Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 93 (2002)

Heft: 1

Artikel: Liberalisierter Markt : probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung

Autor: Backes, Jürgen

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-855367

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: 09.07.2025

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

Liberalisierter Markt: Probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung

Argumente für den Einsatz der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung zu Planung und Betrieb elektrischer Netze im liberalisierten Umfeld

Die meisten Staaten der Europäischen Union haben die seit Februar 1999 vorgeschriebene Deregulierung der Energiemärkte umgesetzt oder stehen zumindest kurz vor dem Abschluss. Die erste hektische Phase nach Inkraftsetzen der Liberalisierung war durch die kurzfristige Anpassung der organisatorischen Strukturen von Energieversorgungsunternehmen an die geänderten Erfordernisse geprägt. Dem beginnenden Wettbewerb wurde durch globale Kürzungen in den budgetierten Ausgaben Rechnung getragen. Kurzfristig zeigen solche Massnahmen den gewünschten Entlastungseffekt; es stellt sich aber die Frage, wie mittel- und langfristig der Unternehmenserfolg am Markt sichergestellt werden kann.

Neben den kaum zu beeinflussenden Kosten für den technischen Grundausbau spielen die Zusatzinvestitionen in die Versorgungszuverlässigkeit eine grosse Rolle. Netzplanung, so wie sie in Mitteleuropa während der vergangenen Jahrzehnte Praxis war, basierte auf einem – je nach Unternehmen – mehr oder weniger detaillierten Regelwerk, das die Qualität der Versorgung sicherstellte. Im Grundsatz führte dies zu Netzen, die die technischen Anforderungen sehr gut erfüllten,

Jürgen Backes

allerdings zum Preis potenziell überhöhter Kosten. Um im liberalisierten Markt erfolgreich zu bestehen, wird es darauf ankommen, die Wirtschaftlichkeit eines Versorgungssystems zu optimieren, ohne dabei die technischen Anforderungen zu vernachlässigen.

Der vorliegende Beitrag beschäftigt sich mit der Zuverlässigkeitsberechnung und ihrem Nutzen für Netzplanung und -betrieb. Gegenstand der Darstellung sind dabei weniger ihre Algorithmen und Verfahrensweisen als vielmehr ihre Grundidee und die Aspekte ihres Einsatzes in der Praxis. Zwei reale Beispiele geben einen Eindruck von der breit gefächerten Anwendbarkeit ihrer Ergebnisse.

Zuverlässigkeitsberechnung

Grundidee und Aspekte des praktischen Einsatzes der Zuverlässigkeitsberechnung

Ziel der Zuverlässigkeitsberechnung ist es, die «Nicht-Zuverlässigkeit» eines Versorgungssystems quantitativ zu beschreiben [1]. Dies geschieht in Form von Zuverlässigkeitskenngrössen, die für jeden Netzkunden wie auch für das gesamte Versorgungssystem angegeben werden.

Die üblichsten Kenngrössen sind in der nachfolgenden Tabelle I aufgelistet. Es sind dies die Unterbrechungshäufigkeit, die Unterbrechungswahrscheinlichkeit und die nicht zeitgerecht gelieferte Energie. Noch leichter handhabbar wird die (Nicht-)Zuverlässigkeit, wenn die spezifischen Kosten je Unterbrechung und so für einen Lastknoten die jährlich zu erwartenden Unterbrechungskosten angegeben werden können. So ist es auf einfache Weise möglich, in einem Vergleich die kostengünstigste Variante zu bestimmen.

