

Wirtschaftlichkeit der Instandhaltung

Karl-Heinz Weck

FGH e.V. Mannheim

1. Einführung

In Deutschland wurden im Jahre 2002 nach den Statistiken des VDN 540 TWh elektrische Energie erzeugt und verbraucht. Diese Energie entspricht 540 Milliarden kWh, die dem Netzbetreiber zu einem durchschnittlichen Betrag von 8,8 ct/kWh vergütet wurden. Die deutschen Netze erwirtschaften somit einen Betrag von etwa 50 Milliarden € jährlich.

Dieser Bruttoumsatz wurde mit den Netzen in Deutschland erwirtschaftet, die sich in den verschiedenen Spannungsebenen wie folgt zusammensetzen:

- Höchstspannungsnetz 220 kV und 380 kV mit
 - einer Stromkreislänge von 36.800 km davon etwa 70 km Kabel
 - etwa 350 Schaltanlagen mit 1.100 Transformatoren
 - etwa 4.400 Schaltfeldern
- Hochspannungsnetz 110 kV mit
 - einer Stromkreislänge von 76.500 km davon etwa 5.000 km Kabel
 - etwa 2.500 Schaltanlagen mit 7400 Transformatoren
 - etwa 24.000 Schaltfeldern
- Mittelspannung 6 kV bis 36 kV mit
 - einer Stromkreislänge von 480.000 km davon etwa 308.000 km Kabel
 - etwa 40.000 Schaltanlagen mit etwa 200.000 Schaltfeldern
 - etwa 560.000 Netzstationen mit 560.000 Ortsnetztransformatoren und etwa 1.200.000 Schaltfeldern
- Niederspannungsnetz 400 V mit
 - einer Stromkreislänge von 937.000 km und etwa ebensovielen Verteilstationen.

Der Gesamt-Wiederbeschaffungswert des Netzes wurde von einer Arbeitsgruppe des VDN auf 200 Milliarden € geschätzt, wobei sich der Gesamtwert etwa gleich auf die vier Spannungsebenen aufteilen dürfte. Das Asset „Energieversorgungsnetz“, das es klug zu managen gilt, beträgt demnach 200 Milliarden €, also etwa das vierfache des genannten Jahresumsatzes.

Nach Bericht des VDN haben die deutschen Netzbetreiber im Jahr 2001 etwa 3 Milliarden € in das Netz investiert. Dies entspricht 1,5% des Wiederbeschaffungswerts, eine Zahl, die auch von den Netzbetreibern öfters erwähnt wird. Die Investitionen beinhalten Neubeschaffung, Ersatzbeschaffung und Instandsetzung und die in anderen Veranstaltungen genannte Reinvestition von 1% des Wiederbeschaffungswerts jährlich scheint durchaus zutreffend zu sein.

Vor der Liberalisierung des Strommarkts wurde von einer Lebensdauer der Netzkomponenten von 40 Jahren ausgegangen. Auf diesem Prinzip beruht die in Bild 1 dargestellte Alterstruktur der heute noch im Netz vorhandenen Komponenten. Sie ist einmal geprägt durch den konsequenten Ersatz der Komponenten nach einer 40jährigen Betriebszeit, aber auch durch den starken Netzausbau in den wirtschaftlich erfolgreichen Jahren um 1960.

