

Mesure, localisation et surveillance des décharges partielles sur un transformateur de puissance

Les transformateurs de puissance, élément essentiel du réseau électrique, sont soumis à divers degrés de contrainte électrique, thermique, mécanique et chimique pendant leur utilisation. Pour garantir un fonctionnement fiable et sûr, il est primordial d'évaluer le vieillissement permanent de l'isolation du système pendant le cycle de vie d'un transformateur. Les mesures des décharges partielles (DP) sont un outil non destructif qui permet de mesurer, d'évaluer et de localiser les points faibles dans les systèmes d'isolation complexes. Les mesures de DP sur les transformateurs de puissance sont généralement réalisées pendant la fabrication, dans le cadre de l'assurance qualité, après l'installation sur site, et servent à la maintenance basée sur l'état des équipements arrivés à maturité.

Les décharges partielles sont un claquage électrique localisé d'une partie faible du système d'isolation électrique, engendrant des impulsions de courant rapides. Ces signaux électriques s'accompagnent souvent d'autres effets physiques, tels qu'ondes de pression, signaux électromagnétiques, effets chimiques ou effets optiques. [1] Les mesures de DP des différents effets au moyen d'outils conventionnels et non conventionnels et la combinaison de leurs résultats permettent une évaluation plus concrète.

Étude de cas – mesure de DP sur un transformateur rempli d'huile de 300 MVA

Les traversées haute tension (HT) des enroulements 220 kV et 110 kV ont dû être démontées pour le transport d'un transformateur de 300 MVA. Après avoir monté les traversées dans le nouveau poste, les dômes ont dû être remplis à nouveau d'huile. En raison de l'orientation horizontale des traversées, il a fallu procéder avec le plus

grand soin pour éviter les bulles de gaz. Des mesures des décharges partielles (DP) ont été réalisées afin de s'assurer du remplissage correct.

La Figure 1 illustre le transformateur de 300 MVA avec les traversées 220 kV et 110 kV horizontales et un petit transformateur élévateur de tension de 24/0,4 kV pour magnétiser le transformateur de 300 MVA avec un générateur diesel.



Figure 1
Vue du transformateur de 300 MVA

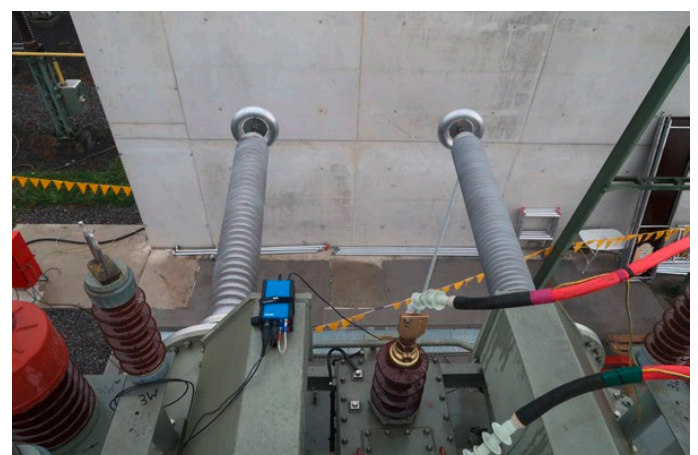


Figure 2
Montage de mesure de DP sur les phases 1U et 1V

Mesure électrique des DP

Le montage de test a été réalisé conformément à la norme CEI 60270 [2], en découplant simultanément les signaux de DP et CA au niveau des prises de mesure de toutes les traversées 220 kV et 110 kV. La Figure 2 illustre la configuration de l'appareil détecteur de DP, le MPD 800, au niveau des traversées 220 kV 1U et 1V. Les signaux des deux prises de traversée peuvent être directement connectés à un détecteur MPD 800 sans utiliser d'appareil de couplage supplémentaire. La Figure 3 illustre le montage de test de PD complet.

