



## Mesures de diagnostic sur les réducteurs de mesure

Classification et aperçu des mesures de diagnostic

### RÉSUMÉ

Cet article présente les mesures de diagnostic les plus courantes sur les réducteurs de mesure (transformateurs de courant et de tension) utilisées pour évaluer leur état et leur fiabilité. Les mesures révèlent les défaillances possibles qui peuvent survenir en raison de processus de vieillissement pendant la durée de vie d'un réducteur de mesure. Les défaillances sont liées au circuit électromagnétique des transformateurs (par exemple, courts-circuits ou circuits ouverts) ou à leur isolation (par exemple, décharge partielle, pénétration d'humidité). Des études de cas sont présentées pour souligner l'importance de la réalisation régulière de tests de diagnostic.

### MOTS-CLÉS

réducteurs de mesure, circuit électromagnétique, isolation, tests de diagnostic

**Auteurs :** Florian Predl, Dr. Michael Freiburg, Dr. Martin Anglhuber

## 1 Introduction

Les réducteurs de mesure sont les yeux et les oreilles du système d'alimentation électrique. Bien qu'ils soient moins coûteux et qu'ils puissent être remplacés beaucoup plus rapidement que les transformateurs de puissance ou les générateurs, une défaillance importante peut engendrer un grave danger pour les personnes, des dommages et des coûts importants pour les appareillages environnants, mettant en danger l'ensemble du système. Sans ces réducteurs de mesure, les principaux composants comme les lignes de transmission, les transformateurs de puissance et les générateurs ne peuvent pas fonctionner, ce qui entraîne une perte de revenus ou des interruptions au niveau de l'alimentation. Par conséquent, les réducteurs de mesure doivent faire l'objet de tests réguliers pour déceler les éventuelles défaillances qui peuvent survenir en raison de leur vieillissement.

## 2 Classification et aperçu

En général, les mesures de diagnostic sur les réducteurs de mesure peuvent être subdivisées en deux groupes principaux :

- mesures sur le circuit électromagnétique
- mesures sur le système d'isolation

### 2.1 Mesures sur le circuit électromagnétique

Tout d'abord, les mesures sur le circuit électromagnétique concernent le circuit magnétique, les enroulements primaire et secondaire et, dans le cas d'un transformateur condensateur de tension (TCT), la bobine de compensation et le diviseur capacitif. Une mesure de la précision (erreur de rapport et déphasage) implique le circuit électrique d'un réducteur de mesure. Les réducteurs de mesure utilisés dans les applications de mesure nécessitent une grande précision. Les transformateurs de courant et de tension inductifs ainsi que les transformateurs de tension capacitifs peuvent développer des écarts de rapport et de phase après un certain temps d'utilisation. Les spires en court-circuit dans les transformateurs de courant et les couches capacitives endommagées au sein de l'empilage capacitif d'un TCT passent souvent inaperçues. Cela peut mener à des erreurs de lecture, à des pertes de revenu et, dans certains cas, à un arrêt total du service.

Il existe différentes façons de vérifier l'intégrité du circuit électromagnétique. Une première possibilité consiste à utiliser une méthode de mesure conventionnelle, souvent appelée « méthode d'injection primaire » [1]. L'erreur de rapport et le déphasage sont vérifiés en injectant le courant primaire nominal dans un réducteur de mesure ou en y appliquant la tension nominale. Le rapport de transformation et le déphasage sont mesurés pendant que la charge nominale est appliquée aux enroulements secondaires.

Les équipements de test modernes [2] offrent une autre possibilité en mesurant l'erreur de rapport et le déphasage en fonction de la charge à l'aide d'une approche dite « de modélisation », souvent appelée méthode de mesure non conventionnelle. Dans ce cas, le réducteur de mesure est considéré comme une boîte noire. L'équipement de test utilise des signaux basse tension et des courants faibles pour vérifier le schéma du circuit électrique équivalent. Les paramètres de ce schéma sont déterminés par des mesures sur les côtés primaire et secondaire. Dans ce cas, l'équipement de test utilise des signaux de tension et de courant faibles par rapport aux valeurs nominales, et calcule la précision des transformateurs de courant (TC) et des transformateurs de tension (TT), qui a une dépendance non linéaire par rapport à la tension, au courant et à la charge. Cette méthode de modélisation permet l'étalonnage sur site des transformateurs de tension et de courant avec une grande précision dans un temps beaucoup plus court et avec moins de risques, ce qui permet d'économiser de nombreuses heures-personnes et de réduire considérablement le

temps d'indisponibilité nécessaire. Plusieurs paramètres importants sont obtenus tels que le magnétisme résiduel, l'inductance principale saturée et non saturée, le facteur de courant de court-circuit symétrique, le facteur de sécurité (respectivement facteur de limite de précision) et le facteur de régime transitoire. Les différentes étapes de cette méthode sont illustrées à la figure 1.

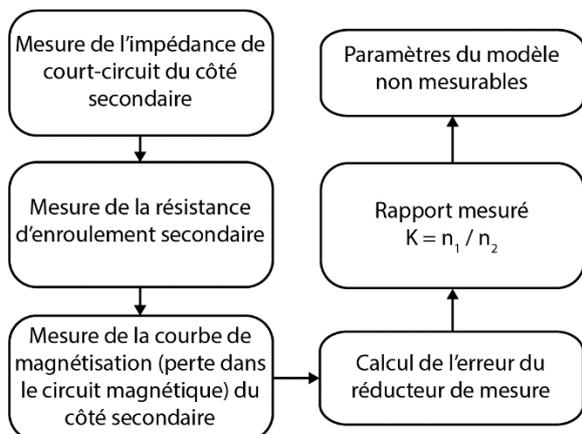


Figure 1: Principe de détermination de la précision basée sur la modélisation des réducteurs de mesure [3]

## 2.2 Mesures de l'isolation

Le deuxième groupe principal de mesure sur les réducteurs de mesure est celui des tests d'isolation. Les propriétés isolantes des réducteurs de mesure sont similaires à celles des traversées des transformateurs de puissance, car leur isolation est principalement réalisée par les mêmes fabricants. De nouvelles méthodes ont été développées pour déterminer la teneur en humidité dans les isolations huile papier. Elles utilisent les mesures de réponse diélectrique, telles que les courants de polarisation et de dépolarisation ou la spectroscopie dans le domaine fréquentiel, et sont une extension de l'approche développée pour les transformateurs de puissance.

Une analyse des décharges partielles (DP) permet de détecter et de localiser les défauts d'isolation. Le test des DP est le seul diagnostic réalisable pour les réducteurs de mesure moyenne tension de type époxy (sec) (1 kV à 75 kV). Grâce à des méthodes de filtrage logicielles avancées, des mesures sensibles sont possibles même avec des interférences sur site.

Le tableau 1 donne un aperçu des mesures de diagnostic les plus courantes sur les réducteurs de mesure et des types de défauts qui peuvent être détectés.