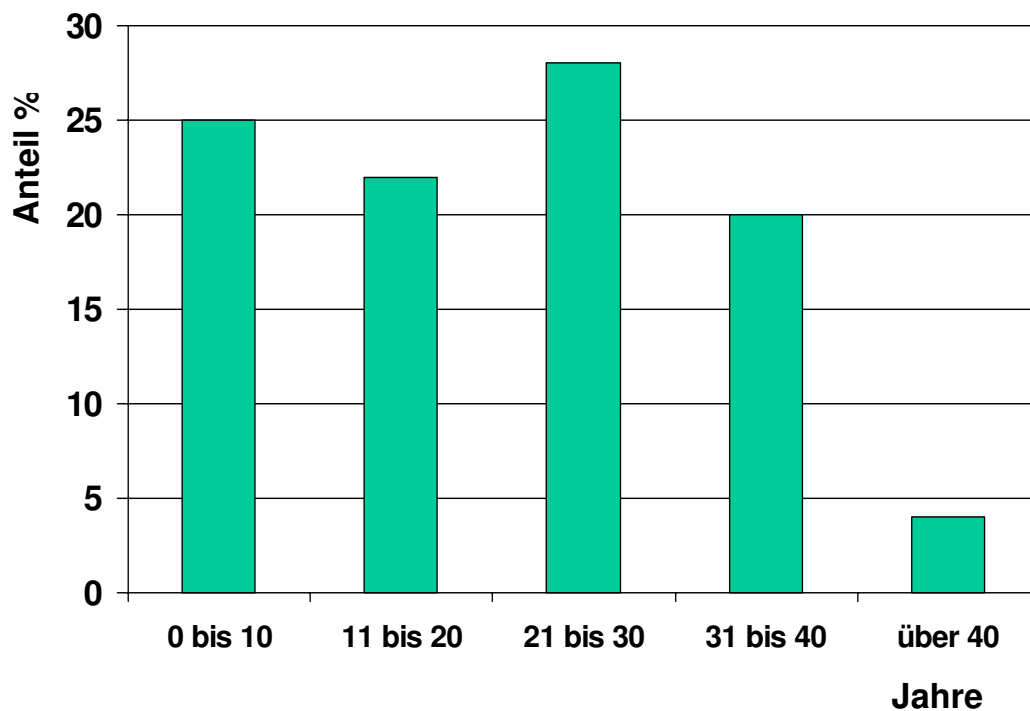


Bild 1: Altersstruktur von Netzkomponenten 1998 am Beispiel des Verteilungsnetzes [1]

Reinvestitionen von 1% des Wiederbeschaffungswerts bedeuten aber, dass die mittlere Lebensdauer der Komponenten im Betrieb 100 Jahre betragen muss. Bisher wurden trotz einer so verringerten Reinvestition keine negativen Folgen festgestellt. Allerdings ist der Einfluss der erst in den letzten 5 Jahren reduzierten Investition auf die Altersstruktur der heute vorhandenen Komponenten noch gering. Es ist jedoch zu hinterfragen ob dies auch in weiteren 5 Jahren noch der Fall sein wird und ob das steigende Alter durch ausgegearbeitete und wirtschaftliche Instandhaltungsmaßnahmen ausgeglichen werden kann.

2. Grundsätze des Assetmanagements

Das Assetmanagement des elektrischen Versorgungsnetzes erfordert die Berücksichtigung einer Vielzahl von Faktoren, wie sie in Bild 2 zusammenfassend dargestellt sind [2,3]. Grundvoraussetzung für die Werterhaltung des Assets ist der Zustand der Netzkomponenten und deren darauf beruhenden Ausfallhäufigkeit während des Betriebs im Netz. In den vergangenen Jahren betrug die Schadensrate der Komponenten mit Störungen in etwa unabhängig von der Spannungsebene 0,1% pro Jahr. Für eine grobe Abschätzung kann eine solche Zahl auch für die Leitungen abnehmen, sodass jährlich bereits 0,1 % des Assets für Ersatz oder Reparatur der ausgefallenen Komponenten anfielen.

Zu diesen Kosten kommen die Kosten für evtl. entstehende Folgeschäden, die z.B. von der Beschädigung einer Nachbarkomponente bis hin zum Gebäudebrand reichen können. Solche Folgekosten entstehen bei den während einer Instandhaltungsmaßnahme festgestellten Komponentenschäden nicht. Statistische Unterlagen für diese Folgeschäden sind nicht vorhanden, obwohl sie den wesentlichen Unterschied zwischen einem Schaden im Betrieb mit Netzstörung und einem durch die Instandhaltung festgestellten Schaden darstellen. Hierzu werden z.Z. bei der FGH zumindest für die Verteilungsnetze Daten in einem groß angelegten Forschungsvorhaben zusammengestellt.

