E_{3-D}(\text{nouveau}) \text{ prédit} = \text{Facteur de réduction} \times E_{2-D}(\text{nouveau}). \quad (\text{II.5})$$

Par conséquent, différentes combinaisons de G (rayon de l'anneau de garde), de K (rayon du tube) et de H (distance par rapport à l'extrémité haute tension) utilisées par différents constructeurs sont choisies. Le facteur de réduction est calculé pour la combinaison (G-K-H) = (100-20-100) qui est utilisé comme un facteur de référence pour prédire E_{3-D} (équation II.5) pour diverses autres combinaisons (100-20-75, 125-30-100, 150-30-100, 100-30-100 et 100-25-50).

Pour vérifier l'approche proposée, un calcul du champ électrique réel en 3D est effectué pour toutes les combinaisons précédentes, puis comparé avec celui prédit. Les résultats obtenus sont représentés à la figure II.25. On observe qu'il y a une correspondance entre les valeurs réelles et celles prédites auprès du point de la jonction triple pour toutes les combinaisons. Même si la combinaison 100-30-100 (figure II.25.d) n'est pas faisable techniquement, vu que l'anneau de garde et la jupe sont trop proches l'un de l'autre, l'intention de l'étude de cette combinaison était de prouver que le facteur de réduction est très efficace, même si le point maximum se déplace loin du point de la jonction triple.



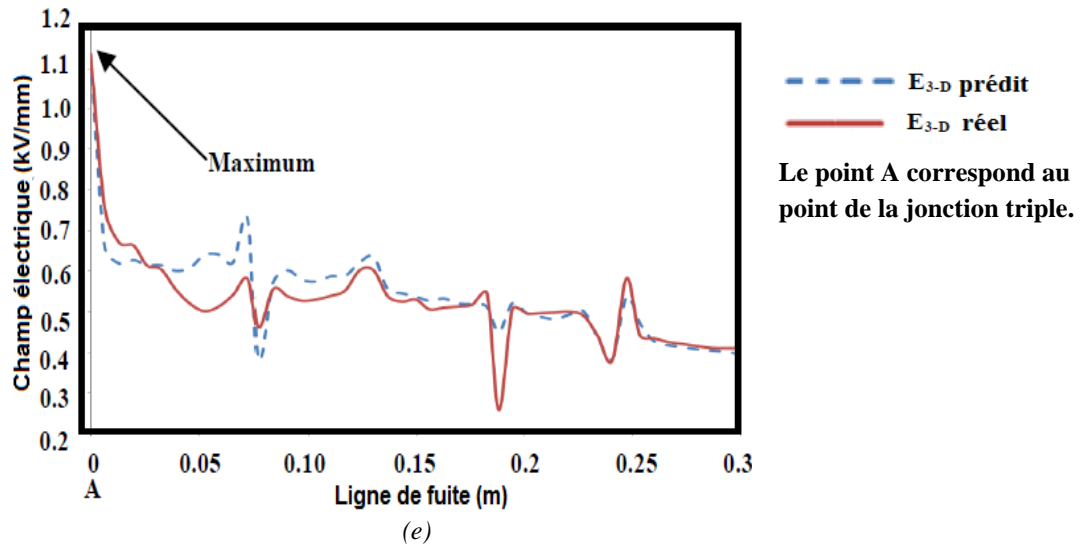


Figure II.25. Comparaison entre E_{3-D} prédit et E_{3-D} réel pour les différentes combinaisons G-H-K (a) 100-20-75, (b) 125-30-100, (c) 150-30-100, (d) 100-30-100, (e) 100-25-50 [46].

Pour confirmer l'efficacité de cette méthode, les facteurs de réduction sont calculés pour toutes les combinaisons (G-H-K) mentionnés ci-dessus avec les champs électriques réels E_{2-D} et E_{3-D} correspondant. Le profil du facteur de réduction de la combinaison de référence (100-20-100) est représenté sur la figure II.26 avec les barres d'erreur indiquant la moyenne des écarts-types. On constate que l'écart-type minimum est plus proche de l'extrémité haute tension (jusqu'à 0,5 mètres de l'extrémité HT) où le champ électrique est maximal et crucial (figure II.24). Bien que l'écart-type augmente ensuite, le champ électrique reste toujours bien en-dessous de la valeur critique.

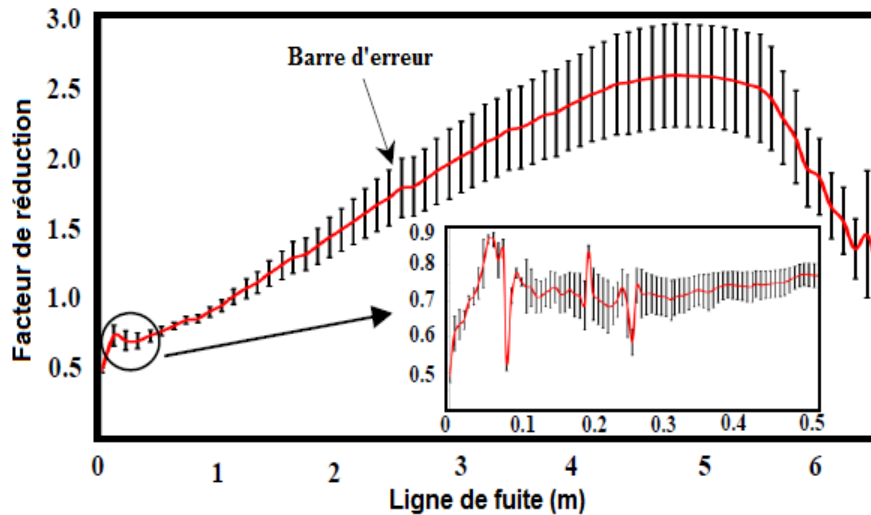


Figure II.26. Profil du facteur de réduction pour la combinaison (100-20-100) avec les barres d'erreur [46].

Enfin, la méthode de prédiction du profil du champ électrique proposée pour une configuration 3D en utilisant le profil du champ électrique d'une configuration 2D est efficace et les étapes de base à respecter sont les suivantes :

- calcul du facteur de réduction, pour une dimension et emplacements des anneaux de garde, de référence (équation II.4) ;
- estimation du champ électrique en 2D pour différentes dimensions et emplacements des anneaux de garde ;
- prédiction du champ électrique en 3D (équation II.5).

Ainsi, le profil E_{3-D} prédit peut être utilisé comme un point de départ pour les procédures d'optimisation qui éliminent la nécessité d'effectuer des calculs de champ électrique répétés en 3D [49]. La méthodologie a été validée aussi pour des isolateurs 132 kV avec un seul anneau de garde et pour des isolateurs 400 kV avec deux anneaux de garde et un anneau de répartition de potentiel côté HT. Cette approche peut être appliquée efficacement à tous types de pylônes et configurations de faisceaux avec une seule chaîne d'isolateurs de suspension.

II.6. Etude de simulation du champ électrique et caractéristiques de l'effet couronne dans un isolateur composite en présence de gouttelettes d'eau

H. Wang et al. [50] ont divisé leur étude sur le champ électrique en deux parties :

- l'étude sur un système d'électrodes simple ;
- l'étude sur un isolateur composite 220 kV.

Pour la première partie, un système d'électrodes, comme représenté à la figure II.27 est considéré. Il s'agit d'un modèle constitué d'un cube de largeur de 50 mm en silicone et de deux électrodes métalliques avec un rayon de 50 mm et une épaisseur de 10 mm avec la présence d'une gouttelette d'eau d'un rayon de 2 mm et un angle de contact de 90° . La différence de potentiel entre les deux électrodes est 10 kV, 50 Hz.

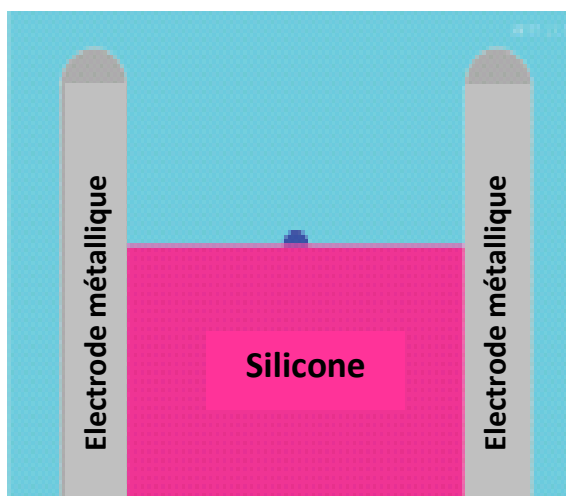


Figure II.27. Modèle de simulation [50].

L'influence de l'angle de contact de la gouttelette d'eau sur la distribution du champ électrique a été étudiée. En le variant de 20° à 170° , ce qui correspond aux changements de l'hydrophobicité de la surface du silicone, on obtient le graphe représenté à la figure II.28. On remarque que l'intensité du champ électrique augmente quand l'angle de contact est inférieur à 30° puis diminue pour les angles entre 30° et 130° pour augmenter encore une fois quand l'angle de contact est supérieur à 130° . Le champ électrique présente un maximum à 30° et un minimum à 130° .

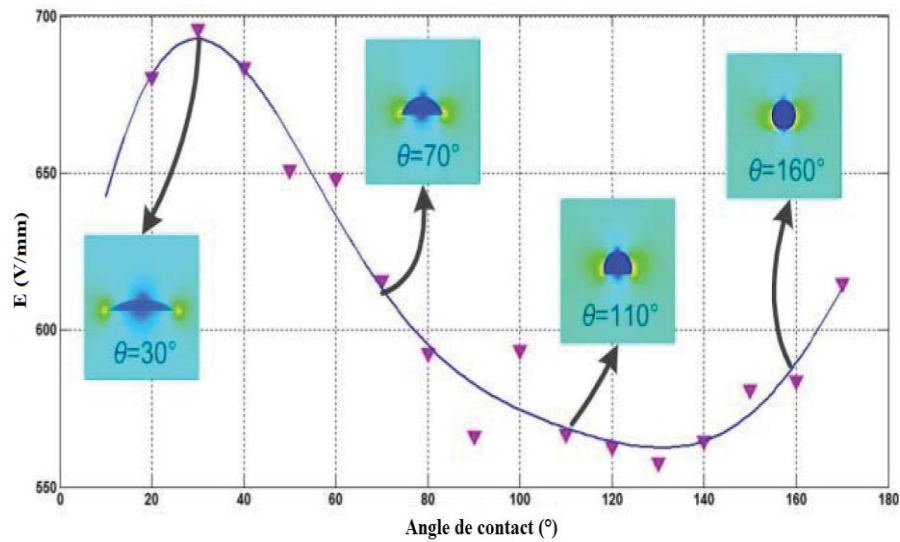


Figure II.28. Variation du champ électrique en fonction de l'angle de contact [50].

Un cas de présence de deux gouttelettes d'eau avec le changement de la distance entre elles est considéré aussi. Ainsi, la variation du ratio entre E_{\max} pour deux gouttelettes et E_{\max} pour une seule gouttelette d'eau en fonction de la distance entre les deux gouttelettes est étudiée. On remarque tout d'abord que le champ électrique est important à l'interface triple eau-air-silicone (entouré en rouge sur la figure II.29.a). De la figure II.29.b, on note que le ratio du champ électrique diminue avec l'augmentation de la distance entre gouttelettes puis tend à se stabiliser à presque 1, c'est-à-dire qu'on revient au système avec une seule gouttelette d'eau.

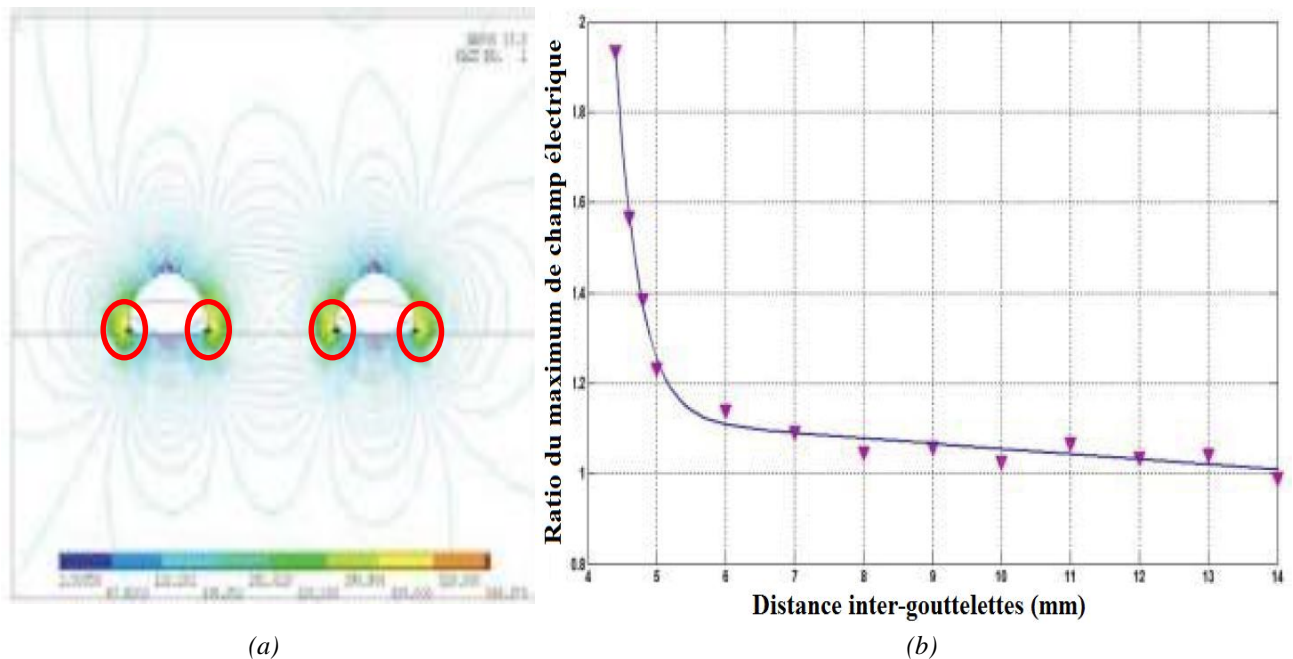


Figure II.29. (a) modèle à deux gouttelettes d'eau, (b) variation du maximum du champ électrique en fonction de la distance inter-gouttelettes [50].

Comme dernier point de la première partie de cette étude, l'influence du nombre de gouttelettes est prise en considération. Ce nombre va varier de 1 à 7 avec un angle de contact fixé à 90° . La figure II.30 montre la distribution du champ électrique en présence de 5 gouttelettes et la variation du maximum du champ électrique en fonction du nombre de gouttelettes. Plus le nombre de gouttelettes augmente, plus le champ électrique est distordu et intense.

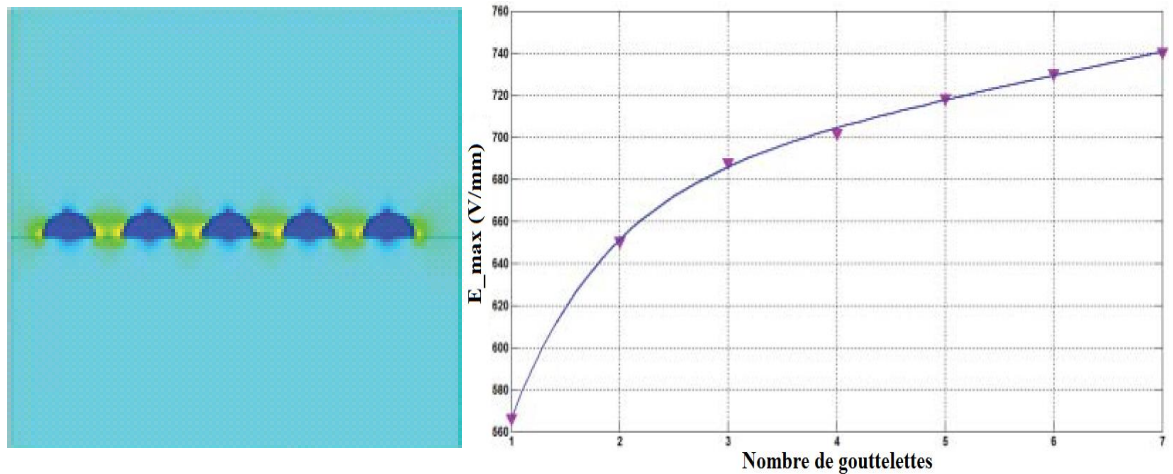


Figure II.30. Distribution du champ électrique avec 5 gouttelettes (à gauche) et variation du maximum du champ électrique en fonction du nombre de gouttelettes (à droite) [50].

Pour ce qui concerne la seconde partie de l'étude, c'est-à-dire la distribution du champ électrique le long de l'isolateur composite en 220 kV, un modèle 2D a été élaboré. Des gouttelettes d'eau ont été réparties le long de la surface de l'isolateur et séparées entre elles de 8,3 mm avec un angle de contact de 90° et un rayon de 2 mm. Les simulations ont montré que les gouttelettes d'eau modifient la distribution du champ électrique dans l'espace avoisinant l'isolateur mais aussi conduisent à des distorsions partielles du champ électrique au niveau de la surface de l'isolateur. En effet, sur la figure II.31, on peut observer qu'en présence de gouttelettes, le champ électrique s'intensifie mais est surtout concentré aux points triples (eau-air-silicone). Néanmoins, le champ électrique au-dessus des gouttelettes reste relativement faible.

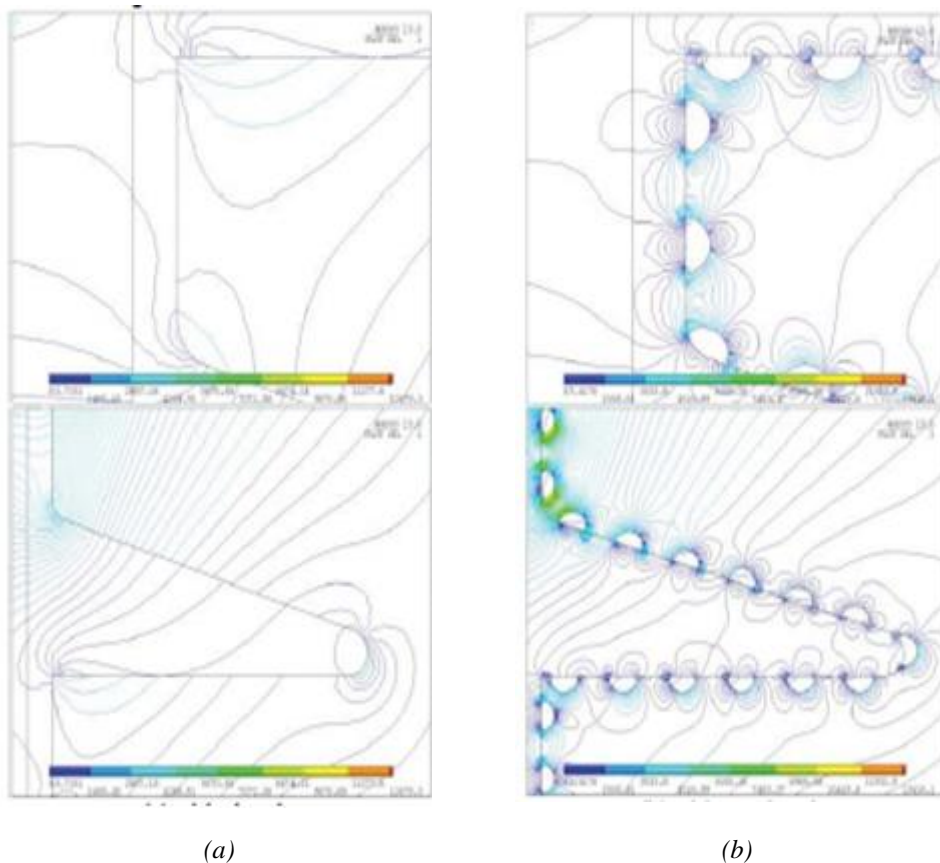


Figure II.31. Distribution du champ électrique (a) sans gouttelettes, (b) en présence de gouttelettes [50].

La distance entre les gouttelettes a été modifiée pour étudier la variation du champ électrique le long de la surface de l'isolateur. Trois graphes sont alors obtenus (figure II.32) pour trois distances inter-gouttelettes « d » : 9,8 mm, 8,3 mm et 6,5 mm. On observe des fluctuations du champ électrique qui s'accroissent si la distance entre les gouttelettes est réduite.

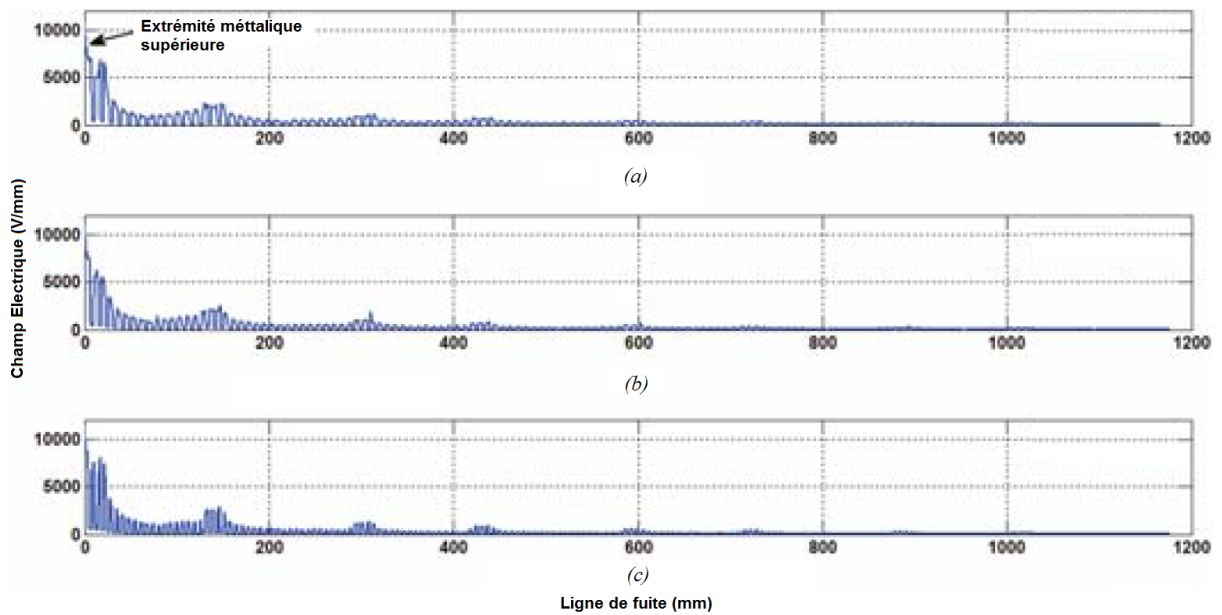


Figure II.32. Variation du champ électrique le long de la surface de l'isolateur.
(a) $d = 9.8$ mm, (b) $d = 8.3$ mm, (c) $d = 6.5$ mm [50].

En dernier lieu de cette étude, un modèle 3D avec un anneau de garde est établi et simulé par le logiciel ANSYS. Ensuite, en combinant MATLAB et ANSYS, la géométrie de l'anneau de garde est optimisée en se basant sur les algorithmes génétiques. Le processus d'optimisation est donné par la figure II.32. Le maximum du champ électrique de l'isolateur composite est considéré comme étant une fonction de la position et des paramètres géométriques de l'anneau de garde.

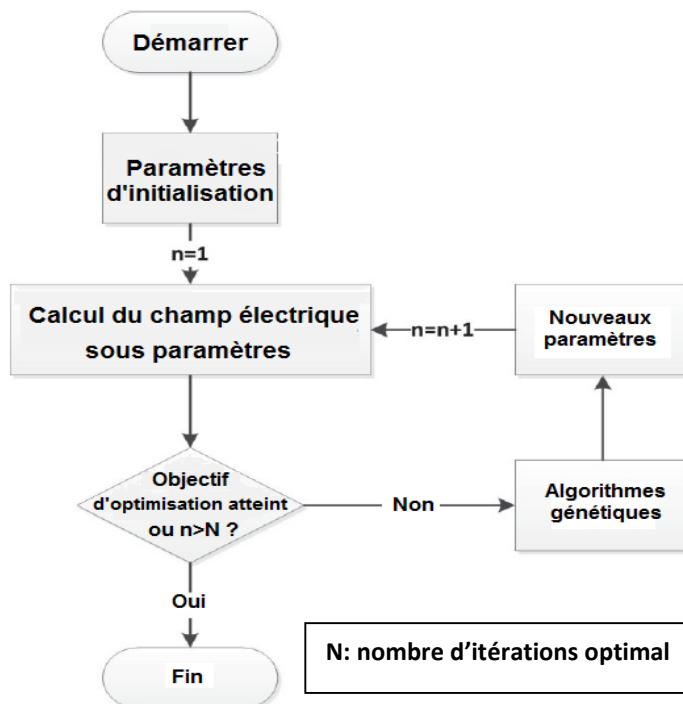


Figure II.32. Processus d'optimisation [50].

Ainsi, la distribution du champ électrique pour trois configurations obtenues du processus est donnée à la figure II.34. On remarque que le maximum du champ électrique diminue de 13000 V/m à 550 V/m et que le champ est plus uniforme.

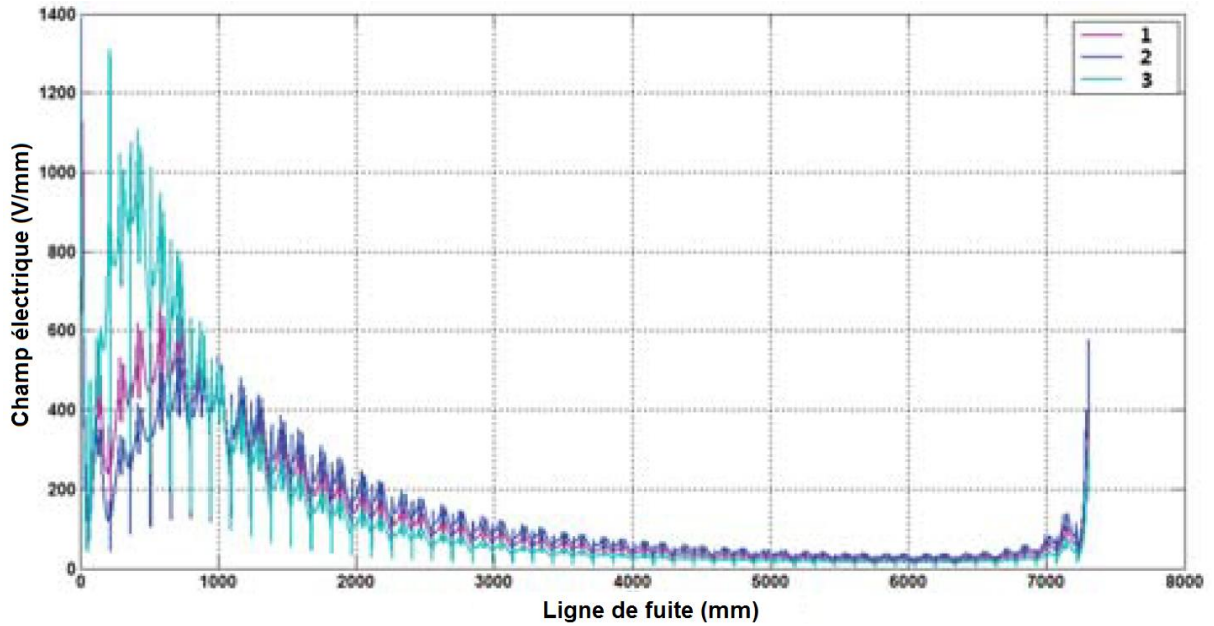


Figure II.34. Le champ électrique le long de la surface de l'isolateur pour différents paramètres [50].

Les résultats de l'optimisation sont appliqués au modèle 3D. Deux cas ont été étudiés : pour le premier cas, le rayon des gouttelettes d'eau est fixé à 2 mm, alors que pour le second cas, leur rayon varie aléatoirement de 1 à 3 mm. Dans la figure II.35, on retrouve la même distribution que pour le modèle 2D. Les gouttelettes d'eau augmentent le champ électrique au point triple où les décharges couronne peuvent apparaître. La distribution pour les deux cas (rayon fixe et rayon variable) est quasiment la même.

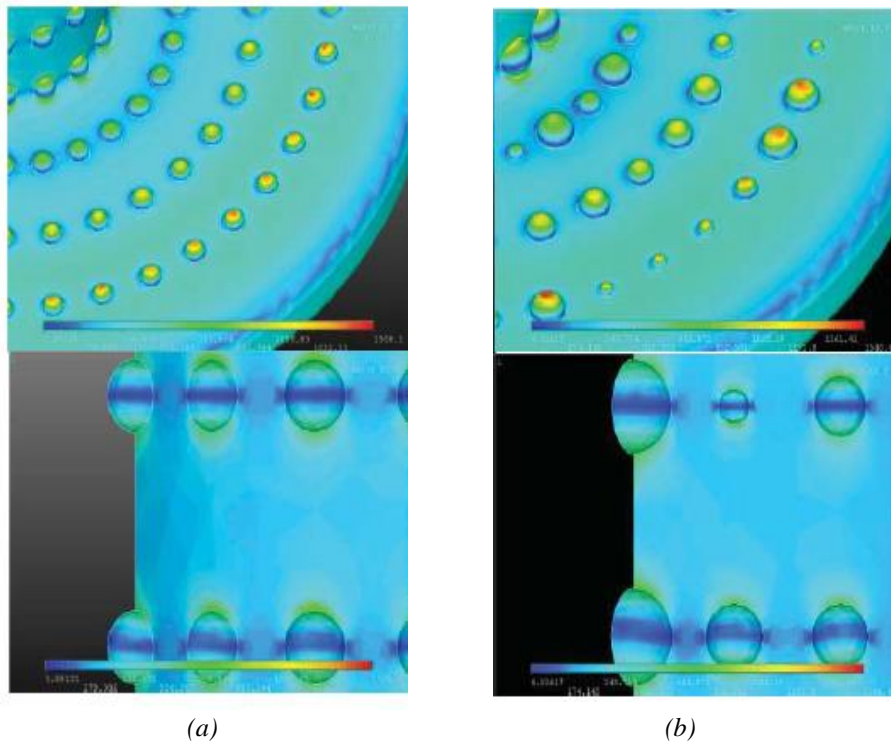


Figure II.35. Distribution du champ électrique
(a) rayon fixe, (c) rayon variable [50].

Conclusion

La distribution du champ électrique le long d'un isolateur composite est différente de celle des isolateurs traditionnels (verre ou porcelaine). En général, c'est une distribution plus non-linéaire, pour la simple raison que les pièces métalliques intermédiaires sont absentes dans un isolateur non-céramique.

La synthèse bibliographique effectuée dans le présent chapitre formera une base solide pour la suite de ce travail. Elle nous a permis également de comprendre d'une manière approfondie l'influence des paramètres géométriques, environnementaux et de service sur la distribution du champ électrique le long de la surface des isolateurs composites et ainsi de pouvoir pallier la non-linéarité de cette distribution qui causerait la plupart du temps la dégradation et le vieillissement des matériaux constituant l'isolateur composite, ainsi que l'apparition des décharges couronne.

Chapitre III
Simulation numérique du
champ électrique le long des
isolateurs composites

Introduction

L'étude de la distribution du champ électrique le long des isolateurs composites est très utile pour l'étude de l'apparition des décharges partielles à leur surface et des problèmes de vieillissement. Elle l'est également lors des étapes de conception, d'exploitation et d'entretien de ces isolateurs.

Actuellement, on a recours à des techniques numériques pour étudier la distribution du champ électrique, essentiellement en raison de leur simplicité et de leur efficacité. La méthode des éléments finis est l'une de ces techniques résolvant les équations différentielles de Maxwell qui régissent directement les systèmes ; elle est très couramment utilisée dans les outils de simulation modernes.

Avant l'analyse du champ électrique proprement dite, nous présentons une brève description des différentes méthodes expérimentales et numériques de mesure du champ électrique, pour passer ensuite à la description du software utilisé et à la méthode des éléments finis appliquée aux équations de Maxwell.

Nous étudierons ainsi la distribution du champ électrique le long d'un modèle d'isolateur composite 400 kV en tenant compte de l'influence de la présence de l'anneau de garde et de l'état de surface de l'isolateur (sec et propre, en présence de gouttelettes d'eau et en présence d'une couche de pollution uniforme). Les calculs du champ électrique sont faits le long de la ligne de fuite et sur l'axe du noyau de l'isolateur composite.

III.1. Méthodes utilisées pour l'étude de la distribution du champ électrique

III.1.1. Méthodes expérimentales

Pour la mesure de la distribution de l'intensité du champ électrique le long d'un isolateur, plusieurs dispositifs ont été conçus et utilisés, soit pour des tests au laboratoire, soit pour des tests in situ.

Les appareils utilisés pour cette mesure ont souvent été les sondes capacitives, les fluxmètres et les antennes dipolaires. Ils sont constitués généralement par des électrodes conductrices, des câbles de raccordement et des circuits de mesure. Or, ces connexions métalliques provoquent des distorsions considérables dans le champ électrique quand le point de mesure est au-dessus du plan de masse.

Les systèmes utilisés actuellement pour mesurer l'intensité du champ électrique sont conçus différemment. Le signal est transmis par une liaison fibre optique de la sonde à haute tension à l'unité de réception liée à la terre. Cette liaison ne peut introduire qu'une faible distorsion dans la distribution du champ électrique. De plus, la taille de la sonde peut être très réduite afin d'éviter la distorsion du champ électrique.

L'une des sondes utilisées est le capteur à effet Pockels. K. Hidaka [51-52] a publié des examens complets concernant les capteurs à effet Pockels. Il y décrit la structure du capteur en détail. Son système de mesure est composé d'une source de lumière, d'un matériau électro-optique, de plaques de polarisation, de dispositifs optiques tels qu'une lame à quart d'onde ($\pi/4$) pour régler le décalage de phase et d'un photo-détecteur. Les principaux avantages de ce type de capteurs sont :

- une mesure directe de l'intensité du champ électrique ;
- une réponse aux changements de l'intensité du champ électrique dans une large gamme de fréquences allant du continu au GHz ;
- les distorsions dans le champ électrique sont très faibles.

