

Tests prenant en compte les paramètres du réseau d'une protection ligne 72 kV chez EPCOR

Adam Rudd, EPCOR Utilities Inc., CANADA

Yordan Kyosev, EPCOR Utilities Inc., CANADA

Peter Fong, Sequence Instruments Inc., CANADA

Résumé

Le poste électrique EPCOR Utilities Inc. situé à Edmonton, en Alberta (Canada) met à niveau les protection ligne sur son réseau de transmission 72 kV. EPCOR a choisi une nouvelle méthode pour les essais d'interface protection de part et d'autre d'une ligne, avec un logiciel qui simule tous les éléments du réseau électrique.

Cet article présente tous les aspects de ces tests basés sur les paramètres du réseau, de la planification à l'exécution, en passant par la résolution des problèmes. Une vue d'ensemble de la progression de ce type de test au sein de l'entreprise est réalisée, montrant les améliorations apportées à chaque évolution. Les résultats sont analysés et comparés à d'autres méthodes de test.

1 Progression des tests d'inter déclenchement chez EPCOR

Les avantages des essais synchronisés pour le test et la mise en service de systèmes de protection de ligne ont été bien documentés au fil des ans. Avec l'introduction de logiciels de simulation plus puissants conçus pour une utilisation avec des équipements de test portables, ces essais d'interface de protection ligne ont évolué, passant d'une simple vérification du système de protection à une analyse complète des performances du système, incluant des éléments tels que :

- Vérification des performances du relais dans des conditions réelles (comportement transitoire)
- Vérification des paramètres du relais et de l'algorithme dans diverse configurations du réseau.
- Vérification des performances du transformateur de courant (TC) dans des conditions réelles

Au fil des ans, EPCOR a utilisé différents logiciels pour simuler les conditions du système lors des essais d'interface protection ligne, notamment :

- Simulation de séquence à l'état statique
- Simulation dynamique avec des modèles de réseaux prédéfinis
- Simulation dynamique avec des modèles de réseaux personnalisables

Simulation de séquence à l'état statique

La simulation de séquence à l'état statique permet la simulation des états de pré-défaut, défaut et post-défaut. Ces états de défaut sont calculés à partir d'un logiciel qui définit les tensions et courants du défaut (voir la Figure 1). Ce type de simulation convient pour la simple vérification des systèmes de protection, par exemple les schémas de téléaction à accélération de stade. Toutefois, les conditions transitoires pendant l'état de défaut ne sont pas simulées. Par conséquent, il n'est pas possible d'évaluer les performances dynamiques du système de protection dans des conditions transitoires.

Avec ce type de logiciel, l'utilisateur n'applique aucune information sur les paramètres du réseau et il n'est donc pas possible de vérifier si le défaut produit est correct ou non. Il est également impossible de régler les paramètres réseau ou les conditions de défaut pour observer le comportement du système de protection dans différents scénarios.

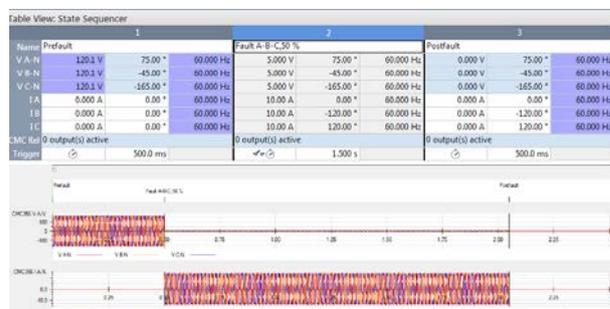


Figure 1: Simulation de séquence à l'état statique

Simulation dynamique avec des modèles de réseau prédéfinis

La simulation dynamique permet aux utilisateurs de choisir parmi une liste de modèles de réseau prédéfinis (par exemple, ligne unique, ligne parallèle, ligne à trois connexions, etc.) et de configurer des paramètres réseau et des conditions de défaut tels que :

- impédance de ligne
- impédance de source
- résistance d'arc
- flux de charge pré-défaut et post-défaut
- emplacement du défaut et type de défaut
- simulation de la saturation du TC

À partir de la configuration, le logiciel produit tensions et courants simulant l'état réel du défaut, notamment les conditions transitoires (voir la Figure 2).

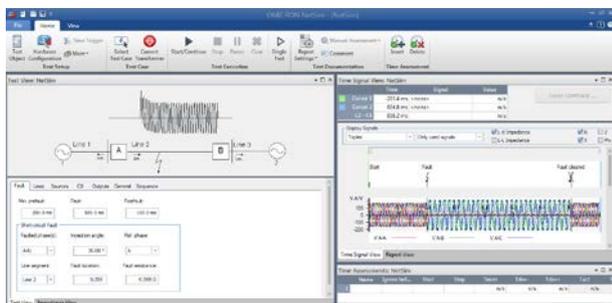


Figure 2: Simulation dynamique avec des modèles de système prédéfinis

Ce type de simulation permet de vérifier les performances du relais dans des conditions réelles de défaut ainsi que le comportement du TC. Puisque les paramètres du réseau et les conditions de défaut sont configurables, l'utilisateur peut facilement vérifier que les paramètres chargés dans le relais sont corrects. La simulation dans différentes conditions de défaut peut également être facilement appliquée lors des tests.

L'inconvénient de ce logiciel réside dans la non flexibilité des modèles de réseau prédéfinis. Lorsque des modèles de réseau différents ou plus complexes sont requis, il n'est pas possible de personnaliser le modèle.

Simulation dynamique avec des modèles de réseau personnalisables

Avec l'introduction du logiciel de simulation dynamique qui permet de personnaliser des modèles de réseau, il est désormais possible de créer une simulation dynamique des défauts avec le modèle exact du réseau concerné. L'utilisateur peut ainsi analyser les systèmes de protection qui sont utilisés sur des réseaux plus complexes.

Ce type de logiciel permet la configuration libre des lignes et des sources, ainsi la position du défaut sur le réseau (voir la Figure 3).

