

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE	4
1.1 Introduction.....	4
1.2 Mesures de courant de polarisation et dépolarisation.....	4
1.3 Conclusion	6
CHAPITRE 2 THÉORIE	7
2.1 Introduction.....	7
2.2 Matériaux électriques.....	7
2.3 Conduction électrique dans les conducteurs	7
2.4 Conduction électrique dans les semi-conducteurs	8
2.5 Conduction électrique dans les isolants	8
2.6 La polarisation électrique.....	9
2.6.1 Polarisation électronique.....	11
2.6.2 Polarisation moléculaire.....	11
2.6.3 Polarisation par orientation.....	11
2.6.4 Polarisation interfaciale	12
2.7 La réponse diélectrique dans le domaine fréquentiel.....	13
2.8 La réponse diélectrique dans le domaine temporel	15
2.9 Mesures des pertes diélectriques.....	17
2.10 Mesures dans le domaine temporel.....	17
2.11 Rupture diélectrique des isolants	20
CHAPITRE 3 ÉCHANTILLONS DE CÂBLES MINIATURES	24
3.1 Introduction.....	24
3.2 Extrémités des câbles.....	24
3.3 Distribution du champ électrique.....	26
3.4 Mesure de spectroscopie infrarouge	27
3.5 Taux de cristallinité.....	28
3.6 Vieillissement par arborescences d'eau	30
CHAPITRE 4 MONTAGES EXPÉRIMENTAUX.....	33
4.1 Introduction.....	33
4.2 SDT-calorifique	33
4.3 SDT-2.....	36
4.4 Système de contrôle	38
4.5 Montage de vieillissement	42
4.6 Montage de claquage	43
4.7 Découpage de tranche de câble (microtome)	44
CHAPITRE 5 ÉTUDE PARAMÉTRIQUE.....	46

5.1	Introduction.....	46
5.2	Représentation des résultats de spectroscopie diélectrique temporelle	46
5.3	Mesure de la dispersion statistique	49
5.3.1	Dispersion des mesures sur des câbles neufs	49
5.3.2	Répétabilité des mesures.....	50
5.4	Mesure de l'effet du temps de polarisation.....	52
5.5	Mesure de l'effet de la tension.....	54
CHAPITRE 6 RÉSULTATS EXPÉRIMENTAUX		58
6.1	Introduction.....	58
6.2	Mesure sur l'effet de l'eau	58
6.3	Mesure sur l'effet du vieillissement par arborescence d'eau	63
6.4	Mesure de l'effet de la température	66
6.5	Mesure de l'effet de l'application seul d'un champ alternatif	68
6.6	Corrélation entre vieillissement et longueur d'arbre d'eau.....	74
6.7	Tension de claquage.....	77
6.7.1	Corrélation avec le vieillissement des câbles.....	77
6.7.2	Corrélation avec le conditionnement des câbles.....	83
CONCLUSION.....		88
RECOMMANDATIONS		90
ANNEXE I GRAPHIQUES SUPPLÉMENTAIRES		92
ANNEXE II TABLEAUX DES RÉSULTATS DE CLAQUAGE		99
BIBLIOGRAPHIE.....		106

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 2.1	La permittivité relative réelle statique de différent matériau.....
Tableau 6.1	Arbres d'eau le plus long en fonction du temps de vieillissement
Tableau 6.2	Valeur des tensions de claquage ainsi que les calculs nécessaires pour le graphique de Weibull.....
Tableau 6.3	Valeur des paramètres de Weibull ainsi que leurs intervalles de confiance pour les différents câbles.....

LISTE DES FIGURES

	Page	
Figure 2.1	Modèle de deux diélectriques en série présentant une polarisation à leur interface.....	12
Figure 2.2	Les différents mécanismes de polarisation dans les diélectriques.....	13
Figure 2.3	Diagramme de Fresnel.....	13
Figure 2.4	Différents type de fonction de réponse diélectrique dans le domaine temporel.....	16
Figure 2.5	Principe de mesure de spectroscopie diélectrique temporelle.	17
Figure 2.6	Comparaison des pertes acquises dans le domaine temporel et le domaine fréquentiel.....	20
Figure 2.7	Tension de claquage en fonction de la distance pour un câble de moyenne tension.....	21
Figure 2.8	Graphique de Weibull avec la courbe de vraisemblance maximale et les intervalles de confiance.	23
Figure 3.1	Le champ et la distribution du stress électrique le long de la surface d'isolant due à la fin de l'écran semi-conducteur.....	25
Figure 3.2	Extrémité d'un câble.....	25
Figure 3.3	Géométrie du câble miniature.....	26
Figure 3.4	Le champ électrique en fonction de la position radiale dans l'isolation.....	27
Figure 3.5	Mesure de spectre infrarouge sur polyéthylène et polyéthylène réticulé.....	28
Figure 3.6	Résultats des mesures de calorimétrie.	29
Figure 3.7	Les différents types de défauts présents dans une isolation.....	30
Figure 3.8	Arborescence d'eau de type éventail dans l'isolation d'un câble.....	32
Figure 3.9	Arborescence d'eau de type nœud papillon dans l'isolation d'un câble.	32

Figure 4.1	Schéma du circuit du SDT-calorifique	34
Figure 4.2	Relais de verre et résistance en série.....	34
Figure 4.3	Montage dans le four.	35
Figure 4.4	Montage expérimental du SDT-calorifique.....	35
Figure 4.5	Porte échantillon de l'objet d'essai pour un échantillon plan- plan.....	36
Figure 4.6	Schéma du circuit de SDT-2.....	37
Figure 4.7	Montage expérimental du SDT-2.....	37
Figure 4.8	Écran pour faire la création d'un nouveau montage.	38
Figure 4.9	Écran de configuration du logiciel.....	39
Figure 4.10	Écran des paramètres environnementaux.....	40
Figure 4.11	Écran de prise de mesure du logiciel.	41
Figure 4.12	Bassin de vieillissement et alimentation haute tension.....	42
Figure 4.13	Extrémités des câbles dans l'huile silicone.....	43
Figure 4.14	Montage de claquage de câble.	44
Figure 4.15	Bloc de câble retenant le câble miniature.	44
Figure 4.16	Montage du microtome.	45
Figure 5.1	Le courant de polarisation et de dépolarisation en fonction du temps sur une jonction de câble.	47
Figure 5.2	Les pertes diélectriques en polarisation et en dépolarisation en fonction de la fréquence.....	48
Figure 5.3	Les pertes en polarisation en fonction des pertes en dépolarisation.	49
Figure 5.4	Dispersion des valeurs des pertes diélectriques sur des câbles neufs.....	50
Figure 5.5	Répétabilité des mesures sur un même échantillon de câble.	51
Figure 5.6	Le courant de charge et de décharge en fonction du temps.	52

Figure 5.7	Effet du temps de polarisation sur la tangente de pertes en dépolarisation.....	53
Figure 5.8	Les pertes en polarisation et dépolarisation en fonction du temps de polarisation pour différentes températures d'échantillons.	54
Figure 5.9	Le courant de polarisation en fonction du temps pour différentes tensions.....	55
Figure 5.10	Le courant de dépolarisation en fonction du temps pour différentes tensions.....	55
Figure 5.11	Tangente de perte diélectrique en fonction de la fréquence.	56
Figure 5.12	Mesures représentant un effet non linéaire des pertes diélectriques.	57
Figure 6.1	Ensemble des mesures sur les câbles immergés dans l'eau en fonction du temps d'immersion.....	59
Figure 6.2	Moyenne des pertes diélectriques des câbles placés dans l'eau.	60
Figure 6.3	Progression des pertes diélectriques sur le câble 04-RG58-20 en fonction du temps d'immersion.	61
Figure 6.4	Progression des pertes diélectriques sur le câble 04-RG58-17 pendant l'immersion et le séchage à 80°C.....	62
Figure 6.5	Historique des pertes.....	63
Figure 6.6	Ensemble des mesures réalisées sur des câbles ayant vieilli dans l'eau à 5 kV _{AC}	64
Figure 6.7	Moyenne des pertes diélectriques sur l'ensemble des câbles pour des temps précis selon le temps de vieillissement à 5 kV _{AC} dans l'eau.....	64
Figure 6.8	Progression des pertes sur la boucle 04-RG58-08 en fonction du temps de vieillissement à 5 kV _{AC} dans l'eau.....	65
Figure 6.9	Pertes diélectriques sur un câble immergé dans l'eau et vieilli dans l'eau.....	66
Figure 6.10	Effet de l'augmentation de la température sur les pertes en polarisation et dépolarisation sur des câbles neufs.	67

Figure 6.11	Effet de l'augmentation de la température sur les pertes en polarisation et dépolarisation sur des câbles avec des arborescences d'eau.....	68
Figure 6.12	Mesures effectuées sur des câbles en vieillissement dans l'air.....	69
Figure 6.13	Photographie d'une extrémité d'un câble ayant vieilli à l'extérieur de l'eau.....	70
Figure 6.14	Zoom sur les arbres de surface présent sur une extrémité.....	70
Figure 6.15	Tranche de polyéthylène dans la région de l'extrémité.....	71
Figure 6.16	Bobine de Tesla avec l'échantillon de polyéthylène.....	71
Figure 6.17	Bobine de Tesla perforant un échantillon de polyéthylène.....	72
Figure 6.18	Progression des pertes dans une plaque de polyéthylène perforée.....	73
Figure 6.19	Différentes arborescences d'eau détectées dans l'isolation des câbles vieillis.....	74
Figure 6.20	Arbres le plus long dans une tranche.....	75
Figure 6.21	Les plus grands arbres d'eau observés.....	75
Figure 6.22	La longueur des arbres d'eau en fonction du temps de vieillissement.....	77
Figure 6.23	Tension de claquage en fonction du temps de vieillissement dans l'eau.....	80
Figure 6.24	Représentation de Weibull des claquages sur les câbles neuf, 04-RG58-11 et 04-RG58-19.....	81
Figure 6.25	Tension de claquage en fonction du temps d'immersion dans l'eau.....	83
Figure 6.26	Représentation de Weibull des claquages sur le câble 04-RG58-03 et sur un câble neuf	84
Figure 6.27	Représentation de Weibull des claquages sur le câble 04-RG58-20 et sur un câble neuf	86

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

ASTM	American Society for Testing and Materials
DSC	Differential Scanning Calorimetry
ÉTS	École de technologie supérieure
H	Hydrogène
H ₃ O ⁺	Ion d'hydrogène
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IREQ	Institut de recherche d'Hydro-Québec
LabVIEW	Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench
LDPE	Low-density polyethylene
N	Azote
NH ₄ OH	Ammoniac
O	Oxygène
OH ⁻	Ion d'hydroxyde
PE	Polyethylene
PRC	Polyéthylène réticulé
PTFE	Polytétrafluoroéthylène
RG58	Câble coaxial
SDT	Spectroscopie diélectrique temporelle
STD	Standards
UEEE	Unité expertise équipement électrique
XLPE	Cross-linked polyethylene

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

Unité de mesure

m	mètre
cm	centimètre
mm	millimètre
μm	micromètre
A	Ampère
nA	nano Ampère
pA	pico Ampère
fA	femto Ampère
A/m^2	Ampère par mètre carré
C/m	Coulomb par mètre
C/m^2	Coulomb par mètre carré
°	degré
C	Celsius
g	gramme
g/cm^3	gramme par centimètre cube
F	Farad
Fm^2	Farad mètre carré
F/m	Farad par mètre
h	heure
Hz	Hertz
J	Joule
J/g	Joule par gramme
K	Kelvin
J/K	Joule par Kelvin
L	litre
mL	millilitre

rad	radian
rad/s	radian par seconde
s	seconde
S/m	Siemens par mètre
V	Volt
kV	kilo Volt
kV _{AC}	kilo Volt en courant alternatif
V/m	Volt par mètre
Ω	Ohm
M Ω	Méga Ohm
%	pourcentage

Symbole

A	constante (sans dimension)
C_0	capacité géométrique d'un condensateur à vide (F)
$C^*(\omega)$	capacité complexe en fonction de la fréquence (F)
$C'(\omega)$	capacité réelle en fonction de la fréquence (F)
$C''(\omega)$	capacité imaginaire en fonction de la fréquence (F)
D	déplacement électrique (C/m ²)
E	champ électrique (V/m)
$E(\omega)$	champ électrique en fonction de la fréquence (V/m)
$E(t)$	champ électrique en fonction du temps (V/m)
$I_{\text{quadrature}}$	courant en quadrature par rapport à la tension (A)
I_{phase}	courant en phase avec la tension (A)
I_{tot}	courant total dans l'isolant (A)
$I(\omega)$	courant en fonction de la fréquence (A)
$I(t)$	courant en fonction du temps (A)
J	densité courant électrique (A/m ²)
$J(\omega)$	densité courant électrique en fonction de la fréquence (A/m ²)

p	moment dipolaire total (Cm)
p_e	moment dipolaire dû à la polarisation électronique (Cm)
p_m	moment dipolaire dû moment dipolaire dû à la polarisation électronique (Cm)
$P(t)$	probabilité qu'un claquage survient à un temps t (%)
$P(i,n)$	probabilité de claquage (%)
R_0	rayon extérieur de l'isolation (mm)
R_1	rayon extérieur du conducteur central (mm)
T	température (K)
U_0	tension de l'échelon (V)
$U(\omega)$	tension dans le domaine des fréquences (V)
$U(t)$	tension en fonction du temps (V)
f	fréquence (Hz)
$f(t)$	fonction de réponse diélectrique
$i_{\text{pol}}(t)$	courant de polarisation (A)
$i_{\text{dépol}}(t)$	courant de dépolarisation (A)
$i_{\text{cap}}(t)$	partie du courant correspondant au courant capacitif (A)
$i_{\text{abs}}(t)$	partie du courant correspondant au courant absorption (A)
$i_{\text{dc}}(t)$	partie du courant correspondant au courant de conduction (A)
i	ordre des échantillons en ordre croissant de claquage
k_B	constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K)
\ln	logarithme naturel (sans dimension)
n	constante supérieure à 0 (sans dimension)
n	nombre total d'échantillons utilisés
p_{dipole}	moment dipolaire permanent (Cm)
r	rayon du câble (mm)
t	temps (s)
t_l	temps de polarisation (s)
t'	temps du début de la dépolarisation (s)
$\tan \delta$	tangente de l'angle des pertes diélectrique (sans dimension)
α	paramètre d'échelle (sans dimension)

$\hat{\alpha}$	estimateur du paramètre d'échelle (sans dimension)
β	paramètre de forme (sans dimension)
$\hat{\beta}$	estimateur du paramètre de forme (sans dimension)
α_{optique}	polarisabilité électronique (Fm^2)
α_{IR}	polarisabilité moléculaire (Fm^2)
δ	angle de perte (rad)
$\delta(t)$	formule de Dirac
ϵ_0	permittivité du vide ($8.854 \times 10^{-12} \text{ F/m}$)
ϵ_r	permittivité relative (sans dimension)
$\epsilon_r^*(\omega)$	permittivité relative complexe dans le domaine des fréquences (sans dimension)
$\epsilon'(\omega)$	partie réelle de la permittivité par rapport au domaine des fréquences (sans dimension)
$\epsilon''(\omega)$	partie imaginaire de la permittivité par rapport au domaine des fréquences (sans dimension)
ϵ_∞	permittivité à une fréquence beaucoup plus élevée que la fréquence d'intérêt (sans dimension)
σ	conductivité électrique (S/m)
p_{dipole}	moment dipolaire permanent (C/m)
θ	angle de phase (rad)
ω	fréquence angulaire (rad/s)
χ_e	susceptibilité électrique du matériau (sans dimension)
χ_∞	susceptibilité électrique reliée aux phénomènes rapides (sans dimension)
$\chi'(\omega)$	partie réelle de la susceptibilité électrique par rapport au domaine des fréquences (sans dimension)
$\chi''(\omega)$	partie imaginaire de la susceptibilité électrique par rapport au domaine des fréquences (sans dimension)

INTRODUCTION

Depuis de nombreuses années, les appareillages des réseaux électriques font l'objet d'études expérimentales. Leur coût étant très élevé, il est nécessaire d'en faire un usage maximal durant leur vie utile. Leur durée de vie dépend essentiellement de l'état de l'isolation de l'équipement électrique. Ils sont sujets à différents vieillissements dus à leur environnement ainsi qu'à l'historique de leur utilisation en service. Plusieurs techniques d'évaluation de l'état des isolants existent afin de mieux comprendre à quel point un appareillage est endommagé. Ceci permet à l'exploitant du réseau de mieux planifier le remplacement de ces actifs à l'aide d'une bonne stratégie de maintenance et du même coup réduire les pannes électriques dans les réseaux.

Les câbles souterrains sont des équipements électriques dispendieux qui se doivent d'être caractérisés pour les utiliser le plus longtemps possible. Ces câbles possèdent une isolation faite d'un polyéthylène réticulé (PRC) ou en anglais cross-linked polyethylene (XLPE). Cet isolant vieillit avec les années d'utilisation en réseaux. Plus de 10 000 km de câbles souterrains sont présents dans le réseau de distribution d'Hydro-Québec et près de 3000 km ont déjà 30 ans de service. Il faut donc une méthode de diagnostic pour savoir quels câbles sont en problème et doivent être remplacés rapidement. Étant donné le coût de remplacement des câbles, il est nécessaire d'évaluer avec le plus de justesse possible leur état de dégradation afin qu'ils ne soient pas remplacés prématurément.

Un des vieillissements des câbles de distribution provient de l'apport en eau à l'intérieur de leur isolation. En effet, l'eau est présente dans les conduits des câbles souterrains et avec les années en vient à diffuser à l'intérieur de l'isolant. La présence d'eau dans le polymère sous l'effet d'un champ électrique produira un phénomène appelé arborescence ou arbre d'eau. Son nom provient de la forme que prennent les branches à l'intérieur de l'isolation lorsqu'ils sont observés au microscope. Ces arbres seraient responsables de la dégradation de l'isolant et produiraient après plusieurs années la rupture de l'isolation.

Hydro-Québec, dans le cadre d'un projet d'innovation technologique, a évalué si les mesures de pertes diélectriques permettaient de caractériser l'isolation des câbles. La méthode retenue a été la spectroscopie diélectrique temporelle (SDT). Cette technique consiste en l'application d'une tension continue entre le conducteur central et la mise à la terre du câble à l'essai. L'acquisition des courants lors de la charge et de la décharge est nécessaire pour connaître l'état de l'isolation. Les pertes diélectriques, à basse fréquence, dans l'isolation du câble sont calculées à partir de ces courants. Cependant, une multitude de paramètres influence cette mesure et il est difficile de séparer l'effet de chacun d'entre eux.

Les mesures SDT visent à caractériser la dégradation globale par arborescence d'eau dans l'isolation des câbles. La croissance des arbres d'eau prend plusieurs années à se produire dans une isolation de type XLPE, mais elle est plus rapide dans le cas du polyéthylène basse densité (LDPE). C'est pourquoi des câbles miniatures d'isolation LDPE sont utilisés afin de faire du vieillissement accéléré par arborescences d'eau. Ces câbles sont en fait des câbles coaxiaux de type RG58.

Les câbles miniatures sont vieillis dans l'eau afin de faire croître des arborescences d'eau, tandis que d'autres câbles sont seulement conditionnés dans l'eau, c'est-à-dire immersés. Ces manipulations sont nécessaires afin d'isoler la contribution de l'eau dans la création des arborescences d'eau dans la mesure des pertes diélectriques. Afin de caractériser la performance de ces câbles, des claquages sont effectués. Ceci sert à déterminer l'état de dégradation après vieillissement. L'objectif premier de ce mémoire est d'étudier chacun des paramètres influençant les mesures diélectriques sur des câbles miniatures, tandis que ceux-ci subissent un vieillissement par arborescence d'eau ou un conditionnement dans l'eau.

Le présent mémoire comporte six chapitres. Le premier chapitre traite de la revue de la littérature sur le sujet. Elle permet de mieux situer l'état du domaine de recherche par rapport au travail subséquent. En second lieu, la théorie reliée aux différents phénomènes physiques présents dans les mesures diélectriques est énoncée. Dans le troisième chapitre, les câbles miniatures sont présentés avec l'ensemble des manipulations nécessaires à leur utilisation.

Par la suite, une description de chacun des différents montages expérimentaux réalisés dans cette étude est présentée. L'ensemble de l'étude paramétrique ainsi que son analyse est ensuite présenté dans le chapitre cinq. Les autres résultats expérimentaux traitant davantage du vieillissement par arborescences d'eau et du conditionnement dans l'eau sont présentés dans le dernier chapitre. Ce sont en fait les résultats des mesures de pertes diélectriques, de tension de claquage et de longueur d'arborescences d'eau dans le but d'établir une corrélation entre les différentes valeurs et le temps de vieillissement.

Finalement, une conclusion regroupe et résume l'ensemble des analyses produites dans le projet. Des recommandations complètent l'étude indiquant des pistes de recherche à poursuivre et des améliorations basées sur les erreurs produites durant l'étude.

CHAPITRE 1

REVUE DE LA LITTÉRATURE

1.1 Introduction

Les propriétés diélectriques des systèmes d’isolations de plusieurs appareillages industriels font l’objet de nombreuses publications. Les sujets sont variés et vont du diagnostic de l’état de l’isolation des câbles polyéthylènes aux mesures de tension résiduelle de claquage et aux mesures d’arborescences d’eau. Il y a toutefois peu d’articles entourant les propriétés diélectriques d’isolant en présence d’eau ou d’arborescence d’eau. D’autant plus que les mesures sont effectuées en spectroscopie diélectrique temporelle. Cette section présente les documents provenant de la littérature qui traitent de notions qui s’apparentent au sujet des arborescences d’eau et des mesures de pertes diélectriques.

1.2 Mesures de courant de polarisation et dépolarisation

(Pattulo, Das-Gupta et al. 1987) étudient l’influence des arborescences d’eau sur les mesures diélectriques. Ils utilisent un réservoir d’eau afin de faire croître des arborescences d’eau dans l’isolation de câbles XLPE. Le réservoir est isolé et la température est maintenue constante à 100°C à l’aide d’un système en boucle fermée utilisant des thermocouples et des éléments chauffants. Ils utilisent la méthode de courant de polarisation et de dépolarisation afin de caractériser les câbles humides et des films d’isolant LDPE sec. Une variation d’un ordre de grandeur des pertes en polarisation est notée entre les deux types d’échantillons. Les pertes diélectriques sont supérieures avec les échantillons humides. Dans le cas du courant de dépolarisation, il n’y a pas de différence notable entre les deux types d’échantillons. Ils concluent que la différence est attribuable à des charges d’espace ioniques provenant de l’apport en eau dans l’échantillon.

(Heizmann and Zaengl 1991) étudient l’influence du vieillissement de l’isolation polymère sur des câbles de moyenne tension à l’aide du courant de dépolarisation. Ils analysent

différents échantillons séchés et humides ayant subi un vieillissement par arborescence d'eau. Afin de sécher les câbles reçus du réseau, ils utilisèrent un four à 65°C. L'un des échantillons présentait des courants non linéaires en fonction de la tension lorsqu'il était humide. Une fois l'échantillon séché le phénomène disparaissait. De plus, il était reproductible : en l'humidifiant encore, il redevenait non linéaire. Ils concluent que le phénomène de non-linéarité était directement relié à la présence d'arborescences d'eau dans l'isolation du câble.

(Patsch and Romero 1992) étudient les courants de polarisation et de dépolarisation de câble XLPE ayant subi un vieillissement accéléré sous champ électrique pendant 5000 heures. Ces câbles étaient chauffés à une température de 70°C et cette dernière n'était pas complètement homogène tout le long du câble, ce qui leur a permis d'avoir des échantillons comportant différentes densités et longueurs d'arborescences d'eau. Les mesures diélectriques leur révèlent que, plus il y a d'arbres d'eau, plus les courants de polarisation et de dépolarisation sont élevés. Leur décroissance est également moins rapidement lorsqu'il y a davantage d'arbres d'eau. Une fois les câbles partiellement séchés à la température ambiante, ils remarquent que l'effet est réduit. Ils expliquent ceci par l'évaporation de l'eau dans l'isolation. Ils constatent que la diminution des courants est proportionnelle à la quantité d'arborescences dans le câble. Ils concluent que la polarisation interfaciale des arbres d'eau tend à augmenter les pertes diélectriques, c'est-à-dire les courants de polarisation et de dépolarisation. La diminution de ces courants dépend de la quantité d'arborescences d'eau et plus particulièrement de la quantité d'eau présente dans ceux-ci.

(Onodi 1993) étudie l'influence de l'humidité sur la durée de vie utile d'un câble. Il utilise une multitude de câbles possédant des technologies d'isolation différentes et compare trois populations d'échantillons. La première est conditionnée ou immergée dans l'eau à 50°C. La seconde population est aussi dans de l'eau à la même température, mais une tension alternative superposée à une tension continue lui est appliquée. Les derniers échantillons sont similaires au second, toutefois le conducteur central est chauffé jusqu'à une température de 80°C. Des échantillons sont retirés du vieillissement afin d'obtenir des résultats en fonction du temps. Il constate que l'eau dans l'isolation conduit vers une diminution de la tenue

diélectrique ou de la tension de claquage. Lorsque les arbres d'eau commencent à apparaître dans l'isolation des câbles, la tenue diélectrique diminue beaucoup plus rapidement. Finalement, la température réduit la quantité d'eau absorbée par l'isolation et ainsi réduit les arbres d'eau.

(Scarpa, Bulinski et al. 1994) étudient le vieillissement de films de LDPE sous champ électrique dans un environnement sec et humide. Ils observent une variation des propriétés diélectriques en spectroscopie dans le domaine fréquentiel. Ils concluent que les arborescences d'eau influencent beaucoup plus la région des basses fréquences des pertes diélectriques. Un diagnostic de l'état de l'isolation peut être utilisé dans cette région.

(Hvidsten 1999) fait croître des arborescences d'eau sur de petits échantillons de XLPE et il étudie leurs pertes diélectriques. Par ailleurs, il mesure la performance de ses objets d'essai en mesurant la tension de claquage. Il observe une diminution de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement. De plus, il mesure les pertes diélectriques avant et après vieillissement. Il constate que les courants de polarisation et de dépolarisation augmentent et qu'ils sont non-linéaires en fonction de la tension appliquée. Il conclut que l'effet non linéaire de la réponse diélectrique provient des arborescences d'eau présente dans les échantillons.

1.3 Conclusion

Tel qu'énoncé dans la revue de la littérature, l'effet des arborescences d'eau et de l'eau seulement sur les pertes diélectriques et sur les performances des câbles polyéthylènes n'est pas complètement compris. Il est nécessaire de faire une étude approfondie sur la différence entre l'effet de l'eau seul et l'effet des arborescences d'eau sur les propriétés diélectriques de ce type d'isolation.

CHAPITRE 2

THÉORIE

2.1 Introduction

Les matériaux diélectriques ont la caractéristique d'avoir peu ou pas d'électrons libres qui permettent la conduction électrique. Lorsqu'un champ électrique est appliqué à leurs bornes, un déplacement ou un changement d'orientation des dipôles est observé. C'est ce que l'on appelle la polarisation. Ce phénomène se mesure dans le domaine fréquentiel ou temporel par des mesures diélectriques. Ce chapitre porte sur la théorie des matériaux diélectriques, les types de polarisation, les principes des mesures diélectriques et les mesures de claquage.

2.2 Matériaux électriques

Tous les matériaux peuvent être séparés en trois catégories différentes : les matériaux conducteurs, les semi-conducteurs et les isolants. Ils réagissent différemment à l'application d'une tension à leurs bornes. Pour les conducteurs, les charges libres se positionnent aux surfaces de ceux-ci et ainsi, le champ électrique à l'intérieur est nul. Dans le cas des isolants, aussi appelés diélectriques, les charges ne sont pas libres : elles sont toutes enchaînées les unes aux autres.

2.3 Conduction électrique dans les conducteurs

Lorsqu'un matériau possède une conductivité et est soumis à un champ électrique, la densité de courant est donnée par la loi d'Ohm :

$$\mathbf{J} = \sigma \mathbf{E} \quad (2.1)$$

Où

J est la densité de courant électrique (A/m^2)

σ est la conductivité (S/m)

E est le champ électrique (V/m)

2.4 Conduction électrique dans les semi-conducteurs

Les semi-conducteurs sont des matériaux qui possèdent une conductivité variable en fonction du type de matériau, du type de dopants et de la température. Les dopants diminuent l'énergie nécessaire aux électrons pour changer de niveau d'énergie. La théorie de la physique quantique explique que les niveaux d'énergie de l'électron sont discrets et correspondent aux orbites que peuvent prendre les électrons autour du noyau de l'atome. Dans le cas des semi-conducteurs, les électrons excités peuvent partir de la bande de valence et se rendre dans la bande de conduction. Il est possible de créer ainsi un courant correspondant à deux déplacements différents : soit celui de l'électron-libre dans la bande de conduction et de l'électron-trou dans la bande de valence. Le concept d'électron-trou vient de l'absence d'électrons dans la bande de valence qui est comblée par d'autres électrons provenant d'un atome à proximité du premier. Ce qui a pour effet de créer sommairement un déplacement de charge dans une même direction, c'est-à-dire un courant.

2.5 Conduction électrique dans les isolants

Dans le cas des diélectriques parfaits, la conductivité est nulle : il n'y a pas de conduction. L'énergie nécessaire à un électron pour passer de la bande de valence à la bande de conduction est trop élevée. Étant donné que les isolants sont des diélectriques qui possèdent des défectuosités, la réalité est bien différente. Les impuretés présentes dans l'isolation agissent de la même manière que les dopants dans les semi-conducteurs. Ces impuretés peuvent être métalliques ou ioniques et posséder des électrons libres.

Les polymères semi-cristallins, qui sont souvent utilisés comme isolant, ont des zones cristallines et amorphes. Les électrons provenant des impuretés sont situés dans les zones amorphes et ils peuvent faire de petits sauts d'un site à un autre grâce à l'agitation thermique. Ces sites sont en fait différentes zones amorphes. Ces zones peuvent être reliées à plusieurs autres et créer un réseau où des charges sont capables de voyager et traverser complètement l'isolation. Ce phénomène, appelé conduction par saut, peut également créer un courant très faible qui peut toutefois être détecté dans certaines situations.

2.6 La polarisation électrique

La polarisation électrique dans les matériaux diélectriques peut être produite par une multitude de mécanismes. Tout d'abord, il faut différencier la conduction de la polarisation. La conduction est un déplacement de charges libres à travers un matériau dans la direction du champ électrique, tandis que la polarisation est un déplacement local de charges liées dans le matériau soumis à un champ électrique. Dans ce dernier cas, les charges ne sont pas capables d'effectuer le trajet complet dans le matériau, mais se déplacent autour d'une position d'équilibre.

Les charges à l'intérieur des diélectriques sont distribuées de façon à le rendre neutre. Ce qui fait en sorte qu'en plaçant un diélectrique dans un champ électrique statique, le champ va pénétrer à l'intérieur du matériau, puisque les charges ne peuvent pas bouger librement. Selon les équations de Maxwell le déplacement électrique est défini comme suit (Jonscher 1983).

$$\mathbf{D} = \epsilon_0 \mathbf{E} + \mathbf{P} \quad (2.2)$$

Où

D est le déplacement électrique (C/m^2)

ϵ_0 est la permittivité du vide ($8.854 \times 10^{-12} F/m$)

E est le champ électrique (V/m)

P est la polarisation (C/m^2)

La polarisation électrique est directement proportionnelle à l'intensité du champ électrique dans le cas d'un diélectrique linéaire et isotrope (Jonscher 1983).

$$\mathbf{P} = \epsilon_0 \chi_e \mathbf{E} \quad (2.3)$$

Où

P est la polarisation (C/m^2)

ϵ_0 est la permittivité du vide ($8.854 \times 10^{-12} F/m$)

χ_e est la susceptibilité électrique du matériau

E est le champ électrique (V/m)

La susceptibilité électrique décrit la facilité d'un diélectrique à se polariser lorsqu'il est soumis à un champ électrique à une fréquence donnée. Dans le cas d'un diélectrique linéaire et isotrope, ce paramètre est indépendant de la grandeur et de la direction du champ électrique. Voici l'expression du déplacement en fonction du champ électrique (Jonscher 1983).

$$\mathbf{D} = \epsilon_0 (1 + \chi_e) \mathbf{E} = \epsilon_0 \epsilon_r \mathbf{E} \quad (2.4)$$

Où

ϵ_r est la permittivité relative du matériau diélectrique

La permittivité relative peut se séparer en deux parties : soit la partie réelle et la celle imaginaire. Cette valeur varie en fonction de la fréquence. Le Tableau 2.1 présente les valeurs de permittivité relative réelle statique pour certains matériaux.

Tableau 2.1 La permittivité relative réelle statique de différent matériau

Matériau	Permittivité relative
Vide	1
Air	1,0006
PTFE (téflon)	2,0
Huile minérale	2,2
Polyéthylène	2,3
Mica	6
Eau distillée	81

Selon la loi d'Ampère, le courant total dans un diélectrique correspond à la somme du courant provenant des phénomènes de conduction et des phénomènes de polarisation.

$$\mathbf{J} = \sigma_0 \mathbf{E} + \frac{\partial \mathbf{D}}{\partial t} \quad (2.5)$$

2.6.1 Polarisation électronique

Lors de l'application d'un champ électrique à un atome, le noyau positif et le nuage d'électron s'orientent dans le sens du champ électrique. Ce déplacement crée un moment dipolaire qui est fonction de l'intensité du champ électrique (Helgeson 2000).

$$\mathbf{p}_e = \alpha_{optique} \mathbf{E} \quad (2.6)$$

Où

\mathbf{p}_e est le moment dipolaire dû à la polarisation électronique (Cm)

$\alpha_{optique}$ est la polarisabilité électronique de l'atome (Fm^2)

2.6.2 Polarisation moléculaire

La polarisation moléculaire est due à une molécule possédant un moment dipolaire total de zéro avant de lui appliquer le champ électrique. C'est seulement avec les déplacements élastiques des charges qu'une polarisation est produite (Helgeson 2000).

$$\mathbf{p}_m = \alpha_{IR} \mathbf{E} \quad (2.7)$$

Où

\mathbf{p}_m est le moment dipolaire dû à la polarisation moléculaire (Cm)

α_{IR} est la polarisabilité moléculaire (Fm^2)

2.6.3 Polarisation par orientation

Parfois une molécule possède un moment dipolaire permanent à cause de sa géométrie et de la différence d'électronégativité entre ses atomes. Certains atomes attirent davantage d'électrons autour d'eux dans une même molécule et créent un pôle positif et négatif ou encore un dipôle permanent. De cette façon, une molécule soumise à un champ électrique s'oriente dans ce champ. C'est ce qui est appelé la polarisation par orientation. Le calcul de l'apport d'une telle polarisation sur le moment dipolaire totale se calcule à l'aide de l'équation 2.8 (Helgeson 2000), où le premier terme provient d'une approximation de la fonction de Langevin pour les faibles champs électrique. Il est à noter que ce terme n'est

valable que pour un système de dipôles dilués (modèle de Debye). Dans le cas de liquides ou de solides polaires, d'autres expressions plus complexes sont disponibles dans la littérature.

$$\mathbf{p} = \left(\frac{p_{dipole}^2}{3k_B T} + \alpha_{optique} + \alpha_{IR} \right) \mathbf{E} \quad (2.8)$$

Où

\mathbf{p} est le moment dipolaire total (Cm)

p_{dipole} est le moment dipolaire permanent (Cm)

k_B est la constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K)

T est la température (K)

2.6.4 Polarisation interfaciale

Lorsqu'un matériau est hétérogène, il peut être représenté par deux condensateurs en série ayant des permittivités et conductivités différentes. La différence de permittivité des deux matériaux entraîne l'accumulation de charges électriques aux interfaces. Ce phénomène se nomme polarisation interfaciale et est représenté à la Figure 2.1. Évidemment, il ne s'agit que d'un modèle, puisqu'en réalité, les interfaces sont réparties aléatoirement à l'intérieur de l'isolant.

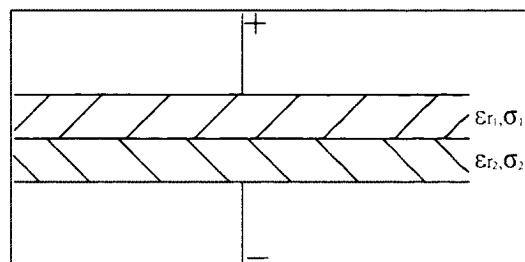


Figure 2.1 Modèle de deux diélectriques en série présentant une polarisation à leur interface.