R. Parraud [53] a publié, lui, une étude comparative des différentes méthodes de mesure de l'intensité du champ électrique. Les capteurs utilisés sont les suivants :

- des potentiomètres AC ;
- des capteurs capacitifs sphériques avec liaison optique de données [54] ;
- des capteurs électro-optiques en quartz.

Les résultats de cette étude ont montré que la méthode utilisant des potentiomètres AC n'est pas un bon choix. Bien que les potentiels mesurés se situent à $\pm 10\%$ des valeurs calculées, l'appareil présente des différences significatives par rapport aux résultats corrects en raison de l'influence de la sonde de mesure de la distribution du potentiel. Pour la méthode de capteurs capacitifs sphériques, on note une bonne corrélation dans la région entre électrodes, mais une différence importante près de l'électrode reliée à la masse. La méthode utilisant les capteurs électro-optiques a donné des résultats très proches des résultats calculés entre les deux électrodes, à l'exception de quelques différences significatives à proximité des électrodes qui peuvent être attribués à la distorsion du champ due à la sonde de mesure.

III.1.2. Méthodes numériques

Il existe plusieurs méthodes d'analyse numérique qui sont souvent utilisées pour l'étude de la distribution du champ électrique le long des isolateurs :

- la méthode de simulation de charges (en anglais Charge Simulation Method, « CSM ») ;
- la méthode des éléments de frontières (en anglais Boundary Element Method, « BEM ») ;
- la méthode des éléments finis (en anglais Finite Element Method, « FEM ») ;
- la méthode des différences finies (en anglais Finite Difference Method, « FDM »).

Un ouvrage de référence lié aux méthodes numériques d'analyse du champ électrique a été rédigé par Zhou [55]. Ces méthodes d'analyse peuvent être divisées en deux catégories :

- les méthodes de frontières comprenant la CSM et la BEM ;
- les méthodes de domaines incluant la FEM et la FDM.

Le concept de base de la CSM est de remplacer la charge répartie des conducteurs et les charges de polarisation sur les interfaces diélectriques par un grand nombre de charges discrètes fictives. Les valeurs affectées à ces charges doivent être calculées de telle sorte que leur effet intégré satisfait les conditions aux limites du potentiel connu sur la surface des électrodes [56]. Le potentiel résultant peut être approché par la combinaison de trois formes de charges fictives (linéiques, annulaires et ponctuelles) [57]. Les charges sont disposées, à des positions appropriées, généralement à l'intérieur des surfaces du conducteur. Une combinaison adéquate des trois formes de charges peut être appliquée pour la résolution des problèmes de contours ouverts mais aussi pour les problèmes de champ électrique en 3D sans symétrie axiale. Le problème majeur de cette méthode est le placement difficile et subjectif des charges de simulation. Un autre inconvénient, c'est la difficulté ou l'impossibilité de calculer l'intensité du champ électrique près des électrodes très fines car les charges fictives doivent être généralement à l'intérieur des électrodes.

La BEM est basée sur les équations intégrales de frontière et la méthode de résidus pondérés [58]. Elle peut être utilisée selon deux approches : indirecte et directe. Pour la BEM indirecte, le potentiel n'est pas évalué directement. Une source équivalente est trouvée en la forçant à satisfaire des conditions aux limites prédéfinies en utilisant une fonction de Green de l'espace libre [59] qui relie l'emplacement et l'effet de la source à n'importe quel point de la frontière. Une fois que la source est déterminée, le potentiel et sa dérivée peuvent être calculés en tout point. Pour la BEM directe, la valeur de la fonction, telle que le potentiel et sa dérivée, aux frontières est supposée inconnue. Les équations intégrales sont discrétisées le long des frontières et des interfaces en utilisant la méthode de Galerkin [60]. En posant les conditions aux frontières appropriées aux nœuds, un système d'équations algébriques linéaires est obtenu dont les solutions donnent le potentiel et la composante normale du champ électrique.

La FEM est utilisée pour la résolution des équations de Maxwell sous forme différentielle. La caractéristique fondamentale de la FEM est de diviser le domaine d'étude, y compris les régions environnantes, en un certain nombre de sous-régions non séparées et non chevauchantes, appelées « *éléments finis* » ou « *maillage* ». Ces éléments finis peuvent prendre plusieurs formes, mais généralement on choisit des triangles pour une analyse en 2D et des tétraèdres pour une analyse en 3D. Chaque élément sera défini par des polynômes avec des valeurs nodales comme coefficients. Le potentiel sur chaque élément est une interpolation linéaire des potentiels au niveau de ses sommets. En utilisant la méthode des résidus pondérés, les équations aux dérivées partielles sont réduites à une forme matricielle creuse, symétrique et positive. Etant donné que la forme et la taille des éléments sont variables, la FEM est une méthode flexible qui peut être adaptée à des problèmes de géométrie complexes. L'analyse par FEM est efficace pour les domaines petits, fermés et bornés. Sinon, un grand nombre d'éléments finis est nécessaire et le temps de calcul deviendra plus important.

Enfin, la FDM est une méthode approximative pour résoudre les équations aux dérivées partielles. Elle remplace un problème de champ continu par un champ discrétisé avec des nœuds réguliers et finis. Cette méthode utilise une série de Taylor tronquée, dans chaque direction de coordonnées, qui sera appliquée à un ensemble de points de discrétisation finis pour approcher les dérivées partielles de la fonction inconnue à déterminer. Les équations aux dérivées partielles sont transformées alors en un système d'équations algébriques. L'utilisation de la FDM est convenable pour obtenir une solution approximative pour des domaines simples, mais si un domaine contient différents matériaux et des formes complexes, la FEM est mieux adaptée que la FDM.

III.2. Logiciel utilisé pour l'étude et la méthode des éléments finis

III.2.1. Description

Le but de notre étude est d'analyser la distribution du champ électrique le long des isolateurs composites par l'utilisation de logiciels commerciaux. Pour notre application, nous avons opté pour « COMSOL Multiphysics » basé sur la méthode des éléments finis.

Le logiciel COMSOL et la société correspondante ont été créés en 1986 par les étudiants de Germund Dahlquist (1925-2005) dans la suite des cours consacrée à la simulation numérique à l'Institut Royal de Technologie (KTH) à Stockholm en Suède. La première version de COMSOL Multiphysics est sortie en 1998. La version initiale (avant 2005) de COMSOL Multiphysics s'appelait FEMLAB [61].

Par son interface graphique et le peu de programmation directe nécessaire, COMSOL Multiphysics est très simple à utiliser. Il est doté d'une plateforme flexible qui permet aux utilisateurs de modéliser tous les aspects physiques de leurs conceptions en se rapprochant le plus possible de la réalité. On peut éventuellement le combiner avec MATLAB ou bien avec les logiciels de CAO (AutoCAD, SolidWorks, ...).

Il faut respecter quelques étapes de base pour développer un modèle sur COSMOL. On peut les résumer comme suit :

- choix de la dimension (3D, 2D, 2D axisymétrique, ...)
- choix des modules physiques existants (AC/DC module, transfert de chaleur, acoustique, ...)
- choix du type d'étude (stationnaire, temporelle, fréquentielle, ...)
- construction de la géométrie ;
- choix des matériaux ;
- paramétrage du (ou des) module(s) physique(s) ;
- paramétrage et calcul de l'étude ;
- représentation graphique des résultats.

Les étapes d'utilisation de COMSOL pour notre application sont décrites à l'annexe A. La version utilisée est COMSOL Multiphysics 4.3®.

III.2.2. La méthode des éléments finis en deux dimensions [62]

Nous allons nous intéresser à un problème d'électrostatique bidimensionnel afin de manipuler un exemple plus réaliste de mise en œuvre de la méthode des éléments finis.

III.2.2.1. Exemple d'étude

Le dispositif étudié est un condensateur dont la section droite est représentée sur la figure III.1 et dont la profondeur h est très grande par rapport aux dimensions de la section.

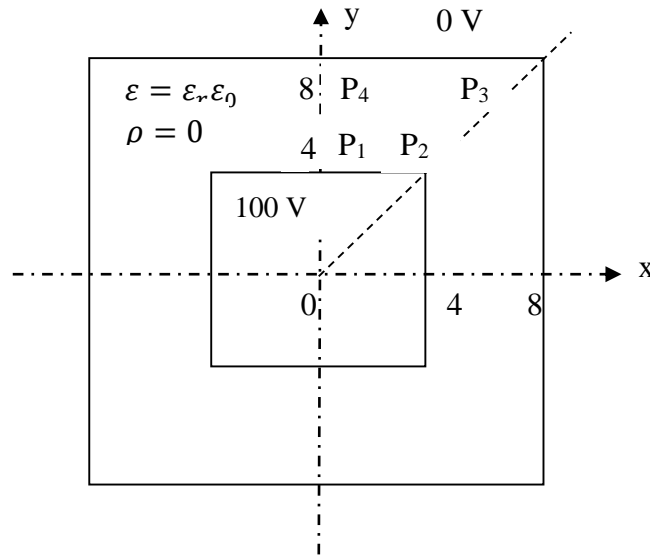


Figure III.1. Section droite du condensateur long.

Ce condensateur est composé de deux conducteurs de sections carrées, imbriqués l'un dans l'autre, l'un au potentiel 100 V et l'autre au potentiel de 0 V. Compte-tenu de la grande dimension du condensateur dans la direction perpendiculaire au plan xOy , l'étude bidimensionnelle du dispositif dans sa section droite donnera une très bonne idée de son comportement global. Nous allons déterminer la répartition du potentiel électrique du diélectrique supposé parfait placé entre les deux électrodes.

III.2.2.2. Approche différentielle

Les équations de Maxwell, représentatives de la distribution du champ électrostatique dans le diélectrique, sont :

$$\operatorname{div} D = \rho \text{ (loi de Gauss),} \quad (\text{III.1})$$

$$\operatorname{rot} E = 0 \text{ (loi de Faraday en statique),} \quad (\text{III.2})$$

$$D = \varepsilon E \text{ (loi constitutive du matériau diélectrique),} \quad (\text{III.3})$$

où D est le vecteur induction électrique, E le vecteur champ électrique, ρ la densité de charges électriques et ε la permittivité du diélectrique.

L'introduction de V , le potentiel électrique scalaire, est telle que

$$E = -\operatorname{grad} V. \quad (\text{III.4})$$

Elle résout automatiquement la deuxième équation de Maxwell puisque le rotationnel d'un gradient est systématiquement nul.

En combinant les équations (III.1) et (III.3), on obtient l'équation aux dérivées partielles du potentiel électrique :

$$\operatorname{div}[\varepsilon \operatorname{grad} V] = -\rho, \quad (\text{III.5})$$

qui, dans le repère xOy , s'écrit :

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\varepsilon \frac{\partial V}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\varepsilon \frac{\partial V}{\partial y} \right] = -\rho, \quad (\text{III.6})$$

et dans le cas particulier d'une permittivité électrique constante et de densité de charges nulle :

$$\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 V}{\partial y^2} = \Delta V = 0. \quad (\text{III.7})$$

Cependant, par souci de généralité, nous conserverons l'expression (III.5) pour la suite. Il nous faut maintenant préciser le domaine d'étude et les conditions aux limites. Comme domaine d'étude, nous pourrions prendre toute la section droite du diélectrique de la figure III.1, avec $V = 0$ V sur le bord extérieur et $V = 100$ V sur le bord intérieur. Cependant, la présence de plusieurs symétries permet de réduire considérablement la zone d'étude. En effet, il suffit de calculer la solution dans le huitième $[P_1, P_2, P_3, P_4]$ du domaine (voir figure III.2), puis de reconstituer, grâce aux symétries, la distribution du potentiel électrique dans tout le diélectrique.

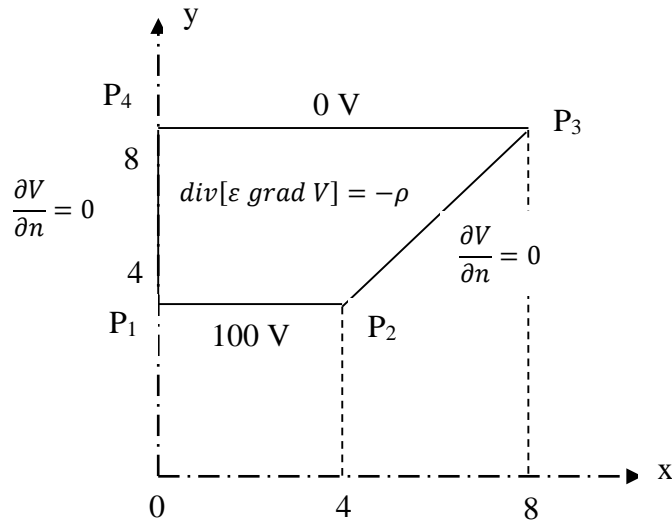


Figure III.2. Réduction du domaine d'étude grâce aux symétries.

Avec une équation aux dérivées partielles comme la III.5, de type elliptique, et afin que le problème soit bien posé, des conditions sur toutes les limites du domaine d'études doivent être imposées, soit sur la variable d'état V , on parle de condition de Dirichlet, soit sur sa dérivée normale $\frac{\partial V}{\partial n}$, on parle alors de condition de Neumann. Nous savons déjà que $V = 100$ V sur le bord P_1P_2 et que $V = 0$ V sur le bord P_3P_4 . On doit encore définir ce que sont les conditions sur le reste de la frontière. Sur les axes de symétrie P_2P_3 et P_4P_1 , le champ possède une direction particulière, il est tangent. En fait, aucun flux électrique ne traverse ces parties de la frontière, ce qui se traduit mathématiquement par une composante normale de l'induction nulle $D_n = 0$, c'est-à-dire par une composante normale du champ électrique nulle $E_n = 0$ et donc par la condition de Neumann homogène $\frac{\partial V}{\partial n} = 0$ sur le potentiel électrique, que nous allons retenir comme conditions sur ces limites.

III.2.2.3. Maillage en éléments finis triangulaires du premier ordre

La première étape de la méthode des éléments finis consiste à subdiviser le domaine d'étude en sous-domaines élémentaires. Pour un domaine bidimensionnel, la plus simple des méthodes de subdivision consiste à découper en triangles. La figure III.3 représente un maillage qui comporte $N_n = 12$ nœuds n_1, n_2, \dots, n_{12} et $N_e = 12$ éléments finis e_1, e_2, \dots, e_{12} . Le fait qu'ici le nombre de nœuds soit égal au nombre d'éléments est fortuit.

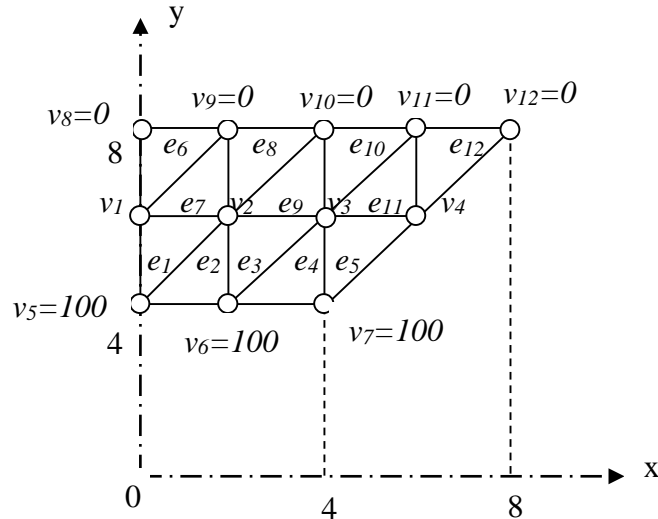


Figure III.3. Maillage du domaine en éléments finis triangulaires.

Ce maillage respecte les règles dites de *conformité*. Ainsi, les éléments ne se recouvrent pas et deux éléments sont voisins, soit par un sommet commun, soit par une arête commune qu'ils partagent alors entièrement.

Les détails sur les positions et les valeurs nodales des nœuds sont indiqués dans le tableau III.1. Les nœuds situés sur la frontière P_1P_2 ont un potentiel électrique fixé à 100 V et les nœuds sur P_3P_4 ont un potentiel de 0 V. Par contre, les potentiels des autres nœuds, internes ou situés sur les frontières de type Neumann, sont inconnus *a priori* et devront donc être déterminés par la méthode des éléments finis.

	n1	n2	n3	n4	n5	n6	n7	n8	n9	n10	n11	n12
x	0	2	4	6	0	2	4	0	2	4	6	8
y	6	6	6	6	4	4	4	8	8	8	8	8
V(V)	?	?	?	?	100	100	100	0	0	0	0	0

Tableau III.1. Positions et valeurs nodales des nœuds de maillage.

Les connectivités, les permittivités électriques et les densités de charges électriques des éléments finis sont données dans le tableau III.2. Par exemple, le triangle e_1 a pour sommets les trois nœuds $\alpha = n_2, \beta = n_1, \gamma = n_5$ dans l'ordre prescrit, pour une permittivité électrique ϵ_0 et une densité électrique ρ nulle.

	e1	e2	e3	e4	e5	e6	e7	e8	e9	e10	e11	e12
α	n2	n5	n3	n6	n4	n9	n1	n10	n2	n11	n3	n12
β	n1	n6	n2	n7	n3	n8	n2	n9	n3	n10	n4	n11
γ	n5	n2	n6	n3	n7	n1	n9	n2	n10	n3	n11	n4
ϵ_r	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ρ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau III.2. Connectivités, permittivités relatives et densités de charges des éléments.

III.2.2.4. Interpolation élément fini

Une des particularités de la méthode des éléments finis réside dans la manière dont sont construites les interpolations de fonctions qui sont définies par morceau, c'est-à-dire par élément fini. Ainsi, nous considérerons le triangle de sommets $n_\alpha, n_\beta, n_\gamma$ de valeurs nodales $V_\alpha, V_\beta, V_\gamma$. La plus simple des interpolations pour le potentiel électrique est une interpolation linéaire en x et y , du type :

$$V(x, y) = a + bx + cy. \quad (\text{III.8})$$

Les coefficients inconnus a, b et c dépendent des valeurs nodales et de la forme du triangle. Exprimée en chacun des nœuds de l'élément, la formule précédente doit retourner la valeur nodale correspondante, ce qui donne le système de trois équations à trois inconnues :

$$\begin{cases} V_\alpha = a + bx_\alpha + cy_\alpha \\ V_\beta = a + bx_\beta + cy_\beta \\ V_\gamma = a + bx_\gamma + cy_\gamma \end{cases} \quad \text{c'est-à-dire} \quad \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \\ V_\gamma \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & x_\alpha & y_\alpha \\ 1 & x_\beta & y_\beta \\ 1 & x_\gamma & y_\gamma \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix}. \quad (\text{III.9})$$

Pour un triangle de surface non nulle, la matrice 3x3 est inversible, ce qui donne :

$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & x_\alpha & y_\alpha \\ 1 & x_\beta & y_\beta \\ 1 & x_\gamma & y_\gamma \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \\ V_\gamma \end{bmatrix}. \quad (\text{III.10})$$

L'introduction de a, b et c dans l'interpolation (III.8) conduit à la formule :

$$V(x, y) = V_\alpha \varphi_\alpha(x, y) + V_\beta \varphi_\beta(x, y) + V_\gamma \varphi_\gamma(x, y), \quad (\text{III.11})$$

où les fonctions $\varphi_\alpha(x, y), \varphi_\beta(x, y)$ et $\varphi_\gamma(x, y)$ ont pour expression :

$$\begin{cases} \varphi_\alpha(x, y) = [(x_\beta y_\gamma - y_\gamma y_\beta) + (y_\beta - y_\gamma)x + (x_\gamma - x_\beta)y]/2S \\ \varphi_\beta(x, y) = [(x_\gamma y_\alpha - x_\alpha y_\gamma) + (y_\gamma - y_\alpha)x + (x_\alpha - x_\gamma)y]/2S, \\ \varphi_\gamma(x, y) = [(x_\alpha y_\beta - x_\beta y_\alpha) + (y_\alpha - y_\beta)x + (x_\beta - x_\alpha)y]/2S \end{cases} \quad (\text{III.12})$$

dans lesquelles le déterminant de la matrice est deux fois l'aire du triangle :

$$2S = (x_\beta y_\gamma - y_\gamma y_\beta) + (x_\gamma y_\alpha - x_\alpha y_\gamma) + (x_\alpha y_\beta - x_\beta y_\alpha). \quad (\text{III.13})$$

Ces trois fonctions sont appelées les *fonctions de forme* de l'élément fini et possèdent les propriétés caractéristiques suivantes :

$$\begin{cases} \varphi_\alpha(x_\alpha, y_\alpha) = 1 & \varphi_\alpha(x_\beta, y_\beta) = 0 & \varphi_\alpha(x_\gamma, y_\gamma) = 0 \\ \varphi_\beta(x_\alpha, y_\alpha) = 0 & \varphi_\beta(x_\beta, y_\beta) = 1 & \varphi_\beta(x_\gamma, y_\gamma) = 0 \\ \varphi_\gamma(x_\alpha, y_\alpha) = 0 & \varphi_\gamma(x_\beta, y_\beta) = 0 & \varphi_\gamma(x_\gamma, y_\gamma) = 1 \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

$$|\varphi_\alpha(x, y) + \varphi_\beta(x, y) + \varphi_\gamma(x, y) = 1 \quad \forall (x, y) \text{ dans l'élément.} \quad (\text{III.15})$$

Considérons maintenant un nœud dans le domaine. La fonction de forme de domaine associée à ce nœud est définie par morceau de la manière suivante. Sur un élément qui possède ce nœud, la fonction de forme de domaine est la fonction de forme de ce nœud sur l'élément. Sur les éléments qui ne possèdent pas ce nœud, la fonction de forme de domaine est nulle. De par la construction des fonctions de forme sur chacun des éléments, l'interpolation sur une arête ne dépend que des valeurs nodales de ces arêtes. Pour une arête commune à deux éléments, l'interpolation est identique, qu'elle soit vue du premier élément ou du second. Cette propriété assure la continuité de la fonction au passage d'un élément à l'autre.

Les fonctions de forme de domaine sont donc, par construction, continues sur tout le domaine et dérivables par morceau. Elles conservent de plus les propriétés listées en (III.14) et (III.15) qui, d'une manière plus générale, s'écrivent :

$$\varphi_i(x_i, y_i) = 1 \quad \varphi_{j \neq i}(x_i, y_i) = 0 \quad \sum_{j=1}^{N_n} \varphi_j(x, y) = 1. \quad (\text{III.16})$$

A titre d'illustration, la fonction de forme de domaine $\varphi_3(x, y)$ du nœud n_3 commun aux triangles $e_3, e_4, e_5, e_9, e_{10}$ et e_{11} est représentée sur la figure III.4. C'est une pyramide à base hexagonale qui vaut 1 au nœud n_3 et 0 sur tous les autres nœuds.

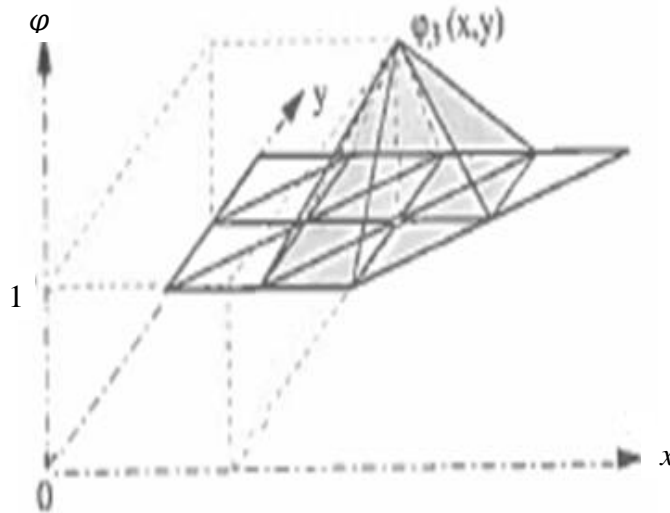


Figure III.4. Fonction de forme de domaine associée au nœud n_3 .

En définitive, ces fonctions, pondérées par les valeurs nodales, permettent d'interpoler le potentiel électrique, dans le domaine, par la formule :

$$V(x, y) = \sum_{j=1}^{N_n} V_j \varphi_j(x, y). \quad (\text{III.17})$$

Ainsi, pour obtenir le potentiel électrique en un point de coordonnées (x, y) , il suffit de déterminer l'élément qui contient le point, puis d'y appliquer la formule d'interpolation qui est

à la base de la méthode des éléments finis. Il est aussi très facile de déterminer le vecteur champ électrique en ce point par :

$$E(x, y) = \sum_{j=1}^{N_n} V_j \text{grad } \varphi_j. \quad (\text{III.18})$$

Dans les triangles du premier ordre, le potentiel ayant une variation linéaire dans l'espace, le champ électrique est constant sur chaque élément. Le vecteur induction électrique, quant à lui, s'obtient à partir du champ électrique et de la loi constitutive du matériau :

$$D(x, y) = D(E(x, y)) \quad \text{ici} \quad D(x, y) = \varepsilon E(x, y). \quad (\text{III.19})$$

III.2.2.5. La méthode des résidus pondérés

En fait, la méthode des éléments finis n'utilise pas directement la forme différentielle, développée en III.2.2.2, mais s'appuie sur une forme intégrale équivalente. Le passage de la forme différentielle à une forme intégrale est possible grâce à la méthode des résidus pondérés que l'on appelle aussi méthode de Galerkin.

Pour présenter la méthode des résidus pondérés, repartons de la forme différentielle du problème d'électrostatique bidimensionnel de la figure III.1 :

$$\text{div } D - \rho = 0 \quad \text{dans } \Omega \text{ (le domaine)} ; \quad (\text{III.20})$$

$$D_n = 0 \quad \text{sur } \Gamma_N \text{ (les axes de symétries)} ; \quad (\text{III.21})$$

$$V = V_1 = 0 \text{ et } V = V_2 = 100 \text{ sur } \Gamma_D \text{ (les électrodes 1 et 2)}, \quad (\text{III.22})$$

où le vecteur $D(x, y)$ est défini par l'enchaînement $E = - \text{grad } V$ et $D = D(E)$, avec $V(x, y)$ une fonction scalaire continue, vérifiant (III.22) et, de plus, dérivable une fois partout et dérivable deux fois par morceau.

L'introduction de la solution dans les premiers membres des équations (III.20) et (III.21) donnerait un résultat uniformément nul. Par contre, toute autre fonction produirait un résidu non nul. Cette constatation est à la base de la méthode de résidus pondérés dont l'idée est de mesurer et d'annuler le résidu correspondant à $V(x, y)$, au moyen de la fonctionnelle :

$$R(V, W) = \iint_{\Omega} [\text{div } D - \rho] W \, d\Omega - \oint_{\Gamma_N} D_n W \, d\Gamma, \quad (\text{III.23})$$

où $W(x, y)$ est une fonction continue à valeur nulle sur la frontière Γ_D , appelée *fonction de pondération* ou *fonction test*.

Si parmi toutes les fonctions $W(x, y)$ possibles, il en existe une, $V_m(x, y)$, telle que $R(V_m, W) = 0$, quelle que soit $W(x, y)$, alors cette fonction, qui par hypothèse vérifie déjà (III.22), vérifie aussi (III.20) et (III.21) et est donc solution du problème.

Dans le contexte des éléments finis, on se limite à des fonctions $V(x, y)$ comme déjà définies par (III.17) :

$$V(x, y) = \sum_{j=1}^{N_n} V_j \varphi_j(x, y). \quad (\text{III.24})$$

où les $\varphi_j(x, y)$ sont les fonctions de formes prédéfinies et les V_j sont les valeurs nodales, connues initialement uniquement sur les frontières de Dirichlet. Les N_L degrés de liberté V_j inconnus sont déterminés par résolution d'un système de N_L équations (III.23) écrites pour N_L fonctions tests $W_i(x, y)$ indépendantes :

$$R(V, W) = 0 \quad \text{pour } i = 1, 2, \dots, N_L. \quad (\text{III.25})$$

Ces fonctions tests sont arbitraires. Deux jeux de fonctions différents conduiront à des jeux de valeurs nodales différents, donc à des solutions approchées différentes. Elles peuvent elles-mêmes être définies par éléments finis. Il est d'ailleurs usuel de réutiliser comme fonctions tests les propres fonctions de forme de la fonction V .

Nous pourrions rester là, en disant qu'il suffit maintenant de résoudre le système, linéaire ou non linéaire (III.25), pour obtenir les degrés de liberté manquants. Cependant, cette écriture a le défaut de conduire, même dans le cas le plus simple d'un problème linéaire avec des fonctions de forme et des fonctions tests identiques, à des matrices non symétriques, ce qui est pénalisant en termes de stockage mémoire et de temps de calcul. Cela s'améliore grâce à quelques manipulations supplémentaires effectuées sur la fonctionnelle (III.23). En effet, si l'on choisit des fonctions tests W continues et dérivables par morceau, une intégration par parties conduit à :

$$R(V, W) = \iint_{\Omega} [-D \text{grad } W - \rho W] d\Omega. \quad (\text{III.26})$$

Cette forme est plus propice à l'écriture du système d'équations (III.25). Avec elle, seule la dérivabilité par morceau des fonctions de forme est requise et elle conduit, pour un jeu de fonctions tests identique au jeu des fonctions de forme, à un système possédant de bonnes propriétés de symétries.

III.3. Analyse du champ électrique le long d'un isolateur composite

III.3.1. Zones et valeurs critiques à considérer

Il existe trois principales régions d'intérêt lorsque l'on considère l'étude de la distribution du champ électrique le long des isolateurs composites :

- à la surface et dans l'air environnant les jupes en polymère et autour des extrémités métalliques [63-64] ;
- à l'intérieur de la tige en fibre de verre et du matériau en polymère ainsi qu'aux interfaces entre ces matériaux et les extrémités métalliques [65] ;
- à la surface et dans l'air environnant les extrémités métalliques et les anneaux de garde.

Si l'intensité du champ électrique dans l'une de ces trois régions dépasse les valeurs critiques citées ci-dessous, une activité de décharges peut se présenter et ainsi les performances à long ou à court terme de l'isolateur peuvent être affectées. En effet, il existe une relation directe entre la distribution du champ électrique et l'apparition de l'activité de décharges. La présence, l'emplacement et la grandeur des décharges sont fonction de l'intensité et de la direction du champ électrique local.

Afin d'empêcher ou de réduire l'activité des décharges, l'amplitude maximale du champ électrique doit être maintenue au-dessous de valeurs critiques. Bien qu'il n'y ait pas de telles valeurs universellement acceptées disponibles, les valeurs critiques suivantes ont été

mentionnées dans la littérature. Ces valeurs sont pour des isolateurs composites à l'état propre et sec :

- à la surface des jupes en matériau polymère et autour des extrémités métalliques : $4,5 \text{ kV}_{\text{eff}}/\text{cm}$ (mesuré à $0,5 \text{ mm}$ au-dessus de la surface de la gaine) [66] ;
- à l'intérieur de la tige en fibre de verre et du matériau polymère : $30 \text{ kV}_{\text{eff}}/\text{cm}$;
- pour les surfaces des extrémités métalliques et les anneaux de garde, l'intensité du champ électrique devrait être contrôlée de telle sorte que l'unité passe les tests RIV (Radio Interference Voltage) et ceux de détection des décharges couronne comme indiqué dans les recommandations CEI [67]. La valeur du champ électrique $21 \text{ kV}_{\text{eff}}/\text{cm}$ est souvent utilisée comme valeur de référence lors de la phase de conception. On peut utiliser des valeurs plus faibles que $17 \text{ kV}_{\text{eff}}/\text{cm}$ pour tenir compte de l'activité des décharges couronne dues aux gouttelettes d'eau présentes sur la surface du matériel en métal [68].

Etant donné que la densité de l'air influe sur l'apparition des décharges couronne en présence du champ électrique, des facteurs de correction doivent être appliqués aux grandeurs du champ électrique entourant les extrémités métalliques ainsi que les anneaux de garde pour des applications à des altitudes élevées par rapport au niveau de la mer [69]. En revanche, il n'y a pas de facteurs de correction d'altitude développés pour des grandeurs critiques du champ électrique sur la surface des jupes. Généralement, le champ électrique à la surface des jupes est pris comme valeur de référence lors du choix des anneaux de garde et de la conception des extrémités métalliques.

III.3.2. Caractéristiques de l'isolateur composite utilisé

Pour un but qui sera exposé dans le chapitre IV, nous utilisons pour notre étude un modèle en 2D d'isolateur composite 400 kV en SiR. Avant d'être exporté vers COMSOL Multiphysics, l'isolateur est modélisé en utilisant le logiciel AutoCAD et enregistré sous format « .dxf ». Les figures III.5.a et III.5.b présentent l'isolateur composite utilisé et son anneau de garde.

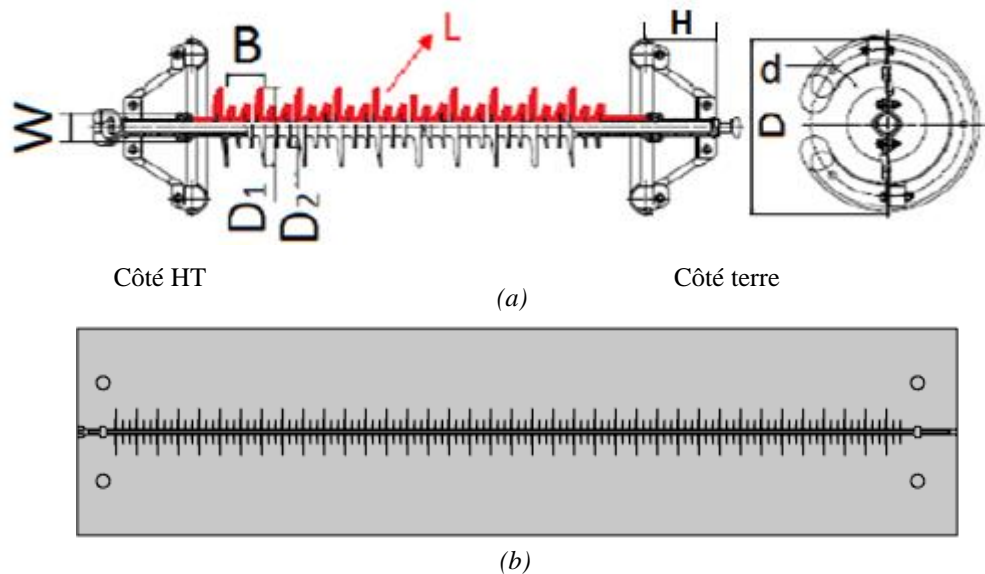


Figure III.5. Isolateur composite 400 kV et son anneau de garde
(a) Dimensions (b) Modèle 2D sous COMSOL.