Table 1: Mesures de diagnostic sur les réducteurs de mesure

Partie électrique du réducteur de mesure	Défaut détectable	Mesure de diagnostic
Circuit magnétique	Déformation mécanique, mise à la terre ouverte du circuit magnétique, magnétostriction	Mesure de la précision (conventionnelle et non conventionnelle), mesure de la magnétisation
Enroulement	Courts-circuits, circuits ouverts	Mesure de la précision (conventionnelle et non conventionnelle), mesure de la résistance d'enroulement, mesure du rapport de transformation, mesure de la magnétisation
Diviseur de tension capacitif (uniquement sur les TCT)	Claquage partiel des couches capacitives	Mesure de la précision (conventionnelle et non conventionnelle), mesure du facteur de dissipation/puissance et de la capacité

Bobine de compensation (uniquement sur les TCT)	Courts-circuits entre tours de spires	Mesure de la précision (conventionnelle et non conventionnelle), mesure de l'impédance en court-circuit
Matériaux isolants	Décharge partielle, humidité dans l'isolation solide, vieillissement, contamination des liquides isolants	Mesures des décharges partielles, mesure du facteur de dissipation/puissance et de la capacité, spectroscopie dans le domaine fréquentiel, courants de polarisation et de dépolarisation

### 3 Mesure de la magnétisation sur des transformateurs de tension et de courant

La mesure de magnétisation, souvent appelée mesure de la courbe de magnétisation, est une méthode de mesure très efficace pour détecter n'importe quel problème électrique ou magnétique lié au circuit magnétique.

Pendant la mesure, le circuit magnétique est magnétisé en appliquant une tension à travers l'enroulement secondaire, tous les autres enroulements restent en circuit ouvert. Sur les transformateurs de tension, l'isolation HT de l'enroulement primaire possède une certaine capacité appelée capacité parasite primaire  $C_p''$  (voir la figure 6). Cette capacité parasite, qui est la capacité du côté haute tension à la terre, doit être mathématiquement prise en compte, sans quoi un courant capacitif est mesuré au lieu d'un courant de magnétisation inductif.

La tension de magnétisation, le courant de magnétisation et le déphasage entre la tension et le courant sont mesurés sur une plage de tension étendue, qui va des faibles tensions de magnétisation aux tensions de saturation. La mesure est effectuée de préférence à partir d'une tension de saturation qui est diminuée jusqu'à un faible niveau de tension. De cette façon, le circuit magnétique est démagnétisé après le test.

Il est possible de magnétiser le circuit magnétique à des fréquences plus basses (de 50 Hz à 0 Hz) afin de le saturer plus facilement. L'ensemble de la mesure est ainsi plus sûr au niveau des tensions primaires induites sur un transformateur de tension. De plus, l'effet de toute capacité parasite peut être réduit au minimum.

Le principe d'utilisation de basses fréquences pour saturer le circuit magnétique est illustré à la figure 2.

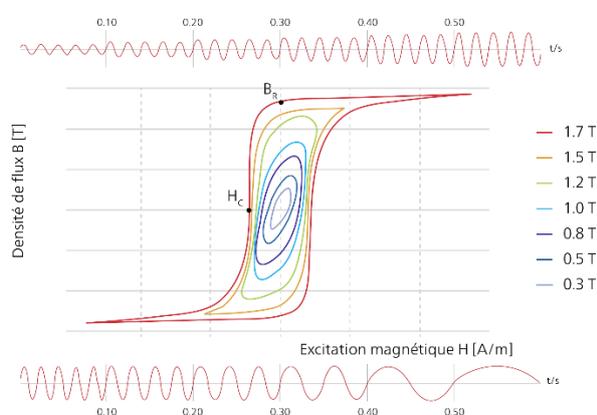


Figure 2: Famille de boucles d'hystérésis

La formule 1 décrit comportement physique du flux magnétique (en Tesla) dans le circuit magnétique. Une diminution de fréquence, à tension de magnétisation constante, entraîne une augmentation du flux dans le circuit magnétique. Ceci a le même effet que l'utilisation d'une fréquence constante et l'augmentation de la tension appliquée.

$$\hat{B} = \frac{\hat{V}_c}{n * 2 * \pi * f * A} \quad (1)$$

Pour obtenir une représentation exacte de la courbe de magnétisation initiale à la fréquence réseau, il faut tenir compte des pertes non linéaires au niveau du circuit magnétique.

En ce qui concerne l'analyse des résultats des tests, on peut comparer la courbe de magnétisation initiale (inductance principale et courbe complète) avec les données de référence des tests de réception en usine. Si le rapport de tests de réception en usine n'est pas disponible, une comparaison croisée entre les phases peut être effectuée. Il est important de comparer uniquement des réducteurs de mesure de même type et de même classe.

La classe PX est définie dans la norme CEI 61869-2 pour les transformateurs de courant de protection à faible réactance de fuite sans limite de flux rémanent [4a]. La classe PX évalue le point de coude, le courant de magnétisation, la résistance d'enroulement secondaire et l'erreur de rapport de transformation. Sur les transformateurs de courant de protection de classe PX, la force électromotrice de coude assignée et le courant d'excitation correspondant sont indiqués sur la plaque signalétique. Il s'agit d'un point de référence qui peut être utilisé pour évaluer la courbe de magnétisation initiale. L'évaluation se présente ainsi :

Par exemple, une classe 0.02PX100R25 est utilisée ici. La désignation de classe signifie en fait que la force électromotrice de coude assigné est de 100 V. La tension de coude mesurée doit être supérieure à 100 V. Le courant d'excitation assigné à 100 V est de 0,02 A. Le courant de magnétisation mesuré à 100 V doit être inférieur à 0,02 A. De plus, la résistance d'enroulement CC mesurée corrigée à 75 °C doit être inférieure à 25 Ω.

### 3.1 Étude de cas I – Mesure de la magnétisation d'un TC

Deux transformateurs de courant de même type et de même classe ont été examinés. Un transformateur a produit une erreur de rapport et un déphasage beaucoup plus élevés que l'autre. Le rapport et l'erreur de phase ayant été affectés, on a supposé que le problème était lié au circuit magnétique. Une augmentation de l'erreur de rapport et de l'erreur de phase résulte d'un courant de magnétisation excessif.

Le courant de magnétisation (courant efficace dans la figure 3) est la somme des courants à travers l'inductance principale  $L_m$  et du courant causé par les pertes du circuit magnétique (pertes par courants de Foucault et pertes par hystérésis), voir la figure 5. Toute augmentation des pertes du circuit magnétique entraînera toujours une augmentation de l'erreur de rapport et du déphasage. Une mesure de la courbe de magnétisation initiale sur les deux transformateurs a confirmé que le problème était lié au circuit magnétique, voir la figure 3.

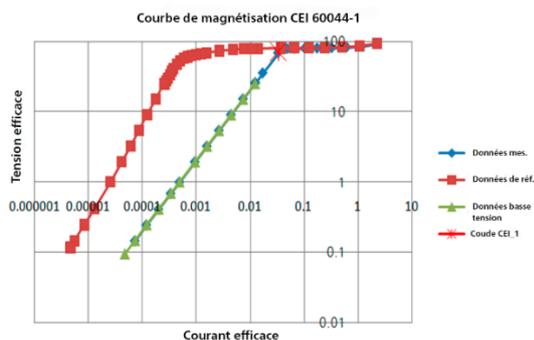


Figure 3: Comparaison des courbes de magnétisation initiales

La courbe rouge est la courbe de magnétisation de référence. Le transformateur défectueux (courbe bleu-vert) montrait des courants de magnétisation beaucoup plus élevés à la même tension de magnétisation (tension efficace dans la figure 2) que le transformateur en bon état.