Chacun des phénomènes présentés précédemment (polarisation électronique, moléculaire, par orientation et interfaciale) se manifeste davantage à une fréquence précise similairement aux fréquences naturelles d'un système masse-ressort. En effet, ces types de polarisation se

différencient en observant les pertes qu'ils engendrent dans le domaine fréquentiel. Les pertes de ces différentes polarisations précédemment étudiées sont illustrées dans le domaine fréquentiel à la Figure 2.2.

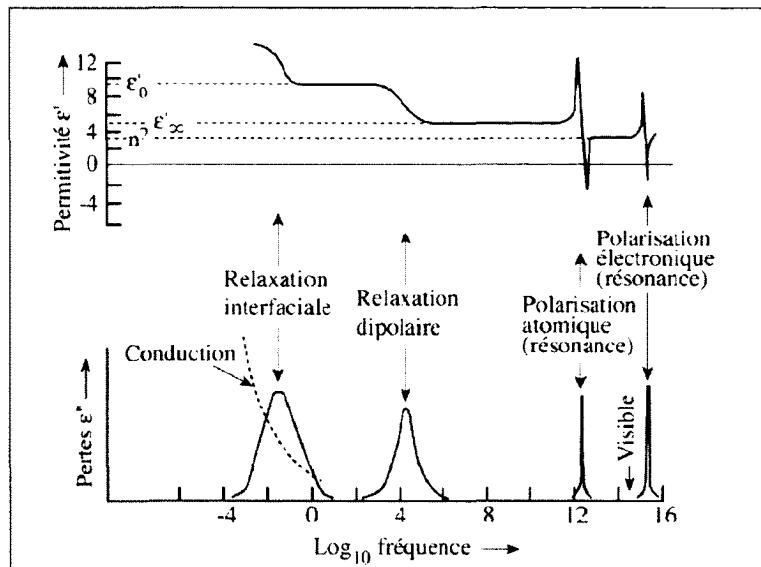


Figure 2.2 Les différents mécanismes de polarisation dans les diélectriques.
Tirée de (Amyot 2004)

2.7 La réponse diélectrique dans le domaine fréquentiel

Dans un condensateur parfait, le courant est déphasé de 90° par rapport à la tension appliquée à ses bornes. Toutefois, tous les diélectriques industriels ont une composante de courant en phase avec la tension appliquée qui engendre des pertes diélectriques. La Figure 2.3 présente le courant en phase et en quadrature avec la tension aux bornes d'un condensateur.

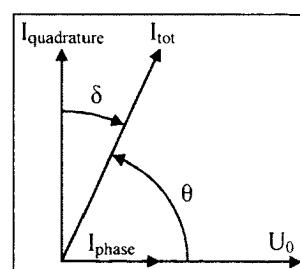


Figure 2.3 Diagramme de Fresnel.

Ceci est causé par le fait que le matériau diélectrique d'une part possède des défauts et d'autre part est polarisable, ce qui se traduit par des pertes diélectriques, soit un courant en phase avec la tension. La partie réelle de la permittivité correspond à un diélectrique parfait, tandis que la partie imaginaire représente les pertes dans l'isolant. Il s'agit en fait des pertes ohmiques dans le diélectrique causées par des déplacements de charges ainsi que les pertes dues à la polarisation. Il en va de même pour la susceptibilité électrique qui a son équivalence avec la permittivité relative. Ceci permet d'écrire les relations suivantes (Jonscher 1983) :

$$\epsilon'(\omega) = 1 + \chi'(\omega) \quad (2.9)$$

$$\epsilon''(\omega) = \frac{\sigma}{\omega\epsilon_0} + \chi''(\omega) \quad (2.10)$$

Où

$\epsilon'(\omega)$ est la permittivité diélectrique réelle

$\chi'(\omega)$ est la susceptibilité électrique réelle dans le domaine fréquentiel

$\epsilon''(\omega)$ est la permittivité diélectrique imaginaire

$\chi''(\omega)$ est la susceptibilité électrique imaginaire dans le domaine fréquentiel

ω est la fréquence angulaire (rad/s)

Ainsi, la permittivité relative complexe peut s'écrire avec l'équation 2.11.

$$\epsilon_r^*(\omega) = \epsilon'(\omega) - i\epsilon''(\omega) \quad (2.11)$$

Le courant total dans un diélectrique peut s'exprimer dans le domaine fréquentiel en déterminant la transformée de Fourier de l'équation 2.5. Cette nouvelle équation s'écrit de la façon suivante lorsque la permittivité est remplacée par la susceptibilité (Helgeson 2000).

$$J(\omega) = i\epsilon_0\omega \left[\underbrace{1 + \chi'(\omega)}_{\text{en quadrature}} - i \underbrace{\left(\frac{\sigma}{\omega\epsilon_0} + \chi''(\omega) \right)}_{\text{en phase}} \right] E(\omega) \quad (2.12)$$

Les termes du courant en phase avec la tension représentent correctement les courants de conduction et les pertes diélectriques.

En appliquant une tension alternative aux bornes d'un condensateur plan-plan, le courant traversant l'isolant est défini par l'équation 2.13.

$$I(\omega) = (\epsilon''(\omega) - i\epsilon'(\omega))\omega C_0 U(\omega) \quad (2.13)$$

Où

$U(\omega)$ est la tension appliquée au condensateur (V)

C_0 est la capacité géométrique du condensateur (F)

La capacité complexe en fonction de la fréquence s'exprime par l'équation 2.14.

$$C^*(\omega) = C'(\omega) - iC''(\omega) \quad (2.14)$$

Cette dernière équation permet de décomposer le déphasage entre la partie imaginaire et la capacité totale. Il s'agit en fait de la tangente de l'angle des pertes.

$$\tan \delta = \frac{C''(\omega)}{C'(\omega)} \quad (2.15)$$

Où

$\tan \delta$ est la tangente de l'angle des pertes diélectriques

2.8 La réponse diélectrique dans le domaine temporel

Il est à noter que les dépendances temporelles du champ électrique et de la polarisation sont différentes à cause de l'inertie du diélectrique à répondre à l'excitation qui lui est imposée. Il est d'usage d'écrire la polarisation comme suit (Jonscher 1983) :

$$P(t) = \epsilon_0 \int_0^t f(\tau) E(t - \tau) d\tau \quad (2.16)$$

Où

$f(t)$ est la fonction de réponse diélectrique

De cette façon, la densité de courant total dans le domaine temporel peut se calculer en combinant les équations 2.2, 2.5 et 2.16. La formule devient alors l'équation 2.17.

$$J(t) = \underbrace{\sigma_0 E(t)}_{\text{conduction}} + \varepsilon_0 \frac{\partial}{\partial t} \left[E(t) + \int_0^t f(\tau) E(t-\tau) d\tau \right] \quad (2.17)$$

La fonction de réponse diélectrique représente les mécanismes de polarisation lents. Il existe plusieurs fonctions de réponse diélectrique qui ont été déterminées de façon empirique à partir des mesures obtenues sur différents échantillons. La Figure 2.4 présente quelques-unes de ces fonctions comme par exemple, les fonctions de Debye et de Curie-Von-Schweidler, cette dernière étant souvent observée dans le polyéthylène.

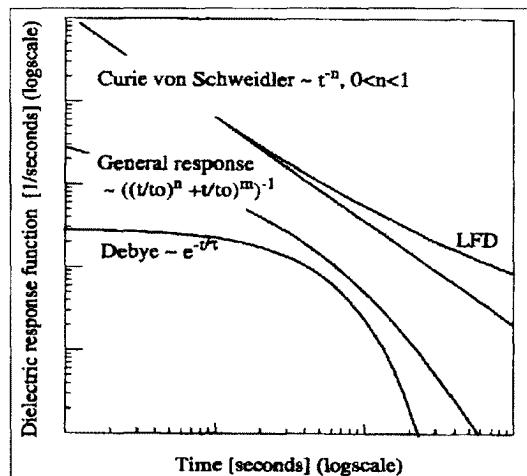


Figure 2.4 Différents type de fonction de réponse diélectrique dans le domaine temporel.
Tirée de (Hvidsten 1999)

Dans le cas de l'application d'un échelon de tension et si le courant obéit à une loi de Curie-Von-Schweidler la fonction de réponse diélectrique est présentée à l'équation 2.18.

$$f(t) = At^{-n} \quad (2.18)$$

Où

A est une constante;

n est une constante supérieure à 0.

2.9 Mesures des pertes diélectriques

Dans le but de déterminer l'état de dégradation d'un système d'isolation électrique, plusieurs méthodes de mesures des pertes diélectriques ont été élaborées. Dans le domaine temporel, les mesures de courants de polarisation et de dépolarisation ainsi que de la tension de retour sont utilisées. D'autres techniques utilisent le domaine fréquentiel pour caractériser les isolants soit par la mesure de la capacité imaginaire, ou encore son équivalent, la tangente de perte diélectrique notée $\tan \delta$. Il faut comprendre que ces méthodes sont équivalentes : il est possible de passer du domaine temporel au domaine fréquentiel et de convertir le courant de polarisation en tension de retour.

2.10 Mesures dans le domaine temporel

Il existe plusieurs méthodes de mesure qui caractérisent l'état d'un diélectrique. La Figure 2.5 représente le principe de mesure d'une spectroscopie diélectrique temporelle. Cette méthode consiste en l'application d'un échelon de tension aux bornes de l'objet d'essai pendant un certain temps et la lecture du courant de charge. Par la suite, la tension est remise à zéro et le courant est enregistré pendant la dépolarisation du matériau.

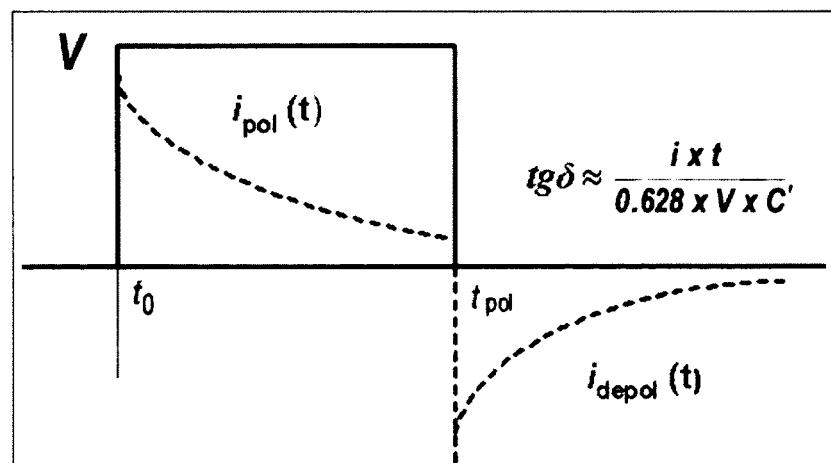


Figure 2.5 Principe de mesure de spectroscopie diélectrique temporelle.

Cette méthode permet de mieux investiguer les mécanismes de polarisation lents. Ils correspondent également à ceux intéressants pour détecter les arborescences d'eau. Les courants ainsi mesurés seront donnés par l'équation suivante (Helgeson 2000).

$$i(t) = \frac{C_0}{\epsilon_0} \left(\sigma_0 U(t) + \epsilon_0 \epsilon_\infty \frac{dU(t)}{dt} + \epsilon_0 \frac{d}{dt} \int_0^t f(\tau) U(t-\tau) d\tau \right) \quad (2.19)$$

Où

$U(t)$ est la fonction représentant la tension appliquée durant la polarisation (V);

ϵ_∞ est la permittivité à une fréquence beaucoup plus élevée que la fréquence d'intérêt.

En utilisant un échelon de tension suivi d'un court-circuit pour $U(t)$, l'expression analytique du courant de polarisation et de dépolarisation s'écrit de la façon suivante (Helgeson 2000) :

$$i_{\text{pol}}(t) = \left(\frac{\sigma}{\epsilon_0} + \epsilon_\infty \delta(t) + f(t) \right) C_0 U_0 \quad 0 \leq t \leq t_1 \quad (2.20)$$

$$i_{\text{depol}}(t) = -(f(t') - f(t'+t_1) + \epsilon_\infty \delta(t')) C_0 U_0 \quad t_1 \leq t' \leq \infty \quad (2.21)$$

Où

$\delta(t)$ est la fonction delta de Dirac

t_1 est le temps de polarisation (s)

t' est le temps en dépolarisation i.e. $t' = t - t_1$

Le courant de polarisation se compose de trois parties : le courant capacitif, le courant d'absorption et le courant de conduction. D'un autre côté, le courant de dépolarisation ne comporte que les deux premières parties. Le courant capacitif est en fait le courant responsable de la charge du condensateur jusqu'à la tension U_0 . Son effet devient rapidement négligeable lorsque la résistance de mesure du système est appropriée et que le temps de charge devient plus élevé. De plus, l'utilisation de la résistance de mesure retire le terme de dirac dans l'équation 2.22. Le courant d'absorption est dû aux diverses polarisations. Le courant de conduction est associé aux charges qui sont capables de traverser l'isolation. Tous ces courants peuvent être associés à l'aide de l'équation 2.20 (Helgeson 2000).

$$i_{cap}(t) = \epsilon_r \delta(t) C_0 U_0 \quad (2.22)$$

$$i_{abs}(t) = f(t) C_0 U_0 \quad (2.23)$$

$$i_{dc} = \frac{\sigma}{\epsilon_0} C_0 U_0 \quad (2.24)$$

Le courant de dépolarisation est souvent noté avec une inversion de signe afin de représenter le fait qu'il est inversé par rapport à celui en polarisation.

$$i_{pol}(t) = i_{cap}(t) + i_{abs}(t) + i_{dc}(t) \quad (2.25)$$

$$i_{depol}(t) = -i_{cap}(t) - i_{abs}(t) \quad (2.26)$$

À l'aide de ces courants dans le domaine temporel, les pertes diélectriques dans le domaine fréquentiel peuvent être calculées à l'aide d'une transformée de Fourier. Étant donné que la forme de la courbe correspond à une fonction de réponse diélectrique de Curie-Von-Schweidler tel qu'énoncé à l'équation 2.18, il est possible d'utiliser une approximation de la transformée de Fourier. Il s'agit de la transformée de Hamon et son expression est présentée à l'équation 2.27. Elle permet de calculer rapidement dans le domaine fréquentiel la tangente de perte diélectrique à partir du courant mesuré (Hamon 1952). Il s'agit de la tangente de l'angle δ illustré à la Figure 2.3.

$$\tan \delta \approx \frac{i \times t}{0,628 \times U_0 \times C'} \quad (2.27)$$

Où

i est le courant instantané (A)

t est le temps correspondant au courant instantané (s)

U_0 est la tension appliquée (V)

C' est la capacité de l'échantillon (F)

De plus, l'approximation d'Hamon nécessite une conversion du temps en domaine fréquentiel à l'aide de la formule suivante.

$$f = \frac{0,1}{t} \quad (2.28)$$

Cette technique permet de se rapprocher de très près d'une transformée de Fourier si la valeur de la pente possède des valeurs bien précises. En effet, il est nécessaire que la fonction de

réponse diélectrique correspond à une Curie-Von-Schweidler, soit sous la forme At^{-n} et que la valeur de n soit comprise entre 0,3 et 1,2 (Hamon 1952). La Figure 2.6 compare des mesures obtenues dans le domaine fréquentiel à d'autres dans le domaine temporel sur un même échantillon. Les mesures en point noir ont été acquises dans le domaine temporel, converties à l'aide d'une transformée de Laplace dans le domaine fréquentiel. Il est avantageux d'utiliser cette technique dans le domaine des basses fréquences, inférieur à 10 Hz, car le temps d'acquisition est beaucoup plus court dans le domaine du temps que dans le domaine des fréquences.

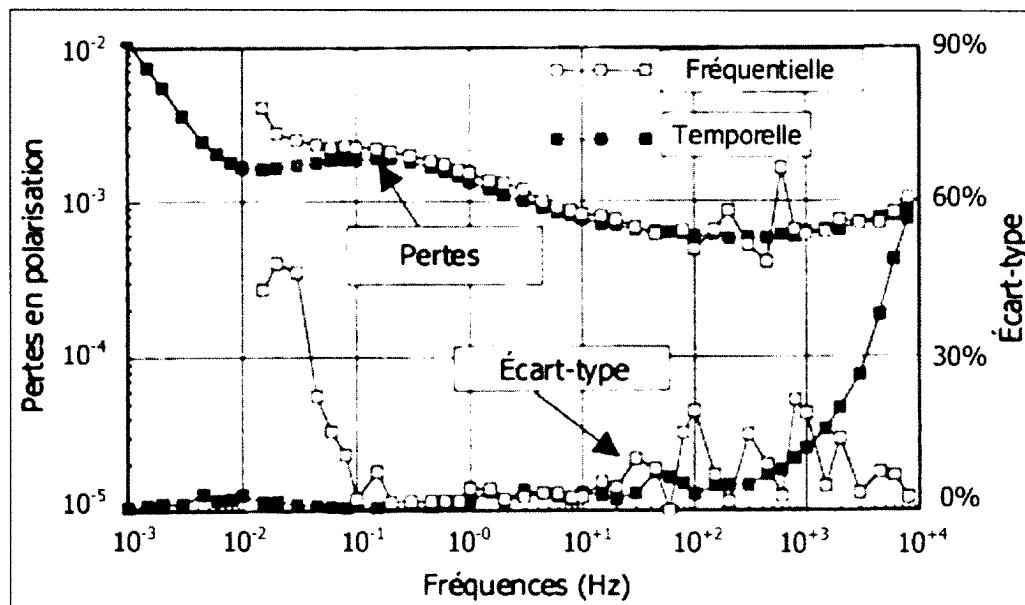


Figure 2.6 Comparaison des pertes acquises dans le domaine temporel et le domaine fréquentiel.

Tirée de (Fourmigue, Parpal et al. 1992)

2.11 Rupture diélectrique des isolants

La rupture diélectrique d'un isolant survient lorsqu'un champ électrique trop intense lui est appliqué. Ceci change la nature du matériau le rendant conducteur et crée un arc électrique à l'intérieur du matériau le rendant inutilisable. Ces champs peuvent servir à caractériser l'état de dégradation d'un système d'isolation selon certains paramètres de vieillissement. La

statistique de claquages des isolants polymères industriels est toujours définie par la présence de défauts : impuretés, cavités, protrusions, etc. Les valeurs intrinsèques de claquages de ces matériaux ne sont pas précisément connues, mais elles sont beaucoup plus élevées que celles des matériaux de câbles. Par contre, des mesures effectuées sur des échantillons très minces, donc possiblement de meilleure qualité et possédant une moins grande quantité de défauts, montrent que les tensions de claquage sont plusieurs fois supérieures à celles mesurées sur des équipements réels. Le résultat est que la durée de vie résiduelle d'un équipement électrique dépend essentiellement des défauts locaux présents dans son isolation. La tension de rupture diélectrique des câbles extrudés, appelée aussi la tension de claquage, varie selon plusieurs paramètres : la température, l'humidité, le taux de cristallinité, la densité de l'isolant, les défauts locaux, etc. De tous ces paramètres qui affectent la tension de claquage, c'est la présence de défauts qui sera responsable de la grande dispersion entre les valeurs observées sur un équipement donné. La tension de claquage peut varier pour un même système d'isolation d'un facteur deux comme l'illustre la Figure 2.7.

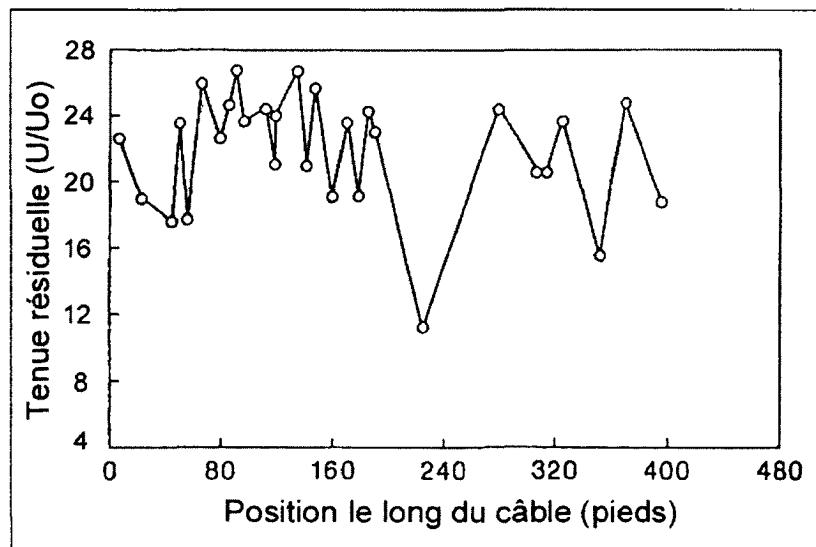


Figure 2.7 Tension de claquage en fonction de la distance pour un câble de moyenne tension.
Adaptée de (Thue 1999)

Les tensions de claquage dépendent aussi de la façon dont elles sont mesurées : une rampe de tension progressive avec une pente constante ou une suite successive de paliers de tension

avec une durée constante telle qu'énoncée dans le standard ASTM-D-149. Lorsque l'isolant claque, le temps et la tension sont notés afin de comparer des échantillons. En général, les tensions de claquage obtenues avec une rampe sont légèrement supérieures à celles obtenues par paliers.

La grande dispersion des tensions de claquage d'un même système d'isolation nécessite une analyse statistique afin de pouvoir comparer adéquatement des changements de propriétés diélectriques en fonction des différents paramètres. La représentation des données de claquage est aussi très importante. Les tensions de claquage sont généralement représentées par une distribution de Weibull : des graphiques de Weibull sont utilisés afin d'illustrer les résultats expérimentaux. Ce type de graphique permet de présenter les résultats de tension de claquage et leurs intervalles de confiance. La norme IEEE-STD-930-2004 détermine les équations pour les calculs de probabilité. Les données sont des valeurs de tension de claquage. Ils peuvent aussi correspondre à des temps dans le cas d'un essai d'endurance sous tension constante. La probabilité cumulative de rupture peut se calculer à l'aide d'une distribution de Weibull à 2 paramètres comme dans l'équation suivante :

$$P(t) = 1 - e^{(-[t/\alpha]^\beta)} \quad (2.29)$$

Où

$P(t)$ est la probabilité qu'un claquage survient à un temps t (%)

α est le paramètre d'échelle

β est le paramètre de forme

t est le temps (s)

Les estimateurs $\hat{\alpha}$ et $\hat{\beta}$ des valeurs réelles mais non connus α et β sont calculés pour chaque population de câbles en utilisant la méthode de vraisemblance maximale. Étant donné que les valeurs de temps de claquage sont obtenues à partir d'un certain nombre de valeur et qu'il est non probable qu'ils correspondent aux valeurs réelles, les intervalles de confiance des estimateurs $\hat{\alpha}$ et $\hat{\beta}$ sont déterminées par la méthode conditionnelle (Stone and Lawless 1979). À l'aide de ces intervalles de confiance, il devient possible de comparer des séries de

données. Dans le cas où les intervalles de confiance à 90 % de deux séries de données ne se chevauchent pas, ils sont considérés statistiquement différents. Pour comparer les résultats expérimentaux avec la courbe de vraisemblance maximale, l'estimateur suivant est utilisé. Il ne correspond pas à celui de la norme, mais est basé sur le même principe.

$$P(i,n) = \frac{i - 0,3}{n + 0,4} \quad (2.30)$$

Où

$P(i,n)$ est la probabilité cumulative de claquage correspondant à la $i^{\text{ème}}$ mesure pour un échantillon de taille n

i est l'ordre des spécimens lorsqu'ils sont placés en ordre de la plus petite à la plus grande valeur de tension de claquage

n est le nombre total de spécimens utilisés

La Figure 2.8 illustre un graphique de Weibull présentant les données statistiques d'une série d'échantillons de petits câbles d'isolant XLPE ayant été claqués. Leurs intervalles de confiance sont aussi illustrés.

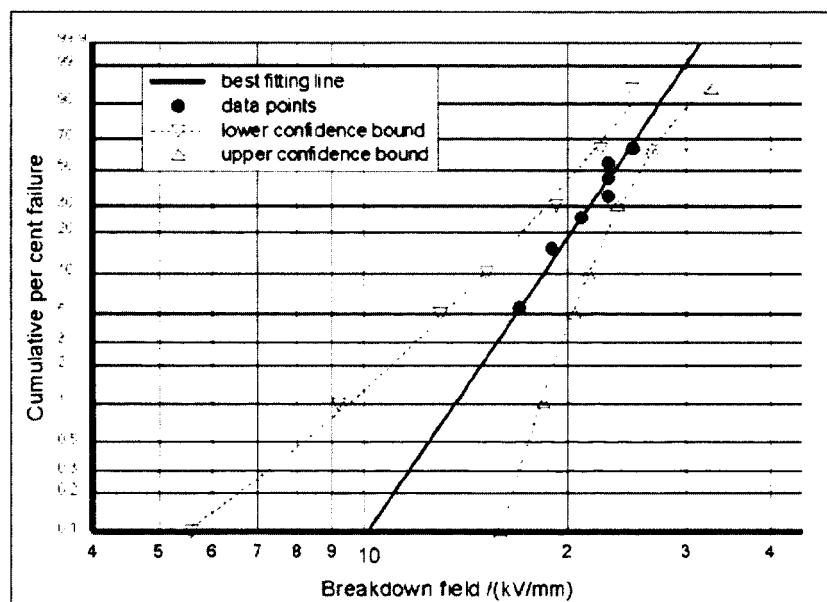


Figure 2.8 Graphique de Weibull avec la courbe de vraisemblance maximale et les intervalles de confiance.
Tirée de la norme (IEEE 2005)

CHAPITRE 3

ÉCHANTILLONS DE CÂBLES MINIATURES

3.1 Introduction

Ce chapitre porte sur les mesures comparatives des propriétés du polyéthylène utilisé dans cette étude et celles du polyéthylène utilisé dans les câbles de distribution. L'isolation des câbles de distribution consiste en du polyéthylène réticulé alors que celle des câbles coaxiaux est du polyéthylène faible densité non réticulé. Il s'agit donc de déterminer les différences et similitudes entre le polyéthylène basse densité et le polyéthylène réticulé. Tout d'abord, des mesures de densité, de spectre infrarouge et de taux de cristallisation ont été effectuées. Du point de vue électrique, les caractéristiques sont sensiblement les mêmes, c'est du côté mécanique que les différences sont notables. Les mesures ont démontré que la densité du polyéthylène de câble miniature soit RG58 était d'environ $0,93 \text{ g/cm}^3$.

3.2 Extrémités des câbles

Dans le but d'augmenter plus rapidement la quantité d'eau absorbée par l'isolation des câbles, la gaine extérieure a été retirée. Sachant que les échantillons seront soumis à une tension de 5 kV, il est nécessaire d'enlever une section de la tresse externe empêchant un contournement par arc électrique dans l'air. Finalement, une bande de téflon permet de réduire le fort champ électrique tangentiel le long de la surface de l'isolation sur l'extrémité de la tresse. En effet, le champ devient beaucoup plus intense dû à l'effet de bord près de la terminaison de la tresse. La Figure 3.1 présente la répartition du champ électrique près de la surface d'un câble dont l'isolant est mis à nu. L'écran semi-conducteur est remplacé par la tresse extérieure du câble dans notre cas. Il est clair que du téflon empêchera le champ électrique de produire une contrainte locale supplémentaire à cet endroit. Les décharges partielles de surface dans cette zone seront évitées ainsi que les courants de surfaces sur les extrémités. Le câble doit vieillir de façon globale et non pas davantage aux extrémités.

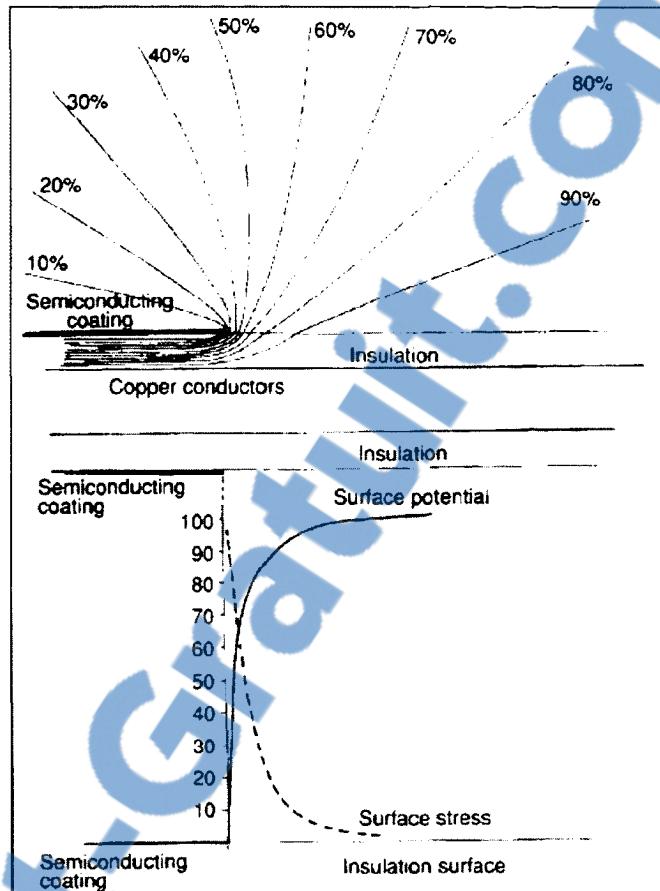


Figure 3.1 Le champ et la distribution du stress électrique le long de la surface d'isolant due à la fin de l'écran semi-conducteur.

Tirée de (Roberts 1995)

Toutes ces manipulations sont nécessaires afin d'acquérir correctement la valeur du courant traversant l'isolation. La forme des extrémités des échantillons, leurs dimensions et les différentes composantes du câble sont présentées à la Figure 3.2.

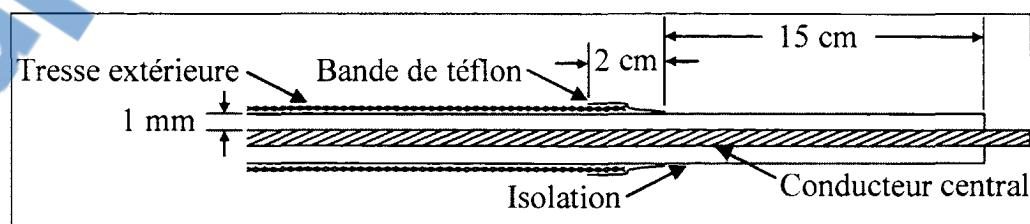


Figure 3.2 Extrémité d'un câble.

3.3 Distribution du champ électrique

Les câbles miniatures ont une épaisseur d'isolant d'un millimètre tandis que le conducteur central a un diamètre d'un millimètre également. La Figure 3.3 est une représentation de la vue radiale d'un câble RG58 où le conducteur central est constitué de plusieurs fils d'aluminium.

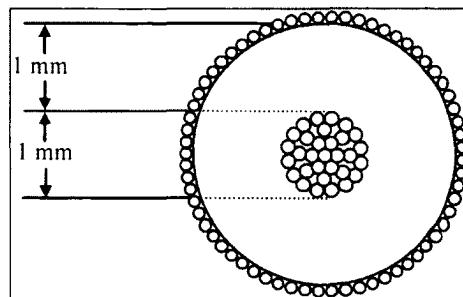


Figure 3.3 Géométrie du câble miniature.

Il n'y a pas d'écran semi-conducteur comme sur un câble de haute tension : une tresse extérieure de mise à la terre est directement en contact avec l'isolant. Conséquemment, il existe une petite zone où le champ électrique n'est pas parfaitement radial. Si cet effet est négligé, le champ électrique dans un câble coaxial en fonction du rayon se calcule avec la formule suivante :

$$E = \frac{V}{r \times \ln\left(\frac{R_1}{R_0}\right)} \quad (3.1)$$

Où

E est le champ électrique pour le rayon r (V/mm)

V est la tension du conducteur central (V)

r est le rayon (mm)

R_1 est le rayon extérieur de l'isolation (mm)

R_0 est le rayon extérieur du conducteur central (mm)

Le champ électrique à l'intérieur de l'isolation varie en fonction de la position radiale comme l'illustre la Figure 3.4. Ces données ont été calculées à partir de l'équation 3.1. La valeur du rayon R_0 est de 0,5 mm, tandis que la tension du conducteur central utilisée est celle du vieillissement accéléré soit 5 kV_{AC}. Étant donné la tolérance dans l'épaisseur d'isolation, différentes valeurs de rayons extérieurs ont été utilisées afin de montrer l'augmentation du gradient interne.

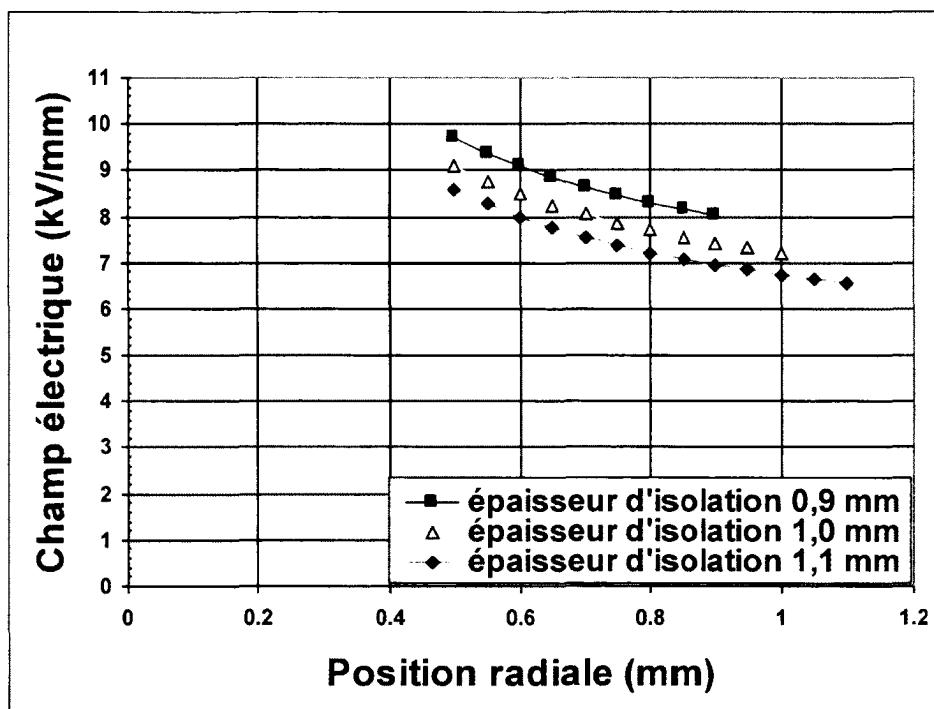


Figure 3.4 Le champ électrique en fonction de la position radiale dans l'isolation.

3.4 Mesure de spectroscopie infrarouge

Dans le but de comparer le polyéthylène utilisé dans les câbles miniatures et ceux des câbles de distribution, des mesures de spectroscopie infrarouge ont été effectuées. Celles-ci permettent de savoir si des additifs ont été ajoutés dans le polyéthylène utilisé et s'il y a davantage d'oxydation. Le polyéthylène réticulé a été conçu afin d'augmenter la température d'opération des câbles à 90 °C ; le polyéthylène sans réticulation devenant trop mou à une

température supérieure à 70 °C pour être utilisé comme câble. Il n'y a pas beaucoup de différence entre les deux types de polymères. Les pics d'absorption principaux sont les mêmes pour les deux matériaux selon le spectre infrarouge présenté à la Figure 3.5. La courbe supérieure représente le XLPE tandis que celle inférieure correspond au polyéthylène des câbles miniatures.