Les dimensions de chaque élément sont données dans le tableau III.3.

		Valeurs
Tension de ligne (kV)		400
Nombre de jupes		38/76
Diamètre des jupes (D₁/D₂) (mm)		171/85
Distance entre jupes (B) (mm)		79
Longueur de la ligne de fuite (L) (mm)		13270
Largeur des extrémités métalliques (W) (mm)		72,4
Caractéristiques de l'anneau de garde (mm)	Diamètre de l'anneau (D)	370
	Diamètre du tube (d)	25
	Position (H)	110

Tableau III.3. Dimensions de l'isolateur composite utilisé et son anneau de garde.

L'utilisation des anneaux de garde, faits en acier, des deux côtés de l'isolateur (haute tension et terre) est recommandée pour les tensions au-dessus de 345 kV [70-71]. Son influence sera traitée dans ce qui suit. Leurs caractéristiques données dans le tableau III.3 restent constantes tout le long de notre étude.

III.3.3. Identification des domaines dans le logiciel COMSOL

Nous avons défini les différents domaines de l'isolateur étudié dans COMSOL en introduisant pour chacun d'eux la constante diélectrique relative ϵ_r et la conductivité électrique σ . Leurs valeurs sont définies directement dans la bibliothèque des matériaux de COSMOL. Quatre domaines peuvent être définis :

- *l'air*, défini par une constante diélectrique égale à 1 et une conductivité électrique nulle ;
- *le revêtement extérieur (silicone)*, avec une permittivité relative égale à 4,3 et une conductivité électrique égale à 10^{-12} S/m ;
- *le noyau en fibre de verre*, défini par une constante diélectrique égale à 7,2 et une conductivité électrique égale à 10^{-14} S/m ;
- *les électrodes (extrémités métalliques) et l'anneau de garde en acier*, avec une permittivité relative égale à 1 et une conductivité électrique égale à 10^{20} S/m.

L'électrode inférieure (voir figure III.5) est mise à un potentiel nul ; on peut aussi prendre la condition prédéfinie dans le logiciel « masse (ground) ». Pour l'électrode supérieure, un maximum de potentiel égal à 400 kV est pris en tension alternative. L'étude est donc en fonction du temps.

Le champ électrique est supposé nul (isolation électrique) suffisamment loin de l'isolateur.

Le choix du type de maillage est très crucial pour la qualité des résultats. En 2D, les éléments sont souvent de formes triangulaires comme déjà défini dans le point III.1.2. Le maillage a été affiné au niveau de l'isolateur et les pièces métalliques pour avoir une meilleure

précision. Le choix de maillage doit permettre un temps de simulation réduit avec un résultat satisfaisant. Un exemple de maillage est donné à la figure III.6.

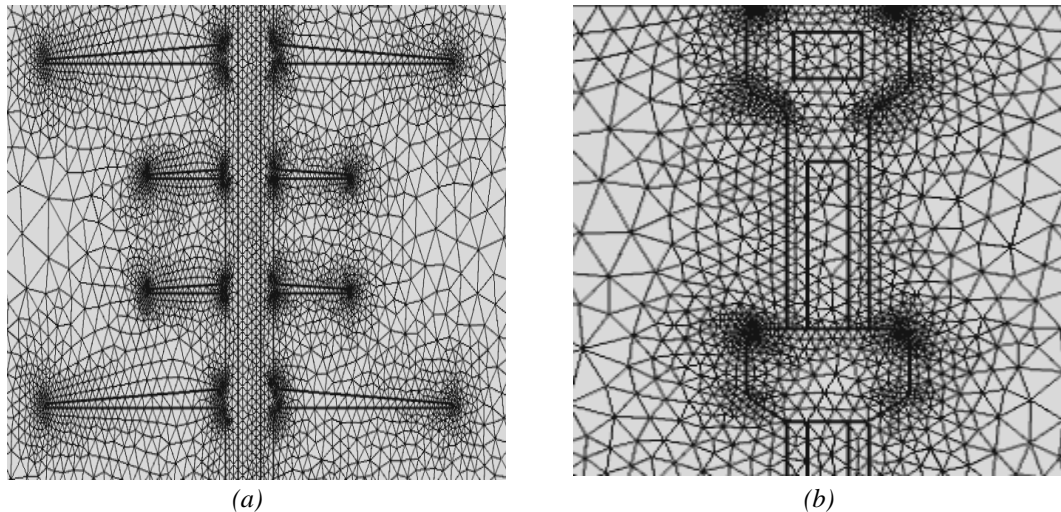


Figure III.6. Zoom sur le maillage utilisé
(a) partie médiane de l'isolateur, (b) extrémités métalliques côté HT.

L'annexe A décrit les étapes d'introduction des informations données ci-dessus dans le logiciel COMSOL.

III.3.4. Prédéfinition des conditions de calcul du champ électrique

Avant de présenter les résultats de calcul du champ électrique sur les différentes parties de l'isolateur composite utilisé, nous définissons, ici, les hypothèses prises pour les calculs sous les différentes conditions d'état de surface (sec et propre, en présence de gouttelettes et en présence d'une couche de pollution). Sauf indication contraire et pour toutes ces conditions, le champ électrique est calculé le long de la longueur de fuite "L" définie dans la figure III.5.a.

Dans le cas de présence de gouttelettes d'eau à la surface de l'isolateur, la répartition des gouttelettes est faite sur les trois premières jupes et sur le jonc les séparant du côté HT (voir figure III.7). Le choix du nombre et l'emplacement des gouttelettes (voir tableau III.4) est pris pour recouvrir essentiellement toute la surface des jupes et du jonc. Le côté HT est choisi du fait qu'il est le plus critique en termes de distribution de champ électrique. Le diamètre des gouttelettes d'eau est égal à 4 mm et est constant tout le long de l'étude. L'angle de contact est variable pour pouvoir ainsi étudier la variation du champ électrique par rapport au caractère hydrophobe/hydrophile de la surface de l'isolateur composite. Enfin, les gouttelettes d'eau ont une forme hémisphérique avec une constante diélectrique et une conductivité électrique égales à 80 et 5 $\mu\text{S}/\text{cm}$ respectivement [72].

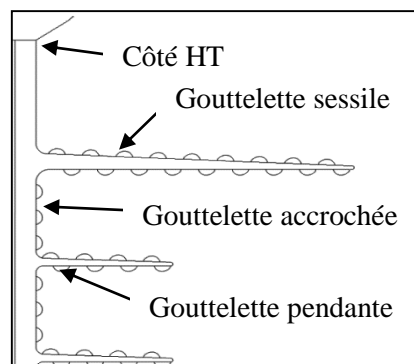


Figure III.7. Disposition des gouttelettes d'eau à la surface de l'isolateur.

Emplacement		Nombre de gouttelettes	Distance entre gouttelettes (mm)
1 ^{ère} jupe	Haut	9	4
	Bas	9	4
2 ^{ème} et 3 ^{ème} jupes	Haut	4	4
	Bas	4	4
Gaine		3	3,5

Tableau III.4. Distribution des gouttelettes d'eau.

Pour le cas de la présence de pollution, nous avons ajouté une couche uniforme le long de la surface de l'isolateur. Pour cette partie, l'influence de la variation de l'épaisseur et de la conductivité électrique de la couche de pollution est étudiée. Sa conductivité électrique sera donc variable. Par contre, la constante diélectrique de cette couche sera la même pour toute l'étude et sera égale à 50.

III.3.5. Etude du champ électrique le long du revêtement extérieur

III.3.5.1. Influence de la présence de l'anneau de garde

Pour étudier l'influence de l'anneau de garde, nous étudions deux modèles d'isolateurs composites : le premier sans l'anneau et le second avec l'anneau de garde. Dans un état de surface sec et propre, et pour les deux configurations, la valeur maximale du champ électrique est observée au point triple (extrémités métalliques – air – silicone) du côté HT (voir le zoom à la figure III.8) [73].

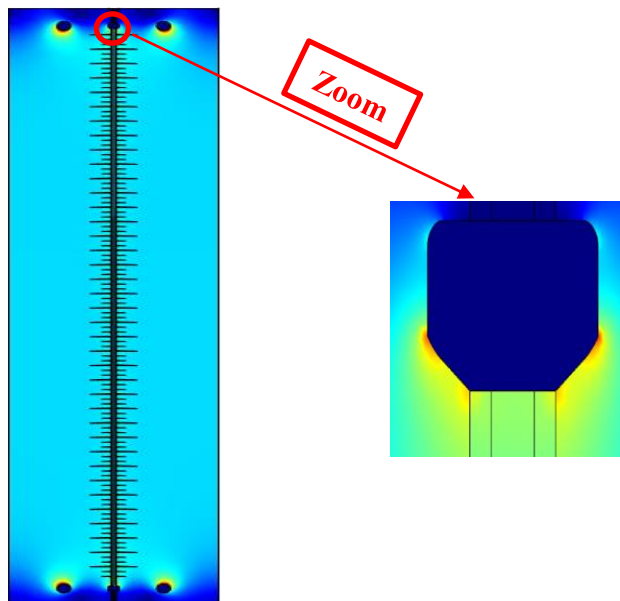


Figure III.8. Distribution du champ électrique le long de la longueur de fuite d'un isolateur composite avec anneau de garde.

Nous pouvons vérifier de la figure III.9 que l'effet de l'anneau de garde sur les deux côtés (HT et terre) de l'isolateur est indéniable. En effet, en sa présence, l'intensité du maximum du champ électrique est de $2,63 \times 10^5$ V/m. Par contre, en son absence, l'intensité est égale à $5,46 \times 10^5$ V/m, soit une augmentation de 107,5%.

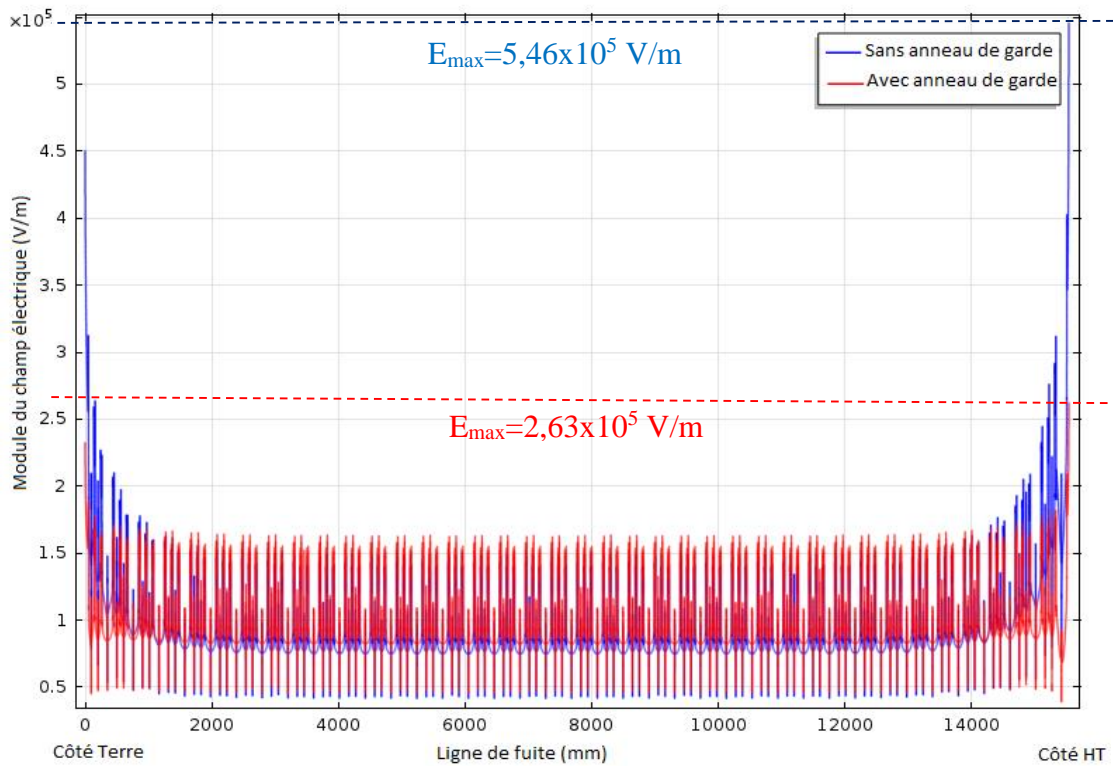
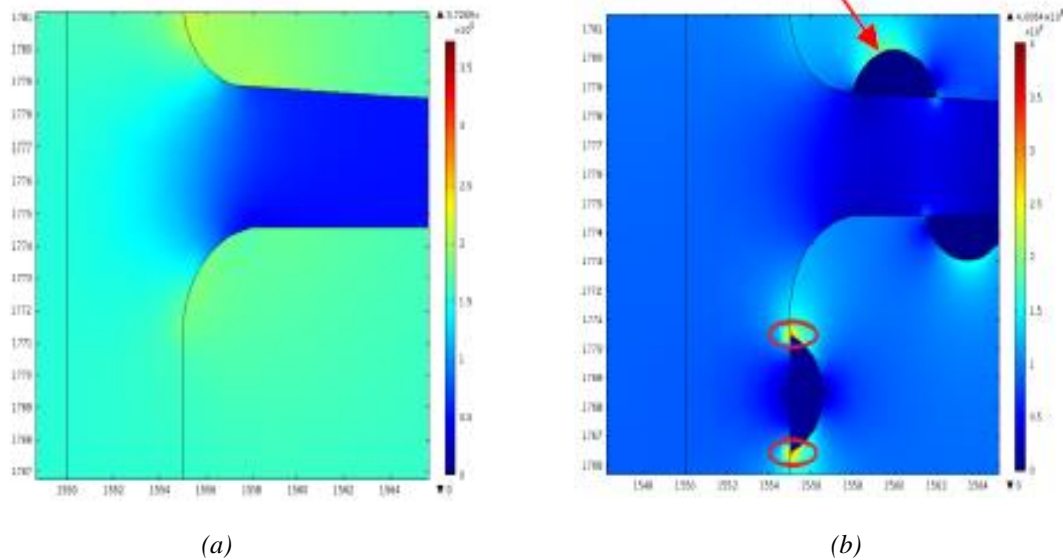


Figure III.9. Profil du champ électrique le long de la longueur de fuite d'un isolateur composite sans et avec l'anneau de garde.

III.3.5.2. Influence de la présence des gouttelettes d'eau

En présence de gouttelettes d'eau, nous remarquons tout d'abord que sur les jupes, le maximum du champ électrique est remarqué au sommet de la gouttelette (voir partie pointée en rouge sur la figure III.10.b). Par contre, sur le jonc, le maximum du champ électrique est noté à l'interface : gouttelettes d'eau – air – silicone (voir partie entourée en rouge sur la figure III.10.b). L'intensité du champ électrique s'accroît localement, c'est-à-dire que le champ électrique est plus important là où les gouttelettes sont présentes (voir figure III.11) [74].



(a) (b)
Figure III.10. Distribution du champ électrique
(a) sans présence de gouttelettes, (b) en présence de gouttelettes.

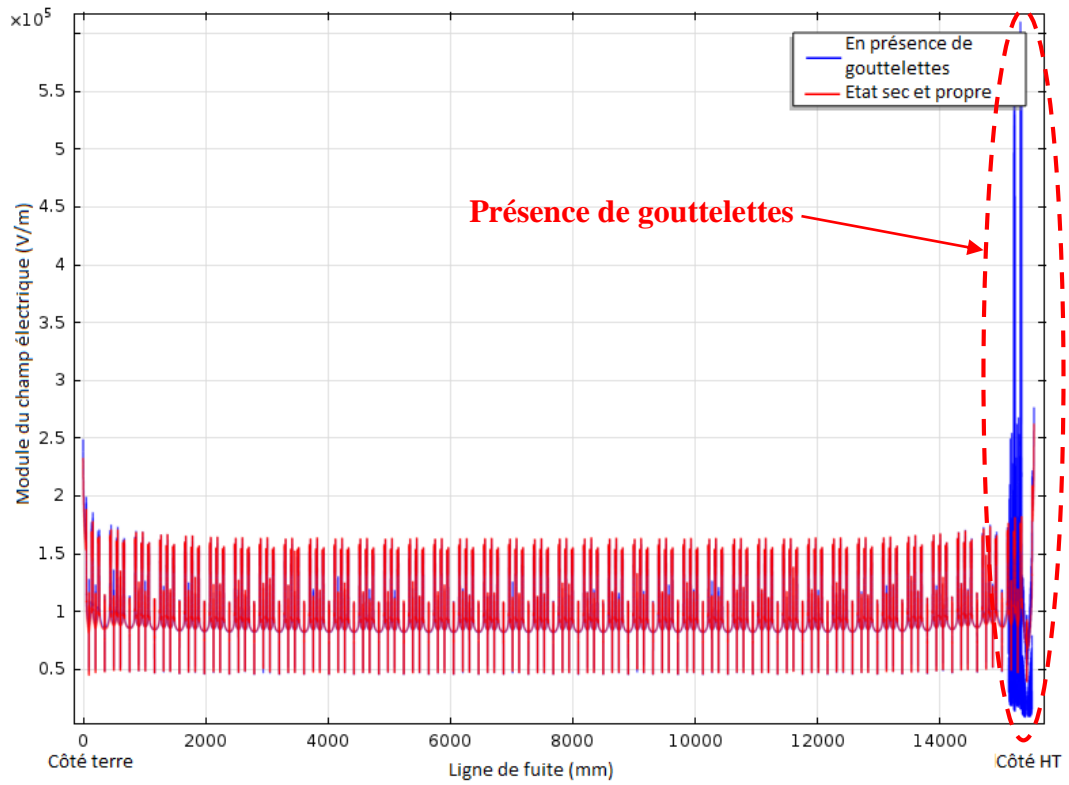


Figure III.11. Profil du champ électrique le long de la longueur de fuite d'un isolateur composite sans et en présence de gouttelettes d'eau.

L'intensité du champ électrique est inversement proportionnelle à l'angle de contact. Plus l'angle de contact est faible, donc surface hydrophile, plus le champ électrique est intense. Cela peut être observé sur les figures III.12 et III.13.

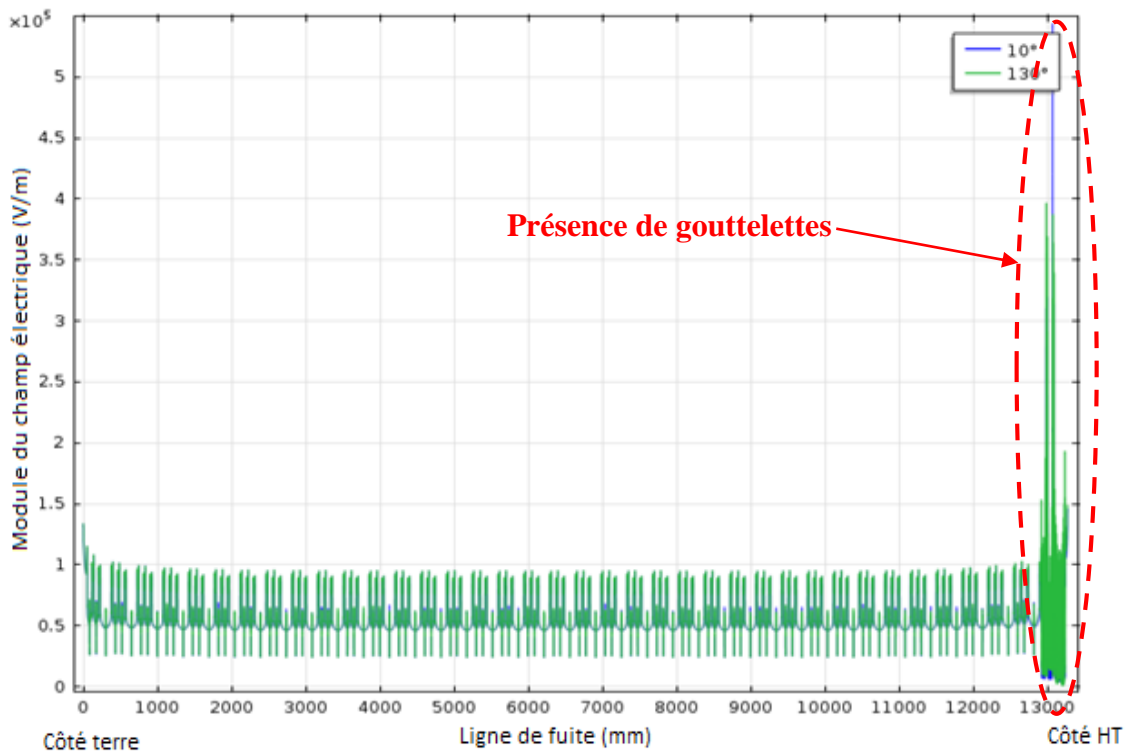


Figure III.12. Profil du champ électrique le long de la longueur de fuite d'un isolateur composite en présence de gouttelettes d'eau avec deux angles de contact $\theta = 10^\circ$ et $\theta = 130^\circ$.

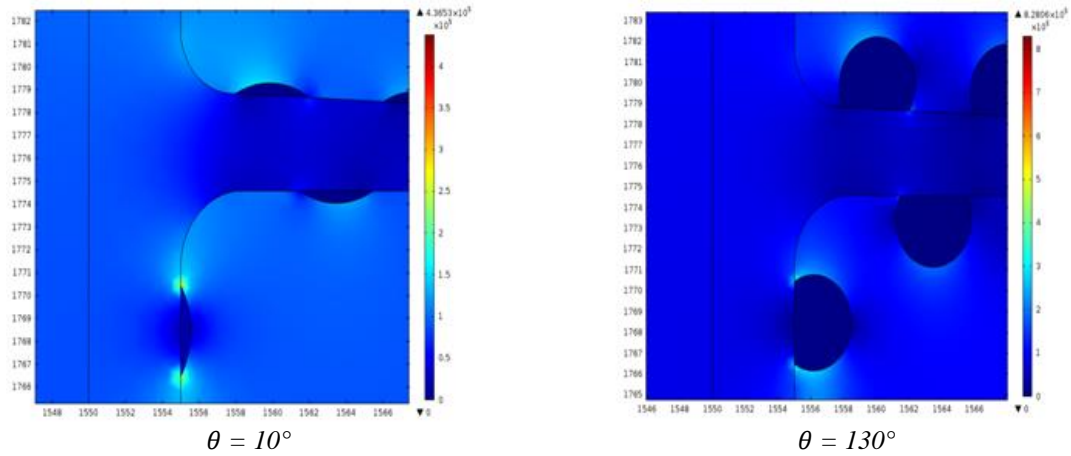


Figure III.13. Exemple de distribution de champ électrique le long d'une jupe et du jonc avec différents angles de contact.

III.3.5.3. Influence de la présence d'une couche de pollution uniforme

Pour le cas de présence d'une couche de pollution uniforme à la surface de l'isolateur composite, nous avons considéré, comme déjà mentionné, l'effet de deux paramètres : l'épaisseur et la conductivité électrique de la couche de pollution.

En fixant la conductivité électrique σ à $710 \mu\text{S}/\text{cm}$, on fait varier l'épaisseur de la couche de pollution de 0 à 2 mm. De la figure III.14, nous remarquons que l'intensité du champ est proportionnelle à l'épaisseur de la couche de pollution. Le maximum du champ électrique est toujours enregistré au point triple du côté HT.

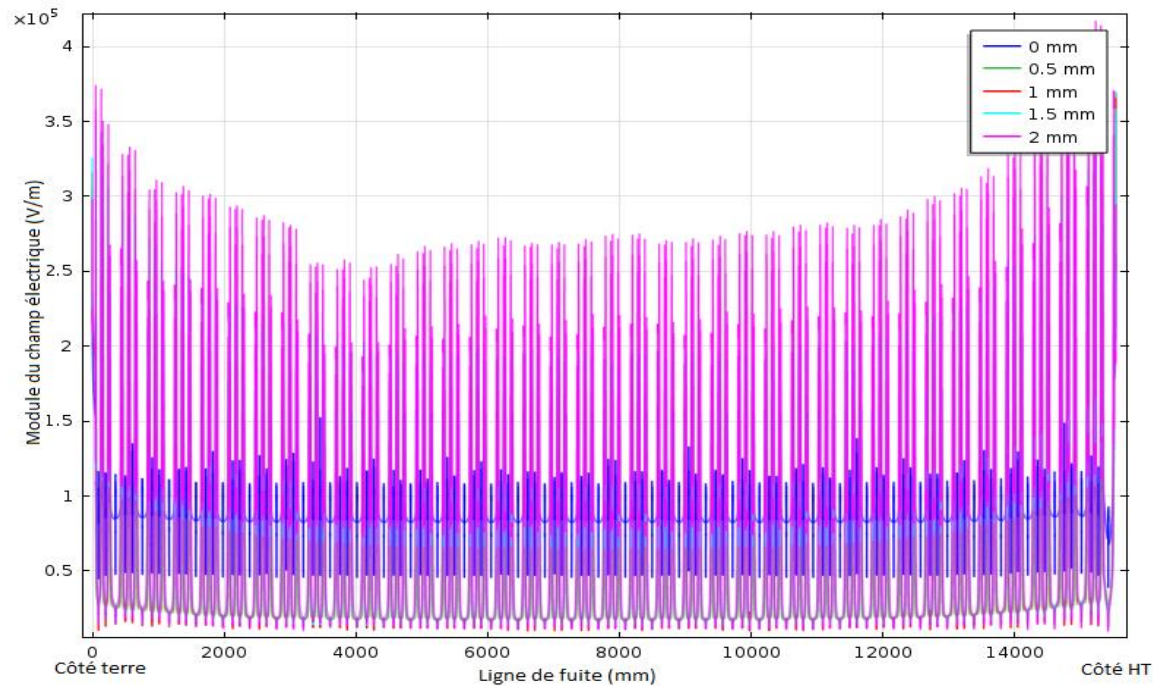


Figure III.14. Profil du champ électrique le long de la longueur de fuite d'un isolateur composite sous pollution uniforme avec $\sigma = 710 \mu\text{S}/\text{cm}$ et une épaisseur variable.

Maintenant, en fixant l'épaisseur de la couche de pollution à 1 mm, on fait varier la conductivité électrique de la couche de pollution. Le maximum du champ électrique est toujours enregistré au point triple du côté HT. De la figure III.15, nous remarquons que la présence de la couche de pollution affecte la distribution du champ électrique. Par contre, l'augmentation de la conductivité électrique n'a aucun effet sur la distribution du champ électrique.

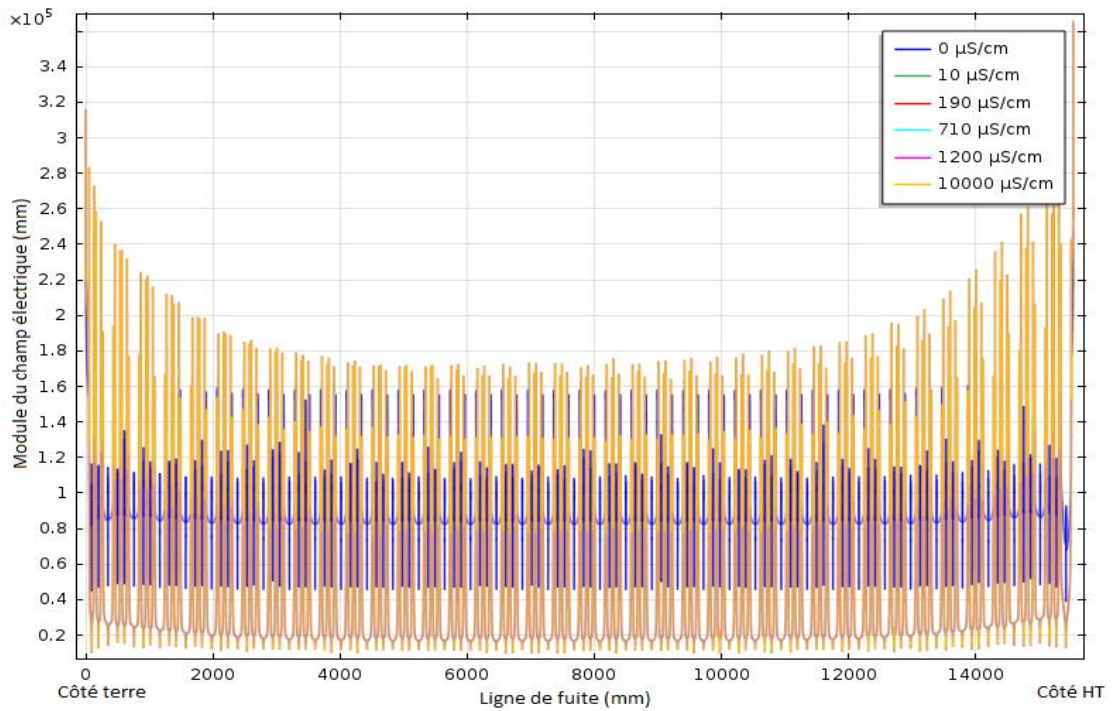


Figure III.15. Profil du champ électrique le long de la longueur de fuite d'un isolateur composite sous pollution uniforme avec une épaisseur de 1 mm et une conductivité électrique variable.

III.3.6. Étude du champ électrique le long du noyau

III.3.6.1. Influence de la présence de l'anneau de garde

Les deux mêmes modèles (avec et sans anneau de garde) sont étudiés. Dans ce cas, la distribution du champ électrique est calculée le long de l'axe central du noyau. Pour un état de surface sec et propre, et pour les deux modèles, le maximum du champ électrique est enregistré au point de l'axe du noyau situé au même niveau du point triple du côté HT.

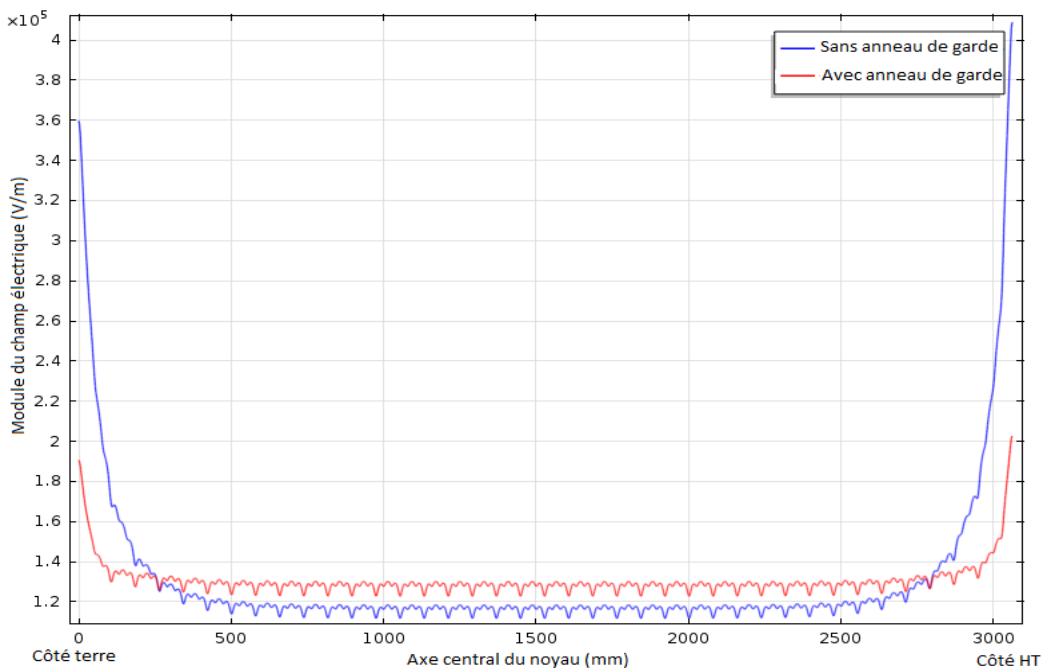


Figure III.16. Profil du champ électrique le long de l'axe du noyau de l'isolateur composite avec et sans anneau de garde.

A partir de la figure III.16, nous notons que le champ électrique aux deux extrémités du noyau est plus élevé par rapport à sa section médiane. L'utilité de l'anneau de garde aux deux extrémités est indéniable. En effet, sans l'anneau de garde, l'intensité du champ électrique est plus importante (pour environ 102% du côté HT et 89% du côté terre).

Ainsi, pour la suite de l'étude, l'anneau de garde sera utilisé sur les deux extrémités (HT et terre) de l'isolateur composite.

III.3.6.2. Influence de la présence des gouttelettes d'eau

Bien évidemment, la présence des gouttelettes à la surface de l'isolateur n'aura pratiquement aucune influence sur la distribution du champ à l'intérieur du noyau vu qu'elles sont présentes uniquement à la surface des jupes de l'isolateur. Cela peut être confirmé par la figure III.17.