Unterbrechungshäufigkeit	
Einheit	1/a
Bemerkung	Erwartete Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen
Unterbrechungswahrscheinlichkeit	
Einheit	min/a, h/a, p.u.
Bemerkung	Erwarteter Anteil des Jahres, während dessen sich der Kunde im Zustand der Nichtversorgung befindet
Nicht (zeitgerecht) gelieferte Energie	
Einheit	kWh/a, MWh/a
Bemerkung	Auf Grund von Versorgungsunterbrechungen nicht lieferbare Energie
Unterbrechungskosten	
Einheit	€/a, Fr./a
Bemerkung	Erwartete Kosten, die durch Versorgungsunterbrechungen entstehen

Tabelle I Gebräuchliche Zuverlässigkeitskenngrössen

Die grundlegende Vorgehensweise bei der Zuverlässigkeitsberechnung ist ähnlich wie bei der manuellen Zuverlässigkeitsbetrachtung nach dem (n-1)-Kriterium[1]. Dies wird in Bild 1 veranschaulicht.

Manuelle Zuverlässigkeitsanalyse

Bei der manuellen Zuverlässigkeitsanalyse (Bild 1a) werden zunächst aus der Menge aller möglichen die näher zu betrachtenden Ausfallszenarien in Form von Einfach- und Mehrfachausfällen definiert. Dabei filtert der Netzplaner mit Hilfe seiner Erfahrung und auf der Grundlage unternehmensinterner Richtlinien solche Ereignisse aus, die seiner Einschätzung nach potenziell die Versor-

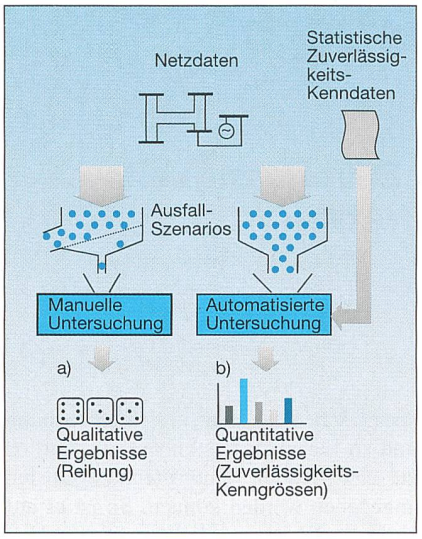

Bild 1 Vergleich zwischen manueller Zuverlässigkeitsbetrachtung (n-1) und Zuverlässigkeitsberechnung

gung unzulässig beeinträchtigen. Diese Ereignisse werden von Hand untersucht, wobei der Ausfall selbst, die Reaktion des Netzschutzes, die unmittelbar entstehenden Versorgungsunterbrechungen sowie die gegebenenfalls möglichen Massnahmen zur Wiederversorgung beachtet werden müssen. Der zeitliche Aufwand ist erheblich. Als Ergebnis der (n-1)-Untersuchung erhält man eine Reihung der unterschiedlichen Varianten nach den unterschiedlichen Planungskriterien. Die oft geübte Praxis eines Punktesystems mit Wichtungsfaktoren für die Einzelziele ist zwar hilfreich, eröffnet jedoch weiten Spielraum für ausgedehnte Expertendiskussionen.

Probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung

Die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung zum Vergleich ist in Bild 1b dargestellt. Die wesentlichen Unterschiede sind die folgenden:

- Die Zahl der untersuchten Ausfallereignisse ist wesentlich höher: Die Anzahl an Ereignissen, deren Auswirkungen untersucht werden können, ist praktisch unbegrenzt, da die Störungsanalyse durch den Arbeitsplatzrechner automatisiert und ohne Zutun des Planers erfolgt.
- Die Folgen jedes Ausfalls werden statistisch korrekt bewertet: Jedem Ausfall werden Häufigkeit und Dauer anhand von langjährigen betrieblichen Statistiken zugeordnet. Somit folgt automatisch eine objektive Gewichtung der Störereignisse.
- Die Ergebnisse werden quantifiziert in Form von Zuverlässigkeitskenngrössen: Diese Kenngrössen ermöglichen einen differenzierten Vergleich von Varianten und erlauben ausserdem, Kenngrössen der Kunden zu Kenngrössen von Teilnetzen oder des Gesamtnetzes zu akkumulieren.