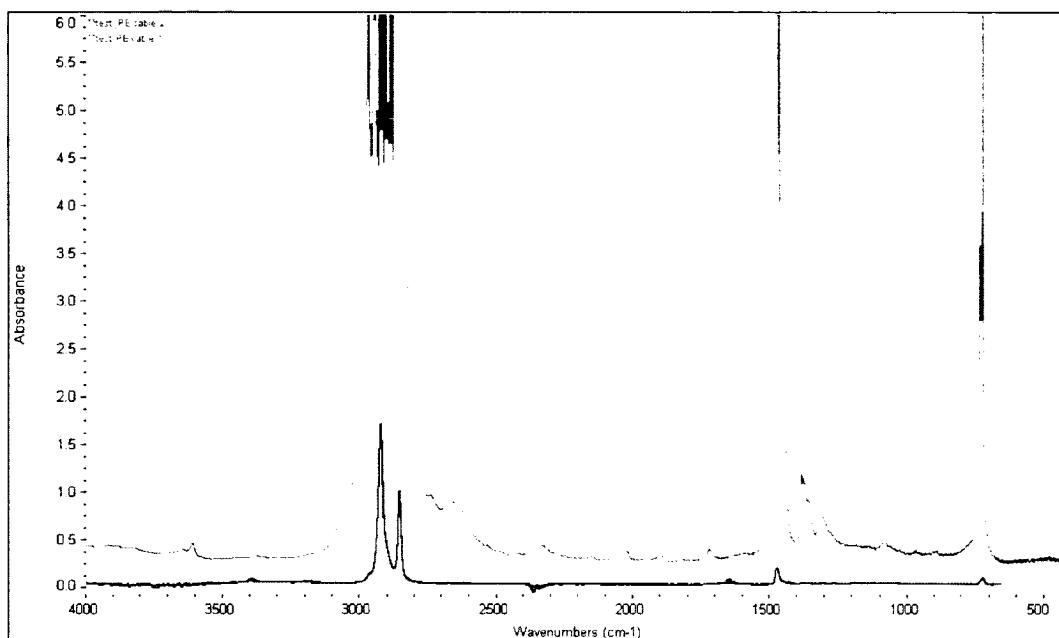


Figure 3.5 Mesure de spectre infrarouge sur polyéthylène et polyéthylène réticulé.

3.5 Taux de cristallinité

Le polyéthylène est un polymère qui possède des zones amorphes et cristallines. Il est possible de calculer le taux de cristallinité à partir d'une mesure de calorimétrie (DSC). En chauffant le polyéthylène, les zones cristallines se transforment en zones amorphes et libèrent de la chaleur qui peut être détectée. La quantité de chaleur dissipée en fonction du poids du matériau chauffé correspond à une certaine quantité de zones cristallines transformées. Au fur et à mesure que les zones cristallines se changent en zones amorphes, le matériau se comporte comme un caoutchouc. Le processus est aussi réversible, c'est-à-dire qu'en refroidissant, le polyéthylène se cristallise à nouveau. Il y a donc une plage de température

pour laquelle le polyéthylène cristallin se fusionne. Le polyéthylène totalement cristallin aurait une chaleur de fusion massique de 293 J/g. La Figure 3.6 illustre les mesures de calorimétrie effectuées sur un échantillon d'isolant utilisé dans cette étude. La chaleur massique mesurée est de 85,57 J/g ce qui correspond à un taux de cristallinité de 29,2% pour ce polyéthylène. La température maximale de fusion pour le premier passage est de 114°C. Celle de cristallisation est de 108°C. Finalement, la température de fusion au deuxième passage est de 118°C.

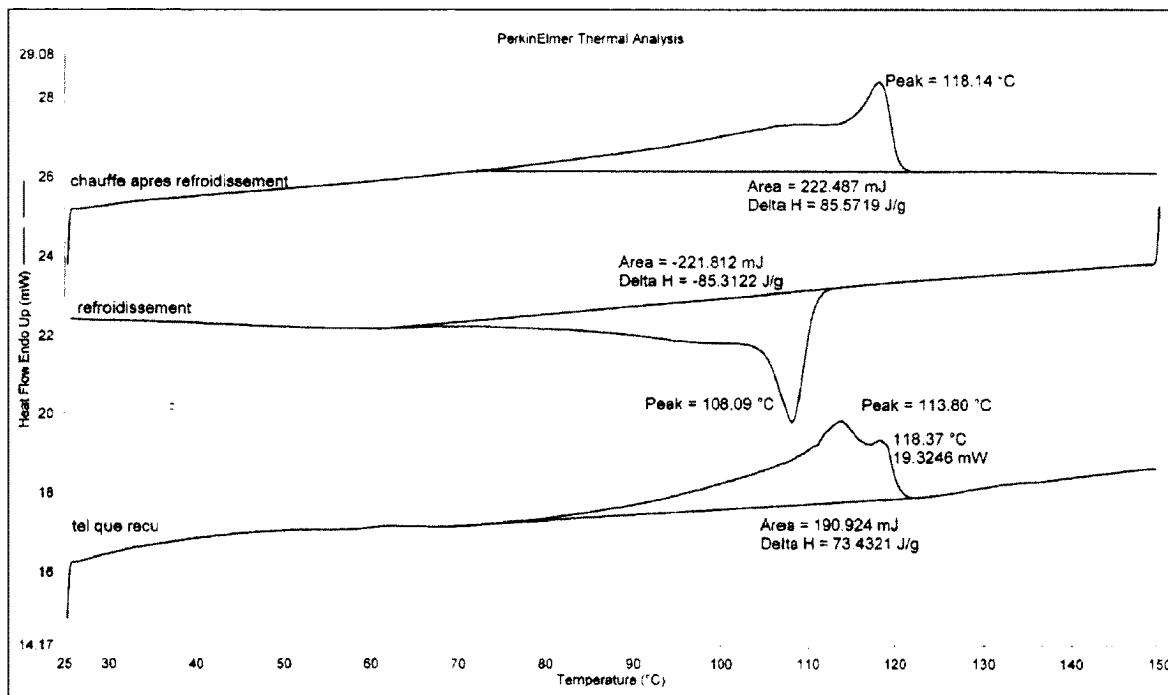


Figure 3.6 Résultats des mesures de calorimétrie.

Les zones cristallines et amorphes sont distribuées aléatoirement dans tout le volume du polymère. Il y a alors des différences de densités dans l'isolant ainsi que des défauts locaux dans les zones amorphes. Lors de sa fabrication, de son extrusion plus précisément, de petites particules inorganiques ou même organiques peuvent s'introduire dans l'isolation et viennent altérer sa pureté. De plus, il est possible de retrouver de grande cavité ou des défauts dans les torons du conducteur central. La Figure 3.7 présente plusieurs types de défauts qui peuvent modifier les mesures de pertes diélectriques.

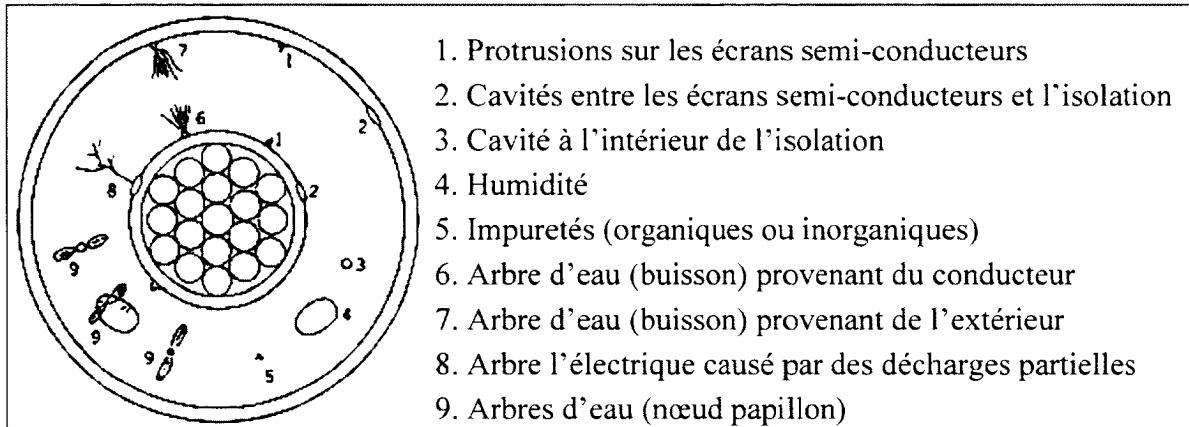


Figure 3.7 Les différents types de défauts présents dans une isolation.

Tirée de (Futuka, Iwata et al. 1987)

Toutes ces défectuosités réunies ont pour résultat qu'un câble est non-homogène sur toute sa longueur et viennent expliquer les différences entre les tensions de claquage de la Figure 2.7.

3.6 Vieillissement par arborescences d'eau

Plusieurs types de défauts peuvent apparaître dans une isolation de câble avec le vieillissement. Les arborescences d'eau sont des changements physico-chimiques que subit l'isolation lorsqu'il est en présence d'eau et d'un champ électrique. Les câbles souterrains sont régulièrement immersés dans l'eau due aux fuites de l'aqueduc des villes ou tout simplement à cause de l'eau de pluie qui s'accumule dans les conduits. L'eau sous forme gazeuse diffuse à l'intérieur de l'isolation du câble. Les isolations PE et XLPE possèdent des zones amorphes, des zones cristallines et aussi des cavités. Ces dernières peuvent avoir des diamètres de l'ordre du nanomètre et accueillir beaucoup de molécules d'eau. Il s'agit en fait du volume libre entre les différentes chaînes de polyéthylène. L'eau sous forme de vapeur qui diffuse à l'intérieur de ces cavités peut se condenser si elle est en assez grande quantité.

L'eau est une molécule dipolaire due à sa géométrie : l'atome d'oxygène d'un côté et de l'autre les deux atomes d'hydrogène. Les hydrogènes partagent leurs électrons avec l'oxygène ce qui crée un côté qui possède davantage de polarité positive contrairement à l'autre qui possède plus d'électrons, le côté négatif.

La géométrie d'un câble sous tension crée un champ électrique non uniforme dans l'isolation. Ce champ est orienté de façon radiale par rapport au conducteur central. L'eau à l'intérieur de la cavité peut alors se polariser dans le sens du champ électrique. Il n'y a pas de modèle bien précis afin de déterminer adéquatement comment la propagation des arbres d'eau se produit. Une des idées pour l'expliquer est le phénomène qui est appelé diélectrophorèse. Ceci consiste en une force exercée sur une particule diélectrique possédant un dipôle permanent en présence d'un champ électrique non uniforme. La force électrique résultant de l'interaction entre le dipôle et le champ électrique appliqué permettrait de créer une contrainte mécanique sur le polymère et finirait par générer une fissure dans le polymère pour ainsi joindre deux cavités formant une sorte de branche. L'eau pourrait ensuite se propager d'une cavité à l'autre, poursuivre son chemin de façon aléatoire et ultimement créer ce qui est appelé un arbre d'eau.

Il existe différents types d'arborescences d'eau dans l'isolation de polyéthylène. Il s'agit des arbres nœud papillon plus connus sous leur nom anglais «bow-tie» et les arbres éventails qui sont connus aussi sous le nom d'arbre buisson ou encore en anglais «vented». Leurs noms proviennent de la forme qu'ils font lorsqu'ils sont examinés au microscope dans une tranche d'isolation. Les nœuds papillons sont créés à l'intérieur de l'isolation, tandis que les éventails s'initient soit près du conducteur central ou directement de l'extérieur. Il est nécessaire d'avoir un défaut sur la surface pour qu'un arbre éventail débute sa croissance. La Figure 3.8 représente une tranche de 200 μm d'épaisseur d'un câble ayant une arborescence d'eau éventail débutant de l'extérieur. Ce type de défaut croît vers le centre de l'isolation comme le montrent les différentes branches. Il est nécessaire de teindre les tranches afin de visualiser les arborescences d'eau présente dans l'isolation.



Figure 3.8 Arborescence d'eau de type éventail dans l'isolation d'un câble.

Les arbres d'eau nœuds papillons croissent au centre de l'isolation de façon radiale et dans les deux sens en même temps, c'est-à-dire vers l'extérieur et vers le conducteur central. Ils peuvent s'initier autour d'un défaut organique ou inorganique ou même d'une cavité. La Figure 3.9 est un gros plan d'une arborescence d'eau de type nœud papillon. Le défaut initial est visible au centre tandis que les deux arbres s'orientent dans le sens du champ radial.



Figure 3.9 Arborescence d'eau de type nœud papillon dans l'isolation d'un câble.

CHAPITRE 4

MONTAGES EXPÉRIMENTAUX

4.1 Introduction

Ce chapitre présente l'ensemble des montages utilisés lors de cette étude et explique également leur fonctionnement. Les différents paramètres ajustables aux montages sont expliqués ainsi que leurs limitations. Toutes les manipulations nécessaires afin d'obtenir des mesures de qualité insensibles au bruit sont élaborées. Il est question du système de mesure de pertes diélectriques le SDT, du montage de vieillissement et de conditionnement des câbles, du montage de claquage des câbles miniatures et finalement du montage de découpe des tranches de câbles. De plus, une section explique l'utilisation du logiciel permettant de faire l'acquisition des mesures diélectriques.

4.2 SDT-calorifique

Le nom de ce montage provient du fait qu'il contient un four contrôlé en température. Ce montage est utilisé pour faire de la spectroscopie diélectrique temporelle sur un petit objet d'essai. Il consiste en une source haute tension Glassman® à courant continu qui sert à charger l'échantillon grâce à l'activation d'un relais haute tension. Ensuite, un électromètre Keithley® 6517A est placé en série avec l'échantillon pour acquérir la valeur du courant. Une résistance de mesure complète le circuit, afin que la constante de temps du système soit entre 0.5 et 2 secondes ce qui réduira l'influence du bruit sur l'électromètre. La valeur de la résistance de mesure est de $1024\text{ M}\Omega$. Le schéma électrique du circuit est présenté à la Figure 4.1. La représentation du four encadre l'échantillon, mais ne fait toutefois pas partie du circuit. La composante représentée par la lettre « E » encerclée est en fait l'électromètre.

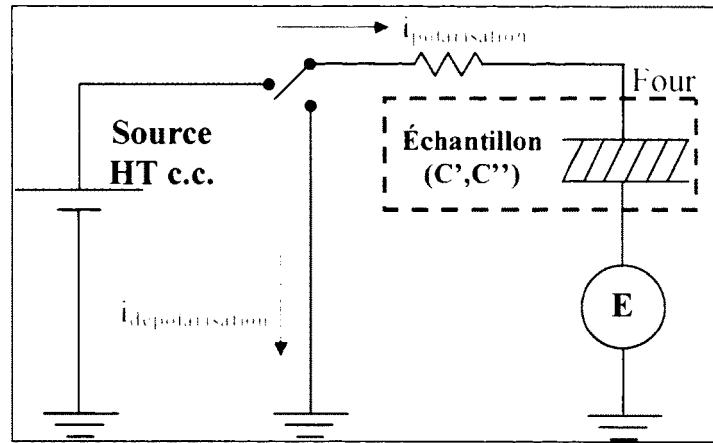


Figure 4.1 Schéma du circuit du SDT-calorifique.

Pour utiliser le montage jusqu'à des tensions de 10 kV, il est nécessaire d'avoir un relais qui ne provoque pas de décharges partielles dans l'air. C'est la raison pour laquelle un relais de verre sous vide est requis. Ce qui permet de lire un signal de courant aussi bas que 0,1 pA sans influence du bruit ambiant. Le relais, la résistance de mesure et leurs connexions sont montrés à la Figure 4.2 dans une boîte en métal. Celle-ci sert à réduire l'influence du bruit ambiant, des poussières et de l'humidité sur les surfaces. De plus, une plaque de téflon au fond de la boîte permet de ne pas avoir de courant de fuite entre le relais ou la résistance et la mise à la terre.

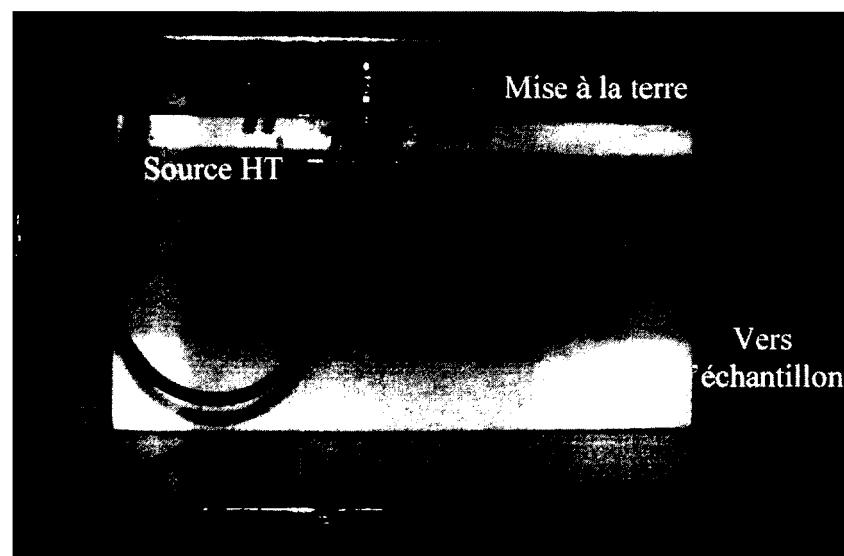


Figure 4.2 Relais de verre et résistance en série.



Figure 4.3 Montage dans le four.

La Figure 4.3 montre un objet d'essai à l'intérieur du four qui permet de contrôler la température de l'échantillon lors des mesures. Il peut varier ce paramètre de -70°C à +90°C à l'aide d'un compresseur et d'un élément chauffant. De plus, le four agit comme une cage de Faraday dans le but de réduire le bruit ambiant qui pourrait influencer la mesure. Finalement, des plaques de téflon au fond du four isole l'échantillon qui doit demeurer flottant durant l'essai. Pour ne pas créer de charges piézoélectriques dans l'isolation (Greaves, Fowler et al. 1974), le câble doit être en relaxation pendant environ trois heures avant d'effectuer les mesures de pertes diélectriques. L'ensemble du montage est relié à un ordinateur utilisant un logiciel LabVIEW® capable de faire le contrôle des appareils, l'acquisition et le traitement des données. Le montage est présenté à la Figure 4.4.



Figure 4.4 Montage expérimental du SDT-calorifique.

Lorsque l'objet d'essai est un échantillon avec une géométrie de type plan-plan, il est nécessaire d'utiliser un porte-échantillon spécial pour réaliser correctement la mesure. Un échantillon de polyéthylène est inséré entre les deux électrodes circulaires sur la Figure 4.5. Le montage est relié à l'électromètre par le bas et isolé par une plaque de téflon. Un anneau métallique sert de garde afin de diminuer les courants de surface qui pourrait survenir sur les cylindres de téflon. Ces derniers viennent isoler la haute tension située au-dessus du montage.

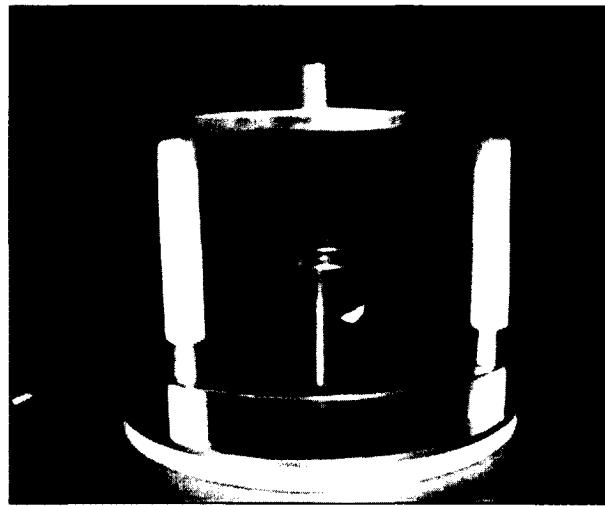


Figure 4.5 Porte échantillon de l'objet d'essai pour un échantillon plan-plan.

4.3 SDT-2

Ce montage ressemble beaucoup au SDT-calorifique, puisque lui aussi sert à faire des mesures de spectroscopie diélectrique temporelle. Il a été mis sur pied dans le but de faire des mesures en laboratoire mais aussi dans les réseaux de distribution. Le montage a comme particularité d'être capable de demeurer insensible au bruit jusqu'à des tensions de 15 kV. Son circuit, qui est présenté à la Figure 4.6, est un peu plus complexe que le précédent, car il nécessite de protéger l'électromètre face aux courants transitoires trop élevés. De plus, les relais haute tension sont dans une enceinte scellée pour éviter que des particules ou de la poussière s'accumulent sur les surfaces des relais. Un dessiccateur permet aussi de réduire la

présence d'humidité dans l'enceinte. L'humidité dans cette espace peut être mesurée à l'aide d'un hygromètre. Il ne faut pas effectuer de mesure lorsque l'humidité est trop élevée. En effet, des particules d'eau viendront se déposer sur les relais de verre et créeront un courant de fuite qui perturbera la mesure.

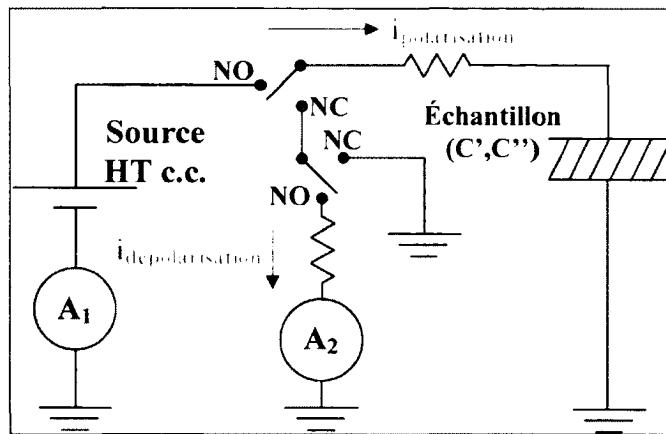


Figure 4.6 Schéma du circuit de SDT-2.

Un câble triaxial est utilisé comme électrode haute tension afin de réduire au maximum le bruit lorsque la tension est élevée. Finalement, un ordinateur portable est utilisé pour le contrôle du système en utilisant le même logiciel que le SDT-calorifique. La boîte du montage ainsi que l'ordinateur de contrôle sont présentés à la Figure 4.7.

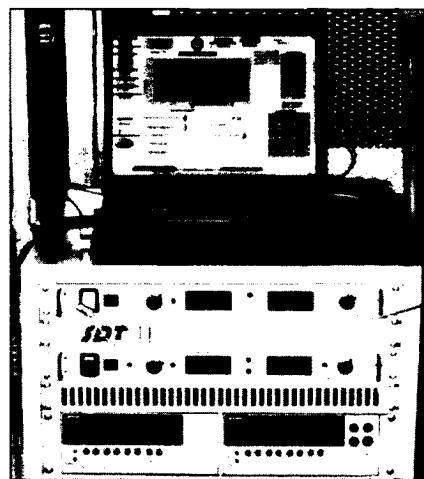


Figure 4.7 Montage expérimental du SDT-2.

4.4 Système de contrôle

Voici quelques prises d'écran qui expliquent les diverses fonctionnalités du logiciel d'acquisition et de traitement de données « Méga Logiciel 3.12 ». Tout d'abord, le logiciel doit être capable de contrôler les différents montages expérimentaux et cartes d'acquisition de données. Un écran permet de choisir le montage expérimental et de lui donner un nom approprié tel qu'illustre à la Figure 4.8.

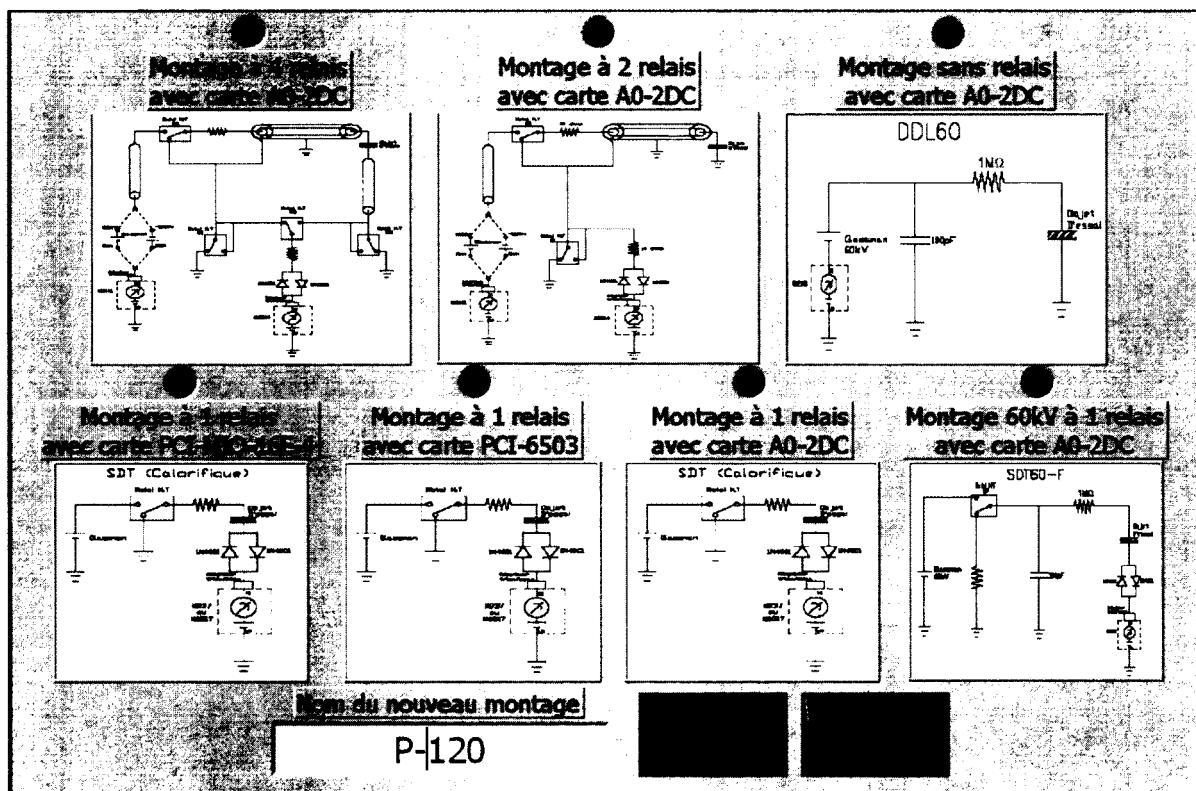


Figure 4.8 Écran pour faire la création d'un nouveau montage.

Différentes sources de tension peuvent être utilisées dans un montage : Glassman® 5 kV, 15 kV, 20 kV, 25 kV, 30 kV, 50 kV, 60kV, ainsi que la source de tension Keithley® 248 ou celle interne au Keithley® 6517A ou 237. De plus, si la source le permet, la polarité positive ou négative peut être utilisée. L'utilisateur peut également décider de l'appareil de mesure de courant, soit l'électromètre Keithley® 6517A, 6514, 237 ou encore le multimètre Keithley® 2001. L'utilisation du multimètre est nécessaire dans les essais mis à la terre lorsque

l'intensité du courant excède la limite de l'électromètre. En effet, le logiciel permet de contrôler les systèmes qui font des mesures flottantes, c'est-à-dire qui mesurent les courants de charge et de décharge traversant complètement l'isolation de l'objet d'essai pour ensuite être lus par l'électromètre. Le logiciel permet également de contrôler les montages qui mesurent le courant de charge lorsque l'objet d'essai a l'une de ses électrodes mise à la terre. C'est le cas des mesures effectuées dans les réseaux de distribution. Cependant dans cette situation, la précision de la mesure en charge diminue grandement passant de 1 pA à 10 nA. L'écran d'affichage de l'utilisateur est représenté à la Figure 4.9.

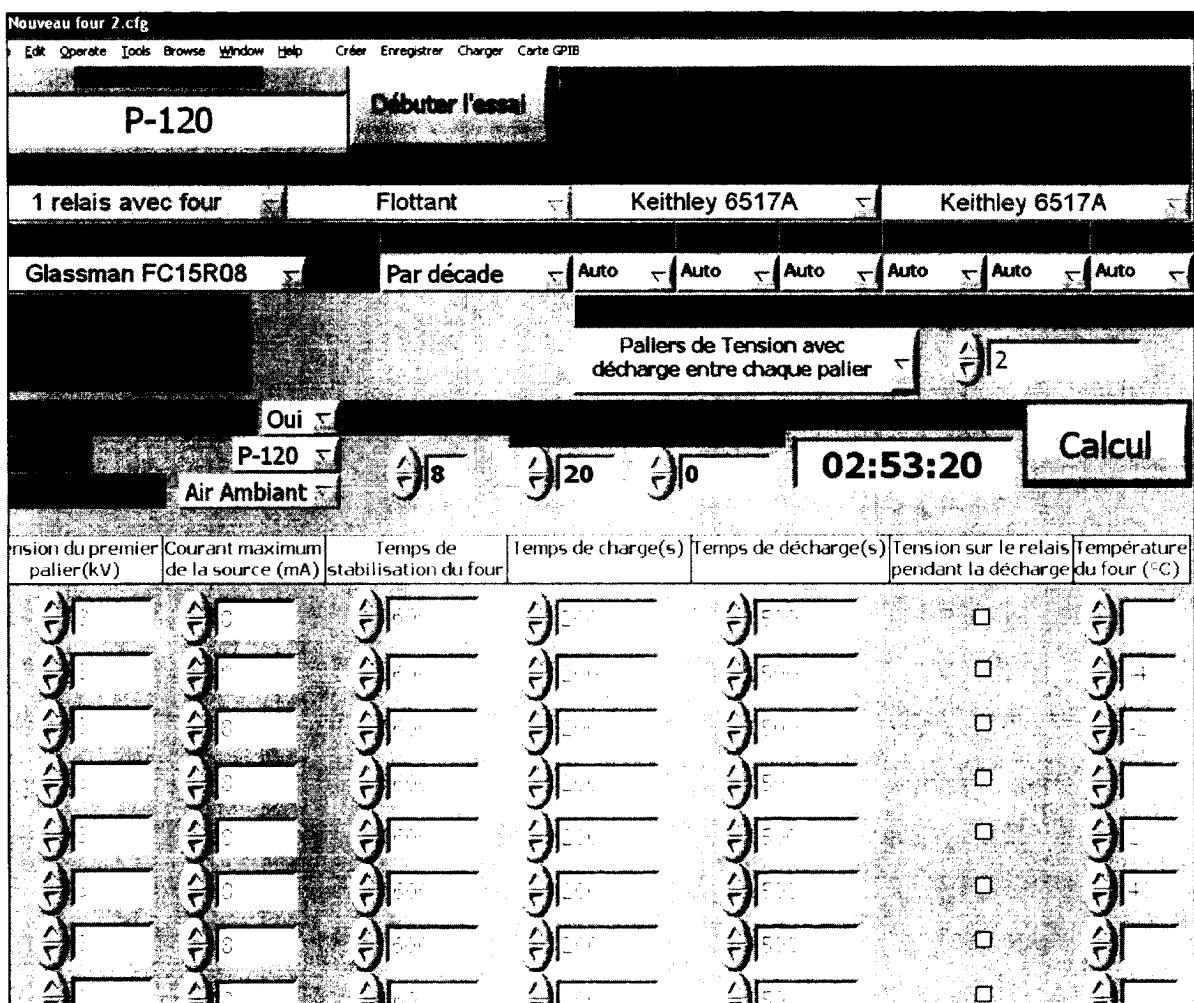


Figure 4.9 Écran de configuration du logiciel.

La capacité de l'échantillon doit être mesurée à l'aide d'un capacimètre préalablement à la mesure. Cette valeur est nécessaire pour que le logiciel calcule et affiche la tangente de perte en temps réel durant l'essai. Pour réduire les temps d'attente de l'utilisateur lorsque l'objet d'essai vient d'être manipulé, un délai avant le départ de l'essai est ajustable. Tous les autres paramètres d'essai peuvent également être modifiés comme la tension de l'échelon appliquée, le temps de stabilisation du four, le temps de charge, de décharge et la température du four. Il est également possible de faire des essais non pas en appliquant un échelon de tension, mais en produisant une rampe de tension ou un essai de type générateur, soit une rampe de tension suivi d'un plateau. Finalement, le nombre d'essais est ajustable et peut se rendre jusqu'à dix, sans que l'utilisateur ait besoin de revenir dans l'aire d'essai.

En plus des paramètres expérimentaux, l'utilisateur doit prendre en considération les paramètres environnementaux, c'est-à-dire les paramètres qu'il ne peut contrôler mais qui peuvent influencer les mesures. Il s'agit de la température ambiante et de l'humidité relative. La fenêtre présentée à la Figure 4.10 rappelle à l'opérateur de noter ces informations.

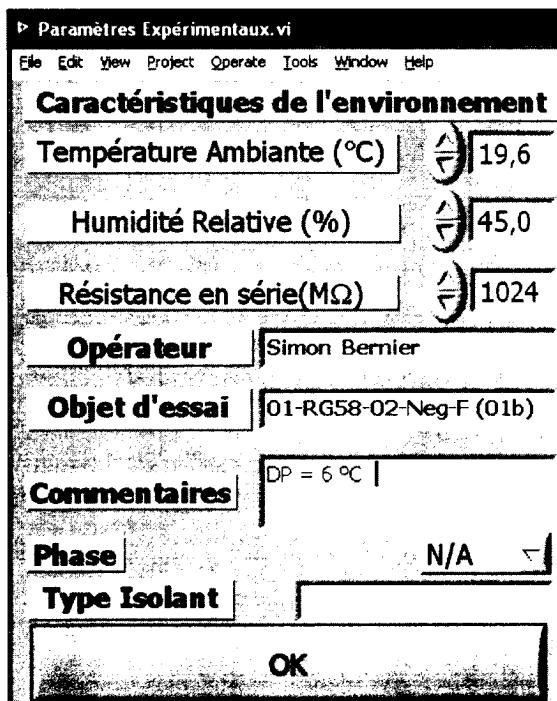


Figure 4.10 Écran des paramètres environnementaux.

Finalement, le logiciel contrôle la source choisie, les relais et l'appareil de mesure pour réaliser la mesure SDT. La Figure 4.11 montre l'écran lors de l'acquisition des données. Les courbes de courant en polarisation et dépolarisation sont affichées sur le graphique du haut, pendant que la conversion de la tangente delta en temps réel est sur le second graphique. Il est plus facile de débuter l'analyse de nos mesures de cette façon. L'utilisateur peut aussi lire les dix dernières valeurs de courant lu par l'électromètre. D'autres informations pertinentes sont aussi disponibles, telles que la température, la tension appliquée, l'échelle de mesure de l'appareil, le temps restant à l'essai, le nombre de paliers de tension, le nom de l'échantillon, etc. L'opérateur peut également ajuster l'échelle de mesure de l'électromètre en mode manuel. Dans le cas où un événement anormal surviendrait, il pourrait arrêter toute la séquence de mesure en appuyant sur l'arrêt d'urgence et toutes les dernières mesures seraient sauvegardées.

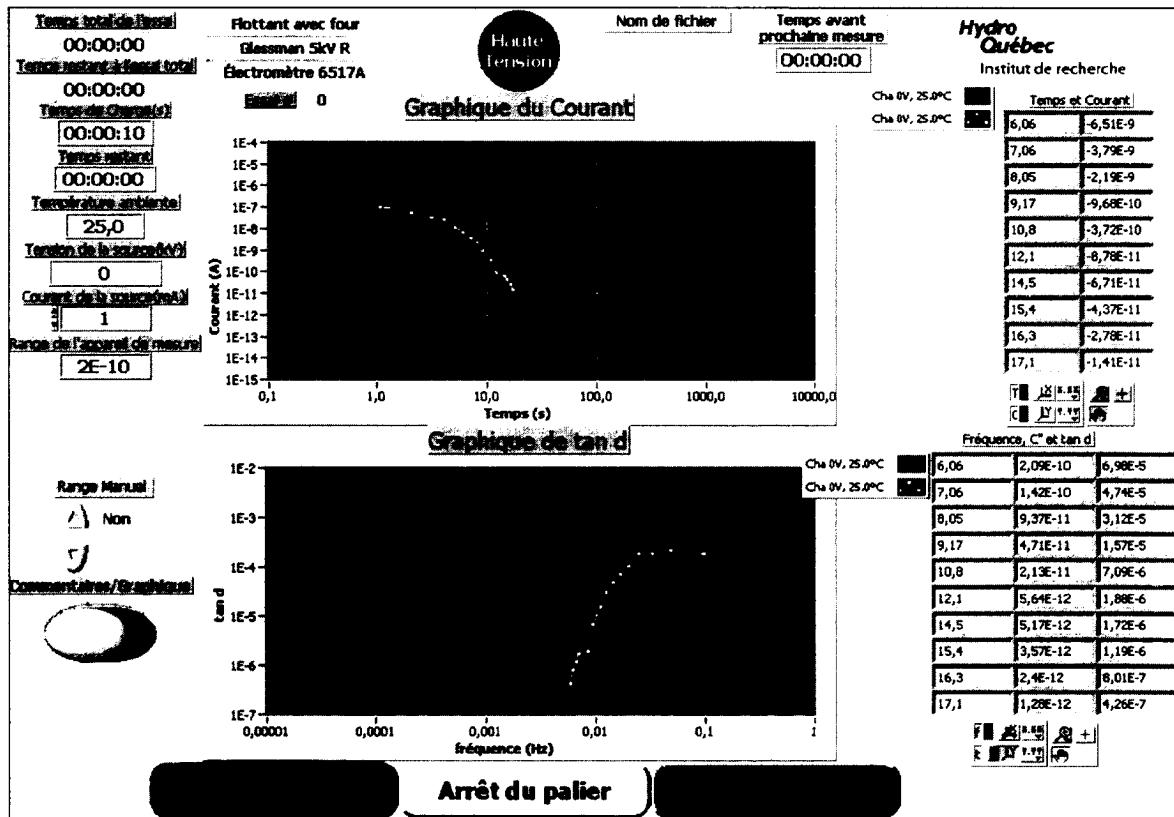


Figure 4.11 Écran de prise de mesure du logiciel.

