Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 100 (2009)
Heft: 5

Artikel: Risikobasierte Instandhaltungsstrategien im regulierten Markt
Autor: Rivière, David / Schaeffler, Stephan
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-856378

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. 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. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

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. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

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. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 13.07.2025

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

Risikobasierte Instandhaltungsstrategien im regulierten Markt

Asset Management finanziell und technisch bewerten und umsetzen

Die neuen regulativen Gegebenheiten im Schweizer Strommarkt führen zu einer neuen Ausgangslage für Investitionen im Netz. Die Erfahrungen in den bereits liberalisierten Märkten zeigen, dass die Zuverlässigkeit der Stromversorgung aufgrund fehlender Investitionen ins Stromnetz stark abgenommen hat. Unsere zukünftige Herausforderung wird sein, das Niveau der Versorgungssicherheit trotz der Netzkostenregulierung zu halten. Genau hier bietet das risikobasierte Asset Management einen Lösungsansatz. Mit einer gezielten Geldmittelallokation werden Investitionen in Abhängigkeit von finanziellen Risiken durch Stromausfälle und technischen Kriterien getätigt. Mithilfe von Modellen lässt sich auf Basis der gewählten Instandhaltungsstrategien und des Anlagenparks prognostizieren, wie sich das Störungsgeschehen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten entwickeln wird. Neben dem häufig zitierten Bauchgefühl steht den Entscheidern somit ein strukturiertes Instrumentarium zur Verfügung, um den zukünftigen Herausforderungen der Netzkostenregulierung zu begegnen.

David Rivière, Stephan Schaeffler

Die europäische Strommarktliberalisierung erfolgt mit der generellen Zielsetzung von sinkenden Kosten für die Energieversorgung bei einem effizienten Mass an Versorgungssicherheit. Hierfür finden in zahlreichen Ländern zwei Mechanismen Anwendung: Anreiz- und Qualitätsregulierung.

Die Anreizregulierung stellt einen Paradigmenwechsel zu früher vorherrschenden Cost-Plus-Regulierungsmethoden dar: Der Energieversorger verdient nicht mehr seine Kosten plus eine genehmigte Marge, sondern es wird ihm, auf Basis von Benchmarking-Ansätzen, ein Gesamterlös (Revenue Cap) oder ein Preis (Price Cap) genehmigt. Da der Versorger Kosteneinsparungen behalten kann, entsteht ein starker Anreiz zur Kostensenkung, auch auf Kosten der Versorgungsqualität.

Mittlerweile steht auch im Schweizer Strommarkt die Marktliberalisierung an; das heutige Niveau der Schweizer Infrastruktur ist momentan so hoch, dass keine gegenwärtige Gefahr eines Einbruchs der Versorgungszuverlässigkeit besteht. Wie sich die Schweizer Versorgungssicherheit in Zukunft entwickeln wird, hängt stark von den Investitionstätigkeiten und der Netzkostenregulierung ab. Die Netzbetreiber werden also mit der Herausforderung konfrontiert, die Balance zwischen Investitionen und Versorgungssicherheit zu finden. Der Ansatz eines risikobasierten Asset Management soll genau diesen zukünftigen Herausforderungen gerecht werden und somit in einer risikobewussten Geldmittelallokation in die Netzkomponente resultieren, dabei werden nicht nur wirtschaftliche, sondern auch technische Aspekte einbezogen.

Der folgende Artikel beschreibt in diesem Kontext das Vorgehen zur Entwicklung von Modellen für die Bewertung und Weiterentwicklung von Instandhaltungs- und Asset-Management-Strategien.

Herausforderung

Das Asset Management sieht sich mit der Herausforderung der Schweizer Marktöffnung konfrontiert. Dabei gilt es, die Kosten für den Betrieb und den Unterhalt der Netzinfrastruktur zu senken, ohne dabei die Versorgungsqualität zu beeinträchtigen. Vor dem Hintergrund einer gegebenen Netzinfrastruktur und Netztopologie muss der Asset Manager folglich Instandhaltungsstrategien entwickeln, welche hinsichtlich ihrer Kostenwirkung, der Auswirkungen auf die Versorgungsqualität sowie der resultierenden Risiken zu bewerten sind.