La cause première du problème était un écran en court-circuit (aucune connexion de l'écran au potentiel de terre).

#### 4 Mesure de la résistance d'enroulement

La mesure de la résistance d'enroulement est une méthode de mesure connue pour détecter des spires en court-circuit ou des circuits ouverts. L'approche est très simple : Un courant continu ( $I_{CC}$ ) est injecté dans l'enroulement tandis que la chute de tension continue ( $U_{CC}$ ) qui en résulte est mesurée à travers l'enroulement. En raison de la nature inductive du circuit magnétique, le courant et la tension doivent d'abord être réglés et stabilisés. Le profil de résistance en fonction du temps sera tel qu'illustré à la figure 4.

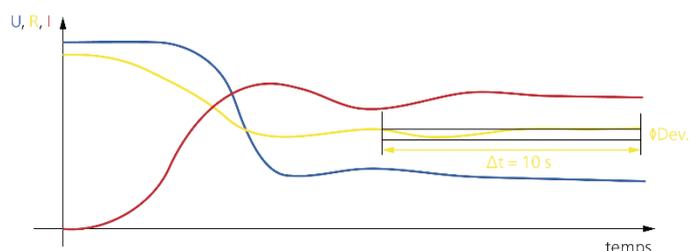


Figure 4: Résistance d'enroulement en fonction du temps

L'observation de l'écart de résistance en fonction du temps permet de vérifier la stabilité d'une mesure de résistance. Si l'écart passe en dessous d'un certain seuil (généralement inférieur à 0,1 %), la mesure de résistance est considérée comme stable. La résistance d'enroulement peut ensuite être obtenue à l'aide de la formule 2.

$$R_{DC} = \frac{V_{DC}}{I_{DC}} \quad (2)$$

En ce qui concerne l'évaluation des résultats des tests, on peut comparer la mesure de résistance sur site avec les résultats de référence de l'usine ou avec les réducteurs de mesure des deux autres phases (mêmes classe assignée). Il est important d'effectuer une correction en température de la résistance mesurée ( $R_{mes}$ ) qui a été mesurée à température ambiante ( $T_{mes}$ ). Généralement, une température de référence de 75 °C ( $T_{réf}$ ) est utilisée pour comparer les résultats [1].

La correction en température pour un enroulement en cuivre est indiquée dans la formule 3.

$$R_{ref} = R_{meas} * \frac{235 + T_{ref}}{235 + T_{meas}} \quad (3)$$

## 5 Mesure du rapport de transformation

La mesure du rapport de transformation est une méthode très efficace pour détecter les spires en court-circuit sur les réducteurs de mesure (y compris les TCT).

Sur les transformateurs de courant, une tension alternative est appliquée sur l'enroulement secondaire ( $V_{sec}$ ) et la tension induite qui en résulte est mesurée sur le côté primaire ( $V_{prim}$ ). En raison des pertes à vide ( $I_{exc}$ ), il est important de compenser la chute de tension à travers la résistance d'enroulement. Le rapport de transformation ( $N$ ) peut alors être obtenu comme indiqué dans la formule 4 ci-dessous.

$$N = \left| \frac{V_{sec} - I_{exc} * R_{DC}}{V_{prim}} \right| \quad (4)$$

Les équipements de test modernes permettent d'effectuer des mesures de tension et de courant très précises. Il est même possible de détecter des courts-circuits entre seulement deux spires.

Parfois, un court-circuit entre spires se produit uniquement à un certain niveau de tension. Dans ces cas-là, la tension secondaire appliquée peut être augmentée pour vérifier la présence de courts-circuits hautement impédants entre spires. De cette manière, la fréquence de test doit également être augmentée afin d'éviter tout effet de saturation du circuit magnétique qui pourrait influencer la précision de la mesure du rapport de transformation. Pour ce test, aucune compensation réactive n'est requise.

Lors des tests des transformateurs de tension inductifs et capacitifs, une mesure directe du rapport de transformation n'est pas possible, en raison des pertes à vide doivent être prises en compte mathématiquement. Un rapport de tension hors charge des transformateurs de tension inductifs (TTI) peut être mesuré en appliquant une tension à travers l'enroulement primaire et en mesurant la tension induite à travers l'enroulement secondaire avec un voltmètre à haute impédance.

## 6 Mesure de la précision sur les transformateurs de courant et de tension

La mesure de la précision implique la mesure de l'erreur de rapport et du déphasage (voir la figure 1). Lorsqu'elle est effectuée en utilisant l'approche de modélisation mentionnée ci-dessus, elle est basée sur l'identification du circuit équivalent du réducteur de mesure.

Les pertes d'un transformateur de courant sont représentées par les pertes du circuit magnétique. Ces pertes doivent être mesurées et peuvent être subdivisées en pertes dans le cuivre et pertes dans le fer. Les pertes dans le cuivre sont décrites comme la résistance d'enroulement  $R_{TC}$  du transformateur de courant. Les pertes dans le fer sont décrites comme les pertes par courants de Foucault (représentées par la résistance  $R_{eddy}$ ) et les pertes par hystérésis  $R_H$ .

En utilisant les valeurs des pertes totales du circuit magnétique, un modèle mathématique peut être utilisé pour calculer l'erreur de rapport de courant et le déphasage pour n'importe quel courant primaire et pour n'importe quelle charge secondaire. Par conséquent, tous les points de fonctionnement décrits dans les normes applicables aux transformateurs de courant peuvent être déterminés.

En outre, il est possible d'obtenir d'autres paramètres importants tels que le magnétisme résiduel,

l'inductance principale saturée et non saturée, le facteur de courant de court-circuit symétrique, le facteur de surintensité et le facteur de régime transitoire (selon la norme CEI 60044-6 pour les calculs de performance avec des courants de défaut transitoires [5]).

Les mesures suivantes doivent être effectuées successivement pour mesurer les composants du circuit équivalent :

- mesure de la résistance d'enroulement secondaire ( $R_{CT}$ )
- mesure de la courbe de magnétisation initiale (circuit magnétique représenté par  $L_m$ )
- mesure des pertes par courants de Foucault et pertes par hystérésis ( $R_{eddy}$  et  $R_H$ )
- mesure du rapport de transformation  $N$  (rapport spires)
- calcul de l'erreur de rapport de courant et du déphasage à la charge et au courant primaire souhaités, en se basant sur le diagramme vectoriel du transformateur de courant

L'approche par modélisation (figure 5) est un outil très puissant, non seulement pour l'étalonnage régulier des transformateurs de courant, mais aussi pour les mesures de diagnostic car elle implique tous les tests de diagnostic qui permettent de définir le circuit équivalent.

