

Méthodologie d'évaluation de l'état des transformateurs de puissance

BRIAN SPARLING
Dynamic Ratings
Canada

ISMAIL GÜNER
Hydro-Québec
Canada

RÉSUMÉ

Les exploitants de réseaux électriques dans les pays développés sont confrontés à un défi important : la gestion des actifs de réseaux qui vieillissent rapidement. Les parcs de transformateurs de puissance âgés représentent des enjeux de taille pour la fiabilité des réseaux. Ces équipements coûteux, essentiels pour les réseaux électriques, jouent un rôle majeur aux côtés des inductances shunt dans le transport et la distribution de l'énergie électrique. Bien qu'ils soient généralement fiables, des défaillances peuvent survenir. De nombreux mécanismes de défaillance limitant leur durée de vie utile peuvent survenir dans les composants et sous-systèmes essentiels. Afin de prolonger la durée de vie des actifs, il est capital que les services d'électricité prévoient les mécanismes de défaillance et mettent en place des mesures préventives, dites « prédictives ».

Les utilisateurs de transformateurs de puissance et les gestionnaires d'actifs doivent être dûment équipés pour évaluer l'état de leur parc d'équipement en service afin de prendre des décisions déterminantes concernant l'exploitation, comme le classement des candidats pour la réparation ou la correction de défaillances mineures, la remise à neuf ou le remplacement et la hiérarchisation des priorités concernant ces activités. Ils doivent comprendre tous les modes de défaillance des transformateurs afin de localiser avec précision la partie de l'équipement concernée et de mettre en place les interventions qui s'imposent. Les défaillances dans les parties actives des transformateurs ou leurs accessoires peuvent être causées par une rupture diélectrique, une panne mécanique ou un claquage thermique. Certains sous-composants présentent aussi des mécanismes de défaillance particuliers.

Le présent article porte sur les travaux réalisés par le groupe de travail A2.49 du CIGRÉ (brochure technique 761) dans le but de définir les modes de défaillance et les essais et techniques de diagnostic pouvant être utilisés pour les détecter. Le groupe de travail s'est aussi penché sur des méthodes consistant à combiner les données accessibles sous forme d'indices d'évaluation qui peuvent servir de base au processus décisionnel et à la hiérarchisation des interventions dans la gestion des actifs de transformateur.

MOTS CLÉS

brian.sparling@dynamicratings.com
ismailguner@ieee.org

Évaluation de l'état, création d'indices, classement des candidats, maintenance fondée sur les risques, optimisation des interventions

INTRODUCTION

La détermination des composants essentiels et la mise en œuvre de pratiques de surveillance du rendement jouent un rôle capital dans l'analyse des tendances de la dégradation et des défaillances de composants. Les ingénieurs des services publics doivent établir les causes fondamentales des défaillances en faisant la distinction entre les défaillances aléatoires et les défaillances dues à l'usure ou au vieillissement accéléré des composants essentiels.

Il est indispensable d'établir les paramètres d'évaluation d'état de l'équipement et de hiérarchiser les différentes activités de maintenance afin d'assurer la fiabilité du réseau, car ces tâches permettent de prévoir les modes de défaillance. Avant de mettre en place une structure efficace de gestion du cycle de vie des équipements, l'exploitant d'un réseau électrique doit connaître son profil et adapter ses stratégies de gestion du cycle de vie en conséquence. La hiérarchisation des activités de maintenance est la tâche la plus difficile du processus de gestion des actifs. Il est possible de prendre des décisions optimales en la matière lorsqu'on tient compte d'indices d'état fiables, de la gestion des risques, des budgets, des ressources humaines et, par-dessus tout, de la planification à long terme de la fiabilité des actifs.

Les ingénieurs en gestion d'actifs doivent mettre en œuvre des programmes proactifs de maintenance et de remplacement ciblés qui sont axés sur les risques et fondés sur des paramètres de rendement. Les gestionnaires d'actifs doivent disposer de toutes les données pertinentes afin de pouvoir estimer avec précision la durée de vie résiduelle de l'équipement. Ces données proviennent des inspections périodiques, de la surveillance en ligne, d'études sur les modes de défaillance et d'analyses comparatives. On peut utiliser ensuite un modèle mathématique et les données recueillies pour calculer la périodicité optimale de certaines activités d'évaluation d'état. Pour chaque actif d'un parc de transformateurs de puissance, on peut définir un profil d'évaluation d'état adapté et assigner une périodicité aux interventions en fonction de son état et de sa criticité pour le service d'électricité.

ENJEUX

En raison du vieillissement rapide de leurs actifs, les services d'électricité doivent se doter de paramètres de gestion du cycle de vie relativement complexes. L'essor industriel et la hausse de la demande dans les années 1960 et 1970 ont entraîné une forte expansion des réseaux électriques partout en Amérique du Nord. Aujourd'hui, plus de la moitié des transformateurs de puissance en service dans cette région sont rendus à la fin de leur vie utile. Les principaux enjeux demeurent la prévision des défaillances, la hiérarchisation des décisions de gestion optimisée du cycle de vie qui concernent notamment la maintenance conditionnelle ciblée, l'évaluation d'état, le remplacement de l'équipement et la planification dans le cadre de budgets établis. La plupart des services publics disposent de budgets annuels préétablis pour les activités de maintenance préventive et réactive. L'augmentation des délais dans les activités d'évaluation d'état et de maintenance périodiques accroît le niveau d'incertitude quant à l'état général du parc. Les services d'électricité doivent surmonter une autre difficulté, à savoir la planification et la réalisation d'inspections sur le terrain et d'activités de

maintenance prédictive reposant sur les notes d'évaluation d'état et dans le cadre de budgets établis.

