



Dispersion des nuages – ayez une vision claire de vos traversées grâce à des méthodes de diagnostic avancées

Résumé

Le diagnostic des traversées peut englober diverses méthodes, allant d'un simple contrôle visuel ou d'une mesure conventionnelle du facteur de puissance/dissipation, aux dernières mesures de haute technologie de réponse en fréquence diélectrique sur une large bande de fréquence. Cet article explique les différents types d'isolation de traversées et indique les problèmes pouvant survenir dans les traversées et les méthodes de diagnostic qui peuvent être utilisées pour les détecter. Chaque mesure a ses avantages et ses inconvénients et certaines sont plus appropriées pour les mesures sur site, d'autres pour le contrôle qualité des traversées neuves. Des études de cas montrent l'efficacité des principes de mesure diélectrique avancés pour détecter les problèmes d'humidité et de vieillissement.

Auteurs

Martin Anglhuber, OMICRON electronics GmbH, Autriche
Juan L. Velásquez Contreras, Hubert Göbel GmbH, Allemagne

1. Introduction

Les traversées sont un élément essentiel des transformateurs de puissance et d'autres éléments, car elles servent d'isolateurs et transmettent l'énergie électrique à l'intérieur ou à l'extérieur d'un transformateur de puissance. Aucune action active ni mouvement mécanique n'est nécessaire, et aucune mesure d'entretien comme le remplacement des pièces usées n'est nécessaire. Comparées au reste du transformateur de puissance, elles sont relativement peu coûteuses. Tous ces faits pourraient amener à conclure que le diagnostic de l'état des traversées n'est pas économique, car elles peuvent simplement être remplacées en cas de défaillances.

Toutefois, une telle conclusion manquerait de vision. Environ 41 % de toutes les défaillances de traversées sur les transformateurs de puissance haute tension entraînent un incendie ou une explosion du transformateur (Figure 1) ; ce qui correspond à une perte complète du transformateur [1]. De même, environ 37 % des incendies ou explosions de transformateurs de puissance sont provoqués par des défaillances de traversées [1]. Cela montre à quel point il est important d'empêcher les défaillances de traversées, non seulement pour éviter les coupures imprévues mais également la perte d'éléments dans des circonstances dramatiques.

Cet article aborde les problèmes qui peuvent provoquer des défaillances de traversées et la façon dont les méthodes de diagnostic peuvent être utilisées pour détecter ces problèmes à un stade précoce.