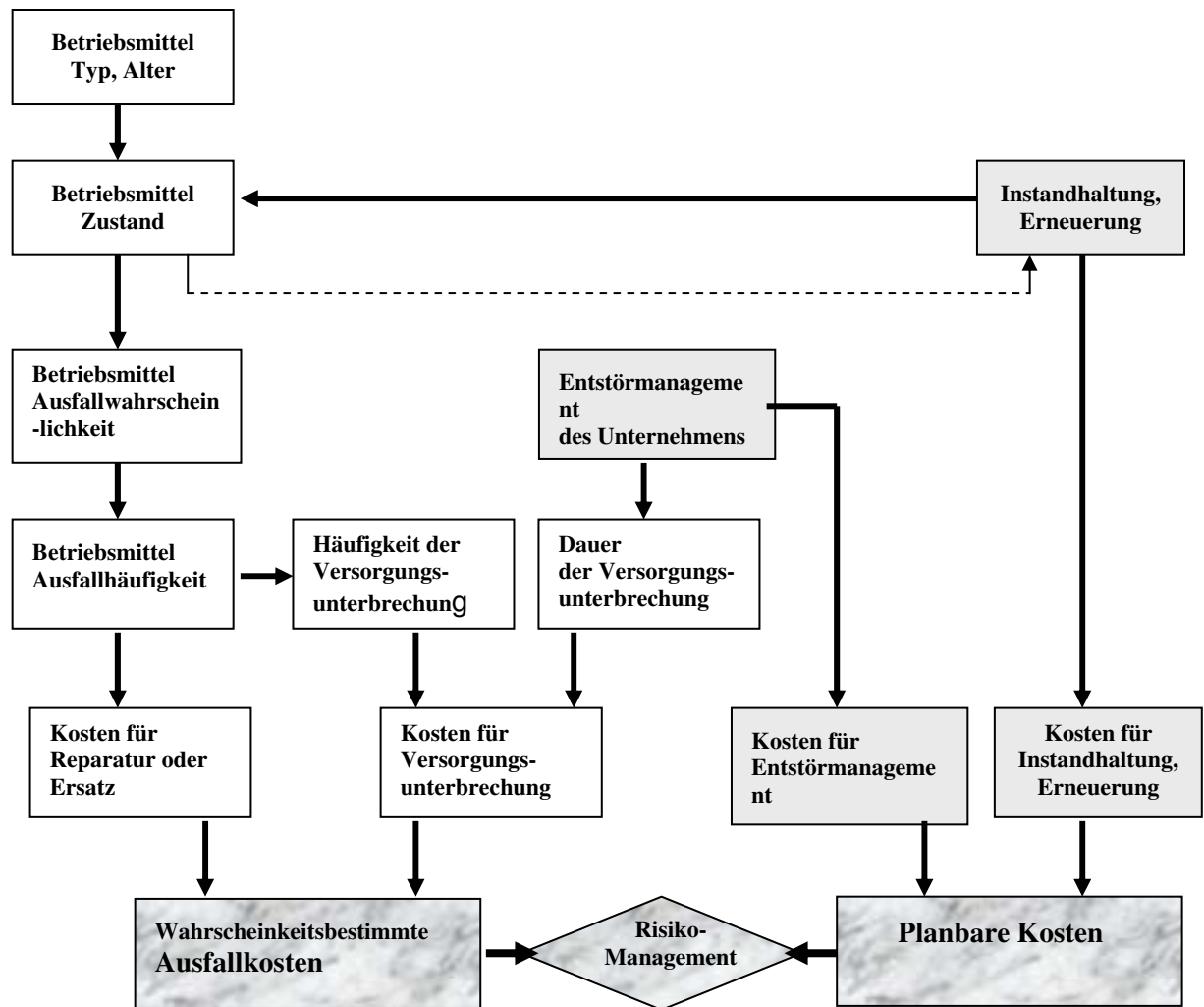


Bild 2: Flussdiagramm des Assetmanagements auf Grundlage des Risikomanagements.

Darüberhinaus hinaus haben Komponentenschäden Auswirkungen auf die Versorgungsqualität der Kunden. In den Nieder- und Mittelspannungs-Verteilungsnetzen bedeutet jeder Schaden auch in der Regel eine Versorgungsunterbrechung. In den Hoch- und Höchstspannungsnetzen ist dies in der Regel aufgrund der redundanten Versorgung nach dem (n-1)-Prinzip nicht der Fall, doch erhöhen Schäden auch das Risiko der Versorgungsunterbrechung und bedeuten durch die entstehenden Spannungseinbrüche in jedem Fall eine Beeinträchtigung der Spannungsqualität.

In Deutschland hat das Energiewirtschaftsgesetz von 1998 eine möglichst sichere Versorgung (§1, §10) festgelegt und fordert technische Sicherheit der Anlagen unter Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik (§16):

- Die technische Sicherheit der Anlagen wird vermutet, wenn Regeln des VDE eingehalten sind.

Das Gesetz legt weiterhin das Überwachungsrecht der Behörden über technische und wirtschaftliche Verhältnisse des EVU fest (§18). Die Verbändevereinigung VV II plus hat die Grundsätze dieses Gesetzes übernommen und nähere Festlegungen hierzu getroffen.

Versorgungsunterbrechungen verursachen Kosten. Pönalen für die Netzbetreiber wurden in mehreren Ländern bereits erprobt und sind heute noch in einigen Ländern mit Regulatoren festgelegt. Modelle für die Kostenbewertung bestehen also, auch wenn sie nicht einheitlich und von allen akzeptiert festgelegt sind.

Betriebschäden sind wahrscheinlichkeitsbestimmte Ereignisse und die dadurch entstehenden Kosten für Ersatz oder Reparatur und Versorgungsunterbrechungen können nur mit einem bestimmten Risiko angegeben werden.