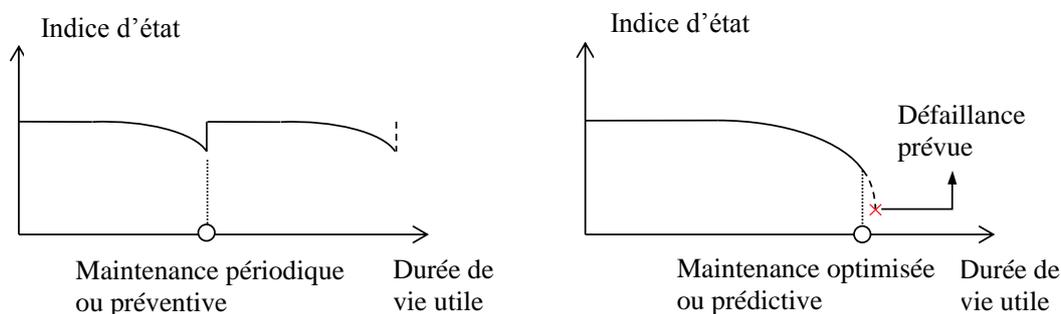


Figure 1 – Maintenance préventive et maintenance prédictive

PARAMÈTRES DE GESTION DES ACTIFS

Les stratégies de gestion du cycle de vie des transformateurs de puissance sont dynamiques et dépendent de nombreux paramètres tels que la répartition des transformateurs dans le parc en fonction de leur âge, la complexité de l'équipement et le niveau de connaissance sur l'équipement que possède le personnel. Les services d'électricité disposent de leurs propres techniques d'évaluation d'état et de hiérarchisation des activités de maintenance. Ils adoptent différentes approches ; ils doivent en effet décider si la maintenance sera basée sur le risque ou si elle se fera à intervalles préétablis et si elle sera axée sur l'indice d'état des équipements individuels ou de l'ensemble du parc de transformateurs. En menant une analyse comparative des pratiques exemplaires, l'exploitant d'un réseau électrique doit d'abord reconnaître son profil, lequel résulte d'une combinaison d'éléments : les caractéristiques du parc, telles que la répartition en fonction de l'âge et la complexité des actifs ; le profil de l'effectif de l'entreprise ; les objectifs à long terme de celle-ci.

Un service public est aussi efficace que le sont ses paramètres d'analyse du rendement. Les gestionnaires d'actifs ont donc tout intérêt à investir dans les rapports sur le rendement comme outil d'aide à la décision. Ils doivent analyser les tendances du rendement de leur parc de transformateurs et être en mesure de prévoir les éventuels problèmes de fiabilité.

APPROCHE ADOPTÉE DANS LA BROCHURE TECHNIQUE 761 DU GROUPE DE TRAVAIL A2.49 DU CIGRÉ

Un programme de maintenance prédictive efficace requiert des algorithmes qui tiennent compte de mécanismes de défaillance à plusieurs niveaux et les interprétations de l'évaluation de l'état doivent déboucher sur un modèle fiable. L'indice d'évaluation de transformateur (ou TAI pour Transformer Assessment Index, en anglais) constitue le fondement d'un tel programme. On les obtient en calculant une note pour chaque transformateur du parc, puis en combinant les notes assignées pour classer les transformateurs. Les cinq étapes de base pour définir un TAI sont énumérées ci-dessous ; le guide complet se trouve dans la brochure technique 761 du groupe de travail (GT) A2.49 du CIGRÉ.

Étape 1 : Déterminer l'objet de l'indice d'évaluation de transformateur (TAI) et la note d'évaluation

De nombreux gestionnaires d'actifs se servent déjà d'un indice d'état pour hiérarchiser les actifs à remplacer. Toutefois, dans bien des cas, l'indice ne donne aucune indication sur la rapidité avec laquelle on doit intervenir sur les transformateurs qui sont en moins bon état ni sur les mesures les plus appropriées à prendre (remplacement, réparation ou remise à neuf). Cet article présente trois exemples d'utilisations différentes d'un TAI et quelques leçons apprises par les services d'électricité pour ce qui est de la création d'un TAI et du calcul d'une note d'évaluation.

Étapes 2 et 3 : Déterminer les modes de défaillance et la façon dont chacun d'eux sera évalué dans le calcul du TAI

Une bonne compréhension des modes de défaillance et une interprétation claire des résultats sont nécessaires pour assurer une corrélation raisonnable entre l'état de l'actif et les mesures appropriées à prendre. La brochure technique 761 comprend un guide complet décrivant les principaux composants des transformateurs, les modes de défaillance et les techniques d'évaluation d'état qui pourraient être intégrées dans le calcul d'un TAI. La [Figure 2](#) donne des exemples de certains essais de diagnostic et modes de défaillance pouvant être intégrés dans le calcul d'un TAI.

