

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 97 (2006)
Heft: 9

Artikel: Aspects économiques de la gestion d'un parc de transformateurs
Autor: Boss, Pierre / Sobocki, Ryszard
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-857677>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 18.03.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Aspects économiques de la gestion d'un parc de transformateurs

Dans un marché électrique de plus en plus concurrentiel et dérégulé, réduire les coûts devient un enjeu croissant. Dans ce contexte, les transformateurs contribuent non seulement aux performances du système électrique et à la fiabilité de la fourniture, mais également aux performances économiques des compagnies électriques. Leur complexité technique et leur longue durée de vie font de cet investissement lourd un composant important du processus de gestion des actifs des réseaux d'électricité.

Pour aider les gestionnaires d'actifs dans leur tâche, un groupe de travail GT A2-20 au sein du comité d'étude A2 «Transformateur» de la Cigré a rédigé un guide [1] qui analyse principalement les aspects économiques de la gestion

Pierre Boss, Ryszard Sobocki

des transformateurs pour les aider à développer des solutions optimales. Toutefois, certaines parties du guide peuvent également être utilisées par les experts travaillant dans les domaines de la technique et de la stratégie.

Cahier des charges et coût d'acquisition

Une analyse récente des cahiers des charges suggère que, dans bien des cas, le coût d'acquisition des transformateurs neufs peut être réduit et leur fiabilité accrue en supprimant des exigences établies exclusivement à la lumière de pratiques anciennes. Parmi les facteurs essentiels qui pèsent sur le coût d'acquisition, citons le mode de connexion des enroulements, le coût des pertes, les régimes de charge et de surcharge, les valeurs de tension d'essai et les accessoires.

Enroulements: le mode de connexion des enroulements a un fort impact sur le coût d'un transformateur. En général, une connexion en triangle coûte plus cher

qu'une connexion en étoile, surtout lorsqu'un changeur de prises est nécessaire. Le surcoût est fonction du niveau d'isolement; pour un niveau d'isolement de base de 550 kV, il est d'environ 12%. Pour des raisons économiques, de même que pour une fiabilité accrue, le changeur de prises

en charge doit, si possible, être placé côté terre de la connexion étoile.

L'utilisation d'un enroulement tertiaire de stabilisation (en triangle) augmente le coût du transformateur de 7 à 8%. De même, en élargissant la plage de réglage, on augmente le coût. Exemple: pour un coût de 100% avec une plage de réglage de $\pm 10\%$, le surcoût est d'environ 2 à 3% si vous élargissez celle-ci à $\pm 15\%$ et 5% pour $\pm 20\%$.

Coût des pertes et du régime de charge: le choix de la puissance assignée a un impact significatif sur la masse du transformateur et le niveau des pertes, donc sur les coûts. Pour établir la relation entre évolution de la masse, resp. des pertes et puissance assignée (pour une variation relativement faible), la formule suivante peut être utilisée, l'indice 1 désignant le transformateur N° 1 et l'indice 2 le transformateur N° 2:

$$\Delta P_1 / \Delta P_2 \approx m_1 / m_2 = (S_2 / S_1)^{3/4}$$

avec:

ΔP – pertes à vide ou en charge

m – masse des matériaux actifs (ex., cuivre et acier)

S – puissance assignée



Figure 1 Transformateur AET-250MVA de la Centrale Piottino (Tessin)

Ainsi, par exemple, en augmentant la puissance assignée du transformateur de 60%, les pertes en charge et à vide augmenteraient d'environ 42%. La masse des matériaux actifs doit être augmentée dans les mêmes proportions, alors que l'augmentation de la masse totale du transformateur doit être légèrement inférieure.

Le coût du transformateur n'est pas directement proportionnel à la masse des matériaux actifs car, dans le cas d'une évolution relativement faible de la puissance, le coût des changeurs de prise, des traversées et des accessoires est indépendant de cette puissance. Pour calculer l'évolution du coût du transformateur K selon la puissance S (pour une variation relativement faible), il est conseillé d'utiliser la formule suivante :

$$K_2/K_1 \approx (S_2/S_1)^{0,5-0,6}$$

Selon cette dernière, une augmentation de la puissance d'un facteur de 1,6 devrait entraîner une hausse du coût du transformateur d'un facteur de 1,26 à 1,32. Il semblerait que dans les cas des transformateurs de forte puissance, cette hausse se situe plutôt dans le bas de la fourchette donnée par la relation.