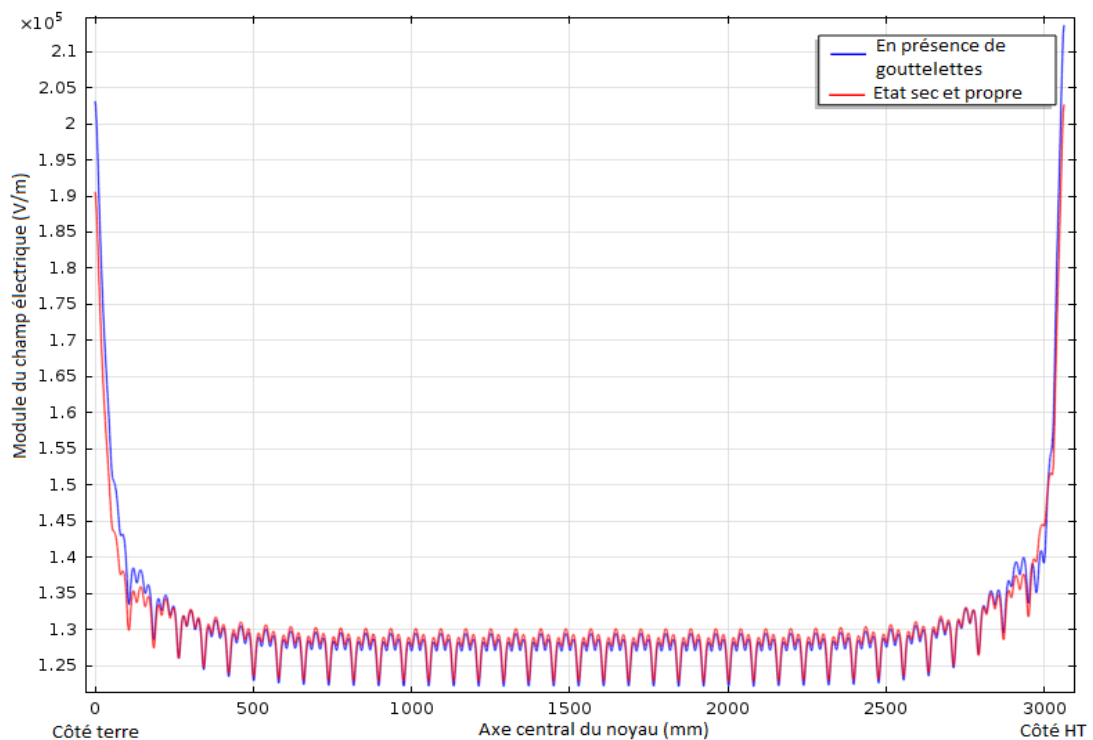


Figure III.17. Profil du champ électrique le long de l'axe du noyau de l'isolateur composite sans et en présence de gouttelettes d'eau.

III.3.6.3. Influence de la présence de la couche de pollution uniforme

Pour le cas de présence d'une couche de pollution à la surface de l'isolateur composite, nous notons les mêmes remarques que pour la distribution du champ électrique à la surface des jupes et cela en gardant les mêmes conditions.

L'influence de l'épaisseur de la couche de pollution et de la conductivité électrique est montrée sur les figures III.18 et III.19 respectivement. Plus la couche de pollution s'élargit, plus le maximum du champ électrique est important. Par contre, l'augmentation de la conductivité électrique de la couche de pollution n'aura aucune influence sur la distribution du champ électrique.

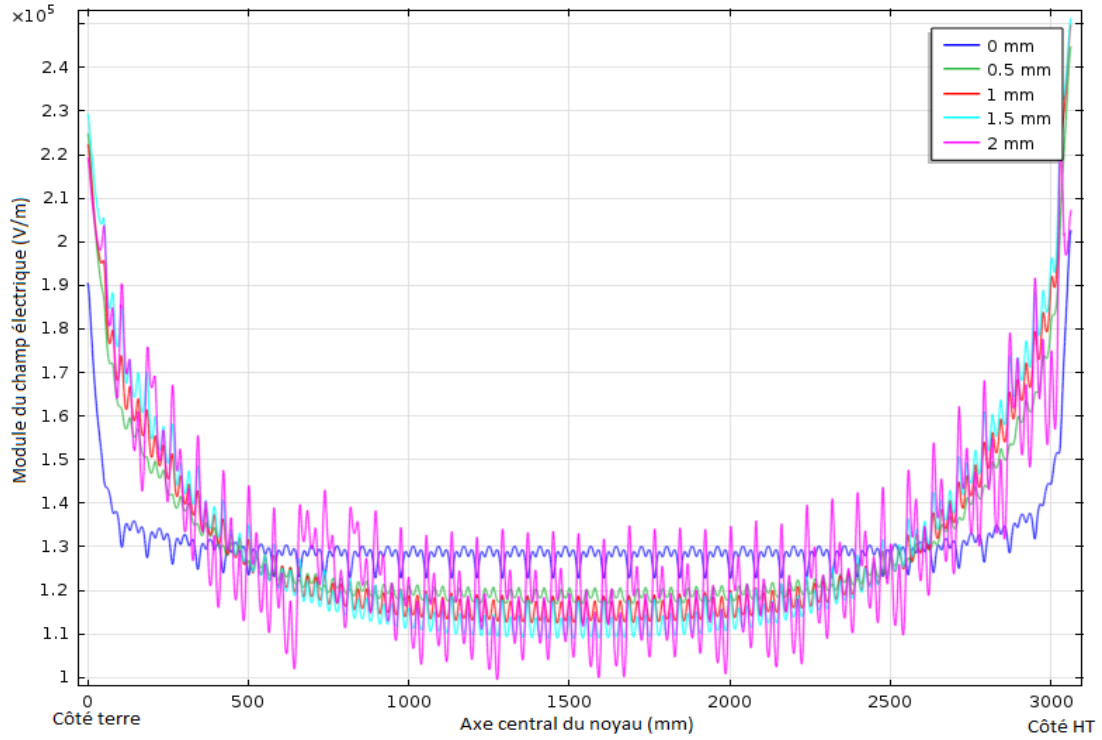


Figure III.18. Profil du champ électrique le long de l'axe du noyau de l'isolateur composite sous pollution uniforme avec $\sigma = 710 \mu\text{S}/\text{cm}$ et une épaisseur variable.

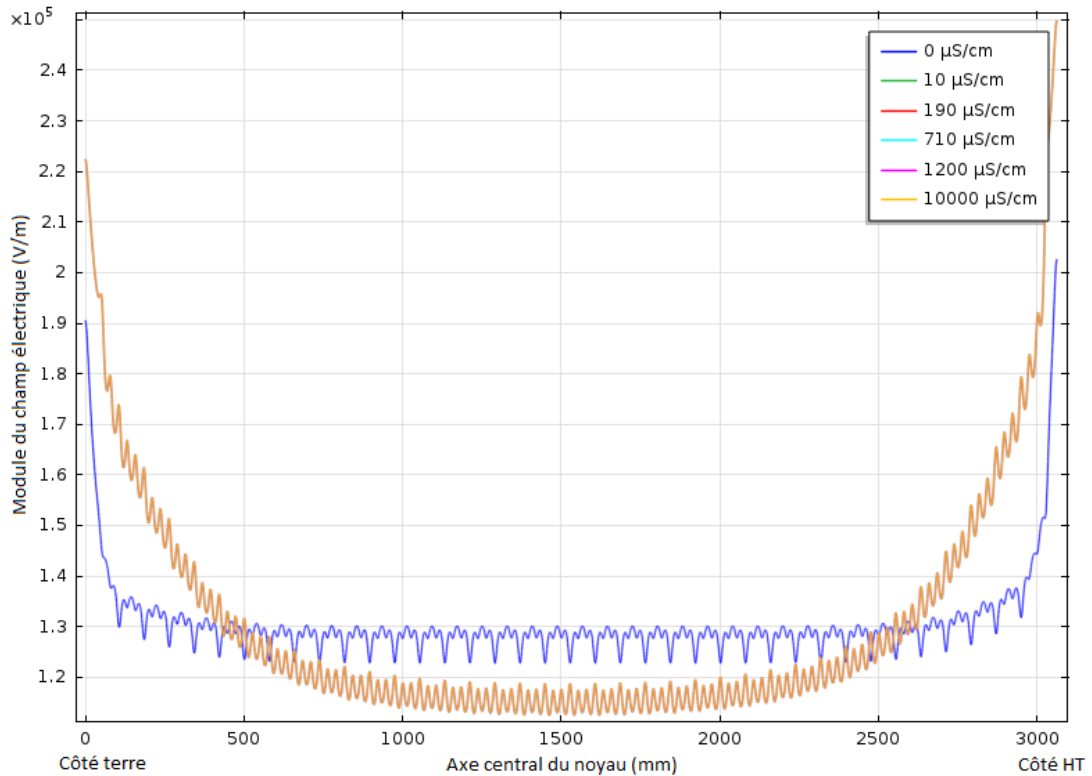


Figure III.19. Profil du champ électrique le long de l'axe du noyau de l'isolateur composite sous pollution uniforme avec une épaisseur de 1 mm et une conductivité électrique variable.

Conclusion

Nous avons présenté un modèle de calcul 2D d'un isolateur composite 400 kV sous différentes conditions de service (sec et propre, uniformément pollué et en présence de gouttelettes d'eau).

Les anneaux de garde y sont nécessaires aux deux extrémités. En leur absence, le champ électrique atteint des intensités plus élevées conduisant généralement à la formation de décharges par effet couronne et des décharges partielles au niveau des extrémités métalliques.

La présence de gouttelettes d'eau à la surface de l'isolateur composite influe sur le champ électrique local à la surface des jupes et du jonc de l'isolateur. Cependant, leur présence n'affecte pas vraiment la répartition du champ électrique le long du noyau en fibre de verre.

Pour les conditions de surface uniformément polluée, nous avons remarqué que la présence d'une couche de contamination à la surface influe sur la répartition du champ électrique le long de la surface des jupes mais aussi sur celle du noyau de l'isolateur. L'augmentation de la conductivité électrique n'a pas d'effet significatif sur la distribution du champ électrique. Par contre, en augmentant l'épaisseur de la couche pollution, l'intensité du champ électrique maximal est considérablement augmentée.

Chapitre IV
Etude d'intégration des
isolateurs composites dans une
ligne 400 kV en Algérie

Introduction

Assurer la fiabilité des réseaux de transport de l'électricité devient primordial surtout avec le développement notable de l'extension énergétique en Algérie et la création de grandes zones industrielles. L'introduction des chaînes d'isolateurs en composite peut être l'une des meilleures solutions.

En partant du fait que le réseau algérien 400 kV est en plein essor et en considérant aussi les avantages des isolateurs composites, nous proposons, ici, de les intégrer dans une ligne 400 kV à deux ternes situé dans le nord-ouest de l'Algérie.

Nous allons tout d'abord présenter ici l'évolution d'utilisation des chaînes isolantes en composite dans les niveaux 60 et 220 kV en Algérie. Ensuite, un bref historique sur le développement du palier 400 kV en Algérie sera donné. Enfin, en évaluant la distribution du champ électrique le long de trois configurations d'isolateurs composites sous différentes conditions d'état de surface, nous présenterons notre choix de l'isolateur adéquat à intégrer dans la ligne 400 kV. Plusieurs paramètres influençant cette distribution sont pris en considération tels que : la présence du pylône, des conducteurs, des phases,... Une comparaison du comportement électrique de l'isolateur composite choisi et de l'isolateur en verre déjà installé sera faite.

IV.1. Introduction des isolateurs composites en Algérie [75]

Les déclenchements fréquents liés à la pollution des lignes électriques HTB équipées des isolateurs conventionnels les rendaient pratiquement inexploitable. Des mesures d'isolement ont été prises pour pallier ces déclenchements, nous notons :

- adaptation de l'isolement en fonction des contraintes au niveau de lignes témoins à travers le rajout ou l'introduction de nouveaux types d'isolateurs (antipollution, plat) ;
- introduction d'une protection élastomère à la surface des isolateurs ;
- introduction des chaînes isolantes en composite.

Nous nous étendrons beaucoup plus sur ce dernier point. Voici donc l'évolution de l'installation des isolateurs composites en Algérie :

- *année 2000*, installation à titre d'essai de 330 chaînes isolantes en EPDM sur des tronçons de 4 lignes où la pollution est mixte (industrielle, marine, agricole, déchets de cigognes) ;
- *année 2002*, installation de 4400 chaînes isolantes en EPDM sur des tronçons de 12 lignes (09 lignes en 220 kV et 3 lignes en 60 kV) soumises à des actes de vandalisme, traversant des zones très polluées et lignes sous-isolées ;

- année 2006, installation de 1704 chaînes isolantes en silicone sur des tronçons de 9 lignes de 220 kV pour les mêmes raisons ;
- année 2007, installation de 1312 chaînes isolantes en silicone sur des tronçons de 12 lignes (10 lignes 220 kV et 02 lignes 60 kV) ;
- année 2008, installation de 3801 chaînes isolantes en silicone sur des tronçons de 29 lignes (26 lignes 220 kV et 03 lignes 60 kV).

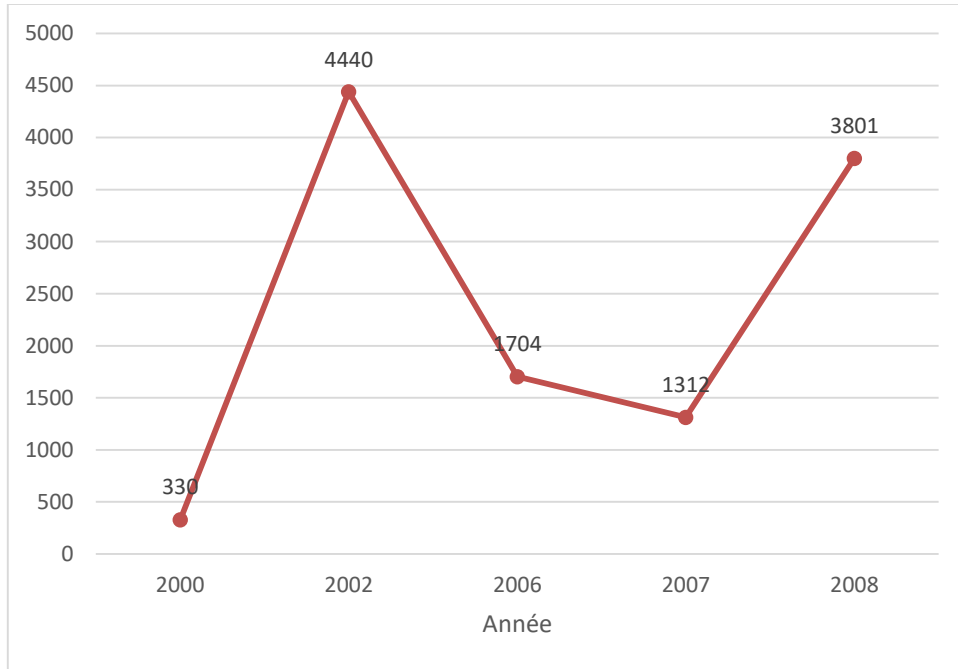


Figure IV.1. Nombre de chaînes d'isolateur composite installées.

La longueur des lignes équipées de chaînes isolantes en composite représente 5% par rapport à la longueur totale du réseau (données jusqu'à 2012). La figure IV.2 donne l'évolution d'installation de ces chaînes en km. Le nombre d'accidents sur des lignes témoins où les isolateurs composites sont installés a considérablement chuté (voir figure IV.3).

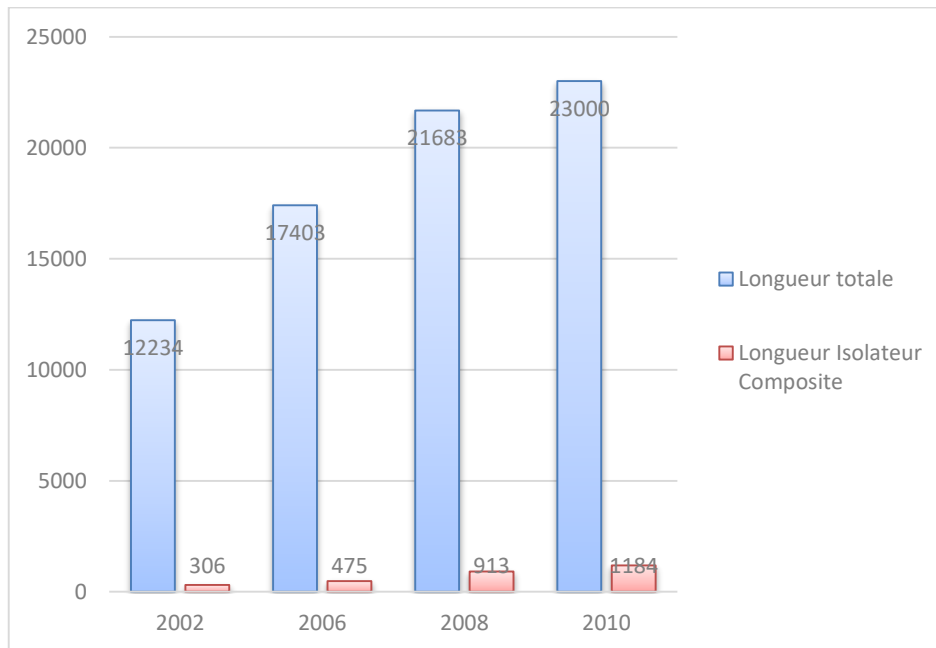


Figure IV.2. Evolution d'installation des isolateurs composites en km.

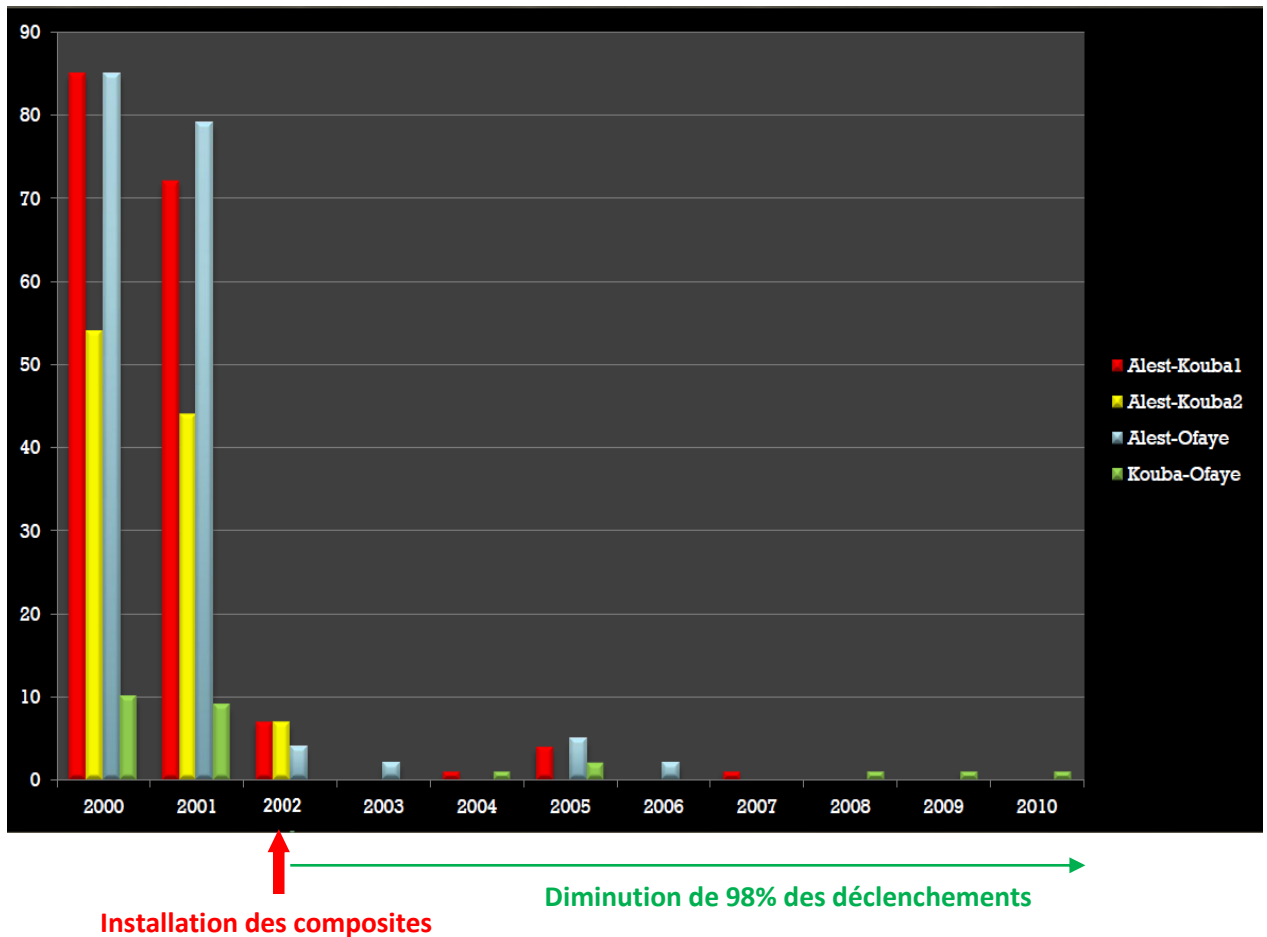


Figure IV.3. Nombre d'accidents dans des lignes témoins.

Ces résultats justifient la poursuite d'installation des chaînes isolantes en composite dans des :

- lignes ou tronçons de lignes dont la fréquence dépasse un lavage ;
- lignes ou tronçons de lignes dans des zones d'influence marine et industrielle (< 20 km des côtes) : Arzew et Skikda ;
- des tronçons des lignes passant à proximité des sources polluantes ;
- des tronçons de lignes soumises à des actes de vandalisme ;
- des tronçons de lignes à accès difficile ;
- des tronçons de lignes alimentant des clients qui génèrent de la pollution.

IV.2. Le niveau 400 kV en Algérie

Trente ans après le passage au palier 220 kV, le transport algérien d'électricité a réussi son passage au palier 400 kV. Une étape décisive puisqu'elle a permis de renforcer d'une part le système électrique algérien en acheminant de grandes quantités d'énergie et d'autre part, les liaisons électriques maghrébines dans le cadre du développement des interconnexions maghrébines et de la boucle méditerranéenne.

La première mise sous tension en 400 kV a eu lieu le jeudi 9 juin 2005 à 13h04 au poste de Ramdane Djamel dans la wilaya de Skikda, suivie le 23 juin 2005 par la mise sous tension du poste 400 kV de type blindé de Hassi Aneur, près d'Oran. En 2008, les équipes des sociétés du groupe Sonelgaz ont réussi le défi de mettre en service toute la dorsale 400 kV Est-Ouest d'une longueur près de 1200 km.

Techniquement dénommé « Projet 400 kV », ce schéma s'est inscrit, il y a quelques années, dans le cadre des projections stratégiques de Sonelgaz. Il fait partie des grands scénarios que le groupe a établis pour valoriser le potentiel énergétique national et mettre en valeur les potentialités favorisant l'organisation des échanges électriques et gaziers dans la région.

Le groupe Sonelgaz en coopération avec l'ONE (Office National de l'Electricité du Maroc) a lancé le mardi 29 septembre 2009, la mise sous tension de l'interconnexion électrique en technique 400 kV entre l'Algérie et le Maroc. Cette nouvelle interconnexion entre les deux pays conforte les liens traditionnels qui existent déjà de longue date en matière de coopération dans le domaine de l'énergie électrique. Elle permet également de faciliter les échanges électriques en renforçant davantage la sécurité du système électrique et en sécurisant l'approvisionnement en énergie des deux pays. En effet, les interconnexions électriques entre l'Algérie et le Maroc constituent un dispositif très puissant pour pallier les dysfonctionnements électriques et prévenir tous les risques ou menaces de déficits énergétiques. Elles permettent en outre de gérer avec plus d'efficacité les risques liés à l'exploitation des parcs de production et des réseaux de transport de l'électricité et assurent ainsi une meilleure sécurité au réseau Maghrébin. Pour rappel, les interconnexions Algérie-Maroc en 400 kV s'intègrent dans un projet régional plus étendu entre les pays du Maghreb. Ce projet consacre les règles de participation à la réserve de production et engage les sociétés d'électricité à se secourir mutuellement et à compenser les échanges involontaires. Les interconnexions constituent un préalable essentiel à l'émergence d'un marché régional de l'électricité. Le passage au palier 400 kV donne effectivement un nouveau rôle commercial aux interconnexions électriques entre les pays du Maghreb. L'expérience des interconnexions entre la Libye, la Tunisie, l'Algérie et le Maroc d'une part et entre le Maroc et l'Espagne d'autre part constitue aujourd'hui un appui précieux pour les travaux relatifs à la construction d'un marché euromaghrébin [76].

La dorsale 400 kV ou autoroute électrique ne s'arrêtera pas uniquement au niveau maghrébin mais concerne aussi les interconnexions autour du bassin méditerranéen. Les possibilités qu'offriront ces projets en matière d'échanges sont considérables et militent toutes pour la création d'un grand marché maghrébo-méditerranéen.

Le palier 400 kV continue son développement. En 2010, environ 2000 km de lignes sont réalisées. Après la mise en service des infrastructures en cours de réalisation ou qui le seront à court terme, ces lignes serviront à transférer de l'énergie d'Est en Ouest et vice-versa et à réaliser, dans le cadre maghrébin, une dorsale Maroc-Algérie-Tunisie en perspective de l'expansion des réseaux vers la constitution d'une boucle électrique autour de la méditerranée.

La mise en service du réseau électrique 400 kV interconnecté reliant la Tunisie à l'Algérie est effective depuis 2014. Cette nouvelle ligne, qui relie les villes tunisienne de Jendouba (nord-ouest) et algérienne d'Al-Chafia (nord-est), est la cinquième du genre après les lignes reliant Métaloui à Faryana et les deux lignes qui interconnectent Tajraouine à Al-Awinat, Cette nouvelle ligne permet aux deux pays d'échanger de l'énergie, notamment pendant les périodes d'été ou lorsqu'une panne intervient sur les réseaux tunisiens ou algériens.

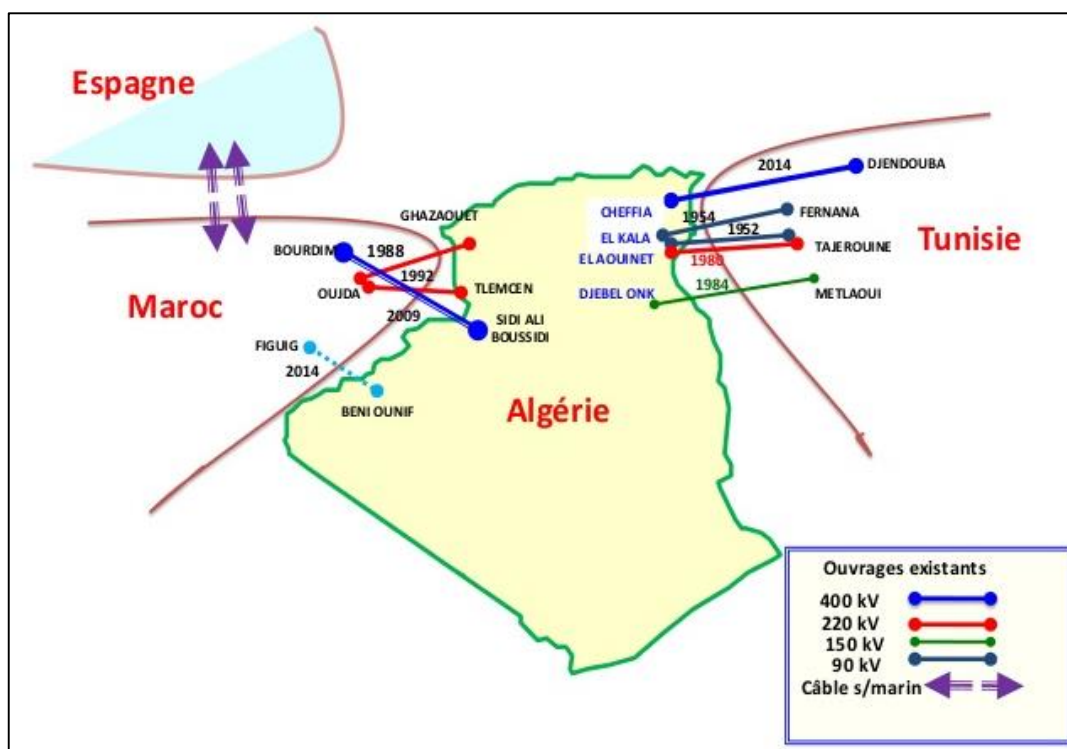


Figure IV.4. Etats des lieux des interconnexions électriques.

Le tableau suivant détaille les infrastructures en cours ou planifiées entrant dans le périmètre de cette action de renforcement du réseau 400 kV [77].

Période	Réseau 400 kV
2009	2007-2009 Est / Ouest : 1 688 km
2010	Est / Ouest : 623 km Nord / Sud : 285 km
2012	Nord / Sud : 925 km
2015	270 km dont 40 km en 2014
2016 – 2020	Nord : 1100 km (220 km/an) Sud/Sud : 4450 km
2021 – 2025	1100 km (220 km/an)

Tableau IV.1. Développement du réseau 400 kV en Algérie.

IV.3. Proposition d'intégration des isolateurs composites dans une ligne 400 kV en Algérie

IV.3.1. La ligne 400 kV à deux ternes ORAN-BLIDA [78]

La ligne 400 kV reliant les postes de Hassi Ameur (Oran) et d'El Affroun (Blida) est à double terne et est prévue pour faire transiter 600 MW par terne sur une distance de transport égale à 320 km. Les caractéristiques des pylônes utilisés dans le tracé de la ligne sont les suivantes :

- A = hauteur de suspension des conducteurs des phases 1 et 4 ;
- B = hauteur de suspension des conducteurs des phases 2 et 5 ;
- C = hauteur de suspension des conducteurs des phases 3 et 6 ;
- D, E, F = écartements horizontaux entre le centre du pylône et les phases considérées ;
- G = hauteur entre le sol et le câble de garde ;
- chaque phase est constituée en faisceau de deux conducteurs ;
- le diamètre de chaque conducteur constituant le faisceau est égal à 31,5mm.

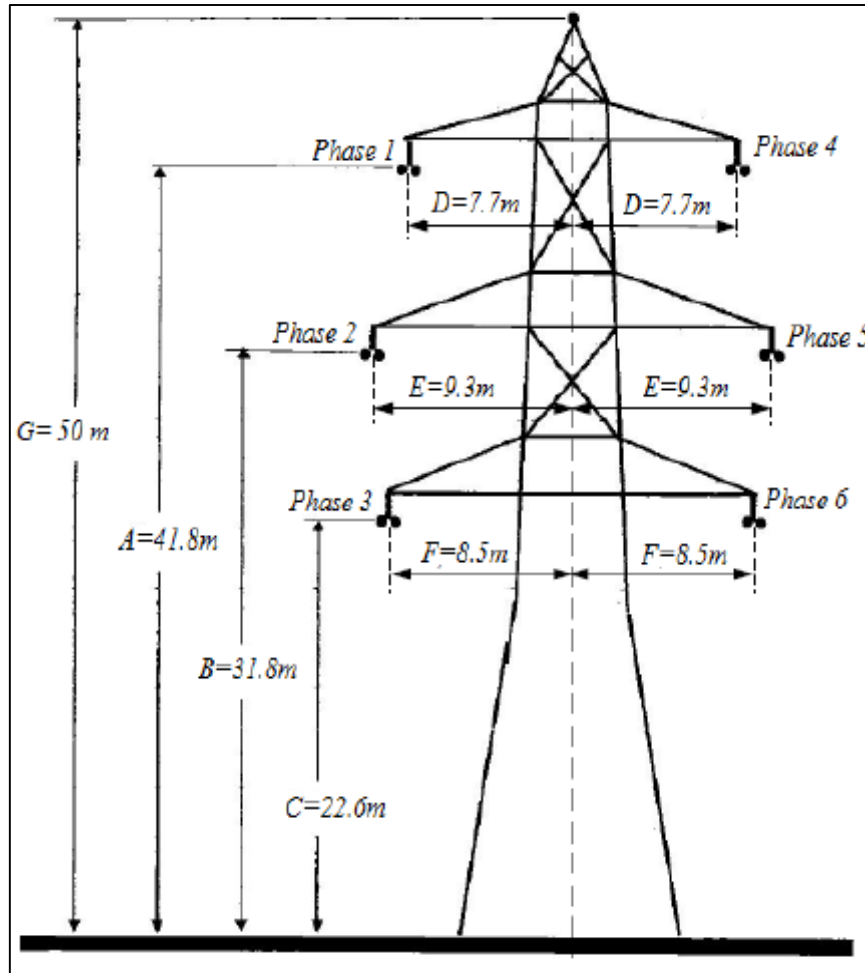


Figure IV.5. Système à deux ternes étudié.

Les expressions des tensions appliquées aux différentes phases sont :

$$V_{1,4} = 400 \times \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}\right) \times \sin (50 \times 2\pi t) \quad [kV]. \quad (IV.1)$$

$$V_{2,5} = 400 \times \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}\right) \times \sin \left(50 \times 2\pi t + \frac{2\pi}{3}\right) [kV]. \quad (IV.2)$$

$$V_{3,6} = 400 \times \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}\right) \times \sin \left(50 \times 2\pi t + \frac{4\pi}{3}\right) [kV]. \quad (IV.3)$$

IV.3.2. Choix de l'isolateur composite à intégrer dans la ligne 400 kV

IV.3.2.1. Propriétés des isolateurs composites étudiés

Pour le choix de l'isolateur composite adéquat à intégrer dans la ligne 400 kV, nous étudierons trois profils différents d'isolateurs en SiR dans des différentes conditions (sec et propre, sous pollution uniforme et non-uniforme, en présence de gouttelettes). L'isolateur composite sélectionné aura le meilleur comportement en termes de distribution du champ électrique, ce sera donc celui qui présentera des faibles valeurs de champ électrique dans les zones critiques de l'isolateur (plus précisément le point triple).

Les profils et les principales caractéristiques des isolateurs composites 400 kV utilisés sont résumés dans le tableau IV.2 et la figure IV.6.

	Configuration -1	Configuration -2	Configuration -3
Nombre de jupes	38/76	38/38/38	54/49
Diamètres des jupes "D1/D2/D3" (mm)	171/85	190/131/100	145/110
Distance entre jupes "B" (mm)	79	79	60
Ligne de fuite "L" (mm)	13270	16300	13370
Largeur des extrémités métalliques "W" (mm)	72,4	72,4	86,6

Tableau IV.2. Dimensions des isolateurs composites.