Am Markt verfügbar sind verschiedene Planungswerkzeuge, mit denen unter zeitgemässer grafischer Bedienoberfläche und basierend auf dem gleichen Netzdatensatz einerseits Zuverlässigkeitsberechnungen, andererseits aber auch in konsistenter Weise Lastfluss, Kurzschlussstrom, dynamische Untersuchungen, Investitionsoptimierung, Schutzeinstellung und anderes mehr durchgeführt werden können (siehe Bild 2). Anwenderfreundliche Schnittstellen erlauben den Informationsaustausch mit einem Netzinformationssystem (NIS) oder einem geografischen Informationssystem (GIS). Dies sorgt für konsistente Netzdaten in allen Bereichen des Unternehmens und minimiert den Aufwand für die Datenpflege.

Datenbasis für die Zuverlässigkeitskenngrössen

Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten, um an die für die Zuverlässigkeitsberechnung erforderlichen Kenndaten der Betriebsmittel zu gelangen. Zum einen können unternehmensinterne Aufzeichnungen statistisch ausgewertet, zum anderen unternehmensübergreifende nationale oder internationale Statistiken verwendet werden. Ein praxisgerechter

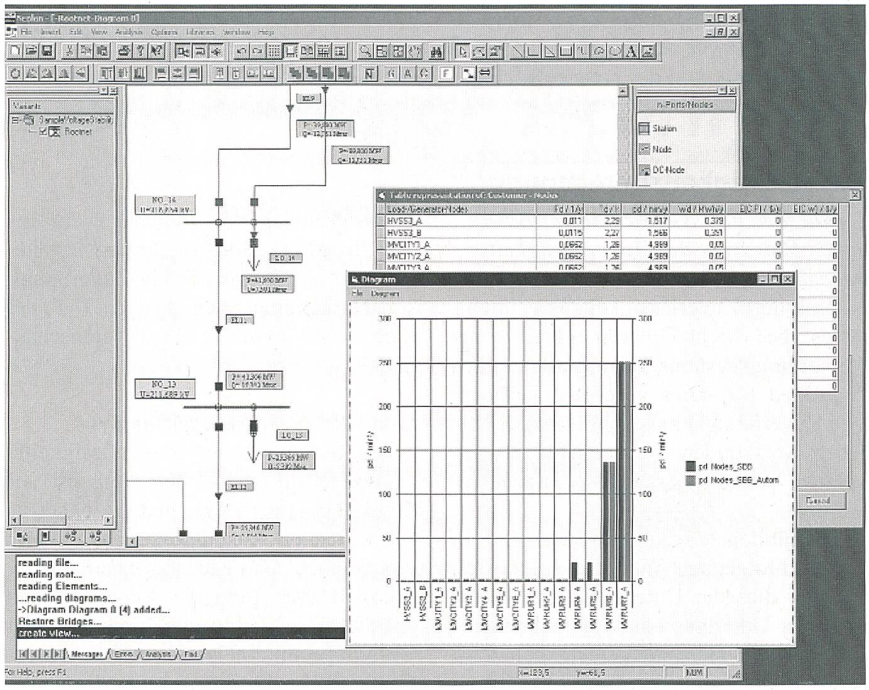

Bild 2 Screenshot einer Netzplanungssoftware mit Zuverlässigkeitsberechnung

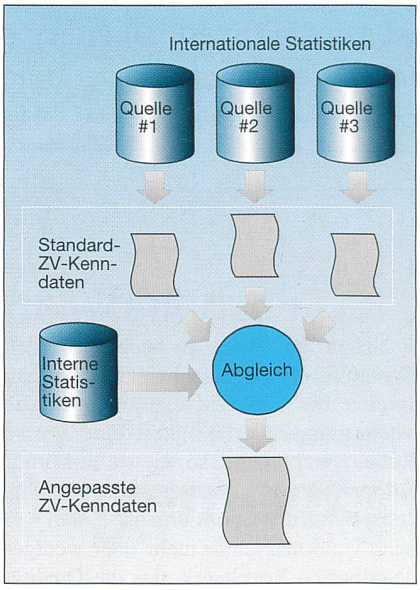

Bild 3 Vorschlag zum Ableiten praxisgerechter Zuverlässigkeitskenndaten

ZV: Zuverlässigkeit

Vorschlag, wie ausreichend repräsentative und dennoch weit gehend unternehmensspezifische Zuverlässigkeitskenndaten abgeleitet werden können, ist in Bild 3 dargestellt.