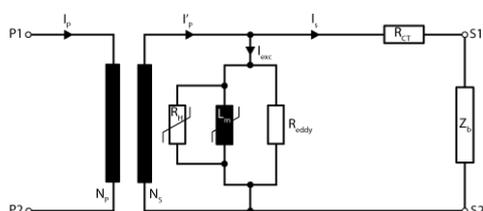


Figure 5: Circuit équivalent d'un transformateur de courant raccordé à une charge  $Z_b$

Les pertes d'un transformateur de tension sont composées des pertes du circuit magnétique et des pertes parasites supplémentaires primaires et secondaires. Dans le cas d'un TTI, les mesures suivantes doivent être effectuées successivement pour déterminer les paramètres du circuit équivalent (figure 6) :

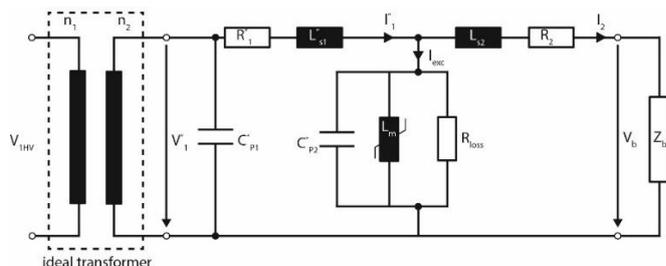


Figure 6: Schéma de circuit équivalent d'un TTI

- mesure de l'impédance en court-circuit
- mesure de la résistance d'enroulement secondaire ( $R_2$ )
- mesure de la capacité parasite primaire ( $C_p''$ )
- mesure de la courbe de magnétisation initiale (circuit magnétique représenté par  $L_m$ )
- mesure des pertes par courants de Foucault et pertes par hystérésis ( $R_{eddy}$  et  $R_H$ )
- mesure du rapport de transformation, respectivement le rapport à vide
- calcul de l'erreur de rapport de tension et du déphasage à la charge et à la tension primaire souhaitée, en se basant sur le diagramme vectoriel du transformateur de tension

Sur un transformateur condensateur de tension (TCT), le rapport de tension de la partie capacitive est également mesuré.

## 6.1 Étude de cas II – Mesure du rapport d'un TCT

Un TCT produisant une tension secondaire trop faible a été étudié. La tension primaire, l'erreur de rapport dépendant de la charge et le déphasage du TCT suspect ont été mesurés et analysés.

Les spécifications de la plaque signalétique du TCT étaient les suivantes :

- Rapport de tension : 110 kV/100 V
- Rapport capacitif nominal de 7,5 (rapport de capacité à des fréquences comprises entre 10 mHz et 50 Hz [6])
- Classe : 1 mesure
- Charge nominale : 120 VA avec un facteur de puissance de 0,8

Les résultats de l'erreur de rapport et du déphasage sont présentés aux figures 7 et 8. Les lignes pointillées en rouge représentent les limites d'erreur définies par la norme.

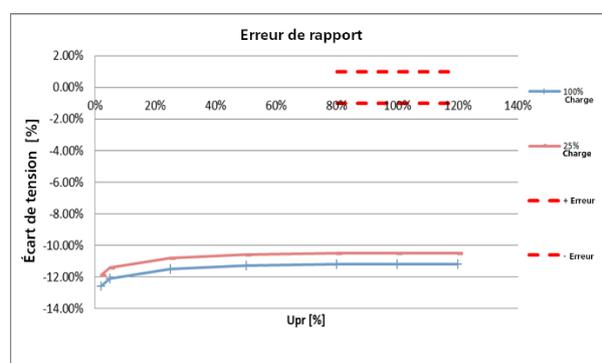


Figure 7: Erreur de rapport du TCT testé

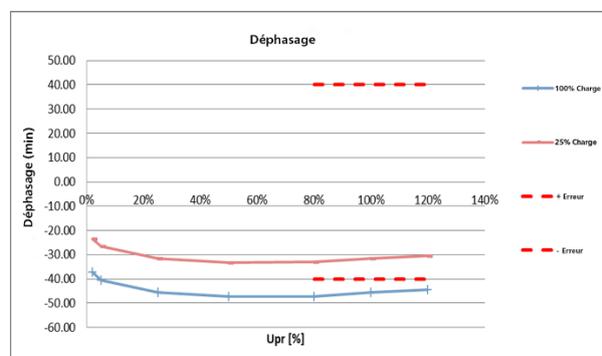


Figure 8: Déphasage du TCT testé

Les mesures ont confirmé que l'erreur de rapport de tension du TCT était trop négative, ce qui a entraîné une tension secondaire inférieure à la tension nominale. Un examen plus approfondi du rapport de tension capacitif mesuré a confirmé un rapport de 8,37. Le rapport nominal de l'empilage capacitif était de 7,5 ; ce qui indique un claquage partiel des couches capacitives de C2 (partie 2 du diviseur capacitif). Le TCT a été démonté et le claquage partiel a pu être confirmé. Au final, l'appareillage a été remplacé.

## 7 Mesures du facteur de dissipation/puissance et de la capacité

Le facteur de dissipation est mesuré en comparant le courant d'un équipement à tester avec une référence connue (courant capacitif « idéal »). Le déphasage entre le courant de référence et celui de l'équipement à tester est déterminé. Le calcul de la tangente de  $\delta$  donne le facteur de dissipation.

La mesure du facteur de dissipation/puissance et de la capacité est une méthode reconnue pour évaluer l'état de l'isolation. Une isolation idéale (sans pertes) serait une capacité sous vide également appelée capacité géométrique  $C_0$ . Lorsqu'on utilise un matériau d'isolation autre que le vide, un ou plusieurs mécanismes de polarisation peuvent être observés. Ils représentent le comportement électrique du ou des matériaux d'isolation utilisés. Les mécanismes de polarisation entraînent des pertes, par exemple à cause de la rotation des dipôles. Cela augmentera la capacité mesurée en raison d'une constante diélectrique supérieure à 1. De plus, le matériau d'isolation possède une certaine conductivité qui provoque des pertes de conduction [7]. Une mesure du facteur de dissipation permet de mesurer la combinaison de ces pertes, voir figure 9.

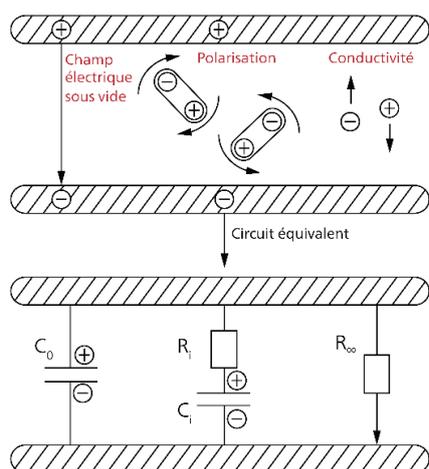


Figure 9: Isolation et ses pertes

Un test par paliers de tension (augmentation de la tension d'essai) peut être utilisé pour vérifier la présence de décharges partielles (DP). Une augmentation du facteur de dissipation à une tension d'apparition spécifique indique une possible activité de DP. Il s'agit d'un outil de diagnostic courant sur les générateurs et les moteurs. Toutefois, une mesure du facteur de dissipation ne donne pas la localisation précise de la DP. Elle ne fournit qu'une représentation globale de l'état de l'isolation.