Afin de bien comprendre un mécanisme de défaillance, il faut d'abord analyser la cause fondamentale et déterminer la façon de la détecter avant que survienne la défaillance. Certains phénomènes ne peuvent s'expliquer par une seule cause fondamentale ou par plusieurs causes fondamentales ou ne sont pas bien compris. Dans ces cas, il est primordial de déterminer la chaîne des événements depuis la défaillance jusqu'aux causes possibles. Pour chacune d'entre elles, il est possible de déterminer un symptôme. Une mesure d'évaluation d'état peut ensuite être attribuée pour détecter efficacement chaque symptôme.

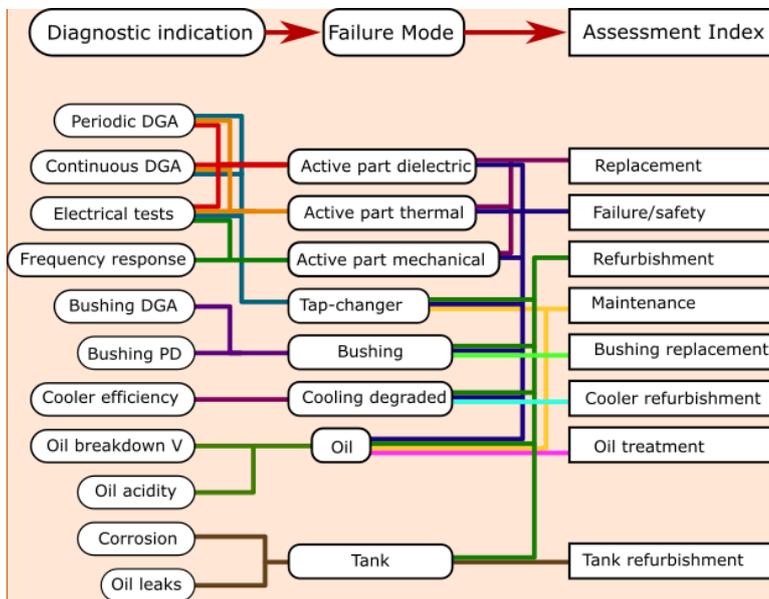


Figure 2 – Un indice d'évaluation de transformateur (TAI) est le résultat d'essais diagnostiques et d'une bonne compréhension des différents types de modes de défaillance.

Commentaire [ÉL1]:

Diagnostic indication . Paramètre de diagnostic
 Failure Mode . Mode de défaillance
 Assessment Index . Indice d'évaluation
 Periodic DGA . AGD* périodique
 Continuous DGA . AGD continue
 Electrical tests . Essais électriques
 Frequency response . Réponse en fréquence
 Bushing DGA . AGD des traversées
 Bushing PD . Décharges partielles des traversées
 Cooler efficiency . Efficacité du refroidisseur
 Oil breakdown V . Dégradation de l'huile
 Oil acidity . Acidité de l'huile
 Corrosion . Corrosion
 Oil leaks . Fuites d'huile
 Active part dielectric . Partie active – diélectrique
 Active part thermal . Partie active – thermique
 Active part mechanical . Partie active – mécanique
 Tap-changer . Changeur de prises
 Bushing . Traversée
 Cooling degraded . Refroidissement dégradé
 Oil . Huile
 Tank . Cuve
 Replacement . Remplacement
 Failure/safety . Défaillance/sécurité
 Refurbishment . Remise à neuf
 Maintenance . Maintenance
 Bushing replacement . Remplacement de traversées
 Cooler refurbishment . Remise à neuf du refroidisseur
 Oil treatment . Traitement de l'huile
 Tank refurbishment . Remise à neuf de la cuve

Ajouter en bas de la figure: * AGD : analyse des gaz dissous

Étape 4 : Concevoir un système étalonné pour catégoriser les modes de défaillance (matrice de notation)

Un exemple de matrice de notation a été élaboré par le groupe de travail. Elle comporte essentiellement cinq niveaux ; le 6^e niveau, nommé « F », n'est pas utilisé pour créer un TAI, mais il est indiqué ici pour tenir compte des critères de défaillance à très court terme.

Tableau1 – Exemple de matrice de notation

F	Mettre hors tension dès que possible. Ne pas remettre en service tant que le problème n'est pas résolu. Le composant est rendu à la fin de sa vie utile.
E	Très mauvais état. Forte probabilité de défaillance. Le composant approche de sa fin de vie utile. Il est recommandé de le réparer ou de le remplacer dès que possible. Il peut être opportun d'en restreindre l'utilisation ou de limiter ses caractéristiques de fonctionnement, surtout dans des conditions extrêmes, jusqu'à ce qu'il soit remplacé.
D	Mauvais état. La réparation ou le remplacement devrait être envisagé à court terme. La fiabilité de fonctionnement peut être compromise. Le fonctionnement du composant peut avoir des conséquences néfastes. Il est recommandé de revoir les caractéristiques nominales et les conditions de fonctionnement.
C	État acceptable. Signes importants de vieillissement ou de détérioration. On s'attend à un fonctionnement fiable à moyen terme, mais il faudrait penser à effectuer une maintenance conditionnelle, s'il y a lieu.
B	Bon état général. Certains signes de vieillissement ou de détérioration. Fonctionnement fiable attendu pour une longue période.
A	Peu de signes de vieillissement ou de détérioration. État comme neuf.

Étape 5 : Calculer un TAI pour chaque transformateur

Il y a plusieurs façons d'obtenir une note globale. La méthode choisie dépendra de l'objet du TAI (étape 1) et des besoins particuliers de l'utilisateur.

