Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 99 (2008)
Heft: 22-23

Artikel: Zwischen Kostendruck und Versorgungssicherheit
Autor: Holzenthal, Michael
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-855909

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: 08.07.2025

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

Zwischen Kostendruck und Versorgungssicherheit

Betrieb von Elektrizitätsnetzen unter Wettbewerbsbedingungen

Durch den Wandel in der Energiewirtschaft hat auch der Kostendruck für die Netzbetreiber stark zugenommen. Durch die kommende Anreizregulierung wird eine weitere Verschärfung eintreten. Die Netzbetreiber stehen vor der Aufgabe, die Kosten für die Erhaltung und den Betrieb ihrer Netze zu reduzieren, ohne die Qualität und Zuverlässigkeit der Versorgung wesentlich abzusenken. Hierbei kommt dem Assetmanagement eine enorme Bedeutung zu: Passende Strategien müssen entwickelt werden, ständig im Wechselspiel zwischen wirtschaftlichen, juristischen, organisatorischen und technischen Anforderungen.

Fundierte Entscheidungen bei der Netzbewirtschaftung setzen ein tief greifendes Verständnis der Auswirkungen von Massnahmen und Gestaltungsoptionen auf

Michael Holzenthal

Netzkosten und Versorgungsqualität voraus. Im Folgenden werden die Herausforderungen, denen sich das operative Assetmanagement zukünftig verstärkt stellen muss, näher erläutert.

Wichtigkeitsorientierte Strategien

Die Instandhaltung von Betriebsmitteln ist eine zentrale Voraussetzung für den zuverlässigen und sicheren Netzbetrieb. Ein grosser Teil der Investitionen in den Verteilungsnetzen entfällt auf die Erneuerung von Mittelspannungskabelnetzen. In der Vergangenheit wurde nach einem Ansteigen der Störungsrate einer Kabelstrecke oft das Kabel zwischen den beiden Knotenpunkten erneuert. Mittlerweile werden verstärkt Diagnoseverfahren eingesetzt.

Bild 1 zeigt die Auswertung von Kabeldiagnosen: $^2/_3$ der diagnostizierten Kabelstrecken sind mehr oder weniger stark geschädigt, aber nur ca. $^1/_4$ der Kabellänge ist betroffen. Die Auswahl der diagnostizierten Kabelstrecken erfolgte auf Basis der Störungs- und Schwachstellenanalyse. Es wird deutlich, dass bereits mit der zustandorientierten Instandhaltung der Kabelnetze Kosten reduziert werden können – es werden eben nur die tatsächlich geschädigten Kabelabschnitte erneuert.

Die wichtigkeitsorientierte Instandhaltung berücksichtigt nun neben dem technischen Zustand eines Betriebsmittels auch dessen Bedeutung bzw. «Wichtigkeit» für die Versorgungszuverlässigkeit des Systems. Bevorzugt verwendet man hierzu den Beitrag des Betriebsmittels zur nicht zeitgerecht gelieferten Energie bezogen auf den innerhalb des Komponententyps maximalen Beitrag. Mittels der Zuverlässigkeitsberechnung werden Kriterien wie Schaltanlagenkonfiguration, Topologie im Netz, übertragene Leistung, Möglichkeit der Wiederversorgung unterbrochener Leistung durch Umschaltungen oder Notstromversorgung usw. implizit berücksichtigt. Es werden dabei Unterbrechungen im gesamten Netz untersucht. Als Datenbasis für die Betriebsmitteldaten dient das beobachtbare Systemverhalten in der Vergangenheit, hier die VDN-Störungsstatistik (Bild 2).

Bild 3 zeigt auf der Abszisse die Wichtigkeit der Kabel (0: geringe Wichtigkeit, 100: hohe Wichtigkeit) und auf der Ordinate der Zustand der Kabel (0: guter Zustand, 100: schlechter Zustand). Die Werte können nun in verschiedene Bereiche eingeteilt werden. Es werden die Elemente der ereignisorientierten, zeitabhängigen und zustandsorientierten Strategie in Abhängigkeit der Wichtigkeit kombiniert. Die Position des Kabels im Bewertungsdiagramm bestimmt die anzuwendende Instandhaltungsstrategie.

Vorrangig werden diejenigen Kabel erneuert, die eine hohe «Bedeutung» aufweisen. Die Reihenfolge ergibt sich über den Abstand zur Diagonalen, die durch den Nullpunkt führt. Weniger «wichtige» Kabel

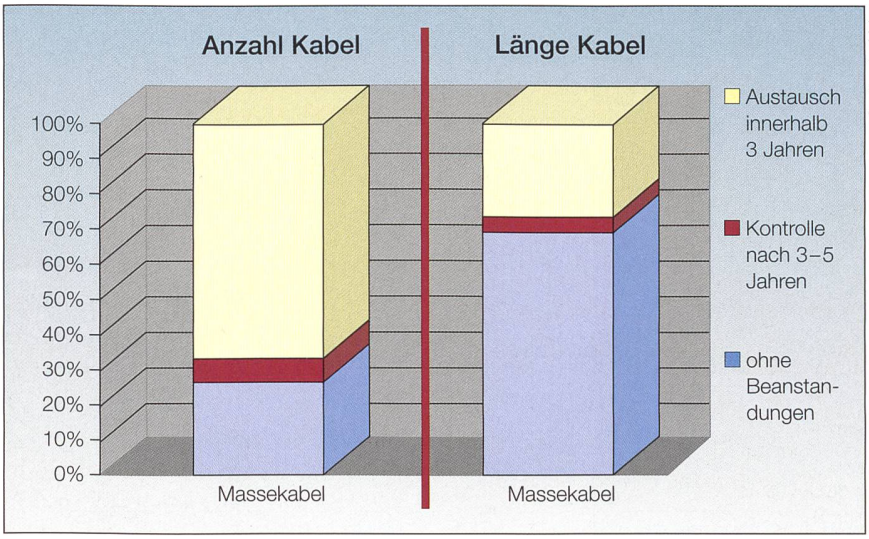


Bild 1 Auswertungen Kabeldiagnose.