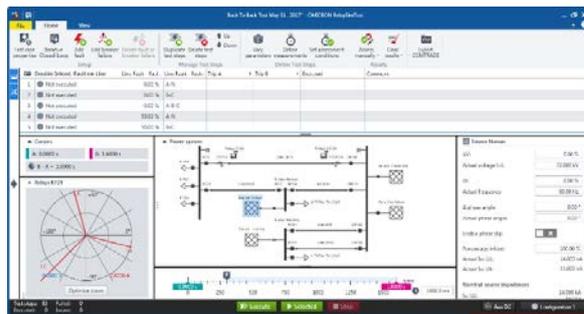
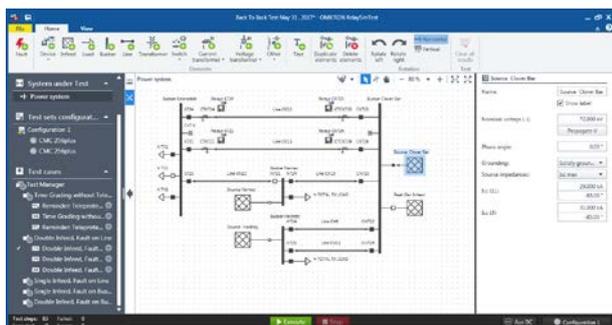


Figure 3: Simulation dynamique avec des modèles de système personnalisables

Les équipements de test modernes utilisant ce logiciel permettent également de transmettre les signaux de simulation via le « cloud » d'un poste à l'autre de façon à ce que le test puisse être réalisé par un seul opérateur. Les résultats du test aux deux extrémités du système de protection sont combinés dans un seul rapport de test à des fins d'analyse. Cette fonctionnalité rend ces tests d'interface entre les deux protections beaucoup plus efficaces et plus faciles à appliquer (voir la Figure 4).

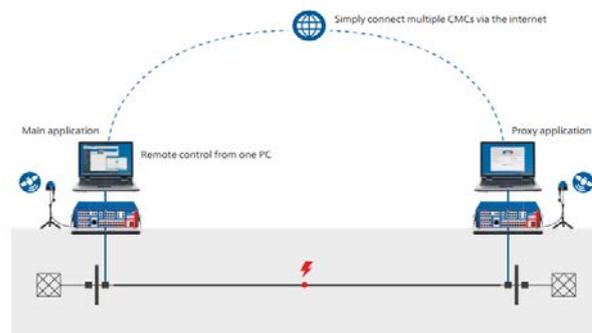


Figure 4: Synchronisation des équipements de test via un serveur cloud Internet

2 Présentation générale du système de protection

Nouveau système de protection câble 72 kV

Un nouveau schéma de protection est appliqué dans le cadre du plan long terme d'EPCOR pour le remplacement des protections câbles 72 kV. Le début de ce projet de remplacement implique la mise en place du nouveau schéma pour deux câbles 72 kV. Puisqu'il s'agit de la première d'une longue série d'installations similaires, des tests minutieux sont requis pour vérifier la logique du système de protection et s'assurer de la conformité aux spécifications. Ainsi, EPCOR a décidé de réaliser des tests de ce nouveau système à l'aide d'un logiciel de simulation dynamique qui permet d'utiliser des modèles de réseau personnalisables.

Pour le nouveau schéma de protection de ligne, on applique une double protection multifonction. Deux fonctions de protection sont activées dans chaque protection principale (Protection A) et protection de

secours (Protection B) : protection différentielle de ligne et protection de distance avec télé action. Voir la Figure 5.

Les relais de différents fournisseurs ont fait l'objet d'essais spécifiques pour démontrer leur conformité aux spécifications pendant le processus d'appel d'offres. Toutefois, le relais d'un des fournisseurs était nouveau sur le marché et nécessitait donc davantage de tests pour obtenir la confiance de l'entreprise.

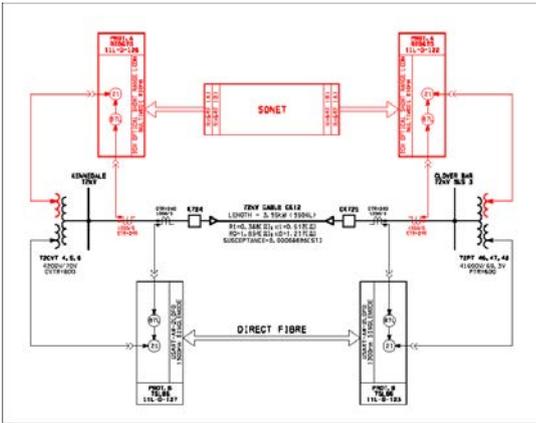


Figure 5: Configuration de la protection câbles 72 kV

Défis liés à la configuration du système

Le système de sous-transmission d'EPCOR pose d'autres problèmes aux ingénieurs en charge des protections, comparé à leur système de transmission. Le système a été à l'origine conçu pour fonctionner dans une configuration en boucle, mais actuellement, il fonctionne dans une configuration radiale de façon rentable, afin de maintenir l'équilibre entre fiabilité et coût d'amélioration. La Figure 6 présente le système en configuration normale.

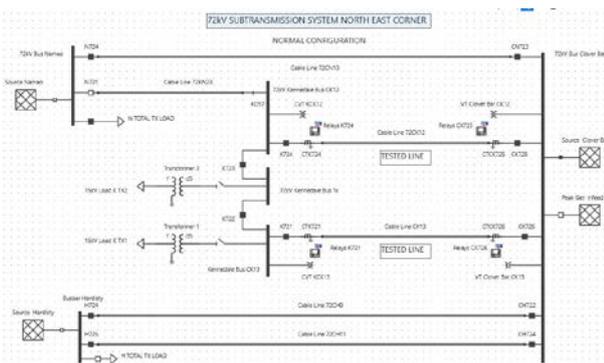


Figure 6: Configuration normale

Dans le cas des conditions du poste (N-1), deux scénarios opérationnels s'appliquent pour la configuration radiale (N-1) (voir la Figure 7).

Scénario 1 : lorsque la ligne CK12 est hors service, le système doit être reconfiguré et la charge du poste doit être répartie entre les deux lignes radiales alimentées par différentes sources.