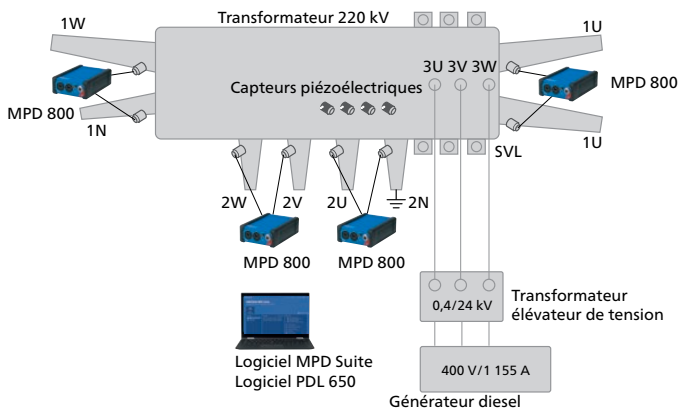


Figure 3
Montage pour les mesures de DP

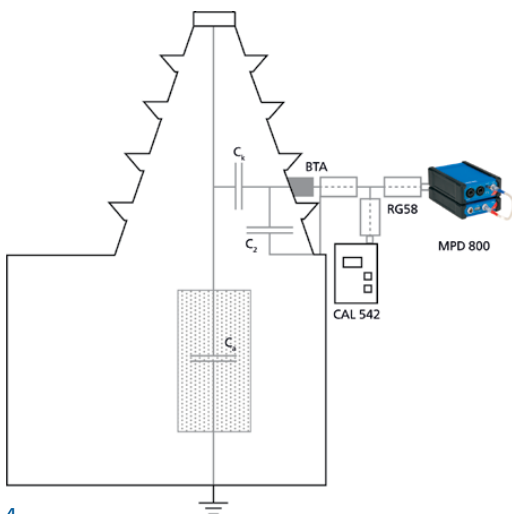


Figure 4
Impulsion artificielle injectée directement dans la prise de traversée

Un signal d'étalonnage a été injecté dans toutes les traversées, pour permettre la détermination d'une matrice de couplage transversal. Outre l'étalonnage de DP classique entre la haute tension et la terre, un enregistrement a été réalisé pendant l'injection du signal d'étalonnage dans la prise de mesure de la traversée, afin de simuler un défaut directement au niveau de la prise de traversée. [1].

Le niveau de bruit ambiant était inférieur à 10 pC à 0,5 x Un, avec une fréquence centrale de 400 kHz et une bande passante de mesure de 600 kHz. Même en dessous de la tension nominale, des décharges partielles jusqu'à 2 nC ont pu être détectées au point de mesure 1U.

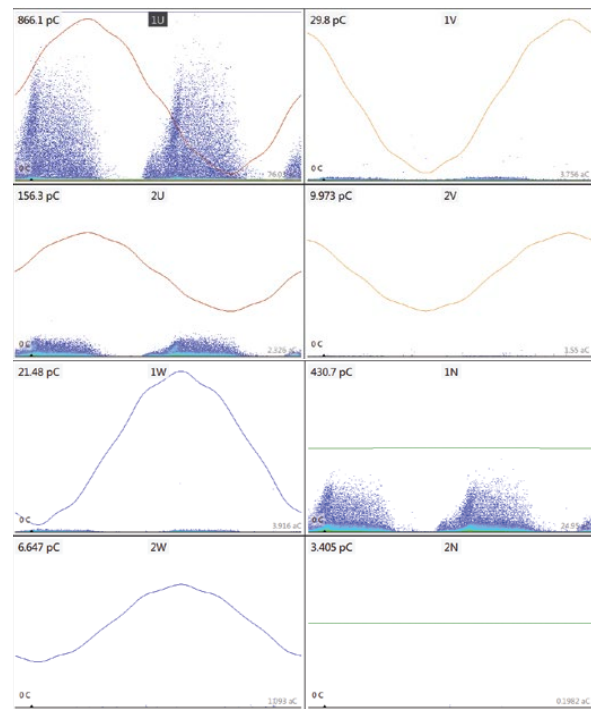


Figure 5
Tracé de DP à résolution de phase (PRPD) obtenu aux points de mesure à 0,8 x Un, vue linéaire

La comparaison des valeurs de charge de la matrice de couplage transversal de l'étalonnage au couplage transversal de l'activité réelle de DP a indiqué que l'origine de l'événement de DP se trouvait physiquement près du point de mesure 1U.