Die Instandhaltung mit ihren Teilaufgaben Inspektion, Diagnose, Wartung und Instandsetzung hat die Aufgabe, den Zustand der elektrischen Komponente so aufrecht zu erhalten, dass die Schadensraten der Komponenten und die dadurch verursachte Zahl der Versorgungsunterbrechungen in einem akzeptablen Rahmen verbleibt. Die für die Instandhaltung anzuwendende Strategie wird vom Unternehmen vorgegeben und die dadurch entstehenden Kosten sind planbar.

Das Entstörung hat die Aufgabe, die Dauer der Versorgungsunterbrechungen zu begrenzen. Die hierfür eingesetzte Strategie beinhaltet Ersatzteilhaltung und Vorhaltung und Einsatz von Entstörpersonal. Die hierfür anfallenden Kosten sind im wesentlichen planbar, beinhalten aber einen risikobehafteten Anteil, da der Einsatz des Entstörpersonals vom Schadensgeschehen im Netz abhängt.

Es ist die Aufgabe des Assetmanagers die Risiken für das Entstehen der wahrscheinlichkeitsbestimmten Kosten aufgrund von Komponentenschäden zu ermitteln und gegen die planbaren Kosten für Instandhaltung und Entstörung abzuwägen.

3. Alterungsverhalten der Komponenten

Die Notwendigkeit der Instandhaltung hängt ausschließlich von der Alterung oder der Abnutzung einer Komponente ab. Ohne solche Vorgänge wären Instandhaltungsmaßnahmen nicht erforderlich. Sie beschreiben die Verschlechterung einer bestimmten Komponenteneigenschaft, wie z.B. das Isolationsvermögen, die Stromtragfähigkeit, das Schaltvermögen, die mechanische Stabilität u.a. mit der Zeit. Die Alterung oder die Abnutzung sind nicht identisch mit der Ausfallwahrscheinlichkeit oder der Schadensrate, da hierzu die Wahrscheinlichkeit der Beanspruchung zu berücksichtigen ist.

Die zeitliche Entwicklung der Fehlerwahrscheinlichkeiten einer Komponente kann vorausberechnet werden, wenn das durch Alterungsvorgänge bedingte Absinken der Komponenteneigenschaften bekannt ist. Allerdings bestehen hierzu nur in Ausnahmefällen, wie z. B. für VPE Kabel bestimmter Fertigungsjahre für das Verteilungsnetz, ausreichende Kenntnisse [4]. Diese können jedoch dazu dienen, die in einer Vorhersage der Fehlerwahrscheinlichkeiten liegende Problematik zu verdeutlichen. Bild 3 zeigt die aus einer Vielzahl von Untersuchungen abgeschätzte Alterung durch Wasserbäumchen von 20-kV-VPE-Kabeln, Herstellungsjahr 1975. Die Kurven geben die aus den Beobachtungen im Betrieb ermittelten Absenkungen der Durchschlagfestigkeiten mit der Betriebszeit für die drei grundsätzlich unterschiedlichen Beanspruchungsdauern an:

- Dauerspannung als für die Betriebsspannung des Kabels geltende Kurve,
- Erdschlussüberspannung, deren Dauer im Verteilungsnetz zwischen einigen Minuten und mehreren Stunden liegen kann,

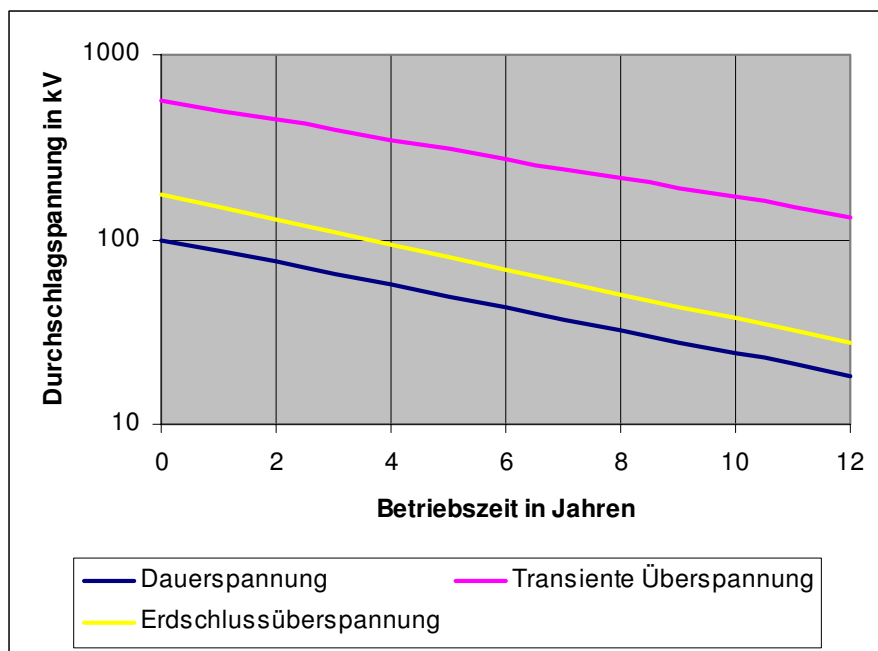


Bild 3: Abgeschätzte Alterung der Isolation von VPE-Kabeln, Fertigungsjahr 1975, durch Wasserbäumchen
Absinken der Durchschlagspannung über der Betriebszeit für die drei Klassen der betrieblichen Spannungsbeanspruchung.