Lors de la création du système de notation, les aspects suivants doivent être pris en compte :

- Le système de notation devrait permettre de classer tous les transformateurs d'un parc de manière à ce qu'il soit facile de déterminer ceux qui doivent faire l'objet d'une mesure ou d'une intervention en priorité.
- Le système de notation devrait permettre d'obtenir un résultat facile à interpréter (quant à l'objet de l'indice) par n'importe quel utilisateur et qui soit transparent et reproductible.

Un TAI peut se calculer par l'une ou l'autre des méthodes suivantes :

- sommation des notes pour les modes de défaillance individuels ;
- moyenne pondérée ;
- approche mathématique non linéaire ;
- note chiffrée reposant sur les probabilités de défaillance ;
- approche de la pire éventualité ;
- note hybride ;
- nombre d'unités par catégorie ;
- apprentissage machine.

Le tableau 2 ci-dessous présente les avantages et les inconvénients liés à chaque méthode de calcul d'une note d'évaluation de transformateur (fourni par le GT A2.49).

N°	Description	Avantages	Inconvénients
1	<p>Sommation des notes pour les modes de défaillance individuels :</p> $TAI = \sum_{i=1}^N S_{FMi}$ <p>où :</p> <p>S_{FM} est la note pour un mode de défaillance individuel.</p> <p>Un ensemble simple de notes linéaires ou non linéaires serait généralement ajouté à la matrice de notation. Une pondération peut également être appliquée selon la méthode n° 2.</p>	<p>Algorithme simple.</p> <p>Méthode transparente.</p> <p>Des pondérations peuvent être appliquées au besoin.</p>	<p>Les évaluations indiquant un mauvais état de l'équipement peuvent être masquées ; la note qui en résulte peut donc fournir une indication trop optimiste de l'état du transformateur.</p> <p>L'utilisation d'une notation non linéaire peut pallier ce problème. Les notes ne reflètent généralement pas les situations où une intervention d'urgence s'impose.</p>
2	<p>Moyenne (pondérée) :</p> $TAI = \frac{\sum_{i=1}^N W_{FMi} \cdot S_{FMi}}{\sum_{i=1}^N W_{FMi}}$ <p>où :</p> <p>S_{FM} est la note pour un mode de défaillance individuel ;</p> <p>W_{FM} est la pondération par mode de défaillance ;</p> <p>N est le nombre total de modes de défaillance.</p> <p>Un ensemble simple de notes linéaires ou non linéaires serait généralement ajouté à la matrice de notation. Les facteurs de pondération sont appliqués aux modes de défaillance que l'utilisateur souhaite mettre en évidence.</p>	<p>Méthode transparente.</p> <p>La pondération permet de mettre en évidence certains modes de défaillance.</p>	<p>Mêmes inconvénients que pour la méthode n° 1.</p> <p>La pondération des modes de défaillance pourrait masquer davantage certains modes de défaillance.</p>
3	<p>Approche mathématique non linéaire :</p> $TAI = \sum_{n=0}^{k-1} x_n i^n$ <p>où :</p> <p>i est la base de numérotation, qui est égale ou supérieure au nombre de modes de défaillance inclus dans le TAI ;</p> <p>x_n est le nombre de modes de défaillance par catégorie ;</p> <p>k est le nombre de catégories comprises dans l'évaluation des modes de défaillance ;</p> <p>n est le compteur dans cette formule.</p>	<p>Cette méthode empêche le masquage des modes de défaillance associés aux notes les plus basses.</p>	<p>Système de notation relativement complexe. Les résultats peuvent être assez difficiles à interpréter.</p> <p>Si des facteurs de pondération sont également appliqués, il serait nécessaire de modifier légèrement la formule pour éviter le masquage.</p>

N°	Description	Avantages	Inconvénients
4	<p>Note chiffrée reposant sur des probabilités de défaillance estimées :</p> <p>Pour chaque mode de défaillance, une probabilité de défaillance peut être <i>estimée</i> à partir des résultats aux essais et de données d'évaluation variées. Une note est ensuite calculée comme suit :</p> $TAI = 1 - ((1 - \text{est. PoF}_{FM1}) \times (1 - \text{est. PoF}_{FM2}) \times \dots \times (1 - \text{est. PoF}_{FMn}))$ <p>où :</p> <p>est. PoF_{FMn} est la probabilité estimée pour le mode de défaillance n.</p>	<p>La note peut être mise à l'échelle au besoin.</p> <p>Cette méthode met en évidence les modes de défaillance avancés uniques et combine correctement plusieurs modes de défaillance moins avancés afin d'obtenir une comparaison globale.</p> <p>Elle fonctionne bien à condition que la probabilité ou la note pour chaque mode de défaillance soit à la même échelle, même s'il ne s'agit pas d'une véritable probabilité.</p>	<p>Il n'est généralement possible d'estimer qu'une probabilité très approximative pour chaque mode de défaillance.</p> <p>Cette méthode pourrait tendre à donner un niveau de précision injustifié.</p>
5	<p>Approche de la pire éventualité :</p> $TAI = \text{worst}(S_{FM})$ <p>où :</p> <p>S_{FM} est la note pour un mode de défaillance individuel.</p> <p>On peut aussi indiquer le nombre de modes de défaillance dont l'évaluation a donné la pire note.</p> <p>Note = Rouge 3 (le transformateur présente 3 modes de défaillance dont la note est « Rouge »).</p>	<p>Algorithme le plus simple.</p> <p>Méthode transparente.</p> <p>Le mode de défaillance de la pire éventualité est mis en évidence.</p>	<p>La pondération des modes de défaillance n'est possible que si le nombre de modes de défaillance dont l'évaluation a donné la pire note est compris dans le calcul.</p>
5a	<p>Note hybride :</p> <p>La note de la pire éventualité peut être utilisée conjointement avec l'une des méthodes de notation chiffrée décrites ci-dessus.</p> <p>Par exemple, une simple sommation (méthode n° 1) peut être combinée avec la méthode de la pire éventualité (méthode n° 5). Voici à quoi pourrait ressembler une note :</p> <p>Transformateur 1 = 64 Rouge Transformateur 2 = 64 Orange</p> <p>Il est clair que le transformateur 1 requiert une attention prioritaire, bien que sa note chiffrée soit la même que celle du transformateur 2.</p>	<p>Combine deux méthodes simples de notation.</p> <p>La note chiffrée donne une indication de l'état général du transformateur et la note de la pire éventualité (code de couleur) met en évidence le mode de défaillance le plus défavorable du transformateur.</p>	<p>Il est impossible de faire la distinction entre un transformateur ayant un mode de défaillance avancé unique et un transformateur ayant plusieurs modes de défaillance avancés.</p>