Internationale Statistiken dienen als primäre Quellen und liefern Standarddaten. Wenn eigene Fehlerstatistiken vorliegen, sollten diese in jedem Fall zum Vergleich herangezogen werden. Nach Diskussion der Unterschiede mit den Mitarbeitern in Netzplanung und Netzbetrieb – und gegebenenfalls der Überarbei-

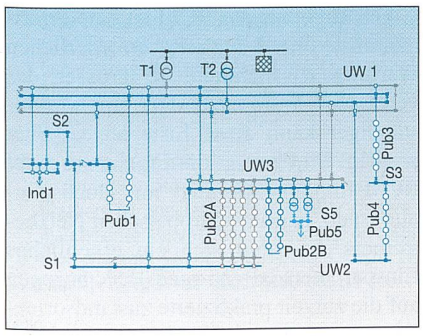

Bild 4 Bestehende Netzkonfiguration

tung der Standarddaten – entsteht auf diese Weise ein angepasster Datensatz, der für die betriebliche Planung verwendet werden kann. Die Vorgehensweise erscheint zeitaufwändig; die frühzeitige Einbindung unterschiedlicher Unternehmensbereiche beugt aber späteren Akzeptanzproblemen innerhalb des Unternehmens beim Umsetzen der Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung vor.

Anwendungsfälle

Obwohl die Zuverlässigkeitsberechnung seit den späten 70er-Jahren eingesetzt wird, hat ihr praktischer Einsatz erst während der letzten Jahre ein lebhafteres Interesse erfahren [2]. Grund hierfür ist, dass einerseits der Zugang zur Zuverlässigkeitsberechnung durch bedienerfreundliche Software und gestiegene Hardwareleistung vereinfacht wurde und dass andererseits der stetig gewachsene Effizienzdruck zu einer stärkeren ökonomischen Orientierung der Netzplanung geführt hat, was neue Werkzeuge nötig machte.

Nachfolgend sollen die Möglichkeiten der Zuverlässigkeitsberechnung an zwei Beispielen gezeigt werden.

Neubau eines HS/MS-Umspannwerks

Planungsaufgabe

Bei einem für den Netzbetrieb zentralen Hochspannungs(HS)-/Mittelspannungs(MS)-Umspannwerk wird aus Altersgründen die MS-Sammelschiene ersetzt [3]. Die bestehende Schaltanlagen-Konfiguration ist (vereinfacht) in Bild 4 dargestellt.

Die zu erneuernde Sammelschiene UW1 besteht aus einer Doppelsammelschiene mit Längskupplung in beiden Teilsammelschienen. Sie wird redundant aus der 110-kV-Spannungsebene versorgt (Transformatoren T1 und T2). Die wesentlichen Lasten in diesem Netz sind ein Industriekunde hoher Leistung (Ind1) und darüber hinaus mehrere Netzgebiete mit öffentlichen Lasten (Pub1, Pub2A, Pub2B, Pub3, Pub4, Pub5).

Die Struktur des Verteilnetzes ist historisch gewachsen. Die Planungsaufgabe besteht darin, für UW1 eine Schaltanlagentopologie zu bestimmen, die bei minimalen Investitionen die heutigen Anforderungen an das Netz erfüllt. Dies beinhaltet eine Restrukturierung des MS-Netzes, wobei das Ziel in einer Vereinfachung des Netzes und – durch Wegfall von Komponenten – einer Senkung der Wartungskosten besteht. Die grundsätzlich zu untersuchenden Varianten sind die (längsgetrennte) Einfach-Sammelschiene (SBB, Bild 5), die Doppelsammelschiene (DBB, analog SBB) und die Ringsammelschiene (RBB, Bild 6).