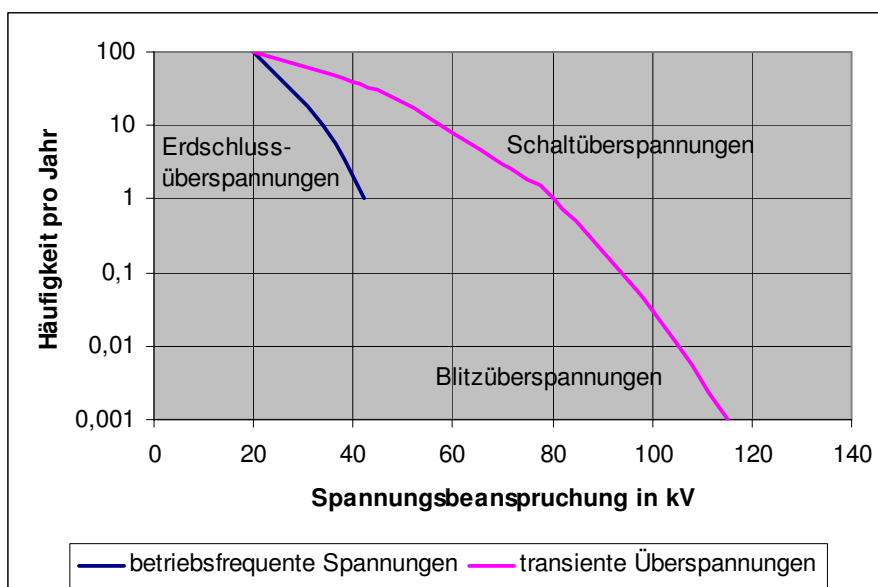


Bild 4: Typische Häufigkeit von Spannungsbeanspruchungen in einem 20-kV-Verteilungsnetz

- transiente Überspannungen, die im Labor üblicherweise durch eine Stoßspannung nachgebildet werden.

Dargestellt sind die Abhängigkeiten der Mittelwerte, um die die tatsächlichen Durchschlagswerte einer bestimmten Kabelstrecke stark streuen können. Die Verhältnisse der

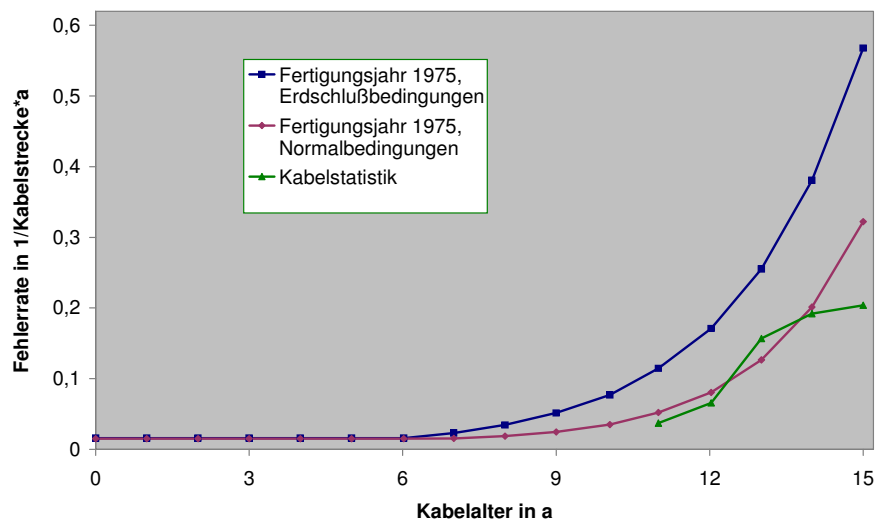


Bild 5: Anstieg der Fehlerraten von VPE-Kabeln im Netz (Dreieck) und deren Abschätzungen durch exponentiell ansteigende Fehlerwahrscheinlichkeiten [5]

Kurven geben die an Kabeln mit starker Wasserbaumalterung beobachtete Tatsache wieder, dass die dielektrische Festigkeit der Kabel bei transienten Überspannungen weit über der Festigkeit bei den betriebsfrequenten Wechselspannungen liegt.