4.5 Montage de vieillissement

Afin de faire vieillir de façon accélérée les câbles, un bassin rempli d'eau est utilisé. Les manipulations nécessaires à la fabrication des extrémités des câbles sont décrites à la section 3.2. Une cosse au bout du câble permet la fixation sur l'électrode haute-tension située à l'extérieur de l'eau, tandis que le reste du câble est immergé dans l'eau au fond du bassin. La tension utilisée pour le vieillissement accéléré des câbles est de 5 kV_{AC} . Des câbles témoins servant à vérifier l'effet de l'eau sont aussi placés dans le bassin et d'autres sont soumis à la tension alternative sans être dans l'eau. Finalement, un chronomètre branché en parallèle avec le signal de sortie de haute tension de la source utilisée permet d'enregistrer le nombre d'heures de vieillissement. Le montage, les câbles et l'alimentation du circuit en haute tension sont illustrés à la Figure 4.12.

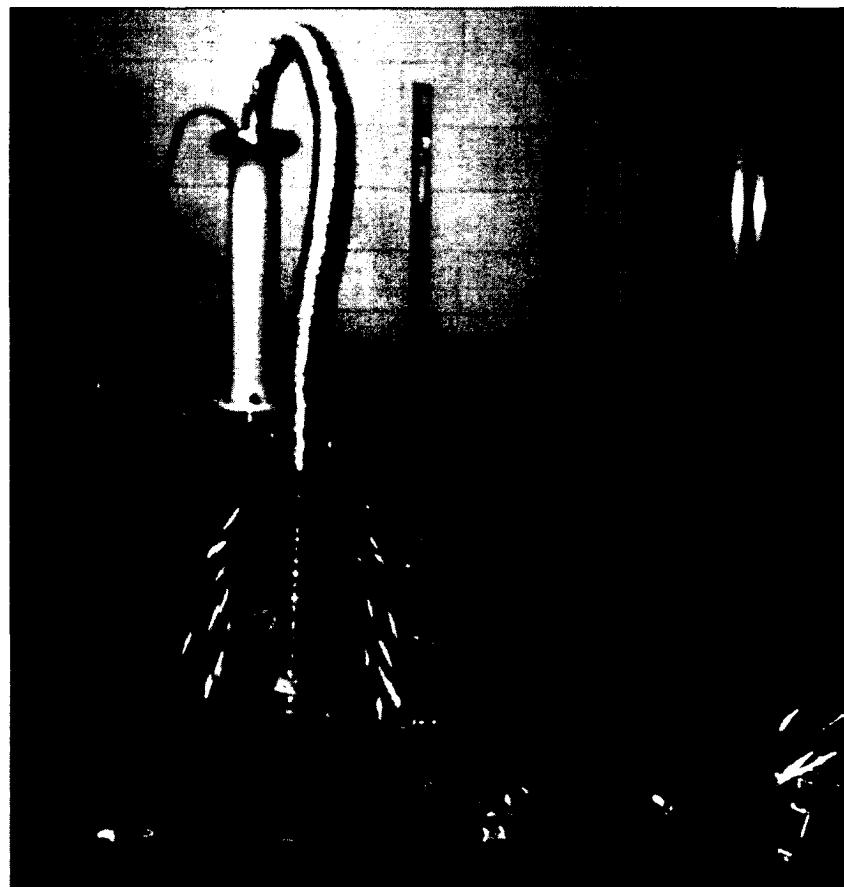


Figure 4.12 Bassin de vieillissement et alimentation haute tension.

4.6 Montage de claquage

Le montage suivant sert à mesurer la tension résiduelle de claquage d'un échantillon. Afin de s'assurer que les claquages ont lieu réellement à l'intérieur de l'isolation du câble et qu'il n'y ait pas de contournement dans les extrémités, les claquages ont été effectués dans un bassin d'huile silicone. De plus, des cônes d'efforts en plastiques fixés au bout des tresses des câbles réduisent le champ local afin d'éviter que les claquages aient lieu systématiquement dans cette zone. La Figure 4.13 montre le récipient contenant l'huile silicone ainsi qu'un câble avec des cônes aux extrémités.



Figure 4.13 Extrémités des câbles dans l'huile silicone.

Un écrou sert à tenir en place le cône de plastique avec la tresse afin qu'il ne se déplace pas durant l'essai de claquage. Les boucles ont 1,5 m de long, soit 15 cm pour chaque extrémité (câble sans tresse) et 1,2 m de câble avec tresse. Le conducteur central du câble est branché à la haute tension de la source par l'électrode à gauche de la Figure 4.13. La tension alternative débute à 0 V et augmente de 0,5 kV_{AC} par seconde jusqu'au claquage. C'est un des protocoles d'essai qui est recommandé dans la norme ASTM-D-149. Si la limite de tension de la source est atteinte, soit de 60 kV_{AC}, la tension demeure à cette valeur et le temps avant claquage est noté. La tension de claquage utilisée à ce moment est de 60 kV_{AC}. Le bassin d'huile, un échantillon de claquage et l'alimentation en haute tension du montage sont illustrés à la Figure 4.14.

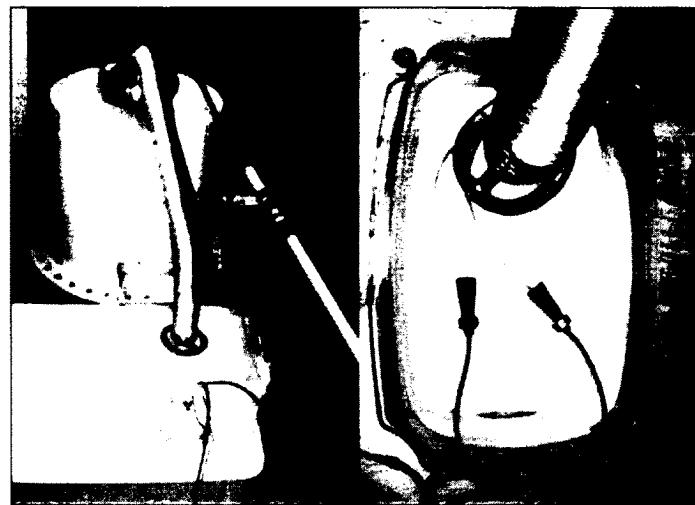


Figure 4.14 Montage de claquage de câble.

4.7 Découpage de tranche de câble (microtome)

Afin de vérifier la présence d'arborescence d'eau dans les câbles RG58 après vieillissement, des tranches de 200 microns sont faites avec un microtome. Cet appareil sert à trancher de fines couches de polymère, et dans ce cas-ci, de fines tranches de câble. Les câbles RG58 sont trop petits pour utiliser le microtome de façon conventionnelle. C'est pourquoi l'utilisation d'un bloc de câble 25 kV de distribution ainsi qu'un foret de grosseur métrique 3 sont nécessaires pour insérer un bout de câble RG58 à l'intérieur. Par la suite, le conducteur central du gros câble est décentré de l'isolation pour supporter correctement le bloc de câble sur le porte-échantillon du microtome. La Figure 4.15 montre un échantillon prêt à être coupé à gauche, tandis qu'à droite une représentation schématique est illustrée.

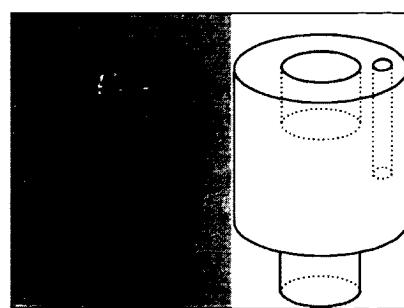


Figure 4.15 Bloc de câble retenant le câble miniature.

Finalement, le microtome utilisé et la façon de faire tenir l'échantillon sur ce dernier sont illustrés à la Figure 4.16.



Figure 4.16 Montage du microtome.

Il est nécessaire de teindre les tranches afin de révéler les arborescences d'eau qui y sont présentes. La technique utilisée (Ross, Smit et al. 1992) consiste à utiliser du bleu de méthylène 0,2 g dans une solution d'eau distillée de 220 mL chauffé à 90 °C, et brassé à l'aide d'un agitateur à 350 tours par minute. Il faut ajouter 2 mL de NH₄OH (solution d'hydroxyde d'ammonium) pour que la réaction se produise. Une broche est utilisée pour séparer les différentes tranches l'une de l'autre et les tremper dans la solution. Le temps d'exposition des tranches est de 6 minutes 30 secondes afin que la teinture pénètre assez profondément pour que les arborescences soient teintées. Les tranches sont ensuite rincées à l'eau chaude avec du savon à main dans le but de retirer le bleu de méthylène présent sur les surfaces. Elles sont séchées à l'air libre, avant d'être manipulées avec soin entre deux plaques de verre enduites de triéthanolamine pour améliorer la visualisation des arborescences au microscope optique.

CHAPITRE 5

ÉTUDE PARAMÉTRIQUE

5.1 Introduction

Dans l'objectif d'analyser les paramètres influençant les mesures de pertes diélectriques dans le domaine temporel, ce chapitre présente les résultats et l'analyse de cette étude. Tout d'abord, une explication de la représentation des résultats est élaborée pour mieux comprendre d'où viennent les graphiques subséquents. En second lieu, les paramètres étudiés et leurs effets sur la mesure sont analysés. Il s'agit de la dispersion des mesures, le temps de polarisation et la tension de l'échelon appliquée.

5.2 Représentation des résultats de spectroscopie diélectrique temporelle

Il y a plusieurs façons différentes de présenter les résultats pour ce type de mesure. Il est important de bien montrer la démarche effectuée afin de comprendre adéquatement les résultats présentés. Tout d'abord, les résultats lus sont des mesures de courant à différents temps donnés. La première série de données consiste en un courant de polarisation qui prend fin après le temps de charge. Par la suite, le courant de dépolarisation peut être acquis, en considérant le temps depuis la fin du temps de charge. C'est ce qui est présenté à la Figure 5.1. Pour permettre l'observation de l'ensemble des données, un graphique log-log est utilisé. L'influence des différents courants étudiés dans le chapitre 2 est aussi observable. C'est-à-dire le courant capacitif, qui domine les autres contributions entre les temps de 0 à 4 secondes environ, le courant de conduction qui est toujours présent et le courant d'absorption pendant le reste de la dépolarisation. En effet, le courant de conduction n'est pas présent durant la dépolarisation. Par ailleurs, pour cet exemple où l'échantillon est une jonction de câble ayant un point chaud, le courant de conduction domine celui d'absorption durant la polarisation.

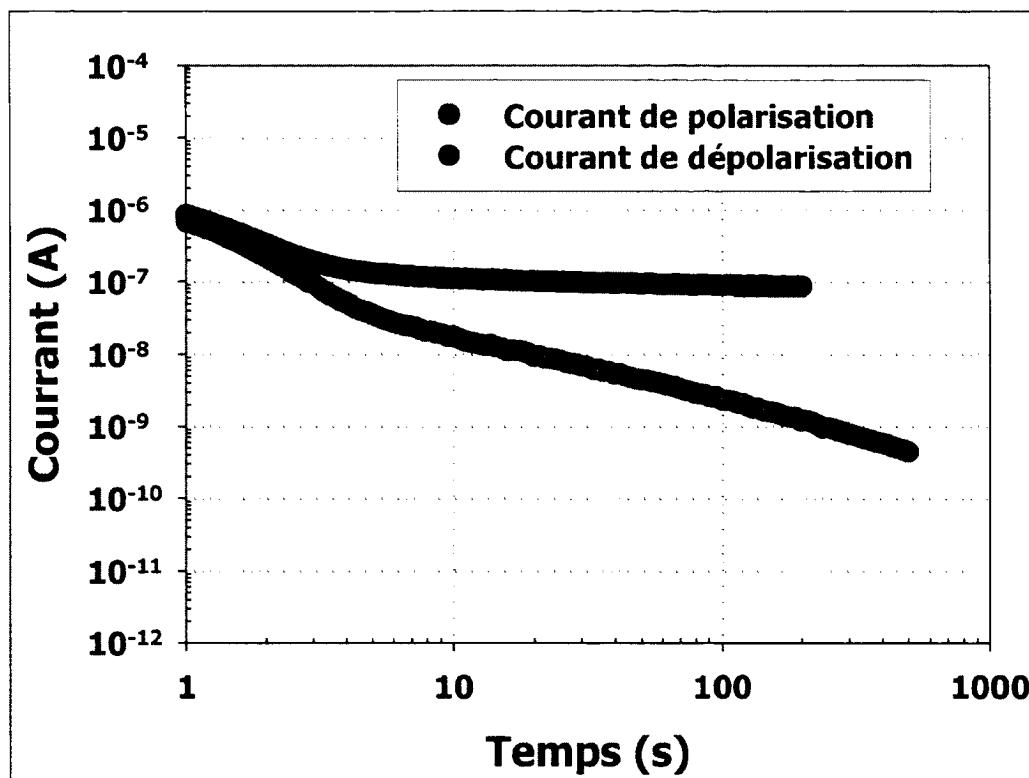


Figure 5.1 Le courant de polarisation et de dépolarisation en fonction du temps sur une jonction de câble.

Dans le but de permettre la comparaison entre différentes mesures, sur des objets d'essai différents, à des tensions de charges différentes, de géométries ou de capacités différentes, il est préférable de présenter les résultats des pertes diélectriques ou des tangentes de perte en fonction de la fréquence. La tangente de perte est obtenue par la transformée de Hamon présentée à l'équation 2.27, c'est-à-dire en normalisant le courant par la capacité et la tension utilisée durant l'essai. De cette façon, les données de la Figure 5.1 ont servi à obtenir celles de la Figure 5.2. Les courants de conduction et d'absorption sont les courants intéressants à étudier. Dans notre cas, la plage temporelle importante pour l'analyse se situe entre 10 et 1000 secondes dans le domaine temporel ou de 10^{-4} à 10^{-2} Hz dans le cas du domaine fréquentiel. La Figure 5.2 montre que les données sont stables pour les fréquences autour de 10^{-3} Hz. Cette fréquence fait partie des basses fréquences susceptibles d'être utilisées pour un diagnostic de l'état de l'isolation (Scarpa, Bulinski et al. 1994).

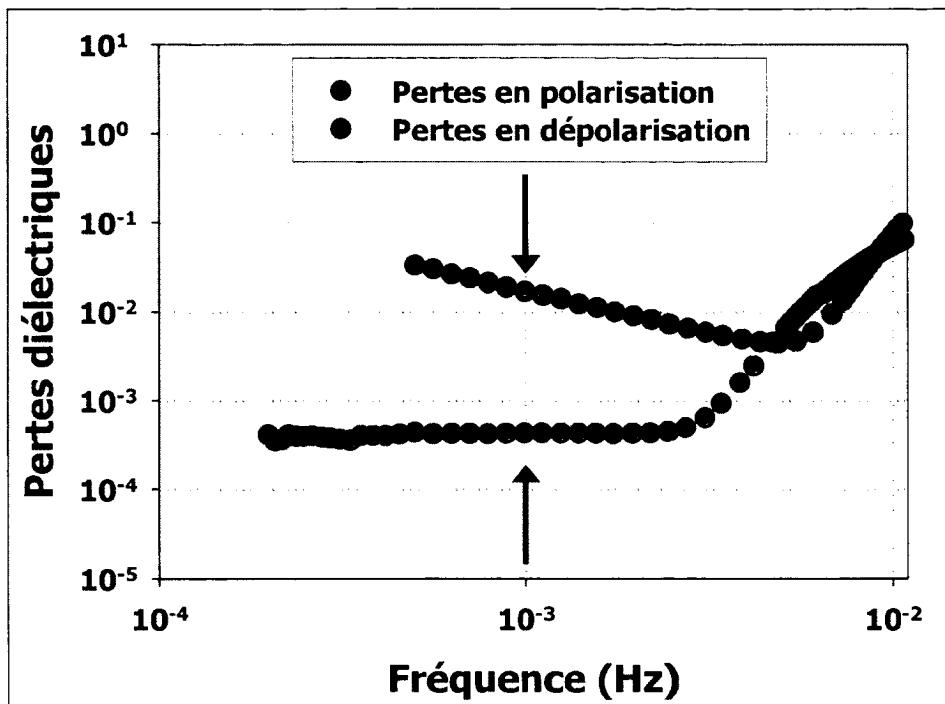


Figure 5.2 Les pertes diélectriques en polarisation et en dépolarisation en fonction de la fréquence.

Lorsqu'il y a plusieurs courbes à analyser en même temps, il n'est pas très pratique de comparer l'ensemble de la courbe à cause de la quantité de données. C'est pourquoi une autre représentation des résultats devait être utilisée. La Figure 5.3 ne présente pas l'ensemble de la série de données, mais seulement les valeurs pour une fréquence donnée, soit à 10^{-3} Hz. La valeur des pertes diélectriques en polarisation est sur l'axe des abscisses, tandis que celle des pertes diélectriques en dépolarisation est sur l'axe des ordonnées. Le graphique présente également une limite théorique qui correspond à un ratio unitaire entre le courant en polarisation sur celui en dépolarisation. Il est impossible d'obtenir un ratio inférieur à celui-ci, puisque le courant de décharge ne peut pas être plus élevé que le courant de charge pour un temps donné. Ce qui signifie qu'aucun point ne peut se retrouver sous la droite inférieure de la Figure 5.3. Cette représentation simple des deux séries de données est fidèle à chacune des courbes et sera utilisée tout au long de ce mémoire. Un premier diagnostic utilisé pour caractériser les câbles est aussi illustré. Au fur et à mesure que la dégradation globale survient dans l'isolant, le point se déplace parallèlement à la limite théorique sur un même ratio entre les pertes en polarisation et dépolarisation. D'un autre côté, la dégradation

produite lors d'un défaut local fait augmenter les pertes en polarisation seulement, d'où un changement vertical de la position du point.

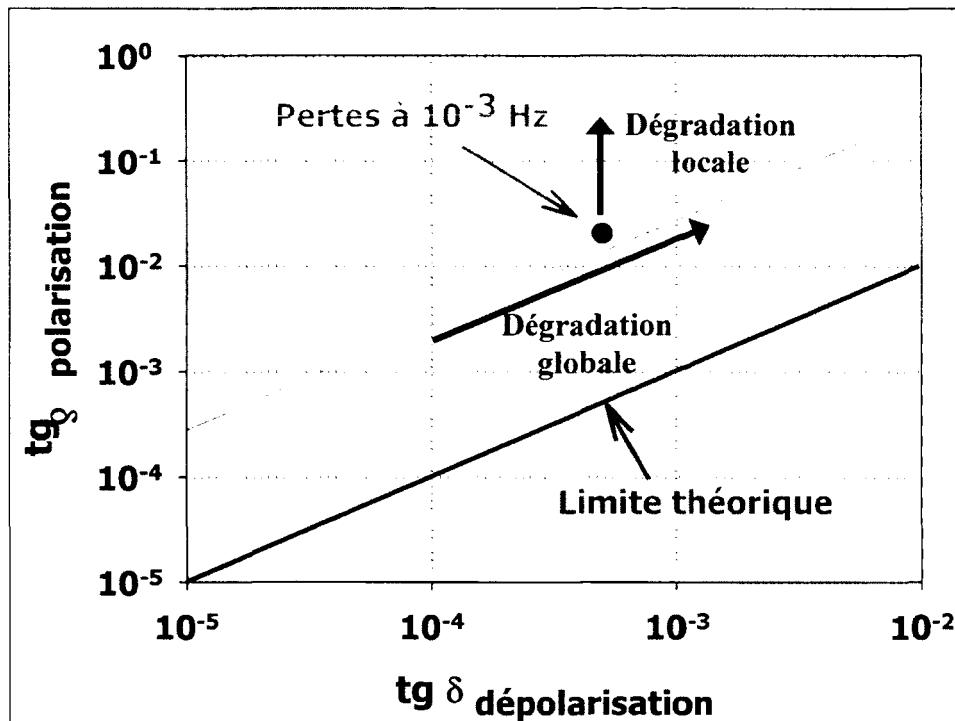


Figure 5.3 Les pertes en polarisation en fonction des pertes en dépolarisation.

5.3 Mesure de la dispersion statistique

5.3.1 Dispersion des mesures sur des câbles neufs

Les pertes diélectriques sont différentes d'un point à un autre sur un même câble tel qu'expliqué à la section 2.11. Dans le but de vérifier l'influence de ce paramètre sur les pertes diélectriques des câbles miniatures utilisés, une série de mesures a été effectuée sur différents échantillons provenant de la même commande. En effet, les câbles devaient provenir d'un seul rouleau de câble dans le but d'obtenir sensiblement les mêmes conditions de fabrication. La Figure 5.4 présente les résultats de plusieurs mesures SDT réalisé sur différents échantillons. Les objets d'essai possédaient une longueur de 15 mètres et le type d'extrémité présenté à la section 3.2.

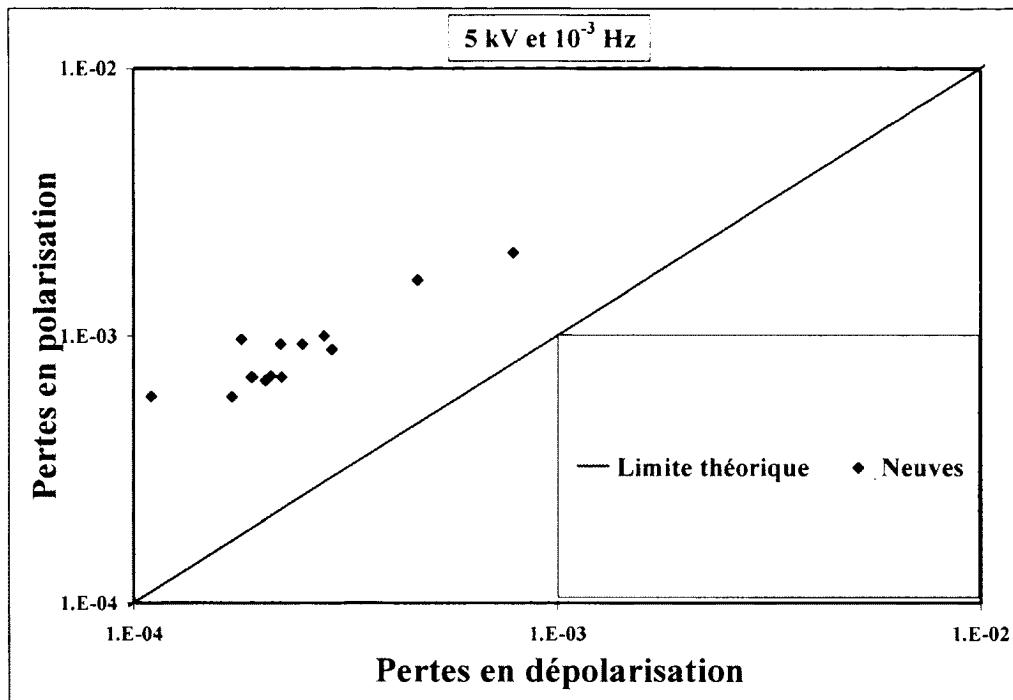


Figure 5.4 Dispersion des valeurs des pertes diélectriques sur des câbles neufs.

La dispersion entre les valeurs des pertes en polarisation est un peu plus faible que celle en dépolarisation. L'étendue des mesures en dépolarisation varie sur près d'un ordre de grandeur. Le courant d'absorption domine durant la dépolarisation à cette fréquence cible et il est le plus représentatif de la morphologie de l'isolant. Le courant de conduction est généralement relié aux défauts locaux présents dans l'isolation. La première conclusion est l'incapacité à comparer deux échantillons entre eux : les isolations sont trop différentes les unes des autres dues aux causes énoncées précédemment. Il sera nécessaire de toujours comparer un échantillon avec lui-même. La dispersion du matériau influence trop les mesures diélectriques et elle pourrait engendrer des sources d'erreurs.

5.3.2 Répétabilité des mesures

Dans le but de valider le montage SDT, des séries de mesures successives ont été effectuées sur un même échantillon sans qu'il ait subi de changement ou de conditionnement. Pour que le montage ait une bonne répétabilité, il doit obtenir des valeurs similaires pour un même objet d'essai, et ce même si les paramètres environnementaux changent. L'objet d'essai

utilisé est un long câble de type RG58 de 200 mètres. L'appareil de mesure a effectué une mesure de spectroscopie diélectrique temporelle à dix reprises avec des intervalles de six heures entre chaque mesure. Les résultats obtenus sont présentés à la Figure 5.5 et illustrent bien la répétabilité des mesures.

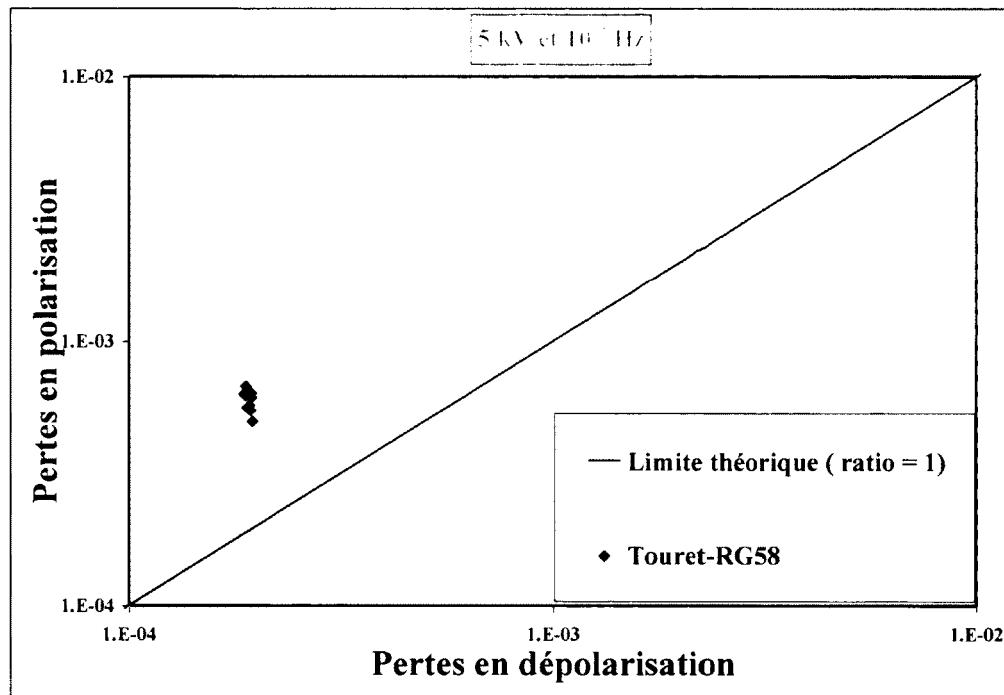


Figure 5.5 Répétabilité des mesures sur un même échantillon de câble.

Les pertes en dépolarisation ne varient presque pas d'une mesure à l'autre montrant la fiabilité du montage. D'un autre côté, les pertes en polarisation changent d'une mesure à l'autre et de façon aléatoire : les pertes diminuent ou augmentent dans aucun ordre logique. Il est possible que cette variation des pertes en polarisation provienne de la composante de conduction qui est très dépendante de la conductivité locale. De plus, la source n'étant pas dans le circuit lors de la décharge, le courant est alors beaucoup plus stable. La Figure 5.6 illustre la différence entre la stabilité des mesures en polarisation et en dépolarisation.

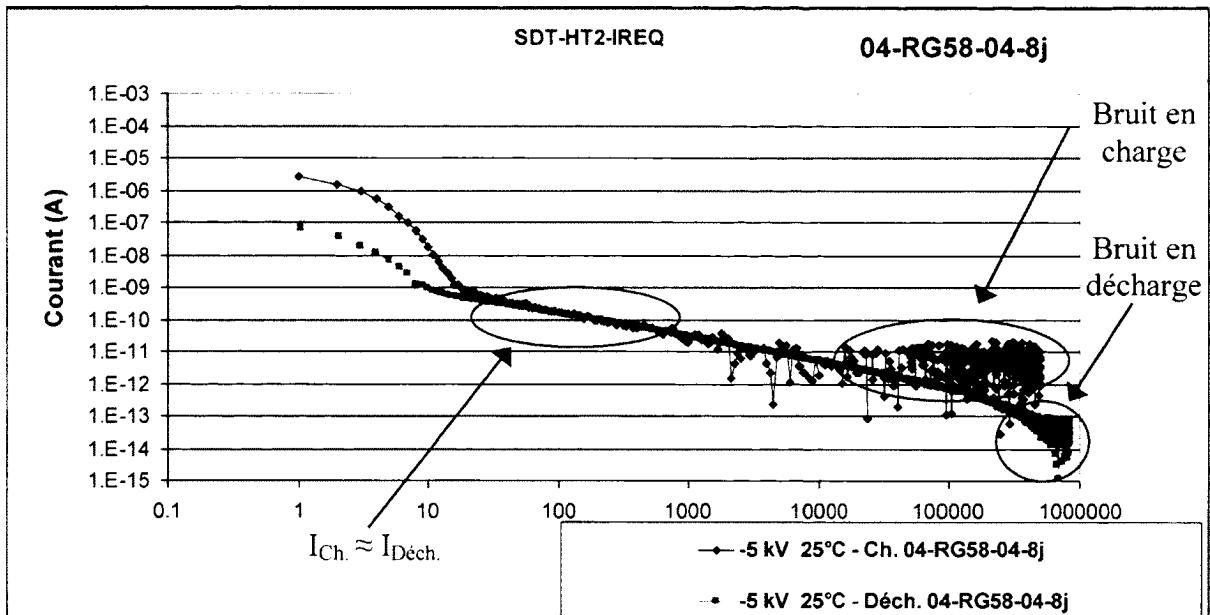


Figure 5.6 Le courant de charge et de décharge en fonction du temps.

Le courant de polarisation devient sensible au bruit lorsque ses valeurs descendent au niveau de 10 pA. Dans le cas de la dépolarisation, le niveau de bruit est plus faible. Pour atteindre le bruit de fond en dépolarisation il faut se rendre à des courants de 10 fA. Une autre cause de ces fluctuations de courant en polarisation peut être des changements de paramètres expérimentaux, tel que l'humidité et la température. En effet, durant les mesures, la température ambiante de la pièce peut changer de quelques degrés et augmenter l'agitation thermique dans l'isolation. De plus, il est possible que des poussières se polarisent, se positionnent sur les extrémités de l'échantillon et augmentent la conduction de surface. Ce phénomène ne pouvant pas survenir durant la dépolarisation, le courant est alors plus stable. Finalement, la répétabilité des mesures est excellente en dépolarisation et un peu moins en polarisation.

5.4 Mesure de l'effet du temps de polarisation

Le temps de polarisation est un autre facteur qui influence les mesures de pertes diélectriques ou encore de tangente de perte en dépolarisation. En effet, plus le temps de polarisation augmente, plus le courant de dépolarisation croît lui aussi. Le ratio de charges récupérées sur

celles injectées est ainsi plus élevé et ceci autant pour des câbles neufs, vieillis ou ayant été dans l'eau, si l'objet demeure dans un environnement contrôlé. Lorsque le temps de charge est dix fois plus grand que le temps de décharge, l'effet de mémoire exprimé par le second terme de l'équation 2.21 n'est pratiquement plus présent (Jonscher 1983). C'est-à-dire que la mesure suivante n'est pas influencée par la charge précédente : le temps de décharge étant élevé, la première charge n'a plus d'effet sur la seconde. La Figure 5.7 illustre la variation due au temps de polarisation pour deux câbles : un neuf et l'autre ayant été vieilli dans l'eau. La variation des pertes en polarisation peut encore une fois être expliquée par la répétabilité des mesures.

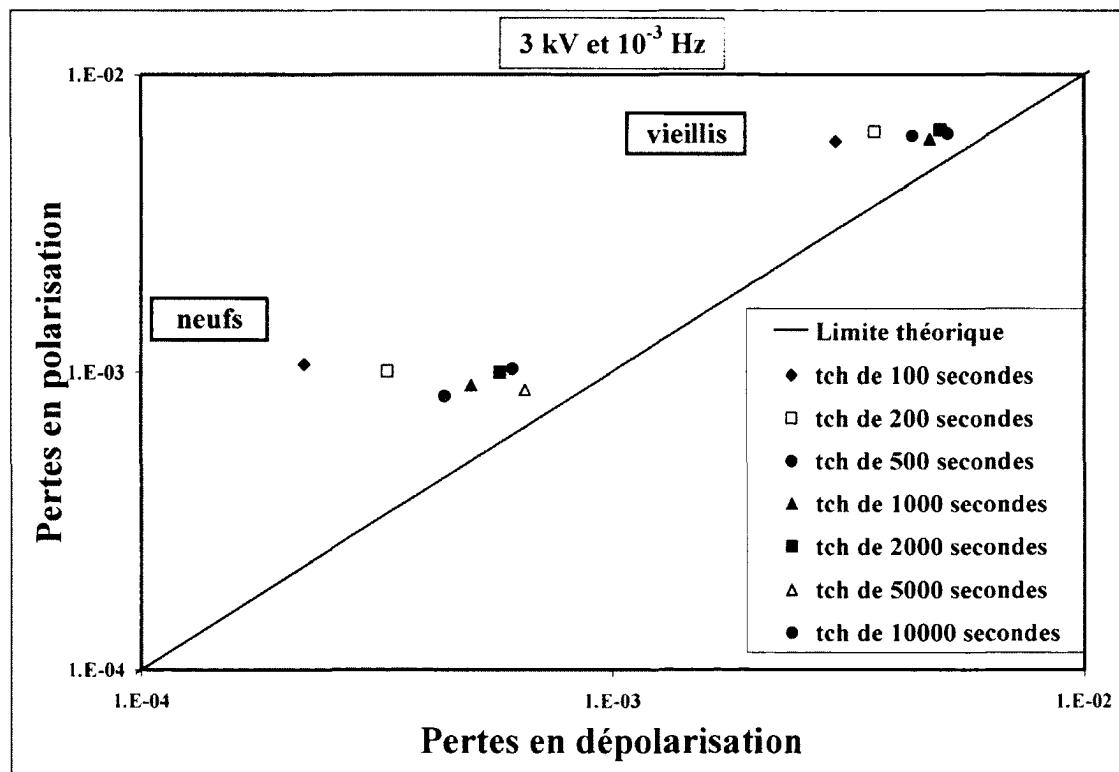


Figure 5.7 Effet du temps de polarisation sur la tangente de pertes en dépolarisation.

Sur cette figure, le temps de dépolarisation était constant et égal à 10000 secondes, tandis que la température demeurait à 25°C. La variation des pertes en dépolarisation est observable par un déplacement des points vers la droite au fur et à mesure que le temps de charge augmente. À la limite, pour un temps de charge infini, les pertes en dépolarisation seraient égales pour

une même fréquence donnée si la conduction est négligeable, ce qui est le cas pour la majorité des échantillons. La mesure de courant illustrée à la Figure 5.6 avait un temps de charge très élevé et montre bien que les courants sont égaux pour une plage de temps de 20 à 1000 secondes. Lorsque la température de l'isolation est plus élevée, il est possible de voir plus clairement cet effet comme le présente la Figure 5.8.