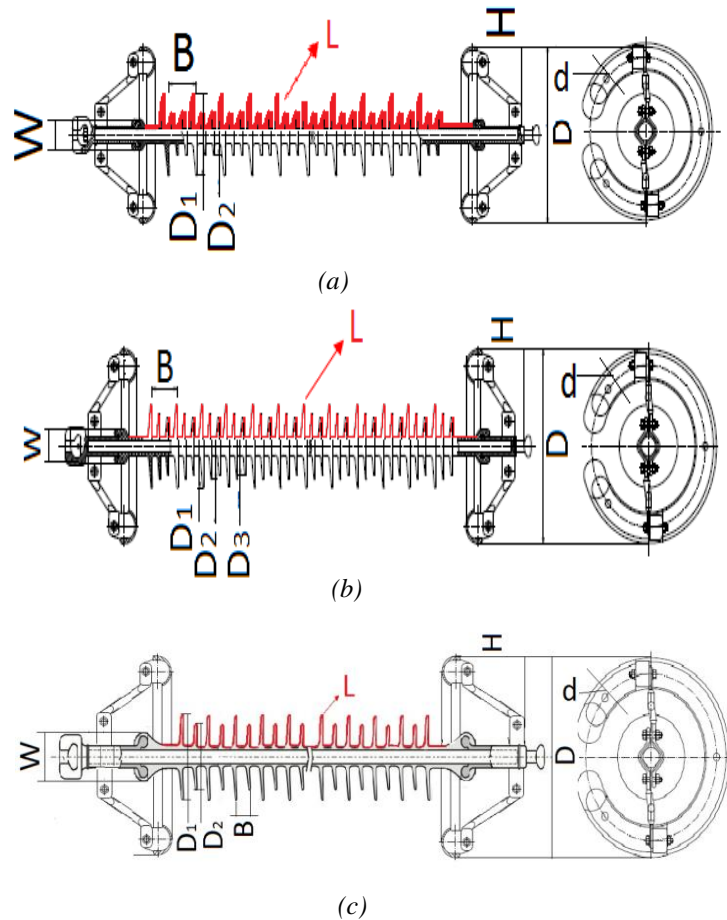


Figure IV.6. Profils des isolateurs composites
(a) configuration-1, (b) configuration-2, (c) configuration-3.

Les anneaux de garde sont installés des deux côtés (HT et terre) des isolateurs pour les mêmes raisons données dans le point III.3.2. Leurs dimensions resteront constante pour toute la suite de l'étude : D = diamètre de l'anneau (370 mm), d = diamètre du tube (50 mm), H = position ou hauteur de l'anneau (110 mm). Nous utiliserons le même anneau de garde pour les trois configurations de l'isolateur composite.

Les propriétés électriques (permittivité relative et conductivité électrique) des différents matériaux utilisés sont données dans le tableau IV.3.

	Permittivité relative (ϵ_r)	Conductivité électrique σ (S/m)
Air	1	0
Silicone	4,3	10^{-12}
Fibre de verre	7,2	10^{-14}
Acier	1	10^{20}

Tableau IV.3. Propriétés des matériaux utilisés pour la modélisation.

IV.3.2.2. Analyse du champ électrique pour état de surface sec et propre

Pour toutes les configurations d'isolateurs composites, la distribution du champ électrique est calculée le long de la longueur de fuite "L". La valeur maximale du module du champ électrique est observée au point triple (extrémités métalliques – air – silicone) du côté HT pour les trois configurations [79]. Le tableau IV.4 donne le maximum du champ électrique pour les trois configurations de l'isolateur composite au point triple.

	Configuration -1	Configuration -2	Configuration -3
E_{max} ($\times 10^5$ V/m)	2,47	2,51	1,92

Tableau IV.4. Propriétés des matériaux utilisés pour la modélisation.

Les extrémités plus larges avec des arêtes arrondies pour la configuration-3 peuvent expliquer la faible intensité du champ électrique par rapport aux deux autres configurations. La distribution du champ électrique pour les trois configurations est représentée à la figure IV.7.

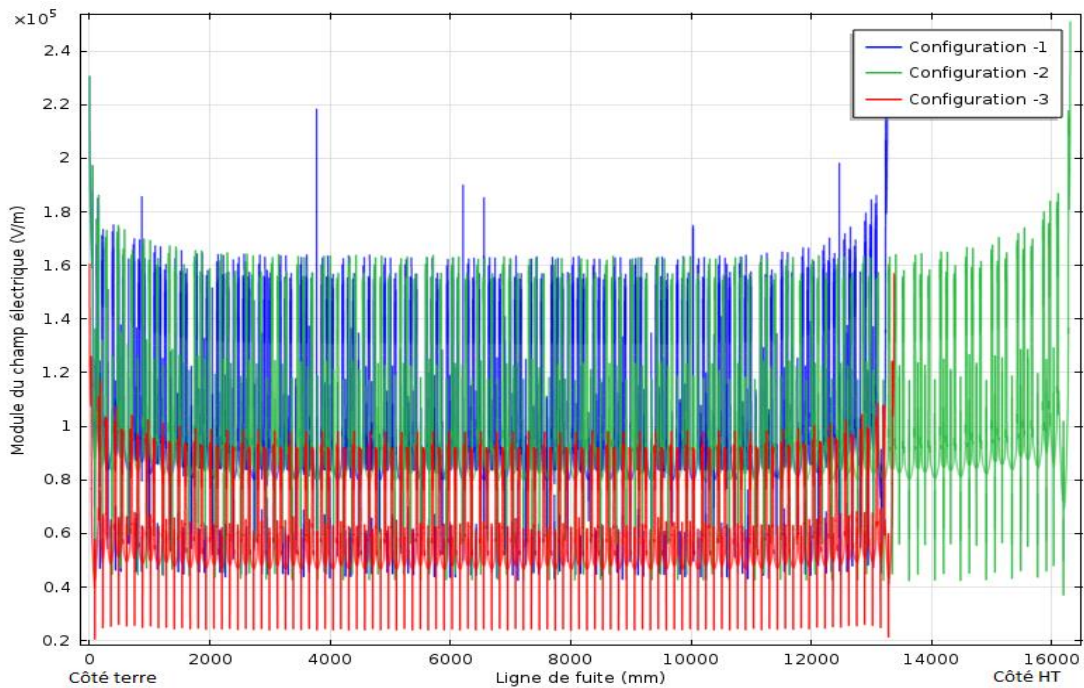


Figure IV.7. Profil du champ électrique le long de la longueur de fuite des trois configurations des isolateurs composites.

IV.3.2.3. Analyse du champ électrique en présence d'une couche de pollution uniforme

Etant donné que l'isolateur composite choisi sera intégré dans la ligne électrique 400 kV situé entre la région Oran – Blida (nord-ouest de l'Algérie), la couche de pollution aura des caractéristiques typiques de cette région. Les sources de pollution sont essentiellement de nature industrielle, marine et autre (circulation routière et déchets). La permittivité relative et la conductivité électrique, de la couche de pollution représentant une solution saline, sont égales à 50 et 0,0071 S/m respectivement [80]. L'épaisseur de la couche de pollution sera variable (de 0 à 2 mm).

Le maximum du champ électrique est toujours remarqué au point triple côté HT sauf pour le cas 2 mm (pollution forte) où ce maximum se déplace du point triple et cela pour les configurations 1 et 2 d'isolateurs (de 310 mm pour la configuration-1 et de 420 mm pour la configuration-2). L'influence de la présence de la couche de pollution sur l'intensification du champ électrique est indéniable. La variation du maximum du champ électrique en fonction de l'épaisseur de la couche de pollution est donnée par la figure IV.8.

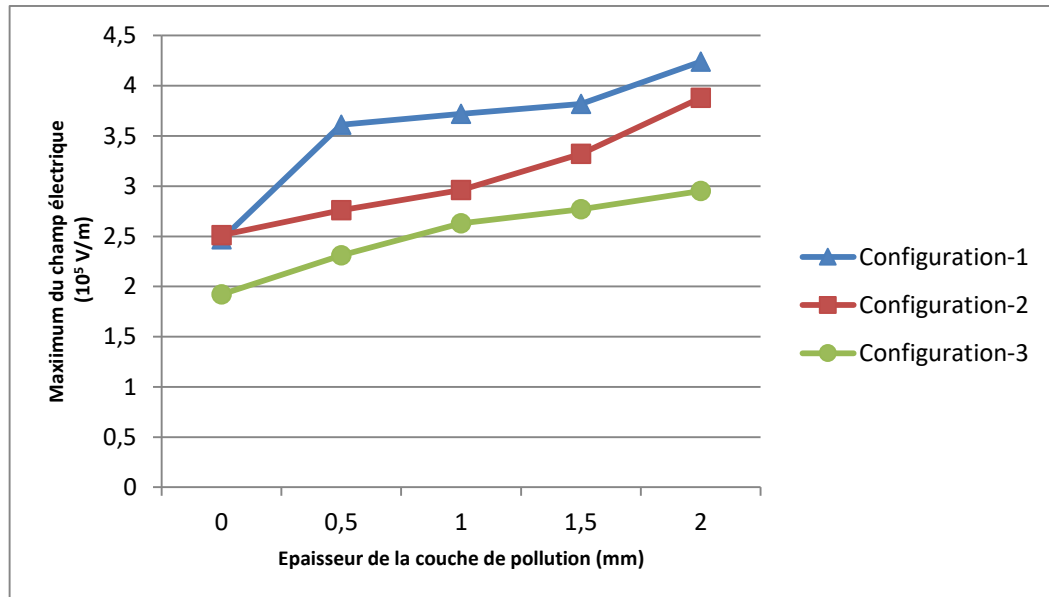


Figure IV.8. Variation du maximum de champ électrique en fonction de l'épaisseur de la couche de pollution.

En comparant les trois configurations d'isolateurs, nous pouvons conclure que la configuration-3 présente de meilleures performances sous pollution uniforme en termes de maximum de champ électrique mais aussi de stabilité dans son comportement en pollution forte.

Pour les deux premières configurations d'isolateurs composites, changer l'emplacement de l'anneau de garde semblerait la meilleure solution. En effet, l'anneau de garde doit être installé là où le champ électrique est important.

IV.3.2.4. Analyse du champ électrique en présence d'une couche de pollution non uniforme

Trois cas de pollution sont considérés dans cette partie : une pollution côté HT, une pollution sur la partie médiane de l'isolateur et une pollution côté terre. Nous considérons la même conductivité électrique et les mêmes épaisseurs de couche pollution que pour le cas uniforme. Pour chaque configuration de pollution, la distribution du champ électrique est calculée sur une partie de la ligne de fuite. La variation du maximum de champ électrique en

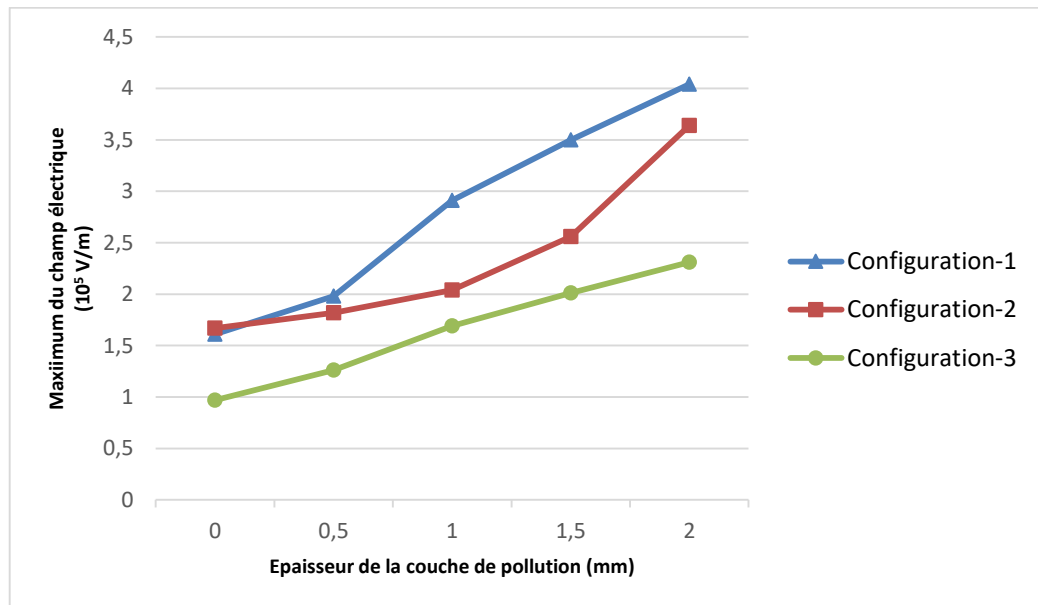
fonction de l'épaisseur de la couche de pollution pour les trois cas étudiés est représentée à la figure IV.9.

Si la pollution est du côté HT, le maximum du champ électrique est toujours enregistré au point triple pour les trois configurations d'isolateurs.

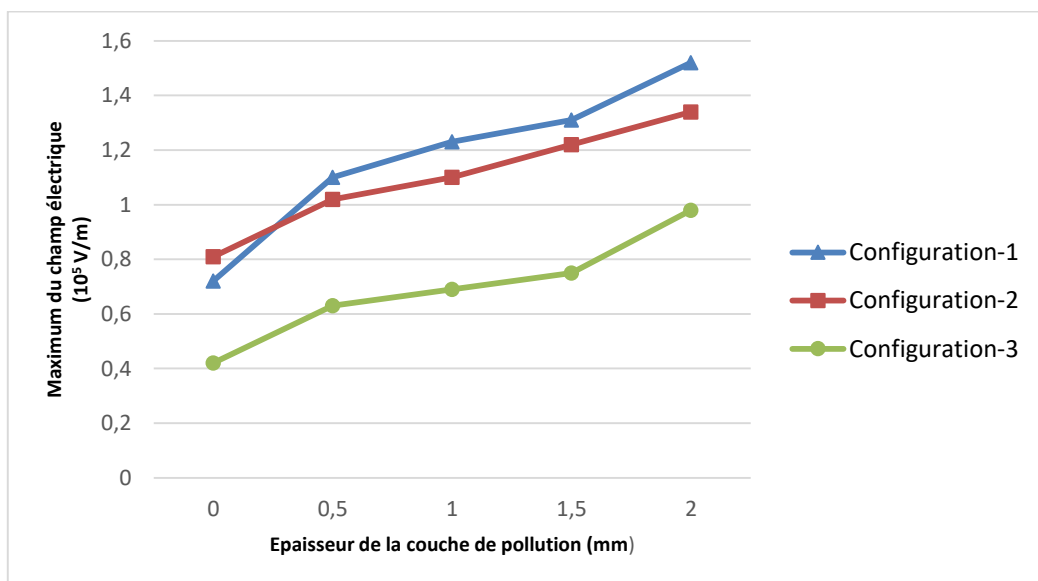
Dans le cas où la couche de pollution est au milieu de l'isolateur, il n'existe pas de règles spécifiques pour l'emplacement du maximum du champ électrique. Néanmoins, pour avoir des résultats comparables, nous avons approximativement étudié la même zone de pollution : pas trop loin ou trop près des deux côtés HT et terre.

Pour le cas où la pollution est du côté de l'électrode terre, le maximum du champ électrique est à l'interface air – électrode terre – revêtement extérieur.

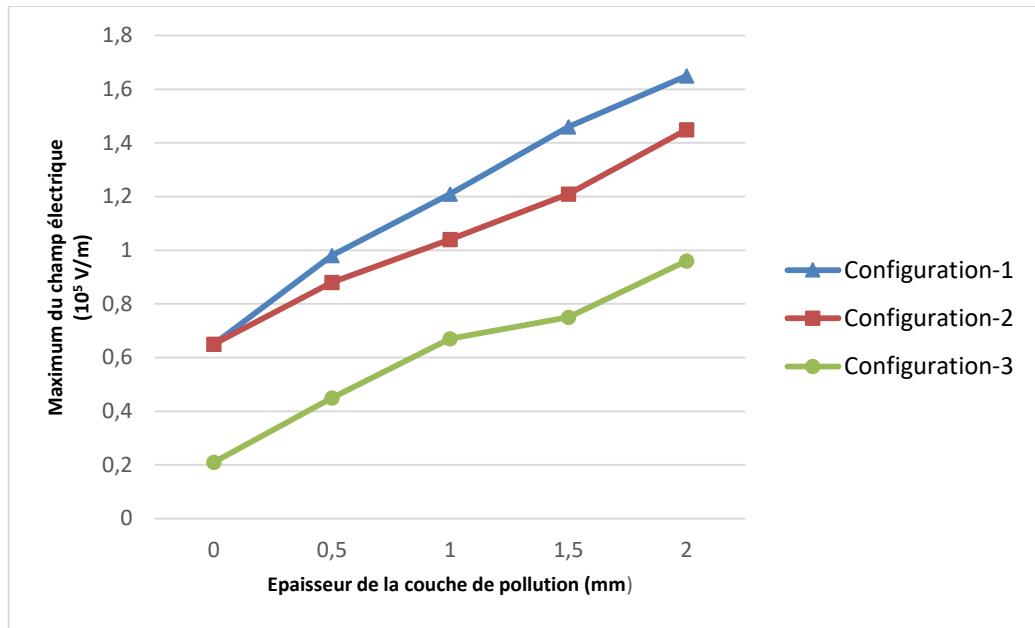
Pour conclure, la configuration-3 de l'isolateur composite présente un meilleur comportement par rapport aux deux autres configurations et cela pour les trois cas de distribution de pollution.



(a)



(b)



(c)

Figure IV.9. Variation du maximum de champ électrique en fonction de l'épaisseur de la couche de pollution (a) pollution côté HT, (b) pollution au milieu de l'isolateur, (c) pollution côté terre.

IV.3.2.5. Analyse du champ électrique en présence de gouttelettes d'eau

Une étude de la variation du champ électrique par rapport au caractère hydrophobe de la surface des trois configurations d'isolateur est effectuée. Le changement dans l'angle de contact des gouttelettes d'eau présentes à la surface de l'isolateur correspond à l'état hydrophobe/hydrophile de la surface de l'isolateur. La surface est hydrophobe si l'angle de contact est supérieur à 90° et hydrophile dans le cas contraire.

La surface des isolateurs en SiR est hydrophobe. Au lieu de former un film continu à la surface, l'eau, si elle est présente, tend à former des gouttelettes discrètes à la surface. La présence des gouttelettes intensifie le champ électrique ce qui amène la formation de décharges par effet couronne [81].

Le diamètre des gouttelettes d'eau modélisées par un hémisphère est égal à 4 mm et sera fixe pour toute cette partie. La répartition des gouttelettes est faite sur les trois premières jupes et sur le jonc les séparant du côté HT. Le nombre et la distance entre gouttelettes sont résumés dans le tableau IV.5. Les caractéristiques électriques (constante diélectrique et conductivité électrique) sont les mêmes que pour le point III.3.4.

	Emplacement		Nombre de gouttelettes	Distance entre gouttelettes (mm)
Configuration-1	1 ^{ère} jupe	Haut	9	4
		Bas	9	4
	2 ^{ème} et 3 ^{ème} jupes	Haut	4	4
		Bas	4	4
	Gaine		3	3,5

Configuration-2	1 ^{ère} jupe	Haut	10	4
		Bas	10	4
	2 ^{ème} jupe	Haut	7	4
		Bas	6	4
	3 ^{ème} jupe	Haut	4	4
		Bas	5	4
	Gaine			3
Configuration-3	1 ^{ère} et 3 ^{ème} jupes	Haut	7	4
		Bas	7	4
	2 ^{ème} jupe	Haut	5	4
		Bas	5	4
	Gaine			3

Tableau IV.5. Répartition des gouttelettes d'eau.

Pour les trois configurations d'isolateurs et en variant l'angle de contact, nous avons calculé le facteur d'augmentation du champ électrique défini comme étant le rapport entre les maximums de l'intensité du champ électrique à l'état propre et l'intensité du champ électrique pour chaque angle de contact.

De la figure IV.10, nous pouvons conclure que la configuration-3 de l'isolateur présente un meilleur comportement à l'état hydrophobe mais surtout à l'état hydrophile par rapport aux deux autres configurations.

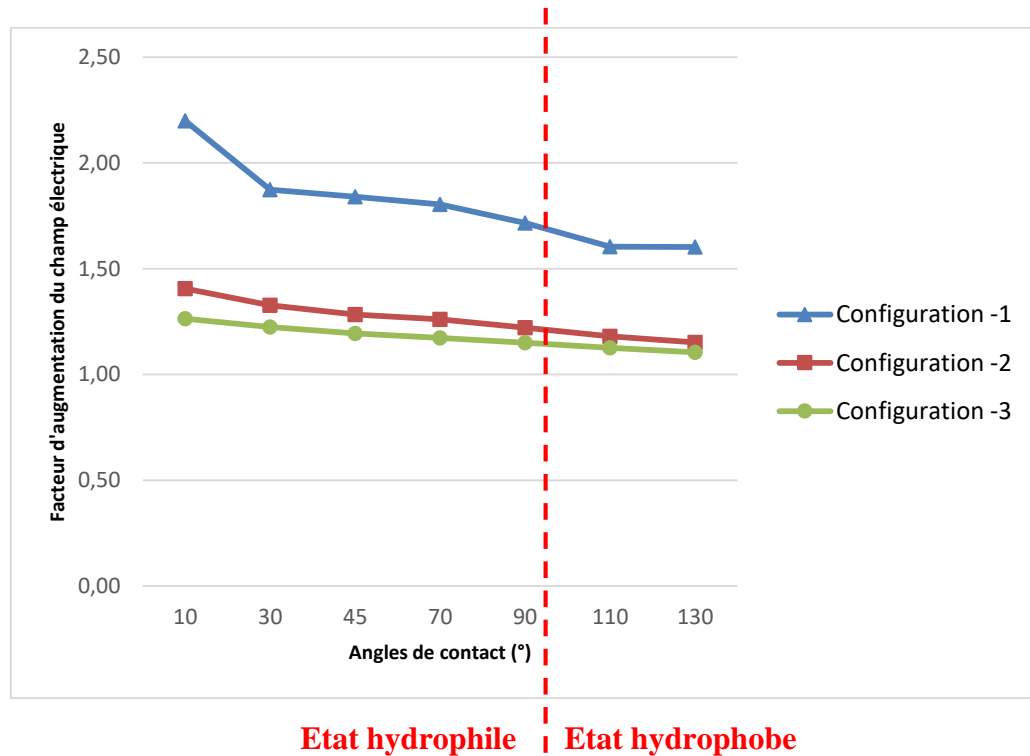


Figure IV.10. Variation du facteur d'augmentation du champ électrique en fonction de l'angle de contact.

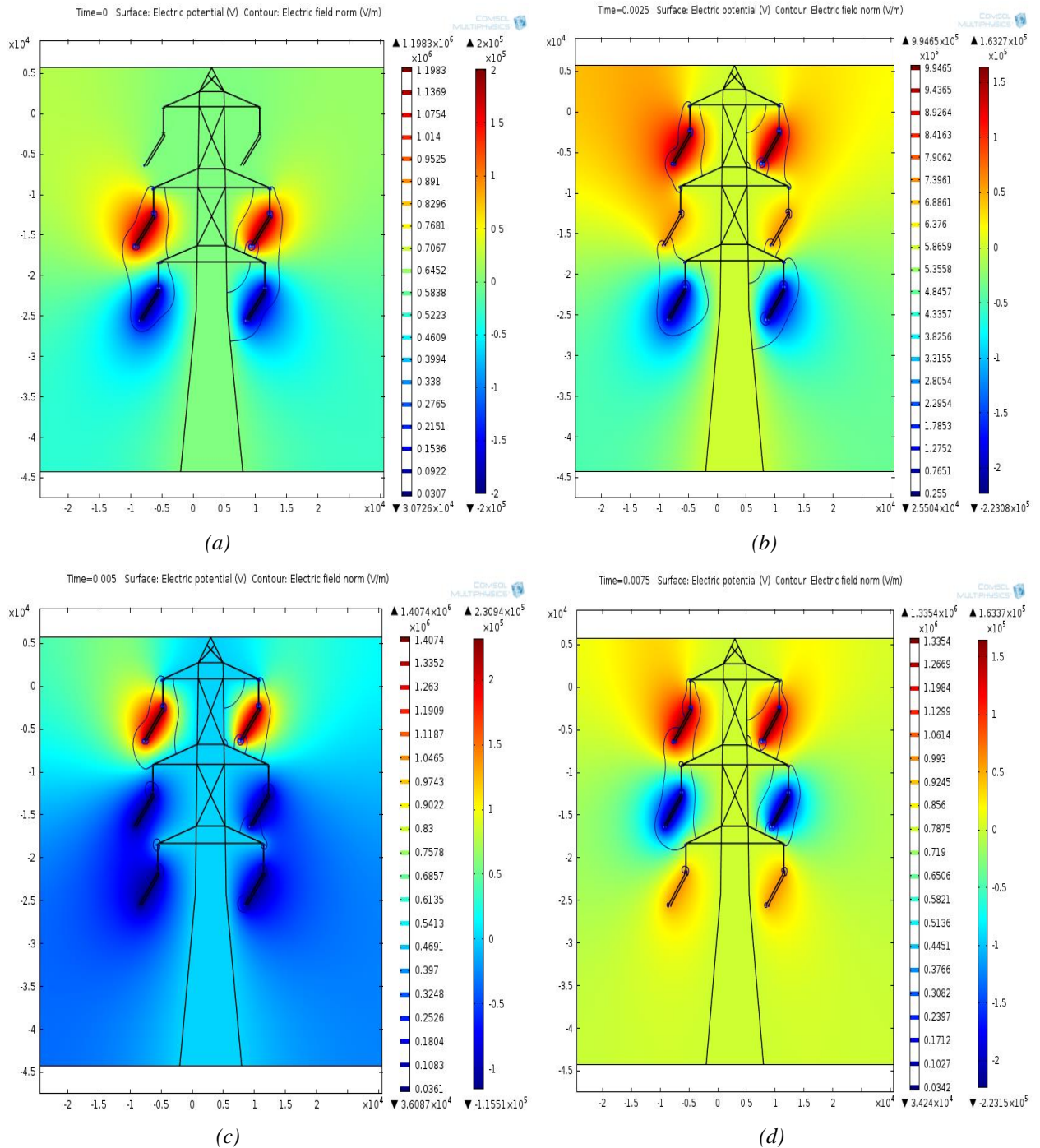
IV.3.3. Sélection de la phase critique à étudier

Pour la suite de l'étude, nous devons choisir un isolateur des six phases où le champ électrique est le plus intense.

A la figure IV.11, nous représentons la variation du champ électrique sur une période (de $t=0$ s à $t=0,02$ s) avec un pas de 0,0025 s. Nous aurons pour chaque phase les temps suivants où le champ électrique atteint son maximum :

$$\begin{cases} t = 0,005 + 0,01 \times n \text{ pour les isolateurs 1 et 4} \\ t = 0,0075 + 0,01 \times n \text{ pour les isolateurs 2 et 5,} \\ t = 0,0025 + 0,01 \times n \text{ pour les isolateurs 3 et 6} \end{cases} \quad (IV.4)$$

n est le nombre de périodes.



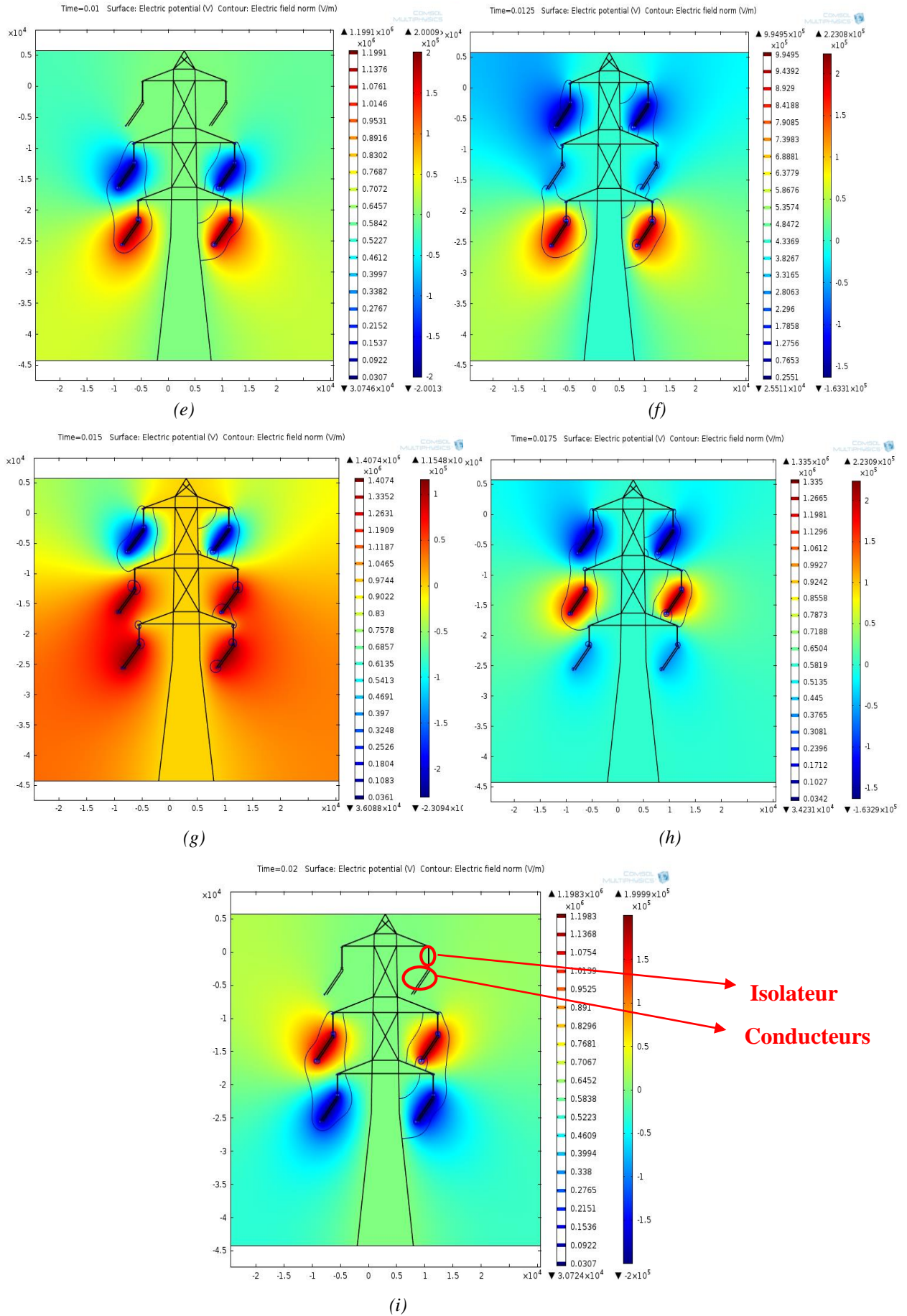


Figure IV.11. Variation de la distribution du champ électrique de $t=0$ s à $t=0,02$ s avec un pas de $0,0025$ s
 (a) $t = 0$ s, (b) $t = 0,0025$ s, (c) $t = 0,005$ s, (d) $t = 0,0075$ s, (e) $t = 0,01$ s,
 (f) $t = 0,0125$ s, (g) $t = 0,015$ s, (h) $t = 0,0175$ s, (i) $t = 0,02$ s.

Nous trouvons que l'isolateur où le champ électrique est maximum est celui de la phase 2. Nous pouvons remarquer cela aussi du tableau IV.6. Ainsi, la suite de l'étude sera effectuée sur l'isolateur de la phase 2 à $t=0,0175$ s.

	E_{max} ($\times 10^5$ V/m)	
	Côté HT	Côté terre
Phase 1 ($t=0,015$ s)	2,84	1,64
Phase 2 ($t=0,0175$ s)	2,97	1,12
Phase 3 ($t=0,0025$ s)	2,86	1,30
Phase 4 ($t=0,015$ s)	2,93	1,55
Phase 5 ($t=0,0175$ s)	2,88	1,30
Phase 6 ($t=0,0025$ s)	2,79	1,38

Tableau IV.6. Valeurs du maximum du champ électrique pour les différentes phases.

IV.3.4. Effets des différents éléments de la ligne sur la distribution du champ électrique

Pour étudier l'influence de chaque éléments (connexions, pylône, phases, conducteurs du premier terne, deuxième terne), nous ajoutons chaque élément un par un dans le système à deux ternes. Le câble de garde et les supports de l'anneau de garde ne seront pas pris en compte lors des simulations. Nous aurons six systèmes à étudier :

- système 1 : isolateur seul ;
- système 2 : isolateur seul + connexion ;
- système 3 : isolateur seul + connexion + pylône ;
- système 4 : 3 phases + 3 connexions + pylône ;
- système 5 : 3 phases + 3 connexions + pylône + conducteurs ;
- système 6 : le système complet (à deux ternes).

Dans cette partie, nous allons comparer également l'isolateur composite choisi (configuration-3) à un isolateur en verre typique utilisé dans les lignes 400 kV en Algérie. C'est un isolateur en verre trempé constitué de 25 unités en capot et tige F160 D / 146 DC. Le capot est fabriqué à base de fonte galvanisée à chaud et la tige est à base d'acier forgé galvanisé à chaud fixés au disque par du ciment. La permittivité relative des matériaux utilisés pour chaque unité est de 7 pour le verre, 3 pour le ciment et 1 pour l'acier et la fonte. Les caractéristiques de l'anneau de garde utilisé pour ce type d'isolateur sont : diamètre de l'anneau (D) = 330 mm, diamètre du tube (d) = 30 mm, position (H) = 260 mm [82]. La fiche technique de l'isolateur en verre est donnée en annexe B.

Les valeurs maximales du champ électrique calculées sur la phase 2 pour chaque système sont résumées dans le tableau IV.7. En comparant les deux types d'isolateurs (composite et en verre), l'isolateur composite présente toujours de faibles valeurs de champ électrique aux deux extrémités (HT et terre). Aussi, nous pouvons voir que par l'ajout des éléments de la ligne 400 kV sur chaque système étudié, si nous avons une augmentation de l'intensité du champ électrique dans une extrémité, nous enregistrerons sa diminution dans l'autre extrémité et vice-versa. Nous considérons cela comme une autorégulation du champ électrique en vue d'uniformiser sa distribution le long de l'isolateur.

	E_{\max} ($\times 10^5$ V/m)			
	Isolateur composite (Phase 2)		Isolateur en verre (Phase 2)	
	Côté HT	Côté terre	Côté HT	Côté terre
Système 1	1,92	1,57	2,84	2,02
Système 2	1,62	1,72	3,82	2,08
Système 3	3,47	1,18	3,89	1,42
Système 4	3,58	1,10	3,82	1,33
Système 5	2,97	1,12	3,25	1,49
Système 6	2,97	1,12	3,64	1,44

Tableau IV.7. Valeurs du maximum du champ électrique pour les différents systèmes.