Der Blick in die Praxis der Energieversorger zeigt, dass sich die entsprechenden Konzepte häufig noch in der Entwicklungsphase befinden – die Komplexität der Aufgabe ist sehr hoch: Zahllose Anlagekomponenten müssen berücksichtigt werden, eine Vielzahl von Massnahmen gilt es hinsichtlich der technischen und finanziellen

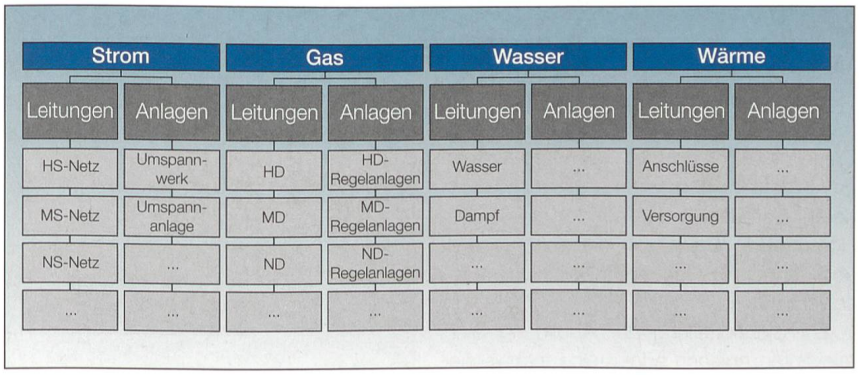


Bild 1 Beispiel für Anlagenclusterung für Versorgungsnetze.

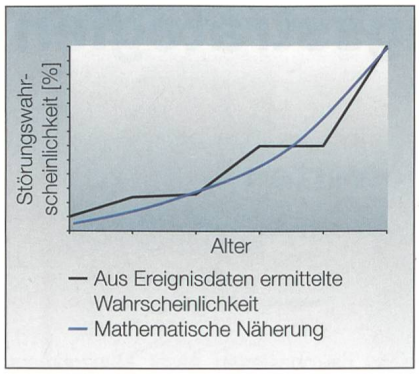


Bild 2 Zustandsmodell – Abhängigkeit der Ausfallwahrscheinlichkeit vom Anlagenalter.

Wirkung zu bewerten, und nicht zuletzt müssen Betrachtungen über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten angestellt werden.

Das beschriebene Vorgehen zeigt eine Möglichkeit auf, die beschriebene Problemstellung zu bewältigen:

- Die Bildung von Anlagenclustern reduziert die Komplexität der Abbildung von Netzinfrastrukturen.
- Das Verhalten der Anlagen bzw. der Cluster wird anhand vereinfachter Zustandsmodelle beschrieben.
- Ein Bewertungsmodell stellt den Zusammenhang zwischen monetären Grössen, technischen Risiken und Versorgungsqualität her.

Clustern von Anlagen

Das Clustern des Anlagenparks ist Grundvoraussetzung, um die Netzinfrastruktur mit vertretbarem Aufwand modellhaft abbilden zu können. Es erfolgt im ersten Schritt auf der Basis technischer Kriterien. Da das Clustern der Entwicklung und Bewertung von Instandhaltungsstrategien dient, müssen die Cluster in technischer Hinsicht gleichartig sein. Dann kann davon ausgegangen werden, dass Massnahmen in gleicher Weise auf alle Elemente eines Clusters wirken. Es stellt sich die Frage nach der richtigen Detaillierungstiefe. Hierzu gibt es mathematische Verfahren, in der betrieblichen Praxis können Cluster jedoch mit geeigneten Kriterien zusammen mit Betriebsmitarbeitern und Asset Managern, die über umfangreiche Erfahrungen mit den Betriebsmitteln verfügen, gebildet werden. Im Ergebnis entstehen Anlagencluster, deren Elemente untereinander eine hohe Homogenität aufweisen, die aber gegenüber anderen Clustern möglichst unterschiedlich sind.