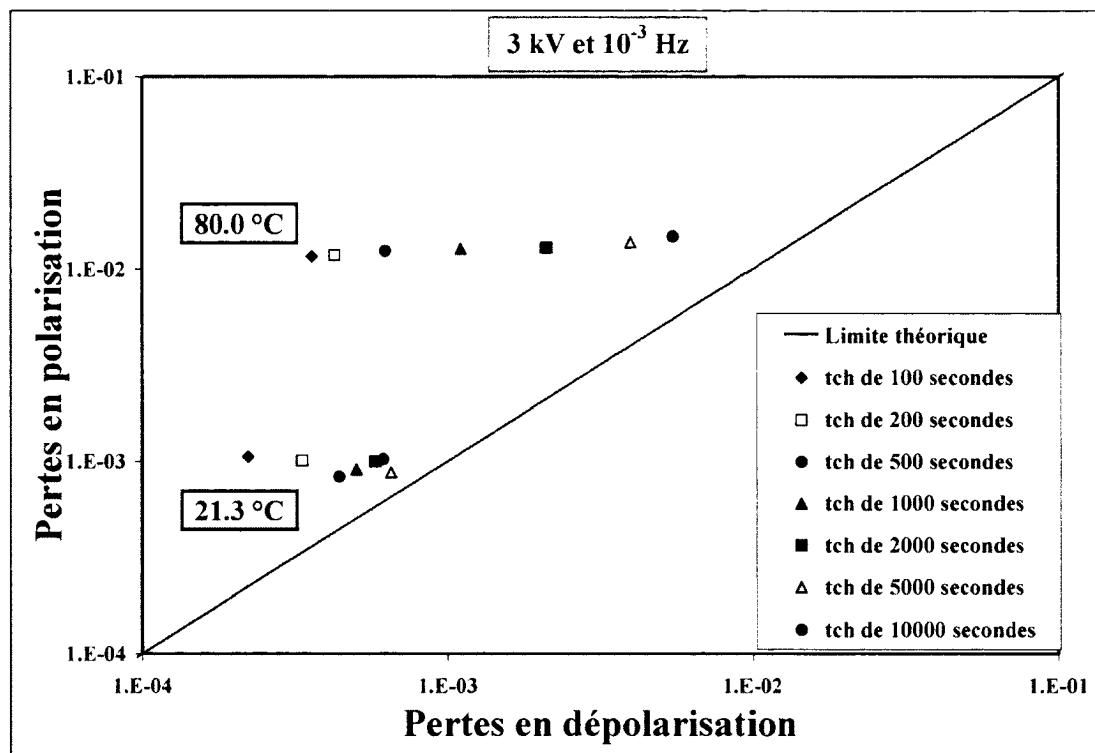


Figure 5.8 Les pertes en polarisation et dépolarisation en fonction du temps de polarisation pour différentes températures d'échantillons.

5.5 Mesure de l'effet de la tension

Tel que vu dans la section 2.10, la tension utilisée pour charger l'échantillon n'influence pas les mesures diélectriques : le calcul de la tangente de pertes diélectriques est normalisé par la tension. Il est important de vérifier qu'un échantillon ne présente pas de non-linéarités dues à la tension. La tension appliquée aux bornes de l'objet d'essai augmente directement le courant lu par l'électromètre, tant en polarisation qu'en dépolarisation comme le montre les Figure 5.9 et Figure 5.10. Dans le but de vérifier qu'un objet d'essai ne possédait pas d'effet

non-linéaire, le protocole d'essai comprendra trois niveaux de tension, soit 1, 3 et 5 kV. L'objet d'essai est un câble en vieillissement accéléré dans l'eau sous tension et d'une longueur de 15 m de long.

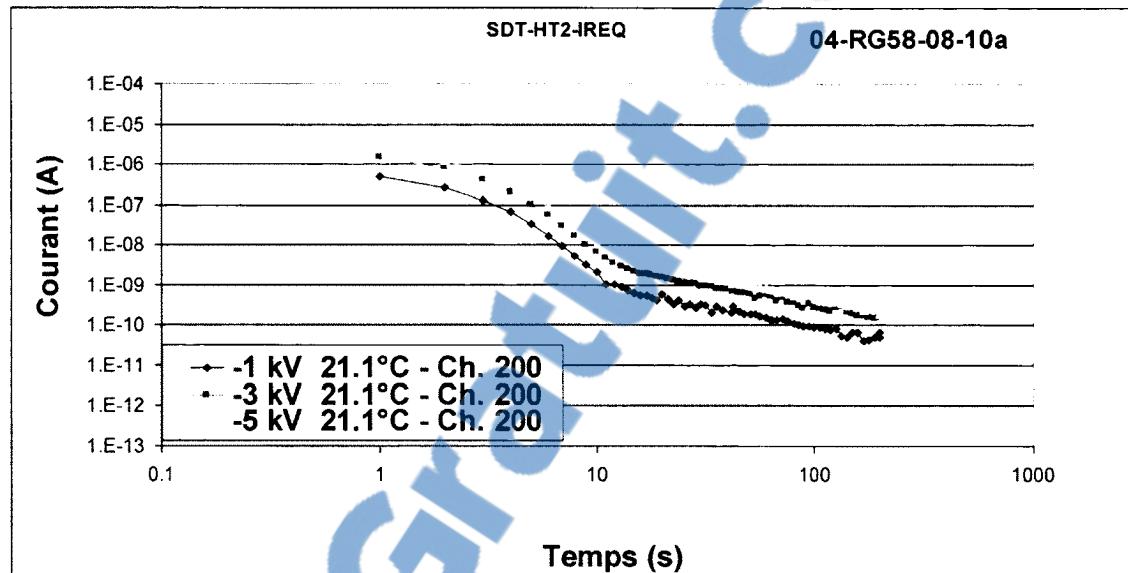


Figure 5.9 Le courant de polarisation en fonction du temps pour différentes tensions.

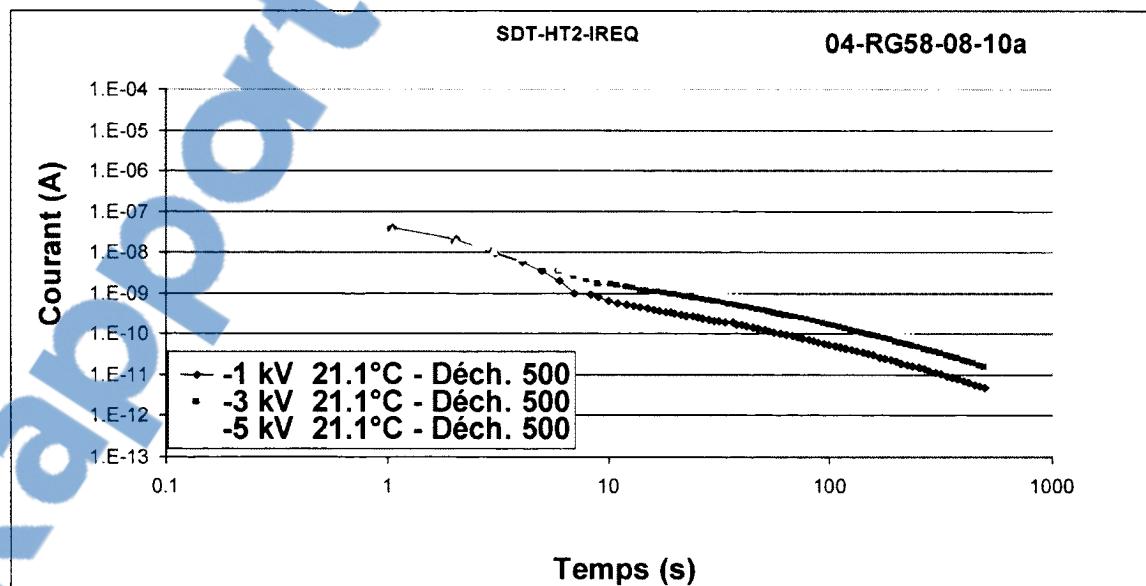


Figure 5.10 Le courant de dépolarisation en fonction du temps pour différentes tensions.

Les pertes diélectriques correspondant à ces résultats ne sont pas influencées par la valeur de la tension de charge, comme en témoigne la Figure 5.11. Les données présentées sur cette figure sont les mêmes que dans les Figure 5.9 et Figure 5.10, mais illustrées dans le domaine fréquentiel. Ceci demeure vrai, tant que les tensions utilisées demeurent faibles. Dans le cas où la tension serait significativement plus élevée, il y a risque d'effet non linéaire à cause du matériau utilisé. Tout matériau devient non linéaire s'il est soumis à un certain champ seuil. La vérification de ce paramètre est nécessaire pour valider les résultats et le montage expérimental.

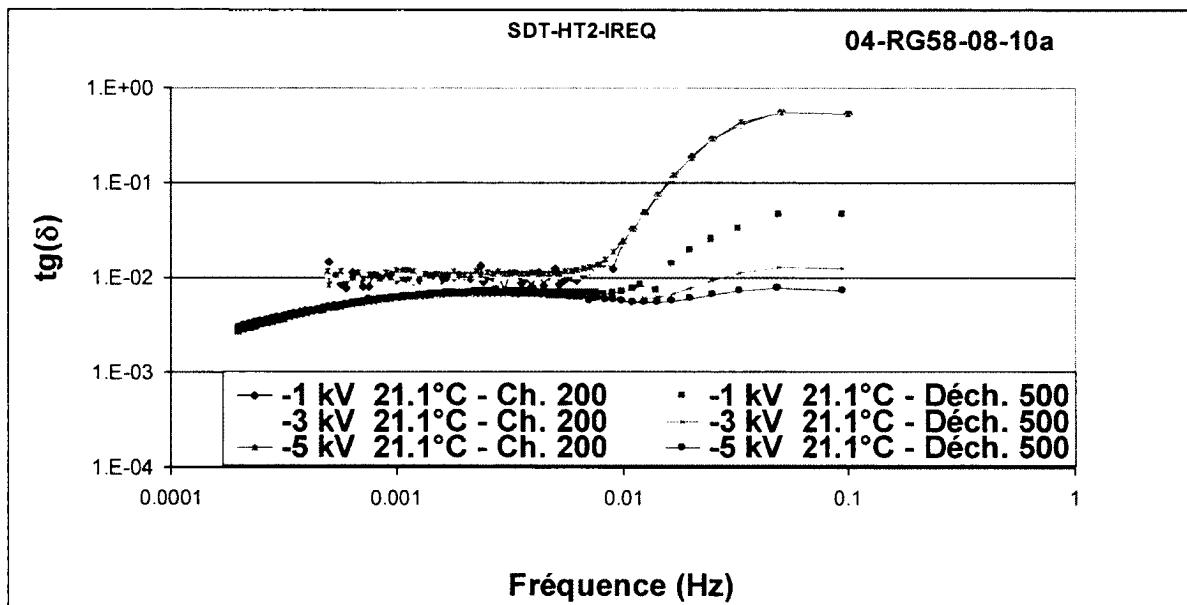


Figure 5.11 Tangente de perte diélectrique en fonction de la fréquence.

Un effet non linéaire est également produit lorsqu'il y a présence d'un défaut majeur dans l'isolation (Potvin, Drapeau et al. 2007). Le courant de conduction circule alors dans le défaut et produit un échauffement qui est dissipé autour du défaut. Étant donné que la conductivité du matériau change en fonction de la température, il y a encore plus de courant qui peut circuler dans le défaut. S'il n'y a pas stabilisation entre l'échauffement et la résistance du défaut, il y aura rupture diélectrique de façon thermique.

Il faut comprendre que ce phénomène ne peut survenir que lors de la séquence de polarisation du matériau. Il faut donc être vigilant pour ne pas appliquer un champ électrique trop élevé et ainsi détruire l'objet d'essai. De plus, le montage pourrait être grandement endommagé. La Figure 5.12 illustre un exemple illustrant le résultat d'un effet non linéaire des pertes diélectriques. Il s'agit d'un échantillon de géométrie plan-plan de silicone.

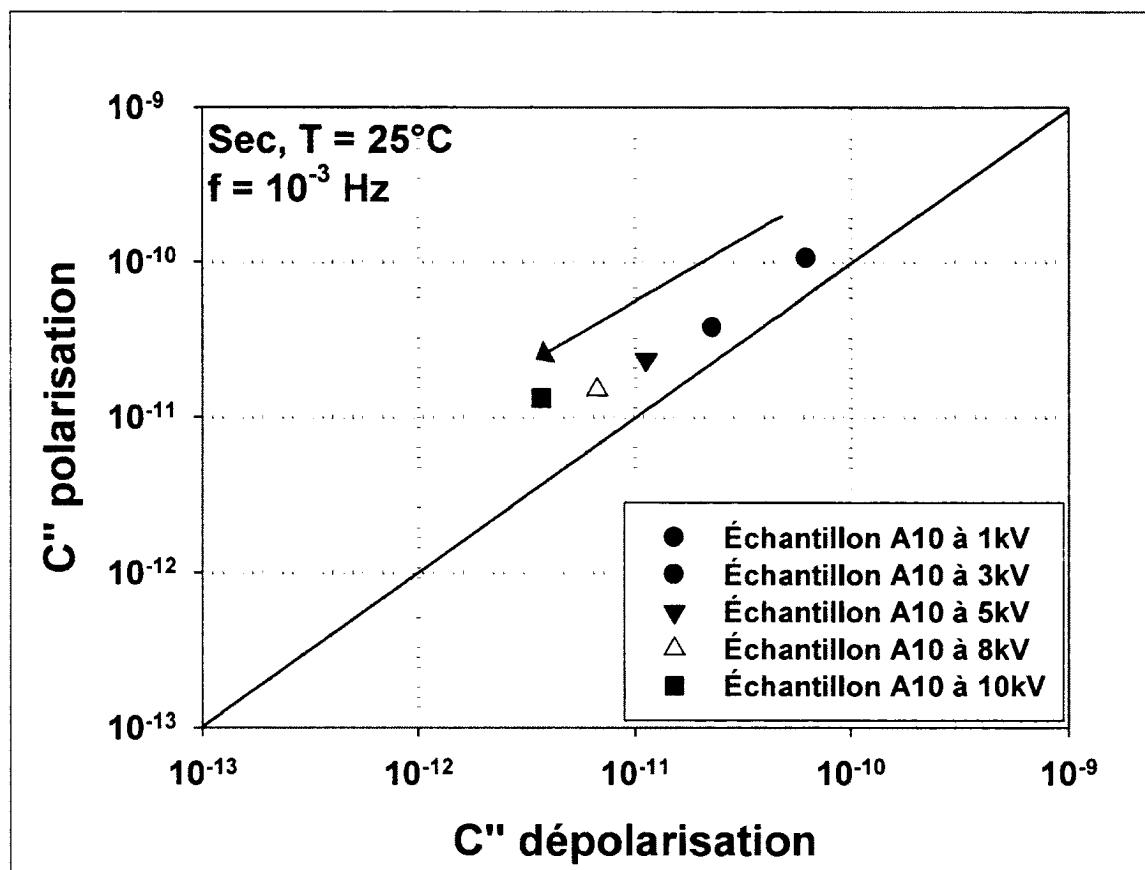


Figure 5.12 Mesures représentant un effet non linéaire des pertes diélectriques.

CHAPITRE 6

RÉSULTATS EXPÉRIMENTAUX

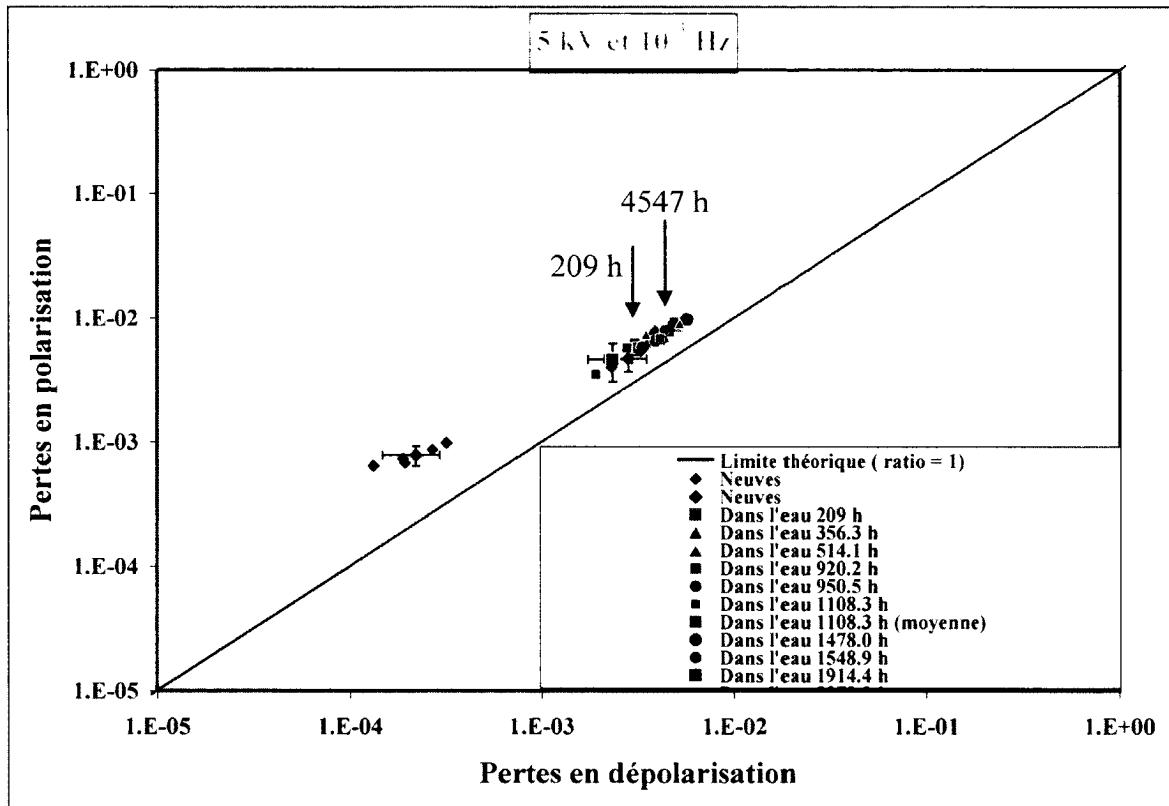
6.1 Introduction

Ce dernier chapitre rapporte les résultats expérimentaux et leurs analyses sur des câbles miniatures ayant subi un vieillissement ou un conditionnement dans l'eau. Des mesures tentent d'expliquer l'effet de l'eau sur les pertes diélectriques dans ces câbles. D'autres mesures de pertes diélectriques caractérisent l'état de dégradation en fonction du temps de vieillissement. L'influence de la température est aussi analysée sur les deux types de population de câbles. Finalement, le vieillissement des câbles soumis à une tension alternative dans l'air fait l'objet d'analyse et d'explication des pertes diélectriques. Des mesures de claquage de câbles sont présentées en fonction du temps de vieillissement. Le chapitre se termine en présentant les différentes corrélations qui existent entre les longueurs d'arborescences d'eau, les tensions de claquages et le temps de vieillissement ou conditionnement dans l'eau.

6.2 Mesure sur l'effet de l'eau

Cette section porte sur les mesures réalisées par rapport à l'absorption d'eau dans l'isolation du câble en fonction du temps. Il ne s'agit pas d'un vieillissement mais bien d'un conditionnement des câbles. Les câbles sont immergés dans le même bassin d'eau, voir section 4.5, que les câbles en vieillissement accéléré. Il s'agit en fait de cinq câbles de 15 mètres de longueur avec des extrémités tel qu'expliqué à la section 3.2. Initialement, une mesure SDT a été effectuée sur chacun des câbles à sec, afin d'obtenir une valeur comparative. Par la suite, les câbles ont été placés dans l'eau et après un certain temps, ressortis pour une nouvelle mesure. Il fallait attendre avant d'effectuer les mesures SDT, puisque l'eau adsorbée sur les surfaces des extrémités produisait un courant de fuite sur les extrémités de l'échantillon. Il était nécessaire d'attendre une durée de dix heures entre la sortie de l'eau et la mesure SDT sur le câble pour éliminer cet effet néfaste. Les temps de

polarisation et de dépolarisation étaient respectivement de 200 secondes et 500 secondes. Ceci demeure le protocole utilisé pour l'ensemble des mesures d'absorption d'eau et de vieillissement par arborescence d'eau. La Figure 6.1 présente l'ensemble des mesures des pertes diélectriques en utilisant la représentation des pertes en polarisation en fonction de celles en dépolarisation pour une fréquence de 10^{-3} Hz. Il est très difficile d'analyser ce graphique dû à la grande quantité de données. De plus, la dispersion initiale des câbles étant grande, il est impossible de comparer des câbles entre eux, comme mentionnée à la section 5.3.



Une conclusion peut être tirée de ce graphique : l'eau influence les pertes diélectriques rapidement. En effet, seulement 209 heures d'immersion dans l'eau ont causé une augmentation d'un facteur dix des pertes en polarisation et en dépolarisation. La Figure 6.2

montre les moyennes et les écarts types des différentes pertes diélectriques pour les cinq câbles étudiés à des temps d'immersion différents.

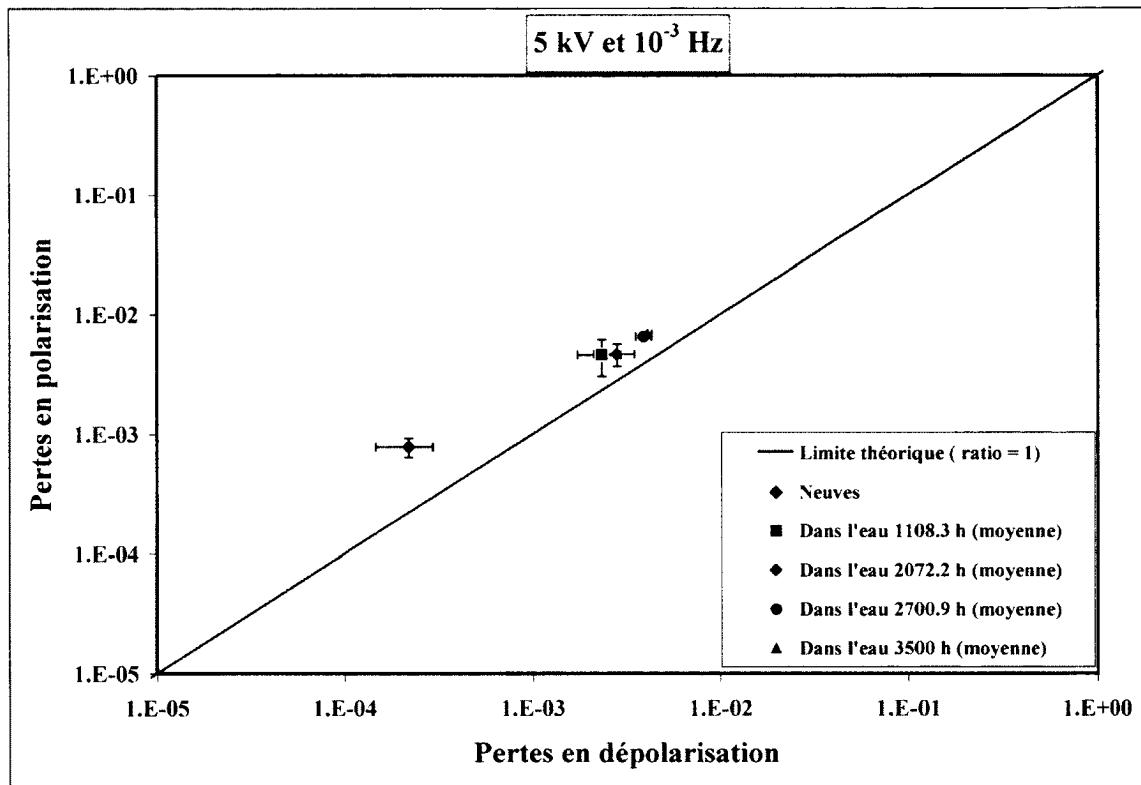


Figure 6.2 Moyenne des pertes diélectriques des câbles placés dans l'eau.

Les pertes semblent atteindre un certain seuil limite lorsque le temps d'immersion est entre 2700 et 3500 heures et cessent d'augmenter. Ceci peut être expliqué par la saturation en eau de l'isolation. En effet, des mesures faites à l'aide d'un appareil de titrage Karl Fisher ont montré que l'isolant était saturé en eau après 3000 heures de conditionnement dans l'eau. La quantité d'eau était alors de 1000 ppm soit près de 0,1% d'eau dans le volume. La Figure 6.3 illustre ce phénomène, puisqu'elle se compose de l'ensemble des mesures réalisées sur le câble 04-RG58-20 qui a été immergé pendant 4500 heures. Les pertes progressent en augmentant jusqu'à la saturation en eau du polymère. À partir de ce point, il n'y a plus d'effet notable sur les pertes diélectriques. Le même type de progression et de saturation est observable sur les autres câbles étudiés et leur représentation graphique équivalente à la Figure 6.3 se trouve à l'annexe 1.

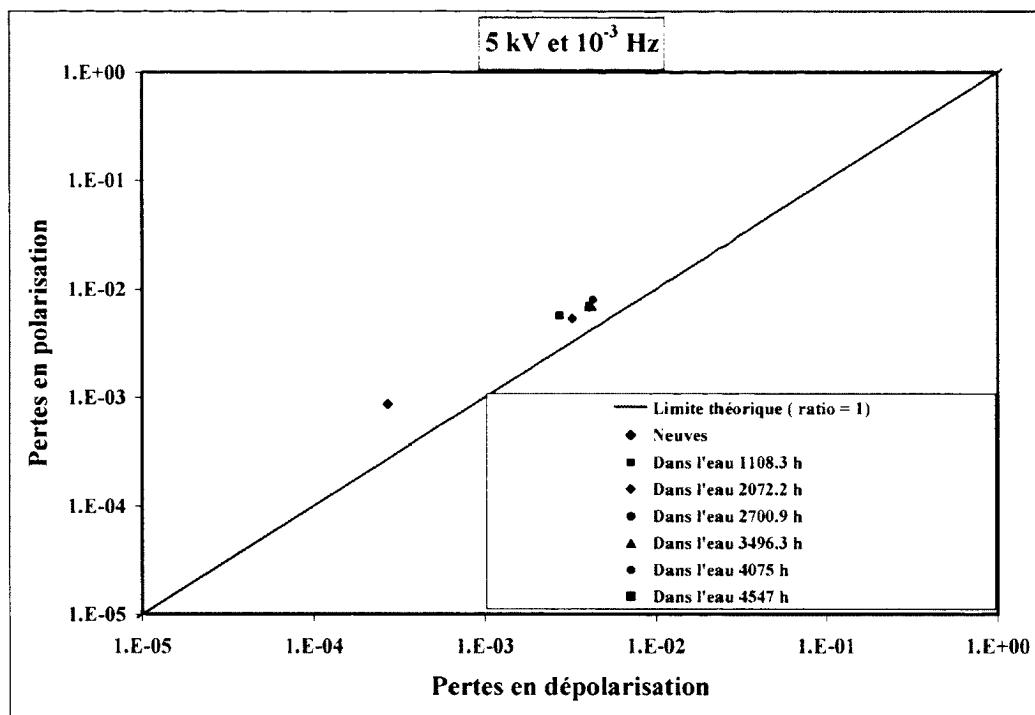


Figure 6.3 Progression des pertes diélectriques sur le câble 04-RG58-20 en fonction du temps d'immersion.

Afin de vérifier qu'il s'agissait bel et bien de l'effet de l'absorption d'eau dans l'isolation, le processus inverse a été expérimenté. Un câble ayant été saturé d'eau a été placé dans un four à 80°C pour le faire sécher. Les pertes diélectriques se sont mises à diminuer jusqu'aux valeurs initiales, soit celle des câbles neufs. Ensuite, une seconde immersion a produit une augmentation beaucoup plus rapide que la première fois. Finalement, un autre séchage a pu également être répété et les pertes ont redescendu montrant hors de tout doute que l'augmentation des pertes provenait de l'apport en eau dans l'isolation. La Figure 6.4 présente l'évolution des pertes du câble 04-RG58-17 ayant subi ces modifications.

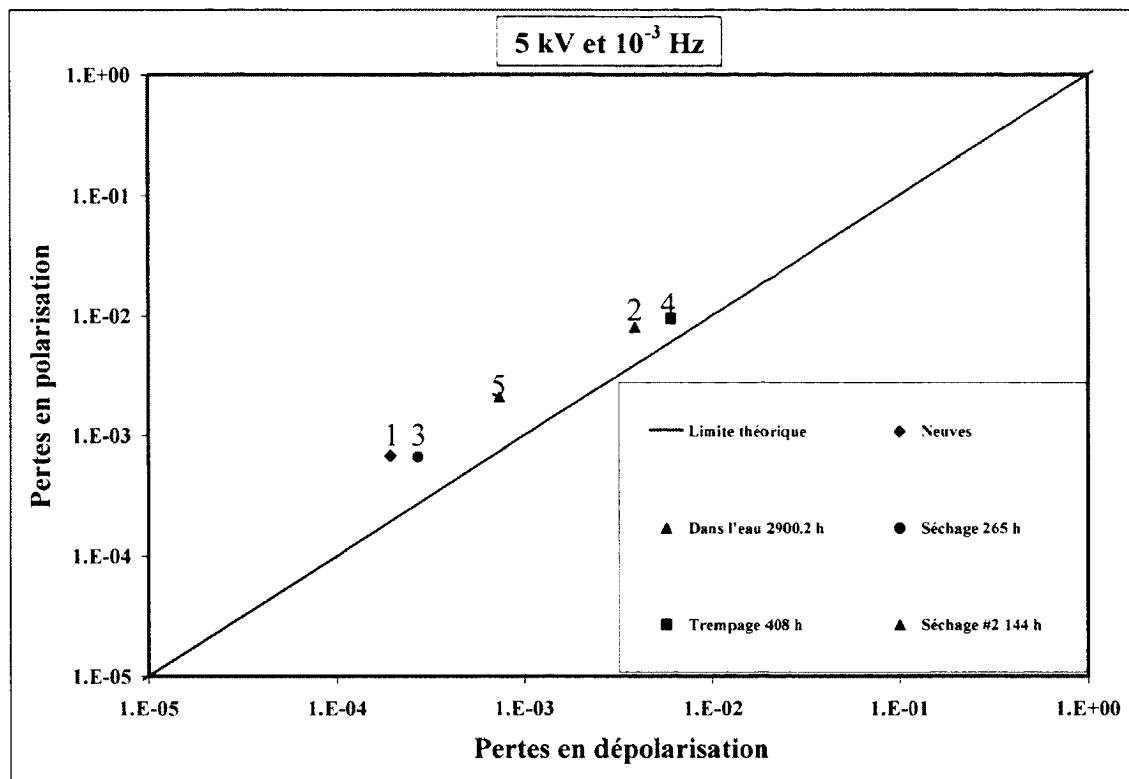


Figure 6.4 Progression des pertes diélectriques sur le câble 04-RG58-17 pendant l'immersion et le séchage à 80°C.

Les pertes de la Figure 6.4 se déplacent sur une ligne parallèle à la limite théorique. Ce qui implique que les pertes en dépolarisation sont toujours dans un rapport similaire avec celles en polarisation. Une autre façon de représenter ces données, d'une manière plutôt chronologique, est illustrée à la Figure 6.5. Les pertes en polarisation y sont représentées et la dépendance envers la quantité d'eau absorbée dans l'isolation est évidente. Après un premier séchage, les pertes reviennent pratiquement à la même valeur que lorsque l'isolation était neuve. La différence après le second séchage peut possiblement être expliquée par un changement dans la morphologie de l'isolant. Il est aussi intéressant de voir que l'eau pénètre beaucoup plus rapidement la seconde fois que la première, soit 408 heures contre 2744 heures.

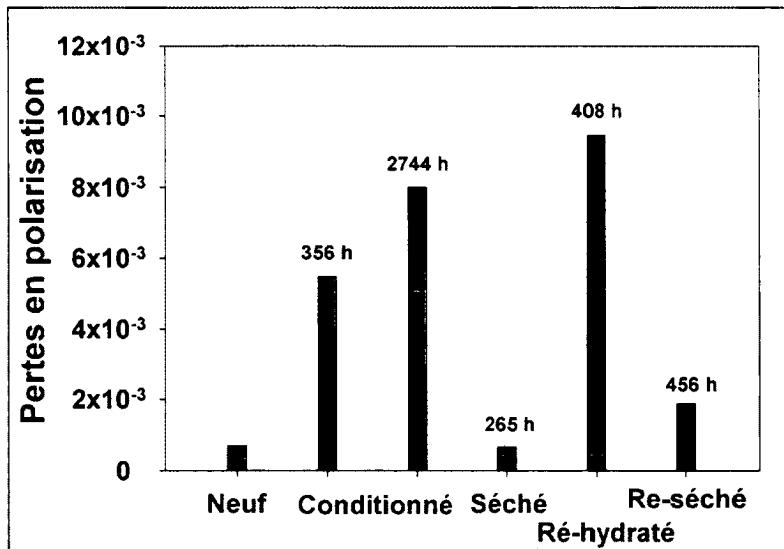


Figure 6.5 Historique des pertes.

En résumé, les pertes diélectriques autant en polarisation qu'en dépolarisation sont dépendantes de la quantité d'eau présente à l'intérieur de l'isolation.

6.3 Mesure sur l'effet du vieillissement par arborescence d'eau

Dans cette section, il sera question de l'évolution des pertes diélectriques dues à la dégradation par arborescence d'eau. Les mesures présentées à la Figure 6.6 ont été effectuées sur 15 câbles soumis à un vieillissement accéléré dans l'eau à 5 kV_{AC} . Une fois de plus il est difficile d'analyser l'ensemble de ces données. Il est préférable de regarder un câble à la fois ou encore la moyenne des valeurs pour un temps de vieillissement donné comme c'est le cas à la Figure 6.7.

De la même façon qu'à la section précédente, l'effet de l'absorption de l'eau dans le polyéthylène est présent et il faut le distinguer de celui du vieillissement. Initialement, il n'y a pas beaucoup de différence entre les valeurs des pertes diélectriques des deux distributions.

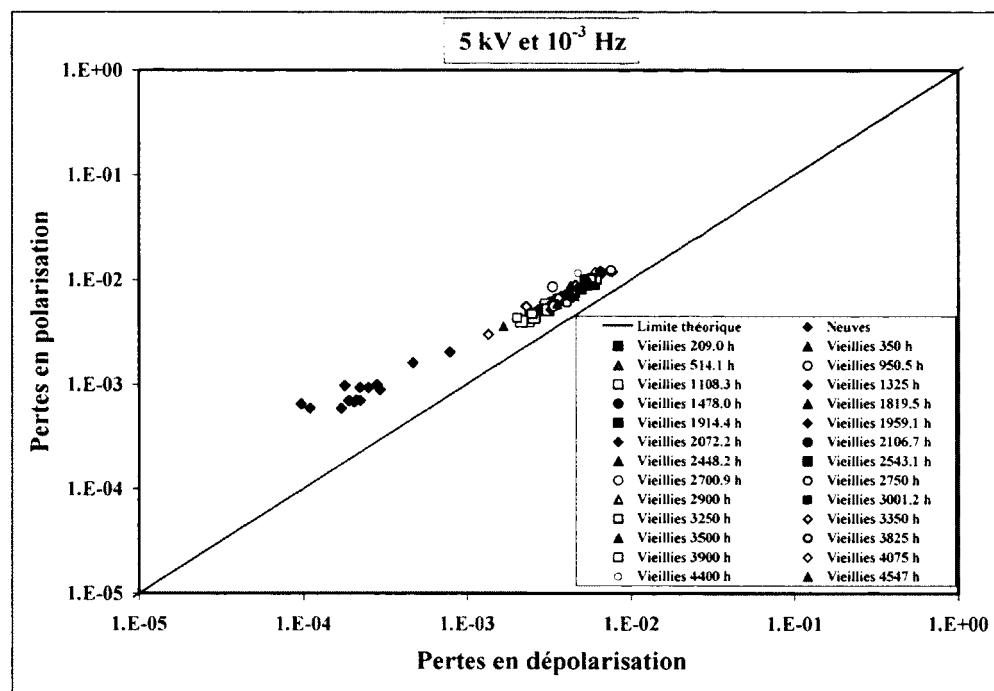


Figure 6.6 Ensemble des mesures réalisées sur des câbles ayant vieilli dans l'eau à 5 kV_{AC}.