Exploitation et maintenance

Sur le plan de l'exploitation et de la maintenance, les aspects suivants feront l'objet d'une attention particulière :

Régime de charge : le transformateur a été fabriqué pour un niveau de charge donné. Or, en cours d'exploitation, le niveau de charge dans certaines parties d'un système peut souvent être très supérieur aux prévisions. En conséquence, la surcharge du transformateur peut s'imposer entraînant le vieillissement accéléré de l'isolant et, donc, le raccourcissement de la durée de vie du transformateur. Dans ce cas, les contraintes de surcharge doivent être examinées pour savoir s'il faut conserver le transformateur existant ou le remplacer.

Disponibilité et indisponibilité : l'indisponibilité des transformateurs a un impact sur les capacités de transit d'énergie des réseaux et augmente les pertes. L'impact de l'indisponibilité d'un appareil doit donc être pris en compte dans les coûts d'exploitation.

Réglage de tension et qualité de l'énergie électrique : des modifications du réseau de transport peuvent non seulement modifier les conditions de charge, mais également la plage de réglage de tension requise. Les transformateurs sont beaucoup plus vulnérables aux surtensions qu'aux surintensités. Les normes tolèrent des niveaux de surtension inférieurs à 5%. Des valeurs supérieures entraînent la

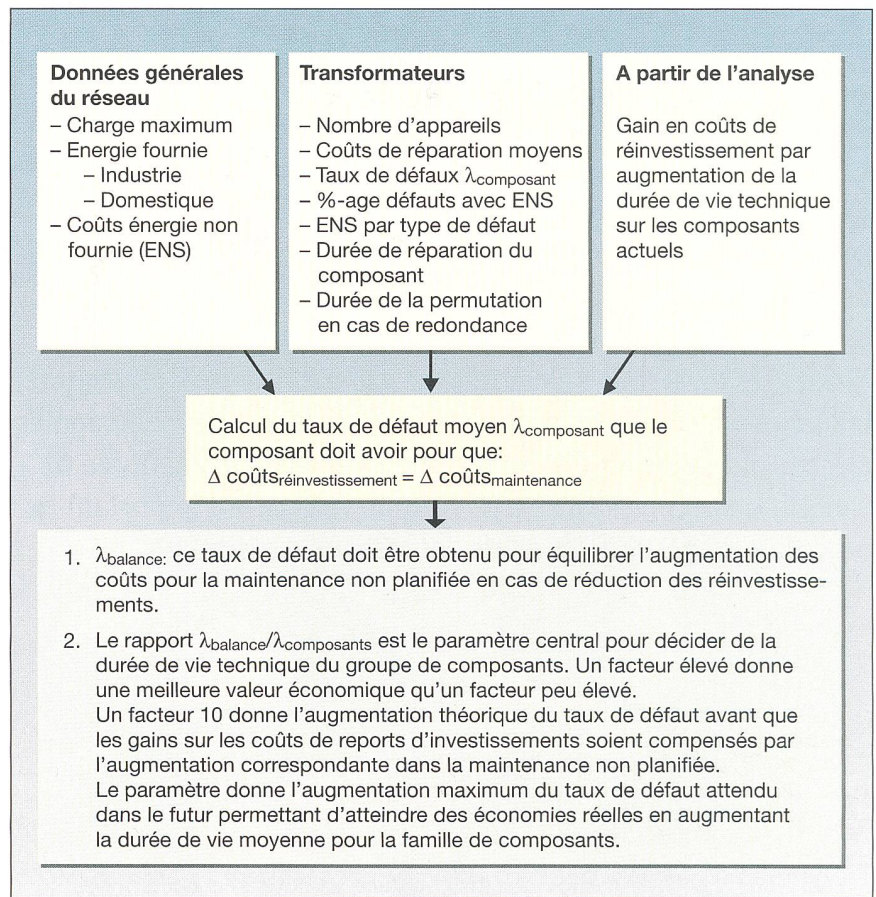


Figure 2 Principes de la méthode d'augmentation de la durée de vie

saturation du noyau, augmentant le courant de magnétisation et donc l'amplitude des harmoniques de ce courant, ce qui dégrade la qualité de l'énergie électrique. En cas de modifications apportées au réseau, avec fluctuation de la tension, il convient de s'interroger s'il faut conserver le transformateur existant ou le remplacer.