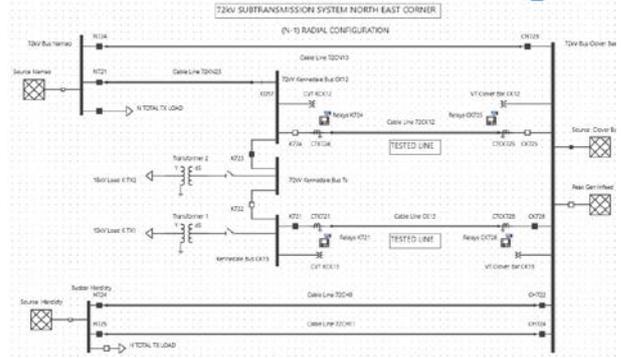


Figure 7: Configuration radiale

Scénario 2 : lorsque la ligne CK13 est hors service, le système doit être reconfiguré pour fonctionner dans une configuration en boucle fermée qui met en parallèle deux sources : poste de Clover Bar et poste de Namao (voir la Figure 8). Pour ce scénario, la fonctionnalité secours de la protection distance du poste opposé doit être définie et testée avec soin en raison de la forte puissance de CC du poste opposé.

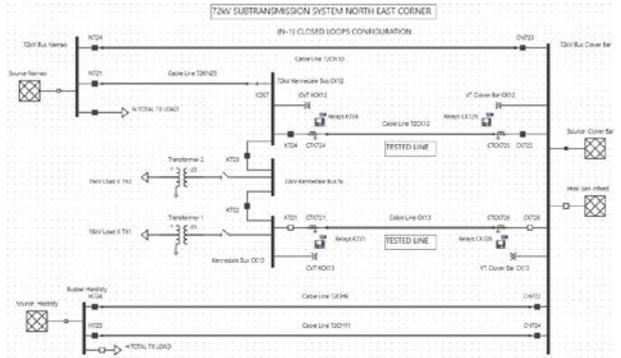


Figure 8: Configuration en boucle fermée

En outre, une configuration en boucle fermée comme scénario fonctionnel normal du système de sous-transmission doit également être prise en compte dans un futur proche (voir la Figure 9).

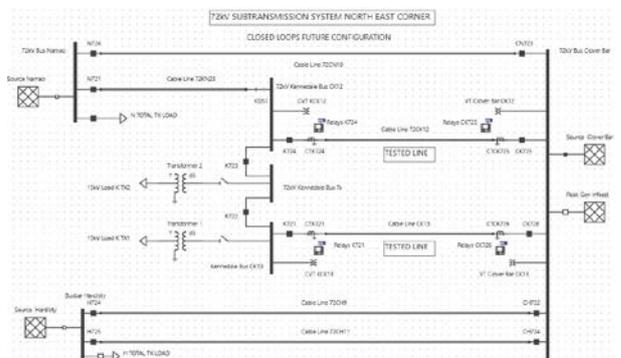


Figure 9: Boucle fermée normale (future)

Un seul groupe de réglages de protection est nécessaire pour couvrir tous les scénarios et toutes les configurations de système décrits ci-dessus. Les paramètres du relais doivent être pris en compte pour tous les scénarios : très forte puissance de CC en

raison du nombre de générateurs connectés au réseau en période de pointe, source faible dans d'autres cas et fonction secours fiable .

Défis liés aux données du système

Le modèle de réseau d'EPCOR a été créé dans les années 80 à partir des valeurs d'impédance des câbles 72 kV. Toutefois, les valeurs d'impédance homopolaire des câbles requises pour la protection contre les défauts terre n'ont jamais été mesurées.

L'effet de saturation des transformateurs de courant doit aussi être correctement abordé, pris en compte et testé.

Équipements de test et technologies de test

EPCOR réalise beaucoup d'essais utilisant les équipements OMICRON suivant : logiciel Netsim pour les tests de simulation dynamique, équipement de test CT Analyzer pour l'analyse du transformateur de courant et équipement de test primaire CPC 100 (avec unité CP CU1) pour la mesure de l'impédance de ligne. Les ingénieurs et techniciens d'essais sont bien formés pour utiliser efficacement ces équipements.

Pour relever convenablement ces défis, une grande expertise des systèmes de protection est requise pour définir les calculs et réaliser les tests et la mise en service. Pour répondre efficacement à ces besoins, EPCOR a décidé d'utiliser le logiciel RelaySimTest pour l'aider à relever ces défis. Il permet de tester plusieurs scénarios de simulation d'une manière approfondie, efficace et rentable.

3 Préparation des tests

Mesure de l'impédance de ligne

Les impédances de ligne ont été mesurées lors des coupures ligne et les résultats ont été comparés aux valeurs calculées. Les mesures sur les deux lignes ont produit des résultats similaires. Comme attendu, les mesures d'impédance directe étaient proches des valeurs calculées. Mais les mesures du système homopolaire étaient assez différentes. Ceci est très vraisemblablement dû aux effets de la résistivité de terre et à la proximité d'autres conducteurs souterrains. Il est également très difficile de prévoir le cheminement du courant de terre : il peut passer par la gaine du câble, le sol ou une combinaison des deux. Ces facteurs influent uniquement sur la composante homopolaire du système. Il a donc été décidé de modifier les zones d'impédance de la protection distance en prenant en compte les valeurs mesurées.

Impédance de ligne 72CK12	Z1		Z0	
	Ohm	Deg	Ohm	Deg
Calculée	0,642	52,843	2,053	36,343
Mesurée	0,6078	61,4925	3,198	33,3625
% écart	5,33 %	16,37 %	55,77 %	-8,20 %

Figure 10: Impédance de ligne 72CK12

Impédance de ligne 72CK13	Z1		Z0	
	Ohm	Deg	Ohm	Deg
Calculée	0,647	52,847	2,07	36,255
Mesurée	0,65	62,387	3,191	39,023
% écart	0,46 %	18,05 %	54,15 %	7,63 %

Figure 11: Impédance de ligne 72CK13

Test des transformateurs de courant

Pendant la coupure des lignes, les transformateurs de courant connectés aux protections ont également été testés, de façon à importer ces données mesurées dans le logiciel de simulation. Le logiciel utilise ces données pour intégrer, le cas échéant, les phénomènes de saturation des TC sur les formes d'ondes de courant de défaut.