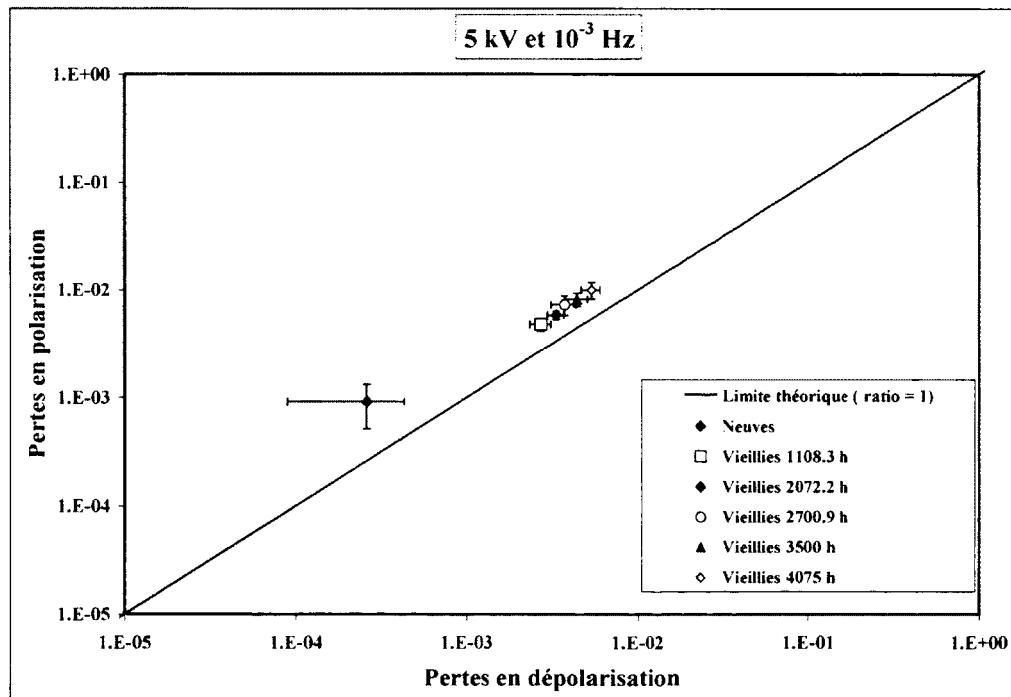


Figure 6.7 Moyenne des pertes diélectriques sur l'ensemble des câbles pour des temps précis selon le temps de vieillissement à 5 kV_{AC} dans l'eau.

Contrairement aux câbles conditionnés dans l'eau, les pertes diélectriques des câbles ayant vieilli poursuivent leur augmentation et ne saturent pas : cette augmentation doit être due à la présence d'arborescences d'eau à l'intérieur du polyéthylène. Il s'agit d'un seuil où les pertes ne sont plus dominées par l'augmentation d'eau dans l'isolation mais par les arbres d'eau. Ceux-ci croissent avec le temps et ainsi augmentent la surface totale entre le polyéthylène et leurs branches. Il en résulte d'une augmentation de la polarisation interfaciale entre les deux types de matériaux (Patsch and Romero 1992). Le courant d'absorption est augmenté par cet effet autant dans la charge que la décharge. C'est pourquoi les pertes diélectriques en polarisation et dépolarisation augmenteraient proportionnellement : sur une même droite parallèle à la limite théorique. Ils témoignent d'une dégradation globale de l'isolation telle que mentionnée dans la section 5.2.

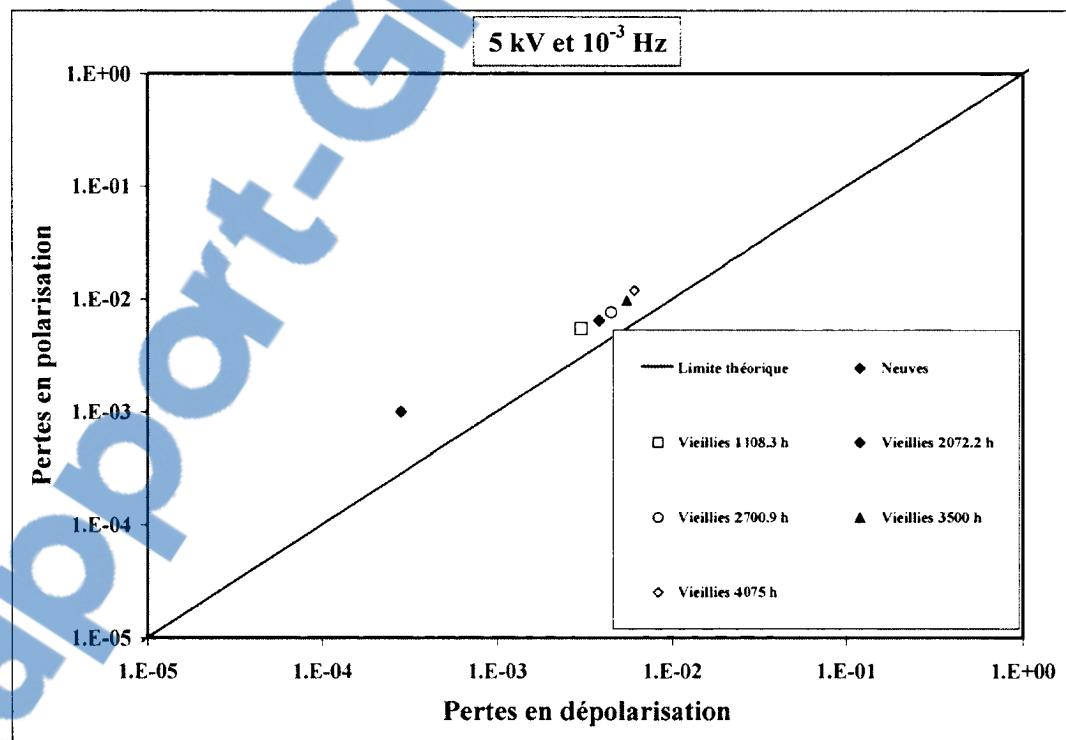


Figure 6.8 Progression des pertes sur la boucle 04-RG58-08 en fonction du temps de vieillissement à 5 kV_{AC} dans l'eau.

En prenant les mesures effectuées sur un câble individuellement, les pertes diélectriques progressent toujours sur une même droite, comme en témoigne la Figure 6.8. D'autres

résultats graphiques semblables à celui-ci sont joints au projet dans l'annexe 1 de ce mémoire.

Dans le but de mieux définir le seuil où les pertes sont davantage dues aux arborescences d'eau qu'à l'eau lui-même, des graphiques des pertes de chacune des populations sont comparés. Ainsi un câble vieilli 04-RG58-08 et un câble conditionné 04-RG58-20 présentent leur différences de pertes diélectriques pour les mêmes temps donnés sur la Figure 6.9. Il semble que l'isolation sature en eau bel et bien à 3000 heures. Pour des temps de vieillissement supérieurs, les arborescences d'eau dominent l'augmentation des pertes diélectriques.

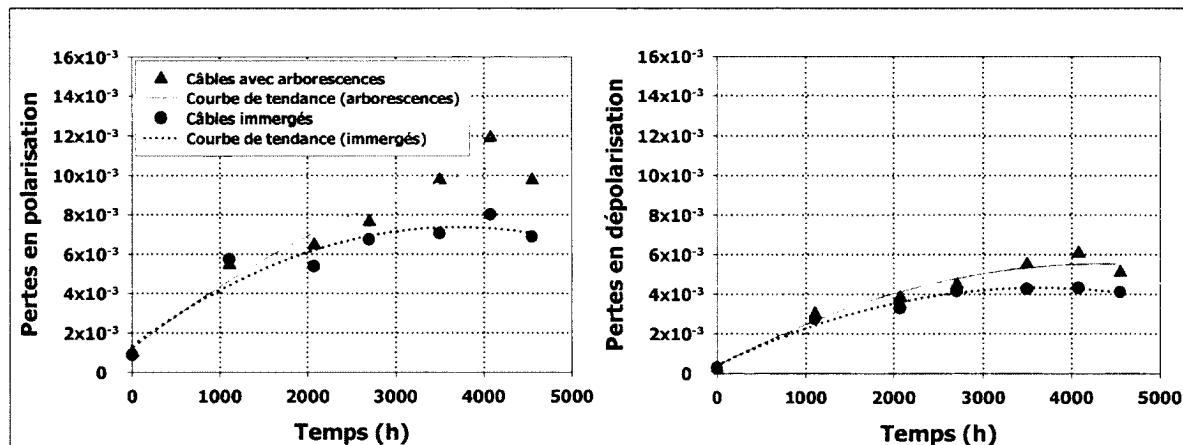


Figure 6.9 Pertes diélectriques sur un câble immergé dans l'eau et vieilli dans l'eau.

6.4 Mesure de l'effet de la température

La température est un facteur qui influence les mesures de courant, puisqu'elle fait varier la quantité et la mobilité des porteurs de charges. Dans le but de caractériser l'effet de la température sur les mesures, des câbles neufs et d'autres ayant subi un vieillissement dans l'eau à 5 kV_{AC} ont été caractérisés en température. Le montage du SDT-calorifique est utilisé pour contrôler ce paramètre entre des valeurs de -40°C à 80 °C. Un délai d'une heure était nécessaire entre le moment où le four avait atteint sa consigne et la mesure SDT. Ceci permet au four d'être stabilisé en température. L'enceinte du four étant grande, il fallait s'assurer que

l'échantillon soit entièrement à la température souhaitée. La Figure 6.10 montre une augmentation des pertes en polarisation et en dépolarisation en fonction de l'augmentation de la température.

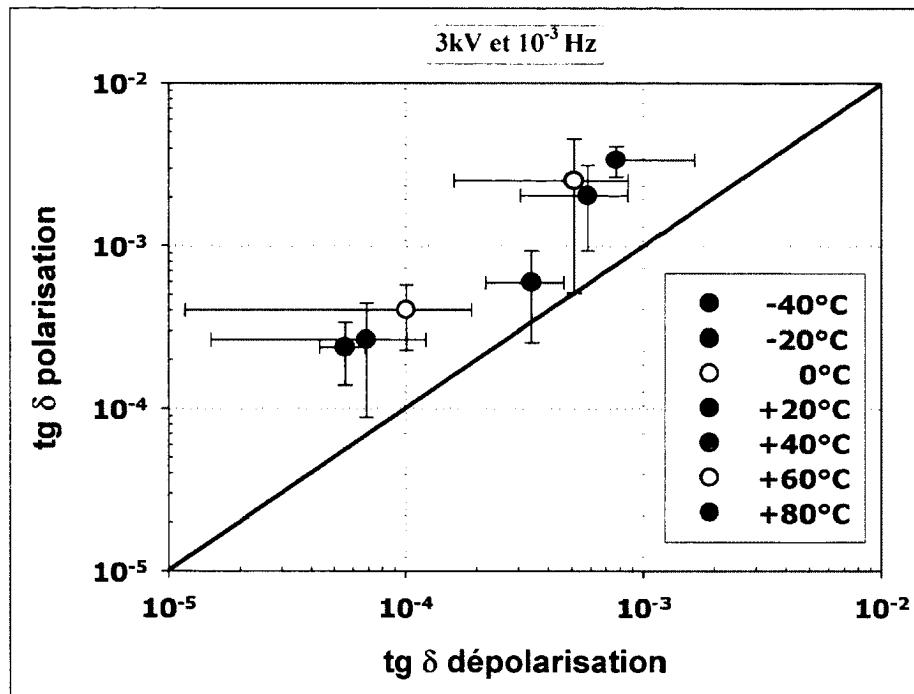


Figure 6.10 Effet de l'augmentation de la température sur les pertes en polarisation et dépolarisation sur des câbles neufs.

Étant donné que l'écart type des valeurs de pertes diélectriques est très large, il est difficile de proposer une droite de tendance pour l'influence de l'augmentation des températures. Cependant, il est important de tenir compte de ce paramètre lors des analyses, car les pertes varient sur un ordre de grandeur lorsque la température varie de -40 à 80 °C. Il n'est pas possible de comparer des mesures sur un même échantillon si ces mesures ont été faites à des grandes différences de température.

Le même type de mesure a été effectué sur des câbles vieillis et où des arborescences d'eau ont été observées. Évidemment, les pertes diélectriques étaient plus élevées que celles des câbles neufs pour une même température. La Figure 6.11 illustre les données recueillies suite aux mesures diélectriques. Le même type de progression que pour des câbles neufs est

observable pour des températures inférieures à 60°C. Un décrochage des pertes en polarisation survient à ce moment, tandis que les pertes en dépolarisation ne changent pas. Ceci peut être dû à une augmentation rapide du courant dû au transport de charge à partir de cette température. C'est-à-dire que le courant de polarisation augmente dû à la conduction, pendant que celui en dépolarisation demeure pratiquement constant parce que le courant d'absorption augmente beaucoup moins. Il est également possible que les pertes en polarisation soient causées par un défaut local dans l'isolation tel qu'énoncé à la section 5.2.

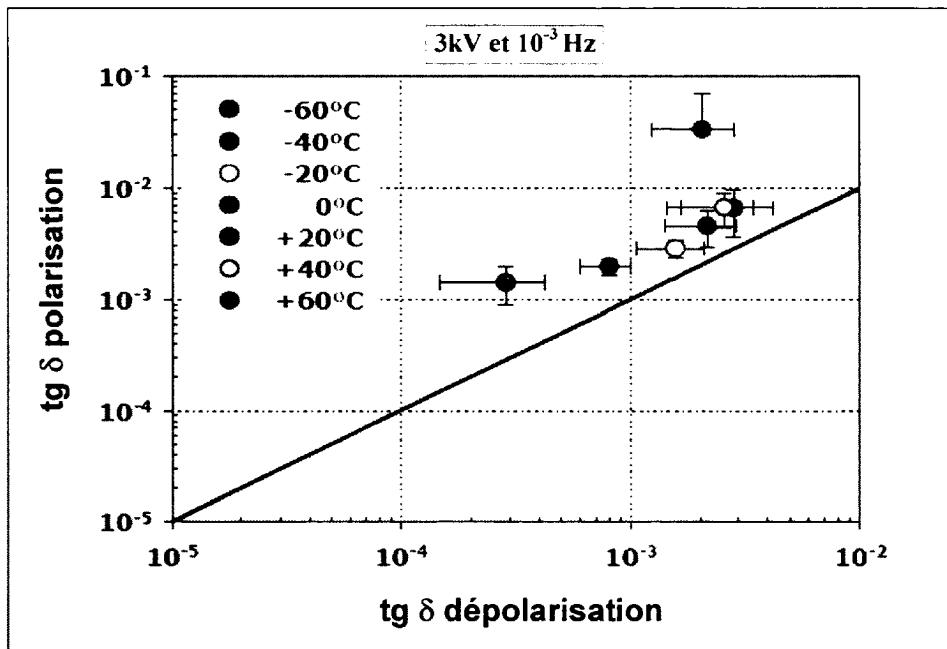


Figure 6.11 Effet de l'augmentation de la température sur les pertes en polarisation et dépolarisation sur des câbles avec des arborescences d'eau.

6.5 Mesure de l'effet de l'application seul d'un champ alternatif

Tel qu'étudié par (Scarpa, Bulinski et al. 1994) les pertes diélectriques peuvent changer lorsqu'un câble est soumis à une tension alternative en absence d'eau, c'est-à-dire dans l'air. Dans le but de vérifier si ce genre de phénomène survenait sur les câbles miniatures, cinq câbles ont été soumis à une tension alternative de 5 kV. Le montage expérimental de vieillissement de câble a été utilisé pour alimenter les échantillons suspendus dans l'air. Après environ 425 h, les mesures diélectriques ont révélé un changement présenté à la Figure

6.12. Il s'agit d'une augmentation de la tangente de perte en charge et en décharge. Une seconde série de mesures vers 1035 heures a montré un arrêt dans la progression des pertes. Les écarts types se chevauchant, il n'est pas possible de dire qu'il y a augmentation des pertes. Lors du calcul du champ électrique à la section 3.3, les valeurs obtenues pouvaient laisser croire à la formation de décharges partielles à la surface de l'isolation ou dans les cavités présentes dans celui-ci. Une dégradation du polymère à l'intérieur ou à la surface de l'échantillon était envisageable.

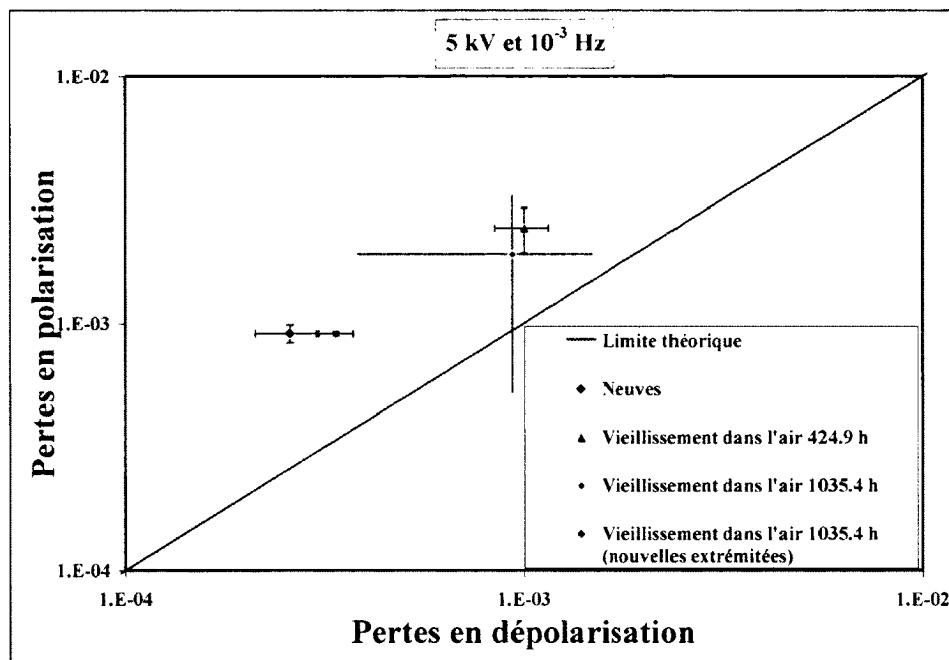


Figure 6.12 Mesures effectuées sur des câbles en vieillissement dans l'air.

En enlevant la bande de téflon des extrémités, une dégradation locale a été observable. La Figure 6.13 illustre une extrémité présentant des arbres de surfaces. Il s'agit de décharges partielles de surface qui ont abîmé l'isolation en surface créant de petits canaux. La Figure 6.14 présente un zoom de ces arbres de surface où la présence des petites branches d'arbres encastrées dans la surface de l'isolation est clairement visible. Ce type de dégradation sur les câbles aurait pu être évité avec l'utilisation de cône sur les extrémités. Le téflon est utilisé lors des mesures en courant continu c'est-à-dire lors de mesures SDT. Cependant, les bandes de téflon ne sont pas suffisantes pour contrer l'effet du champ tangentiel intense tel

qu'illustre à la Figure 3.4. En effet, cette dégradation vient du fait que le vieillissement soit effectué à tension alternative. Les extrémités utilisées sur ces câbles miniatures avaient comme fonction principale de diminuer le bruit lors des mesures diélectriques effectuées à tension continue et non pas de réduire le champ tangentiel.

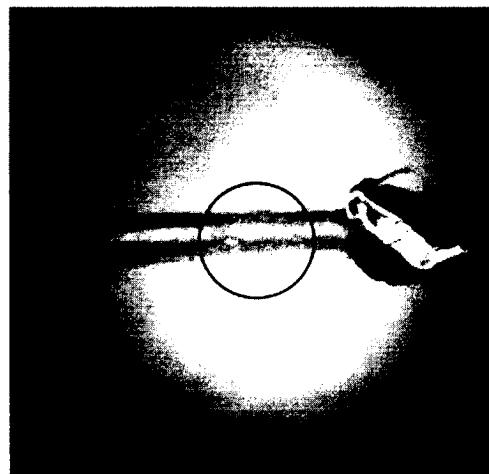


Figure 6.13 Photographie d'une extrémité d'un câble ayant vieilli à l'extérieur de l'eau.



Figure 6.14 Zoom sur les arbres de surface présent sur une extrémité.

Malheureusement, dans cette étude le temps a manqué pour refaire ce type de mesure avec des cônes aux extrémités. La Figure 6.15 montre une tranche d'isolation dans la région où les arbres de surface étaient observés. La dégradation est visuellement observable et les petites branches sont illustrées par des trous en demi-cercle sur la surface externe du polyéthylène.

À l'aide d'une réparation des extrémités des câbles, les mesures diélectriques ont clairement montrées que les pertes revenaient à celles d'un échantillon neuf. En résumé, l'augmentation des pertes observées provenaient directement de la dégradation des extrémités des câbles.

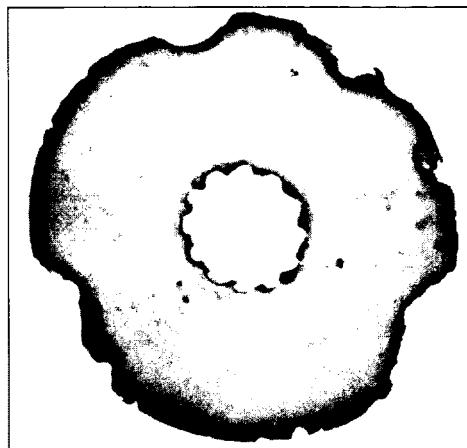


Figure 6.15 Tranche de polyéthylène dans la région de l'extrémité.

Une série de mesures sur des films de polyéthylène a été effectuée dans l'objectif de vérifier si le même type d'augmentation des pertes pouvait être observé. Les échantillons étaient en géométrie plan-plan et le montage de la Figure 4.5 a été utilisé pour réaliser les mesures. Dans le but de créer le même type de dégradation que sur les extrémités de câble, une bobine de Tesla a été utilisée pour percer les objets d'essais. Une bobine de tesla possède une extrémité pointue afin d'augmenter l'effet de pointe du champ électrique et ainsi créer des arcs électriques. La Figure 6.16 illustre un échantillon utilisé et la bobine de Tesla.

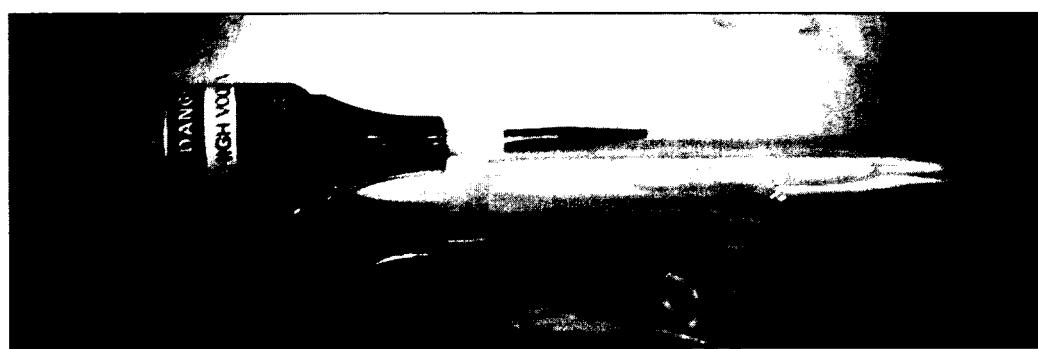


Figure 6.16 Bobine de Tesla avec l'échantillon de polyéthylène.

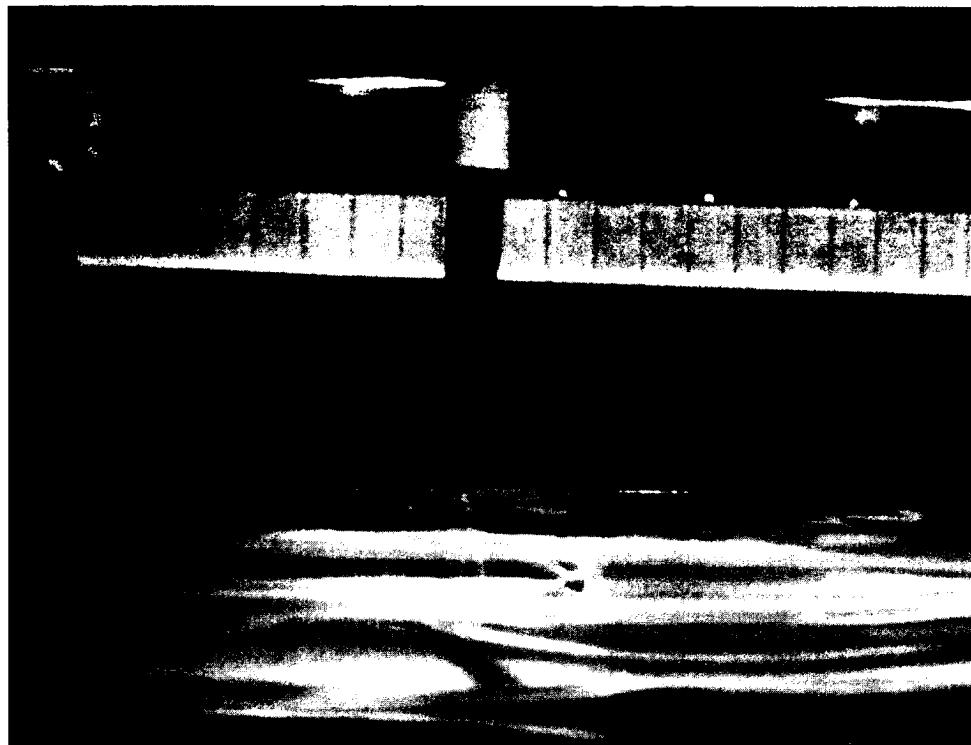


Figure 6.17 Bobine de Tesla perforant un échantillon de polyéthylène.

Des mesures SDT ont été effectuées sur des films de polyéthylène neuf et par la suite ceux-ci ont été bombardés d'arcs électriques dans le but de dégrader le polymère. La Figure 6.17 illustre un arc électrique provenant de la bobine de Tesla et perforant l'épaisseur totale de l'échantillon. Le même échantillon a subi l'effet des arcs électriques à deux reprises pour vérifier la progression des pertes en fonction de la quantité de dégradation du polymère. Afin de s'assurer que les mesures n'étaient pas influencées par tous autres paramètres extérieurs, des mesures répétitives ont été utilisées sur le même objet d'essai.

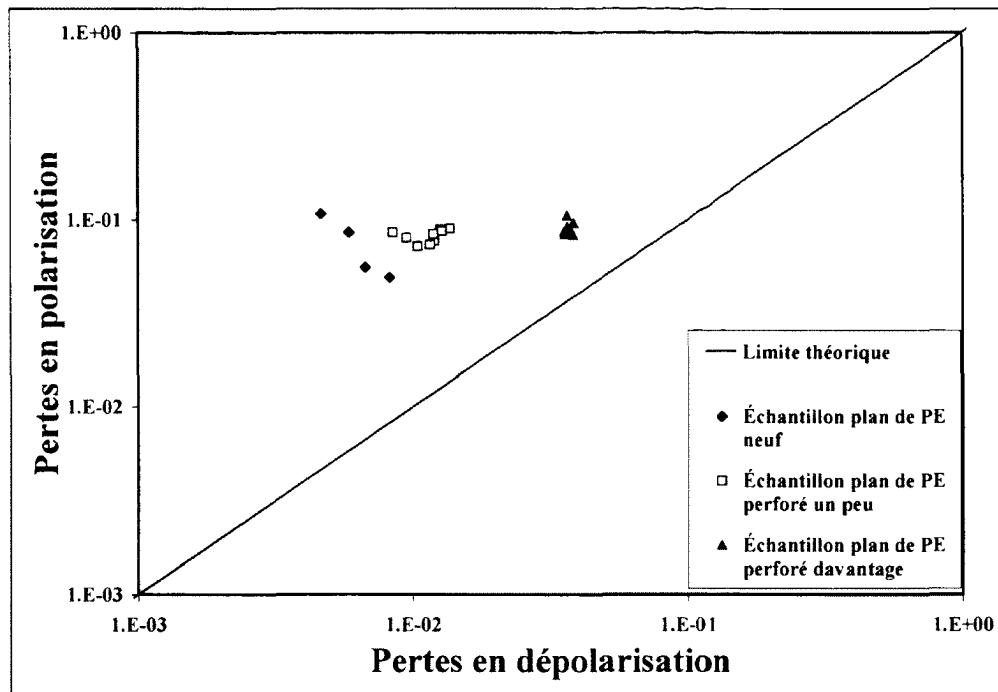


Figure 6.18 Progression des pertes dans une plaque de polyéthylène perforée.

L'échantillon était chargé à 5 kV pendant 1000 secondes, et dépolarisé pendant trois heures. La Figure 6.18 montre la progression des pertes après une première et une seconde dégradation par arcs électriques. L'augmentation des pertes diélectriques en dépolarisation est observable, tandis que la polarisation demeure inchangée.

Il est évident que la nature des pertes obtenues en vieillissant des câbles dans l'air provient réellement de la dégradation des extrémités par un processus de décharges partielles. De plus, cette dégradation est de la même nature que celle générée sur l'échantillon plan-plan. La différence est que le défaut traverse complètement l'isolation dans ce cas-ci et résulte en un courant de polarisation constant. Dans le cas de la dégradation des extrémités de câbles, il n'y a pas de perforation complète de l'isolation et ainsi de pertes en polarisation constante. En résumé, la dégradation générée par les décharges partielles sur les surfaces des extrémités provoque une augmentation des pertes diélectriques tant en polarisation qu'en dépolarisation. De plus, il a été possible de reproduire ce type de dégradation et d'observer le même phénomène.

6.6 Corrélation entre vieillissement et longueur d'arbre d'eau

Cette section présente les différentes observations effectuées sur l'isolation des câbles vieillis dans l'eau. Dans l'ensemble des tranches de câbles étudiés, il n'y avait presqu'aucun arbre de type buisson : seulement des arbres nœuds papillons étaient observés, ce qui représente exactement la dégradation typique des câbles de distribution provenant du réseau d'Hydro-Québec. En effet, les arbres buissons sont initiés lorsque la surface extérieure possède des pores et les câbles utilisés dans cette étude n'avaient pas cette caractéristique. Il aurait été nécessaire de bombarder d'un jet de sable la surface de l'isolant pour obtenir des porosités de surface et ensuite de telles arborescences aurait cru. Cependant, l'objectif n'était pas de faire croître des arbres éventails. Plusieurs tranches de câbles ont été produites sur un même échantillon afin d'obtenir une bonne statistique. La découpe des tranches se faisait avant d'obtenir la tension de claquage du câble. La technique de teinture des arborescences utilisée fut celle décrite à la section 4.7. La Figure 6.19 présente quelques-uns des arbres d'eau de type nœud papillon qui ont été produits lors du vieillissement accéléré. Sur la première image, il y a un grand arbre et plusieurs dizaines d'arbres d'eau beaucoup plus petits.



Figure 6.19 Différentes arborescences d'eau détectées dans l'isolation des câbles vieillis.

La Figure 6.20 démontre qu'il y a seulement quelques arbres qui sont de longueur significative dans une même tranche. Cependant la densité d'arborescences d'eau est grande. Il serait trop long de mesurer l'ensemble des arbres afin de déterminer la densité de ceux-ci

en fonction de leur longueur. Afin de caractériser les longueurs d'arbres, cette étude n'utilise que l'arbre le plus long observé sur une certaine quantité de tranches.

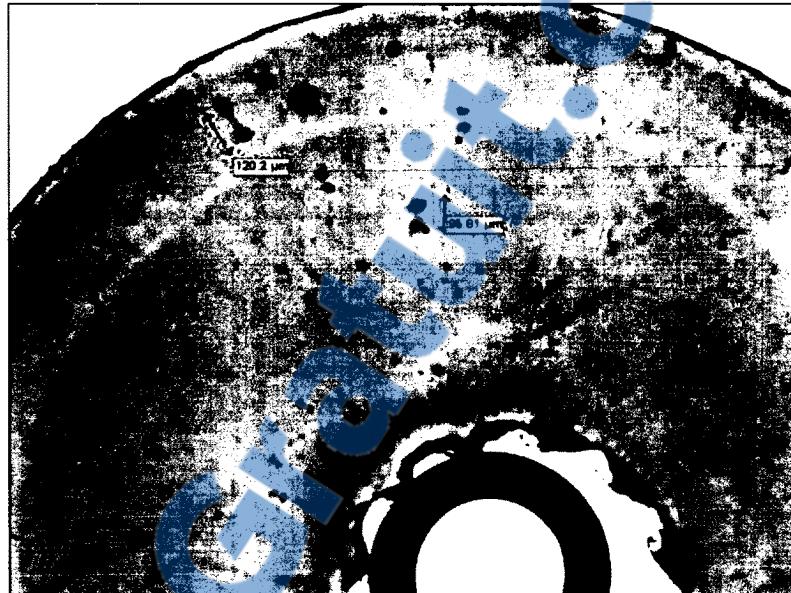


Figure 6.20 Arbres le plus long dans une tranche.

Dans le but de mieux comparer le vieillissement accéléré de ces câbles miniatures au vieillissement des câbles du réseau de distribution, une normalisation par l'épaisseur de l'isolant peut être effectuée. La Figure 6.21 montre les arborescences d'eau qui ont été observés avec la plus grande longueur sur l'ensemble des tranches produites.



Figure 6.21 Les plus grands arbres d'eau observés.

Le Tableau 6.1 présente les résultats obtenus pour l'arbre le plus long en fonction du temps de vieillissement accéléré. Un échantillon de câble différent est utilisé pour chaque mesure.

Tableau 6.1 Arbres d'eau le plus long en fonction du temps de vieillissement

Temps	Nombre de tranches produites	Longueur de l'arbre d'eau le plus long
h	—	μm
0	0	0
2072,2	20	120
3001,2	30	187,5
3340	20	160
3496,3	30	155,4
3822,9	20	198
4547	30	160

Le phénomène de croissance des arbres survient très rapidement lors du vieillissement sous champ électrique et en présence d'eau. Cependant après environ 3000 heures de vieillissement pour ce type de câble, le taux de croissance diminue. Ceci peut être attribué aux différents mécanismes de croissances des arbres dont l'un d'entre eux serait beaucoup plus rapide avec l'apport en eau que d'autre. De plus, il s'estomperait autour d'un certain seuil. D'un autre côté, un second mécanisme de croissance moins rapide demeurerait présent et expliquerait une croissance faible des arborescences après 3000 heures.

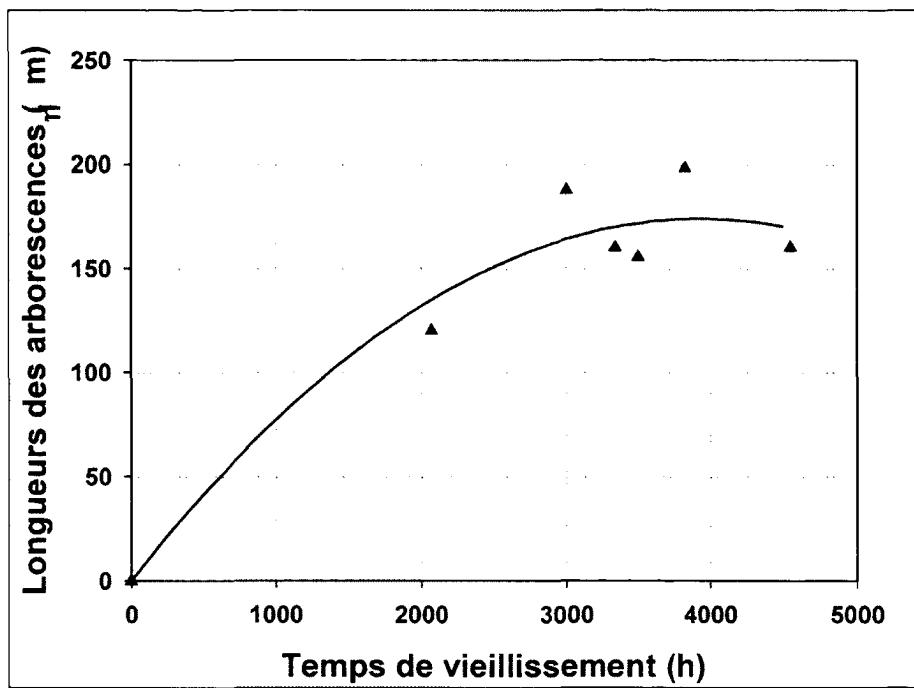


Figure 6.22 La longueur des arbres d'eau en fonction du temps de vieillissement.

En résumé, il n'y a pas de relation directe entre la longueur de l'arborescence d'eau la plus longue observée sur une vingtaine de tranches et le temps de vieillissement des câbles sous champ électrique en présence d'eau. Cependant, les arbres sont de plus en plus grands au fur et à mesure que le vieillissement se produit. Il aurait été intéressant de voir l'évolution de la densité d'arbres d'eau dans le volume en fonction du temps de vieillissement.

6.7 Tension de claquage

6.7.1 Corrélation avec le vieillissement des câbles

Dans l'objectif de connaître la diminution de performance du câble suite au vieillissement et au conditionnement, des mesures de claquage ont été effectuées sur des bouts de câbles de 1,5 m de long. Ceci a permis d'obtenir plusieurs valeurs pour un même câble et de calculer les paramètres d'échelle et de forme pour une distribution de Weibull. Les valeurs nécessaires pour l'affichage du graphique de Weibull ont été calculés telles que présentées

dans le Tableau 6.2. Les tensions de claquage sont ordonnées en ordre croissant comme le stipule la norme IEEE-STD-930-2004, tandis que la probabilité de claquage est calculée à partir de l'équation 2.30.