werden ereignisorientiert instand gehalten. Damit wird die Nutzungsdauer dieser Kabel erhöht. Mit dieser Strategie werden die Kosten der Reinvestitionen gegenüber der zustandsorientierten Instandhaltung nochmals gesenkt, ohne die Zuverlässigkeit des Netzes merklich zu reduzieren.

Weitere Aspekte, die in der Zuverlässigkeitsberechnung keine Berücksichtigung finden, insbesondere nicht technische Kenngrössen wie sozialer Einfluss einer Nichtverfügbarkeit oder Imageschaden, können in die Bestimmung der Wichtigkeit einfliessen und gemeinsam mit dem Ergebnis der Zuverlässigkeitsberechnung einen Index bilden.

Der Aufwand zur Erstellung eines ersten Zustands-/Wichtigkeitsdiagramms auf Basis qualitativer Zustandskriterien ist gering. Auf dieser Basis können die Instandhaltungsmassnahmen klar und nachvollziehbar priorisiert werden.

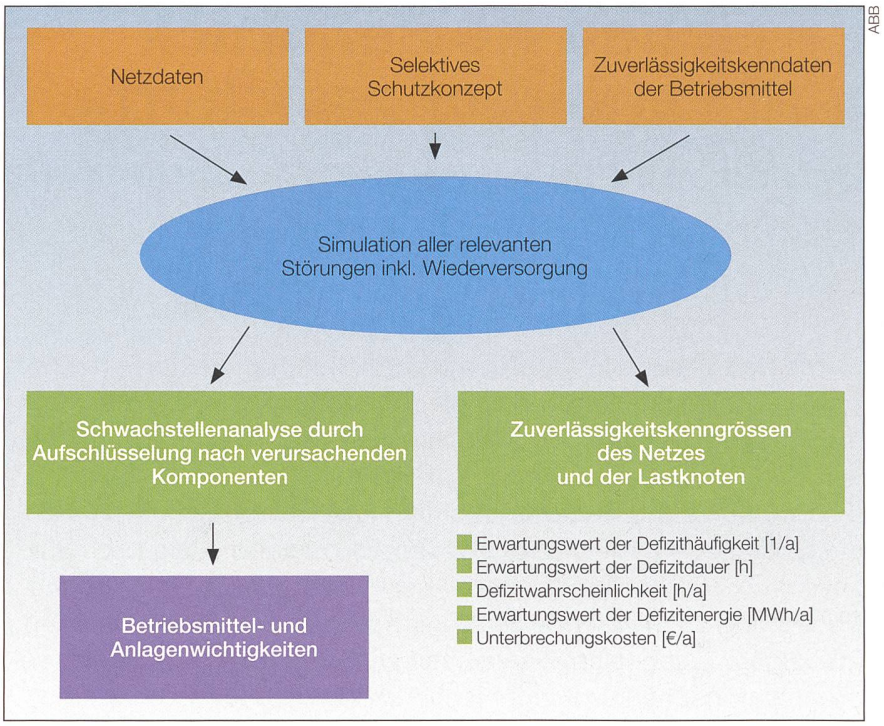


Bild 2 Prinzipieller Ablauf Zuverlässigkeitsberechnung.

Netzplanung im Wandel

Ein bestimmtes Versorgungsgebiet ist im Wesentlichen charakterisiert durch seine Lastdichte sowie die Art und örtliche Verteilung der Kunden (Industrie- und Gewerbegebiete, Mischgebiete, Wohngebiete, städtische und ländliche Strukturen). Die dafür sinnvollen Netzstrukturen werden unter Abwägung von Kosten- und Qualitätswirkungen im Rahmen einer Grundsatzplanung untersucht und festgelegt.

Künftige Netzkonzepte haben das Ziel der Netzvereinfachung und -verschlankung. Dennoch – oder gerade deshalb – hat die Komplexität der Planungsmethoden deutlich zugenommen und wird insbesondere durch die stärkere Dominanz wirtschaftlicher Aspekte weiter steigen.

Die Rahmenbedingungen für die Planung haben sich in Teilen erheblich geändert und werden sich weiter verändern. Die technologische Weiterentwicklung und Förderung regenerativer Energiequellen führt zu einem rasanten Zuwachs von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA). Unterschiedliche technische Effekte und Wechselwirkungen mit dem Netz sind zu beachten. Damit steigen auch die Planungsunsicherheiten in den Mittel- und Niederspannungsnetzen weiter stark an. Neben den komplexeren Netzberechnungen ist auch ein deutlich effektiveres Schutzkonzept notwendig. Es treten grundlegende Systemfragen wie Netzmanagement und Spannungsqualität stärker in den Vordergrund.