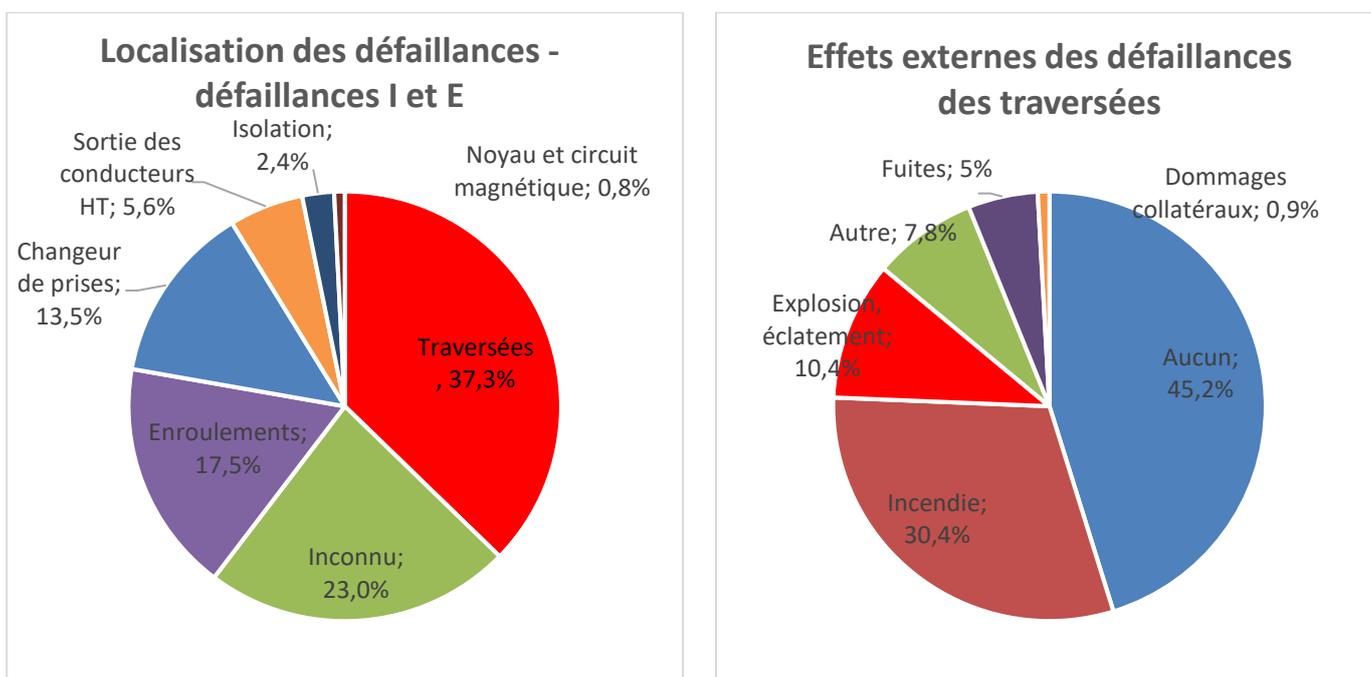


Figure 1. Localisation des défaillances entraînant des incendies et des explosions des transformateurs de puissance (gauche) et effets externes des défaillances de traversées (droite) [1]

2. Types de traversées et problèmes types

2.1 Types de traversées modernes

Au cours des dernières décennies, les traversées ont été fabriquées à l'aide de différents types de technologies, car les techniques de fabrication ainsi que les matériaux disponibles se sont améliorés. Actuellement, les types de traversées suivants sont disponibles :

- Papier imprégné d'huile (OIP)
- Papier enduit de résine (RBP)
- Papier imprégné de résine (RIP)
- Fibre/matériau synthétique imprégné de résine (RIF/RIS)

Les traversées en papier imprégné d'huile (OIP) sont les plus courantes avec une très longue histoire et une expérience considérable. Leur isolation est constituée de couches de papier enroulées fermement et imprégnées d'huile, ce qui les rend sensibles aux fuites d'huile. Ce type de traversée nécessite des positions spéciales de transport, de stockage et de montage et présente un risque d'incendie plus élevé en cas de défaillance [2].

Les traversées en papier enduit de résine (RBP) sont conçues à partir de papier enroulé collé par une résine. L'air emprisonné et les fentes dans l'isolation augmentent les niveaux de décharges partielles (DP) en cours d'exploitation et limitent le niveau de tension maximum pour ce type de traversée. De plus, les traversées RBP sont très sensibles à la pénétration d'humidité. Malgré les faibles coûts de ces traversées, la plupart des distributeurs d'énergie et des fabricants ont cessé ce type de fabrication [2].

Les traversées en papier imprégné de résine (RIP) sont une amélioration de la technologie RBP, car le papier est complètement enduit de résine. Ceci élimine le problème des décharges partielles qui se produisent généralement en cours d'exploitation et permet ainsi des niveaux de tension plus élevés. Un autre avantage des traversées RIP est leurs faibles pertes diélectriques. Malgré l'enduit, l'humidité peut pénétrer pendant le transport et le stockage, ce qui, par conséquent, doit être pris en considération [2].

Les traversées en fibre/matériau synthétique imprégné de résine (RIF/RIS) sont une amélioration supplémentaire de la technologie RIP. Ici, la fibre synthétique (RIF) ou le tissu synthétique (RIS) est utilisé à la place du papier et enduit de résine époxy. Leur isolation est ainsi très résistante à la pénétration d'humidité. Comme les traversées RIP, les traversées RIF et RIS ont un très faible niveau de DP et de faibles pertes diélectriques, et peuvent être utilisées et transportées dans n'importe quelle position [3]. La technologie RIF/RIS étant relativement récente et peu répandue, elle n'est pas encore prise en compte dans de nombreuses normes et guides de test.

2.2 Problèmes types des traversées

Comme évoqué précédemment, les différentes technologies de traversées présentent des avantages et des inconvénients. Il faut également tenir compte du fait que certains problèmes sont typiques d'un type de traversée spécifique. Par exemple, certains problèmes surviennent uniquement dans les traversées OIP, mais ne sont pas applicables aux traversées RIP. D'autres surviennent dans tous les types de traversées. Ceci doit être pris en compte lors de l'établissement d'une stratégie intelligente de test et d'entretien des traversées et des transformateurs.

Le tableau 1 donne un aperçu des problèmes de traversées les plus courants et indique quel problème est applicable à tel type de traversée.