En outre, nous remarquons que les différents éléments dans les six systèmes ont pratiquement le même effet, que l'isolateur soit en verre ou soit en matériau composite :

- système 1 : le champ électrique est plus intense à l'extrémité HT pour les deux types d'isolateurs ;
- système 2 : pour l'isolateur composite et en présence des connexions métalliques, l'intensité du champ électrique diminue du côté HT et augmente du côté terre ;
- système 3 ; le pylône mis à la terre réduit l'intensité du champ électrique côté terre et l'augmente du côté HT ;
- système 4 ; la présence des deux autres phases influence légèrement l'intensité du champ électrique. En effet, les isolateurs sont supposés disposés et espacés de telle façon qu'il n'y ait pas d'interaction entre les phases. Cela s'explique également par le fait que l'isolateur dans une phase est plus proche de ses accessoires et de son anneau de garde que les deux autres phases ;
- système 5 : en présence de conducteurs, le champ électrique est plus faible à l'extrémité HT et plus important côté terre en comparaison avec le système 4 ;
- système 6 : il n'y a pratiquement aucun changement par rapport au système 5. Le second circuit n'affecte pas la répartition du champ électrique.

Les conducteurs sont en Almélec et sont modélisés comme deux lignes parallèles fermées à la fin avec un cercle. Leur permittivité relative et leur conductivité électrique sont égales à 1 et 3×10^7 S/m respectivement [83]. Dans les systèmes 5 et 6, la longueur des conducteurs est égale à 1,5 fois la longueur totale de l'isolateur composite.

Enfin, nous nous intéressons maintenant à l'effet de l'utilisation des faisceaux dans cette ligne. Rappelons qu'en règle générale, cette disposition permet de maintenir les champs superficiels des conducteurs à des valeurs admissibles. La ligne 400 kV de Oran – Blida utilise un faisceau de deux conducteurs séparés entre eux de 450 mm. Le tableau IV.8 donne une comparaison dans le cas d'utilisation de faisceau à deux conducteurs et dans celui d'un seul conducteur par phase.

	E_{max} ($\times 10^5$ V/m)					
	Côté HT			Côté terre		
	Avec faisceaux	Sans faisceaux	% changement	Avec faisceaux	Sans faisceaux	% changement
Phase 1 (t=15 ms)	2,84	3,10	8,39%	1,64	1,61	-1,86%
Phase 2 (t=17.5 ms)	2,97	3,16	6,01%	1,12	1,15	2,61%
Phase 3 (t=25 ms)	2,86	3,04	5,92%	1,30	1,29	-0,78%
Phase 4 (t=15 ms)	2,93	3,19	8,15%	1,55	1,49	-4,03%
Phase 5 (t=17.5 ms)	2,88	3,13	7,99%	1,30	1,30	0%
Phase 6 (t=25 ms)	2,79	2,96	5,74%	1,38	1,38	0%

Tableau IV.8. Effets de l'utilisation des faisceaux.

L'influence des faisceaux est notable du côté HT, une diminution du maximum du champ électrique de 6 à 9 % est enregistrée. Par contre, aucun changement n'est remarquable sur le côté terre.

IV.3.5. Simplification du modèle étudié

Dans cette partie, nous étudions l'influence du pylône, des conducteurs et des phases sur la distribution du champ électrique. L'objectif de cette approche est d'examiner l'impact de chacun de ces éléments. Les éléments affectant la distribution du champ électrique seront conservés, tandis que les autres seront supprimés des modèles de calcul afin de simplifier l'étude dans les futures simulations et ainsi éviter un long temps d'exécution. Pour étudier ces effets, nous éliminons du modèle de simulation l'élément dont nous allons étudier l'effet et nous gardons tous les autres éléments formant la ligne à double terre. Le calcul est fait toujours sur la phase 2.

Les résultats présentés dans le tableau IV.9 et la figure IV.12 montrent que le pylône est une partie importante dans le modèle de simulation. Cela peut être observé par la grande différence entre l'intensité maximale du champ électrique aux deux extrémités surtout du côté terre. Ainsi, le pylône ne peut être omis dans le cas de futures simulations.

	E_{max} ($\times 10^5$ V/m)		% de changement
	Système à deux ternes	Système à deux ternes sans pylône	
Côté HT	2,97	2,74	7,74%
Côté terre	1,12	1,87	-66,96%

Tableau IV.9. Effets du pylône sur le maximum du champ électrique.

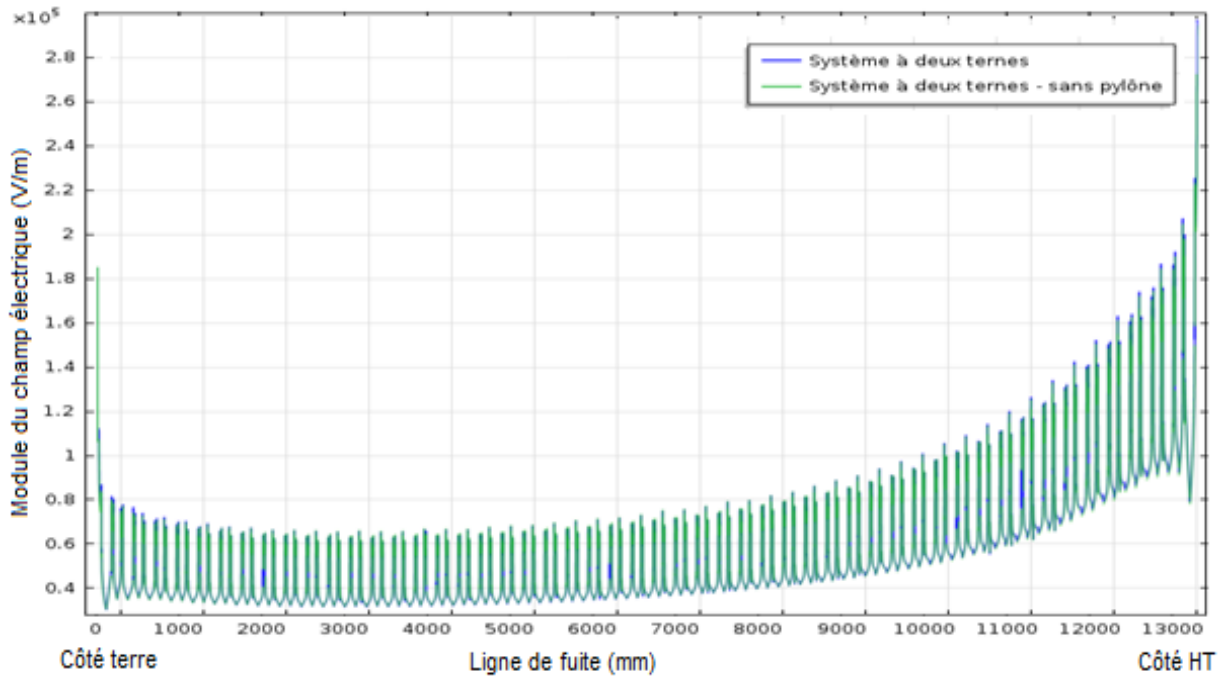


Figure IV.12. Profil du champ électrique le long de la longueur de fuite d'un isolateur composite (phase 2) dans un système à deux ternes avec et sans pylône.

Sur la base des résultats présentés dans le tableau IV.10 et la figure IV.13, les conducteurs ne peuvent pas être aussi ignorés lors des simulations. Leur effet surtout du côté HT est remarquable.

	E_{max} ($\times 10^5$ V/m)		% de changement
	Système à deux ternes	Système à deux ternes sans conducteurs	
Côté HT	2,97	3,58	-20,54%
Côté terre	1,12	1,10	1,79%

Tableau IV.10. Effets des conducteurs sur le maximum du champ électrique.

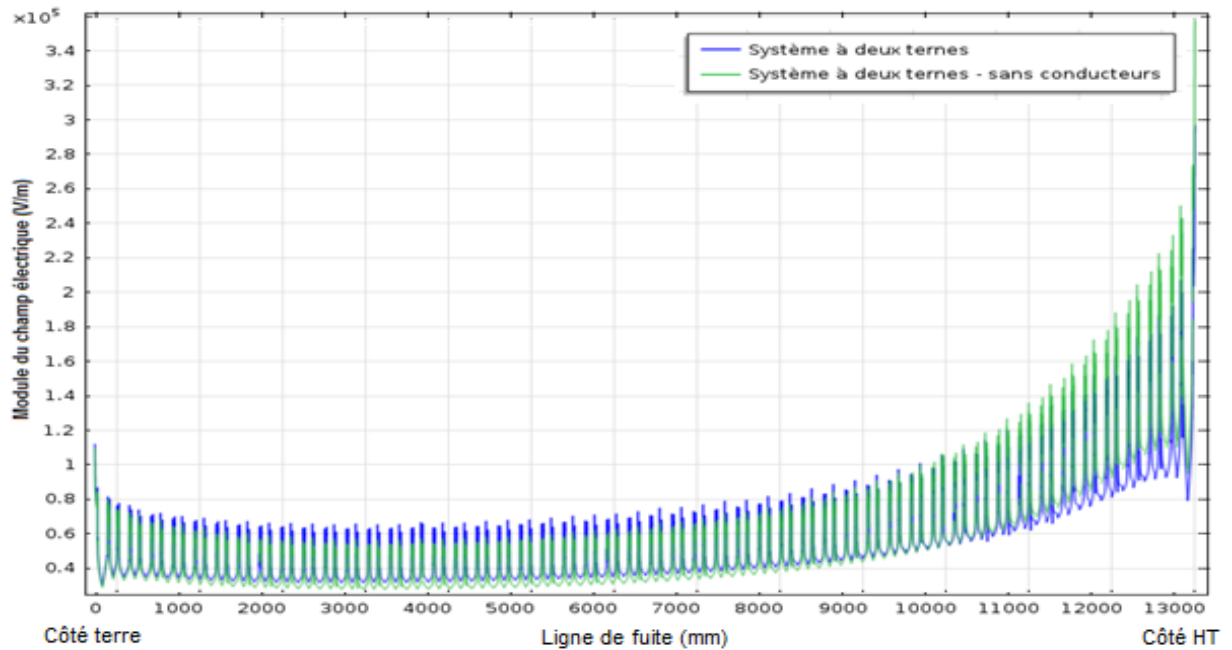


Figure IV.13. Profil du champ électrique le long de la longueur de fuite d'un isolateur composite (phase 2) dans un système à deux ternes avec et sans conducteurs.

Lorsque nous supprimons les cinq autres phases du modèle de calcul, nous remarquons à partir du tableau IV.11 et de la figure IV.14 qu'il n'y a pratiquement aucune différence dans la répartition du champ électrique le long de l'isolateur d'un système monophasé et d'un système avec la présence de toutes les phases.

	E_{max} (x 10^5 V/m)		% de changement dans le champ électrique
	Système à deux ternes	Système à deux ternes sans les 5 phases	
Côté HT	2,97	2,87	3,37%
Côté terre	1,12	1,18	-5,36%

Tableau IV.11. Effets des phases sur le maximum du champ électrique.

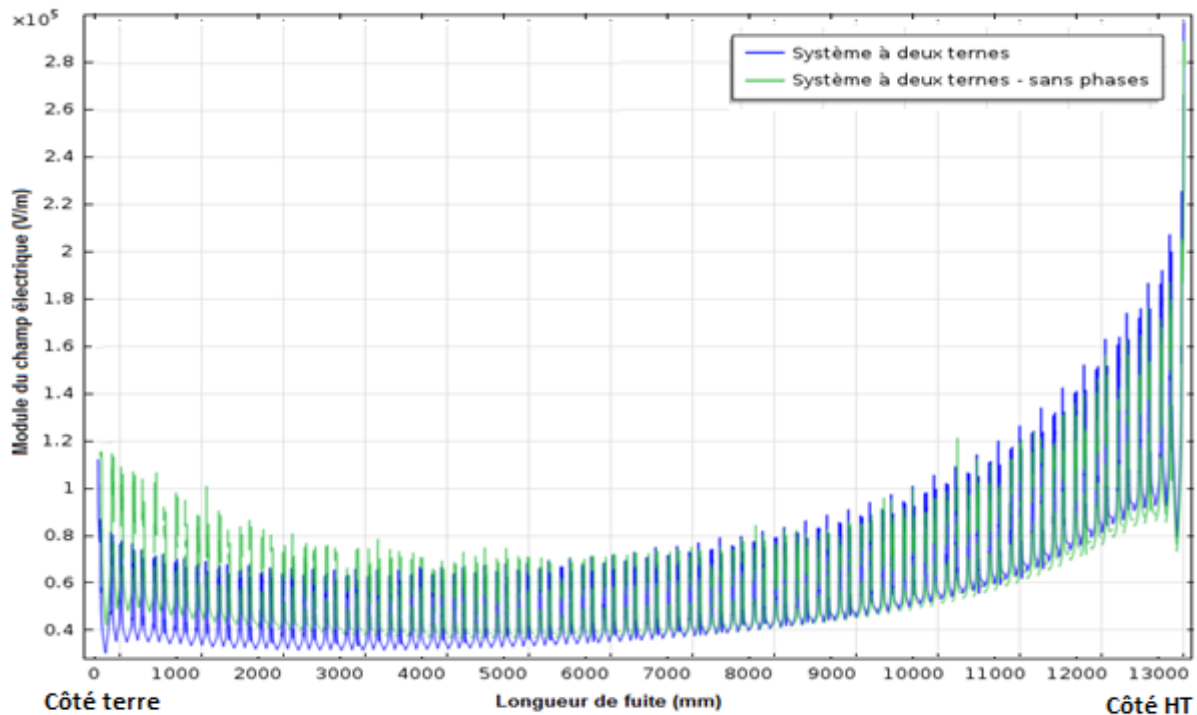


Figure IV.14. Profil du champ électrique le long de la longueur de fuite d'un isolateur composite (phase 2) dans un système à deux ternes avec et sans les cinq phases restantes.

Conclusion

Le fonctionnement des isolateurs composites doit être fiable dans les différentes conditions de surface (sous pollution ou en présence de gouttelettes d'eau). L'intensité du champ électrique doit être aussi faible que possible dans les régions critiques de l'isolateur composite, c'est-à-dire au niveau du point triple, peu importe l'état de la surface.

En intégrant un isolateur composite dans une ligne à double terne d'Oran – Blida, nous avons constaté que la phase la plus contraignante en termes de distribution de champ électrique est la phase 2 (environ 2 à 6% de plus par rapport aux autres phases). Ainsi, tous les calculs ont été effectués sur cette phase.

Des comparaisons ont été faites entre la distribution du champ électrique de l'isolateur en verre utilisé dans la ligne 400 kV et la configuration de l'isolateur composite choisie. Les résultats montrent que les six systèmes étudiés dans cette partie présentent un stress électrique plus faible lorsque nous utilisons un isolateur composite. Environ 9 à 50% de réduction dans

l'intensité du champ électrique sont enregistrés pour les différents systèmes. En outre, nous avons remarqué que l'utilisation de conducteurs en faisceau améliore la distribution du champ électrique. En effet, le maximum du champ électrique diminue sensiblement dans ce cas.

Pour obtenir des résultats précis dans les simulations, les conducteurs et le pylône ne doivent pas être ignorés. Cependant, il existe une légère différence dans la répartition du champ électrique entre un système monophasé et l'ensemble du système à deux ternes. Ainsi, dans les travaux futurs, les phases peuvent être ignorées.

Conclusion générale

Pour leurs avantages par rapport aux isolateurs traditionnels, les isolateurs composites sont de plus en plus utilisés dans les lignes aériennes. Ce travail a permis de proposer d'intégrer les isolateurs composites dans les lignes à 400 kV récemment introduites par la Société Nationale de l'Electricité et du Gaz (SONELGAZ) en comparant leur performance en termes de distribution de champ électrique aux isolateurs en verre utilisés en Algérie. Le but étant de minimiser un maximum du champ électrique dans les parties critiques de l'isolateur composite.

Nous nous sommes d'abord intéressés aux propriétés des isolateurs composites. Leurs caractéristiques surfaciques, tout particulièrement le caractère hydrophobe de ces surfaces montrent l'intérêt de la généralisation des isolateurs composites dans les lignes de transport et de distribution de l'énergie électrique.

Cependant, le vieillissement des isolateurs composites dû à la dégradation de l'état de surface, leur durée de vie limitée (20 ans dans un milieu très fortement pollué) et la difficulté d'en détecter les défauts constituent les principaux inconvénients des isolateurs composites. Tout cela s'accroît en présence de champ électrique.

Pour y remédier, plusieurs modèles ont été élaborés, soit en faisant appel à des géométries permettant d'optimiser la distribution du champ électrique, soit en ajoutant des charges additives aux matériaux en polymères utilisés ou enfin en utilisant une combinaison d'isolateurs composites et d'isolateurs traditionnels.

Un exemple détaillé de calcul de la distribution du champ électrique le long d'un isolateur composite 400 kV a été décrit. En utilisant le logiciel COMSOL Multiphysics® 4.3 basé sur la méthode des éléments finis, un modèle 2D de l'isolateur composite montre que les zones au niveau du point triple (interface extrémités métalliques – air – silicone) du côté HT constituent le point de départ des instabilités. Pour réduire le stress électrique aux alentours du point triple, l'emploi des anneaux de garde aux deux extrémités (HT et terre) est primordial pour un isolateur composite 400 kV. Leur absence engendre une augmentation de plus de 100% dans le maximum du champ électrique. La présence des gouttelettes à la surface de l'isolateur composite accroît localement le champ électrique. Pour une distribution uniforme de la couche de pollution à la surface de l'isolateur composite, la conductivité électrique de cette couche n'affecte pas la répartition du champ électrique contrairement à son épaisseur. En effet, la

variation du champ électrique est proportionnelle à l'augmentation de l'épaisseur de la couche de pollution.

Après avoir analysé la distribution du champ électrique le long de trois configurations différentes d'isolateurs composites sous différentes conditions (sec et propre, sous pollution uniforme et non uniforme, en présence de gouttelettes d'eau), nous avons choisi l'isolateur qui présente le moins de stress électrique sous les différents états de surface. La configuration-3 des isolateurs composites proposés a été choisie et a été intégrée dans un modèle 2D de simulation d'une ligne 400 kV à double terre en Algérie. Cette étude est faite pour un état de surface sec et propre. La phase 2 de la ligne est trouvée la plus contraignante par rapport aux cinq autres phases restantes en termes de valeurs maximales de champ électrique. L'effet des différents éléments de la ligne a été étudié. Le pylône mis à la terre et les conducteurs portés à la haute tension influent sur la distribution du champ électrique sur le côté terre et le côté HT respectivement. En effet, ces deux éléments réduisent l'intensité du champ électrique des deux côtés concernés. L'utilisation des phases en faisceaux, de deux conducteurs pour notre cas, diminue le maximum du champ électrique au point triple du côté HT de l'isolateur composite. Si le pylône et les conducteurs influent sur la distribution du champ électrique, les phases restantes n'ont pas d'impact remarquable sur la distribution du champ électrique.

Une comparaison entre l'isolateur composite sélectionné et l'isolateur en verre typique utilisé dans les lignes 400 kV en Algérie permet sans doute de confirmer que l'utilisation des isolateurs composites sera très bénéfique pour les lignes électriques en général et en particulier pour la ligne 400 kV d'Oran – Blida en termes de réduction de l'intensité du champ électrique ce qui impliquera une diminution des accidents dans ces lignes aériennes.

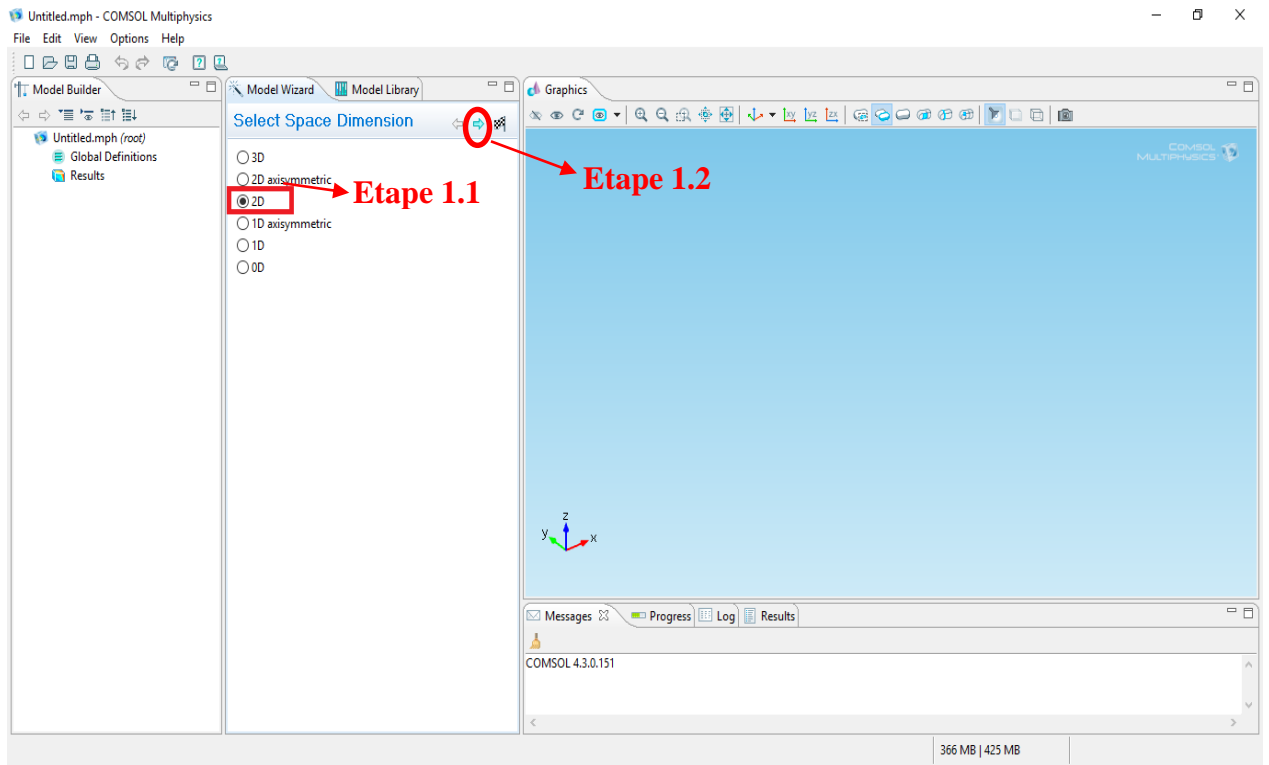
Pour des études encore plus approfondies de la distribution du champ électrique le long des isolateurs composites, une série de pistes peut être envisagée :

- recherche de l'emplacement optimal des anneaux de garde pourra être ajouté comme point d'étude pour améliorer la distribution du champ électrique surtout dans des zones à forte pollution ;
- effet de la distorsion de la forme des gouttelettes d'eau sur la distribution du champ électrique le long des isolateurs composites lorsqu'ils sont sous tension ;
- réalisation des essais expérimentaux pour valider les résultats obtenus à partir des simulations ;
- des représentations tridimensionnelles des isolateurs composites et des lignes aériennes afin de donner plus de précision en termes de valeurs de champ électrique mais avec une contrainte de temps d'exécution à prendre en considération. Dans ce cas, les éléments de la ligne électrique à étudier qui n'ont pas d'influence sur la distribution peuvent être supprimés des modèles de simulation.

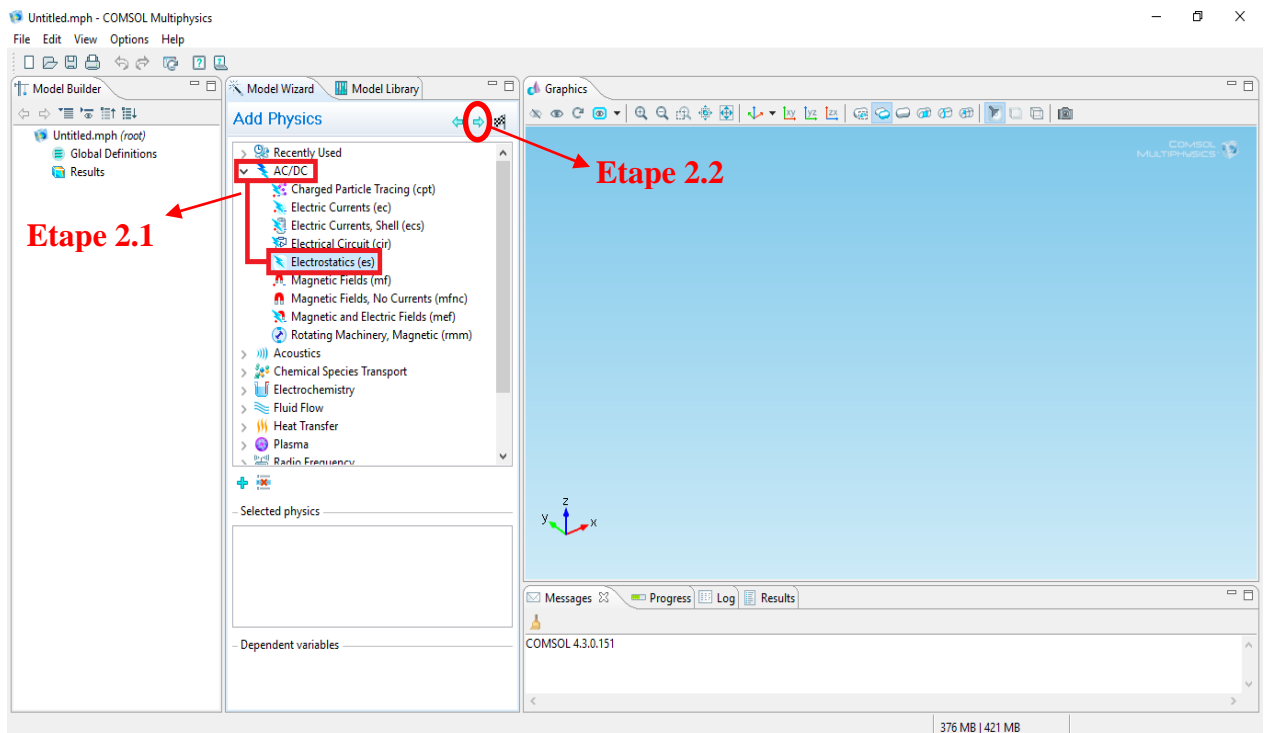
Annexe A

Quelques étapes d'utilisation de COMSOL Multiphysics

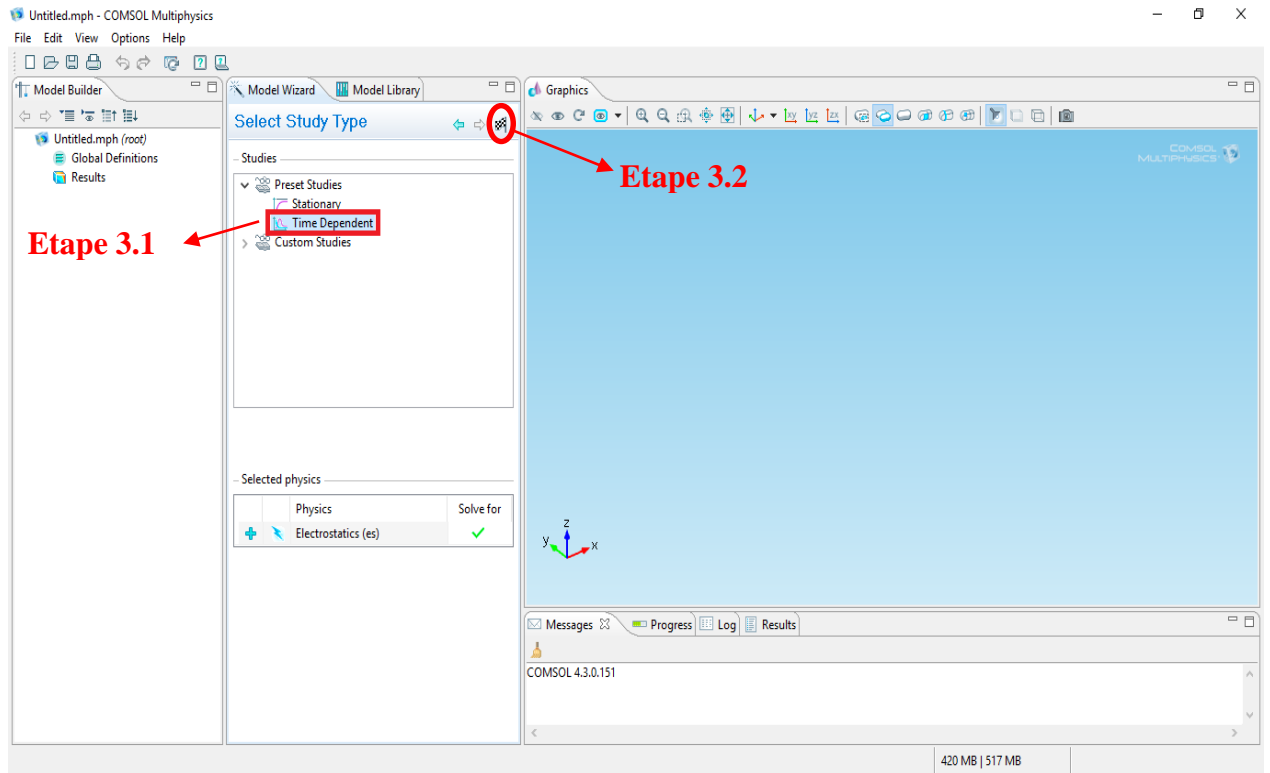
- Etape 1. Choix de la dimension (2D dans notre cas)



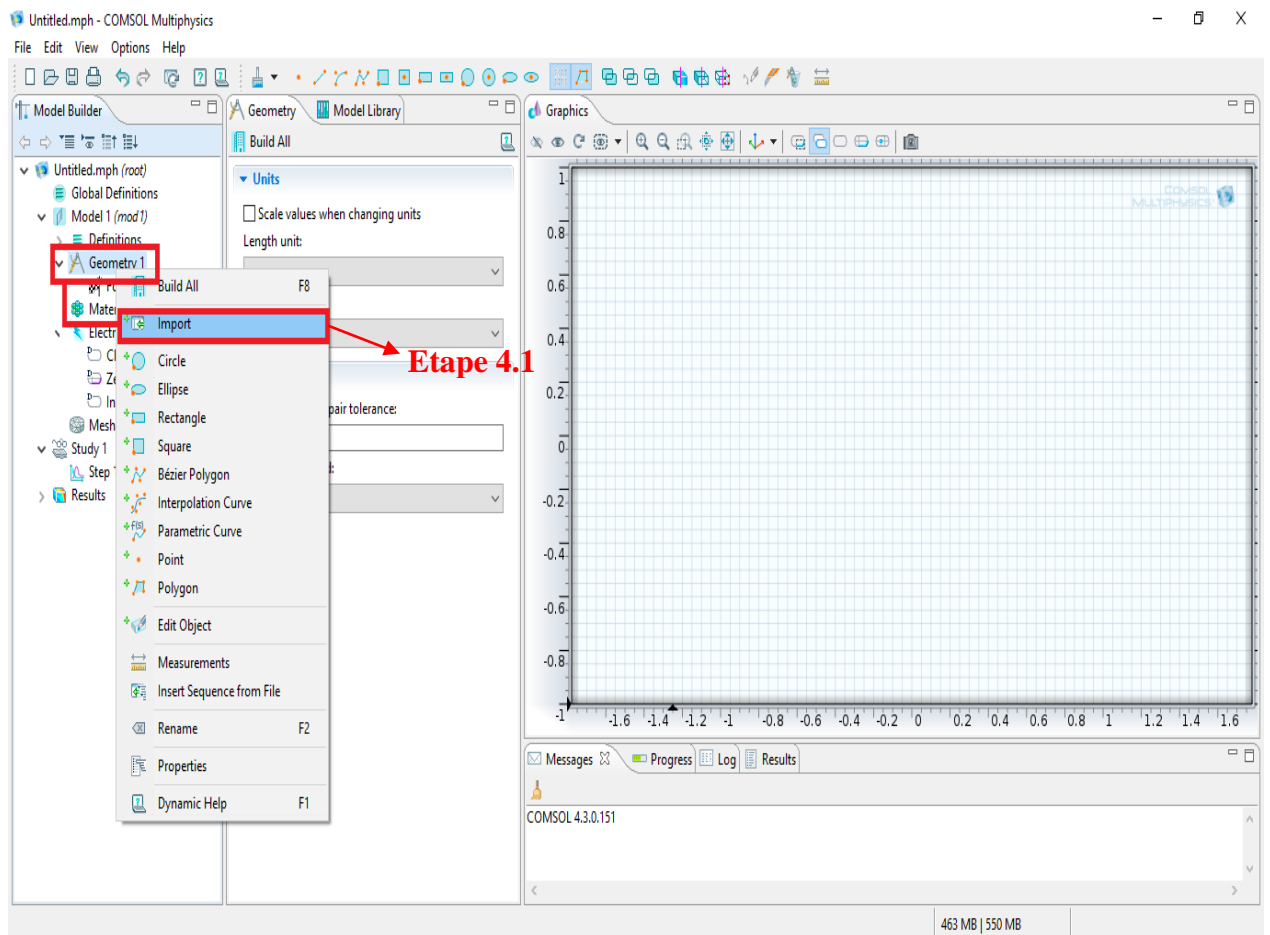
- Etape 2. Choix du module physique (dans notre cas « AC/DC => Electrostatics (es) »)