Ergebnis der Zuverlässigkeitsberechnung

Tabelle II vergleicht die unterschiedlichen Unterbrechungshäufigkeiten für ausgewählte Kunden in den drei Varianten (SBB, DBB, RBB), und zwar sowohl für die bestehende Struktur des Netzes als auch für das Netz nach Restrukturierung. Der Vergleich der Schaltanlagenkonfigurationen für das bestehende Netz erlaubt, die Auswirkungen der Netzumstrukturierung und des geänderten Schaltanlagen-Layout separat zu erkennen. Die dargestellten Zahlenwerte sind Unterbrechungshäufigkeiten, berechnet auf der Grundlage von Einfachfehlern. Dies ist für radial betriebene Verteilnetze ausreichend, da jeder Einfachausfall bereits konzeptgemäss zu einer Unterbrechung

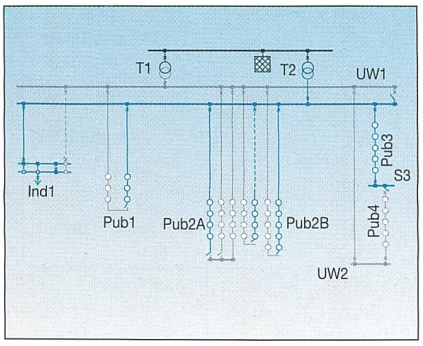

Bild 5 Variante SBB (neue Kabel strichliert dargestellt)

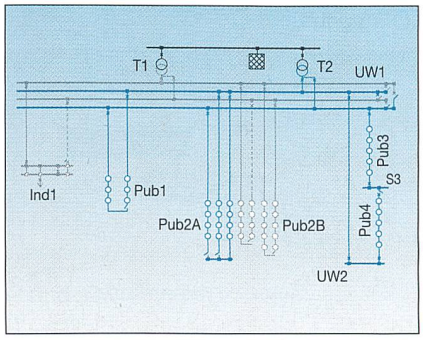

Bild 6 Variante RBB (neue Kabel strichliert dargestellt)

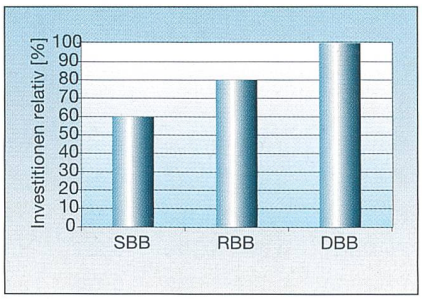

Bild 7 Unterbrechungshäufigkeiten der Varianten

führt, die dann durch Umschaltungen beseitigt wird.

Als Ergebnis folgt aus den Berechnungen, dass die Lasten im Mittelspannungsnetz mit einer Häufigkeit zwischen 0,4/a (einmal in 2½ Jahren) und 0,15/a (einmal in 7 Jahren) von einer Versorgungsunterbrechung betroffen sind. Sämtliche Unterschiede liegen jedoch in einem für MS-Netze üblichen Rahmen und können so akzeptiert werden. Gezielte Verbesserungen für den Industriekunden Ind1, sind zudem, falls erforderlich, kostengünstig mit einer Schnellumschalteinrichtung möglich.

Abschliessend zeigt Bild 7 die Kosten der unterschiedlichen Varianten. Alle Werte sind auf die Variante DBB bezogen. Nach Einschätzung des Kunden sind die deutlich unterschiedlichen Investitionen durch die nur marginal besseren Zuverlässigkeitswerte nicht zu rechtfertigen. Für ihn lag es somit nahe, sich für die Einfachsammelschiene als neue Schaltanlagenkonfiguration zu entscheiden.