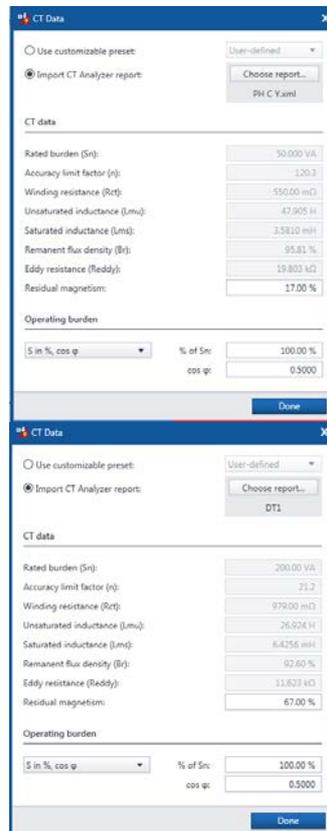


Figure 12: Résultats du test de TC 72CK12 (Kennedale en haut, Clover Bar en bas)

Les résultats du test de saturation étaient très proches des données du fabricant. Mais les valeurs du flux rémanent étaient inquiétantes. On a trouvé jusqu'à une valeur de 67 % à Clover Bar. Ces résultats révèlent une possibilité de forte saturation lors d'un défaut (s'ils restent dans cet état). Les TC ont été démagnétisés à l'issue du test. L'exemple suivant montre les défauts simulés dans le poste de Clover Bar et les effets du flux rémanent.



Figure 13: Défaut B-N, 0 % de flux rémanent

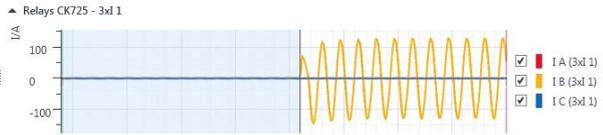


Figure 14: Défaut B-N, 67 % de flux rémanent

Les Figures 13 et 14 montrent les effets du flux rémanent sur un défaut B-N proche du poste de Clover Bar. Lorsqu'un haut niveau de flux résiduel est présent dans le TC, une saturation se produit dans le premier cycle du défaut.

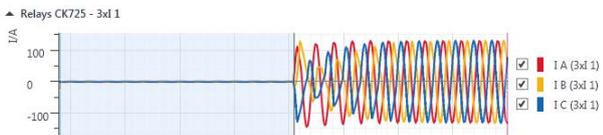


Figure 15: Défaut 3PH, 0 % de magnétisme résiduel

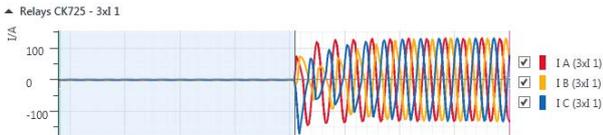


Figure 16: Défaut 3PH, 67 % de magnétisme résiduel

Les Figures 15 et 16 montrent un défaut 3PH proche du poste de Clover Bar. Dans ce cas, la saturation du TC survient même sans flux rémanent. Lorsqu'un flux rémanent est présent, la saturation est beaucoup plus importante.

4 Exécution des tests

Tests fonctionnels

Des tests individuels ont été réalisés sur chaque relais. Il s'agit toujours d'une partie essentielle des tests, qui continuera à être utilisée en complément des tests de simulation dynamique. L'objectif des essais fonctionnels est de vérifier la portée des zones de la fonction de distance, la caractéristique de fonctionnement de la fonction différentielle, les courbes de surintensité et la logique de relais telle que la fermeture sur défaut.

Tests préalables à la construction

Des tests poussés ont été réalisés en laboratoire, avant le début de la phase de construction. Des tests basés sur la configuration du réseau à l'aide d'un logiciel de simulation dynamique avec des modèles de réseau personnalisables ont été utilisés pour cette partie de l'essai. L'objectif de ces tests était de prouver la logique du relais, la fonctionnalité et le

schéma de communication dans la configuration type, ainsi que les scénarios (N-1) susmentionnés. Ce type de test soumet le système de protection à des conditions de défaut réelles similaires à ce qu'il peut rencontrer une fois connecté au réseau.

Pendant la phase de pré-construction, davantage de temps peut être consacré à l'analyse des performances du système de protection dans différents scénarios puisqu'il n'y a pas d'urgence à terminer les essais avant une remise en service.

Les tests ont été réalisés sur des protections de ligne 72CK12 et 72CK13 simultanément. Cela a nécessité trois équipements de test synchronisés, chacun avec une sortie de courant triphasée de 64 A. Trois amplificateurs de courant connectés en parallèle ont également été nécessaires pour obtenir une sortie triphasée de 150 A. Les amplificateurs ont été placés sur la ligne en défaut du côté de la source la plus puissante (poste de Clover Bar) pour atteindre les niveaux de défaut secondaire requis. L'équipement de test de relais était suffisant pour le courant requis sur la ligne hors défaut.

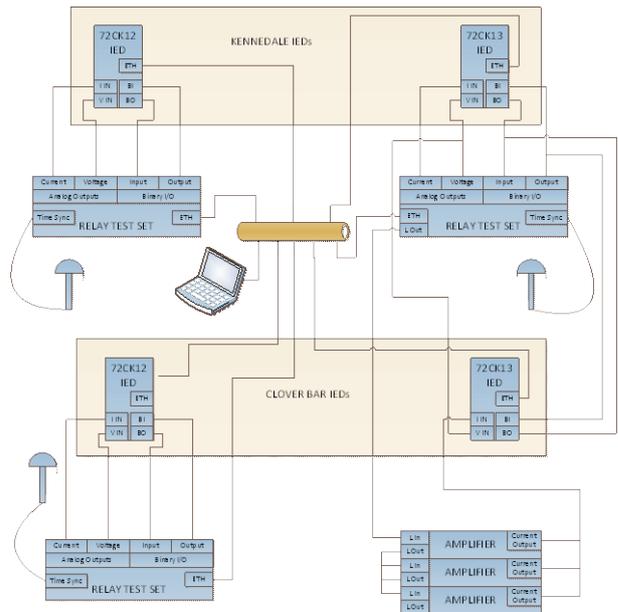


Figure 17: Montage du test préalable à la construction

Scénario de test 1: dans ce scénario de test, la ligne 72CK12 a été simulée hors service. Lorsqu'une ligne alimentant le poste de Kennedale est hors service, le réseau doit être reconfiguré pour fournir la charge nécessaire sans surcharger le câble restant en service. La ligne 72KN23 est mise en service, assurant une source provenant du poste de Namao. Cette source est très faible comparée à celle du poste de Clover Bar. Par conséquent, lorsqu'un défaut se produit sur la ligne 72CK13, une situation de « source faible » se produit avec le défaut alimenté presque intégralement à partir du poste de Clover Bar.