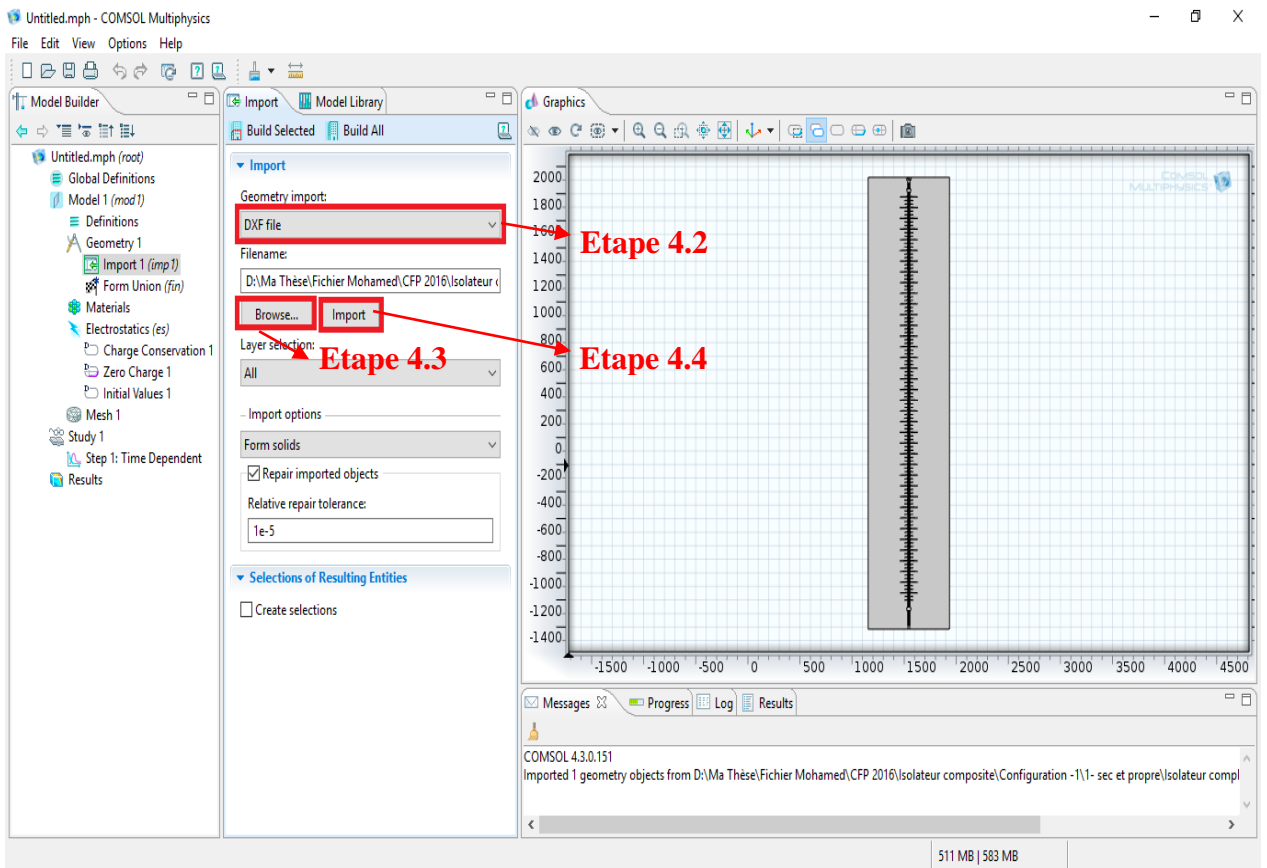


- *Etape 3. Choix du type d'étude (temporelle dans notre cas)*

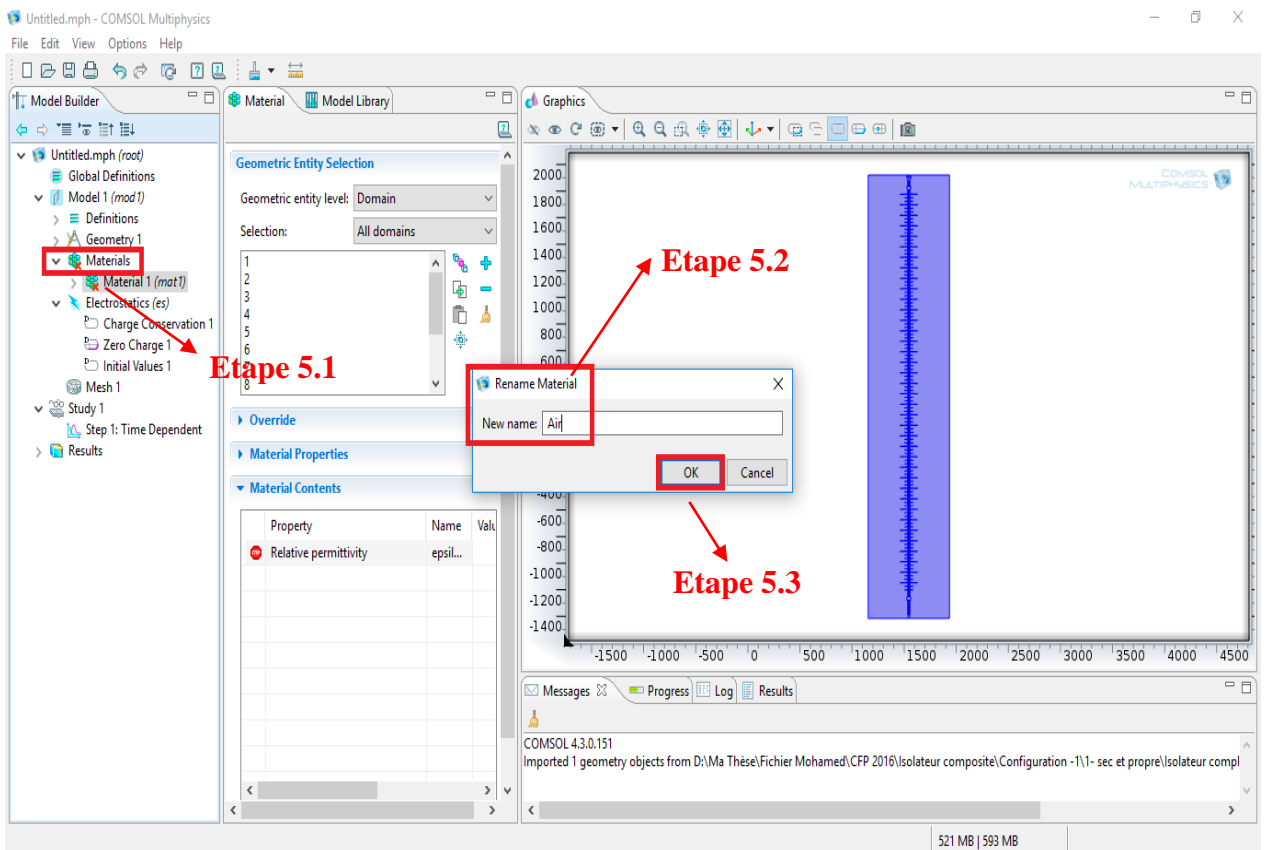


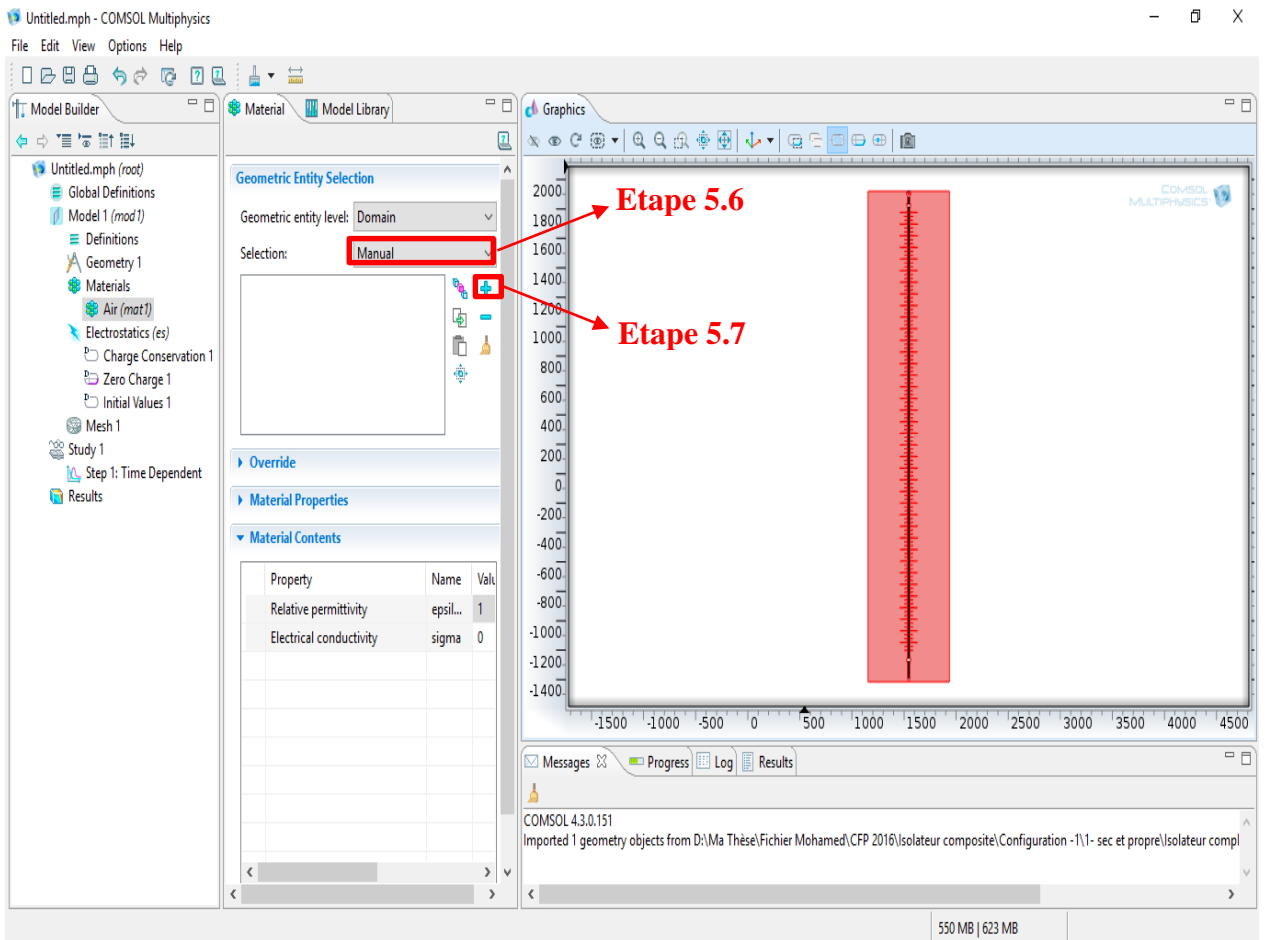
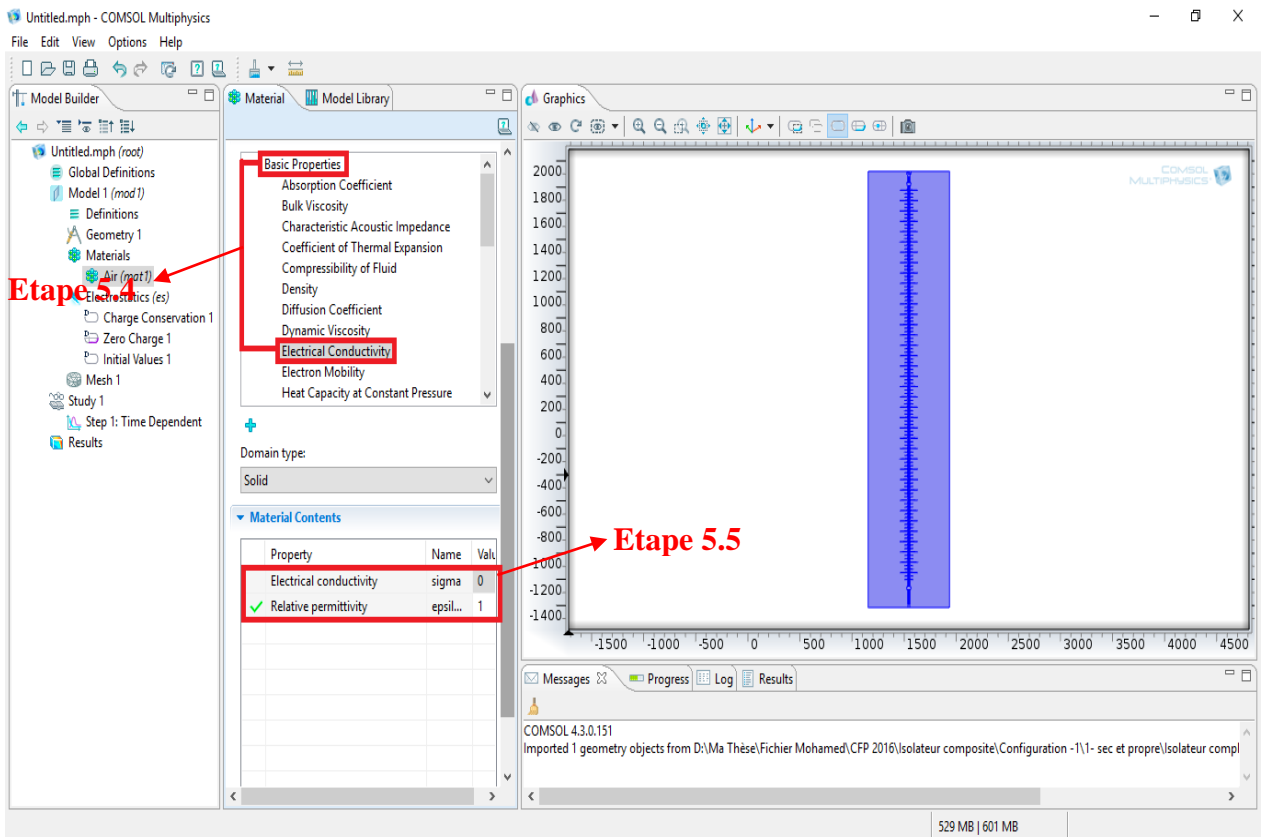
- *Etape 4. Construction de la géométrie (dans notre cas, nous importons notre modèle à partir d'AutoCAD enregistré en un fichier avec l'extension « .dxf »). Une fois l'emplacement du fichier sur le PC est déterminé, importons-le en cliquant directement sur « Import ».*



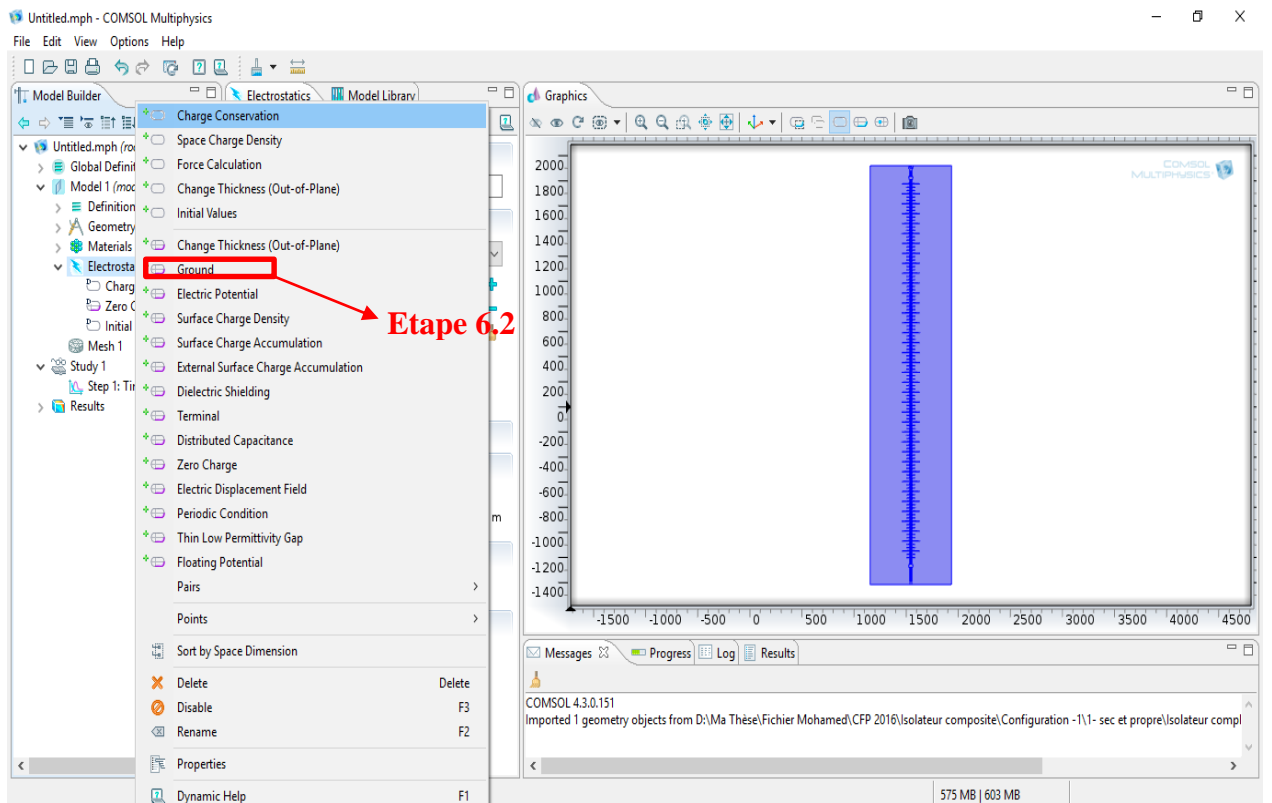
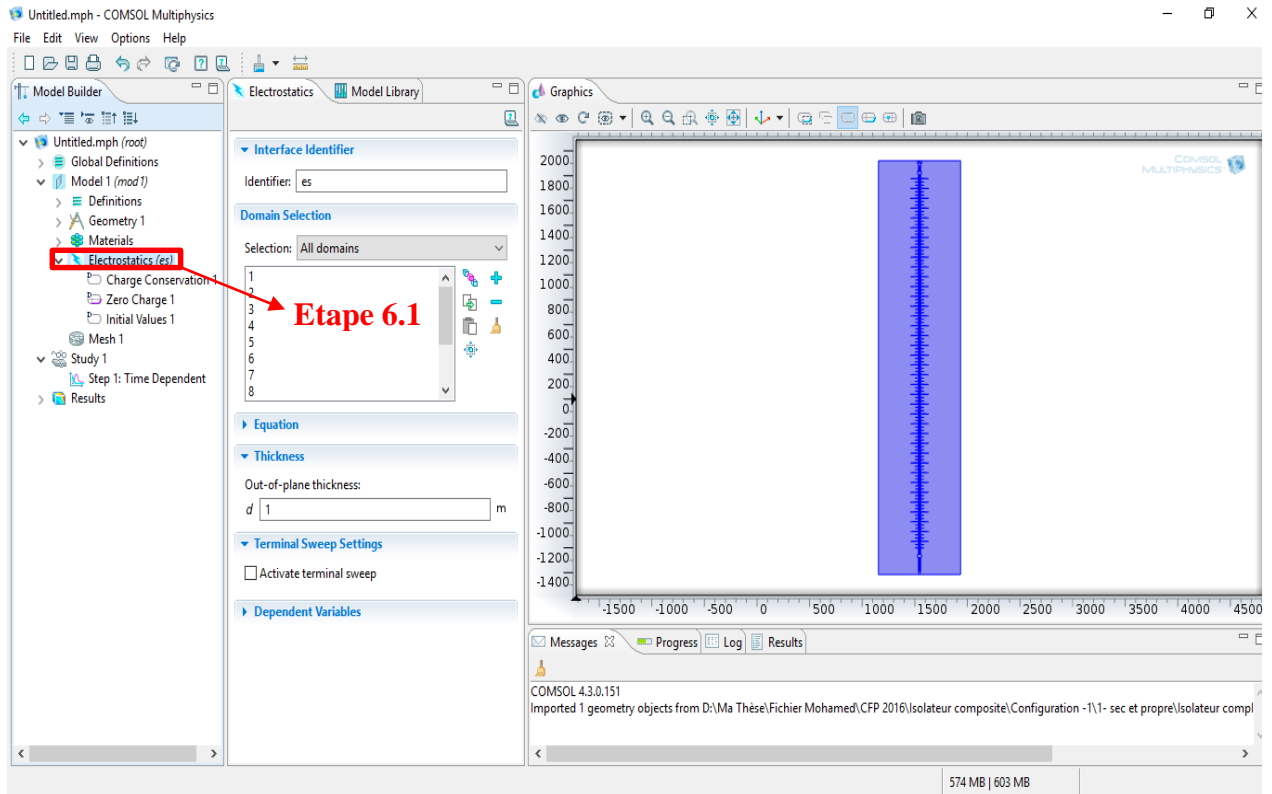


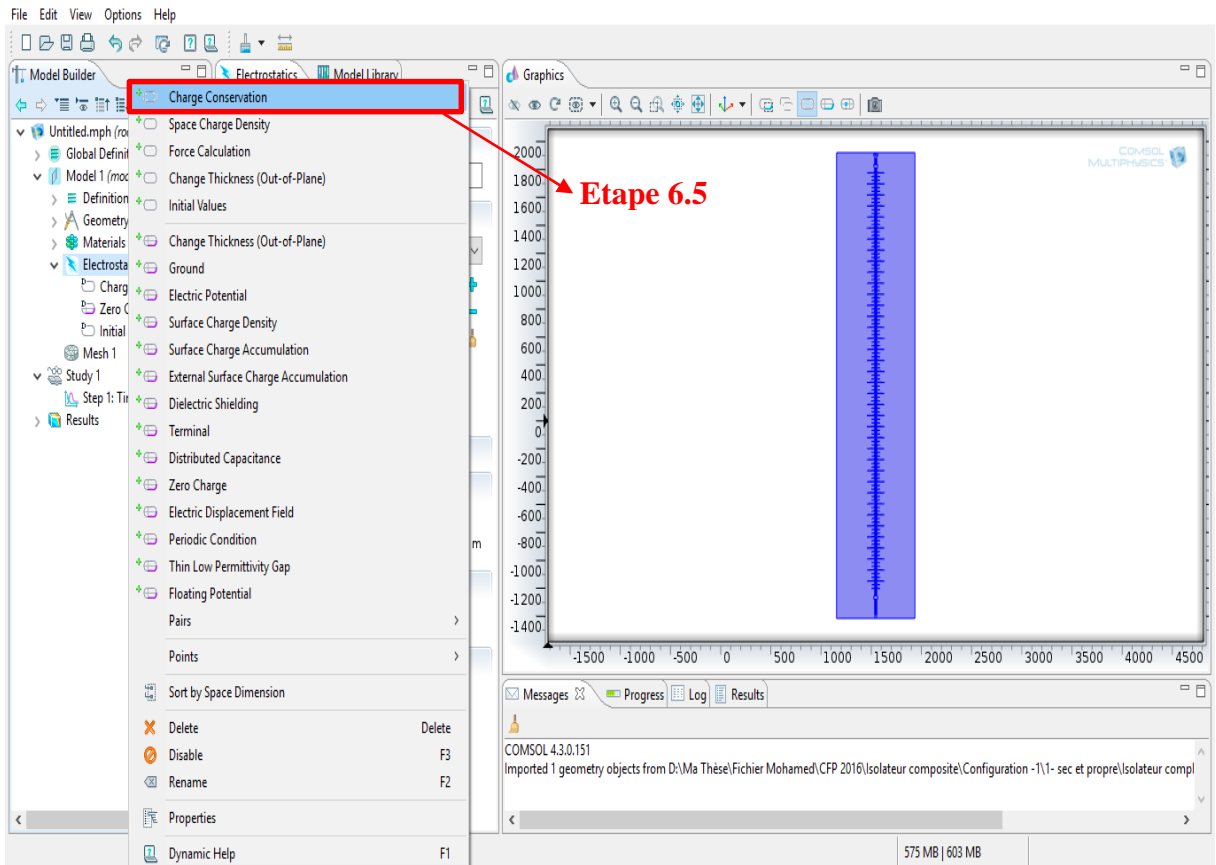
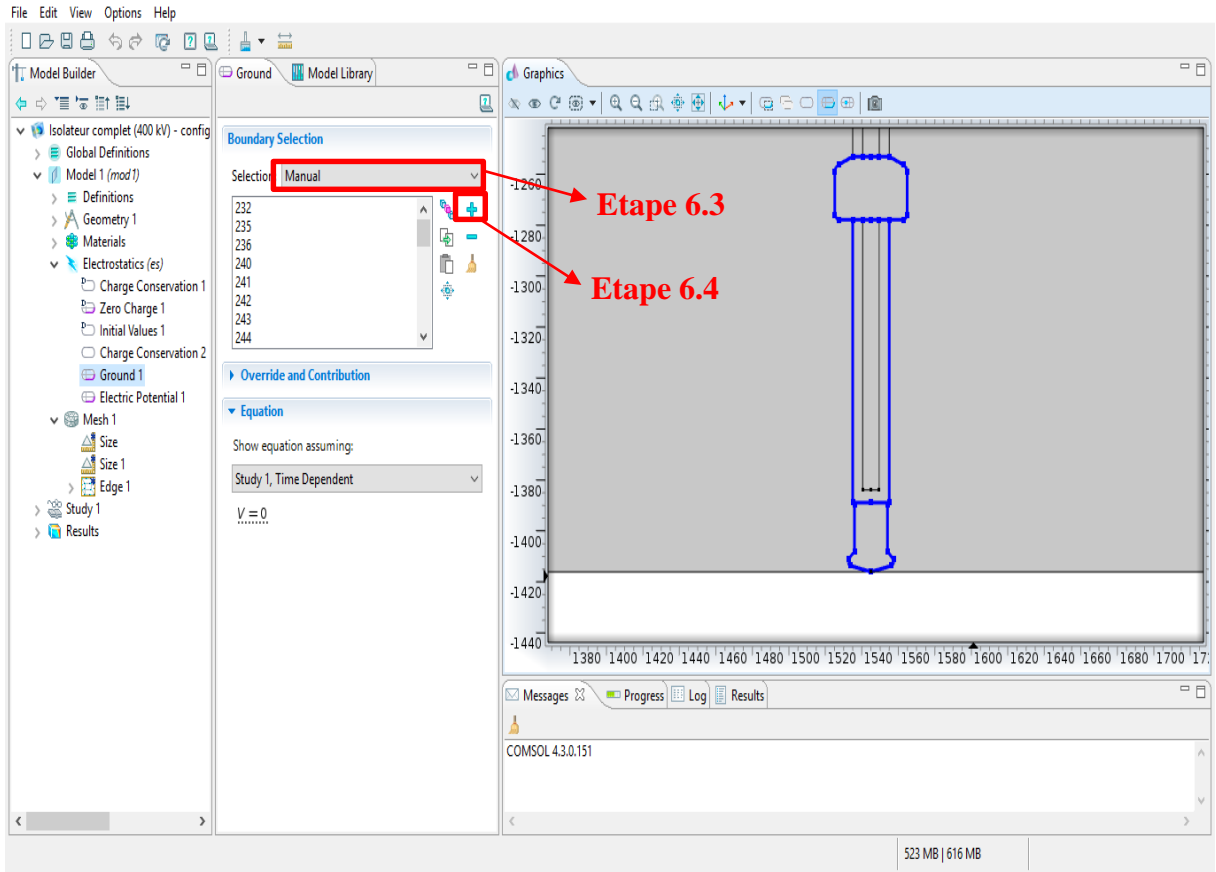
- *Etape 5.* Choix des matériaux (créer, renommer, rentrer les valeurs de la conductivité électrique et la permittivité relative et enfin définir le domaine de définition de matériaux). Refaire cela, pour chaque matériau utilisé. Le choix du domaine de définition des matériaux sera fait manuellement en cliquant sur le symbole (+) pour l'ajout de chaque domaine.



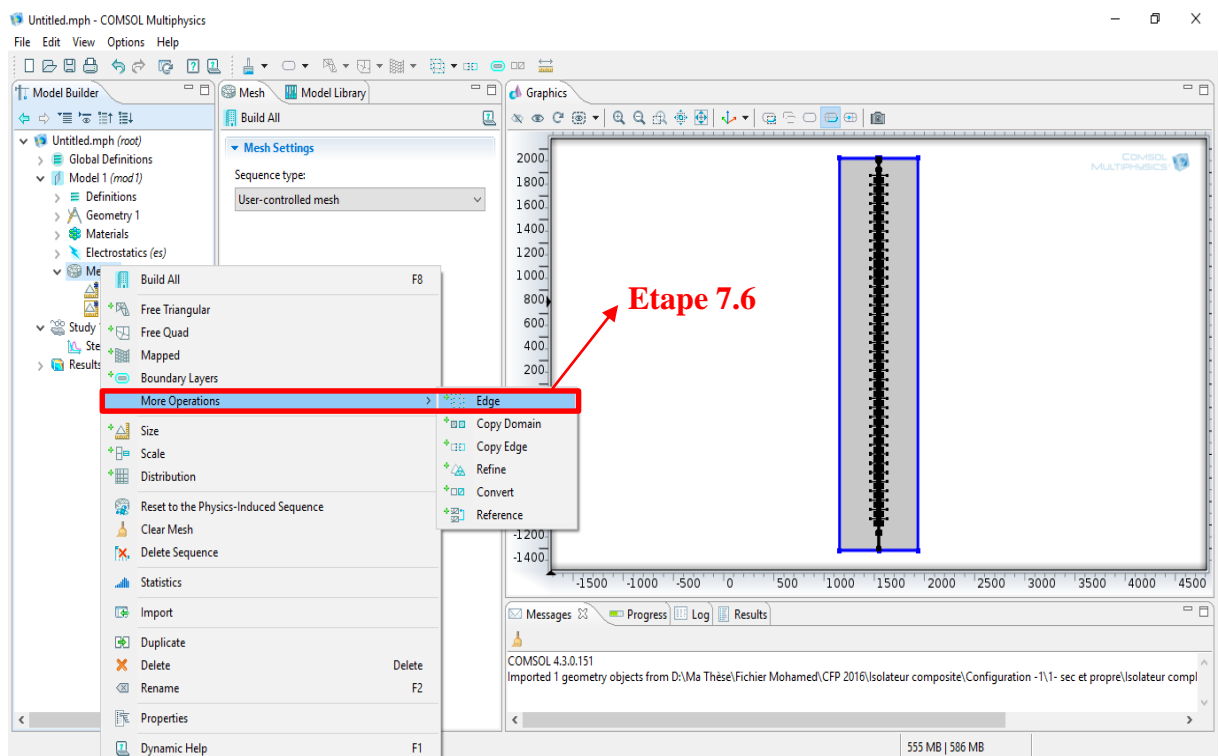
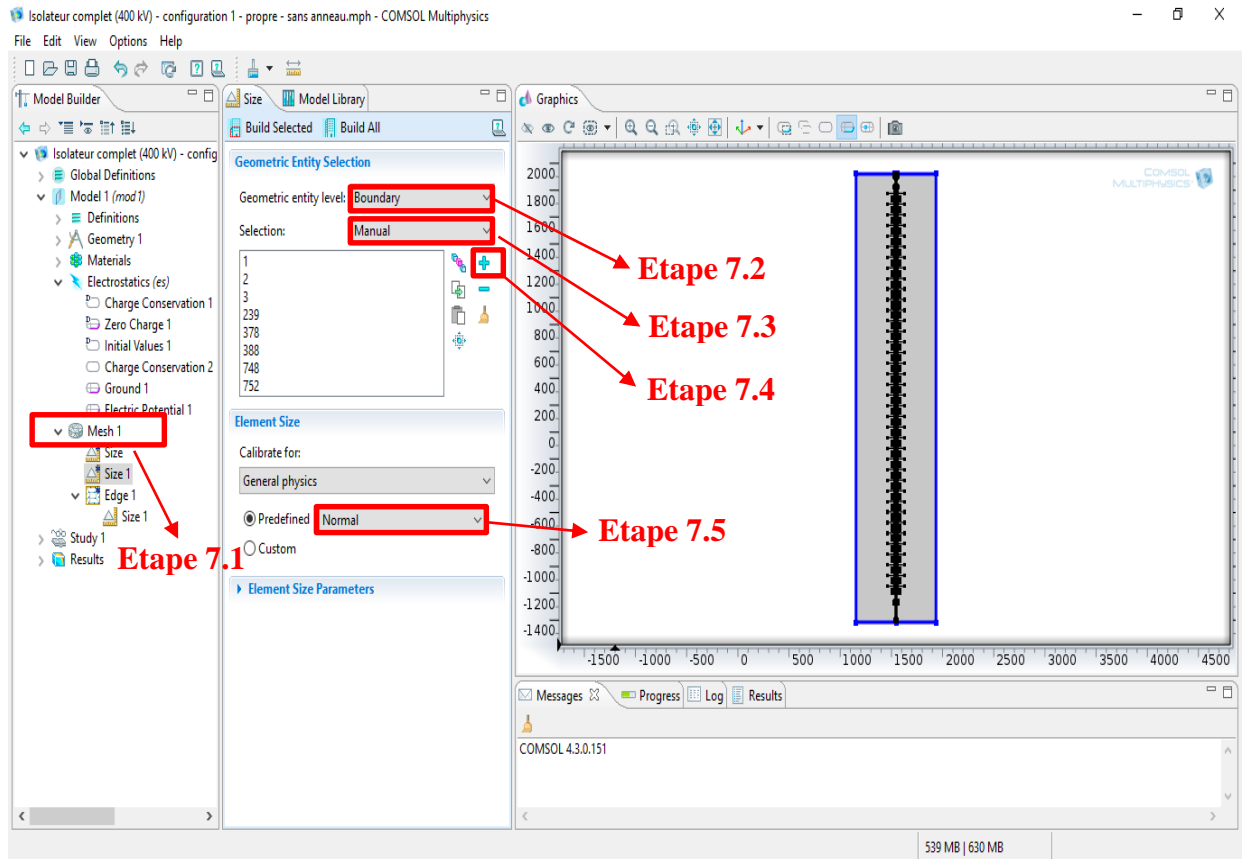