Zur Sicherstellung der Abbildung aller relevanten Anlagen erfolgt eine technische und kaufmännische Priorisierung. Alle Anlagen, die bei Ausfall eine hohe Auswirkung auf die Versorgungsqualität haben (wie beispielsweise Leistungsschalter, Transformatoren in Umspannwerke) sind in der Clusterung zu berücksichtigen. Auf der monetären Seite stellt eine Priorisierung sicher, dass ein zu definierender Anteil der Ausgaben für Erneuerungen und Instandhaltung für die gebildeten Anlagencluster anfallen. Bild 1 zeigt beispielhaft die Anlagencluster für Versorgungsnetze auf oberster Ebene. Unterhalb der dargestellten Cluster werden weiterführende Cluster gebildet, die eine weitere Differenzierung nach Kriterien wie Typ oder Bauart zulassen.

Kennzahlen zur Bewertung der Instandhaltungsstrategien

Um eine Bewertung von Instandhaltungsstrategien zu ermöglichen, sind geeignete Zustandsindikatoren für eine Modellierung zu entwickeln und zu erheben. Ziel der Verwendung des Zustandsindikators ist es, eine Einschätzung über die Wahrscheinlichkeit von künftigen Störungen in den Clustern vornehmen zu können. Wirkungszusammenhänge beschreiben, mit welchen Massnahmen diese Wahrscheinlichkeit beeinflusst werden kann. Hierbei ist auch zu beachten, dass auf Unternehmensseite die Datengrundlage für die Verwendung der definierten Zustandsindikatoren vorliegt. Häufig eingesetzte Zustandsindikatoren sind Ergebnisse von Zustandsbewertungen (insbesondere im Fall von Anlagen, die turnusmässigen Inspektionen unterliegen) und das Alter. So unterliegen beispielsweise die Isolierungen von Stromkabeln aufgrund von thermischen Einflüssen (Überschreitung von Temperaturgrenzen, Temperaturzyklen), elektrischen Einflüssen (Last, Anzahl von Überspannungen) und mechanischen Einflüssen (Kompressionen, Vibrationen) einem gut beobachtbaren Alterungsprozess.

Da Inspektionsergebnisse nicht über alle Cluster vorliegen, hat sich in der Praxis das Anlagenalter als Zustandsindikator etabliert. Grundsätzlich können drei Zusammenhänge zwischen Anlagenalter und Störungswahrscheinlichkeit differenziert werden:

- Reversible Alterserscheinungen: Stellen im Wesentlichen Verschleisserscheinungen dar, die durch Wartung oder Austausch einzelner Bauteile wieder rückgängig gemacht werden können.
- Irreversible Alterungserscheinungen: Können nur durch die komplette Erneuerung der Anlage rückgängig gemacht werden.
- Altersunabhängige Einflüsse: Sie beeinflussen die Störungswahrscheinlichkeit einer Anlage während des gesamten Lebenszyklus im gleichen Masse und sind wesentlich durch externe Einflüsse verursacht (bspw. Baggereingriffe in Leitungen).

Mittels unternehmenseigenen Bestands- (Betriebsmittel, Länge, Alter, Material) und Ereignisdaten (Störung, Dauer, Fehler, Baujahr und Inspektionsergebnis des gestörten Betriebsmittels) werden die für die Modellierung notwendigen Häufigkeitsverteilungen ermittelt. Ergebnis der Modellierung sind Zustandsmodelle für die einzelnen Anlagencluster. Diese beschreiben die Wahr-