Tableau 1. Problèmes potentiels au niveau des différents types de traversées

Problème	Type de traversée				
	Papier imprégné d'huile (OIP)	Papier enduit de résine (RBP)	Papier imprégné de résine (RIP)	Matériau synthétique imprégné de résine (RIS)	Fibre imprégnée de résine (RIF)
Fuites d'huile, faible niveau d'huile	■	–	–	–	–
Résistance de contact accrue	■	■	■	■	■
Surchauffe	■	■	■	■	■
Décharges partielles	■	■	■	■	■
Dégradation de l'isolation entre les couches	■	■	■	■	■
Craquelure	–	■	–	–	–
Défauts au niveau de la prise de mesure	■	■	■	■	■
Pénétration d'humidité	■	■	■	–	–

Les fuites d'huile et les faibles niveaux d'huile surviennent uniquement dans les traversées OIP. Ils sont critiques pour deux raisons : tout d'abord, si la perte d'huile est suffisamment importante, le milieu isolant est au moins partiellement

manquant, ce qui peut entraîner des décharges partielles et, pour finir, un claquage de toute l'isolation. Ensuite, lorsque l'huile s'échappe de la traversée par le biais d'une fuite, de l'humidité peut pénétrer, ce qui menace l'isolation de la traversée.

Des résistances de contact élevées peuvent survenir en raison de contacts défectueux des deux côtés du conducteur de la traversée, ce qui entraîne généralement une surchauffe. Une surchauffe peut également survenir lorsque le courant de la traversée est beaucoup plus élevé que la valeur spécifiée. La surchauffe a notamment d'autres conséquences : elle peut détériorer les contacts ou endommager l'isolation, ce qui peut entraîner un claquage thermique de l'isolant.

La conception de la traversée, avec ses couches capacitives, crée un champ électrique homogène au sein de l'isolation et empêche les champs locaux élevés. Les défauts, vides et fissures au sein de l'isolation, par exemple dans les traversées RBP, peuvent provoquer des champs locaux élevés qui engendrent à leur tour des décharges partielles. Ces décharges ont d'autres impacts, tels que des dommages locaux et des carbonisations, qui peuvent entraîner une dégradation entre les couches capacitives adjacentes. L'un des effets d'une telle dégradation est l'augmentation du champ entre les autres couches. Un autre effet est un endommagement progressif qui ne s'arrête pas à une seule couche mais progresse vers les couches suivantes. Ces deux effets provoquent une contrainte électrique plus élevée au niveau de l'isolation restante, ce qui, particulièrement en cas de surtensions transitoires, peut entraîner une rupture de l'isolation.

La prise de mesure d'une traversée est connectée à la couche de répartition extérieure de la traversée. Lors de l'exploitation, elle doit être raccordée au potentiel de terre. Ceci est souvent effectué par un contact à ressort qui relie la broche de la prise à la terre si aucun équipement de mesure n'est connecté. La prise est généralement fermée et scellée par un capuchon contre les influences extérieures. Les défauts types au niveau de la prise de mesure sont les suivants :

- Fuite d'étanchéité au niveau du capuchon (ou perte du capuchon) qui peut provoquer une pénétration d'humidité et la corrosion du ressort de mise à la terre.
- Contact défectueux ou ouvert du ressort de mise à la terre pouvant provoquer des décharges et des arcs électriques.
- Contact défectueux ou insuffisant de la prise au niveau de la dernière couche de répartition. Étant donné que les tensions transitoires provoquent des courants capacitifs très élevés dans ce chemin, cela peut entraîner des défauts et des décharges partiels. Il s'agit d'un problème particulier à proximité des postes sous enveloppe métallique (GIS) où des transitoires surviennent fréquemment.

La pénétration d'humidité est un problème pour tous les types de traversées conventionnelles (OIP, RBP et RIP), car elles sont à base de cellulose qui absorbe l'eau. La pénétration d'humidité est un problème typique des traversées de rechange qui ont mal été stockées pendant longtemps. En général, l'humidité est critique, car elle accroît les pertes diélectriques. Cela peut engendrer un emballement thermique et diminuer la rigidité diélectrique, ce qui peut alors entraîner des décharges partielles et des claquages.

3. Méthodes pour le test de diagnostic

Différentes méthodes peuvent être utilisées pour évaluer l'état des traversées. De même que les mesures de diagnostic périodiques, des contrôles visuels peuvent être effectués régulièrement et, dans certains cas, des systèmes en ligne peuvent être installés pour une surveillance continue. Au cours des dernières décennies, de nouvelles approches en matière de mesures de diagnostic périodiques ont été développées ; par conséquent, elles sont classées ici en méthodes de diagnostic conventionnelles et avancées.