Une mesure du facteur de dissipation/puissance et de la capacité sur l'empilage de condensateurs d'un TCT peut révéler une dégradation possible de l'isolation voire des couches capacitives en court-circuit. La construction physique de l'empilage capacitif est similaire à celle des traversées capacitives. Si une couche capacitif venait à se dégrader, alors la capacité globale de l'empilage augmenterait.

De même, une augmentation du facteur de dissipation est l'indication d'un processus de vieillissement en cours (pénétration d'humidité, décharges partielles, etc.).

Les courants de fuite à travers l'isolation d'un enroulement de TCT entraînent souvent des difficultés à équilibrer la mesure du facteur de dissipation. Cela signifie que les mesures du facteur de dissipation apparent sont inférieures à la valeur réelle, voire une valeur négative, même si la valeur de capacité obtenue est correcte [8]. Un changement au niveau des résultats de capacité mesurés ( $C_1$  en série avec  $C_2$ ) d'un essai individuel de routine à un autre justifie la réalisation d'investigations supplémentaires.

Dans le cas des TTI, une mesure du facteur de dissipation/puissance et de la capacité d'isolation ne peut pas être effectuée sur toutes les parties de l'isolation. L'isolation principale, située entre les spires de l'enroulement primaire, ne peut pas être utilisée pour les mesures. Il est toutefois possible de mesurer le facteur de dissipation/puissance entre les enroulements primaire et secondaire, ainsi qu'entre l'enroulement primaire et la terre. Si le transformateur est équipé d'un écran électrostatique, la mesure entre l'enroulement primaire et l'écran est la méthode de mesure privilégiée. Cela dépend du type de TTI, s'il est équipé d'un écran et si celui-ci est accessible dans le bornier secondaire.

## 8 Mesure de l'impédance en court-circuit

Un TCT doit avoir une réactance de compensation, souvent appelée bobine de compensation ( $L_{comp}$ ). Cette bobine compense le déphasage causé par l'empilage capacitif. La réactance de la bobine est donc réglée en fonction de la réactance de l'empilage capacitif à la fréquence réseau. La bobine fonctionne généralement à une tension d'environ 10 kV à 30 kV, selon le fabricant. La figure 10 montre le schéma électrique simplifié d'un TCT. Les spires en court-circuit dans la bobine entraînent une chute de l'inductance. L'empilage capacitif n'est donc plus correctement compensé, ce qui entraîne une dérive au niveau du déphasage.

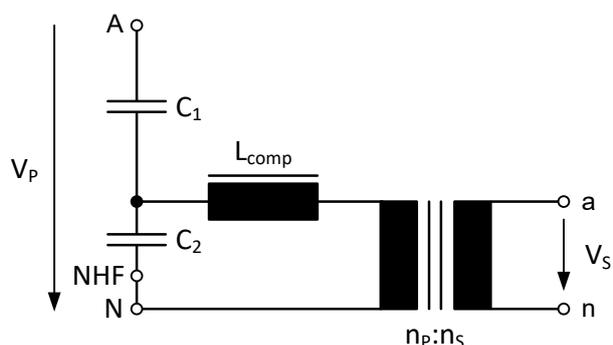


Figure 10: Transformateur condensateur de tension – schéma électrique simplifié

Un test d'impédance en court-circuit à la fréquence réseau peut être utilisé pour vérifier l'intégrité de la bobine. Un courant alternatif est injecté dans l'enroulement secondaire tandis que la chute de tension et le déphasage entre la tension et le courant sont mesurés dans l'enroulement secondaire. Le côté primaire (empilage capacitif) doit être court-circuité à la terre (figure 11). La partie réactive de l'impédance de court-circuit complexe doit être proche de  $0 \Omega$ , indiquant que l'empilage capacitif ( $C_1$  et  $C_2$ ) est correctement compensé.

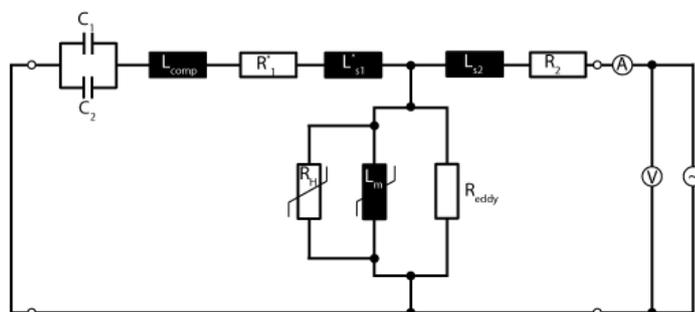


Figure 11: Mesure de l'impédance de court-circuit sur un TCT

### 8.1 Étude de cas III – Mesures de la précision d'un TCT

Deux TCT ont été examinés suite à des niveaux de gaz élevés mesurés dans l'huile. Le résultat de l'analyse des gaz dissous (DGA) a révélé la présence de DP et la formation d'arc.

Les deux appareils ont été mesurés pour vérifier l'intégrité du circuit électrique. Les informations de la plaque signalétique figurent dans le tableau 2.

Table 2: Informations de la plaque signalétique des TCT testés

Tension primaire nominale	220/ $\sqrt{3}$ kV	Phase-terre		
Bornes basse tension	Tension secondaire (V)	Rapport (à 1)	Classe de précision	Puissance nominale (VA)
1 <sub>a2</sub> à 1 <sub>a1</sub>	110/ $\sqrt{3}$	2 000	0,2/3P	0 à 100
2 <sub>a2</sub> à 2 <sub>a1</sub>	110/ $\sqrt{3}$	2 000	0,2/3P	0 à 100
Capacité nominale totale	6 200 pF	C <sub>1</sub> 7 106 pF	C <sub>2</sub> 76 393 pF	

Le TCT avec les résultats des gaz dissous élevés a également montré une erreur de rapport et un déphasage beaucoup plus élevés. Un examen plus détaillé des résultats du test d'impédance de court-circuit a confirmé que la partie réactive du TCT « défectueux » présentait un comportement capacitif.

Ceci a confirmé que la bobine de compensation avait des spires en court-circuit. L'empilage capacitif n'est plus compensé à la fréquence réseau.

L'erreur de rapport et le déphasage du TCT défectueux sont indiqués dans les figures 12 et 13.