Le logiciel MPD Suite a permis aux ingénieurs d'essai de tracer une fenêtre de déclenchement dans le tracé PRPD. Seules les impulsions de DP se produisant dans la zone de phase et d'amplitude sélectionnée déclencheront la vue Portée et FFT. Cet outil permet de comparer facilement les signaux haute fréquence non filtrés. La comparaison du signal temporel et du spectre de fréquence du signal directement injecté dans la prise de traversée au signal de DP réel a montré de fortes similarités en termes de temps de montée et d'oscillation, ainsi que de résonances dans le spectre de fréquence. Le spectre de fréquence de l'étalonnage conventionnel, dans lequel il a fallu utiliser des câbles longs, ne correspondait pas.

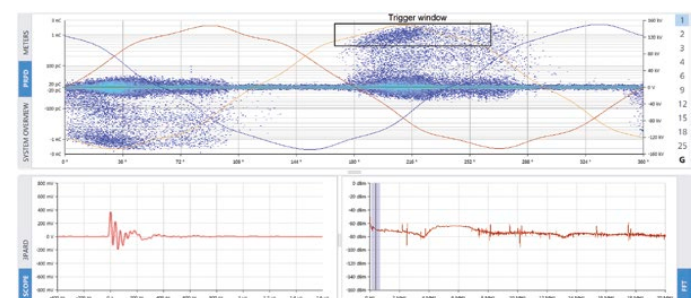


Figure 6
Logiciel MPD Suite ; vue logarithmique bipolaire du tracé PRPD à 1U, de la fenêtre de déclenchement et du signal temporel et de fréquence correspondant

Mesure et localisation acoustiques des décharges partielles

La localisation des sources de DP est réalisée à l'aide des différences de temps d'exécution du signal acoustique entre l'emplacement du défaut et les capteurs d'émissions acoustiques. Les emplacements possibles du défaut sont calculés à partir des temps d'exécution des signaux, en utilisant la vitesse du son et les positions géométriques connues des capteurs sur la paroi de la cuve.

Le trigger de la fenêtre PRPD du MPD 800 fournit également un signal de sortie électrique ou optique pouvant déclencher un système de localisation acoustique. Cette méthode permet de mesurer la temporisation des différents capteurs piézoélectriques de manière absolue, par rapport à l'impulsion de DP électrique déclenchée. On peut ainsi utiliser des fonctions de moyennage, permettant d'obtenir un meilleur rapport signal/bruit. La Figure 7 illustre les signaux acoustiques mesurés des capteurs piézoélectriques et l'impact du moyennage. La localisation acoustique a été réalisée avec 8 capteurs piézoélectriques installés autour de la phase 1U.

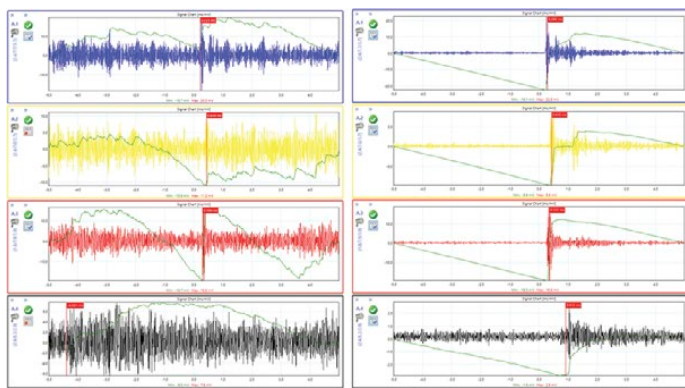


Figure 7

Signaux acoustiques sans moyennage (à gauche) et moyennage de 100 événements (à droite) avec le signal électrique comme déclencheur