3.1 Méthodes de diagnostic conventionnelles

Pour évaluer l'état des traversées, il existe plusieurs méthodes de diagnostic conventionnelles qui utilisent des méthodes visuelles, thermiques, chimiques et diélectriques. Le Tableau 2 montre leur applicabilité et leur efficacité par rapport aux problèmes types des traversées énumérés dans le Tableau 1.

Tableau 2. Efficacité des différentes méthodes pour détecter les problèmes spécifiques des traversées

Problème	Méthodes conventionnelles				Méthodes avancées			
	Contrôle visuel	Thermovision	Analyse de l'huile (traversées OIP uniquement)	C et tan (δ) à la fréquence réseau	C et tan (δ) à différentes tensions	C et tan (δ) de 15 à 400 Hz	Réponse en fréquence diélectrique	Mesure des décharges partielles
Fuites d'huile, faible niveau d'huile	++	+++						
Résistance de contact accrue		+++	+					
Surchauffe		+++	+					
Décharges partielles			+++					+++
Dégradation de l'isolation entre les couches				+		++	+++	+++
Craquelure				+		++	+++	+++
Défauts au niveau de la prise de mesure	++				+++			
Pénétration d'humidité				+		++	+++	

+ Faible efficacité

++ Efficacité moyenne

+++ Haute efficacité

Les mesures de la capacité du diélectrique et du facteur de puissance/dissipation à une fréquence unique sont généralement effectuées à la fréquence réseau du système. Cette mesure est une procédure courante depuis de nombreuses décennies. Tandis qu'un changement de capacité indique une rupture entre les couches capacitives, une augmentation du facteur de puissance/dissipation peut également indiquer des problèmes tels que de l'eau, un vieillissement, des pièces carbonisées ou des contacts défectueux. Les normes IEEE et CEI sur les traversées exigent la mesure du facteur de puissance/dissipation à température ambiante comme essai individuel de série pour les traversées neuves et pour fixer les limites des pertes (Tableau 3).

Tableau 3. Limites et valeurs types du facteur de dissipation (DF ou tan(δ)) et du facteur de puissance (PF) à la fréquence réseau selon les normes CEI 60137 et IEEE C57.19.01 à 1,05 Um $\sqrt{3}$ et 20 °C [3], [4]

	Papier imprégné d'huile (OIP)	Papier enduit de résine (RBP)	Papier imprégné de résine (RIP)
Tan δ (source CEI 60137)	< 0,7 %	< 1,5 %	< 0,7 %
PF (source IEEE C57.10.01)	< 0,5 %	< 2 %	< 0,85 %
Valeurs types pour les traversées neuves	0,2 % - 0,4 %	0,5 % - 0,6 %	0,3 % - 0,4 %

Une autre pratique courante consiste à effectuer des contrôles par thermographie des traversées [5]. Cette procédure permet d'identifier les zones des traversées qui transportent le courant et ont une faible résistance de contact ; par exemple, le raccordement de la borne de la traversée aux jeux de barres du poste. La thermographie pour les traversées OIP a également l'avantage de permettre la détection de faibles niveaux d'huile.

L'analyse des gaz dissous (DGA) est une méthode de diagnostic conventionnelle alternative, en particulier pour les traversées OIP. Elle permet de détecter divers problèmes tels que des décharges et une surchauffe. Le faible volume d'huile de la traversée nécessite des techniques spéciales de prise d'échantillon et l'interprétation des résultats doit également être adaptée. Voir [6] pour plus d'informations sur la DGA, en particulier pour les traversées.

3.2 Méthodes de diagnostic avancées

Différentes approches de mesure avancées ont été développées en s'appuyant sur des méthodes de diagnostic conventionnelles. Le Tableau 2 montre également leur applicabilité et leur efficacité par rapport aux différents problèmes de traversées.

La mesure sur une plage de fréquences incluant la fréquence réseau est une version améliorée de la mesure à la fréquence réseau. Une plage de fréquences typique s'étend de 15 à 400 Hz. En raison de l'augmentation de la plage de fréquences, la dépendance en fréquence des propriétés diélectriques peut être analysée. La pénétration d'humidité influence particulièrement les basses fréquences : par exemple, une mesure à 15 Hz est plus sensible à la pénétration d'humidité qu'une mesure à la fréquence réseau.