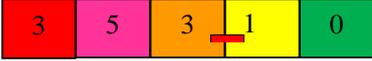
N°	Description	Avantages	Inconvénients
6	<p>Nombre d'unités par catégorie :</p> <p>Le TAI se présente sous forme d'une série de chiffres plutôt que comme une valeur scalaire individuelle. Le nombre de modes de défaillance par catégorie est indiqué. Par exemple, la note d'un transformateur comportant 12 modes de défaillance pourrait ressembler à la matrice à cinq couleurs suivante :</p> 	<p>Il est très facile de voir d'un coup d'œil la note d'évaluation globale de l'état du transformateur. Cette méthode empêche le masquage des modes de défaillance associés aux notes les plus basses.</p> <p>Il est possible d'appliquer des facteurs de pondération qui ne masqueront pas les problèmes.</p>	<p>Puisque le TAI n'est pas représenté par un seul chiffre, mais par un ensemble de chiffres, il pourrait être difficile de le présenter sur un tableau de bord ou d'autres formes simplifiées.</p>
8	<p>Apprentissage machine :</p> <p>Il n'existe pas de formule prédéfinie pour calculer la note d'évaluation pour cet indice. On utilise plutôt des techniques modernes d'analyse des données, où des algorithmes intelligents (p. ex., réseaux neuronaux) analysent les données d'état et les données de défaillance.</p>	<p>Ces techniques peuvent permettre de trouver de nouvelles corrélations entre les indicateurs d'état et les modes de défaillance, améliorant potentiellement la qualité de l'indice.</p>	<p>Des algorithmes complexes sont nécessaires, de même que de grands volumes de données (y compris les défaillances). Méthode non transparente. Les résultats doivent être validés pour s'assurer que l'« apprentissage » de la machine s'est bien passé.</p>

Tableau 2 – Avantages et inconvénients des différentes méthodes de notation

QUALITÉ DES DONNÉES ET AUTRES CONSIDÉRATIONS

La qualité des données joue un rôle de premier plan dans le calcul de la note d'évaluation d'état des actifs. Une information incorrecte ou manquante pourrait avoir une incidence sur le classement d'un actif et, par conséquent, sur la fiabilité du programme de maintenance prédictive. Bien qu'il soit préférable d'avoir une connaissance approfondie des actifs pour évaluer un transformateur, il n'est pas toujours pratique ni économique d'obtenir tous les résultats d'essai et toute l'information de diagnostic possibles pour l'ensemble des transformateurs.

Dans un chapitre de la brochure technique susmentionnée, on préconise l'emploi de diverses techniques pour gérer l'information manquante (incertitude dans l'indice), dont des techniques subjectives et quantitatives, pour lesquelles on présente divers exemples d'application.

Un autre chapitre traite du rôle des systèmes de surveillance en ligne dans l'élaboration et la maintenance des TAI, ces systèmes générant d'importants volumes de données utiles pour l'évaluation des modes de défaillance les plus critiques d'un transformateur. On y mentionne qu'une évaluation ou un indice fondé uniquement sur des données en ligne pourrait ne pas tenir compte de tous les modes de défaillance pertinents, mais que cette information en ligne pourrait être utilisée conjointement avec d'autre information de diagnostic pour compléter l'évaluation.

Chaque service d'électricité a un point de vue particulier sur la conception des transformateurs de puissance et sur la gestion de leur cycle de vie, selon le profil de l'entreprise et l'expérience des employés. Les activités de maintenance sont définies de manière variable selon les services d'électricité, mais les travaux réalisés sont relativement semblables. Avant d'analyser les pratiques exemplaires, les services d'électricité doivent d'abord s'assurer de parler un langage commun. L'établissement d'une terminologie commune est le point de départ de toute étude comparative. Ce langage unique permet aux services d'échanger de l'information avec d'autres entreprises ayant un profil de parc similaire. Il peut s'agir de pratiques exemplaires, de l'estimation de fin de vie utile, des indices de durée d'interruption et des calculs de matrice des risques.