En règle générale et contrairement aux autres appareils du réseau, les transformateurs sont des équipements hautement fiables avec un coût de maintenance faible par rapport au coût d'investissement. Le coût de maintenance actuel et futur peut être calculé relativement facilement. Seules des dépenses de maintenance exceptionnellement élevées peuvent aboutir à la décision du remplacement du transformateur complet. Toutefois, le plus souvent, seules certaines pièces de l'appareil doivent être remplacées.

Les transformateurs nécessitent un stock de pièces de rechange limité, constitué pour l'essentiel des composants montrant un risque de défauts élevés. L'achat et le stockage de ces pièces de rechange se justifient normalement sur le plan économique. La nécessité de disposer de transformateurs de remplacement est une

autre question qui doit faire l'objet d'une analyse approfondie.

Ces dernières années ont vu apparaître sur le marché un nombre croissant de dispositifs et systèmes de surveillance en ligne et de collecte de données, à la fois plus économiques et plus performants que les produits disponibles il y a une dizaine d'années. Ces dispositifs et systèmes offrent l'avantage majeur d'une détection précoce des défauts imminents, permettant d'anticiper sur un défaut majeur (ex., explosion d'une traversée) par une intervention mineure à savoir, dans ce cas précis, le remplacement de la traversée «en voie de défaillance».

Les techniques d'évaluation d'état du matériel sont utilisées depuis de nombreuses années. Alors que les performances d'outils existants (ex. analyses de gaz dissous) ont été améliorées, de nouvelles méthodes sont de plus en plus utilisées, notamment le diagnostic de l'état mécanique des enroulements par l'analyse de la réponse en fréquence et de l'état de l'isolation par l'analyse de la réponse diélectrique [2] [3].

Les bases de données informatiques sont utilisées de plus en plus couramment par les exploitants de réseaux électriques

pour leurs activités de maintenance. Elles permettent d'obtenir des informations utiles à la gestion d'un parc de transformateurs et à la gestion des risques. Outre les paramètres spécifiques aux transformateurs, elles peuvent contenir des informations sur les interventions de maintenance, les diagnostics et les rapports/dossiers techniques. Les informations sur les interruptions de service des transformateurs, leur durée et leur origine sont riches d'enseignement.

Réparer, rénover ou remplacer?

Un modèle normatif a été développé pour accompagner les utilisateurs dans le choix de l'opportunité de réparer, rénover ou remplacer. Il constitue un outil d'aide à la décision très précieux et utile, plus particulièrement lorsque cette décision dépend de facteurs externes au domaine de compétence du décideur. Les ingénieurs et les gestionnaires d'actifs sont souvent confrontés à des situations où ils doivent faire des choix techniques concernant le matériel des réseaux, choix étroitement dictés par des facteurs financiers et des intervenants non techniques.

Le modèle a été développé à partir de données abondantes et multisources, y compris la littérature techniques [4] [5]. Il est présenté sous la forme d'un arbre de décision où l'utilisateur choisit une des options: réparer, rénover ou remplacer un transformateur particulier ou un groupe de transformateurs. Toutefois, le modèle met en évidence les appareils problématiques ou dont la maintenance est difficile. Le modèle comprend trois phases successives avec des étapes de décision propres.

Phase A: définition des politiques d'investissement et de gestion des risques

Dans cette phase, des données sur le taux de défaillance de la population complète de transformateurs, des constituants ou d'une sélection d'appareils au sein du parc, notamment en fonction de l'âge des transformateurs, sont collectées et analysées. Les conséquences des interruptions de service, les dommages collatéraux, les assurances et l'impact sur l'environnement doivent être établis. Une politique d'investissement ainsi que les conséquences des défaillances sur le risque de non production et de non distribution de l'énergie électrique doivent être évaluées. Les données sur l'âge du matériel doivent être introduites. D'autres informations importantes indispensables pour calculer le coût actualisé moyen annuel (valeur

actualisée nette - VAN) de non fourniture d'électricité, les coûts de maintenance et le coût des dommages. De surcroît, le coût des arrêts programmés et intempestifs, tout comme le coût des équipements de remplacement et le coût moyen d'acquisition doivent être passés en revue.