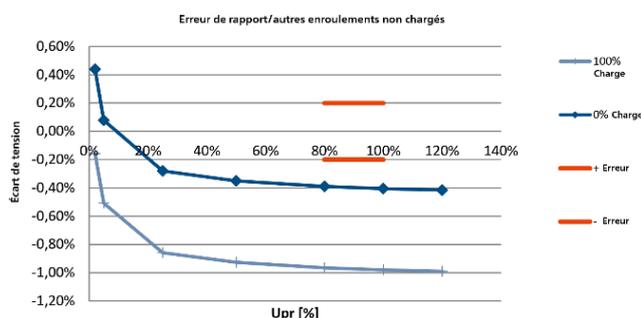


Figure 12: Erreur de rapport du TCT défectueux

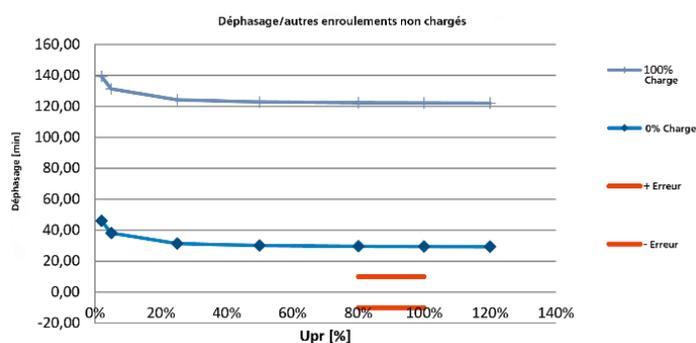


Figure 13: Déphasage du TCT défectueux

## 9 Analyse de la réponse diélectrique

Une teneur en humidité élevée dans l'isolation huile papier des réducteurs de mesure peut entraîner une défaillance de l'isolement et, par conséquent, provoquer la destruction totale de l'appareillage. Il est donc important de pouvoir évaluer la teneur en humidité dans les réducteurs de mesure. Cela s'avère assez difficile car, contrairement aux transformateurs de puissance, les techniques de mesure telles que l'échantillonnage de l'huile sont relativement difficiles à réaliser en raison du faible volume d'huile et du manque d'accès facile.

Au cours de ces dernières années, l'analyse de la réponse diélectrique est devenue reconnue pour évaluer l'humidité dans l'isolant papier solide. Elle s'effectue en mesurant le facteur de puissance/dissipation en fonction de la fréquence.

La mesure de la réponse diélectrique sur une plage de fréquences étendue (par exemple, 100  $\mu$ Hz à 5 kHz) fournit des informations sur l'état de l'isolation et, en particulier pour les isolations huile papier, sur la teneur en humidité de l'isolation solide.

Pour calculer la teneur en humidité, la courbe de réponse diélectrique mesurée est comparée à une courbe modèle (figure 14).

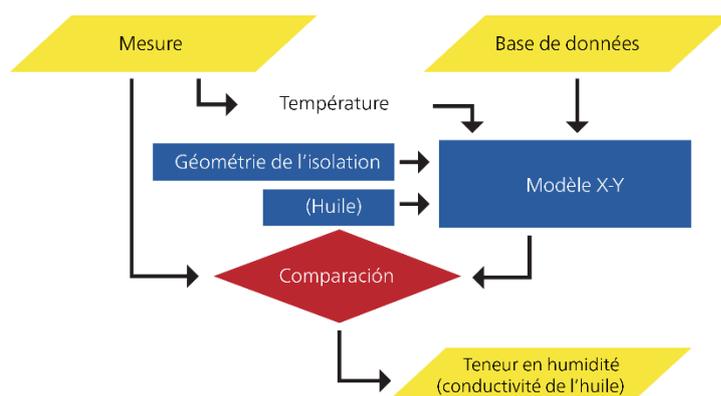


Figure 14: Calcul de la teneur en humidité basé sur le modèle X-Y

La modélisation des courbes est réalisée à l'aide d'une base de données incluant les propriétés de matériaux en cellulose avec différentes teneurs en humidité et pour différentes températures. Une réponse diélectrique est calculée à l'aide du modèle X-Y [9] en tenant compte de la géométrie de l'isolation, de la température, de l'huile, et de la teneur en humidité. Un algorithme fait correspondre la réponse modélisée à partir de la base de données sur la courbe mesurée de l'isolation réelle, et fournit automatiquement la teneur en humidité de l'isolation solide ainsi que la saturation en humidité et la conductivité de l'huile.

Le montage de test approprié sur les transformateurs de courant dépend de la présence ou non d'un écran électrostatique dans le TC et de l'accessibilité à cette électrode. Ces informations figurent parfois dans la fiche technique du TC. S'il n'y a pas d'informations sur l'écran, veuillez contacter le fabricant. Les figures 15 à 17 illustrent les montages proposés pour ces cas [10].

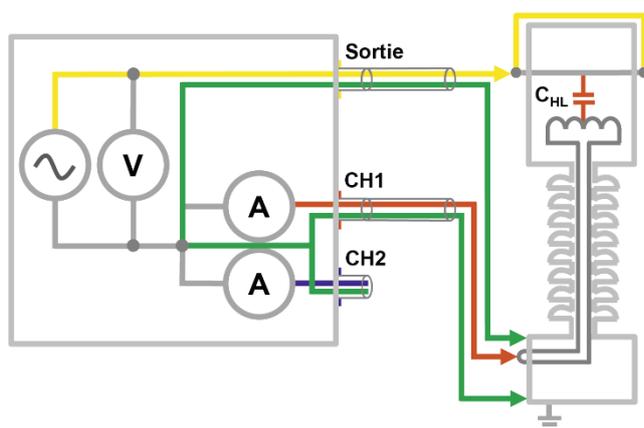


Figure 15: Montage de test pour un TC avec écran accessible ; Isolation mesurée entre la HT et l'écran ; Guard appliquée à la terre

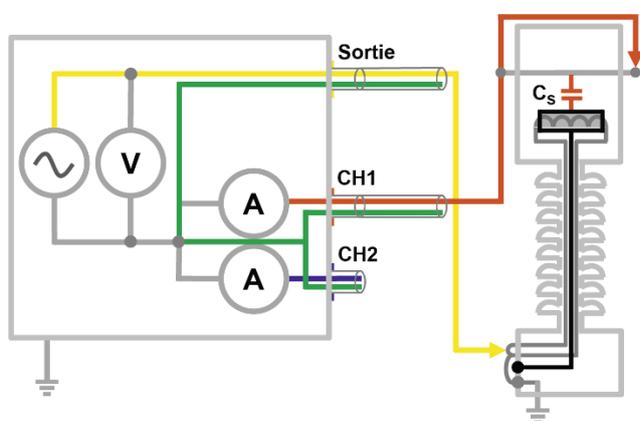


Figure 16: Montage de test pour un TC avec écran non accessible ; Isolation mesurée entre la HT et la terre ; Aucune guard appliquée

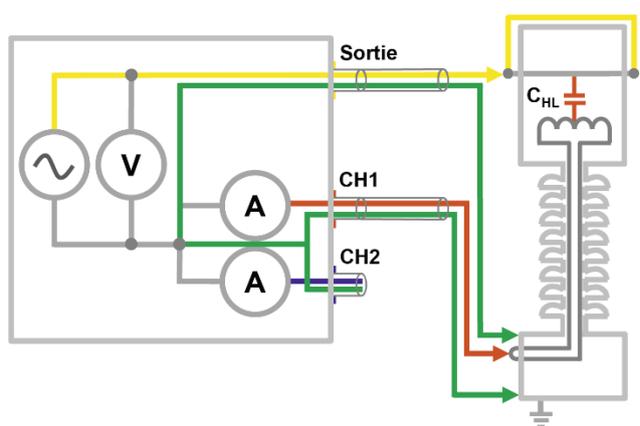


Figure 17: Montage de test pour un TC sans écran ; Isolation mesurée entre la HT et l'enroulement secondaire ; Guard appliquée à la terre

## 9.1 Étude de cas IV – Test de l'isolation d'un réducteur de mesure

Deux transformateurs combinés de mesure ont été examinés, car une unité a montré une forte concentration d'hydrogène dans un échantillon d'huile. La concentration était de 699 ppm. Il n'y avait pas de méthane. Par conséquent, il était peu probable que la forte concentration de H<sub>2</sub> soit causée par une activité de DP.