Anwendung der Zuverlässigkeitsberechnung für innovative Wartungskonzepte

Aufgabenstellung des Projekts

Als unmittelbare Reaktion auf den gestiegenen Kostendruck werden in vielen Unternehmen der elektrischen Energieversorgung die Wartungsausgaben deutlich beschnitten. Aufgabe der Technik ist es in der Folge, das verbleibende Wartungsbudget so zu allozieren, dass dessen Nutzen maximiert wird. Eines der vielversprechendsten Konzepte hierzu ist die Reliability Centered Maintenance RCM [4], die zuverlässigkeitsbasierte oder Risiko-orientierte Instandhaltung. Ein Überblick über die heute üblichen Wartungsstrategien ist in Tabelle III dargestellt.

Implementierung einer RCM

Die RCM bestimmt, analog zur zustandsorientierten Instandhaltung (CBM), zu jeder Netzkomponente deren technischen Zustand (Index *c* für Condition) als

Variante	Ist-Zustand			Restrukturiert		
	SBB	RBB	DBB	SBB	RBB	DBB
Ind1	0,018	0,020	0,018	0,080	0,084	0,018
Pub1	0,377	0,378	0,317	0,391	0,394	0,391
Pub2A(1)	0,155	0,158	0,154	0,287	0,290	0,287
Pub2A(2)	0,224	0,226	0,222	0,154	0,157	0,154
Pub2A(3)	0,138	0,140	0,136	0,154	0,157	0,154
Pub2B	0,190	0,192	0,190	0,233	0,235	0,231
Pub4	0,245	0,246	0,245	0,246	0,249	0,247

Tabelle II Unterbrechungshäufigkeiten

Alle Werte sind Unterbrechungshäufigkeiten in der Einheit 1/a

Strategien
• Time Based Maintenance TBM (regelmässige Instandhaltung): *präventiv*
Wartungsmassnahmen in regelmässigen Zeitabständen, unabhängig vom Zustand der Komponente
• Condition Based Maintenance CBM (zustandsorientierte Instandhaltung): *präventiv*
Zustandsüberwachung der Komponente; Wartungsmassnahmen, sobald ein kritischer Zustand erreicht ist.
• Reliability Centered Maintenance RCM (Risiko-orientierte Instandhaltung): *präventiv*
Zustandsüberwachung der Komponente, Wartungsmassnahmen, sobald der maximal zulässige Risikogrenzwert erreicht ist.
• Event Driven (ereignisorientiert): *korrektiv*
Keine geplante Wartung; Reparatur/Ersatz im Fall einer Störung

Tabelle III Klassifizierung von Wartungsstrategien

normierten Wert zwischen 0 und 100. Zusätzlich wird aber auch die Wichtigkeit dieser Komponente für die Netzfunktion (Index *i* für Importance) – ebenfalls normiert für Werte von 0 bis 100 – bestimmt. Grundlage für die Wichtigkeit ist beispielsweise der Beitrag dieser Komponente zu den Unterbrechungskosten im Netz. Je schlechter der Zustand der Komponente und gleichzeitig je wichtiger eine Komponente für das Netz, desto höher ist die Priorität für die Wartung dieser Komponente.

Wenn für eine Gruppe von Komponenten die Indizes *i* und *c* bestimmt worden sind, müssen sie interpretiert werden, beispielsweise mit Hilfe der grafischen Methode. Diese ist in Bild 8 illustriert.

Im Diagramm ist der skalare Zustandswert *c* auf der y-Achse eingetragen und der skalare Wichtigkeitswert *i* auf der x-Achse. Drei zusätzliche Linien unterteilen das Diagramm in 4 Bereiche:

- i_e: Mindestwert von *i*, oberhalb dessen eine Wartung sinnvoller als eine ereignisorientierte Strategie ist;
- c_m: Mindestwert von *c*, oberhalb dessen eine Wartung sinnvoll ist;
- c_S: Grenzwert von *c*, oberhalb dessen Retrofit/Ersatz anstelle von Wartung sinnvoll ist.