Au cours de cette phase, les tâches suivantes sont réalisées:

- Elaboration d'une stratégie standard de réparation, de rénovation et de remplacement des transformateurs;
- Estimation de la durée de vie technique optimale de même que son rallongement éventuel à la suite d'une rénovation;
- Préparation des calculs de valeur VAN pour déterminer les dépenses annuelles de renouvellement des actifs;
- Estimation du risque lié à l'ajournement du renouvellement d'actifs de même qu'estimation des économies découlant de cet ajournement.

Cette première étape débouche pour l'essentiel sur une décision relative à l'enveloppe budgétaire pour le renouvellement et la maintenance des actifs. Les données établissant les liens entre taux de défaillance et âge des appareils, de même qu'entre taux de défaillance et état estimatif des appareils individuels sont établies. Ces données sont incluses aux tableaux I et II.

Phase B: introduction de la méthodologie d'investissement

Au cours de cette deuxième phase, on détermine l'état, l'âge et les pertes éventuelles d'un transformateur ou d'un groupe de transformateurs à partir d'inspection, de mesures de diagnostic, de données d'exploitation et de maintenance. La disponibilité de pièces de rechange (traversées, changeurs de prises, réfrigérants et d'accessoires) doit être vérifiée de même que leur adéquation aux besoins réels. Une autre donnée importante est la valeur résiduelle d'un transformateur en cas de mise au rebut.

Les caractéristiques du poste électrique doivent également être prises en compte pour vérifier s'il peut accueillir un transformateur neuf et déterminer l'importance des travaux sur site. Les futurs régimes de charge et de surcharge éventuelle doivent être examinés de même que le moment opportun pour débrancher le transformateur et ses conséquences financières.

Phase C: détermination des actions à mener

La troisième phase sert au choix final des actions à mener: rénovation ou achat d'un matériel neuf, voire rénovation sur

Age du transformateur	Tfos de réseaux	Tfos de machines
≤ 15 ans	0,5%	0,8%
16 - 24 ans	1,0%	1,5%
25 - 34 ans	1,5%	2,0%
35 - 50 ans	2,0%	2,5%
> 50 ans	3,0%	3,5%

Tableau I Taux de défaillance en fonction de l'âge de l'unité

Etat du matériel	Taux de défaillance
Bon	0,6%
Satisfaisant	1,0%
Acceptable	1,5%
Faible	2,0%
Mauvais	3,0%

Tableau II Taux de défaillance en fonction de l'état du matériel

site afin de prolonger la durée de vie du transformateur.

Pour commencer, on évalue la durée de vie prévisible d'un transformateur neuf, réparé et rénové. Dans les trois cas, il est indispensable de faire établir un devis par des fournisseurs qualifiés de transformateurs neufs et par des entreprises qualifiées de réparation/rénovation. Si la durée de vie doit être prolongée, l'étendue et le coût d'une réparation ou d'une rénovation sur site doivent être établis. Ces informations serviront aux calculs de la valeur VAN. En disposant d'un calcul de la valeur VAN pour chacun des trois cas envisageables, la meilleure décision peut être prise sur le plan économique.

Le guide [1] montre deux exemples provenant de compagnies électriques en Pologne (transmission) et en Espagne (distribution). Le guide indique également de nombreuses autres références pratiques.

Gestion des risques

Deux méthodes de gestion des risques sont utilisées dans la pratique pour évaluer un parc de transformateurs:

Prolonger la durée de vie d'un parc de transformateurs en maintenant un niveau de risque acceptable: la méthodologie basée sur l'analyse du risque permet d'établir le lien entre les économies découlant du report des investissements de remplacement et le surcoût des interventions de maintenance et de réparation, de même que le manque à gagner du fait de la non fourniture d'électricité. Elle s'appuie sur des taux de défaillance connus.