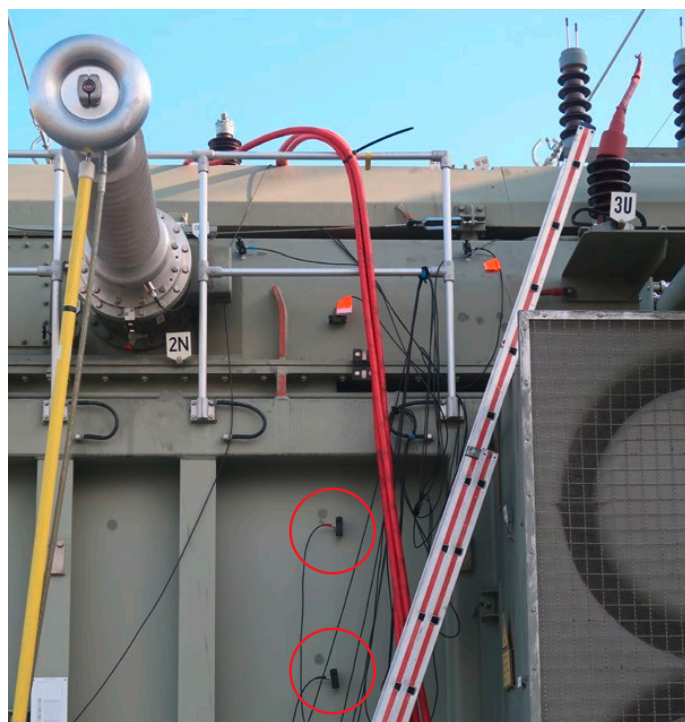


Figure 8

Installation de capteurs piézoélectriques

La position triangulée du défaut, ainsi que le signal acoustique des décharges partielles internes, sont illustrés aux Figures 9 et 10. L'emplacement est proche du câble de sortie haute tension de l'enroulement 220 kV de la phase 1U.

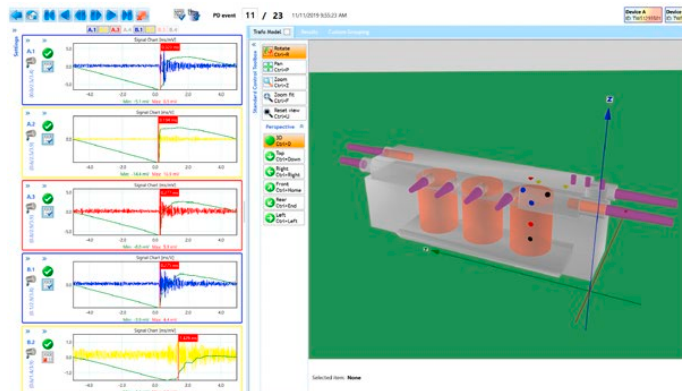


Figure 9

Signaux acoustiques de capteurs piézoélectriques

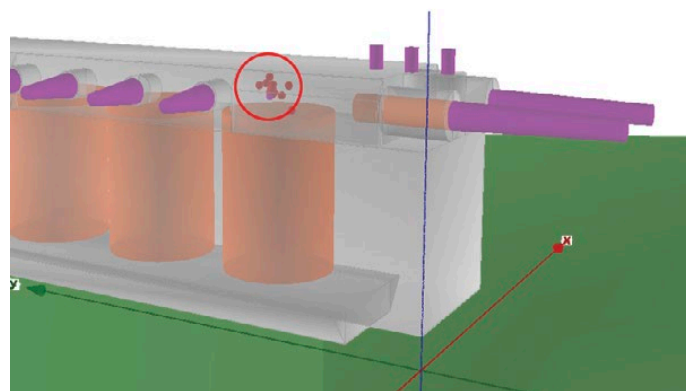


Figure 10

Localisation de DP sur la sortie haute tension de la phase 1U

Tendances et surveillance des décharges partielles électriques

Les résultats de la mesure et de la localisation hors ligne des DP ont été étudiés avec le fabricant du transformateur. L'emplacement du défaut, le comportement de DP et le fait qu'une réparation sur site soit impossible ont conduit à la décision que l'unité pouvait être remise sous tension en analysant avec le plus grand soin les tendances d'activités de DP, ainsi qu'en surveillant les gaz dissous dans l'huile d'isolation du transformateur.

Le transformateur a donc ensuite été équipé d'adaptateurs pour traversée au niveau des prises de toutes les traversées 220 kV. Le MONTESTO 200, l'équipement de surveillance et de tendances de DP utilisé peut être piloté à distance et communique avec le centre de téléconduite en cas de dépassement des niveaux d'avertissement de DP.