Bei der grafischen Interpretation beschreibt der Abstand zwischen der Entscheidungsgerade (Steigung von –45° durch den Nullpunkt) und dem Punkt der Komponente im *i*-*c*-Diagramm die Priorität von Wartungsmassnahmen. Grössere Abstände bedeuten höhere Priorität. Im dargestellten Beispiel lautet die Priorität 2–1–3, wobei Wartung an der Komponente 3 auf Grund ihres guten Zustands nicht sinnvoll ist.

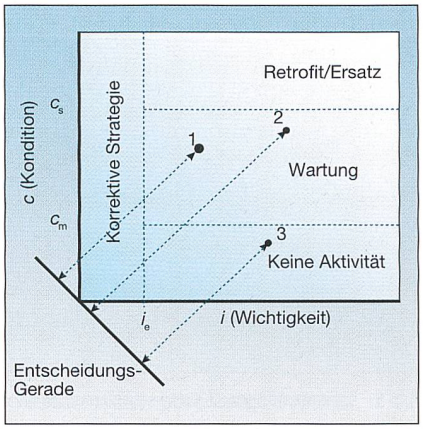

Bild 8 Vergleich der Investitionen für die Varianten

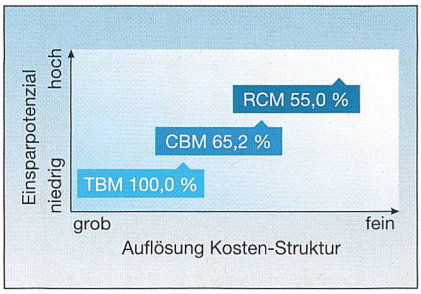

Bild 9 Grafische Methode zum Interpretieren der Werte i und c bei RCM

Das Ergebnis der RCM ist eine Prioritätenliste über sämtliche erforderlichen Wartungsmassnahmen. Je grösser das verfügbare Wartungsbudget, um so vollständiger kann diese Liste abgearbeitet werden. Bild 9 zeigt die Ergebnisse einer RCM-Implementierung im Hochspannungsnetz eines osteuropäischen Netzbetreibers. Es zeigt sich ein erhebliches Einsparpotenzial von rund 15%, bezogen auf die zurzeit praktizierte zustandsorientierte Instandhaltung CBM.

Zusammenfassung

Die jüngsten Entwicklungen im Zusammenhang mit der Liberalisierung im Energiemarkt erhöhen den Effizienzdruck auf die Unternehmen der Energieversorgung. Eine globale Reduktion der Ausgaben bringt kurzzeitige Entlastung, führt aber zu keiner nachhaltigen Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit. Eine erfolgversprechende Lösung erfordert neue Planungsverfahren und auch neue Strategien bei den Wartungsmassnahmen.

Die Zuverlässigkeitsberechnung als ein zeitgemässes Planungstool bietet wesentliche Vorteile gegenüber der traditionellen händischen Zuverlässigkeitsbetrachtung. Damit lässt sich die Zuverlässigkeit in Form technischer oder ökonomischer Kenngrössen quantifizieren und optimieren. Beispiele für solche Kenngrössen sind die Unterbrechungskosten der Kunden oder Entschädigungszahlungen zu Lasten des Netzbetreibers, sofern solche Regelungen vorliegen.

Zusammengefasst ist die Zuverlässigkeitsberechnung ein mächtiges Tool, das – einmal im Unternehmen etabliert – seine Universalität und breit gefächerte Anwendbarkeit unter Beweis stellt. Die Grundidee ist einfach, und ihre Ergebnisse sind leicht fassbar. Wenn sie sich zudem nahtlos in eine bestehende Planungsumgebung einfügt, bietet sie dem Unternehmen die Möglichkeit, vielen neuen Anforderungen des Markts auf überzeugende Weise zu begegnen.