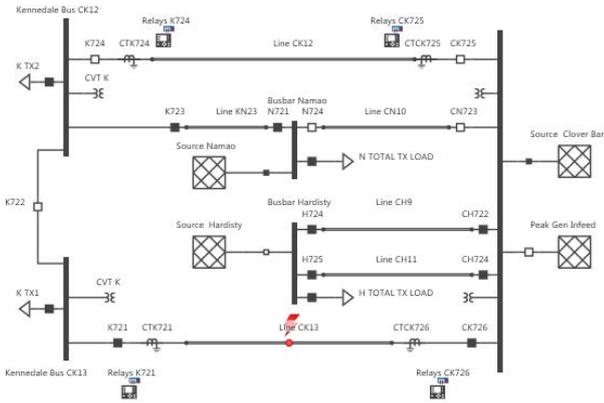


Figure 18: Configuration du système avec 72CK12 hors service

▲ Relays K721			
V A-N prim.:	49.098 kV	∠	0.68 °
V B-N prim.:	1.7200 V	∠	166.39 °
V C-N prim.:	40.305 kV	∠	107.54 °
I A prim.:	202.19 A	∠	159.05 °
I B prim.:	93.287 A	∠	44.27 °
I C prim.:	183.76 A	∠	-48.40 °
▲ Relays CK726			
V A-N prim.:	41.139 kV	∠	-3.73 °
V B-N prim.:	20.131 kV	∠	-144.05 °
V C-N prim.:	40.581 kV	∠	120.20 °
I A prim.:	194.75 A	∠	-12.16 °
I B prim.:	18.150 kA	∠	173.45 °
I C prim.:	194.74 A	∠	139.37 °

Figure 19: Défaut B-N sur 72CK13 (0 % à partir de Kennedale)

Faults on 72CK13						
	Line fault L...	Line fault L...	K724 Trip (C...)	CK725 Trip (L...)	K721 Trip (C...)	CK726 Trip (L...)
1	Executed	0.00 % B-N	+++	+++	+++	80.9 ms
2	Executed	50.00 % B-N	+++	+++	47.8 ms	33.0 ms
3	Executed	100.00 % B-N	+++	+++	48.2 ms	33.3 ms

Figure 20: Résultats de test d'alimentation faible

La protection distance du côté du poste de Kennedale ne détecte pas suffisamment de courant pour fonctionner, de sorte qu'elle a besoin du signal de télé action du poste opposé. Toutefois, la Zone 1 ne protégeant que 80 % de la ligne, le relais ne fonctionnera pas, sur un défaut de proche de Kennedale (<20 % de la ligne), jusqu'à ce que le défaut soit isolé au poste de Clover Bar et commence à être intégralement alimenté par le poste de Kennedale. Pour cette raison, la fonction « source faible » doit être appliquée du côté du poste de Kennedale pour faire écho au signal de télé action et déclencher également le disjoncteur de ligne local.

Tests préalables à la mise sous tension

Comme mentionné ci-dessus, pendant la coupure ligne, l'impédance de ligne a été mesurée et les transformateurs de courant ont été testés. De nouveaux paramètres des zones de distance ont été appliqués aux relais. De nouvelles valeurs d'impédance ont été saisies dans le logiciel de test et les résultats du test des transformateurs de courant ont été importés. Un autre essai de simulation

dynamique a été réalisé pour prouver les nouveaux paramètres et tester les effets d'une saturation éventuelle des transformateurs de courant.

Les tests ont été réalisés successivement sur chaque ligne, pendant la coupure. Deux équipements de test synchronisés ont été utilisés, un à chaque extrémité de la ligne. Trois amplificateurs de courant dans une configuration en parallèle ont été nécessaires du côté du poste de Clover Bar pour atteindre les courant de défaut maximum. Les équipements de test ont fonctionné via un ordinateur portable à chaque extrémité. Les ordinateurs portables communiquaient à l'aide du logiciel de simulation, sur un réseau de données cellulaire. Le logiciel a permis de contrôler tous les tests à l'aide d'un seul ordinateur, initiant les deux équipements de test simultanément sur un signal synchronisé (voir la Figure 21).

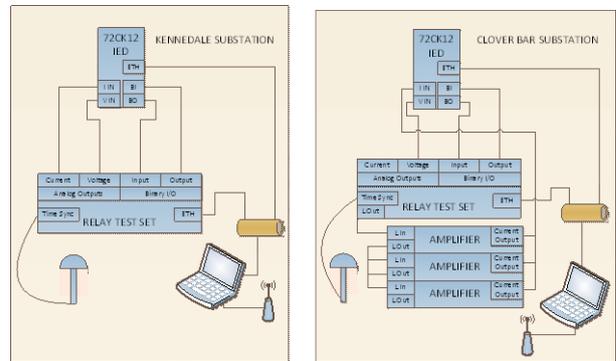


Figure 21: Montage du test préalable à la mise sous tension

La Figure 22 montre un exemple de test dans lequel un défaut proche a été simulé sur la ligne 72CK12 coté « source forte » (poste de Clover Bar).

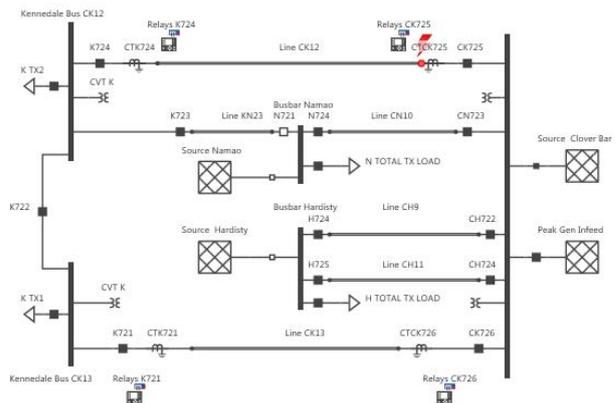


Figure 22: Défaut de proximité au poste de Clover Bar

À l'aide des résultats du test de TC, la simulation du comportement du TC a été appliquée. La saturation était évidente sur le perturbographe du logiciel de simulation. La saturation à cette extrémité de la ligne est préoccupante en raison de la situation de « source faible » à l'autre extrémité. La fonction distance de la protection au niveau de l'extrémité faible n'a pas suffisamment de courant pour fonctionner. Par conséquent, si la fonction distance

ne parvient pas à fonctionner à l'extrémité forte en raison de la saturation du TC, le défaut ne sera pas isolé par la fonction distance de la protection. Ce serait inquiétant si la fonction différentielle de ligne tombait en panne en raison d'un circuit TC ouvert ou d'une défaillance sur un canal de communication.