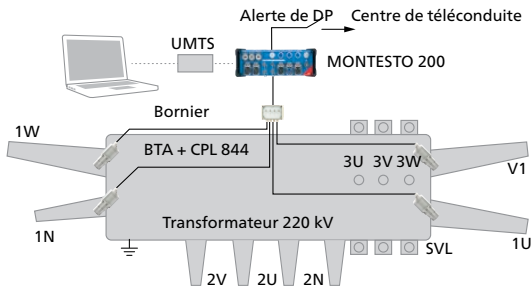


Figure 11
Configuration complète pour le système de surveillance et de tendances de DP

Une décharge par effet couronne audible était active dans le poste. La fréquence de mesure a donc été réglée sur 2,2 Mhz, où les décharges internes dominaient et les perturbations externes étaient minimisées. Le niveau de décharge de l'activité de DP interne à la phase 1U était stable pendant les premières semaines de fonctionnement, puis a augmenté constamment pendant un mois. La Figure 12 illustre la tendance croissante de la charge apparente mesurée sur la phase 1U.

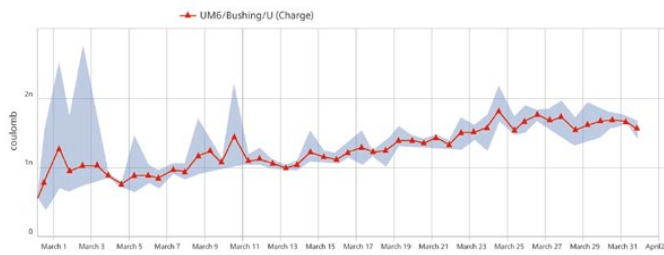


Figure 12
Tendance de DP croissante sur la phase 1U

Outre l'activité de DP connue sur la phase 1U, un second tracé s'est développé pendant 3 mois, débutant à environ 100 pC et se stabilisant à 2 nC. Le tracé de décharge peut être imputé à la phase 1V et montre de fortes similarités avec le phénomène obtenu à la phase 1U. Le développement du tracé PRPD, ainsi que le diagramme 3PARD, sont illustrés à la Figure 13. La Figure 14 illustre le développement du tracé PRPD filtré par 3PARD obtenu à la phase 1V.

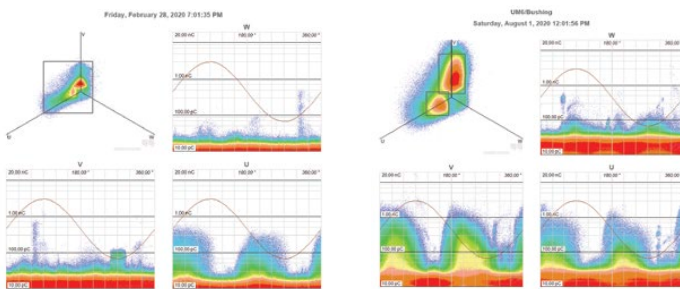


Figure 13
Développement de l'activité de DP sur une période de 5 mois, vue logarithmique

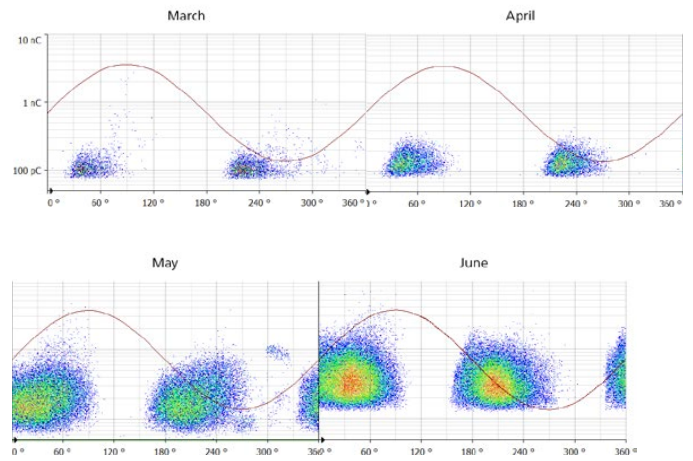


Figure 14
Tracé PRPD filtré par 3PARD et développement du tracé obtenu à la phase 1V

Analyse des gaz dissous (DGA)

Les résultats de DGA avant et après le transport n'ont indiqué aucune défaillance ni activité de DP. L'hydrogène a légèrement augmenté pendant le fonctionnement, mais la quantité totale de gaz dissous reste inférieure aux valeurs types, et aucune évaluation fiable ne peut donc être réalisée [4]. Un défaut local à l'intérieur d'une partie d'isolation solide n'engendre pas nécessairement d'augmentation des gaz dissous.