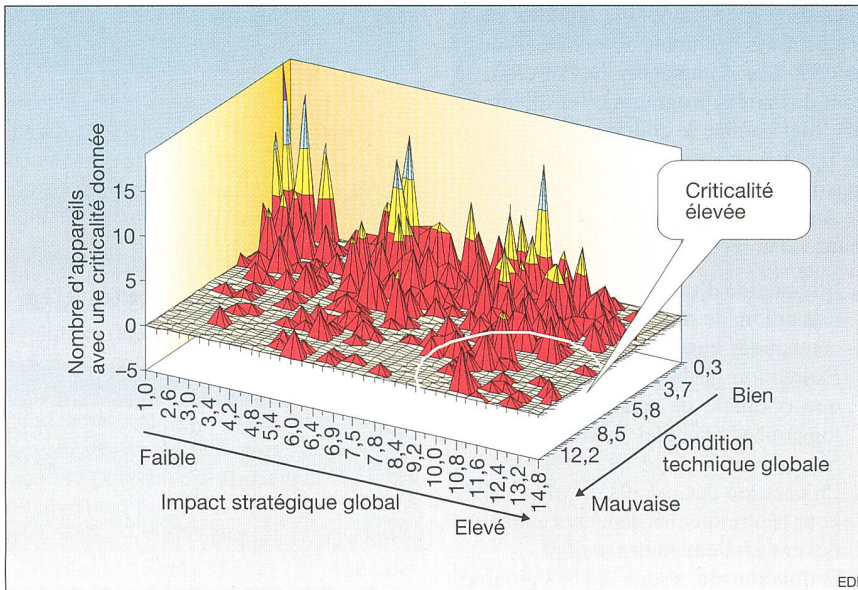


Figure 3 Exemple de cartes GSI et GTC pour une population de 900 transformateurs

fachbeiträge

Lorsqu'une entreprise d'électricité désire prolonger la durée d'exploitation d'un ou de plusieurs éléments d'actif du réseau, elle doit savoir que le taux de défaillance du ou des constituants correspondants va augmenter. Par conséquent, le critère décisionnel du report des investissements de remplacement est la minimisation des ressources totales requises pour le remplacement, la maintenance, la réparation et la non fourniture d'électricité.

Les économies découlant du report des investissements de remplacement sont donc calculées. L'augmentation du taux de défaillance suppose une augmentation des coûts liés aux interventions de maintenance et de réparation, et à la non fourniture d'électricité. Le taux de défaillance est sélectionné pour équilibrer très précisément les économies découlant du report des investissements de remplacement. Plus forte est l'augmentation du taux de défaillance, plus réduit est le risque d'augmentation du coût des interventions de maintenance, des réparations et de la non fourniture d'électricité.

La même procédure doit être appliquée à tous les éléments d'actif du réseau qui prolongent la durée de vie technique et qui se concrétiseront par une réduction majeure des coûts de réinvestissement. Seule une augmentation substantielle du taux de défaillance compense le coût des interventions de maintenance, des réparations et de la non fourniture d'électricité. Cette méthodologie est illustrée à la figure 2.

En suivant les différentes étapes décrites, il est possible d'identifier les éléments

d'actif du réseau pour lesquels un report des investissements de remplacement offre des avantages substantiels avec une faible augmentation du risque correspondant.

Prenons, par exemple, le cas d'une entreprise d'électricité qui décide de reporter ses investissements de remplacement de 5 ans. Pendant un certain temps, les économies annuelles du fait de cette baisse des investissements peuvent être supérieures à la hausse des dépenses de maintenance. Cependant, si le taux de défaillance augmente au cours de la période sélectionnée, les économies annuelles seront inférieures et pourront s'avérer négatives sur l'ensemble des cinq années.

Evaluer le degré d'importance d'un parc de transformateurs: pour déterminer l'importance (degré de criticité) des transformateurs sur le bon fonctionnement du réseau, les concepts suivants ont été introduits:

- GSI: (global strategic aspects) aspect stratégique général. Indicateur de l'impact d'une éventuelle défaillance du transformateur. Plus il est élevé, plus graves sont les conséquences de la défaillance.
- GTC: (general technical condition) aspect technique général. Indicateur de risque d'une défaillance interne d'un transformateur. Plus il est élevé, plus important est le risque d'une telle défaillance.

Le produit de ces indicateurs représente l'importance ou le degré de criticité C de l'équipement :

$$C = \text{GSI} * \text{GTC}$$

Pour déterminer l'indicateur GSI de l'aspect stratégique général, les impacts suivants sont pris en compte:

1. *Sécurité des biens et des personnes:* le transformateur n'a aucun impact direct sur la sécurité générale de la distribution d'énergie. Toutefois, il est potentiellement dangereux pour le personnel, le matériel avoisinant et les tiers.