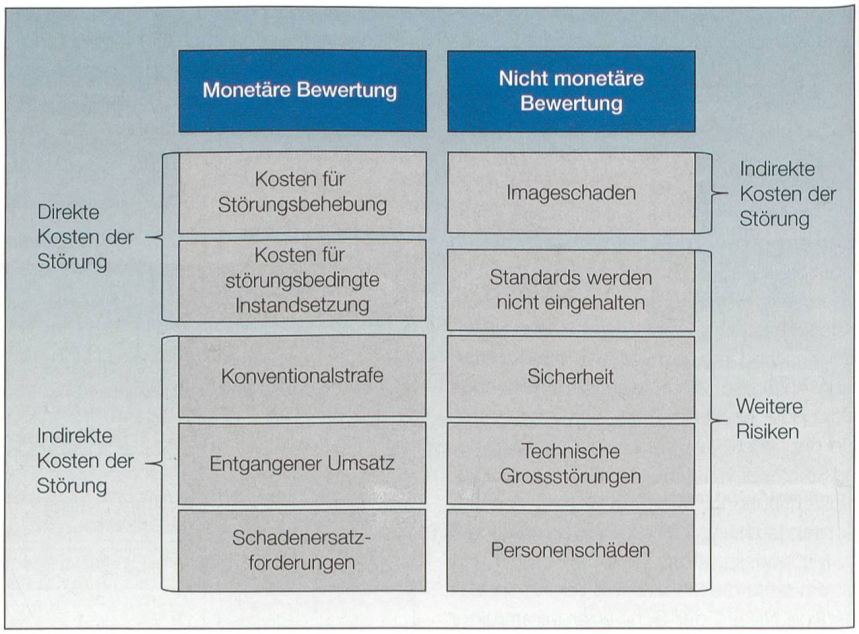


Bild 3 Modellierte Risiken und Abbildung in der Bewertung.

scheinlichkeit eines Ausfalls in Abhängigkeit vom Alter der Anlage (Bild 2). Die Parametrierung der Wirkungszusammenhänge wird vorgenommen, um den Einfluss von Instandhaltungsstrategien abzubilden. So wird definiert, welche Wirkung Massnahmen wie Wartung, Sanierung oder Erneuerung auf den Zustand und damit die Ausfallwahrscheinlichkeit haben. Mithilfe dieser Modelle lässt sich nun auf Basis der gewählten Instandhaltungsstrategien und des Anlagenparks prognostizieren, wie sich das Störungsgeschehen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten entwickeln wird.

Finanzielle und nicht finanzielle Risiken sind zu berücksichtigen

Die finanziellen Implikationen unterschiedlicher Instandhaltungsstrategien werden durch die Kosten für geplante Massnahmen sowie das finanzielle Risiko determiniert. Die Kosten für geplante Massnahmen berücksichtigen hierbei alle durch die Strategie bestimmten Kosten für Inspektionen, Wartungen und Erneuerungen sowie Sanierungen. Diese können aufgrund ihrer Beeinflussbarkeit vom Unternehmen im Rahmen der Wirtschaftsplanung geplant und budgetiert werden.

Der wesentliche Treiber des finanziellen Risikos ist das Störungsgeschehen. Dieses kann vom Unternehmen nur durch die Instandhaltungsstrategie selbst beeinflusst werden. Im Falle einer Störung kann der Versorger jedoch nicht agieren, sondern nur reagieren. Neben den unmittelbaren Störungsfolgekosten (Kosten für Provisorien und Instandsetzung) resultieren auch mittelbare Störungsfolgekosten und weitere Risiken, die nicht monetär zu quantifizieren sind (Bild 3). Diese Risiken verdeutlichen, dass die Bewertung von Instandhaltungsstrategien nicht nur unter monetären Gesichtspunkten erfolgen kann. Weitere Bewertungskriterien sind die künftige Versorgungsqualität und Risiken, die durch bestehende oder neu entwickelte Strategien in Kauf genommen werden.

Ist die vollständige Abbildung der Anlagencluster durch Alterungsmodelle sichergestellt und die Bewertungssystematik in einem entsprechenden Softwaretool abgebildet, erfolgt die Strategiebewertung.

Bewertung der Instandhaltungsstrategien

Im ersten Schritt gilt es, die Ist-Strategie zu erheben und im Modell abzubilden. Dies erfolgt durch eine Erhebung von beispielsweise relevanten Inspektions- und Wartungszyklen sowie Nutzungsdauern für Betriebsmittelcluster. Hieraus werden die derzeitige Risikoposition des Netzbetreibers und die künftig resultierenden Kosten berechnet. Daraufhin ermitteln Netzbetrieb und Asset Manager Optionen zur Weiterentwicklung der Strategien. Zentrale Optionen sind die Reduktion von Inspektions- und Wartungszyklen (unter Berücksichtigung der geltenden Regelwerke) sowie Veränderungen bei den Erneuerungszyklen. Sobald sich die Beteiligten über mögliche Strategieoptionen geeinigt haben, werden diese im Modell abgebildet und bewertet.