Tableau 6.2 Valeur des tensions de claquage ainsi que les calculs nécessaires pour le graphique de Weibull

Échantillon	i	Tension de Claquage	ln(V)	$\frac{i - 0.3}{n + 0.4}$	ln(ln(1/(1-P)))
0 heure de vieillissement	-	kV	-	%	-
04-RG58-neuf-1	1	33,92	3,52	4,5	-3,07
04-RG58-neuf-2	2	34,60	3,54	11,0	-2,15
04-RG58-neuf-3	3	35,40	3,57	17,5	-1,65
04-RG58-neuf-4	4	43,32	3,77	24,0	-1,29
04-RG58-neuf-5	5	44,32	3,79	30,5	-1,01
04-RG58-neuf-6	6	44,88	3,80	37,0	-0,77
04-RG58-neuf-7	7	48,44	3,88	43,5	-0,56
04-RG58-neuf-8	8	50,04	3,91	50,0	-0,37
04-RG58-neuf-9	9	50,32	3,92	56,5	-0,18
04-RG58-neuf-10	10	50,96	3,93	63,0	-0,01
04-RG58-neuf-11	11	51,08	3,93	69,5	0,17
04-RG58-neuf-12	12	51,16	3,93	76,0	0,35
04-RG58-neuf-13	13	51,20	3,94	82,5	0,55
04-RG58-neuf-14	14	51,56	3,94	89,0	0,79
04-RG58-neuf-15	15	53,48	3,98	95,5	1,13

À l'aide du logiciel de calcul MATLAB® et de ses fonctions de statistique de Weibull, les estimateurs des paramètres d'échelle et de forme ainsi que leurs intervalles de confiance à 90% sont déterminés. Le Tableau 6.3 présente les différents résultats recueillis afin de tracer les courbes de Weibull. Les cases comportant un fond de couleur gris indiquent les câbles ayant subi seulement un conditionnement dans l'eau. Certaines séries de données sont petites, soit de quatre ou cinq échantillons. Dans ce cas, les intervalles de confiances sont utilisés afin de valider qu'il y ait bien une différence entre les séries de données.

Tableau 6.3 Valeur des paramètres de Weibull ainsi que leurs intervalles de confiance pour les différents câbles

Type de conditionnement	Nombre d'échantillon	$\hat{\alpha}$ (kV)	$\hat{\beta}$ (kV)	Intervalle de confiance à 90 % pour $\hat{\alpha}$	Intervalle de confiance à 90 % pour $\hat{\beta}$
Neuf	15	48,9	10,1	46,8-51,1	7,0-14,6
Immergé 2700 h	8	43,5	14,6	41,5-45,7	9,3-23,0
Immergé 2900 h	5	43,6	15,4	41,5-45,9	8,5-28,0
Immergé 2900 h et séché	4	38,7	16,9	37,7-39,8	16,9-59,1
Immergé 3500 h	9	41,8	11,1	39,3-44,5	6,4-19,4
Immergé 4547 h	4	37,3	12,0	34,7-40,1	6,0-23,9
Immergé 4547 h et séché	5	43,3	10,0	40,1-46,8	5,7-17,7
Vieillis 2100 h	9	48,2	8,3	44,2-52,5	5,3-13,8
Vieillis 3000 h	9	47,4	16,5	45,4-49,5	10,7-24,5
Vieillis 3340 h (1)	5	49,6	15,4	47,1-52,1	8,6-27,4
Vieillis 3340 h et séché (1)	4	59,6	49,9	58,6-60,6	22,8-109,1
Vieillis 3340 h (2)	4	39,5	158,3	39,3-39,8	73,3-341,9
Vieillis 3340 h et séché (2)	5	52	7	46,1-47,6	3,4-13,5
Vieillis 3500 h	9	49	10,2	46,2-52,1	6,7-15,5
Vieillis 3830 h et séché	7	56,3	16,7	54,2-58,6	10,2-27,6
Vieillis 4547 h (1)	4	52,6	21,2	50,5-54,8	11,4-39,5
Vieillis 4547 h et séché (1)	4	56,1	10,8	51,7-60,7	5,5-21,5
Vieillis 4547 h (2)	4	56,2	55,0	55,4-57,1	26,9-112,6
Vieillis 4547 h et séché (2)	4	56,7	8,6	51,3-62,6	4,1-18,1

La Figure 6.24 présente un exemple de graphique de Weibull avec trois distributions de données de claquage. La première distribution, dont les points sont représentés à l'aide de petits losanges foncés, est la référence, c'est-à-dire la valeur de tension résiduelle lorsque le câble est complètement neuf. Ses intervalles de confiances à 90% sont représentés par les lignes pointillées. Les symboles correspondent également aux données du Tableau 6.2 tandis

que le trait plein correspond à la droite de régression obtenue par la méthode de vraisemblance maximale. La seconde distribution est celle d'un câble ayant vieilli 3500 heures sous champ électrique et placé dans l'eau. Les deux distributions sont similaires puisque leurs intervalles de confiance de 90% se chevauchent. Ce qui veut dire que le câble n'a pas subit de changement morphologique assez important pour réduire sa tension de claquage. Ceci demeure vrai pour tout le vieillissement effectué dans cette étude soit jusqu'à 4547 heures. La Figure 6.23 présente les valeurs obtenues de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement. La tension de claquage correspond à la valeur de l'estimateur α de la distribution obtenu par la méthode de vraisemblance maximale de la série de donnée. L'incertitude sur la mesure est équivalente aux intervalles de confiance à 90% de cet estimateur (voir tableau 6.3).

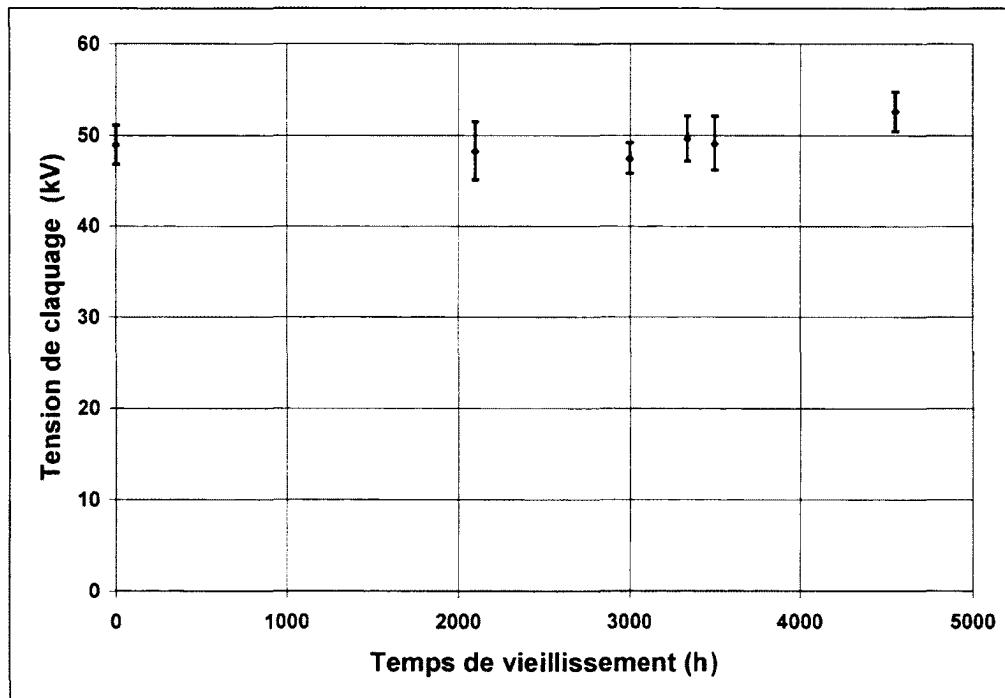


Figure 6.23 Tension de claquage en fonction du temps de vieillissement dans l'eau.

Étant donné qu'une droite peut passer par l'ensemble des intervalles de confiance, il n'y a pas de changement statistique significatif en fonction du temps. Il n'y a pas de réduction de la tension de claquage même s'il existe une quantité importante d'arborescences d'eau de

type nœud papillon dans ces isolations. Il est important de mentionner que l'arbre le plus long observé sur ces échantillons était d'environ 15 à 20% de l'isolation. Il est possible qu'après davantage de vieillissement, la densité d'arbres d'eau, ou encore des arbres plus longs, atteigne un seuil qui influencerait la tension de claquage. Malheureusement dans cette étude, un tel phénomène n'a pas pu être observé. Il faut conclure que la tension de claquage est insensible aux arborescences d'eau quand ceux-ci font de 15 à 20 % de la longueur de l'isolant.

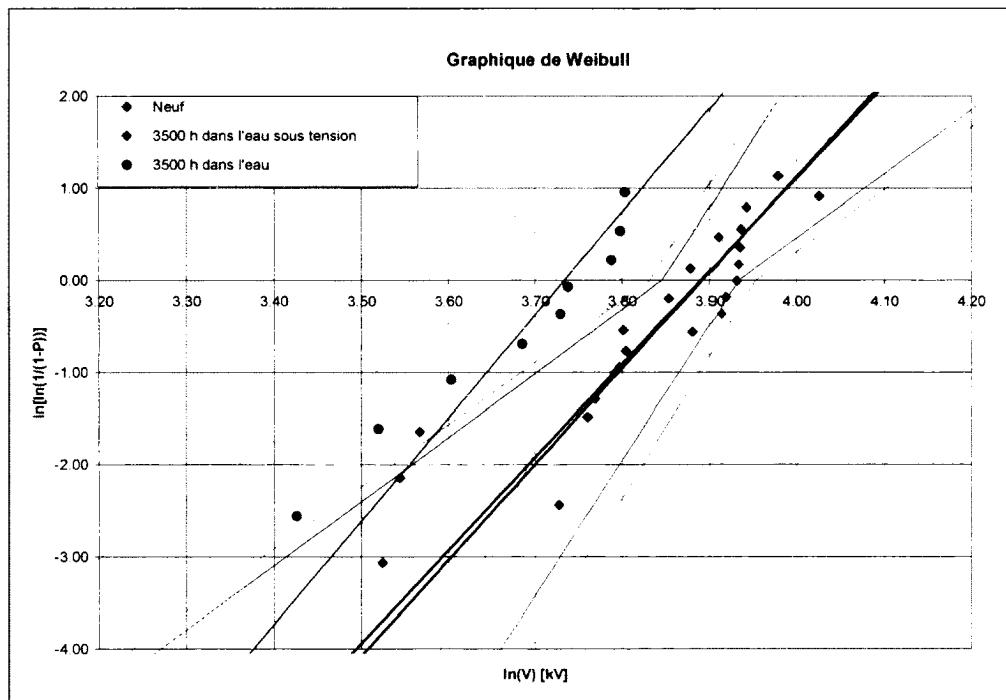


Figure 6.24 Représentation de Weibull des claquages sur les câbles neuf, 04-RG58-11 et 04-RG58-19.

La Figure 6.24 présente également les résultats de claquage d'une troisième série de données, illustrée à l'aide de cercle sur le graphique. Il s'agit d'un câble ayant subi un conditionnement dans l'eau durant un intervalle de temps semblable au câble ayant subi un vieillissement dans l'eau. C'est-à-dire que la différence entre les deux séries de données consiste uniquement en l'application d'un champ électrique ou non dans l'isolant. Il est surprenant de voir une telle différence entre les deux séries de données. En effet, les câbles

saturés en eau ont une tension de claquage plus faible que ceux comportant des arbres d'eau. Il est assez difficile d'expliquer correctement ce phénomène.

Les contraintes mécaniques à l'intérieur de l'isolant peuvent être responsables de la diminution de la tension de claquage. De plus, il est possible que l'eau qui a diffusé dans les cavités augmente la pression sur leurs parois lors de l'essai de claquage. Ceci expliquerait la réduction de la tension de claquage du matériau, similairement à la perte de propriétés mécaniques dans les polymères due à la présence de liquide, phénomène connu sous le nom d'environnemental stress-cracking (ESC) dans le polymère (Howard 1959). Cependant, cet effet serait également présent dans le cas des câbles vieillis et pourtant la tension de claquage ne semble pas affectée. Il faut donc une deuxième explication afin d'éclaircir la raison du non-changement de la tension de claquage lorsque les câbles subissent un vieillissement dans l'eau.

Un champ électrique peut relaxer les contraintes mécaniques. C'est-à-dire que le champ électrique ferait glisser les chaînes de polymère les unes sur les autres et le résultat serait une diminution des contraintes locales (Thue 1999). En résumé, la tension de claquage serait diminuée par l'apport en eau dans les deux cas et pour les câbles ayant subi un vieillissement sous tension, elle serait également améliorée dû à la relaxation des contraintes initiales.

Une autre explication possible est l'influence du champ électrique sur la diffusion de l'eau. Les molécules d'eau étant polaires, elles sont attirées vers le centre du câble, là où le champ électrique est le plus intense (effet diélectrophorétique). Le champ est non homogène dans l'isolation du câble. Toutefois, il n'est pas aisément à ce moment-ci d'expliquer comment ce phénomène modifierait la tension de claquage.

Ces explications restent des hypothèses qui n'ont pu être validées lors de ces travaux. Il aurait été intéressant de confirmer la diminution des contraintes mécaniques à l'aide d'une analyse de tranches par photoélasticité. Ceci aurait permis de suivre l'évolution des contraintes

locales dans les câbles neuf, après vieillissement et après conditionnement. Pour le moment il n'y a que des pistes d'explications du phénomène observé sans avoir d'explication définitive.

6.7.2 Corrélation avec le conditionnement des câbles

La diminution de la tension de claquage pour les câbles seulement immergés dans l'eau est également assez difficile à expliquer, puisque celle-ci ne cesse de diminuer en fonction du temps. C'est ce que révèle la Figure 6.25 où les valeurs des estimateurs α pour les câbles conditionnés dans l'eau sont illustrées avec leurs intervalles de confiance à 90%. La droite est une régression linéaire de ces valeurs et elle passe par l'ensemble des intervalles de confiance. Ceci semble démontrer une relation proportionnelle entre la tension de claquage et le temps d'immersion dans l'eau des câbles.

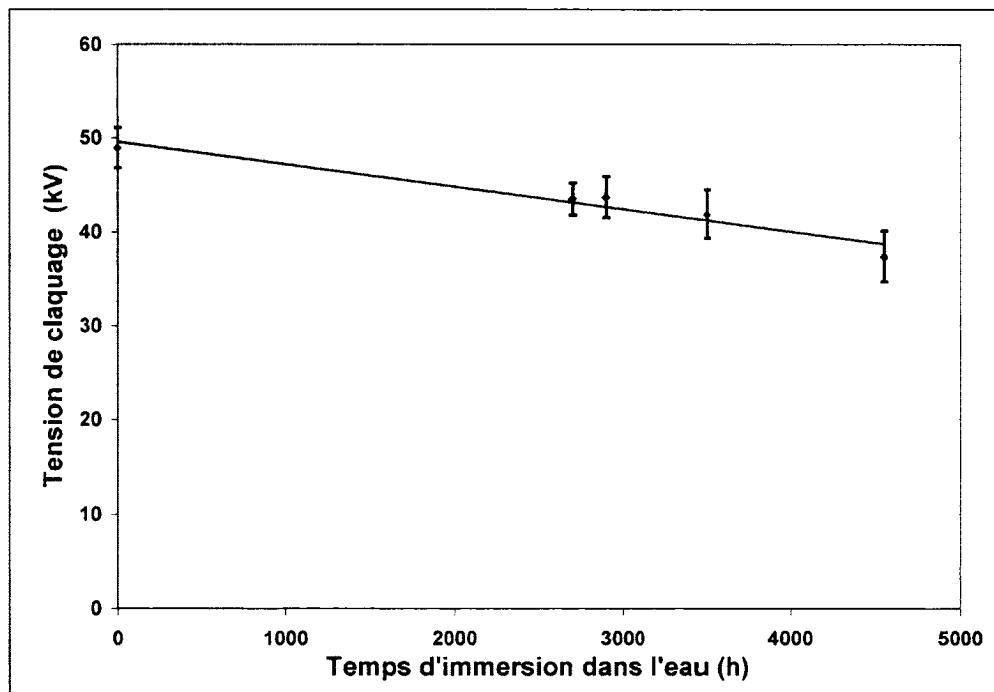


Figure 6.25 Tension de claquage en fonction du temps d'immersion dans l'eau.

Ce résultat est encore une fois surprenant, puisque la saturation du câble en eau doit survenir autour de 3000 h, tel que démontré à la section 6.2 à partir des mesures Karl Fisher. Ceci

signifie qu'un phénomène autre que la concentration en eau seule doit expliquer pour quelle raison la tension de claquage diminue en fonction du temps et non pas uniquement en fonction de la quantité d'eau présente dans l'isolation.

Dans le but de valider l'hypothèse de la diminution des contraintes mécaniques présentes dans l'isolant, d'autres manipulations ont été faites. Des échantillons de câbles ont été claqués quelques heures après avoir été retirés du montage de vieillissement pendant que d'autres provenant du même câble en vieillissement ont été chauffés dans un four pendant 96 heures à 80°C. Ce conditionnement à température élevée permet de relaxer les contraintes mécaniques résiduelles présentes dans l'isolation et ainsi possiblement améliorer la tension résiduelle de claquage. Les câbles ont été soumis au claquage après que leur température se soit stabilisée à la température ambiante. La Figure 6.26 présente les résultats de deux séries de données, avant et après séchage. Celui-ci avait vieilli pendant 3340 heures.

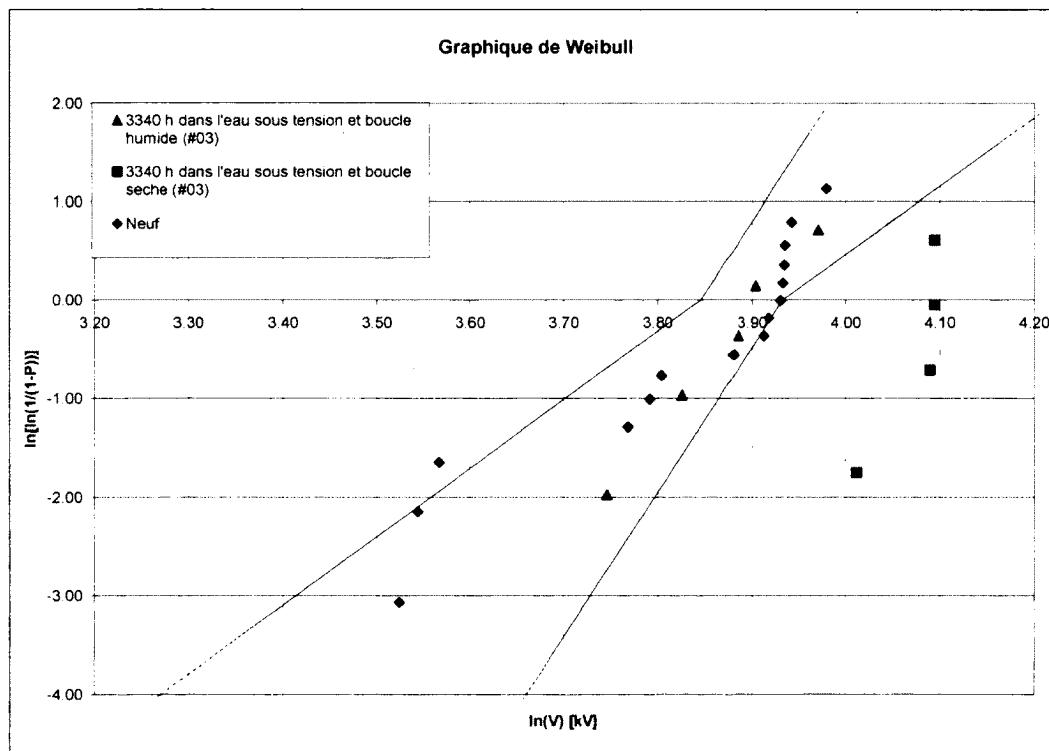


Figure 6.26 Représentation de Weibull des claquages sur le câble 04-RG58-03 et sur un câble neuf.

Une différence notable entre les deux séries de données peut être observée. Il y a deux phénomènes qui peuvent expliquer cette amélioration de la tension de claquage pour les câbles ayant subi le traitement thermique. Le premier est la diminution des contraintes mécaniques dans l'isolant et le second est une diminution de la quantité d'eau dans l'isolant. En effet, l'eau a dû s'évaporer pendant le séchage et ainsi le milieu dans lequel l'arc électrique s'initie lors du claquage est modifié. D'autres résultats semblables à celui-ci sont présentés dans l'annexe 1.

La même investigation a été effectuée sur un câble en conditionnement dans l'eau pendant 4547 heures. Une fois le câble séché dans le four les tensions de claquage ne sont pas revenues exactement au même niveau que le câble neuf. La Figure 6.27 présente ces deux séries de données. Ceci signifie que les câbles seulement immersés dans l'eau ont subi un autre changement que ceux envisagés initialement. En effet, si la diminution des tensions de claquage pour les câbles conditionnés était seulement causée par la présence d'eau et des contraintes mécaniques initiales, le câble séché aurait une tension de claquage supérieure ou égale à celle initiale d'un câble neuf.

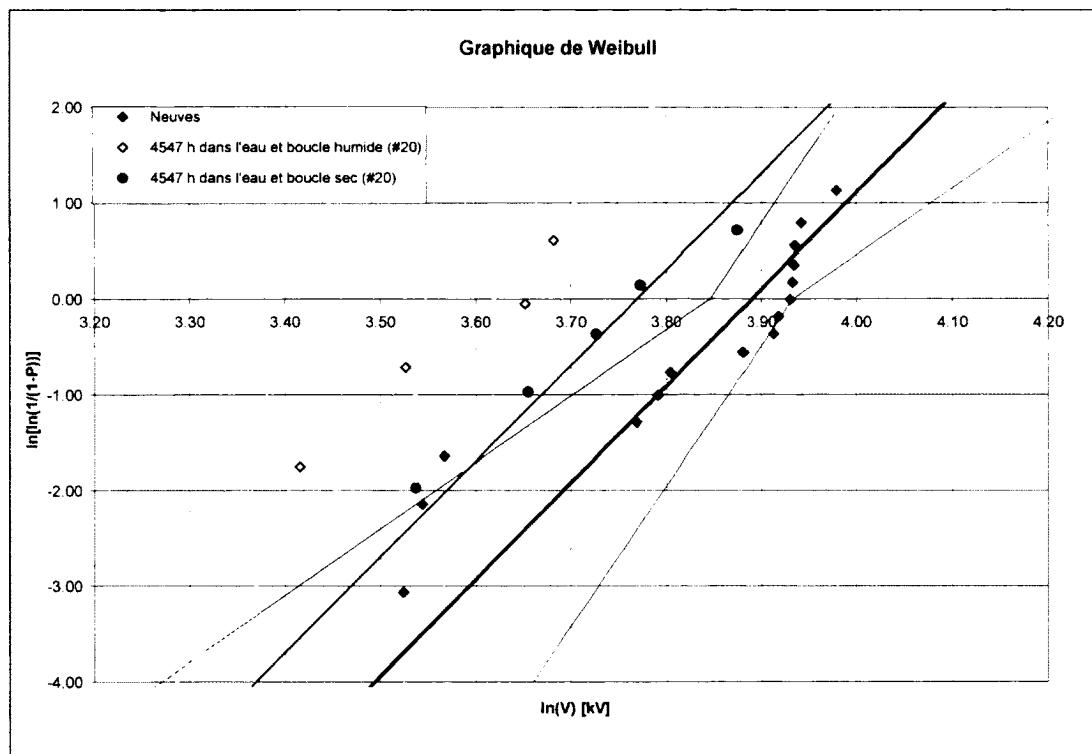


Figure 6.27 Représentation de Weibull des claquages sur le câble 04-RG58-20 et sur un câble neuf.

Étant donné que celle-ci semble être inférieure, ni l'environnement de claquage, c'est-à-dire l'eau dans l'isolation, ni les contraintes mécaniques dans l'isolation ne peuvent expliquer ensemble la diminution de la tension de claquage des câbles conditionnés puis séchés par rapport aux câbles neufs. Il demeure une dernière piste d'explication du phénomène : l'hydrolyse. L'hydrolyse se produit lorsqu'en présence d'eau les liens chimiques des chaînes polymériques sont détruits. Ce phénomène est plus fréquent pour les polymères fabriqués par polycondensation (tel que le nylon). De cette façon, la présence d'eau dans le polymère engendre la fissure des macromolécules et résulte d'une diminution des propriétés électriques et mécaniques de l'isolant. La différence entre la tension de claquage après séchage et neuf pourrait être explicable par l'hydrolyse ayant eu lieu lors de l'immersion. Ceci permettrait également d'expliquer pourquoi la tension de claquage poursuit sa descente en fonction du temps après 3000 heures. L'hydrolyse se poursuit même lorsque la saturation en eau du polymère est atteinte.

Dans la littérature, il a été également observé que l'hydrolyse était ralentie lorsqu'un champ électrique était appliqué au matériau (Masaaki and Shinji 2005). L'explication serait que les ions H_3O^+ et OH^- contribueraient au courant de conduction (conduction ionique) en se déplaçant lorsqu'un champ électrique est appliqué, alors qu'en absence de champ électrique, ces ions auraient plutôt tendance à produire de l'hydrolyse. Encore une fois davantage de recherche et d'expérimentations sont nécessaires pour mieux maîtriser la compréhension du phénomène.

CONCLUSION

L'objectif principal de cette étude est de mieux comprendre l'influence de chacun des paramètres affectant les mesures de pertes diélectriques à l'aide d'un montage de spectroscopie diélectrique temporel. Plus important encore, c'est de mieux comprendre les mécanismes de vieillissement dans les câbles et leurs sources. Les différents paramètres, tels que la tension appliquée, le temps de polarisation, la température, la dispersion et la répétabilité des mesures ont été caractérisés expérimentalement.

Les résultats expérimentaux de cette étude ont permis de tirer les conclusions suivantes :

- Les pertes diélectriques sont largement dominées par l'eau dans le matériau avant que les arborescences d'eau dominent les pertes diélectriques. Ceci est vrai quand les arborescences d'eau sont de 15 à 20% de l'isolation. Il est possible qu'au-delà de cette valeur des résultats différents auraient été obtenus.
- Il n'y a pas de corrélation entre la tension de claquage et le temps de vieillissement des câbles miniatures utilisés dans cette étude. Aucun changement de performance de l'isolation n'a été mesuré et ceci tout au long des mesures de l'étude soit jusqu'à un temps de vieillissement de 4547 heures. Ceci a été constaté pour des arborescences d'eau de type nœud papillon n'excédant pas 15 à 20% de l'isolation.
- Il existe une corrélation entre la tension de claquage et le temps de conditionnement des câbles miniatures dans l'eau. Ceci ne peut être expliqué seulement par l'absorption d'eau dans l'isolation du câble.

Ces constatations sont très importantes pour permettre une meilleure compréhension des mesures de pertes diélectriques effectuées dans les réseaux de distribution. En effet, il n'y a pas lieu de croire que les arborescences d'eau soient responsables de la fin de la durée de vie

utile d'un câble. Les arbres d'eau n'influencent que faiblement les pertes diélectriques et la tension de claquage n'est pas influencée par leur présence, du moins pour les longueurs et les concentrations d'arbres observées dans cette étude. De plus, les mesures de pertes diélectriques mesurées à l'aide de l'appareil SDT ne semblent pas suffisamment sensibles pour diagnostiquer les arborescences d'eau dans les câbles. Les pertes diélectriques qui leur sont associées sont plus faibles que celles causées par l'absorption d'eau dans l'isolant.

Il est à noter que les conclusions précédentes sont vraies pour des arbres d'eau de longueur maximale de 15 à 20% de l'épaisseur de l'isolation. Il est possible que pour des temps de vieillissement supérieurs, des conclusions différentes auraient pu être obtenues.

Finalement, la section suivante présente les recommandations pour une éventuelle suite de ce projet.

RECOMMANDATIONS

À la suite de ce projet sur l'étude des différents paramètres influençant les mesures diélectriques de câbles miniatures en fonction du vieillissement, de futurs travaux de recherche peuvent être envisagés. Cette dernière section de ce rapport élabore certaines pistes de recherche à poursuivre et les erreurs à ne pas commettre dans cette situation.

Il est suggéré de faire un vieillissement par arborescence d'eau sur des câbles miniatures pour des durées plus longues. Ceci permettrait d'obtenir des arborescences d'eau plus longues. Des mesures de pertes diélectriques et de tension de claquage seraient alors suffisantes pour caractériser les câbles miniatures. Cependant, il y a des précautions à prendre afin de ne pas causer de nouvelles sources de biais.

Tout d'abord, la poursuite du vieillissement sous champ électrique dans l'eau nécessite une modification du montage de laboratoire. En effet, les extrémités des câbles doivent être munies de cônes d'effort afin de diminuer le champ tangentiel et ainsi réduire l'influence des décharges partielles de surfaces. La différence entre l'effet des arbres d'eau n'a pas pu être dissociée de celle des arbres de surface causés par les décharges partielles sur les extrémités dans cette étude. C'est une des causes d'erreur lors des mesures des pertes diélectriques sur les câbles vieillis. Ce type de dégradation ne doit pas survenir dans les prochaines mesures pour s'assurer d'isoler l'effet des arbres d'eau sur les pertes diélectriques.

En second lieu, les échantillons de câbles utilisés doivent provenir essentiellement de la même compagnie et de la même commande de câble. Ceci a pour but de réduire au minimum la dispersion des mesures. Il est nécessaire de refaire une mesure de tension de claquage à l'état neuf pour cette même raison. De plus, il est fortement suggéré d'augmenter la statistique de claquage en utilisant au moins une quinzaine de valeurs pour chaque temps de vieillissement.

Finalement, une autre suggestion de travaux à poursuivre serait de refaire le même type de manipulation sur des câbles XLPE semblables à ceux des réseaux de distribution. Le temps de vieillissement étant beaucoup plus allongé, il est recommandé d'utiliser une fréquence plus élevée afin de faire croître les arborescences d'eau plus rapidement. De plus, pour favoriser la diffusion de l'eau dans l'isolant le montage de vieillissement pourrait être modifié. L'eau du réservoir pourrait être maintenue à une température constante supérieure à la température ambiante et ainsi augmenter la vitesse de diffusion de l'eau dans l'isolation.

ANNEXE I

GRAPHIQUES SUPPLÉMENTAIRES

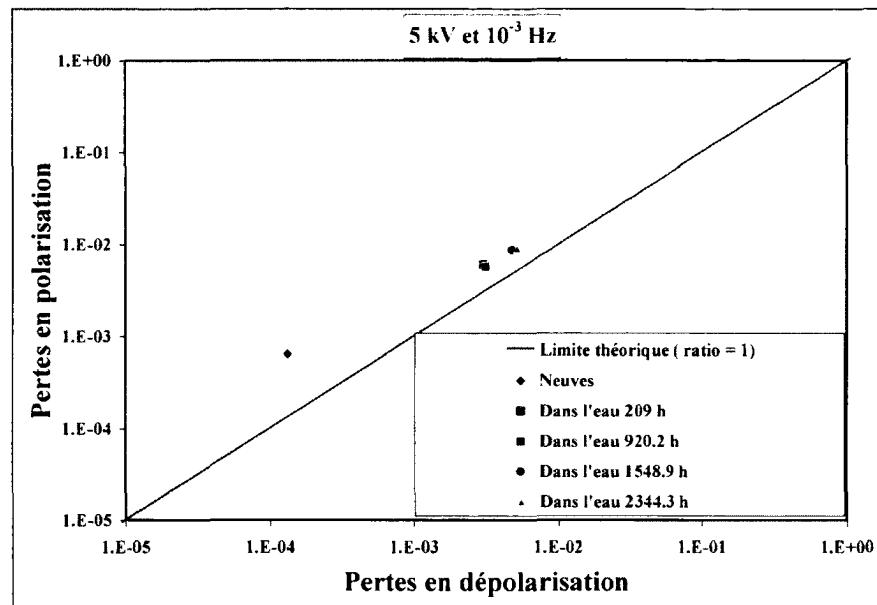


Figure-A I-1 Progression des pertes diélectriques sur le câble 04-RG58-16 en fonction du temps d'immersion.

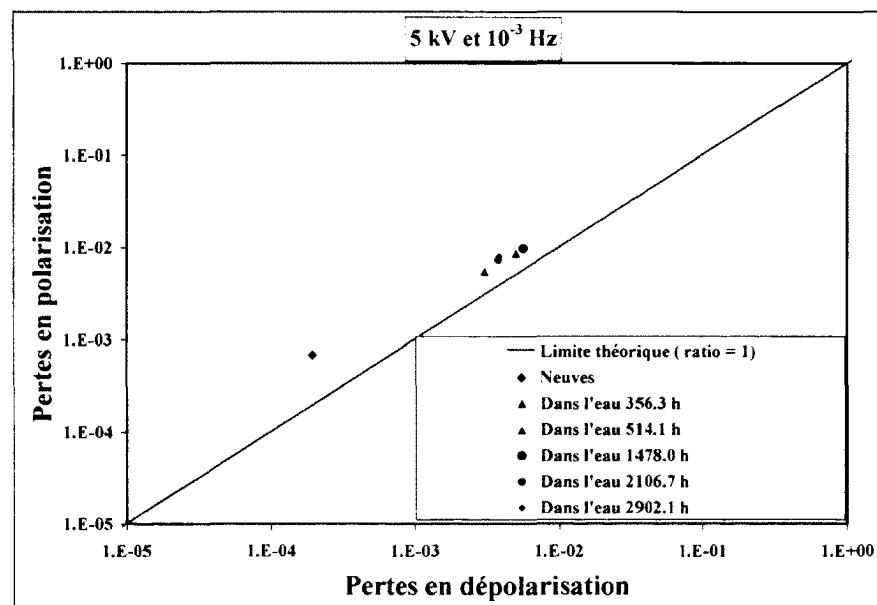


Figure-A I-2 Progression des pertes diélectriques sur le câble 04-RG58-17 en fonction du temps d'immersion.

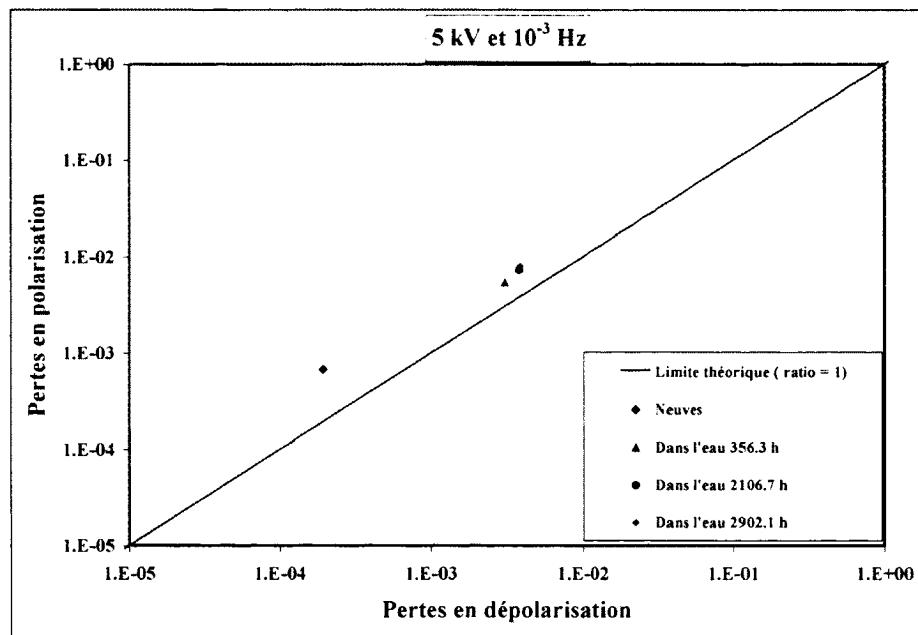


Figure-A I-3 Progression des pertes diélectriques sur le câble 04-RG58-18 en fonction du temps d'immersion.