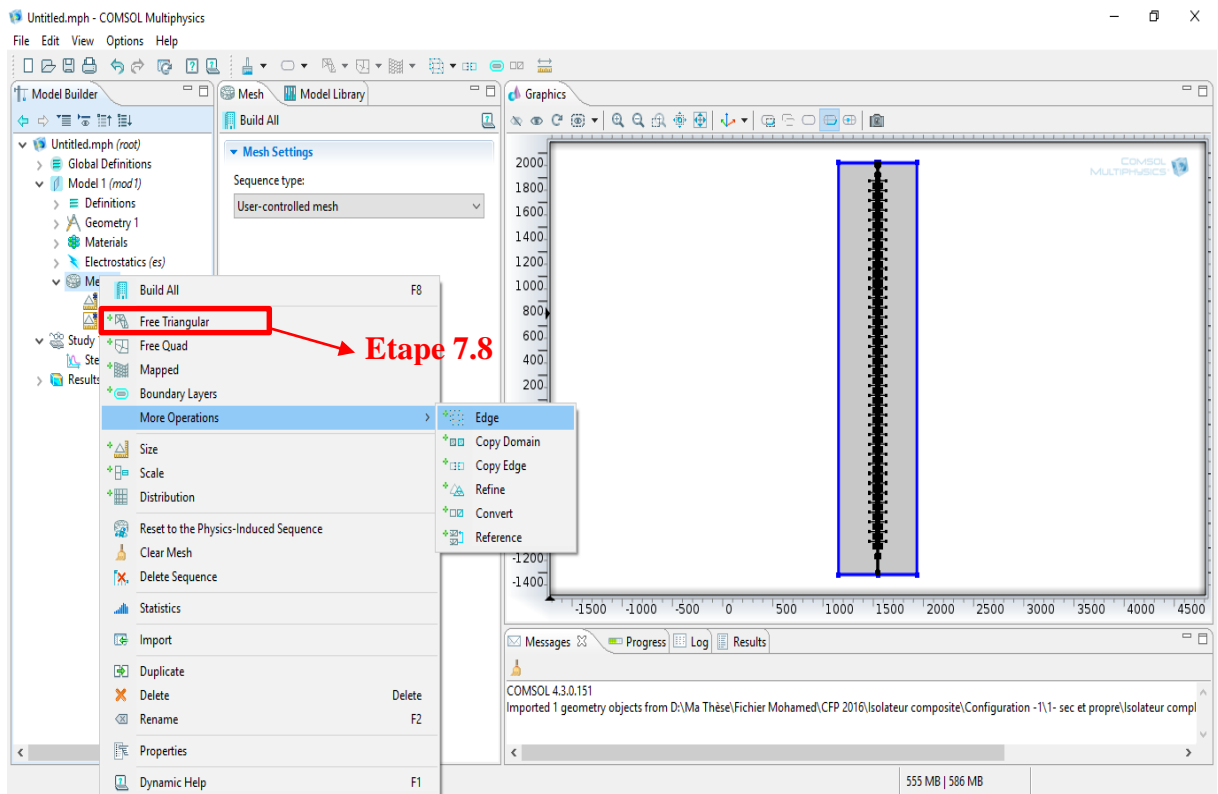
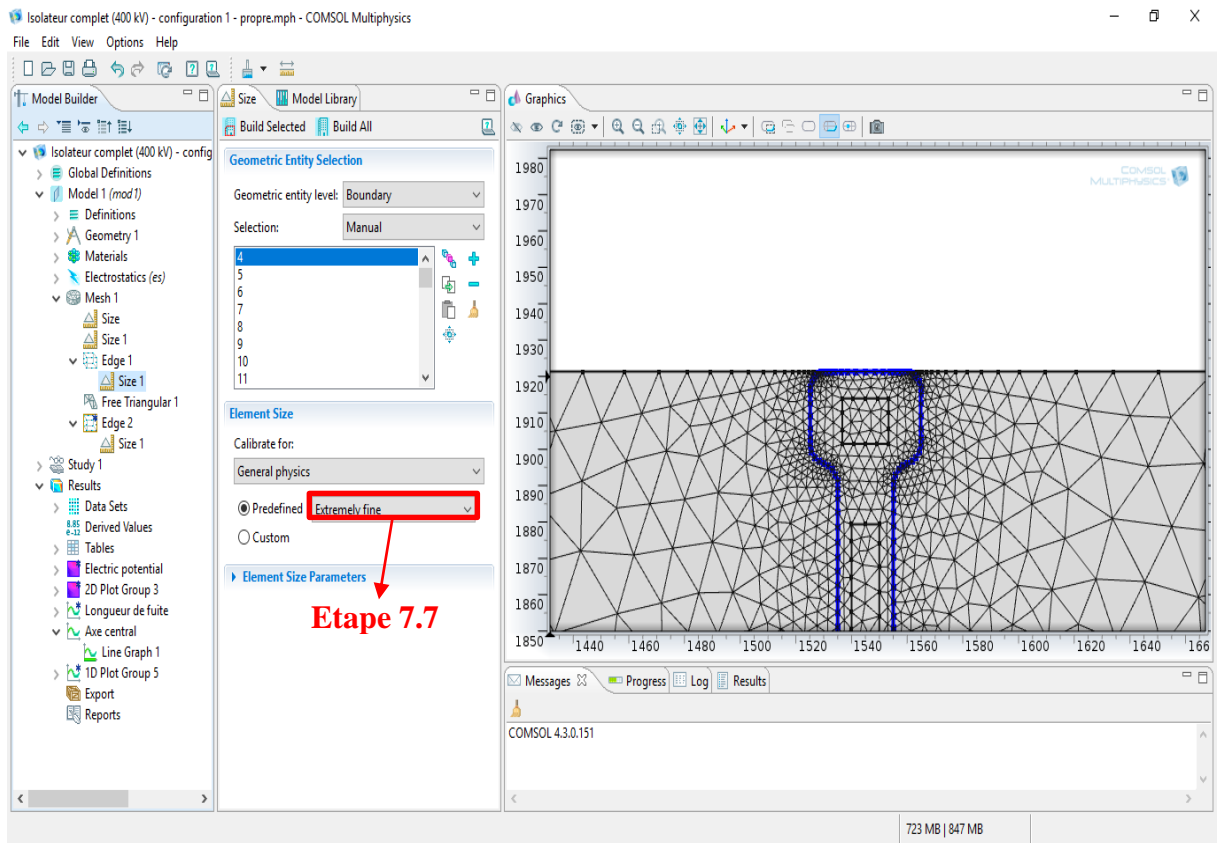
- *Etape 6.* Paramétrage du module physique, c'est-à-dire, la définition des conditions de simulation (masse, électrode HT et conditions de conservation de la charge). L'exemple ci-dessous présente la définition de la masse. Le même principe est appliqué pour la définition de l'électrode HT. Pour le domaine de conservation de la charge, nous appliquons la même méthode que pour le choix du domaine des matériaux. Tout est sélectionné manuellement.



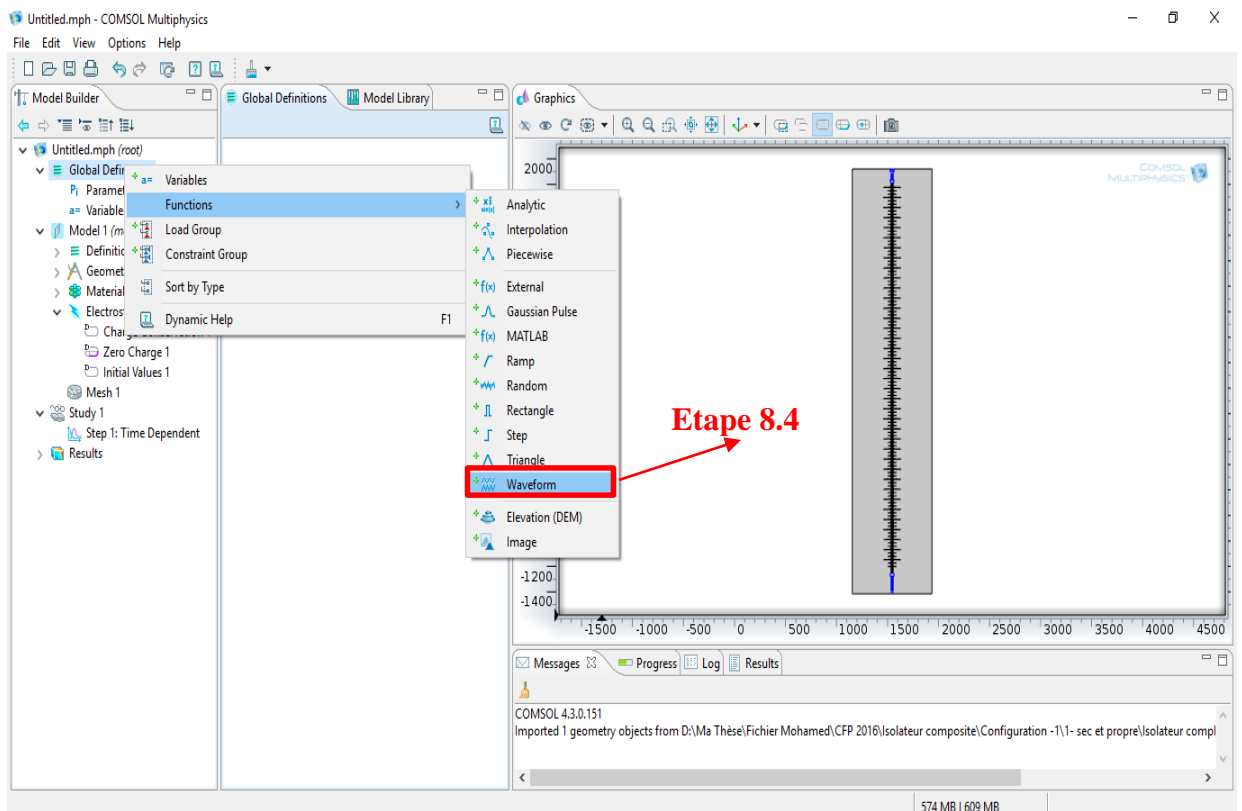
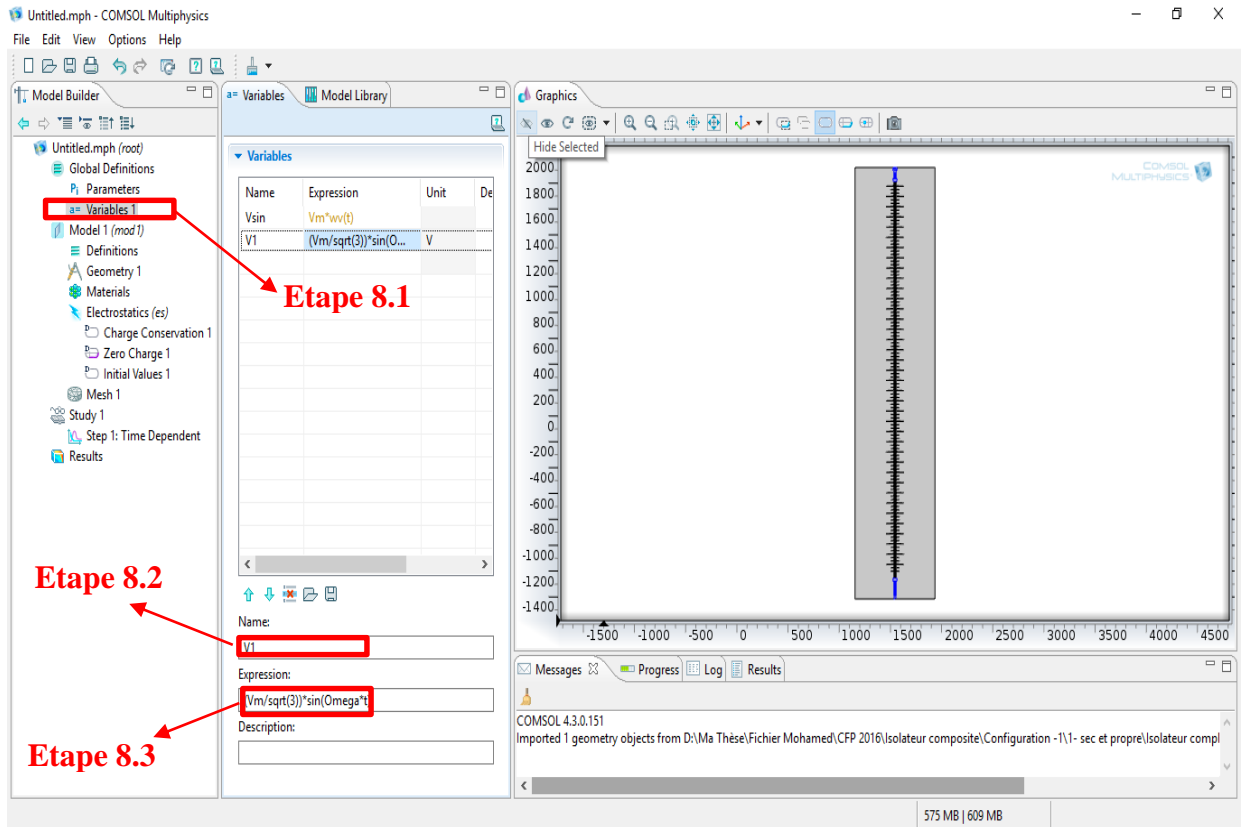


- *Etape 7. Maillage (choix du type de maillage et de l'affinement).* Nous avons besoin de définir le maillage des frontières (*boundary* en anglais) ainsi que le maillage des abords (*egde* en anglais). La sélection est faite toujours manuellement. L'affinement du maillage est sélectionné comme donné à la figure ci-dessous (« normal » pour les frontières et « extrêmement fin » pour les abords). Une fois tout cela défini, nous choisissons le type des éléments du maillage (triangulaire).





- *Etape 8*. Introduction des paramètres, des variables et des fonctions. Cette étape peut être faite au début. Il faut introduire toutes les constantes (paramètres) à utiliser (par exemple : V_m , Ω , ...). Ci-dessous, nous donnons comme exemple l'introduction d'une variable. C'est le même principe pour un paramètre. Pour les fonctions, nous devons introduire le type de fonction (sinusoïdale, ..., « waveform » en anglais).



- *Etape 9. Exécution et obtention des résultats.* Pour la compilation, on clique sur « Study » puis sur « Compute ». Les résultats sont obtenus et affichés dans le volet « Results ».

The screenshot displays the COMSOL Multiphysics software interface for a model named "Isolateur complet (400 kV) - configuration 1 - propre.mph". The interface is divided into several panes:

- Model Builder:** Shows the model hierarchy. The "Study 1" node is highlighted with a red box and labeled "Etape 9.1". The "Results" node is also highlighted with a red box and labeled "Etape 9.3".
- Study Settings:** The "Compute" button is highlighted with a red box and labeled "Etape 9.2".
- Graphics:** Displays a 2D plot of the electric potential (V) on the surface of the isolator. The plot is titled "Time=0.02 Surface: Electric potential (V)". The color scale ranges from 0 V (blue) to 50 V (red). The plot shows a vertical distribution of potential, with the highest values (red) at the top and lowest values (blue) at the bottom.
- Messages:** Shows the COMSOL version "COMSOL 4.3.0.151".

The status bar at the bottom right indicates "753 MB | 849 MB".

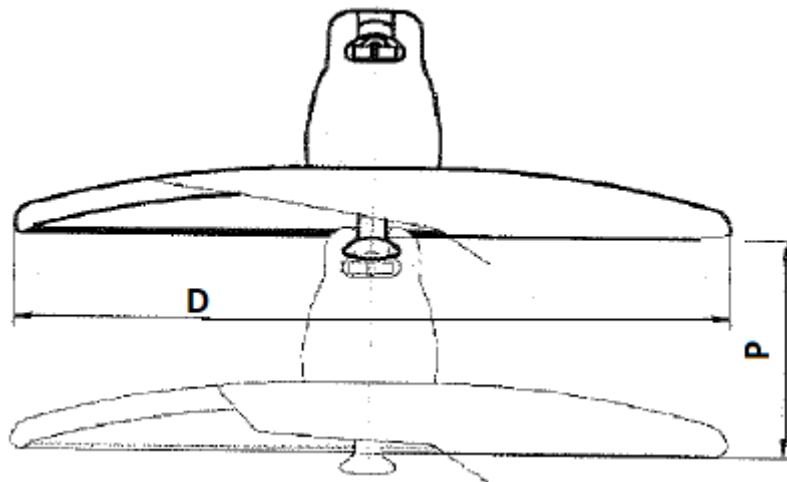
Fiche technique de l'isolateur en verre utilisé

CARACTERISTIQUES DE L'ISOLATEUR CAPOT ET TIGE AERODYNAMIQUE TYPE F160 D/146DC

L'isolateur Sediver est fabriqué à base de verre isolateur trempé désigné par les normes IEC 60305 et IEC 60120 et tester en conformité avec les spécifications IEC 60383.

1. Isolateur capot et tige Aérodynamique 160 KN : F160 D / 146 DC (Plan 0403051424)
2. Matériau Diélectrique est à base de verre trempé suivant la spécification IEC 60672.3
3. Capot et tige: le capot est fabriqué à base de fonte galvanisée à chaud et lige à base d'acier forgé galvanisé à chaud.
4. Goupille: fabriquée en acier inoxydable

CARACTERISTIQUES	
Pas	146 mm
Diamètre	420 mm
Ligne de fuite	375 mm
Poids approximatif	8 Kg
Accrochage suivant IEC/CEI 60120	20 mm
Tension de tenue:	
- A sec une minute	60 kV
- Sous pluie une minute	50 kV
Tension de tenue aux chocs de foudre	90 kV
Tension de perforation dans l'huile	130 kV
Charge minimum de rupture mécanique	160 kN



Références bibliographiques

- [1] F. Meghnefi, "Etude temporelle et fréquentielle du courant de fuite des isolateurs de poste recouverts de glace en vue de développement d'un système de surveillance et de prédiction en temps réel du contournement électrique", Thèse présentée à l'université du Québec à Chicoutimi comme exigence partielle du doctorat en ingénierie, 2007.
- [2] N. Mhaguen, "Développement de modèles dynamiques de prédiction de la tension critique de contournement des isolateurs recouverts de glace basés sur la méthode des éléments finis", Thèse présentée à l'université du Québec à Chicoutimi comme exigence partielle de la maîtrise en ingénierie, 2011.
- [3] J. F. Hall, "History and Bibliography of Polymeric Insulators for Outdoor Applications", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 1, pp. 376-385, 1993.
- [4] J. S. T. Looms, "Insulators for High Voltages", Peter Peregrinus Ltd., London, United Kingdom, 1988.
- [5] Q. Hu, W. Yuan, L. Shu, X. Jiang and S. Wang, "Effects of Electric Field Distribution on Icing and Flashover Performance of 220 kV Composite Insulators", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 21, No. 5, pp. 2181-2189, 2014.
- [6] S. Heshmatian and A. Gholami, "Adjusting the Electric Field and Voltage Distribution Along a 400 kV Transmission Line Composite Insulator Using Corona Ring", 2nd International Conference on Knowledge-Based Engineering and Innovation (KBEI), Teheran, Iran, pp. 196-201, 2015.
- [7] R. Hackam, "Outdoor HV Composite Polymeric Insulators", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 6, No. 5, pp. 557-585, 1999.
- [8] CIGRE working group 22-03, "Worldwide Service Experience with HV Composite Insulators", Electra, No. 191, pp. 27-43, August 2000.
- [9] S. M. Gubanski, A. E. Vlastos, "Wettability of Naturally Aged Silicon and EPDM Composite Insulators", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 3, pp. 1527-1535, 1990.
- [10] Y. Zhu, M. Otsubo, C. Honda and S. Tanaka, "Loss and Recovery in Hydrophobicity of Silicone Rubber Exposed to Corona Discharge", Polymer Degradation and Stability, Vol. 91, No. 7, pp. 1448-1454, 2006.
- [11] J. Kim, M. K. Chaudhury, "Corona-Discharge-Induced Hydrophobicity Loss and Recovery of Silicones", Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Vol. 2, pp. 703-706, 1999.
- [12] Y. Liang, L. Ding, K. Yang, C. R. Li and Y. Tu, "Study on Hydrophobicity Recovery Characteristics and Mechanism of HTV Silicone Rubber after Corona Deterioration", Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectrics Phenomena, pp. 308-311, 2007.
- [13] D. C. Miles, J. H. Briston, "Polymer Technology", 3rd Edition, Chemical Publishing Co., Inc., New York, 1996.
- [14] J. R. Fried, "Polymer Science and Technology", 3rd Edition, Prentice Hall, New Jersey, 2014.

- [15] A. Davis, D. Sims, "Weathering of Polymers", Applied Science Publishers, London, 1983.
- [16] P. D. Blackmore, "Degradation of Polymeric Outdoor High Voltage Insulation : Surface Discharge Phenomena and Condition Assessment Techniques", Queensland, University of Technology, School of Electrical and Electronic Systems Engineering, Brisbane, 1997.
- [17] H. Janssen, U. Stietzel, "Contact Angle Measurement on Clean and Polluted High Voltage Polymer Insulators", Proceedings of the 10th International Symposium on HV Engineering, Montreal, Vol. 3, pp. 149-152, 1997.
- [18] S. Gubanski, R. Hartings, "Swedish Research on the Application of Composite Insulators in Outdoor Insulation", IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 11, No. 5, pp. 24-31, 1995.
- [19] H. Kloes, D. Koenig, "Multifactor-Surface-Tests of Organic Insulating Materials in the Early Stage of Degradation", IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Montreal, pp. 296-299, 1996.
- [20] M. Amin, M. Salman, "Aging of Polymeric Insulator (an overview)", Rev. Advanced Materials Science, Vol. 13, pp. 96-116, 2006.
- [21] U. Kaltenborn, J. Kindersberger and J. Speck, "Surface Behaviour of Epoxy Castings During the Early Ageing Period", IEEE 6th International Conference on Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics (ICSD), pp. 269-272, 1998.
- [22] M. Chan, "Asset Management – Optimizing Project Portfolio", IEEE Power Systems Conference and Exposition (PSCE), Atlanta, USA, 2006.
- [23] N. Fujioka, S. Ohgaki, "Tracking Degradation of Silicone Rubber", 10th International Symposium on High Voltage Engineering, Montreal, Canada, 1997.
- [24] J. P. Reynders, I. R. Jandrell and S.M. Reynders, "Review of Aging and Recovery of Silicone Rubber Insulation for Outdoor Use", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 5, No. 5, pp. 620-631, 1999.
- [25] R. J. Hill, "Laboratory Analysis of Naturally Aged Silicone Rubber Polymer Insulators from Contaminated Environments, 138 to 145 kV", IEEE Transmission and Distribution Conference, Power Engineering Society, pp. 488-493, 1994.
- [26] J. W. Chang, R. G. Gorur, "Surface Recovery of Silicone Rubber Used for HV Outdoor Insulation", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 1, No. 6, pp. 1039-1046, 1994.
- [27] M. Otsubo, T. Hashiguchi, S. Yamashita, N. Anami, C. Honda, O. Takenouchi, K. Tsurugida, Y. Hashimoto and M. Nakamura, "Discharge and Emission Spectra on the Surface of Polymer Insulator Materials in Salt Fog Aging Test", Conference on Electrical Insulation and Dielectrics Phenomena, 2001 Annual Report, pp. 620-623, 2001.
- [28] S. Wallströ, S. Karlsson, "Biofilms on Silicone Rubber Insulators ; Microbial Composition and Diagnostics of Removal by Use of ESEM/EDS : Composition of Biofilms Infecting Silicone Rubber Insulators", Polymer Degradation and Stability, Vol. 85, pp. 841-846, 2004.
- [29] H. C. Flemming, "Relevance of Biofilms for the Biodeterioration of Surfaces of Polymeric Materials", Polymer Degradation and Stability, Vol. 59, pp. 309-315, 1997.

- [30] G. G. Karady, M. Shah and R. L. Brown, "Flashover Mechanism of Silicone Rubber Insulators Used for Outdoor Insulation-1", *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 10, No. 4, pp. 1965-1971, 1995.
- [31] G. G. Karady, "Flashover Mechanism of Non-ceramic Insulators", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Vol. 6, No. 5, pp. 718-723, 1999.
- [32] I. R. Vázquez, "A Study of Nanofilled Silicone Dielectrics for Outdoor Insulation", Thesis requirement for the degree of Doctor of Philosophy, University of Waterloo, Canada, 2009.
- [33] K. M. Elovitz, "Understanding What Humidity Does and Why : Practical Guide to HVAC for Museums and Historic Renovation", *ASHRAE journal*, Vol. 41, No. 4, pp. 84-90, 1999.
- [34] M. S. B. Abd Rahman, M. Izadi and M. Z. A. Ab Kadir, "Influence of Air Humidity and Contamination on Electrical Field of Polymer Insulator", *IEEE International Conference on Power & Energy (PECON)*, Kuching, pp. 113-118, 2014.
- [35] N. Bowler and E. R. Abram, "Monitoring the Effect of Relative Humidity during Curing on Dielectric Properties of Composites at Microwave Frequencies", in *AIP (American Institute of Physics) Conference Proceedings*, pp. 469-476, 2006.
- [36] B. Lutz, "Factors Influencing the Electric Field Distribution in Insulation Systems with Polymeric Insulators for DC Load", Doctoral thesis, Technical University of Munich, Germany, 2011.
- [37] N. Murugan, G. Sharmila and G. Kannayeram, "Design Optimization of High Voltage Composite Insulator Using Electric Field Computations", *IEEE International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies (ICCPCT)*, Nagercoil, pp. 315-320, 2013.
- [38] Q. Yang, W. Sima, J. Deng, T. Yuan and L. Chen, "New Optimization Method on Electric Field Distribution of Composite Insulator", *Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP)*, West Lafayette, IN, pp. 1-4, 2000.
- [39] Q. Yang, R. Wang, W. Sima, T. Yuan and L. Liao, "Improvement of the Electric Field Distribution around the Ends of Composite Insulator with Series Connection of Glass Insulator", *PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY*, ISSN 0033-2097, R.89 NR 1b/2013.
- [40] X. G. Li, J. Li, Y. Z. Xu and X. J. Guo, "Simulation Analysis of Insulator's Flashover Accident in Power System", *Colliery Mechanical & Electrical Technology*, 02 (2010), pp. 38-43.
- [41] H. Mei, J. Chen, G. Peng, L. Wang and Z. Guan, "Research on Insulation Jacket Put on Transmission Line Conductor Hung by Composite Insulator", *Proceedings of the CSEE*, 01 (2011), pp. 109-116.
- [42] C. Volat, M. Farzaneh, "Three-dimensional Modeling of Potential and Electric-Field Distributions Insulators Considering the Effects of Conductors and Transmission Towers", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 15, No. 1, pp. 313-318, 2000.
- [43] Mu Liang, K. L. Wong, "Study of Electric Field Distribution on 22 kV Insulator under Three Phase Energisation", *International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM)*, Niigata, pp. 140-143, 2014.

- [44] R. Hackam, "Outdoor HV Composite Polymeric Insulators", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 6, No. 5, pp. 557-585, 1999.
- [45] A. J. Phillips, J. Kuffel, A. Baker, J. Burnham, A. Carreira, E. Cherney, W. Chisholm, M. Farzaneh, R. Gemignani, A. Gillespie, T. Grisham, R. Hill, T. Saha, B. Vancia and J. Yu, "Electric Fields on AC Composite Transmission Line Insulators", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, No. 2, pp. 823-830, 2008.
- [46] R. Anbarasan, S. Usa, "Electric Field Computation of Polymeric Insulator using Reduced Dimension Modeling", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 22, No. 2, pp. 739-746, 2015.
- [47] T. Zhao, M. G. Comber, "Calculation of Electric Field and Potential Distribution along Non-Ceramic Insulators Considering the Effects of Conductors and Transmission Towers", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, No. 1, pp. 313-318, 2000.
- [48] W. Que, S. A. Sebo and R. J. Hill, "Practical Cases of Electric Field Distribution Along Dry and Clean Nonceramic Insulators of High-Voltage Power Lines", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, No. 2, pp. 1070-1078, 2007.
- [49] S. Monga, R. S. Gorur, P. Hansen and W. Massey, "Design Optimization of High Voltage Bushing Using Electric Field Computations", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 13, No. 6, pp. 1217-1224, 2007.
- [50] H. Wang, Z. Peng, S. Zhang and P. Liu, "Simulation Study on E-field Distribution and Corona Characteristics of Composite Insulator with Water Droplets", IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), pp. 422-425, Shenzhen, 2013.
- [51] K. Hidaka, "Progress in Japan of Space Charge Field Measurement in Gaseous Dielectrics Using a Pockels Sensor", IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 12, No. 1, pp. 17-28, 1996.
- [52] K. Hidaka, "Electric Field and Voltage Measurement by Using Electro-Optic Sensor", 11th International Symposium on High Voltage Engineering, London, Vol. 2, pp. 1-14, 1999.
- [53] R. Parraud, "Comparative Field and Voltage Measurement by Using Electro-Optic Sensor", Report of CIGRE WG 22.03, Electra, No. 141, pp. 68-77, April 1992.
- [54] K. Feser, W. R. Pfaff, "A Potential Free Spherical Sensor for the Measurements of Transient Electric Fields", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 10, pp. 2904-2911, 1984.
- [55] P. B. Zhou, "Numerical Analysis of Electromagnetic Fields", Springer-Verlag, Berlin, 1993.
- [56] H. Singer, H. Steinbigler and P. Weiss, "A Charge Simulation Method for the Calculation of High Voltage Fields", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, No. 5, pp. 1660-1668, 1974.
- [57] M. J. Khan, P. H. Alexander, "Charge Simulation Modeling of Practical Insulator Geometries", IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI-107, No. 4, pp. 325-332, 1982.
- [58] H. Oudin, "Méthode des éléments finis", Ecole Centrale de Nantes, France, 2011.

- [59] E. Conil, "Propagation électromagnétique en milieu complexe – du champ proche au champ lointain", Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, France, Novembre 2005.
- [60] H. Le Dret, "Equations aux dérivées partielles elliptiques", Note de cours M2, Université Pierre & Marie Curie, Paris, France, Mars 2010.
- [61] COMSOL Multiphysics, https://fr.wikipedia.org/wiki/COMSOL_Multiphysics, consulté le 22/08/2015.
- [62] B. Bandelier, G. Meunier, F. Bouillault, E. Nens, C. Broche, F. Ossart, J. L. Coulomb, F. Piriou, P. Dular, Z. Ren, A. Lebouc, F. Rioux-Damidau et J. Lobry, "Modèles et formulations en électromagnétisme – Electromagnétisme et éléments finis 2", Hermès Science Publications, Paris, 2002.
- [63] A. J. Philips, D. J. Childs and H. M. Schneider, "Aging of Non-ceramic Insulators Due to Corona from Water Drops", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 3, pp. 1081-1089, 1999.
- [64] A. J. Philips, D. J. Childs and H. M. Schneider, "Water Drop Corona Effects on Full-scale 500 kV Non-ceramic Insulators", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 1, pp. 258-265, 1999.
- [65] E. A. Cherney, "Partial Discharge – Part V : PD in Polymer-type Line Insulators", IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 7, No. 2, pp. 28-32, 1991.
- [66] "Electrical Field Modeling of NCI and Grading Ring Design and Application", TR-113977, EPRI, Palo Alto, California, December 1999.
- [67] IEC 61284, "Overhead Lines – Requirements and Tests for Fittings", Edition 2.0, September 1997.
- [68] CAN/CSA 411.4-98, "Composite suspension insulators for transmission applications", 1998, (reaffirmed 2003).
- [69] "IEEE Standard for High Voltage Testing Techniques", IEEE Std 4-2013 (Revision of Std 4-1995).
- [70] R. S. Gorur, E. A. Cherney and J. T. Burnham, "Outdoor Insulators", Ravi S Gorur Inc, USA, 1999.
- [71] J. Liao, Z. Peng and S. Zhang, "Electric-field calculation and grading ring design for 750 kV AC composite insulator", International Conference on Solid Dielectrics (ICSD), pp. 206-209, 2013.
- [72] L. Bo and R. S. Gorur, "Modeling Flashover of AC Outdoor Insulators under Contaminated Conditions with Dry Band Formation and Arcing", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 19, No. 3, pp. 1037-1043, 2012.
- [73] M. Bouhaouche, A. Mekhaldi and M. Tegar, "Electric field distribution around 400 kV line composite insulators in different connection conditions", 1st International Symposium on Dielectric Materials and Applications (ISyDMA'2016), Materials Research Proceedings, Vol. 1, pp. 71-74, Kenitra-Rabat, Morocco, 4-6 May 2016.

- [74] M. Bouhaouche, A. Mekhaldi and M. Tegar, "Evaluation of electric field distribution on a 400 kV composite insulator under various service conditions", IEEE International Conference on Dielectrics (ICD), Vol. 2, pp. 1003-1006, Montpellier, France, 3-7 July 2016.
- [75] ARELEC et GRTE, "Retour d'expérience sur l'introduction progressive des isolateurs en composite sur les lignes HTB en Algérie", Journée technique sur les isolateurs, février 2012, Alger, Algérie (disponible sur le lien : http://www.grte.dz/IMG/pdf/ARELEC_composite_23_02_2012_modifie_-1.pdf).
- [76] "Mise en service de l'interconnexion Algérie-Maroc en 400 kV", <http://www.sonelgaz.dz/?page=article&ida=158>, consulté le 02/10/2017.
- [77] "Intégration progressive des marchés d'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union Européenne", Rapport définitif, Action 13 – Recensement d'une liste de projet d'infrastructure, Juin 2010.
- [78] M. Bouhaouche, A. Mekhaldi and M. Tegar, "Improvement of Electric Field Distribution by Integrating Composite Insulators in a 400 kV AC Double Line Circuit", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 24, No. 06, pp. 3549-3558, December 2017.
- [79] B. M'hamdi, M. Tegar and A. Mekhaldi, "Optimal Design of Corona Ring on HV Composite Insulator Using PSO Approach with Dynamic Population Size", IEEE Transaction on Dielectrics on Electrical Insulation, Vol. 23, No. 2, pp. 1048–1057, 2016.
- [80] Rapport, "Analyse physico-chimique de la pollution de la région d'Oran et son influence sur la ligne Marsat-Relizane", Centre de Recherche et Développement de l'Electricité et du Gaz (CREDEG), 2006.
- [81] M. Majid Hussain, S. Farokhi, S. G. McMeekin and M. Farzaneh, "Effect of uneven wetting on E-field distribution along composite insulators", IEEE Electrical Insulation Conference (EIC), pp. 69-72, 2016.
- [82] B. M'hamdi, M. Tegar and A. Mekhaldi, "Potential and Electric Field Distributions on HV Insulators String Used in The 400 kV Novel Transmission Line in Algeria", IEEE International Conference on Solid Dielectrics (ICSD), Bologna, Italy, pp. 190-193, 2013.
- [83] A. Chanal et J. P. Lévêque, "Lignes Aériennes : Matériels. Conducteurs et Câbles de Garde", Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie Electrique, D4422.