Aufgrund ihrer Schwierigkeit wird die Planungsaufgabe dabei üblicherweise in zwei Schritte unterteilt – die Grundsatz- und die Ausbauplanung (Tabelle I). Die strategische Grundsatzplanung beinhaltet die Ermittlung langfristig kostengünstiger Netzstrukturen für einen fernliegenden Planungszeitpunkt. Die operative Ausbauplanung ermittelt darauf aufbauend einen kostenminimalen Übergang vom bestehenden Netz zu diesen Zielnetzen sowie die optimalen Realisierungszeitpunkte der einzelnen Übergangsschritte. Hierbei werden die Planungsprojekte, die innerhalb eines gegebenen Zeitraums durchgeführt werden sollten, optimal kombiniert.

Die Verzahnung zwischen strategischer und operativer Planung ist Voraussetzung für eine wirtschaftliche Netzentwicklung. Strategien sind in operative Massnahmen und Budgets überzuführen, Rückkopplungseffekte aus der Instandhaltungs- und

Grundsatzplanung (> 20 Jahre)

Netzkonzepte, Einspeisungen, Spannungsebenen, Kurzschlussfestigkeit, Sternpunktbehandlung

→ **Entwickeln von Zielnetzen**

- **Entwickeln von Ausbaustrategien (1–20 Jahre)**

  Mittelfristige Massnahmen für einen kostenminimalen Übergang vom bestehenden Netz zum Zielnetz; Ermittlung wirtschaftlich sinnvoller Netzausbaustufen

  → **Erreichen des Zielnetzes**

- **Netzausbauplanung (1–5 Jahre)**

  Konkrete Neu- und Umbauprojekte, Netzanschlüsse, Stadt- und Verbrauchsentwicklung

  → **Optimieren Netzbetrieb**

- **Instandhaltungsplanung (1 Jahr)**

  W&I Betriebsmittel/Anlagen, Entstörungen, Instandsetzungstätigkeiten

  → **Erhalten der Netzsubstanz – bei unveränderter Netzstruktur**

Tabelle I Aufgaben und zeitlicher Horizont der Netzplanung.

der operativen Planung zur strategischen Planung sind zu berücksichtigen.

Optimieren durch Simulation

Die langfristige Substanzerhaltung der Netzanlagen ist ein wesentlicher Bestandteil des Assetmanagements. Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien müssen auf das Ziel hin optimiert werden, bei möglichst geringen Kosten dauerhaft ausreichende Netzkapazität auf angemessenem Qualitätsniveau bereitzustellen. Dabei treten regelmässig Fragen auf, die allein unter Betrachtung des aktuellen Anlagenbestands und Qualitätsniveaus nicht zu beantworten sind; z.B. wie sich mögliche Änderungen der Substanzerhaltungsstrategien auf die Entwicklung von Kosten- und Qualitätsindikatoren auswirken.

Simulationen tragen dazu bei, den Zusammenhang zwischen Erneuerungsstrategie und Entwicklung des Störungsgeschehens besser zu verstehen. Fehlentwicklungen können somit vermieden werden. Informationen über den Netzbestand werden in geeigneter Untergliederung (Netzsegmente, Netzebenen, Betriebsmitteltypen etc.) aus den Betriebsmitteldatenbanken abgeleitet.

Im folgenden Beispiel (Bild 4) werden anhand einer Simulation die annuitätischen Netzkosten bei jeweils zyklischer Erneuerung nach Ablauf der Nutzungsdauer und, basierend auf Betriebsmittel-Alterungsmodellen, wesentliche Qualitätsindikatoren (u.a. Störungsraten und Zuverlässigkeitskennwerte am Kundenanschluss) über den Betrachtungszeitraum ermittelt. So können durch Variation von Strategieoptionen deren langfristige Auswirkungen untersucht werden.

Die Gesamtkosten beinhalten neben den langfristig durchschnittlichen jährlichen Kapital- und Betriebskosten auch die Aufwendungen für Reparaturen (Grundlage Alterungsmodell Kabelnetz) sowie die Pönale (Ansatz europäischer Mittelwert).

Des Weiteren sind die Unterbrechungshäufigkeit SAIFI[1)] und die mittlere Unterbre-