Le Tableau 4 montre les limites indicatives à différentes fréquences du guide d'entretien des transformateurs de puissance du Cigré [7].

Tableau 4. Valeurs indicatives des limites de $\tan(\delta)$ pour les traversées à 20 °C [7]

Fréquence	Papier imprégné d'huile (OIP)		Papier enduit de résine (RBP)		Papier imprégné de résine (RIP)	
	neuf	usagé	neuf	usagé	neuf	usagé
15 Hz	< 0,5 %	< 0,7 %	< 0,7 %	< 1,5 %	< 0,6 %	< 0,7 %
50 Hz / 60 Hz	< 0,4 %	< 0,5 %	< 0,6 %	< 1,0 %	< 0,5 %	< 0,5 %
400 Hz	< 0,5 %	< 0,7 %	< 0,7 %	< 1,5 %	< 0,6 %	< 0,7 %

Le test communément appelé « test par paliers de tension » est une mesure à une fréquence unique où la tension est augmentée et les paramètres diélectriques mesurés dans une plage de tensions, principalement à la fréquence réseau. Les mesures de traversées à différentes tensions peuvent déceler des problèmes tels que des contacts défectueux au niveau des prises de mesure, des DP ou un début de rupture entre les couches capacitatives. En cas de problème de contact, le facteur de puissance/dissipation diminue généralement vers des tensions plus élevées car à un niveau de tension plus élevé, la formation d'arc court-circuite les chemins. Une activité de DP élevée qui survient uniquement au-dessus de la tension d'apparition peut augmenter le facteur de puissance/dissipation à cause des pertes d'énergie par ionisation. Par conséquent, toute modification du facteur de puissance/dissipation est le signe d'un problème potentiel.

Les mesures diélectriques sur une large bande de fréquence sont utilisées pour mesurer les propriétés diélectriques d'un élément dans une très large plage de fréquences, généralement à partir de quelques kHz à quelques mHz ou même μ Hz. L'avantage majeur de l'utilisation d'une très vaste plage de fréquences est la grande sensibilité pour différents facteurs d'influence, en particulier l'humidité [6]. Cette méthode permet également de déterminer une quantité absolue de la teneur en humidité dans les isolations huile-papier, par exemple dans les transformateurs de puissance et les traversées OIP [8]. Cette mesure détecte de petites différences dans la teneur en humidité et peut donc également être utilisée pour le contrôle qualité des traversées neuves. La base de données étant valable uniquement pour les isolations huile-cellulose pure, il n'est pas possible de déterminer la teneur en humidité pour d'autres types de traversées telles que RBP et RIP [9]. Toutefois, étant donné que la teneur en humidité influence également les propriétés diélectriques de ces systèmes d'isolation, il est également possible de détecter de petites variations en comparant différentes mesures.

La mesure des décharges partielles sur les traversées est une autre méthode de diagnostic avancée. Une source haute tension est nécessaire pour fournir la tension de test qui se trouve dans la zone de la tension nominale. En raison de l'effort important du test, les mesures de décharges partielles sur les traversées sont principalement effectuées par le fabricant ou dans des cas particuliers. Par ailleurs, il est possible d'installer un système de surveillance en ligne pour les mesures de décharges partielles.

4. Études de cas pour le diagnostic de l'état des traversées

Les études de cas suivantes illustrent la manière dont différentes défaillances peuvent être détectées à l'aide des méthodes de diagnostic diélectrique avancées décrites dans cette publication. Les données ont été rendues anonymes, ainsi aucun détail sur le modèle ou le fabricant spécifique ne peut être indiqué ici ; pour la même raison, aucune photo ne peut être publiée.

4.1 Traversée RIP humide

La première étude de cas montre un ensemble de mesures effectuées sur des traversées RIP de 123 kV. Les mesures ont été effectuées à l'aide du CPC 100 d'OMICRON associé à l'amplificateur CP TD1 qui peut appliquer jusqu'à 12 kV en fréquence réseau et jusqu'à 2 kV de 15 Hz à 400 Hz. Les mesures ont été effectuées à 2 kV avec la sortie haute tension au niveau du conducteur, la mesure au niveau de la prise et la protection de la bride et de la cuve (UST). Les cinq traversées mesurées sont de même génération et de même type. Des mesures de la capacité diélectrique et du facteur de puissance/dissipation ont été effectuées de 15 Hz à 400 Hz sur toutes les traversées (Figure 2). En particulier à basses fréquences, qui sont plus sensibles à l'influence de l'humidité, la différence de pertes des traversées 1N par rapport aux autres traversées est assez importante. On estime que la traversée a pris l'humidité pendant le stockage, ce qui est l'un des problèmes typiques des traversées RIP. On a donc recommandé de remplacer cette traversée avant la mise en service du transformateur. Cet exemple montre l'avantage d'une mesure à différentes fréquences par rapport à une seule mesure à la fréquence réseau où l'écart est également visible mais nettement moins important.