Referenzen

[1] *H.-J. Haubrich, Th. Seitz, E. Landeck, A. Montebaur, P. Vossiek, G. Clemens, M. Fipper, A. Stoffels, J. Katzfey:* Zuverlässigkeitsberechnung von Verteilungsnetzen – Grundlagen – Verfahren – Anwendungen. Aachener Beträge zur Energieversorgung, Band 36, Verlag Augustinus-Buchhandlung, Aachen, 1996.

[2] *W. H. Wellssow et al.:* Service Reliability in a Competitive Market – Tools, Criteria and New Approaches for Risk Management and Monetary Evaluation. Cigré International Council of Large Electric Systems, 27. August–1. September 2000, Paris.

[3] *I. Quint, O. Schmitt:* Wirtschaftliche Zuverlässigkeit – Bewertung von Schaltanlagenvarianten bei

einer Umspannwerkserneuerung (Cost-efficient reliability – Comparison of switchbay configuration when re-investing a transformer substation); ETG-Conference «Verteilungsnetze im liberalisierten Markt», 26./27. September 2000, Hannover.

[4] *G. Balzer, A. Strnad, C. Neumann, M. Halfmann, T. Orlowska:* Life cycle management of circuit breakers by application of reliability centered maintenance. International Conference on Large High Voltage Electric Systems Cigré, Paris, 27. August–1. September 2000, Report Nr. 13-103.

Links
www.calpos.de

Adresse des Autors

Jürgen Backes, Dr.-Ing., Busarello+Cott+Partner AG, Erlenbach ZH, Schweiz, juergen.backes@neplan.ch

[1] (n-1)-Zuverlässigkeit: Die Systemfunktionen sind auch nach Ausfall einer Komponente nicht (wesentlich) beeinträchtigt.

Arguments en faveur du calcul probabiliste de fiabilité dans la planification et l'exploitation des réseaux électriques dans le contexte de la libéralisation

La plupart des états de l'Union Européenne ont mis en pratique la déréglementation des marchés de l'énergie prescrite depuis février 1999 ou sont sur le point de le faire. La première phase hectique qui a suivi l'entrée en vigueur de la libéralisation a été marquée par l'adaptation à court terme des structures organisationnelles des entreprises d'alimentation d'énergie aux exigences nouvelles. Des réductions globales des dépenses budgétisées ont permis de tenir compte d'un début de concurrence. A court terme, de telles mesures produisent l'effet souhaité; la question qui se pose est cependant celle du succès de marché des entreprises à moyen et à long terme.

QFZ2001
SCHWEIZER QUALITÄTS-FACHZEITSCHRIFT AUSGEZEICHNET VON

Das Bulletin SEV/VSE gefällt mir und ich bestelle:
❑ 2 Gratis-Probeexemplare (unverbindlich)
❑ ein Jahresabonnement
❑ ab sofort ❑ ab .....

Fr. 205.– in der Schweiz
Fr. 260.– im Ausland (Europa)

BULLETIN
Publikationsorgan des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins SEV und des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke VSE

Ich wünsche Unterlagen über
❑ den Schweiz. Elektrotechnischen Verein (SEV)
❑ den Verband Schweiz. Elektrizitätswerke (VSE)
❑ Inseratebedingungen

Ich interessiere mich für die Mitgliedschaft im SEV
❑ als Kollektivmitglied
❑ als Einzelmitglied

Ich wünsche Unterlagen über folgende Tätigkeiten und Angebote des SEV:
❑ Total Security Management TSM®
❑ Qualitätsmanagement ❑ Umweltmanagement
❑ Risikomanagement ❑ Normung, Bildung
❑ Sicherheitsberatung ❑ Innovationsberatung
❑ Prüfungen, Qualifizierung ❑ Starkstrominspektorat

Name
Firma Abteilung
Strasse PLZ/Ort
Telefon Fax
Datum Unterschrift

Ausfüllen, ausschneiden (oder kopieren) und einsenden an:
Schweiz. Elektrotechnischer Verein (SEV), IBN MD, Postfach, 8320 Fehraltorf, Fax 01 956 11 22
Bestellungen auch über http://www.sev.ch