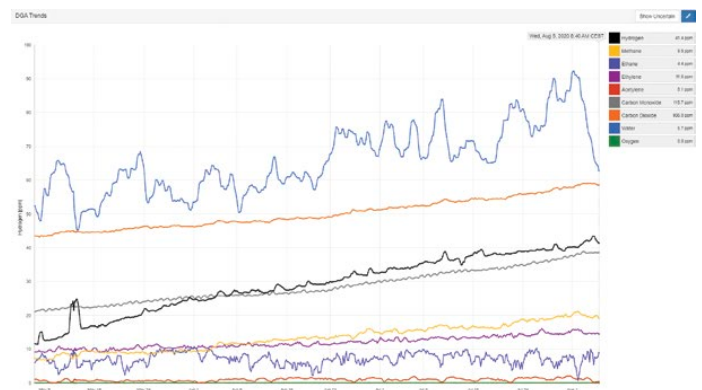


Figure 15
Tendance de DGA sur 3 mois

Conclusion

Cet article traite de l'importance de la mesure, de la localisation, de la surveillance et des tendances des DP électriques. Les mesures de DP sur site sur des transformateurs remplis de liquide ne sont souvent déclenchées que par les résultats de la DGA. L'étude de cas sur le transformateur de 300 MVA souligne que les mesures et les tendances des DP électriques peuvent être plus sensibles et instantanées que l'analyse des gaz dissous dans l'huile. L'analyse des signaux non filtrés dans les domaines temporel et fréquentiel et la localisation acoustique des DP avec deux ou trois capteurs piézoélectriques peuvent fournir de précieuses informations en matière de localisation, d'interprétation et d'évaluation des risques. Le transformateur, avec des décharges actives mais stables dans deux phases, reste en ligne et sera davantage surveillé.

Références

1. Brochure technique 676 du groupe de travail D1.29 du CIGRÉ : Décharges partielles dans les transformateurs
2. CEI 60270 : Édition 3.1, 2015, Techniques d'essai haute tension – Mesure des décharges partielles, Commission Électrotechnique Internationale, Genève, Suisse
3. C57.127 (2007), IEEE Guide for the Detection and Location of Acoustic Emissions from Partial Discharges in Oil-Immersed Power Transformers and Reactors (Guide de l'IEEE sur la détection et la localisation des signaux acoustiques émis par les décharges partielles dans les transformateurs de puissance à bain d'huile et les réactances), Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. New York, États-Unis, 2007
4. CEI 60599 : Édition 3.0, 2015, Matériels électriques imprégnés d'huile minérale en service – Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres

Les auteurs

Udo Ranninger a commencé à travailler chez OMICRON electronics en 2007. Il occupe actuellement le poste d'ingénieur applications, spécialisé dans les mesures des décharges partielles, après avoir exercé plusieurs fonctions au sein de l'entreprise. Il a obtenu en 2006 un diplôme de l'Institut d'enseignement technique supérieur de Rankweil (Autriche), en télécommunications et technologies haute fréquence.

udo.ranninger@omicronenergy.com



Michael Krüger travaille chez OMICRON electronics à Klaus, en Autriche, depuis 1999. Après avoir exercé les fonctions de chef de produit et directeur des services techniques, il est aujourd'hui ingénieur conseil pour les « Tests et diagnostics des équipements d'alimentation électrique ». Il a étudié le génie électrique à l'Université technique d'Aix-la-Chapelle (RWTH) et à l'Université technique de Kaiserslautern (Allemagne) et obtenu son diplôme d'ingénieur en 1976. En 1990, il a reçu son doctorat en génie électrique de l'Université technique de Vienne.

Michael Krüger a plus de 40 ans d'expérience dans l'ingénierie haute tension et les tests et diagnostics sur les transformateurs de puissance et de mesure, les machines tournantes électriques, les postes sous enveloppe métallique et les câbles d'alimentation.

Il a publié plus de 50 articles techniques au sujet des mesures électriques sur les transformateurs de puissance et de mesure, les machines tournantes électriques, les postes sous enveloppe métallique et les câbles, et détient 15 brevets. Il est membre de la VDE depuis 40 ans, du CIGRÉ et membre exécutif de l'IEEE. Il participe à plusieurs groupes de travail pour l'OEVE, la CEI et le CIGRÉ.

michael.krueger@omicronenergy.com



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 160 pays bénéficient déjà de la capacité d'OMICRON à mettre en oeuvre 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.