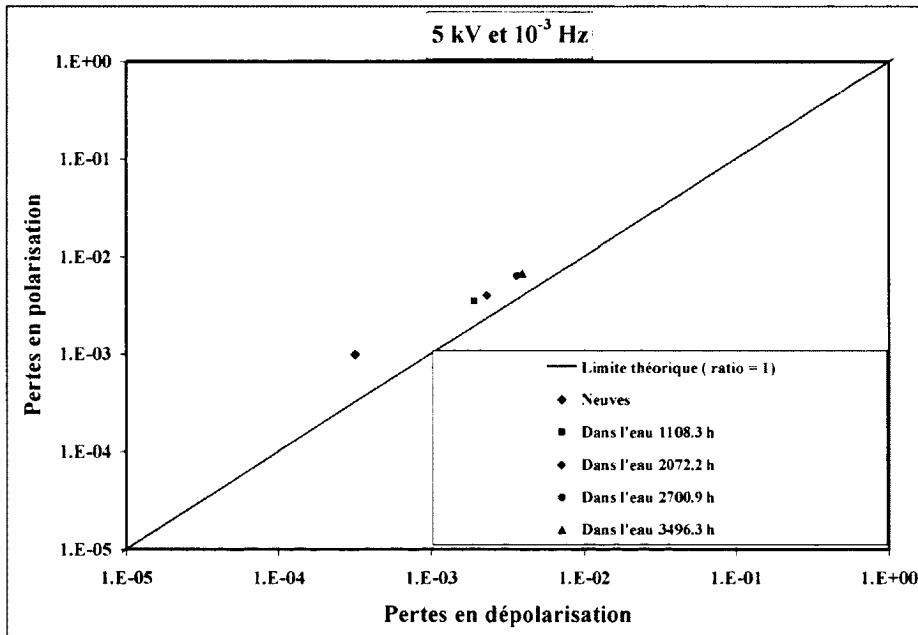


Figure-A I-4 Progression des pertes diélectriques sur le câble 04-RG58-19 en fonction du temps d'immersion.

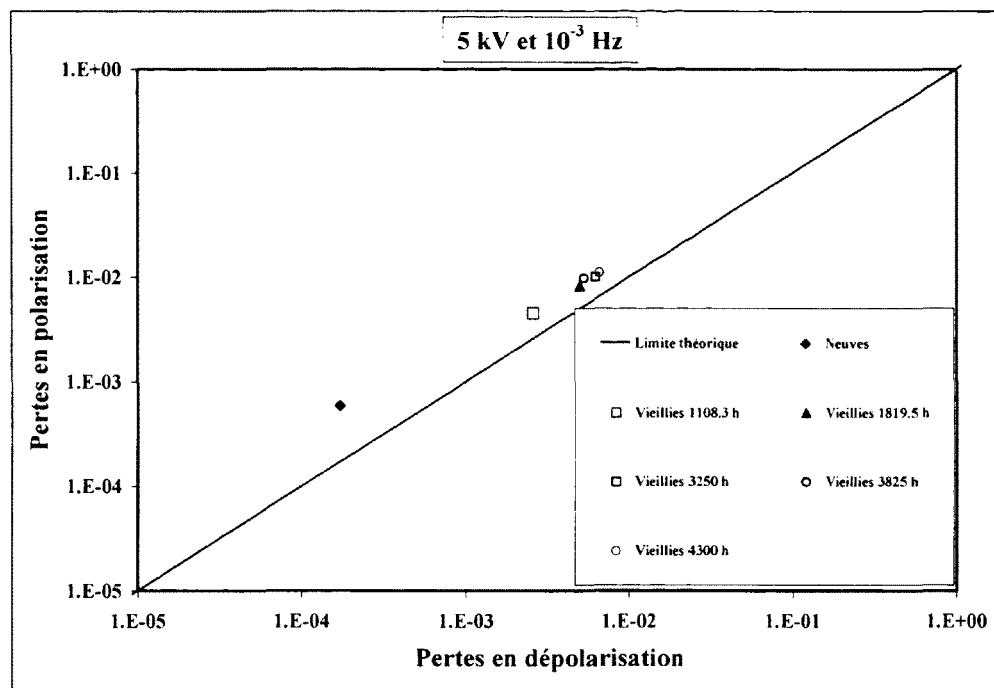


Figure-A I-5 Progression des pertes du câble 04-RG58-01 en fonction du temps de vieillissement à 5 kV_{AC} dans l'eau.

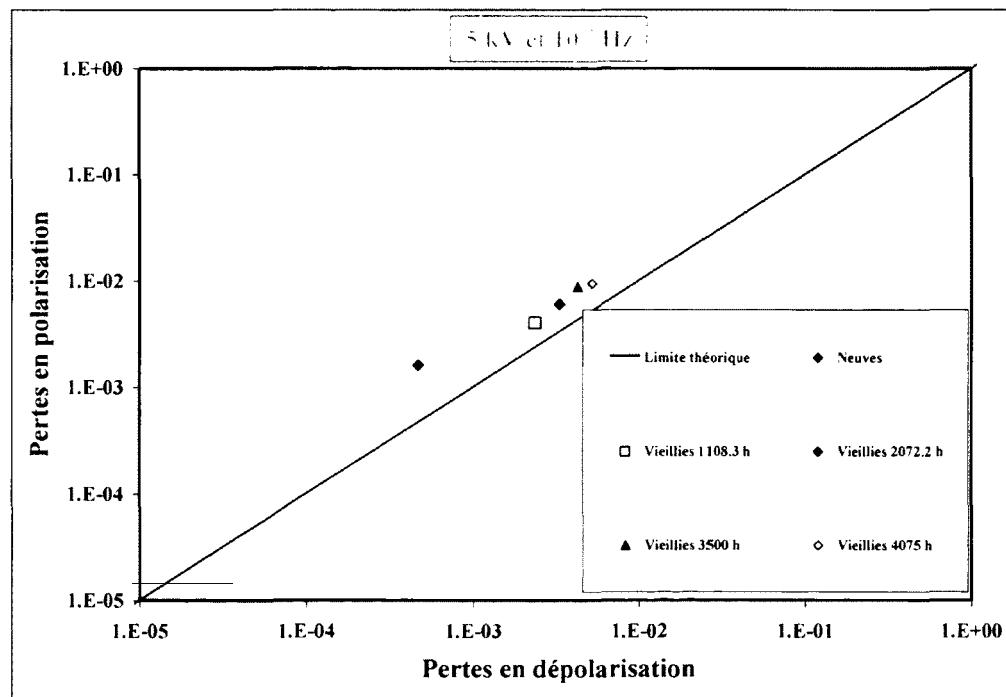
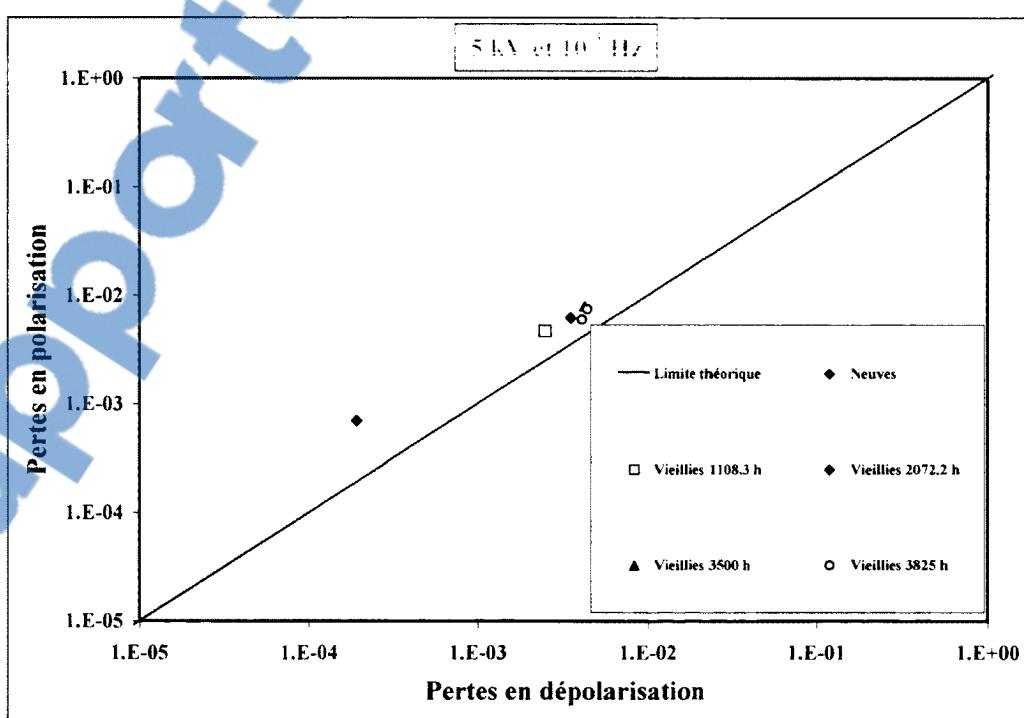
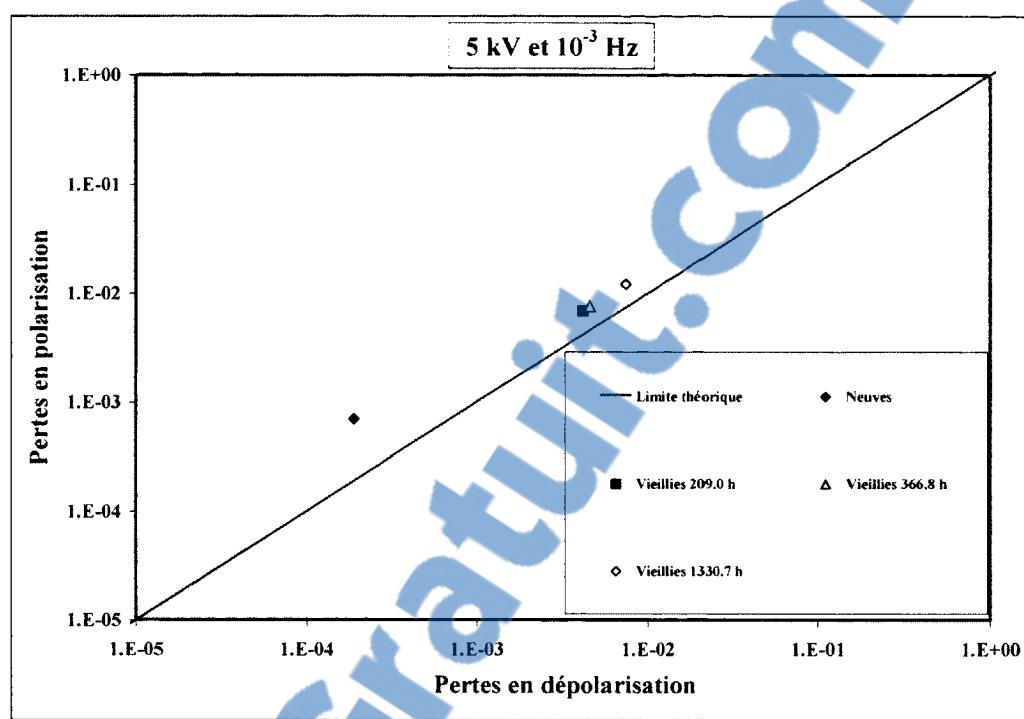


Figure-A I-6 Progression des pertes du câble 04-RG58-02 en fonction du temps de vieillissement à 5 kV_{AC} dans l'eau.



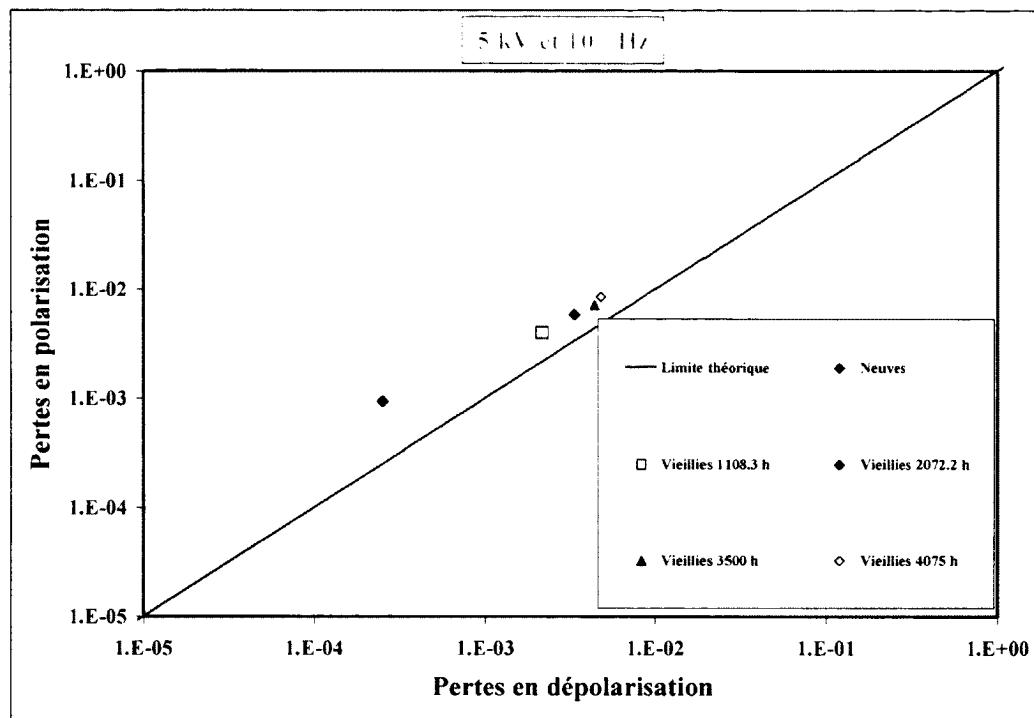


Figure-A I-9 Progression des pertes du câble 04-RG58-06 en fonction du temps de vieillissement à 5 kV_{AC} dans l'eau.

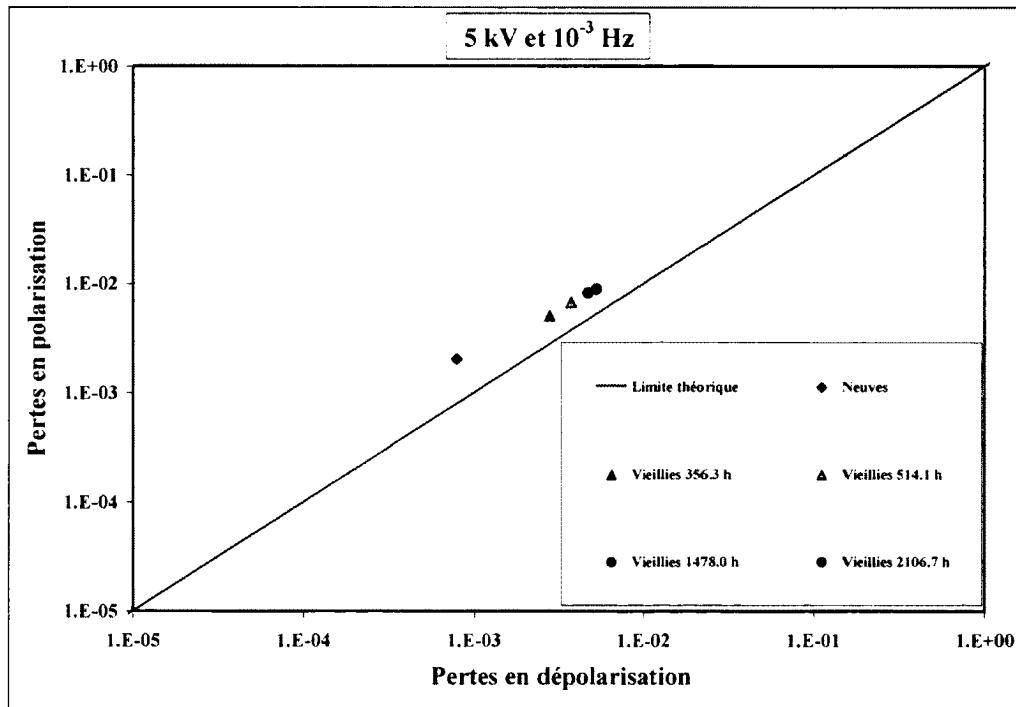


Figure-A I-10 Progression des pertes du câble 04-RG58-12 en fonction du temps de vieillissement à 5 kV_{AC} dans l'eau.

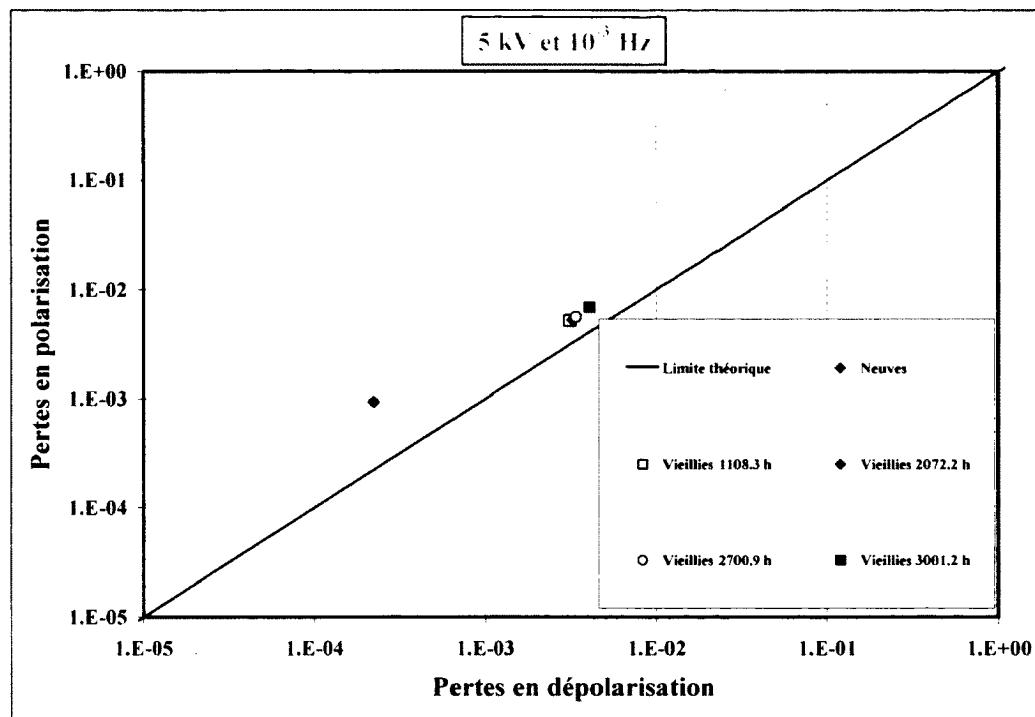


Figure-A I-11 Progression des pertes du câble 04-RG58-12 en fonction du temps de vieillissement à 5 kV_{AC} dans l'eau.

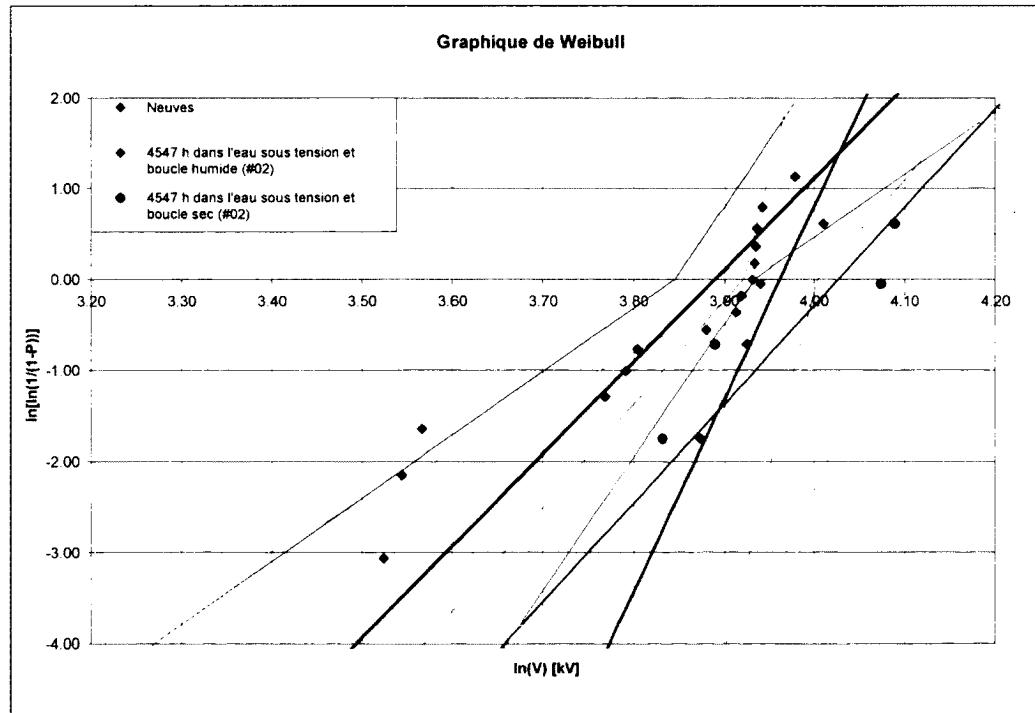


Figure-A I-12 Représentation de Weibull des claquages sur le câble 04-RG58-02 et sur un câble neuf.

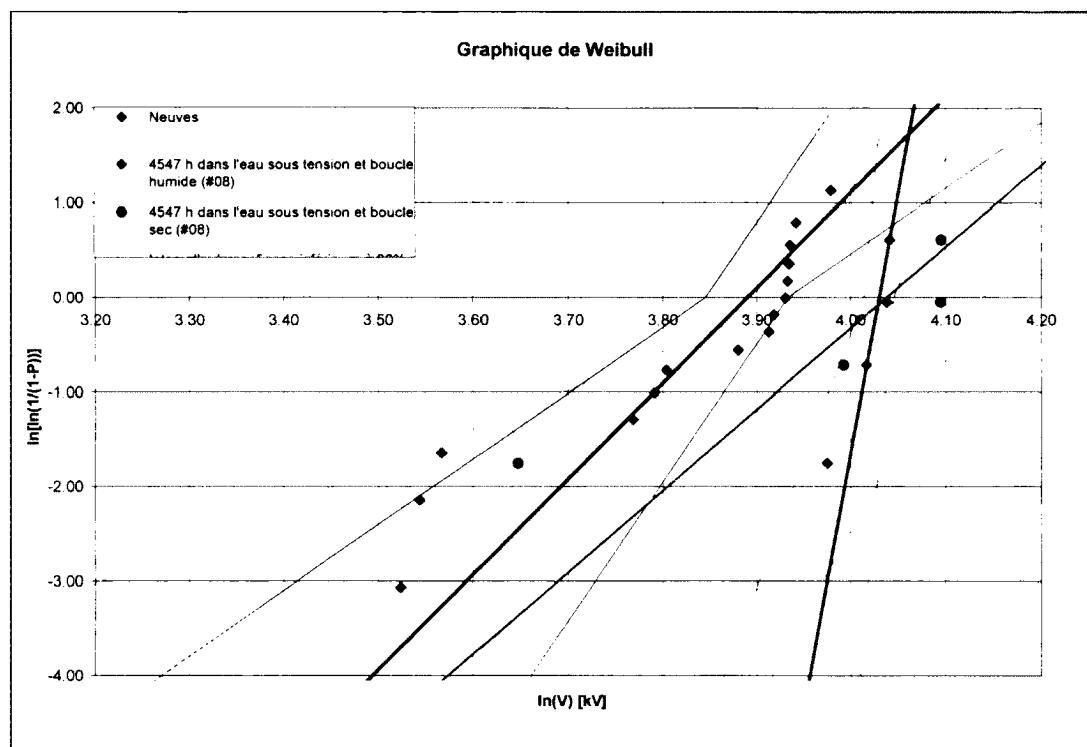


Figure-A I-13 Représentation de Weibull des claquages sur le câble 04-RG58-08 et sur un câble neuf.

ANNEXE II

TABLEAUX DES RÉSULTATS DE CLAQUAGE

Tableau-A II-1 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant vieillis dans l'eau pendant 2100 heures

Échantillons	Tension de Claquage
2100 heures de vieillissement	kV
04-RG58-9-01	26.00
04-RG58-9-02	42.16
04-RG58-9-03	42.36
04-RG58-9-04	43.88
04-RG58-9-05	47.52
04-RG58-9-06	50.60
04-RG58-9-07	51.32
04-RG58-9-08	51.48
04-RG58-9-09	52.36

Tableau-A II-2 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant vieilli dans l'eau pendant 3000 heures

Échantillons	Tension de Claquage
3000 heures de vieillissement	kV
04-RG58-15-01	41.68
04-RG58-15-02	42.48
04-RG58-15-03	43.84
04-RG58-15-04	44.32
04-RG58-15-05	46.08
04-RG58-15-06	47.28
04-RG58-15-07	47.88
04-RG58-15-08	49.04
04-RG58-15-09	51.20

Tableau-A II-3 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant vieilli dans l'eau pendant 3340 heures

Échantillons	Tension de Claquage
3340 heures de vieillissement	kV
04-RG58-03-01	42.36
04-RG58-03-02	45.88
04-RG58-03-03	48.68
04-RG58-03-04	49.60
04-RG58-03-05	53.04

Tableau-A II-4 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant vieilli dans l'eau pendant 3340 heures

Échantillons	Tension de Claquage
3340 heures de vieillissement	kV
04-RG58-14-01	38.64
04-RG58-14-02	39.56
04-RG58-14-03	39.60
04-RG58-14-04	39.68

Tableau-A II-5 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant vieilli dans l'eau pendant 3500 heures

Échantillons	Tension de Claquage
3500 heures de vieillissement	kV
04-RG58-11-01	41.56
04-RG58-11-02	42.96
04-RG58-11-03	44.56
04-RG58-11-04	44.76
04-RG58-11-05	47.16
04-RG58-11-06	48.32
04-RG58-11-07	49.88
04-RG58-11-08	56.04

Tableau-A II-6 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant vieilli dans l'eau pendant 4547 heures

Échantillons	Tension de Cliquage
4547 heures de vieillissement	kV
04-RG58-02-01	48.12
04-RG58-02-02	50.62
04-RG58-02-03	51.44
04-RG58-02-04	55.16

Tableau-A II-7 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant vieilli dans l'eau pendant 4547 heures

Échantillons	Tension de Cliquage
4547 heures de vieillissement	kV
04-RG58-08-01	53.28
04-RG58-08-02	55.52
04-RG58-08-03	56.72
04-RG58-08-04	56.88

Tableau-A II-8 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant vieilli dans l'eau pendant 3340 heures et ayant été séchés par la suite

Échantillons	Tension de Cliquage
4547 heures de vieillissement	kV
04-RG58-03-06	55.24
04-RG58-03-07	59.72
04-RG58-03-08	60.00
04-RG58-03-09	60.00

Tableau-A II-9 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant vieilli dans l'eau pendant 3340 heures et ayant été séchés par la suite

Échantillons	Tension de Claquage
3340 heures de vieillissement	kV
04-RG58-14-05	32.00
04-RG58-14-06	48.16
04-RG58-14-07	53.92
04-RG58-14-08	54.60
04-RG58-14-09	54.76

Tableau-A II-10 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant vieilli dans l'eau pendant 3830 heures et ayant été séchés par la suite

Échantillons	Tension de Claquage
3830 heures de vieillissement	kV
04-RG58-05-01	48.72
04-RG58-05-02	49.98
04-RG58-05-03	52.99
04-RG58-05-04	55.14
04-RG58-05-05	57.30
04-RG58-05-06	57.80
04-RG58-05-07	60.00

Tableau-A II-11 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant vieilli dans l'eau pendant 4547 heures et ayant été séchés par la suite

Échantillons	Tension de Claquage
4547 heures de vieillissement	kV
04-RG58-02-05	46.16
04-RG58-02-06	48.92
04-RG58-02-07	58.80
04-RG58-02-08	59.68

Tableau-A II-12 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant vieilli dans l'eau pendant 4547 heures et ayant été séchés par la suite

Échantillons	Tension de Claquage
4547 heures de vieillissement	kV
04-RG58-08-05	48.16
04-RG58-08-06	53.92
04-RG58-08-07	54.60
04-RG58-08-08	54.76

Tableau-A II-13 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant eu un conditionnement dans l'eau pendant 2700 heures

Échantillons	Tension de Claquage
2700 heures de conditionnement	kV
04-RG58-18-01	36.04
04-RG58-18-02	36.96
04-RG58-18-03	39.00
04-RG58-18-04	42.52
04-RG58-18-05	43.56
04-RG58-18-06	43.72
04-RG58-18-07	43.84
04-RG58-18-08	44.80

Tableau-A II-14 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant eu un conditionnement dans l'eau pendant 3500 heures

Échantillons	Tension de Claquage
3500 heures de conditionnement	kV
04-RG58-19-01	30.76
04-RG58-19-02	33.76
04-RG58-19-03	36.72
04-RG58-19-04	39.84
04-RG58-19-05	41.64
04-RG58-19-06	42.00
04-RG58-19-07	44.16
04-RG58-19-08	44.60

Tableau-A II-15 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant eu un conditionnement dans l'eau pendant 4547 heures

Échantillons	Tension de Claquage
4547 heures de conditionnement	kV
04-RG58-20-01	30.44
04-RG58-20-02	34.00
04-RG58-20-03	38.56
04-RG58-20-04	39.72

Tableau-A II-16 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant eu un conditionnement dans l'eau pendant 2900 heures et ayant été séchés par la suite

Échantillons	Tension de Claquage
2900 heures de conditionnement	kV
04-RG58-16-06	36.80
04-RG58-16-07	37.28
04-RG58-16-08	38.40
04-RG58-16-09	40.00

Tableau-A II-17 Résultats des tensions de claquage sur les échantillons ayant eu un conditionnement dans l'eau pendant 4547 heures et ayant été séchés par la suite

Échantillons	Tension de Claquage
4547 heures de conditionnement	kV
04-RG58-20-05	34.36
04-RG58-20-06	38.68
04-RG58-20-07	41.52
04-RG58-20-08	43.50
04-RG58-20-09	48.16

BIBLIOGRAPHIE

Amyot, N. (2004). Évaluation de l'état de l'isolation des câbles souterrains: Revue des principes de mesure de la réponse diélectrique des isolations solides.

ASTM (2004). ASTM Standard D149-97a. Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage and Dielectric Strength of Solid Electrical Insulation Materials at Commercial Power Frequencies, ASTM International.

Ayers, S. (1979). "Effect on dielectric loss of microdroplets of water in low-loss polyethylene used in the transatlantic cable TAT6." Electrical Engineers, Proceedings of the Institution of 126(7): 711-715.

Bahder, G., C. Katz, et al. (1981). ""Life Expectancy of Crosslinked Polyethylene Insulated Cables Rated 15 to 35 kV"." Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-100(4): 1581-1590.

Bernier, S., J. L. Parpal, et al. (2008). Dielectric response of laboratory aged PE cables. Electrical Insulation, 2008. ISEI 2008. Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on.

Bernier, S., J. L. Parpal, et al. (2009). Dependence of the dielectric properties of polyethylene insulation subject to water ingress with and without electrical aging. Electrical Insulation Conference, 2009. EIC 2009. IEEE.

Connor, P., J. P. Jones, et al. (1998). Electric field-induced viscoelastic changes in insulating polymer films. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 1998. Annual Report. Conference on.

Dissado, L. A. and J. C. Fothergill (1992). Electrical Degradation and Breakdown in Polymers. London U.K, Peter Perigrinus Ltd.

Fourmigue, J. M., J. L. Parpal, et al. (1992). Dielectric spectroscopy of XLPE cable insulation: comparison between time-domain and frequency-domain methods. Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics, 1992., Proceedings of the 4th International Conference on.

Futuka, T., Z. Iwata, et al. (1987). "Progress in Technology for High-Voltage Power Cables Insulated with Cross-Linked Polyethylene." FURUKAWA REVIEW 5: 4.

Gafvert, U. (2004). Dielectric response analysis of real insulation systems. Solid Dielectrics, 2004. ICSD 2004. Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on.

Gaube, E. (1959). "Creep Rupture Strength and Stress Cracking of Low Pressure Polyethylene." *Kunststoffe* 49: 446-545.

Greaves, R. W., E. P. Fowler, et al. (1974). "The direct piezoelectric effect in extruded polyethylene." *Journal of Materials Science* 9(10): 1602-1608.

Hamon, B. V. (1952). "An approximate method for deducing dielectric loss factor from direct-current measurements." *Proceedings of the IEE - Part II: Power Engineering* 99(69): 291-293.

Heizmann, T. and W. S. Zaengl (1991). Influence of ageing on depolarization currents in polymer-insulated medium-voltage cables. *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, 1991. CEIDP. 1991 Annual Report. Conference on.

Heizmarm, T. and W. S. Zaengl (1991). Influence of ageing on depolarization currents in polymer-insulated medium-voltage cables. *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, 1991. CEIDP. 1991 Annual Report. Conference on.

Helgeson, A. (2000). *Analysis of Dielectric Response Measurement Methods and Dielectric Properties of Resin-Rich Insulation During Processing*. Electric Power Engineering. Stockholm, Kungl Tekniska Högskolan.

Howard, J. B. (1959). "A Review of Stress-Cracking in Polyethylene." *SPE Journal*.

Hvidsten, S. (1999). Nonlinear dielectric response of vented water tree XLPE insulation. *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, 1999 Annual Report Conference on.

Hvidsten, S., E. Ildstad, et al. (1998). "Correlation between AC breakdown strength and low frequency dielectric loss of water tree aged XLPE cables." *Power Delivery, IEEE Transactions on* 13(1): 40-45.

IEEE (2005). *IEEE Guide for the Statistical Analysis of Electrical Insulation Breakdown Data*. IEEE Std 930-2004 (Revision of IEEE Std 930-1987): 0_1-41.

Ildstad, E., J. Sletbak, et al. (1989). Water treeing and breakdown strength reduction of XLPE insulation. *Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics*, 1989., Proceedings of the 3rd International Conference on.

Jonscher, A. K. (1983). *Dielectric relaxation in solids*. London, Chelsea Dielectrics Press Ltd.

Lawless, J. F. (1978). "Confidence Intervals Estimation for Weibull and Extreme Value Distributions." *Technometrics* 20: 355-364.

Lombardi, A., P. Metra, et al. (1974). Investigation of the Behavior of Extruded Insulation for Power Cables in Water. Conference on Electrical Insulation and Dielectric Properties (CEIDP).

Masaaki, M. and O. Shinji (2005). "Effect of electric field on the Hydrolysis of TEOS." Nippon Kagakkai Koen Yokoshu 85: 720.

Onodi, T. (1993). The useful life of plastic power cables with particular emphasis on the influence of humidity. Power Cables and Accessories 10kV - 500kV, 1993., Third International Conference on.

Parpal, J.-L., J.-F. Drapeau, et al. (2007). Water-Tree Aging Characterization of MV XLPE Cable Insulation using Time Domain Spectroscopy (TDS). CIRED.

Patsch, R. and P. Romero (1992). Electrical signals from water trees-polarization and depolarization currents. Dielectric Materials, Measurements and Applications, 1992., Sixth International Conference on.

Pattulo, A. W., D. K. Das-Gupta, et al. (1987). Dielectric Behaviour of Hydrated and Electrically Stressed Cross-Linked Polyethylene in a Power Distribution Cable. Conference on Electrical Insulation and Dielectric Properties (CEIDP).

Pelissou, S., B. Noirhomme, et al. (1991). Final breakdown mechanism. Properties and Applications of Dielectric Materials, 1991., Proceedings of the 3rd International Conference on.

Potvin, C., J.-F. Drapeau, et al. (2007). Diagnostic Testing of MV Accessories by Time Domain Spectroscopy (TDS). JICABLE: 867-872.

Roberts, A. (1995). "Stress grading for high voltage motor and generator coils." Electrical Insulation Magazine, IEEE 11(4): 26-31.

Ross, R., J. J. Smit, et al. (1992). Staining of water trees with methylene blue explained. Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics, 1992., Proceedings of the 4th International Conference on: 456-460.

Scarpa, P. C. N., A. T. Bulinski, et al. (1994). Dielectric spectroscopy measurements on polyethylene aged in AC fields in dry and humid environments. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 1994. IEEE 1994 Annual Report., Conference on.

Stone, G. C. and J. F. Lawless (1979). "The Application of Weibull Statistics to Insulation Aging Tests." Electrical Insulation, IEEE Transactions on EI-14(5): 233-239.

Suzuki, T., K. E. Walrath, et al. (1992). "Dielectric study at microwave frequencies of water-tree crosslinked polyethylene." *Electrical Insulation, IEEE Transactions on* 27(6): 1083-1088.

Thue, W. (1999). *Electrical Power Cable Engineering*. New York, Marcel Dekker.

Werelius, P., P. Tharning, et al. (2001). "Dielectric spectroscopy for diagnosis of water tree deterioration in XLPE cables." *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on* 8(1): 27-42.

Zaengl, W. S. (2003). "Applications of dielectric spectroscopy in time and frequency domain for HV power equipment." *Electrical Insulation Magazine, IEEE* 19(6): 9-22.

Zaengl, W. S. (2003). "Dielectric spectroscopy in time and frequency domain for HV power equipment. I. Theoretical considerations." *Electrical Insulation Magazine, IEEE* 19(5): 5-19.