2. *Sécurité du système électrique:* si le transformateur sert à la distribution d'électricité produite par une ou plusieurs centrales, il joue un rôle clé pour cette partie du système.

3. *Impact sur l'environnement et sur d'autres utilisateurs de ressources hydrauliques:* la défaillance d'un transformateur peut, dans certains cas, avoir des conséquences graves sur l'environnement (ex., rejet d'un fluide diélectrique). Celles-ci dépendront de l'emplacement du transformateur (distance d'un cours d'eau) de même que des équipements périphériques (ex., présence de cloisons et étanchéité).

4. *Positionnement concurrentiel:* les conséquences économiques de la défaillance d'un transformateur sont exprimées soit par le coût de reconstruction (recherche de défaillance, réparation et remplacement de l'appareil défectueux), soit par le coût de perte de production.

5. *Image de l'entreprise:* la défaillance d'un transformateur (fuite, incendie, explosion) avec un taux de PCB supérieur à 50 ppm peut porter préjudice à l'image de l'entreprise.

Pour déterminer l'indicateur GTC de l'aspect technique, les quatre éléments suivants sont pris en compte:

1. *Etat actuel du transformateur:* ici, l'état technique «externe» et «interne» doit être pris en compte; une des mesures importantes pour estimer l'état interne est l'analyse des gaz dissous.

2. *Risque technologique:* cet élément détermine l'impact de la technologie de conception sur le risque de défaillance. Parmi les facteurs à prendre en compte, citons la robustesse, la durabilité et la maintenabilité.

3. *Age:* l'âge est également indirectement lié aux deux points précédents.

4. *Conditions d'exploitation:* les conditions d'exploitation du transformateur sont intégrées en tenant compte des facteurs suivants: nombre de cycles (connexion/déconnexion), environnement électrique et facteur de charge.

A partir de tous ces éléments, le degré de criticité du parc complet de transformateurs est établi. Un exemple est illustré à la figure 3, sur la base de données provenant d'EDF qui utilise cette méthode.

Conclusion

Les transformateurs sont des éléments d'actif critiques, contribuant non seulement aux performances du système électrique et à la fiabilité de fourniture mais également aux performances financières et à la viabilité économique des compagnies d'électricité. Leur complexité technique, leur coût d'acquisition élevé et leur longue durée de vie posent des enjeux décisionnels uniques aux gestionnaires des équipements. Le guide de la Cigré les aide à déterminer les performances économiques de différentes solutions de gestion d'un parc de transformateurs. Une liste des paramètres clés a été élaborée, couvrant les aspects techniques, opérationnels, économiques, environnementaux, stratégiques, etc. Plusieurs démarches, modèles et organigrammes ont été inclus pour illustrer les critères et étapes utilisés par différentes grandes compagnies d'électricité à travers le monde dans leur processus décisionnel. Alors que ce guide peut être utilisé par les spécialistes des transformateurs, il est principalement destiné aux gestionnaires de parc de transformateurs ou de systèmes électriques HT. Les aspects économiques

de la gestion d'un parc de transformateurs étant relativement compliqués de même que la nature des problèmes rencontrés tout au long de leur durée de vie, ce guide comprend quatre parties: gestion des risques, cahier des charges et coût d'acquisition, stratégie d'exploitation et de maintenance, et étude comparative réparation/remplacement.

Références

- [1] Cigré Brochure N° 248-2004: Guide on Economics of Transformer Management. Disponible auprès du bureau central du Cigré (voir également site www.cigre.org). Il comporte de nombreuses références à différentes publications, principalement les rapports de la Cigré présentés au cours des sessions 2001 et 2002.
- [2] Cigré Brochure N° 227-2003: Guide on Life Management Techniques for Power Transformer. Disponible auprès du bureau central du Cigré (voir également site www.cigre.org).
- [3] T. Horst: Zuverlässigkeit und Betriebsoptimierung von Transformatoren unter Einbezug von online Monitoringssystemen, ETG-Fachtagungen 2005 «Zuverlässigkeit, Komponenten Life-Cycles und Unterhalt».
- [4] P. Boss et al.: Life Assessment of Power Transformers to Prepare a Rehabilitation based on a Technical -Economic Analysis, Report 12-106, Cigré SC 12, Session 2002.
- [5] P. Boss et al.: Gestion d'un parc de transformateurs vieillissant, Bulletin SEV/ASE 15/04.