Il est essentiel de comparer les définitions et les pratiques communes aux grands réseaux électriques afin d'évaluer les tendances mondiales en matière d'énergie. En utilisant une structure commune de mesures du rendement, les services d'électricité peuvent comparer leur approche de la gestion des actifs avec celle d'autres services similaires. Les fusions et les acquisitions entre réseaux électriques pourraient se faire sur la base d'une évaluation équivalente au plan technique des parcs de matériel électrique. Des organismes tels que la North American Electric Reliability Corporation (NERC) seraient en mesure d'établir des mesures plus efficaces pour noter la fiabilité des interconnexions.

HIÉRARCHISATION DES ACTIVITÉS DE GESTION DU CYCLE DE VIE

Comme nous l'avons mentionné précédemment, la hiérarchisation des activités de maintenance est la tâche la plus complexe du processus de gestion des actifs. Pour prendre des décisions optimales en la matière, il faut pouvoir tenir compte d'indices d'état fiables, des budgets et des ressources humaines.

Une approche des plus efficaces pour établir les priorités repose sur la valeur actuelle de l'équipement et sur les effets d'une omission de la maintenance. La plupart des services d'électricité ont recours à des matrices de risque pour évaluer l'impact et la probabilité de défaillance (allant de faible à élevée) des actifs. L'impact est une valeur calculée qui tient compte de toutes les conséquences possibles d'une défaillance. L'indice d'impact de l'équipement peut être calculé en fonction de son emplacement ou de son utilité. Les transformateurs situés dans des postes stratégiques (p. ex., près d'hôpitaux ou de zones densément peuplées) auraient un indice d'impact plus élevé que les autres appareils du parc. La probabilité représente le risque de défaillance. Les modèles de matrice de risque excluent souvent les dommages possibles et les coûts de remplacement. Les transformateurs de puissance d'un parc sont habituellement classés et hiérarchisés au moyen d'un indice qui tient compte de la cote de risque de chacun des actifs. Cet indice de hiérarchisation se calcule comme suit :

$$\text{Prioritization index} = 10 * \log \left(10^{\frac{C_{imp}}{10}} + 10^{\frac{C_{prob}}{10}} + 10^{\frac{C_{del}}{10}} \right)$$

où :

C_{imp} = Indice d'impact : Indice relatif de l'impact d'une non-réparation de l'actif (généralement entre 1 et 9) ;

C_{prob} = Indice de probabilité : Probabilité d'une défaillance ou TAI normalisé (1-9) ;

C_{del} = Indice du taux de délai : Incertitude (quant à l'indice d'état) liée au manque d'information sur l'évaluation d'état au cours d'une période donnée.

ÉTUDE DE CAS

TAI – INDICE D'ÉVALUATION DE TRANSFORMATEURS DE RECHANGE

Un service de distribution d'électricité a créé un indice pour évaluer l'état de son parc de transformateurs de rechange et pour déterminer les appareils aptes au service et prêts à l'emploi. Cet indice a également été utile pour repérer les transformateurs ayant atteint la fin de leur vie utile et qui devraient être mis au rebut ainsi que ceux qui nécessitent des réparations.

1 ROUGE	À mettre au rebut – Suggestion fondée sur l'état
2 ORANGE	Problèmes importants
3 BLEU	Prêt à l'emploi après des travaux de réparation mineurs
4 VERT	Prêt à l'emploi

Tableau 3 – Matrice de notation des transformateurs de rechange

L'information provenait des sources suivantes :

- évaluations visuelles consignait l'information importante, et photographies ;
- essais électriques, comme la résistance d'isolement, le facteur de dissipation diélectrique (DDF) ou la réponse en fréquence diélectrique (DFR) de toutes les traversées de compensateur installées dans le transformateur et pourvues de prises d'essai ;
- analyse des gaz dissous (AGD) menée sur un échantillon de fluide diélectrique prélevé dans la cuve principale et le changeur de prises en charge au moment de l'évaluation visuelle, et examen de tous les résultats historiques disponibles.

Cette évaluation portait également sur le système de rétention, l'accès pour le transport et la sécurité dans le site d'entreposage ou le poste électrique où se trouvait l'appareil. Les décisions relatives à la gestion des actifs doivent tenir compte de beaucoup d'autres facteurs. La brochure technique 248 du CIGRÉ, intitulée « Economics on Transformer Management », décrit une méthodologie qui pourrait être utilisée en complément au TAI pour parvenir à une décision finale.

“ Un transformateur en parfait état n'a que peu de valeur si les paramètres importants ne répondent pas aux exigences du réseau. Plus il s'adaptera à de nombreux postes, plus il aura de valeur.

Par exemple, il pourrait valoir la peine de conserver un transformateur en mauvais état et d'investir dans des réparations s'il peut être installé dans un poste pour lequel il n'existe pas d'autres transformateurs de rechange convenables.

”

Il faut d'abord déterminer ce qui est réparable, puis établir si les réparations sont rentables. Voici des exemples de ce qui peut être fait :

- entretien des traversées et du changeur de prises en charge et remplacement des traversées ;
- remplacement des absorbeurs d'humidité dans les aérateurs ;

- réparation et nouvelle peinture des cuves ;
- filtration de l'huile servant de fluide diélectrique.