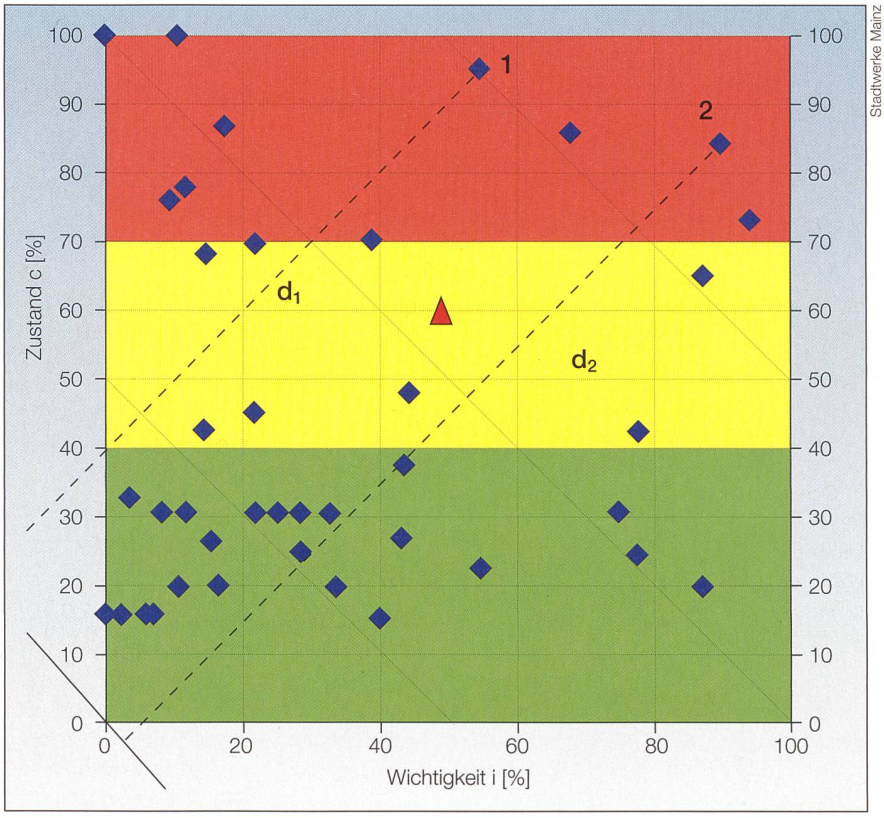


Bild 3 Wichtigkeit – Zustandsdiagramm eines Kabelnetzes.

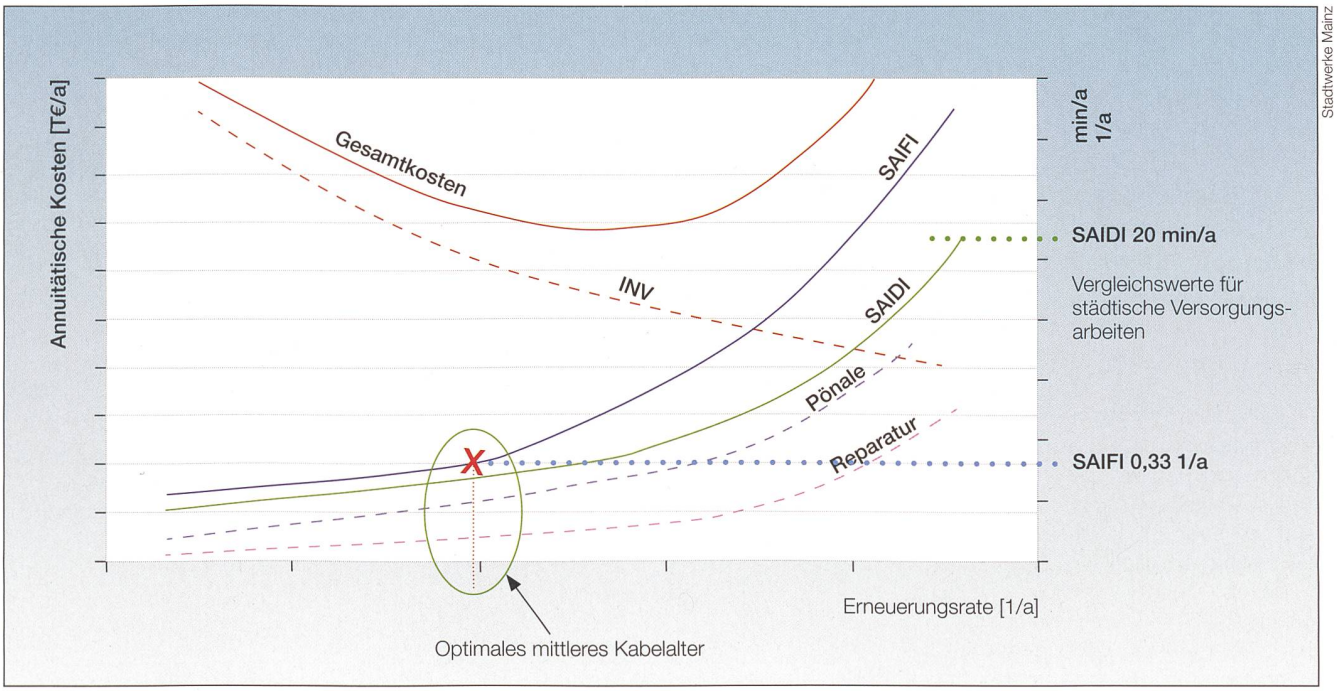


Bild 4 Variieren der Kabelerneuerungsrate.

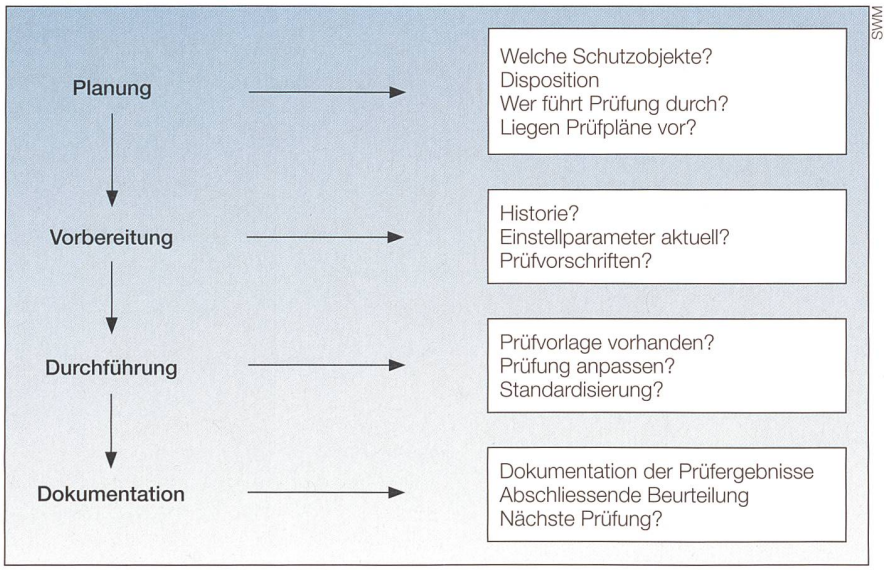


Bild 5 Standardisierung der Prüfvorgänge.

chungsdauer SAIDI[2)] eines Kunden im Jahr dargestellt.