Les résultats des tests dans le tableau 3 présentent une synthèse des valeurs provenant des réponses diélectriques mesurées. Le TC2 est le réducteur de mesure présentant une forte concentration de H<sub>2</sub>.

Table 3: Résultats de la réponse diélectrique

	TC1	TC2
Tan( $\delta$ ) à 50 Hz	0,28 %	0,29 %
Conductivité de l'huile	23 fs/m	22 fs/m
Teneur en humidité	1,6 %	1,8 %
C_10 mHz/C_50 Hz	1,02	1,03

Le rapport de la capacité complexe mesurée à 10 mHz et 50 Hz fournit des informations supplémentaires sur l'état de l'isolation des réducteurs de mesure. Des études sur le terrain ont démontré que le rapport capacitif devait être inférieur à 1,05 pour une isolation saine et sèche [11]. L'avantage du rapport capacitif est que ce paramètre ne dépend pas de la géométrie de l'isolation.

Les paramètres diélectriques obtenus sur les deux réducteurs de mesure n'ont indiqué aucune isolation détériorée. La concentration très élevée de H<sub>2</sub> a sans doute été causée par des gaz parasites. Le fabricant du transformateur a été invité à fournir des informations sur les gaz parasites et il a été présenté qu'une réaction chimique entre un détergent et les matériaux intérieurs du transformateur pouvaient avoir produit des valeurs élevées de H<sub>2</sub>. Le transformateur testé est donc toujours en exploitation.

## 10 Mesures des décharges partielles

Une DP est un claquage diélectrique localisé d'une petite partie d'un système d'isolation électrique solide ou liquide soumis à des contraintes haute tension. La DP court-circuite partiellement l'espace isolant séparant des conducteurs [12]. Les DP détériorent le matériau isolant au fil du temps, ce qui peut éventuellement entraîner une rupture totale de l'isolation.

Une DP libère une partie de son énergie sous forme d'onde électromagnétique. Le courant de décharge passe à travers le condensateur de couplage du montage de mesure de DP. Ce courant peut être alors mesuré et corrélé au niveau de décharge. Les DP sont mesurées en pC conformément à la norme IEEE C57.13TM-2016 [13] ou conformément à la norme CEI 60270.

La figure 18 présente un montage de mesure de DP conformément à la norme CEI 60270 [12]. Il implique un filtre, un condensateur de couplage et un dispositif de couplage fixé à l'appareil de mesure de DP.

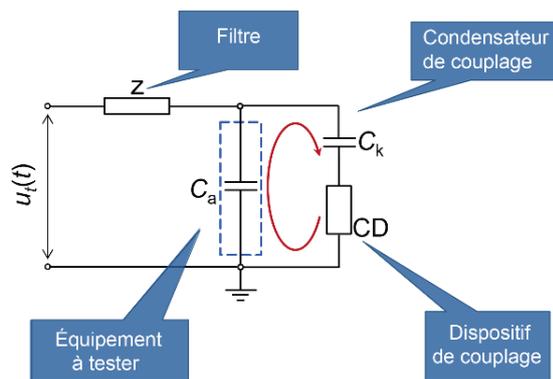


Figure 18: Montage de mesure de DP conformément à la norme CEI 60270

Les réducteurs de mesure pour les applications moyenne tension (1 kV à 75 kV) possèdent généralement une isolation en résine moulée. Les vides ou cavités dans cette isolation peuvent être causés par des chocs et des vibrations ou des défauts de fabrication. Si le champ électrique dans l'isolation devient supérieur à la rigidité diélectrique du gaz à l'intérieur du vide, un claquage se produira. À ce moment précis, le champ électrique dans le vide disparaît. L'énergie dissipée sera rechargée par le condensateur de couplage. Le dispositif de couplage connecté au condensateur de couplage peut mesurer le courant de décharge. Le processus de recharge dépend du gradient de la tension appliquée. Il est le plus rapide au niveau de la partie la plus abrupte du gradient de tension. Par conséquent, une DP se produit souvent autour du passage par zéro de la tension appliquée (figures 19 et 20).

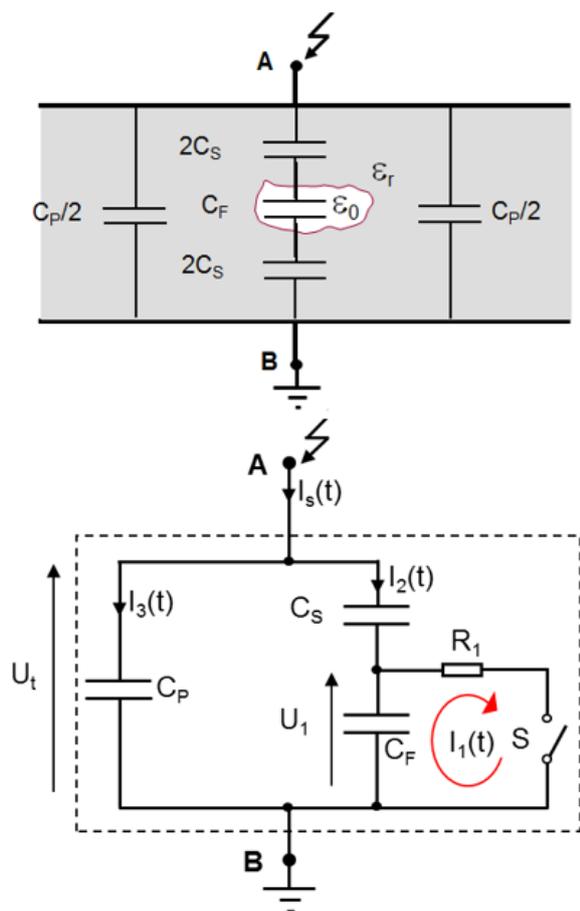


Figure 19: Processus de recharge expliqué sur le principe d'une décharge dans un vide

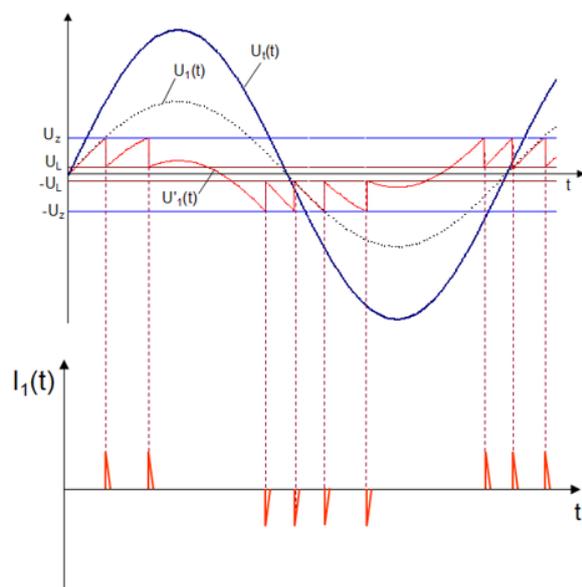


Figure 20: Processus de recharge expliqué sur le principe d'une décharge dans un vide