Dans le cas présenté aux Figures 23 et 24, la protection « A » du côté du poste de Clover Bar fonctionnait grâce à la différentielle de ligne et à la protection distance (Zone 1). Toutefois, la protection « B » fonctionnait uniquement à partir de la fonction de différentielle de ligne.

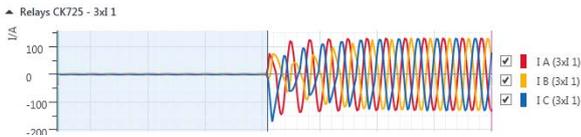


Figure 23: Défaut 3PH avec TC simulé

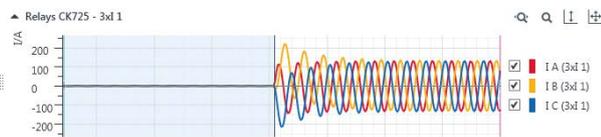


Figure 24: Défaut 3PH avec TC idéal (pour référence)

Dans le cas présenté aux Figures 25 et 26, les protections « A » et « B » fonctionnaient grâce à la fonction différentielle de ligne et à la fonction distance (Zone 1).



Figure 25: Défaut B-N avec TC simulé



Figure 26: Défaut B-N avec TC idéal (pour référence)

Ces résultats prouvent que la protection de ligne fonctionnera suffisamment bien et isolera le défaut instantanément même en cas de saturation du TC. Toutefois, ils révèlent une faiblesse dans notre système de protection. Il existe une forte probabilité pour qu'un TC sature sur un défaut proche ou sur la barre du poste de Clover Bar. En raison de la « source faible » du côté du poste de Kennedale, le dysfonctionnement de la fonction différentielle de ligne en raison d'un défaut de bus n'est pas grave. Toutefois, des tests de simulation doivent être réalisés sur la protection différentielle du transformateur pour démontrer qu'il n'y aura pas de dysfonctionnement dû à la saturation du TC lors d'un défaut.

Tests de la fonction différentielle de ligne par rapport à la fonction distance

Les tests basés sur les critères du réseau représentent un outil précieux pour les fonctions de distance et de différentielle de ligne.

Lors du test de la différentielle de ligne, le point le plus important est de prouver qu'il n'y a pas de déclenchement intempestif lors d'un défaut traversant avec forte saturation des TC. Cet aspect des tests est souvent négligé dans tous les types de schémas différentiels de ligne, mais c'est un scénario de test essentiel à prendre en compte.

Les tests basés sur les critères du réseau sont cruciaux pour tester les protections distance. C'est la seule façon de prouver réellement que les paramètres de portée de zone sont définis pour fonctionner correctement avec des caractéristiques de défaut réelles. Des erreurs de paramètres peuvent être identifiées avec ce type de test. Un test fonctionnel est généralement réalisé pour prouver que les paramètres du relais sont conformes aux valeurs calculées, mais dans la plupart des cas, aucune erreur ne sera détectée dans les calculs. À l'ère du « copier-coller » et des programmes informatiques effectuant des calculs, c'est un aspect très important des tests. L'utilisation de valeurs de défaut réalistes va également démontrer que les paramètres du relais sont adaptés au réseau. Les relais modernes comportent des centaines (voire des milliers) de paramètres et une mauvaise compréhension de l'un de ces paramètres peut avoir un énorme impact sur le fonctionnement des relais. Les tests basés sur les paramètres du réseau se sont également révélés être un excellent moyen de prouver le schéma POTT utilisé pour la protection de ligne. Il est aisé de prouver que des bits de communication sont transmis et reçus aux moments attendus pendant ces tests.

Tests des itérations en boucle fermée

La fonction d'itérations en boucle fermée est disponible dans le logiciel de simulation. Lors de l'utilisation de cette fonction, le logiciel utilise le retour du relais afin de prévoir ce qui se produit pendant un fonctionnement réel. Le logiciel rejoue ensuite le défaut à l'aide des données acquises pour modifier les conditions de défaut. Nous avons utilisé cette fonction pour tester un échec de communication entre les relais. Lorsqu'un défaut apparaît sur la ligne du côté où la puissance de CC est la plus forte, le défaut est alimenté côté « source forte » jusqu'à ce que le disjoncteur déclenche via la fonction distance (Zone 1) de la protection de ligne. Lorsque le disjoncteur déclenche, le défaut est alimenté via la ligne parallèle jusqu'à ce que l'extrémité « source faible » déclenche en Zone 2, 300 millisecondes plus tard. À la première exécution du défaut, ce dernier est injecté pendant la durée de défaut définie par l'utilisateur. Le logiciel reçoit l'information

d'ouverture du disjoncteur CK726. Pour la seconde exécution, après l'ouverture de CK726, le défaut est alimenté du côté du poste de Kennedale et la protection fonctionne en Zone 2. Les Figures 27 à 30 présentent ce scénario de test.

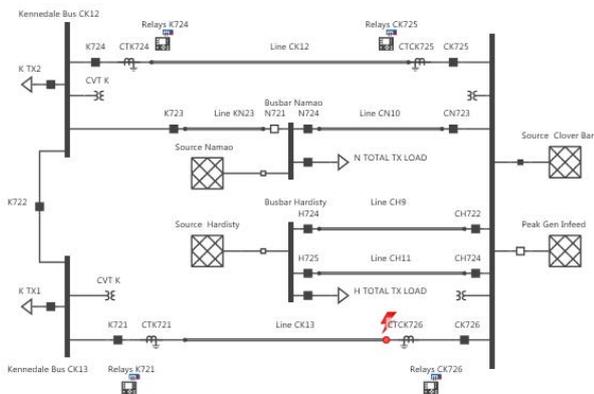


Figure 27: Configuration du système pour les tests en boucle fermée d'un échec de communication