Die Bewertung erfolgt 3-stufig. Alle monetären Komponenten werden in einer Cashflow-Rechnung abgebildet und mittels Kapitalkostensatz zu einem Barwert diskontiert. In diese Bewertung fliessen Unternehmensspezifika wie Kapitalkosten oder die Kosten für die Durchführung einzelner Massnahmen ein. Weiterhin werden beispielsweise Produktivitätssteigerungen oder Konventionalstrafen berücksichtigt. Die Zahlungsreihen können über unterschiedlich lange Zeiträume abgebildet werden, wobei die Unsicherheit mit zunehmendem Betrachtungshorizont naturgemäss steigt. Dennoch stellen die Zahlungsreihen (siehe Beispiel in Bild 4) ein unverzichtbares Mittel für die Abschätzung der Konsequenzen von Instandhaltungsstrategien dar. Sensitivitätsrechnungen sind vorzunehmen, um den Einfluss einzelner Annahmen auf das Gesamtergebnis abschätzen zu können.

Zugleich werden die einzelnen Strategien hinsichtlich ihrer Wirkung auf die Versorgungsqualität bewertet. Hierfür werden beispielsweise im Falle der Sparte Strom die vom VSE vorgeschlagenen Qualitätskennzahlen wie SAIDI (durchschnittliche Unterbrechungsdauer je Kunde) und SAIFI (durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit je Kunde) verwendet.

Die Risikobewertung stellt den dritten Schritt dar. Die Strategien werden anhand

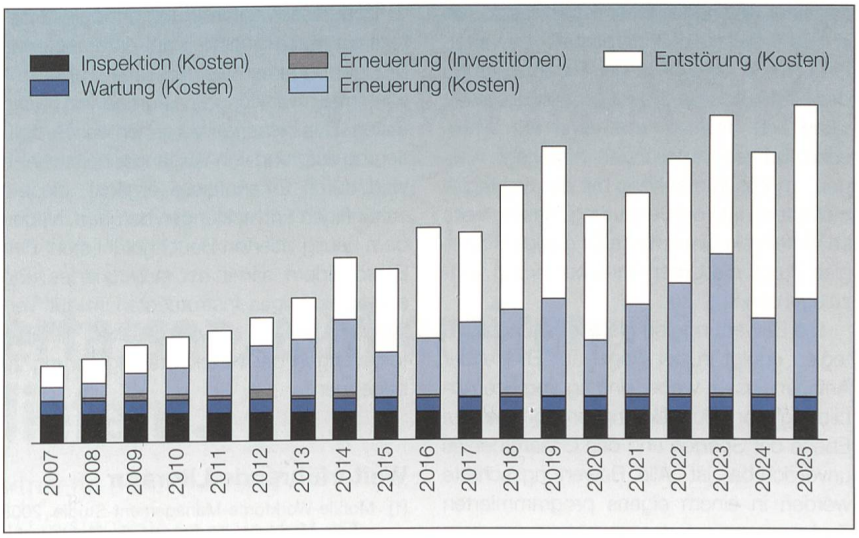
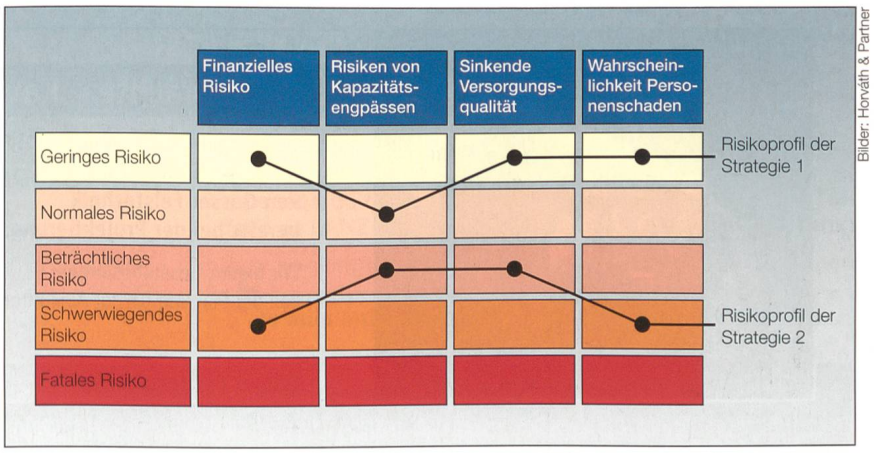


Bild 4 Zahlungsreihen einer definierten Instandhaltungsstrategie.