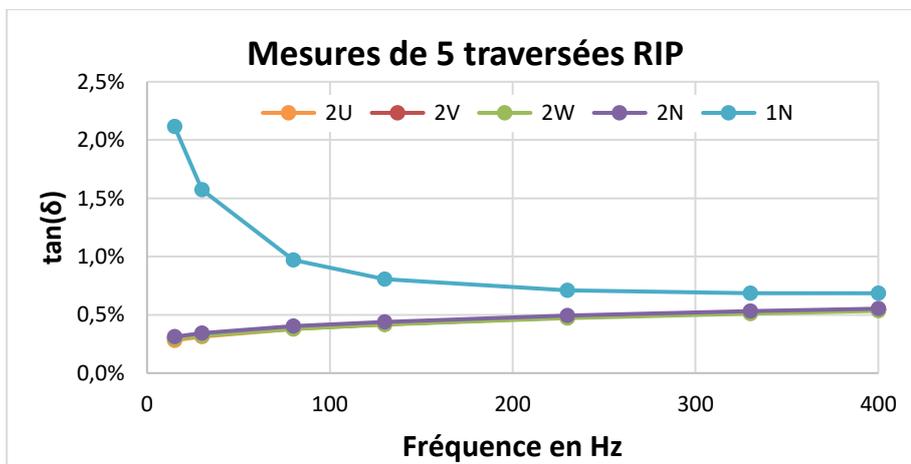


Figure 2. Mesure des pertes diélectriques effectuée sur des traversées RIP de 123 kV

4.2 Traversées RBP usagées

La seconde étude de cas présente des mesures de $\tan(\delta)$ en utilisant également le CPC 100 d'OMICRON associé à l'amplificateur CP TD1 dans une plage de fréquences de 15 Hz à 400 Hz de trois traversées RBP de 245 kV. Les mesures ont été effectuées à 2 kV avec la sortie haute tension au niveau du conducteur, la mesure au niveau de la prise et la protection de la bride et de la cuve (UST). Des mesures de référence ont été prises huit ans auparavant avec le même système de test. Elles permettent de constater la variation des pertes pendant cette période (Figure 3). Bien qu'aucune des valeurs mesurées ne dépasse la limite selon les normes (Tableau 3), le vieillissement est indiqué par une augmentation de la $\tan(\delta)$, en particulier à des fréquences plus basses. Ceci est clairement visible pour toutes les traversées. En particulier, la traversée de la phase V présente un vieillissement significatif, tandis que la traversée la plus détériorée au moment de la mesure de référence de la phase W présente les plus petites variations.