Bild 4 zeigt die Häufigkeiten der Spannungsbeanspruchungen in einem typischen 20-kV-Verteilungsnetz mit Kabeln und Freileitungen. Hohe transiente Überspannungen über 100 kV treten nur selten auf und auch nur dann, wenn in einem Verteilungsnetz Freileitungsabschnitte vorhanden sind und Blitzeinschläge wirksam sind. Dagegen sind niedrige Überspannungen und betriebsfrequente Überspannungen wesentlich häufiger. Die unterschiedlichen Durchschlagswerte in Bild 3 und die unterschiedlichen Häufigkeiten der Überspannungen bedeuten für solche gealterten VPE-Kabel, dass die dauernd anliegende Betriebsspannung und die im Fehlerfall entstehende Erdschlussüberspannung praktisch ausschließlich das Fehlergeschehen der Kabelanlagen bestimmen, was durch die Erfahrungen aus dem Betrieb eindeutig belegt ist [5].

Solange die Festigkeitskurven deutlich über den Beanspruchungen liegen, beeinflusst ein Alterungsvorgang das Fehlergeschehen nicht. Erst wenn diese in den Bereich der Überspannungen absinken, ändert sich das Fehlergeschehen im Netz, d.h. Betriebsfehler treten u.U. erst dann gehäuft an einer bestimmten Komponente auf, wenn deren Alterung bereits weit fortgeschritten ist. Bild 5 zeigt dies am Beispiel der bereits in Bild 3 betrachteten VPE-Kabel des Fertigungsjahres 1975. Der Anstieg der Fehlerraten liegt dann so steil, dass die dadurch entstehenden Folgen für die Versorgungsunterbrechungen kaum noch rechtzeitig aufgefangen werden können.

Ähnliche Alterungseffekte müssen, wenn auch in unterschiedlichem Ausmaß, für die Mehrzahl der Komponenten angenommen werden:

- Ein Transformator, dessen Kessel aufgrund mangelnder Wartung korrodiert, wird erst gefährdet werden, wenn die Korrosion den Kessel durchdrungen hat.
- Ein Leistungsschalter, dessen Schaltvermögen aufgrund ausgesetzter Revision nicht mehr den Anforderungen genügt, wird erst dann einen Schaden zeigen, wenn er einen Kurzschluss schalten muss.

Die Reihe von Beispielen lässt sich beliebig fortsetzen. Diese Eigenschaft, dass eine Alterung oder Abnutzung der Komponente zwar sofort einsetzt, aber zunächst ohne Auswirkungen bleibt, hat für die Wirtschaftlichkeitsbewertung der Instandhaltung zur Folge, dass die vorgenommenen Maßnahmen u.U. erst sehr viel später wirksam werden.

4. Wirtschaftlichkeit der Instandhaltung

Die Wirtschaftlichkeit der Instandhaltung soll zunächst am Beispiel der bereits in Bild 3 betrachteten VPE-Kabel der Fertigungsjahre 1975 betrachtet werden. Dabei ist ein Verteilungsnetz mit 71 Netzstationen und insgesamt 27 km Kabelsystem angenommen, wobei alle Kabel diesem Fertigungsjahr entsprechen. Die Kabel entsprechen einem Asset von etwa 2 Mill. €.

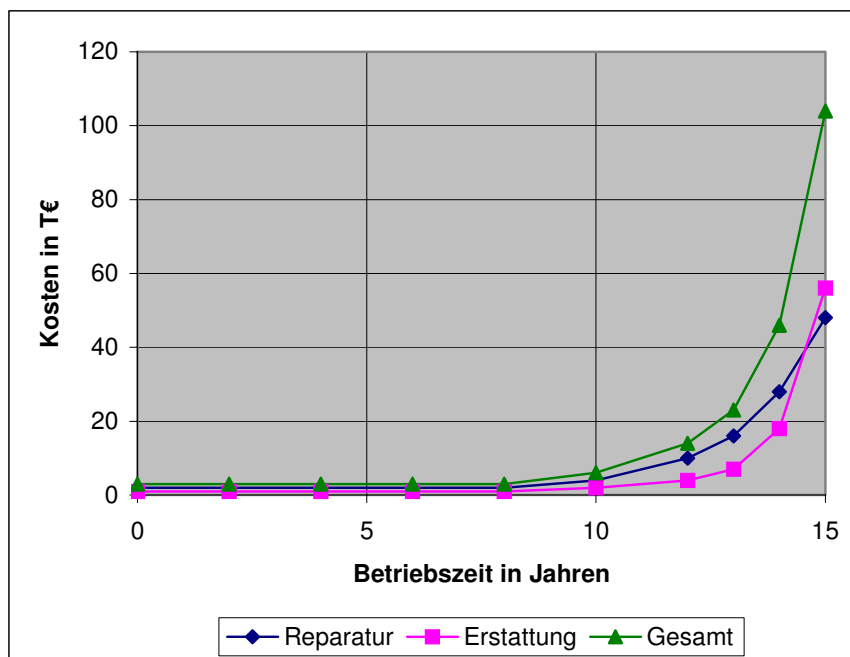


Bild 6: Zeitliche Entwicklung der durch Fehler an VPE-Kabeln, Fertigungsjahr 1975, in einem Beispielnetz zu erwartenden Kosten