Bilder: Horváth & Partner

Bild 5 Bewertung der Strategien anhand einzelner Kriterien in der Risikomatrix.

articles spécialisés

einzelner Kriterien in einer Risikomatrix, wie in Bild 5 beispielhaft dargestellt, bewertet. Eine Hürde besteht in der Parametrierung des Risikomodells. Es müssen einzelne Risiken erst definiert und dann mit Wahrscheinlichkeitsverteilungen hinterlegt werden. Im Zusammenhang mit der Strategiebewertung ist von Bedeutung, dass bereits im Vorfeld die Grenzwerte für gültige Strategien durch die Unternehmensführung festzulegen sind.

Die Bewertung von Instandhaltungsstrategien erfolgt in der Regel auf Ebene der Anlagencluster, wobei eine aggregierte Abbildung der Modellierungsergebnisse auf Ebene der Sparten und des Gesamtnetzes unverzichtbar ist. Alle Bewertungsschritte werden in einem eigens programmierten Tool durchgeführt, das sowohl die einzelnen Bewertungsschritte (finanziell, Versorgungsqualität, Risiko) abbildet als auch die Darstellung der Ergebnisse auf allen Aggregationsstufen ermöglicht (Netz, Sparte, Cluster, weiterführendes Clustern).

Umsetzung

Das dargestellte Bewertungsmodell stellt hohe Anforderungen an die verfügbare Datenbasis im Unternehmen. Häufig liegen Betriebsmitteldaten oder Ereignisdaten nicht in der notwendigen Qualität oder Struktur vor. Weiterhin sind oft keine Verknüpfungen zwischen den Daten in übergeordneten Systemen vorgesehen. Eine zentrale Aufgabe für den Asset Manager besteht darin, den notwendigen Bedarf und die Lücken zu identifizieren und die Umsetzung in der Systemwelt sicherzustellen. Aktuelle Projekte zeigen, dass das Zusammenspiel zwischen der Praxiserfahrung der Betriebsmitarbeiter und der konzeptionellen Kompetenz der Asset Manager ein wichtiger Erfolgsfaktor ist.

Trotz dieser Anforderung ermöglicht bereits ein durchschnittlich gut parametriertes Modell fundamentale Aussagen über zukünftige Entwicklungen aufgrund von realen Daten. Das bisherige Vorgehen der Budgetierung aufgrund von Vergangenheitswerten wird durch Erkenntnisse ergänzt, die auf zukünftigen Entwicklungen beruhen. Neben dem häufig zitierten Bauchgefühl steht den Entscheidern somit ein strukturiertes und aussagekräftiges Instrumentarium zur Verfügung, um den schweizerischen Herausforderungen der Netzkostenregulierung zu begegnen.

Weiterführende Literatur

[1] Mobile-Workforce-Management-Studie 2008 – Eine Marktanalyse für den deutschsprachigen Raum, Horváth & Partner GmbH. Die Studie kann direkt beim Autor per E-Mail bezogen werden.

[2] Performance Management in der Praxis (1. Auflage), Horváth & Partners, Versus Verlag 2006, ISBN: 978-3-03909-056-3.

Links

www.horvath-partners.com

Angaben zu den Autoren

David Rivière, dipl. El.-Ing FH, dipl. Wirtsch.-Ing. MAS ZFH, Managing Consultant, im Competence Center Utilities der Horváth & Partner AG Schweiz, berät Schweizer und internationale Energieversorger im strategischen und operativen Asset Management und begleitet derzeit Schweizer Energieversorger im Rahmen der Marktliberalisierung.
driviere@horvath-partners.com

Stephan Schaeffler, dipl. Kaufmann, Managing Consultant im Competence Center Utilities der Horváth & Partner GmbH in München, studierte Betriebswirtschaft an der Universität Augsburg und der Université de Rennes I (Frankreich). Sein inhaltlicher Fokus liegt auf den Themenfeldern des strategischen und operativen Asset Management sowie den operativen Netzprozessen.
sschaeffler@horvath-partners.com