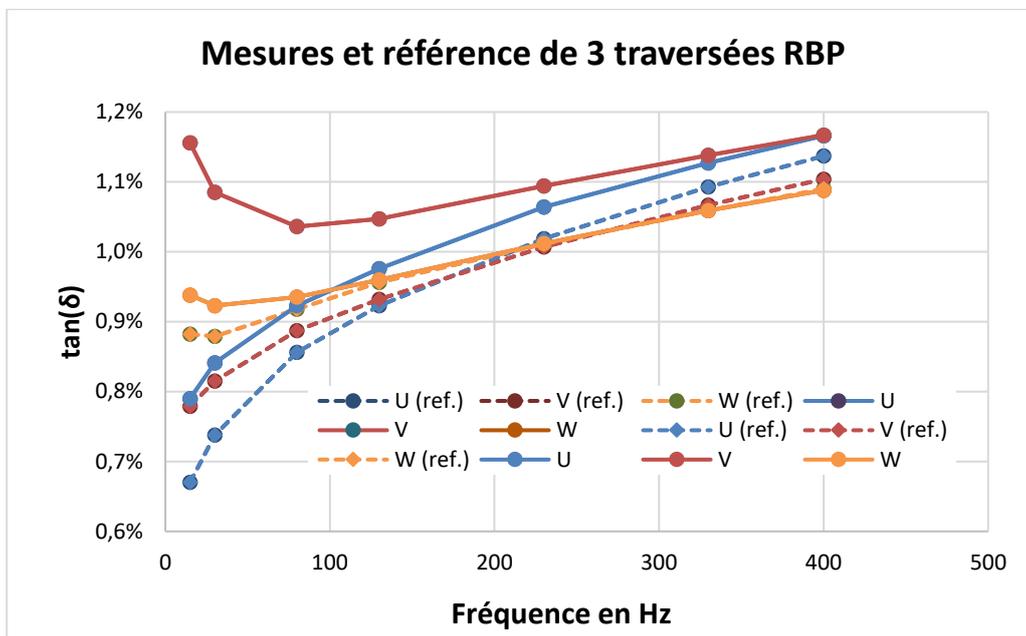


Figure 3. Mesures diélectriques et mesures de référence de trois traversées RBP

4.3 Problème de contact au niveau de la prise de mesure

Des mesures de $\tan(\delta)$ de deux traversées RBP de 123 kV du même type ont été effectuées avec le CPC 100 d'OMICRON associé au CP TD1 en utilisant différentes tensions à 50 Hz. Les mesures ont été effectuées avec la sortie haute tension au niveau du conducteur, la mesure au niveau de la prise et la protection de la bride et de la cuve (UST). Le résultat montre une $\tan(\delta)$ décroissante à des tensions plus élevées pour la traversée C (données provenant de [8]). Ceci peut être lié à des problèmes de contact au niveau de la prise de mesure [8] qui pourraient être causés par un défaut d'étanchéité ou un capuchon manquant, défectueux ou mal posé. Une mesure à un seul niveau de tension, par exemple à 10 kV, n'aurait montré qu'une déviation visuelle des valeurs.

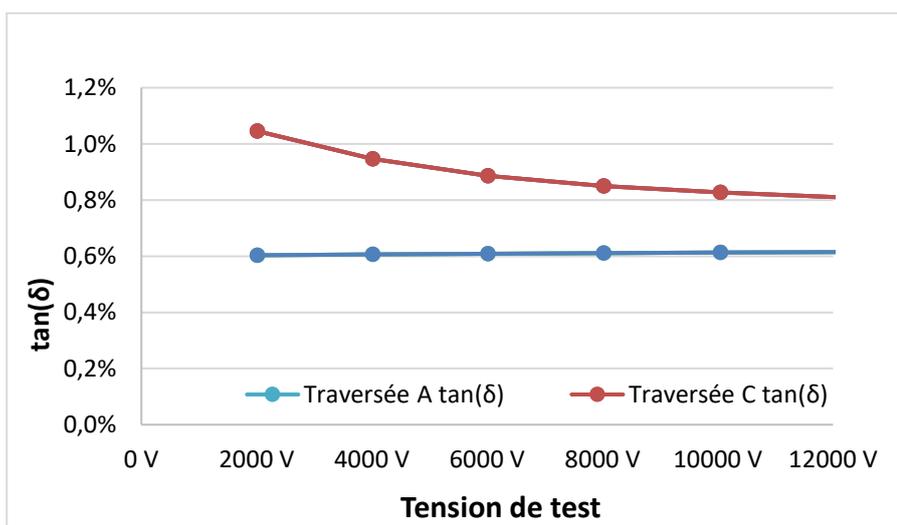


Figure 4. Mesures de $\tan(\delta)$ de deux traversées RBP de 123 kV à différents niveaux de tension (données provenant de [8])

Conclusion

L'évaluation de l'état des traversées est une tâche importante qui doit être effectuée par les exploitants d'équipements haute tension afin de réduire les risques de défaillance des traversées. Le résultat d'une évaluation complète de l'état montre que les traversées les plus critiques peuvent être identifiées. Ceci est utile pour privilégier les mesures d'entretien et de remise en état, comme le remplacement des traversées par de nouvelles, d'une manière systématique et économiquement avantageuse.

Pour une évaluation complète de l'état, tous les problèmes éventuels doivent être pris en compte. Par conséquent, un ensemble de méthodes de diagnostic peut être appliqué. Les méthodes conventionnelles ont été appliquées avec succès par le passé et restent la méthode standard pour la plupart des opérateurs de réseau. Les méthodes avancées sont principalement une amélioration des méthodes conventionnelles et peuvent détecter plus efficacement les problèmes spécifiques. Elles ne s'excluent pas mutuellement. La plupart des méthodes avancées incluent même les valeurs mesurées traditionnellement. Ainsi, les utilisateurs ayant de l'expérience avec les méthodes conventionnelles peuvent facilement profiter des avantages possibles avec les technologies actuelles de mesure et de traitement des signaux.