Faults on 72CK13 - Comm Fail	Line fault 1...	Line fault 2...	K724 Trip (...)	CK725 Trip...	K721 Trip (...)	CK726 Trip...	
11	Executed	95.00 %	A-N	+++	+++	340.6 ms	34.8 ms
12	Executed	95.00 %	B-C	+++	+++	346.4 ms	35.7 ms

Figure 28: Résultats du test

Relays K721			Relays CK726		
V A-N prim.:	66.050 V	∠ -105.35 °	V A-N prim.:	93.080 V	∠ -71.06 °
V B-N prim.:	40.867 kV	∠ -119.31 °	V B-N prim.:	40.910 kV	∠ -119.11 °
V C-N prim.:	39.701 kV	∠ 113.90 °	V C-N prim.:	39.766 kV	∠ 114.02 °
I A prim.:	94.938 A	∠ -157.05 °	I A prim.:	30.895 kA	∠ -85.51 °
I B prim.:	204.29 A	∠ 78.10 °	I B prim.:	215.14 A	∠ -94.73 °
I C prim.:	179.11 A	∠ -77.33 °	I C prim.:	176.54 A	∠ 111.53 °
I A sec.:	395.60 mA	∠ -157.05 °	I A sec.:	77.237 A	∠ -85.51 °
I B sec.:	851.20 mA	∠ 78.10 °	I B sec.:	537.80 mA	∠ -94.73 °
I C sec.:	746.30 mA	∠ -77.33 °	I C sec.:	441.30 mA	∠ 111.53 °

Figure 29: Valeurs de défaut avant le déclenchement de l'extrémité forte

Relays K721			Relays CK726		
V A-N prim.:	13.735 kV	∠ -17.94 °	V A-N prim.:	27.507 kV	∠ -17.72 °
V B-N prim.:	41.330 kV	∠ -130.46 °	V B-N prim.:	40.935 kV	∠ -121.77 °
V C-N prim.:	46.296 kV	∠ 119.35 °	V C-N prim.:	41.312 kV	∠ 115.58 °
I A prim.:	12.359 kA	∠ -60.50 °	I A prim.:	0.0000 A	∠ NaN
I B prim.:	29.083 A	∠ -46.06 °	I B prim.:	0.0000 A	∠ NaN
I C prim.:	33.972 A	∠ -150.46 °	I C prim.:	0.0000 A	∠ NaN
I A sec.:	51.497 A	∠ -60.50 °	I A sec.:	0.0000 A	∠ NaN
I B sec.:	121.20 mA	∠ -46.06 °	I B sec.:	0.0000 A	∠ NaN
I C sec.:	141.60 mA	∠ -150.46 °	I C sec.:	0.0000 A	∠ NaN

Figure 30: Valeurs de défaut après le déclenchement de l'extrémité forte

5 Résultats de test et analyse

Données obtenues

L'un des principaux avantages de ce type de tests basés sur les paramètres réseau est la facilité et la rapidité avec lesquelles plusieurs tests et scénarios peuvent être exécutés. Cela permet d'obtenir une multitude de données et s'avère extrêmement utile pour évaluer les performances du système de protection. Toutefois, cela conduit également à s'interroger sur le nombre de scénarios de test à envisager. Puisque des centaines de tests peuvent être préparés en quelques minutes, un plan clair des besoins, de la logique possible et des paramètres les plus pertinents à analyser, est nécessaire pour limiter

le nombre de tests à exécuter. En raison du grand nombre de scénarios de test envisagés, ce schéma de protection a été le schéma de protection le plus minutieusement testé chez EPCOR. EPCOR est certain que son schéma de protection fonctionnera correctement dans toutes les conditions de système possibles, avec l'appui des résultats de test.

Problèmes découverts

Problème n° 1 - Protection « A » insuffisante en cas de défauts à la terre

Pendant les essais, il est apparu que la mesure d'impédance pour les défauts terre, était inférieure à la valeur réelle. Après investigation cela était dû au fait que l'algorithme de sélection de phase ne fonctionnait pas correctement. À chaque fois qu'un courant supérieur à 50 ampères apparaissait sur une phase saine, la sélection de phase concluait à un défaut phase/phase. En conséquence, l'impédance directe était utilisée dans les calculs de défaut, alors que l'impédance homopolaire était ignorée. Dans l'exemple suivant d'un défaut A-N, 10 % du côté du poste de Clover Bar, la fonction distance devrait clairement fonctionner en Zone 1 sur un défaut terre. Lorsque ce test a été appliqué, aucune zone de protection n'a vu le défaut, le relais n'utilisant pas la bonne référence d'impédance.

V A-N prim.:	2.0670 kV	∠ -19.15 °
V B-N prim.:	41.722 kV	∠ -130.66 °
V C-N prim.:	50.032 kV	∠ 126.11 °
I A prim.:	17.811 kA	∠ -60.16 °
I B prim.:	1.0872 kA	∠ -73.45 °
I C prim.:	336.61 A	∠ -87.09 °
Z A-N prim.:	65.700 mΩ	∠ -127.86 °
Z B-N prim.:	2.6940 Ω	∠ 133.62 °
Z C-N prim.:	3.3905 Ω	∠ 31.24 °
Z A-B prim.:	2.5379 Ω	∠ -73.94 °
Z B-C prim.:	94.347 Ω	∠ 159.31 °
Z C-A prim.:	2.9548 Ω	∠ -172.92 °

Figure 31: Exemple de défaut A-N au poste de Clover Bar

La cause de ce problème a été identifiée comme étant le paramètre de cône de charge appliqué. L'idée était alors de désactiver cette fonction. Comme il n'était pas possible de la désactiver dans ce relais, ce paramètre a été réglé à sa valeur maximale. Le constructeur a ensuite informé que ce paramètre de cône de charge était utilisé dans l'algorithme de sélection de phase sans préciser les détails. Par conséquent, le paramètre de cône de charge a été réglé sur une valeur appropriée basée sur 120 % de la charge maximale de la ligne. Suite à cette modification, la protection a fonctionné correctement.

Ce problème n'a pas été constaté pendant les tests fonctionnels types du relais car aucun courant n'était appliqué aux phases saines. Sans les tests basés sur les paramètres du réseau, ce problème n'aurait probablement pas été détecté et aurait certainement eu de très graves conséquences.