Informations sur les auteurs

Pierre Boss est Resp. Business Development Groupe Service chez ABB Sécheron, Resp. du GT A2-20 et actuellement Président du comité d'étude A2 «Transformateurs» de la Cigré.

ABB Sécheron SA, Genève, pierre.boss@ch.abb.com

Ryszard Sobocki est consultant pour les power transformers du Polish Power Grid Co (PSE Operator Co) Warszawa et membre du GT A2-20.

Ryszard Sobocki, Varsovie (Pologne), ryszard.sobocki@plusnet.pl

Zusammenfassung

Wirtschaftliche Aspekte der Verwaltung eines Transformatorenparks

In einem immer stärker umkämpften und liberalisierten Strommarkt spielt die Kostenreduktion eine zunehmend wichtige Rolle. In dieser Situation tragen Transformatoren nicht nur zur Leistungsfähigkeit der elektrischen Anlagen und zur Zuverlässigkeit der Stromlieferung, sondern auch zur Wirtschaftsleistung der Elektrizitätswerke bei. Angesichts ihrer technischen Komplexität und langen Lebensdauer stellt diese bedeutende Investition eine wichtige Komponente bei der Verwaltung der Aktiva von Stromverteilnetzen dar.

elvatec ag 

Geprüfte Sicherheit...



... beim Erden oder Erden und Kurzschließen.

Erdungs- und KurzschlieB-Vorrichtungen für Innenraum- und Freileitungsanwendung, Kugelfestpunkte, Bügelfestpunkte, Ringnutfestpunkte, Kugelkopfhäuben starr und 4x90° drehbar, Universalklemmen, Phasenschraubklemmen, Erdungsfräsklemmen, Erdanschlussstücke, Erdungs- und KurzschlieB-Sets für Niederspannungsanlagen, vollisolierte Phasenanschlüsse, Entladevorrichtungen, Erdungsstangen.

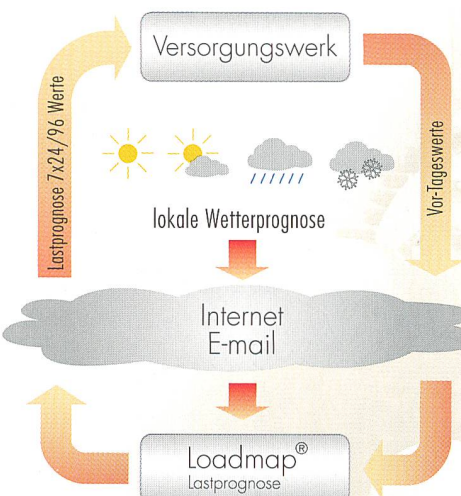
elvatec ag **Blitzschutz, Erdung Überspannungsschutz Arbeitsschutz**
 Infoservice CH 571 · Tiergartenstrasse 16 · CH-8852 Altendorf
 Tel.: 0 55 / 451 06 46 · Fax: 0 55 / 451 06 40 · www.elvatec.ch
elvatec@bluewin.ch

powerstage
9.-11. Mai

Loadmap®

Lastprognosedienst für gehobene Ansprüche

- Beste Lastprognosen
- Keine Investitionsrisiko
- Hohe Verfügbarkeit
- Null Arbeitsaufwand



GIRSBERGER
INFORMATIK

TEL + 41 41 822 00 00 mail@giag.ch
 FAX + 41 41 822 00 01 www.giag.ch

Wir haben einen scharfen Blick für Systeme

Wählen Sie ein Fernauslese-System von Kamstrup

Durch das Fernauslesungs-System von Kamstrup wird eine echte Win-Win Situation geschaffen. Der Haushaltskunde gewinnt an Komfort und der Anbieter gewinnt an Zeit.

Gerne beraten wir Sie persönlich um mit Ihnen eine Lösung auszuarbeiten welche auf Ihre individuelle Situation passt.



Besuchen Sie uns an den
powertage

vom 9.-11. Mai 2006 in der
Halle 6 Stand C07



Kamstrup

www.kamstrup.ch