Die durch die Kabelfehler nach Bild 5 entstehenden Kosten für Reparatur und Versorgungsunterbrechungen sind in Bild 6 über der Zeit angegeben. Dabei sind die Reparaturkosten mit 2000 €/Muffe und die Erstattungskosten mit 0,2 €/kWh noch moderat angesetzt. In Bild 6 sind die Erwartungswerte aufgetragen, die mit 50%iger Wahrscheinlichkeit auftreten.

Die Schadensrate erreicht nach etwa 12 Jahren etwa das dreifache des ursprünglich vorhandenen Werts, beträgt also etwa 2,5 Fehler im Netz in diesem Jahr als Erwartungswert. Die Kosten sind mit etwa 15 T€ angesichts des hohen Assets nicht alarmierend. Danach aber steigen die Kosten schnell an erreichen nach 15 Jahren bereits beträchtliche Höhen. Nach einem weiteren Jahr ist das Netz nicht mehr betriebsfähig.

Den Schadenskosten stehen die Kosten für die Instandhaltung gegenüber. Sie setzen sich zusammen aus:

- Kosten für die Inspektion

Bei Kabeln kann als Verfahren zur Zustandsbestimmung nur eines der vielfach diskutierten Diagnoseverfahren eingesetzt werden. Für Kabelanlagen im Verteilungsnetz kann man für eine geeignete Diagnose etwa 1000 € pro Kabelstrecke ansetzen.

- Kosten für die Instandsetzung

Die Instandsetzung des gesamten Netzes entspricht dem Asset, da die Kabel nur durch Ersatz saniert werden können. Der hierfür erforderliche Kapitaldienst beträgt etwa 15%, also etwa 300 T€ pro Jahr.

Die sich in Summe ergebenden Instandhaltungskosten werden erst nach 16 Jahren von den Fehlerkosten überschritten. Zu diesem Zeitpunkt ist das Netz nicht mehr betriebsfähig und die gesetzlichen Rahmenbedingungen des Energiewirtschaftsgesetz haben wesentlich größere Bedeutung als die Instandhaltung aus wirtschaftlichen Gründen.

Für die wirtschaftliche Instandhaltung des Netzes ergeben sich daraus wichtige Folgen:

- Die Entscheidung für die Instandhaltungsmaßnahme muss frühzeitig getroffen werden, bevor der rapide Anstieg der Kosten entsteht.
- Wenn, wie in Verteilungsnetzen üblich, die ereignisorientierte Instandhaltung angewendet wird, muss diese spätestens bei einem Anstieg der Schadensraten um den Faktor 3 gegenüber den früher vorhandenen Werten einsetzen.
- Die getroffenen Instandsetzungsmaßnahmen müssen dem erwarteten Kostenanstieg angepasst erfolgen.

Das hier gewählte Beispiel ist ein besonders schwieriges Beispiel, da die Alterung der Kabel dieser Fertigungsjahre um 1975 sehr schnell und sehr gleichmäßig erfolgte und das gesamte betrachtete Netz aus diesen Kabeln bestand. Bei Verwendung von Kabeln unterschiedlicher Typen mit unterschiedlichem Alterungsverhalten verläuft der Anstieg der Schadensraten mit der Zeit deutlich langsamer und es verbleibt genügend Zeit für die Entscheidungsfindung.

Ob sich die Ergebnisse für die Verteilungsnetze wesentlich ändern werden, ist ungewiss. Es bleibt abzuwarten, welche Ergebnisse das bei der FGH laufende Forschungsvorhaben bringen wird.

Anders sind die Gegebenheiten der Hochspannungsnetze, insbesondere in der Spannungsebene 220 und 380 kV. Hier ist die Anzahl der vorhandenen Geräte wesentlich geringer. Typ, Alter und Zustand sind bekannt. Die Kosten für die Reparatur eines Schadens liegen deutlich höher und die Folgen auf die Versorgungsqualität sind sehr viel stärker ausgeprägt.