Résumé

Stratégies de maintenance axées sur les risques dans le marché de l'électricité régulé

S'occuper techniquement de l'Asset Management et l'évaluer correctement. Les nouvelles données directives en matière de régulation dans le marché de l'électricité suisse créent une nouvelle situation pour les investissements dans le réseau électrique. Les expériences faites dans les marchés déjà libéralisés révèlent que la fiabilité de l'approvisionnement en électricité a fortement diminué suite au manque d'investissements dans le réseau. Le futur défi en Suisse consistera à maintenir le niveau de la sécurité d'approvisionnement malgré la régulation des coûts du réseau. L'Asset Management axé sur les risques offre justement des solutions pour relever ce défi. Une allocation de moyens financiers ciblée permet d'effectuer des investissements en fonction des risques financiers découlant des interruptions d'électricité et selon des critères techniques. Des modèles permettent de pronostiquer, sur la base des stratégies choisies pour la maintenance et en fonction du parc d'installations, l'évolution des perturbations au cours des prochaines années et décennies. Le décideur dispose donc d'un instrument structuré et pertinent en plus de son intuition pour pouvoir relever le défi de la régulation des coûts du réseau.

Anzeige

OPTIMATIK

Energiedaten erfassen, aufbereiten, bereitstellen, liefern…

Optimatik ist Ihr leistungsstarker Partner für die Einführung und Unterstützung von Energiemarkt-Systemen. Gemeinsam stellen wir mit Ihnen die richtigen Weichen für die Veränderungen im liberalisierten Strommarkt.

ALLES AUS EINER HAND:

MOBILE ZÄHLERDATENERFASSUNG
ZÄHLERFERNAUSLESUNG
ENERGIEDATENMANAGEMENT
SMART METERING

Optimatik AG
Gewerbezentrum Strahlholz
CH-9056 Gais
T +41 71 791 91 00
F +41 71 791 91 10

Bureau Romandie:
CH-1023 Crissier
T +41 21 637 21 00

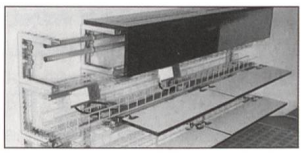
info@optimatik.ch
www.optimatik.ch

Many electrical products in Europe are not safe – **we have the solution …**

ENEC is **the** independent high quality European safety mark for electrical products that demonstrates compliance with EU requirements

Electrosuisse
Luppmenstrasse 1, CH-8320 Fehraltorf
Phone +41 44 956 13 14
testing@electrosuisse.ch
www.electrosuisse.ch

electrosuisse



Quels produits LANZ pour équiper ou rééquiper les bâtiments industriels?

Pour raccordement transfo – distribution principale:
→ Canalisations électriques LANZ HE **400 A – 6000 A** IP 68

Pour raccordement él. des machines et appareils:
→ Canalisations électriques LANZ EAE **25 A – 4000 A** IP 55

Pour tracés de câbles électriques et informatiques:
→ Canaux G LANZ, chemins à grille, multichemins LANZ, multichemins à longue portée 6 m, colonnes montantes.

Pour amenée des conduites électriques, informatiques et téléphoniques aux lieux de travail (bureaux, ateliers):
→ Canaux d'allège, canalisations électriques d'allège, boîtes de connexion et passages à poser dans faux-plancher.

Les canalisations électriques, chemins de câbles et amenées de câbles normes ISO 9001, CE et CEI sont l'affaire de LANZ. Offres, livraisons rapides à prix avantageux:

lanz oensingen sa 062 388 21 21 CH-4702 Oensingen

☐ **Je suis intéressé par** _____
_____ Veuillez m'envoyer la documentation.

☐ Pourriez-vous nous rendre visite à une date à convenir par téléphone? Nom / adresse / tél. _____
_____ **fA4**

lanz oensingen sa
CH-4702 Oensingen Südringstrasse 2
Téléphone 062 388 21 21 Fax 062 388 24 24
www.lanz-oens.com info@lanz-oens-com