Après une évaluation, il y a beaucoup de données à traiter. La difficulté consiste maintenant à les combiner en une seule note pour le classement. Si l'on ne tient compte que d'un seul aspect de l'information, comme le degré de polymérisation (voir le tableau 4) ou l'état de l'assemblage (voir le tableau 5), l'indice montre que 54 transformateurs sont prêts à l'emploi dans le premier cas et 59 dans le second.

Catégorie	N ^{bre}	Description
Rebut	1	Degré de polymérisation de 221, très près de la fin de vie utile.
Problèmes importants	11	Six des transformateurs dans cette catégorie présentent un degré de polymérisation supérieur à 400 ; ils pourront donc probablement rester en service pour au moins dix ans. Ils sont âgés de 53, 38, 36, 34, 34 et 33 ans. Les cinq autres ont un degré de polymérisation d'entre 300 et 400 ; leur durée de vie restante est donc assez limitée, à moins qu'ils soient utilisés dans un emplacement où ils ne seront pas fortement chargés. Ils sont âgés de 47, 47, 38, 38 et 23 ans.
Légers travaux de réparation	3	Les transformateurs dans cette catégorie sont âgés de 43, 33 et 13 ans. Il est surprenant de voir dans cette liste un transformateur aussi jeune que ce dernier, mais avec un degré de polymérisation de 626, son isolant peut durer encore très longtemps.
Prêt à l'emploi	54	Les transformateurs dans cette catégorie sont « comme neufs ».

Tableau 4 – Étude du degré de polymérisation comme indicateur de l'état diélectrique ou de la durée de vie restante de la partie active. Les valeurs du degré de polymérisation sont déduites des résultats d'analyse des furannes.

Remarque : Cinq transformateurs ne figurent pas dans la liste ci-dessus, soit parce qu'ils n'étaient pas dotés de points de prélèvement à robinet ou parce que l'on a présumé qu'ils ne contenaient plus d'huile et étaient entreposés sous azote.

Catégorie	Nombre et description
Pièces perdues	Des pièces de 6 transformateurs avaient été retirées et n'ont pas pu être retrouvées.
Pièces retrouvées	Des pièces de 9 transformateurs avaient été retirées, mais elles ont toutes été retrouvées.
Entièrement assemblés	59 transformateurs étaient entièrement assemblés

Tableau 5 – Enquête sur l'état d'assemblage des transformateurs de rechange

Pour obtenir une évaluation plus complète, il est possible de combiner une méthode de notation avec une analyse d'état. Dans la présente étude de cas, l'utilisateur a trouvé un transformateur de rechange à l'état « comme neuf », mais il manquait une traversée. Il fallait donc la retrouver avant de mettre le transformateur en service.

Après avoir effectué une évaluation avancée de l'état et combiné toutes les sources d'information à disposition, par la méthode de notation hybride (méthode n° 5a au tableau 2), il est possible de formuler les observations suivantes.

Une série de critères de réduction de la note a également été appliquée pour déterminer l'indice global dans le but de mettre en évidence l'état de préparation à l'emploi. Voici certaines des réductions de la note jugées utiles dans cette évaluation d'état :

- Si un transformateur était entièrement assemblé, il obtenait plus de points que les appareils dont il manquait des pièces (voir le tableau 5).
- La mise à la terre du noyau et du bâti comptait pour beaucoup dans la notation, car son état pourrait être une indication de dommages lors du transport de ces transformateurs ayant potentiellement de très graves conséquences.
- La note des transformateurs dans lesquels il y avait présence de soufre potentiellement corrosif a été réduite.

Aucune réduction n'a été appliquée pour un isolant « neuf », mais la note des transformateurs dont l'isolant présentait un degré de polymérisation entre 100 et 200 en fin de vie a été réduite considérablement. Dans cet exemple, les notes globales variaient entre 40 et 97 % ; un transformateur remplissant tous les critères affichait une note de 100 %. Lorsque ce TAI est trié en fonction de l'état de préparation à l'emploi, on obtient les résultats de la figure 3.

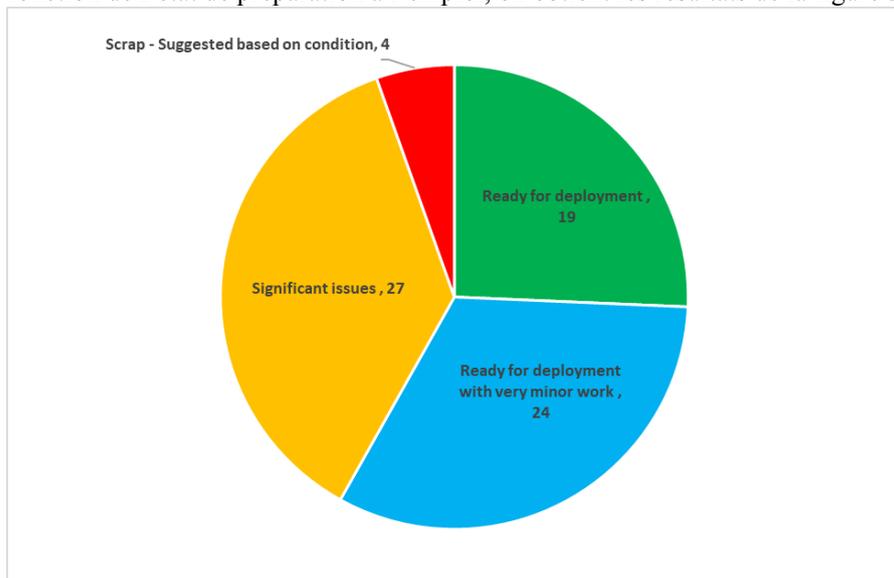


Figure 3 – Indice d'évaluation des transformateurs de rechange

Les 27 transformateurs ayant la note la plus élevée ont tous été construits au 21^e siècle.