Dagegen liegen die Kosten für die Zustandsdiagnose in ähnlicher Höhe wie die für die Komponenten im Verteilungsnetz. Sie liegen z.B. bei einer off-line Öldiagnose eines Transformators einschließlich der Probenentnahme bei 1.500 € pro Probe, ein Betrag, der bereits bei einem 110-kV-Transformator, 40 MVA, unter 1% des Werts des Transformators liegt. Ebenso bleibt die Ölaufbereitung des Transformators mit Kosten unter 15 T€ noch im Rahmen. Selbst wenn durch eine Öldiagnose und eine Ölaufbereitung eine Verlängerung der Betriebsdauer des Transformators um lediglich 1 Jahr erreicht wird, ist die Instandhaltungsmaßnahme bereits wirtschaftlich.

Im Höchstspannungsnetz 220 kV und 380 kV wird sich also die Instandhaltung rechnen, und Verfahren zur wirtschaftlichen Bewertung der Komponenten nach dem Blockschaltbild in Bild 2 sind mittlerweile eingeführt [6]. Sie berücksichtigen:

- Den Zustand der Komponente

bei teuren Komponenten durch eine Zustandsanalyse

- bei Transformatoren z.B. die Gas-in-Öl-Analyse, on-line oder off-line.
- bei Leistungsschaltern z.B. die Bestimmung der Schaltgeschwindigkeit und des Kontaktwiderstands während der Revision.

bei den preisgünstigen Komponenten Wandler, Trenner, Ableiter durch eine Sichtkontrolle.

- Das Risiko eines Komponentenfeylers

durch die Betriebserfahrung mit Komponenten gleichen Typs und aus dem ermittelten Zustand.

- Die Kosten eines Komponentenfeylers

aus den Kosten des Betriebsmittels selbst.

- den Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit der Energieversorgung

durch die Wichtigkeit der Komponente im Netz.

Ob diese Bewertung nach Punktesystemen geschieht oder durch statistische Berechnungen, wie sie in Bild 2 zugrundegelegt sind, ist für das Ergebnis unerheblich.

Die Kosten für die Instandhaltung sind im Höchstspannungsnetz nahezu ausschließlich durch die Instandsetzung und die Datenpflege bestimmt. Die Zusatzkosten für die Zustandsbestimmung sind im Vergleich zum Asset gering.

5. Zusammenfassung

Die wirtschaftliche Bewertung der Instandhaltung und Optimierung der hierzu notwendigen Aufwendungen sind angesichts des großen Investitionsvolumens des deutschen Energieversorgungsnetzes Gegenstand eingehender Diskussion. Die theoretischen Grundlagen und Anforderungen hierzu sind hinreichend bekannt.

In den Höchstspannungsnetzen ist die Wirtschaftlichkeit der Instandhaltung nahezu ausschließlich durch Wartung und Instandsetzung bestimmt und wegen des hohen Werts der Einzelkomponenten in den meisten Fällen gegeben. Die Aufwendungen für die Zustandsbestimmung und die Datenhaltung halten sich wegen der geringen Anzahl von Komponenten in Grenzen.

Mit fallender Spannungsebene treffen diese Schlussfolgerungen immer weniger zu. Im Bereich der Verteilungsnetze ist die Wirtschaftlichkeit der Instandhaltung u.U. erst dann gegeben, wenn die Schadenrate im Netz sehr hoch angestiegen ist, sodass das Netz nahezu nicht mehr betriebsfähig ist. Die Auswahl der Instandhaltungsstrategie als Bestandteil des Assetmanagements hat die Aufgabe, diesen Zeitpunkt unter Berücksichtigung eines vom Unternehmen zu übernehmenden Risikos vorherzusagen.

Literatur

- [1] R. Windmüller: Die wirtschaftliche Bedeutung der Versorgungsqualität
Elektrizitätswirtschaft 97 (1998), H.25, S.14-22

- [2] H. Vennegeerts e.a.: Zuverlässigkeitstechnische Auswirkung und Wirtschaftlichkeit von
Instandhaltungsstrategien in elektrischen Verteilungsnetzen
ETG-Fachbericht 92 (2003) S. 73-80

- [3] M. Schwan e.a.: Asset-Management von Verteilungsnetzen unter Anwendung eines
Kostenrisiko-Managements
ETG-Fachbericht 94 (2003) S. 75-83

- [4] M.Fischer: VDEW-Umfrage zu Schäden an VPE-Kabeln.
Elektrizitätswirtschaft 96 (1997) S. 1154-1158

- [5] W.H. Wellßow e.a.: Versorgungszuverlässigkeit in Verteilungsnetzen.
Elektrizitätswirtschaft 98 (1999) H.23, S. 30-35

- [6] G. Balzer e.a.: Rechenrgestützte Instandhaltungsoptimierung im Netzbereich. Anwendung
und Erfahrung bei EVS.
Elektrizitätswirtschaft 12 (1998)