Les études de cas présentées dans cet article illustrent la sensibilité accrue de ces méthodes avancées en ce qui concerne la capacité conventionnelle et la mesure du facteur de puissance/dissipation à des fréquences uniques.

Références

- [1] CIGRE, "TB 642 - Transformer Reliability Survey," 2015.
- [2] D. Egger, U. Krüsi, A. Dais, Z. Zic, W. Odermatt, J. Czyzewski et J. Rocks, «New paper-free insulation technology for dry high-voltage condenser bushings,» chez *CIGRE*, Paris, 2012.
- [3] IEC, *60137 - Insulated bushings for alternating voltages above 1000 V*, IEC, 2003.
- [4] *IEEE Std C57.19.01: Performance Characteristics and Dimensions for Outdoor Apparatus Bushings*, 2000.
- [5] M. B. Goff, «Substation Equipment (Bushings),» chez *InfraMation*, 2001.
- [6] IEC, *TS 61464:1998 - Insulated bushings - Guide for the interpretation of dissolved gas analysis (DGA) in bushings where oil is the impregnating medium of the main insulation (generally paper)*, IEC, 1998.
- [7] CIGRE, «TB 445: Guide for Transformer Maintenance,» 2011.
- [8] M. Krueger, A. Kraetge, M. Puetter et L. Hulka, «New diagnostic tools for high voltage bushings,» chez *CIGRE VI Workspot – international workshop on power transformers*, Foz do Iguacu, Brazil, 2010.
- [9] M. Krueger et M. Koch, «A fast and reliable dielectric diagnostic method to determine moisture in power transformers,» chez *IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, 2008.

Auteurs



Martin Anghuber a obtenu son diplôme d'ingénieur de l'Université Technique de Munich en Allemagne en 2007. De 2007 à 2011 il a travaillé comme assistant scientifique à l'Institute for High Voltage Technology and Power Transmission de l'Université Technique de Munich où il a réalisé des recherches sur les polymères nanocomposites qui sont utilisés comme matériaux d'isolation pour les appareillages Haute Tension. Il a obtenu son doctorat (Ph.D.E.E.) en 2012.

Il travaille maintenant chez OMICRON electronics en Autriche depuis 2015 comme responsable de produit dans le domaine du diagnostic des diélectriques des transformateurs.



Juan L. Velásquez Contreras est né au Venezuela. Il a obtenu sa licence en génie électrique à l'UNEXPO (Université nationale polytechnique expérimentale) au Venezuela en 2002. Il a ensuite rejoint CVG Venalum au Venezuela, où il a occupé le poste d'ingénieur en projet et maintenance pour les équipements haute tension. En 2006, Juan a rejoint le CITCEA (Centre d'innovation technologique) en Espagne. En tant qu'ingénieur projet, il a travaillé à la mise en place de systèmes de surveillance de l'état des transformateurs de puissance. De 2008 à 2011, il a été chef de produits pour les appareils de diagnostic chez OMICRON electronics. En 2011, il a obtenu son doctorat dans le domaine de la Gestion des éléments des transformateurs de puissance à l'Université polytechnique de Catalogne, à Barcelone, en Espagne. De 2011 à 2016, Juan a travaillé en tant qu'ingénieur dans le domaine des équipements HVDC chez Amprion GmbH. En août 2016, il a commencé à travailler en tant qu'ingénieur en développement et service chez Hubert Göbel GmbH.

OMICRON est une société internationale qui développe et commercialise des solutions innovantes de test et de diagnostic pour l'industrie électrique. Les produits OMICRON offrent aux utilisateurs une fiabilité extrême dans l'évaluation de leurs équipements primaires et secondaires. Des services dans le domaine du conseil, de la mise en service, du test, du diagnostic et de la formation viennent compléter l'offre OMICRON.

Des clients dans plus de 140 pays bénéficient déjà de la capacité d'OMICRON à mettre en œuvre les technologies les plus innovantes dans des produits d'une qualité irréprochable. Les centres de support implantés sur tous les continents leur offrent en outre une expertise et une assistance de tout premier plan. Tout ceci, associé à un réseau solide de partenaires commerciaux a contribué à faire de notre société un leader sur son marché dans l'industrie électrique.

Pour un complément d'information, une documentation supplémentaire et les coordonnées précises de nos agences dans le monde entier, veuillez visiter notre site Internet.