Remarque : L'âge et l'année de fabrication des transformateurs n'ont pas été pris en compte (ni discrimination ni facteur de pondération) ; seul leur état physique a été évalué.

Même les transformateurs ayant les notes les plus élevées ont des problèmes mineurs.

| Dans la catégorie bleue, illustrée à la [Figure figure 3](#), certains transformateurs ont obtenu un mauvais résultat à l'analyse de présence de soufre potentiellement corrosif, entraînant une réduction de leur note (de 5 %), afin de rendre compte du risque accru de défaillance.

Commentaire [ÉL2]:

Scrap – Suggested based on condition, 4 Rebut – Suggéré en fonction de l'état
Significant issues, 27 . Problèmes importants (27)
Ready for deployment, 19 Prêt à l'emploi (19)
Ready for deployment with very minor work, 24 . Prêt à l'emploi après de très légers travaux de réparation (24)

Récemment, de nombreuses défaillances de transformateurs ont été liées à la formation de sulfure de cuivre et d'argent sur les surfaces métalliques et de dépôts de sulfure de cuivre dans le papier isolant des bobines (brochure technique 625 du CIGRÉ).

L'huile pourrait être passivée pour corriger la situation, mais, à moins que ces transformateurs ne soient fortement chargés, le risque de les utiliser comme tel est acceptable. On pourrait donc faire valoir que les huit transformateurs dans la catégorie bleue présentant uniquement ces problèmes pourraient être déplacés directement dans la catégorie verte, ce qui donnerait 27 transformateurs en bon état et prêts à l'emploi et 16 transformateurs nécessitant des travaux mineurs.

Dans la catégorie jaune (appareils présentant des problèmes importants), également illustrée à la [Figure figure 3](#), 14 des 27 transformateurs sont sur la liste des appareils ayant échoué aux essais sur les traversées. Cependant, il se peut que bon nombre de celles-ci satisfassent aux exigences de ces essais, à condition qu'elles fassent l'objet d'un entretien et qu'elles soient soumises de nouveau au programme d'essais. Dans le pire des cas, il est possible de remplacer les traversées et de déplacer les transformateurs vers le haut de la liste et non vers le bas. Autrement dit, ce mode de défaillance peut être corrigé ; on peut donc éviter d'avoir à mettre au rebut le transformateur.

Cet exemple montre comment un TAI peut être utile pour déterminer l'état général d'un parc de transformateurs de rechange ainsi que les travaux de réparation à effectuer avant leur mise en service.

CONCLUSION

Les ingénieurs en gestion d'actifs doivent mettre en œuvre des programmes proactifs de maintenance et de remplacement ciblés qui sont axés sur les risques et fondés sur des paramètres de rendement fiables. La création d'un indice d'évaluation de transformateur (TAI) constitue une méthode idéale pour y parvenir.

Lorsqu'il crée un TAI, l'utilisateur du transformateur ou le gestionnaire des actifs doit bien comprendre, d'entrée de jeu, son utilité afin de déterminer adéquatement la façon dont le TAI sera créé en vue d'éclairer les décisions. Si un état indiquant une défaillance imminente est détecté, des mesures doivent être prises immédiatement.

La création d'un indice de hiérarchisation exige un programme bien défini qui comprend deux éléments :

- 1) l'indice d'évaluation de transformateur (TAI), reposant sur les données d'évaluation de l'état ;
- 2) l'indice d'impact, qui est une note relative de la criticité d'un actif en fonction de son emplacement et de son objet.

Les principaux enjeux demeurent la prévision des défaillances et la hiérarchisation des décisions de gestion optimisée du cycle de vie qui concernent notamment les activités de maintenance préventive et prédictive.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] CIGRÉ, Groupe de travail A2.49. « Condition Assessment of Power Transformers », Brochure technique 761.
- [2] Commission électrotechnique internationale (CEI). « White Paper Strategic Asset Management of Power Networks ».
- [3] SPARLING, Brian, Chris BECKETT et Tara-lee MACARTHUR. « Condition Assessment Methodology for Transformers & Components », TechCon Aus-NZ 2019.
- [4] CIGRÉ. « Guide for Transformer Maintenance », Brochure technique 445, 2011.
- [5] IEEE. C57-140, *Guide for the Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers*, 2017.
- [6] IEEE. C57.91-2011, *Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers*, 2011.
- [7] CEI. 60076-7, *Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers*, 2018.
- [8] CIGRÉ. « Guide on Economics of Transformer Management », Brochure technique 248, 2004.
- [9] CIGRÉ. « Copper Sulphide Long Term Mitigation and Risk Assessment », Brochure technique 625, 2015.

Remerciements

Peter Cole (AU), responsable du groupe de travail A2.49

Tara-lee MacArthur (AU), secrétaire du groupe de travail A2.49

Groupe de travail A2.49