Ohne Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit liegt die optimale Erneuerungsrate in einem relativ weiten Bereich (Minimum der annuitätischen Gesamtkosten). Austausch in längeren Zeitintervallen bewirkt eine erhöhte Nichtverlässlichkeit der Betriebsmittel und damit der Ausfallkosten, was ebenfalls eine Zunahme der Gesamtkosten bewirkt.

Vergleiche der Netzkosten setzen eine Definition der zu erreichenden Versorgungszuverlässigkeit voraus. Im Beispiel wurden die durchschnittlichen Erfahrungswerte der städtischen Netzbetreiber berücksichtigt. Danach ist der Kunde statistisch alle drei Jahre von einem Versorgungsausfall betroffen. Mit diesen Angaben kann die betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer bei Einhaltung einer bestimmten (üblichen) Qualität im konkreten Teilnetz nicht ausgenutzt werden.

Prüfautomatisierung für Schutzsysteme

Die IT-Produkte befinden sich auch in einem Spannungsfeld zwischen technologischen Entwicklungen und wirtschaftlichen Einsparungen. Bei steigender Eigen- und Ergebnisverantwortung und steigendem Kostendruck werden die Netz- und Servicegesellschaften ihre Aufmerksamkeit vermehrt auf die Unterstützung ihrer Prozesse richten müssen.

Die operativen Systemteile der bisher mächtigen ERP-Systeme[3)] werden sich von den administrativen wieder entfernen. Die Kompetenz der ERP-Systeme liegt in den administrativen Notwendigkeiten, nicht in den komplexen Prozessen der Netze. Die Schutzgeräte und die zu schützenden Netze werden immer komplexer, während auf der anderen Seite das Personal für die Auswahl, die Inbetriebnahme und die Routineprüfung von Relais immer weniger wird. Gerade diese betrieblichen Prozesse wurden bisher nicht durch ein intelligentes Datenmanagement unterstützt. In Bild 5 sind die typischen Vorgänge aus Sicht eines Schutztechnikers dargestellt.

Durch eine Standardisierung der Prüfvorgänge lässt sich die Qualität der Prüfungen erhöhen. Schnell und einfach zu handhabende Prüfpläne ermöglichen eine gründliche Prüfung, nicht nur bei der Inbetriebnahme und nach einigen Jahren des Betriebs, sondern auch nach Firmware-Updates der Relais oder Änderungen der Relais-Parametrierung. Die automatische Synchronisierung zwischen Notebooks und Server stellt sicher, das die richtigen Informationen überall dort vorliegen, wo sie benötigt werden. Das mühsame Abstimmen der Mitarbeiter untereinander entfällt. Die Konsistenz der Datenverwaltung wird deutlich verbessert (Bild 6). Die Schutzeinstellungen werden direkt von der Schutzparametersoftware importiert (1), anschliessend erfolgt der Vergleich dieser Daten mit der Datenbankreferenz (2). Nun werden die Prüfvorlagen dem Prüfgerät zugewiesen (3). Und darauf erfolgt die eigentliche Netzschutzprüfung durch Anwendung von Standardprüfvorlagen. Nach der Prüfung werden die Prüfergebnisse mit automatischem Ergebnisexport zurückgespielt und revisionssicher dokumentiert.

Die Datenbank erlaubt das komfortable Verwalten von Schutzdaten, Prüfvorlagen, Einbauort, Stammdaten, aktuellen Einstellparametern eines jeden Schutzgeräts, Einstellungsvorgeschichte, Prüfergebnissen sowie Dokumenten (Tabelle II).

Die Standardisierung der Relais und deren Parametrierung bilden einen wichtigen Schlüssel zur erfolgreichen Prüfautomatisierung und helfen, die hohe Komplexität zu meistern. Bei einem standardisierten Schutz machen sich weitgehend standardisierte automatische Prüfpläne, die gleichzeitig Prüfsequenz und Prüfanweisung sind, schnell bezahlt. Aktuelle Trends, wie die dezentrale Energieerzeugung und die Liberalisierung der Netze, erfordern häufiger eine Änderung der Netztopologie. Es müssen Dutzende von Parametern korrekt eingestellt werden. Wo eine korrekte Funktion wichtig wäre, kann bereits eine einzige falsche Einstellung zu Fehlfunktionen führen.