Problème n° 2 - Compensation résiduelle de la protection « B »

La protection « B » s'est avérée ne pas appliquer correctement son facteur de compensation résiduelle impédances de terre. Il est apparu qu'elle ignorait le facteur de compensation résiduelle et utilisait à la place l'impédance de boucle. Après de longues discussions avec le constructeur, la cause de ce problème reste inconnue. La solution a consisté à remplacer la connexion des entrées courant de « triphasée + IN » à « triphasée ». Il semble qu'il s'agisse d'un problème isolé propre à ce modèle de relais spécifique. Nous avons testé la fonction distance sur différents modèles du même constructeur sans pouvoir reproduire ce comportement.

Ce problème a été observé pendant les tests fonctionnels et à nouveau confirmé pendant les tests de simulation. Toutefois, il serait aisé d'obtenir de faux résultats positifs avec les tests fonctionnels en réglant simplement les paramètres de test. Dans ce cas, les tests basés sur les paramètres réseau nous ont donné la certitude qu'il existait un problème réel.

Problème n° 3 - Calculs de zone de distance incorrects après une mesure de ligne

Après la mesure de l'impédance de ligne, de nouveaux paramètres ont été appliqués aux protections « A » et « B » et de nouveaux tests réalisés. Pendant les tests basés sur les paramètres réseau, un problème avec les zones polygonales (phase/ terre) a été détecté. Après une inspection approfondie des paramètres, une erreur de calcul a été détectée - l'angle d'impédance de système direct était utilisé dans le calcul de la portée de l'impédance homopolaire.

Le test fonctionnel n'a pas détecté cette erreur car les paramètres du relais correspondaient aux paramètres calculés. Le véritable problème était dû au fait que les paramètres calculés ne correspondaient pas aux véritables paramètres de la ligne.

6 Enseignements tirés

Analyse des coûts et des temps

L'avantage principal de ce type de test, est la quantité de problème détectés à moindre coût. Comparé au coût global du projet, le logiciel de simulation dynamique représente un coût négligeable. L'acquisition de ce logiciel est un achat ponctuel qui sera utilisé sur de nombreux projets à venir et il représente une aide inestimable dans la résolution de problèmes de paramétrage et de dysfonctionnement de systèmes de protection. Si l'on compare la durée

de ce type de test aux tests de séquence d'état statique, réaliser le même nombre de cas de test prendrait moins de temps. On suppose évidemment que le modèle de réseau utilisé pour les tests est correct et qu'aucun dépannage n'est requis dans le logiciel pour obtenir les conditions de test appropriées. Une complexité accrue augmente le risque d'erreur. Plus les ingénieurs d'essais protection vont utiliser ce logiciel, plus il son utilisation sera facile et bénéfique.

Comparé au logiciel de simulation dynamique avec des modèles de réseaux prédéfinis, le temps est considérablement réduit. Même si l'on a besoin de plus de données pour configurer tout le modèle de réseau, cela prend en réalité moins de temps grâce à la flexibilité du logiciel. Une erreur dans le modèle ou les paramètres de test peut être corrigée et appliquée à tous les cas de test. Les paramètres de test peuvent être facilement modifiés et plusieurs tests peuvent être créés simultanément.

La réalisation des tests est également simplifiée, avec la possibilité de contrôler tous les équipements de test situés à différents emplacements à partir d'un seul ordinateur. Le coût de la réalisation de tests de simulation de systèmes complets pour des tests d'interface de part et d'autre d'une ligne HT, s'est révélé très similaire aux coûts des méthodes de test traditionnelles.

Le coût des dysfonctionnements futurs qui peut être évité par le biais de ces tests représente aussi un énorme avantage. Un dysfonctionnement peut avoir des effets importants sur la stabilité du système et engendrer des coupures d'alimentation coûteuses et inutiles.

Commentaires des opérateurs

Le personnel de terrain impliqué dans ce projet a rapidement saisi le concept des tests basés sur les paramètres du réseau, puisqu'il connaît déjà les tests de simulation dynamique avec des modèles de système prédéfinis. La prise en main du logiciel n'a donc pas été très difficile. La flexibilité accrue du logiciel a également été appréciée. La durée globale des tests d'un système de protection ligne plus courte que prévue, a permis des essais sous coupure moins stressants, et le travail même a été réalisé avec deux jours d'avance sur le planning prévu.

7 Conclusion

Les tests basés sur les paramètres réseau se sont révélés très utiles dans l'évaluation des performances des systèmes de protection ligne chez EPCOR. En outre, ce type de tests de simulation permet de détecter les erreurs au niveau des paramètres du relais et de l'algorithme de relais. Lorsqu'il est utilisé pour des tests de système complet de ligne HT, le logiciel de simulation permet de réaliser plus efficacement les tests. Enfin, l'utilisation adéquates

des scénarios de test permettent aux ingénieurs en charge des protections d'être plus confiant sur la mise en œuvre des protections sur leur réseau.



Figure 32: Montage du test préalable à la construction

À propos des auteurs



Adam Rudd a obtenu un diplôme en technologie de génie électrique à l'Institut technologique du Nord de l'Alberta en 2008. Pendant 2 ans, il a travaillé sur le terrain pour des clients industriels et électriques chez Pace Technologies Inc.

En 2010, il a rejoint le groupe en charge des opérations des postes d'EPCOR, où il est devenu compagnon électricien sur les réseaux en 2013. Il a rejoint l'équipe d'ingénierie des postes d'EPCOR en 2014, pour occuper son poste actuel de technologue en électricité en intégration des postes.



Yordan Kyosev est un ingénieur professionnel agréé de la province d'Alberta, au Canada. Il est responsable des performances des systèmes de protection et de contrôle de l'entreprise, notamment la planification du capital, la

réalisation des projets, la gestion des ressources et le soutien opérationnel. Avant de rejoindre EPCOR, il a travaillé en tant qu'ingénieur P&C dans une entreprise d'électricité nationale bulgare et en tant qu'ingénieur en réseaux électriques chez Schlumberger, au Canada.



Peter Fong a obtenu une licence à l'Université de la Colombie-Britannique. Il est ingénieur professionnel agréé dans la province de Colombie-Britannique. Peter était auparavant spécialiste d'applications chez OMICRON electronics Corp. USA et

possède une vaste expérience en matière d'équipements de test de postes et de relais. Peter est membre de l'IEEE et a donné diverses conférences techniques. Il est actuellement Directeur général de Sequence Instruments Inc. à Vancouver, au Canada.

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 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.