La figure 21 présente une empreinte de DP typique (tracé PRPD) pour une décharge dans un vide à l'intérieur d'une isolation solide d'un transformateur moyenne tension. Le nuage de points représente un histogramme de toutes les décharges enregistrées pendant 1 min 36 s. Conformément à la norme CEI 61869-1 [14] et en fonction de la tension d'essai, le niveau de décharge ne doit pas dépasser 50 pC, quand dans ce cas, des décharges jusqu'à plusieurs nC ont été mesurées.

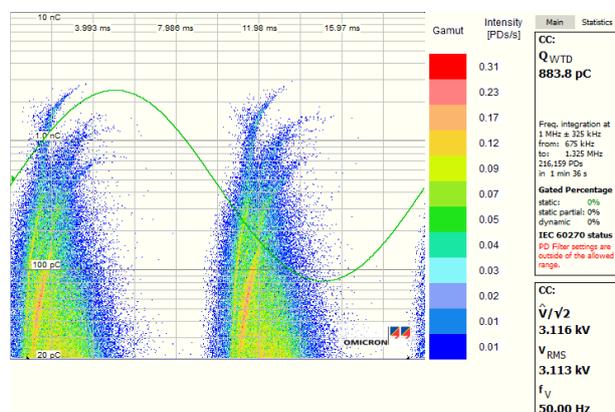


Figure 21: Empreinte PRPD de décharges dans un vide

## 11 Conclusion

Différentes mesures de diagnostic sur les réducteurs de mesure aident à évaluer leur état. Leurs résultats donnent de précieuses informations sur les éventuels défauts liés aux composants de l'appareillage (tableau 1). En combinant les résultats des différents tests de diagnostic, on obtient une vision globale de l'état d'un réducteur de mesure. Par conséquent, les défaillances peuvent être détectées avant qu'elles ne deviennent graves, mettant en danger des personnes ou entraînant des dommages coûteux aux équipements dans le même environnement.

## Bibliographie

- [1] CEI 60044-1 Édition 1.2/2003-02 « Transformateurs de mesure, partie 1 : transformateurs de courant », référence CEI/IEC 60044-1:1996+A1:2000+A2:2002
- [2] M. Freiburg, F. Predl, A new approach for on-site calibration of voltage transformers, Part I and Part II, ITMF 2013
- [3] M. Freiburg, Messung und Modellierung des Magnetisierungsverhaltens induktiver Spannungswandler, ETG-Fachtagung 2014 à Berlin
- [4] CEI 61869-2 Édition 1.0/2012-09 « Transformateurs de mesure- partie 2 : exigences supplémentaires concernant les transformateurs de courant »
- [5] CEI 60044-6 Première édition/1992-03 « Transformateurs de mesure, partie 6 : prescriptions concernant les transformateurs de courant pour protection pour la réponse en régime transitoire », numéro de référence CEI/IEC 44-6:1992
- [6] S. Raetzke, M. Koch, M. Krueger, A. Talib, Condition assessment of instrument transformers using dielectric response analysis, CIGRÉ 2012, Paris
- [7] A. Kùchler, Hochspannungstechnik, Heidelberg 2009
- [8] Trench Instruction Manual Coupling Capacitor Voltage Transformers, Bulletin 20 95 05, Revision 03, 02/2012
- [9] M. Koch. « Reliable Moisture Determination in Power Transformers » (thèse de doctorat, Institute of Energy Transmission and High Voltage Engineering, Université de Stuttgart, Sierke Verlag Göttingen, Allemagne, 2008)
- [10] Note d'application DIRANA : Mesure et analyse de la réponse diélectrique des transformateurs de courant
- [11] M. Anglhuber, Isolationsdiagnose an Messwandlern mit dielektrischer Antwortmessung, Diagnosewoche 2015 en Autriche
- [12] CEI 60270 Troisième édition/2000-12 « Techniques des essais à haute tension – Mesure des décharges partielles » Numéro de référence CEI/IEC 60270:2000
- [13] Norme IEEE C57.13<sup>TM</sup>-2016, IEEE « Standard Requirements for Instrument Transformers », New York
- [14] CEI 61869-1 Édition 1.0/2007-10 « Réducteurs de mesure - partie 1 : exigences générales »
- [15] IEEE « Standard Requirements for Instrument Transformers » Norme IEEE C57.13<sup>TM</sup>-2008

## Auteurs



**Florian Predl** a commencé à travailler chez OMICRON Autriche en 2007 en tant qu'ingénieur application au sein de l'équipe service technique, en particulier pour le diagnostic avancé des réducteurs de mesure. Il a également fourni une assistance technique aux utilisateurs de produits OMICRON dans le monde entier. En 2013, Florian a rejoint l'équipe OMICRON en Australie où il est actuellement ingénieur application sur site. Avant de commencer chez OMICRON, il a étudié au Federal Higher Technical Institute de Rankweil, en Autriche, où il a obtenu son diplôme en 2007 avec une spécialisation dans les technologies haute fréquence. Son mémoire portait sur l'extension de gamme des systèmes RFID pour les applications commerciales en utilisant des amplificateurs haute fréquence.



**Dr. Michael Freiburg** est spécialiste des tests et des diagnostics sur les réducteurs de mesure, et travaille actuellement comme chef de produit chez OMICRON electronics en Autriche. Auparavant, il a travaillé comme assistant de recherche et assistant pédagogique à l'Université technique de Dortmund en Allemagne. Les diagnostics d'équipements haute tension et la science des matériaux font partie de ses recherches. Lors de ses études de premier cycle, il s'est concentré sur l'automatisation et l'ingénierie mécanique des systèmes de commande avant d'étudier le génie électrique dans le cadre de ses études universitaires supérieures. Il a obtenu son diplôme d'ingénieur en 2010 et son doctorat en ingénierie haute tension en 2014.



**Dr. Martin Anglhuber** a obtenu son diplôme en génie électrique à l'université technique de Munich en 2007. De 2007 à 2011, il a travaillé en tant qu'assistant scientifique à l'Institute for High-Voltage Technology and Power Transmission de l'université technique de Munich en Allemagne, et a effectué des recherches sur les nanocomposites polymères utilisés comme matériaux d'isolation dans les appareillages haute tension. Il a obtenu son doctorat en ingénierie (Ph.D.E.E.) en 2012. Il a rejoint OMICRON en 2012 en tant qu'ingénieur application, et occupe aujourd'hui le poste de responsable produit dans le domaine du diagnostic des transformateurs diélectriques. Il est membre de la VDE et de l'IEEE.