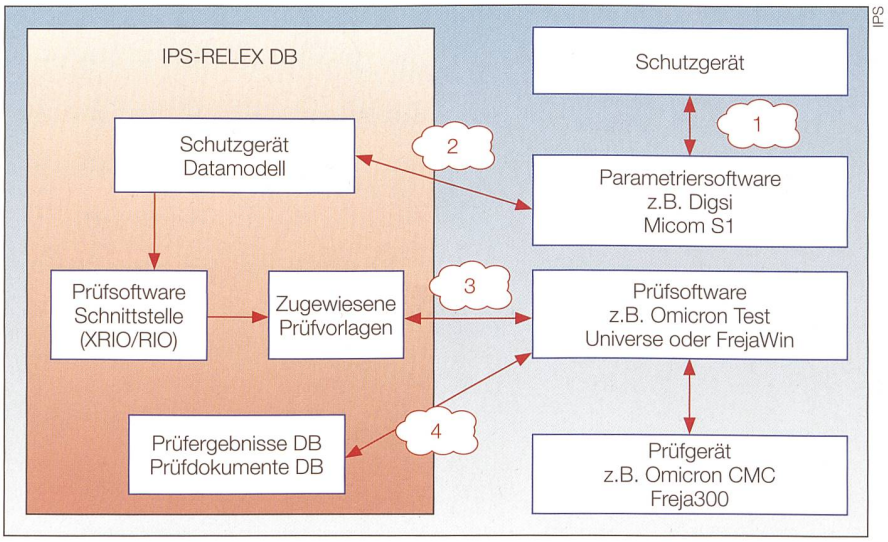


Bild 6 Prüfungsablauf.

Vorteile der Prüfautomation:

- Verwalten von Schutzdaten, Prüfvorlagen, Einbauort, Stammdaten, aktuelle Einstellparameter eines jeden Schutzgeräts, Einstellungsvorgeschichte, Prüfergebnisse, Dokumente
- **Managen von** Schutzeinstellungen
- Zuweisung von Prüfvorlagen und Prüfergebnisse
- Importieren von Schutzeinstellungen direkt von Schutzparameter-Software
- Vergleichen von Schutzeinstellungen zwischen Datenbankreferenz und Schutzgerät
- Exportieren von Schutzeinstellungen als XRIO-Datei
- Durchführung von Netzschutzprüfungen durch Anwendung von Standardprüfvorlagen
- Speichern der Prüfungen mit automatischem Ergebnisexport in der Datenbank
- Berichte generieren über einzelne Netzschutzgeräte
- Automatische Synchronisierung zwischen Notebooks und Server

Tabelle II

Änderungen der Relaiseinstellungen sind eine potenzielle Fehlerquelle, weshalb die korrekte Funktion mit den geänderten Einstellungen verifiziert werden sollte.

Technische Regelsetzung für Stromnetze

In der Bundesrepublik Deutschland übernahm der VDE zum 1. Juni 2008 den Themenbereich Netztechnik und Netzbetrieb im neu geschaffenen Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN). Bisher wurden die Aufgaben im VDN beziehungsweise BDEW wahrgenommen. Die Forderung der Energieaufsichtsbehörden nach einer neutralen, unabhängigen und von den politischen Unternehmensinteressen losgelösten technischen Regelsetzung für Stromnetze machte eine Umstrukturierung notwendig. Das FNN ist ein Ausschuss des VDE. Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) dient zur Entwicklung und Verbreitung von Kenntnissen im Bereich Netztechnik und Netzbetrieb der Elektrizitätsversorgung zum Nutzen der Allgemeinheit. Kernaufgabe ist die Erstellung praxisorientierter Anwendungsregeln für Betrieb und Sicherheit des Betriebs von Übertragungs- und Verteilungsnetzen. Die Anwendungsregeln sind Bestandteil des VDE-Vorschriftenwerks. Somit wird nun auch § 49 Abs. 2 EnWG erfüllt, wonach die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik vermutet wird, wenn für Elektrizität die technischen Regeln des VDE eingehalten werden.

Die Verantwortung zur Durchführung von Instandhaltungsmassnahmen liegt bei den Betreibern der Elektrizitätsversorgungsnetze. Das Komitee K 227 «Instandhaltung von elektrischen Betriebsmitteln der Elektrizitätsversorgungsnetze» der DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik in DIN und VDE) hat entschieden, eine Vornorm zur Instandhaltung für die leitungsgebundene Elektrizitätsversorgung im Sinne EnWG, Teil 6, Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung, § 49, Anforderungen an Energieanlagen, zu veröffentlichen. Diese Instandhaltungsnorm beschreibt die zur Erfüllung der gesetzlichen Rahmenbedingungen notwendigen Inhalte und Ziele der Instandhaltung und gliedert sich in:

- Teil 1: Systemaspekte, Verfahren,
- Teil 2: Instandhaltungsmassnahmen an Produkten/Anlagen.

Mit dem bereits veröffentlichten Teil 1 wird ein System von Anforderungen an die Organisation und die Dokumentation von Instandhaltung in der leitungsgebundenen öffentlichen Elektrizitätsversorgung beschrieben (Bild 7).

In der Vornorm wird der Schwerpunkt auf die Instandhaltung zur Sicherstellung der Verkehrssicherung gelegt. Damit werden gleichzeitig zwar auch Aspekte der Versorgungszuverlässigkeit und eines wirtschaftlichen Netzbetriebs behandelt; es werden hierzu aber nur Empfehlungen gegeben, ohne in die Entscheidungskompetenz des Netzbetreibers einzugreifen. Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass die Zuverlässigkeit der Versorgung an einem Netzpunkt durch verschiedene Massnahmen erreicht werden kann, z.B. durch die Instandhaltung einzelner Be-

Systemschritt	Ergebnis	Inhalt
1. Verantwortlichkeiten und Grundsätze festlegen	Grundsätze z.B. in Form eines Leitfadens	• Welche Ziele gelten? • Verantwortlichkeiten zuweisen
2. IH-Konzept entwickeln	IH-Konzept und Grundgerüst der IH-Dokumentation	• Beschreiben der IH-Objekttypen • Zuordnen der IH-Arten zu den Objekttypen • Beschreiben der IH-Aufgaben zu den Objekttypen • Festlegen der Ecktermine für Inspektionen
3. IH-Plan erstellen	IH-Plan	• Auslesen der IH-Dokumentation • Sortieren der IH-Aufgaben zu den Objekten • Zeitfenster zur Durchführung der IH-Aufgaben festlegen
4. IH-Massnahmen	Einsatzplan (Termin, Ort, Ressource)	• Ressourcen zuweisen zu den IH-Massnahmen • Terminplan festlegen • IH beauftragen
5. IH-Massnahmen durchführen	**Ergebnis = IH-Objekt ist instand gehalten**	
6. Ergebnisse	Dokumentation zu jedem IH-Objekt	• Was wurde wann getan? • Welche Mängel/Zustand wurde festgestellt? • Welche ergänzende ISH-Massnahme wird vorgesehen? • Welcher Zustand besteht nach dem Termin?
7. Ergebnisse auswerten	IH-Plan fortgeschrieben	• Wurden alle Aufträge ausgeführt? • Wurde eine Instandsetzung beauftragt? • Wurde eine Verbesserung beauftragt? • Wurde der IH-Plan fortgeschrieben?
8. Bewerten und verbessern	IH-Konzept weiterentwickelt	• technisch-wirtschaftliche Analyse der IH

Bild 7 Systemaspekte auf Basis VDE V 0109.

triebsmittel, aber auch durch die Netzstruktur, die Reservehaltung, die Personalvorhaltung usw.

Organisation und Abläufe

Kostensenkungspotenziale in Technik und Technologie können leichter als solche in Prozess- und Betriebsabläufen erschlossen werden. Technisch-technologische Änderungen sind relativ schnell umsetzbar, können in ihren Auswirkungen von Anfang an überschaut werden, sind bezüglich der Kostensenkung in der Regel vollständig quantifizierbar und ziehen nur in Ausnahmefällen gravierende Änderungen von Prozess- und Betriebsabläufen nach sich.

Dagegen ist das Erschliessen von Kostensenkungspotenzialen in Prozess- und Betriebsabläufen mit Änderungen verbunden, die einerseits langwieriger und nicht voll quantifizierbar sind und andererseits häufig zu Eingriffen in die bisherige Personalstruktur führen.

Die damit erforderlichen innerbetrieblichen Anpassungsprozesse haben neue Formen der organisatorischen Begleitung hervorgebracht, die sich im Wesentlichen durch die Entwicklung weg von starren Organisationsformen nach Sparten, Objekten oder Tätigkeiten hin zu flexibleren Reaktionsmöglichkeiten auszeichnen. Benchmarking, Unternehmensengineering, Balanced Scorecard, Change-Management und Reorganisation von Arbeitsprozessen sind die Schlagworte.

Eingebunden in die Unternehmensziele müssen Ziele, Strategien und Massnahmen für eine effiziente Instandhaltung entwickelt und umgesetzt werden. Die Instandhaltungsplanung, die Arbeitsvorbereitung und das Instandhaltungs-Kostenmanagement sind von grosser Bedeutung und Erfolgsfaktoren im Markt, in dem nur die Unternehmen eine Chance haben, die ihre aktuellen und zukünftigen Kostenstrukturen für Betrieb und Instandhaltung ständig auf den Prüfstand stellen.

Deutliche Kosteneinsparungen lassen sich auch durch die Optimierung der bestehenden Abläufe erreichen. Hierunter fallen beispielsweise das Einführen eines Projektmanagementsystems, Bilden von Partnerschaften und Kooperationen. Durch eine Optimierung der Betriebsorganisation, z.B. eine Entstörungsstrategie, lassen sich letztlich auch Zuverlässigkeitsverbesserungen durch kostenneutrale Massnahmen erzielen.

Fazit

Die Physik hat sich nicht geändert, die Art jedoch, wie Netze heute betrieben und überwacht werden, führen immer zu neuen Herausforderungen.

Angaben zum Autor

Michael Holzenthal, Dipl.-Ing. (FH), ist seit 2008 Leiter der technischen Betriebsführung Stromnetze der Stadtwerke Mainz AG.
Stadtwerke Mainz AG, D-55118 Mainz,
michael.holzenthal@stadtwerke-mainz.de

Literatur

[1] Zuverlässigkeitstechnische Auswirkung und Wirtschaftlichkeit von Instandhaltungsstrategien in elektrischen Verteilungsnetzen; Dipl.-Ing. Hendrik Vennegeerts, Dr.-Ing. Karl-Heinz Weck, ETG-Fachtagung Zuverlässigkeit 2003.
[2] Kundenorientierte Versorgungsqualität; Dipl.-Ing. Michael Holzenthal, Dr.-Ing. Martin Maximini, Dipl.-Ing. Andre Osterholt, ETG-Fachtagung Zuverlässigkeit 2003.
[3] Reliability Based Planning: Reducing the Re-Investment needs of an urban utility; M. Holzenthal, A. Osterholt, U. Prause; Cired 2003 Barcelona.
[4] DIN V VDE V 0109, Instandhaltung von Anlagen und Betriebsmitteln in elektrischen Versorgungsnetzen – Teil 1: Systemaspekte und Verfahren; 2008-08; VDE-Verlag.
[5] E DIN IEC 62508 (VDE 0050-2), Leitlinien zu den menschlichen Aspekten der Zuverlässigkeit; 2008-05; VDE-Verlag.

[1] SAIFI: System Average Interruption Frequency Index; Kenngrösse, wie oft ein Kunde im Jahr durchschnittlich von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist.
[2] SAIDI: System Average Interruption Duration Index.
[3] Enterprise Resource Planning Systems.

Résumé

Entre la pression des coûts et la sécurité d'approvisionnement

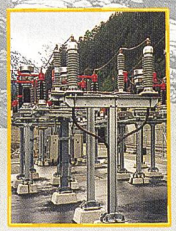
L'exploitation des réseaux électriques face aux conditions de concurrence. Le changement au niveau de l'économie électrique a eu pour conséquence que la pression des coûts pour les exploitants de réseaux a fortement augmenté. La régulation d'incitation prochaine accentuera encore la situation. Les exploitants de réseaux doivent réduire les coûts de maintien et d'exploitation de leurs réseaux sans réduire sensiblement la qualité et la fiabilité de l'approvisionnement. Ici, la gestion de portefeuille revêt une énorme importance: il s'agit de développer des stratégies appropriées, ceci dans l'interaction permanente entre les exigences économiques, juridiques, organisationnelles et techniques.

Auf sicheren Wegen unterwegs

ESATEC konzipiert, plant und realisiert Systeme für Energieerzeugung und -verteilung. Vom Vorprojekt bis zur Inbetriebnahme.

Zuverlässige Bahnstromanlagen

Kraftwerk-Retrofit und Neubau



Komplexe Unterwerke

ESATEC
Energiesysteme und Anlagentechnik AG
www.esatec.ch

BKW

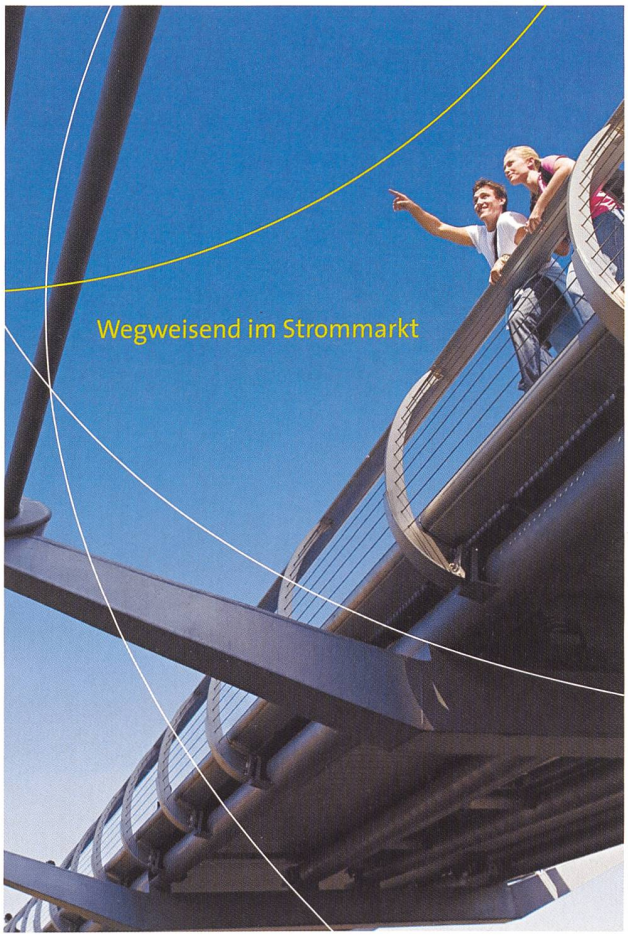
Die Liberalisierung im Strommarkt setzt Impulse frei und eröffnet neue Chancen. Wir verstehen sie als Aufforderung, uns dynamisch weiterzuentwickeln. Dazu sind wir auf engagierte Mitarbeitende angewiesen wie beispielsweise Julien Schreyer. Als Energy Trader agiert er geschickt bei neuen Herausforderungen – und trägt so zur Unternehmensentwicklung bei.

BKW FMB Energie AG, Human Resources Management, Tel. 031 330 58 68, info@bkw-fmb.ch, www.bkw-fmb.ch/jobs

Die einfache Lösung für Ihr NISV-Problem
– wir reduzieren die Felder an der Quelle auf ein Minimum.

RAUSCHER STOECKLIN

Rauscher & Stoecklin AG
Reuslistrasse 32, CH-4450 Sissach
T +41 61 976 34 66, F +41 61 976 34 22
info@raustoc.ch, www.raustoc.ch



teravis®

Teravis – für die neuen Herausforderungen des Strommarktes.

Der Schweizer Energiemarkt gewinnt an Dynamik und Komplexität. Dies stellt Energieverteilunternehmen vor unternehmerisch anspruchsvolle Herausforderungen. Teravis bietet deshalb umfangreiche Beratung in den Bereichen Stromeinkauf, Stromverkauf, Unternehmensführung und Technik.

Gemeinsam mit Ihnen entwickelt unser Team kompetenter Spezialisten innovative Lösungen und sorgt dafür, dass Sie sich weiterhin auf Ihre Kernaufgabe konzentrieren können – die zuverlässige Energieverteilung.
Rufen Sie uns an: +41 62 289 48 48

> Teravis AG
Belchenstrasse 7
CH-4601 Olten

T +41 62 289 48 48
F +41 62 289 48 40

info@teravis.ch
www.teravis.ch