

Modellierung der Auswirkungen von Stress und Alterungseinflüssen auf die Häufigkeit von Mehrfachausfällen in Mittelspannungs- Kabelnetzen

Ao.Prof. Dipl.-Ing. Dr. Gerhard Theil

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien
1040 Wien, Gusshausstrasse 25, Tel: ++43-1-58801-37317,
E-mail: gerhard.theil@tuwien.ac.at

Kurzfassung: Es werden Methoden zur Ermittlung der zeitlichen Entwicklung der Ausfallhäufigkeiten von Betriebsmitteln, insbesondere von Kabelstrecken, ferner zur Abschätzung des zeitlichen Zuwachses von Reparaturmuffen sowie zur Modellierung der Vorbelastungen der Betriebsmittel und zur Abschätzung der Mehrfachausfallhäufigkeiten als Folge der Vorbelastungen vorgestellt. Die von den Verfahren bereitgestellten Daten werden von der Systemzuverlässigkeitsanalyse zu Prognosewerten für die Versorgungszuverlässigkeit elektrischer Energienetze verarbeitet.

Keywords: Cable aging, Outage simulation, Reliability, Renewal processes, Risk assessment, Short-circuit.

1. Einleitung

Alterung der Betriebsmittel elektrischer Energienetze bewirkt insbesondere in Mittelspannungs- Kabelnetzen eine Zunahme der Häufigkeit von Mehrfachausfällen. Diese treten beispielsweise unmittelbar nach einem ersten Ereignis als Folge des dadurch bewirkten Kurzschlussstroms auf. Der Kurzschlussstrom ruft dynamische Kräfte hervor, welche zum Ausfall von Muffen führen können. Hierbei sind vor allem gealterte oder infolge von früheren Ereignissen vorbelastete Muffen gefährdet. Eine weitere Ursache für das Auftreten von Mehrfachausfällen kann die Spannungsverlagerung sein, welche bei einpoligen Erdfehlern in kompensierten Netzen auftritt. Für den Netzbetreiber ist es daher von großem Interesse, die zukünftige Entwicklung der Ausfallhäufigkeit, insbesondere jener von Mehrfachausfällen, zu prognostizieren, um zeitgerecht Maßnahmen gegen eine unzulässig hohe Verschlechterung der Versorgungszuverlässigkeit treffen zu können.

In der vorliegenden Veröffentlichung werden Methoden zur Ermittlung der zeitlichen Entwicklung der Betriebsmittel-Ausfallhäufigkeiten, zur Modellierung der Vorbelastungen der Betriebsmittel und zur Abschätzung der Mehrfachausfallhäufigkeiten als Funktion der Vorbelastungen vorgestellt. Die von den Verfahren bereitgestellten Daten werden von der Systemzuverlässigkeitsanalyse zu Prognosewerten für die Versorgungszuverlässigkeit elektrischer Energienetze verarbeitet.

2. Modellierung der zeitlichen Entwicklung der Ausfallhäufigkeit von Betriebsmitteln

Die Ausfallhäufigkeit wird im vorliegenden Ansatz durch die Erneuerungsichte repräsentiert. Letztere stellt ebenso wie die Ausfallhäufigkeit eine innerhalb eines Zeitintervalls auftretende Anzahl von Ereignissen (Ausfälle bzw. Erneuerungen) dar, wird jedoch als Funktion der Zeit

angesetzt. Sie liefert somit ein Abbild der zeitlichen Entwicklung der Ausfallhäufigkeit. Die Zeitachse wird hier in 1-Jahresintervalle diskretisiert. Dies ermöglicht es, die Erneuerungsdichte $r(t)$ als Rekursionsformel anzusetzen [1], Gl. (1) und (2). Man ersieht aus den Gleichungen, dass die Erneuerungsdichte ausschließlich eine Funktion der Lebensdauerdichte $f(t)$ ist.

$$r(t) = \sum_{\tau=0}^t re(t-\tau) \cdot f(\tau) \quad (1)$$

mit

$$re(0) = 1, re(t) = r(t) \text{ für } t > 0 \quad (2)$$

Die Gleichungen gelten für Betriebsmittelkollektive, deren Elemente zum selben Zeitpunkt erstmals in Betrieb gesetzt wurden, bzw. für Kollektive mit zeitlich unveränderter Anzahl von Mitgliedern. Ist diese Einschränkung nicht gültig, so kann der Bestandszuwachs durch die Errichtungsfunktion $e(t)$ modelliert werden. Gl. (2) ist dann durch Gl. (3) zu ersetzen, welche ebenfalls rekursiv ausgewertet wird [1].

$$re(t) = e(t) + \sum_{\tau=0}^t re(t-\tau) \cdot f(\tau) \quad (3)$$

Die Simulation der Effekte von Instandhaltungsmaßnahmen wie Wartung und geplanter Austausch von gealterten Betriebsmitteln erfolgt durch Modifikation der Lebensdauerdichte [1], [2].

Bei der Ermittlung der Ausfallhäufigkeiten von Kabelstrecken ist das im Verlauf der Einsatzdauer erfolgende Anwachsen von Reparaturmuffen zu berücksichtigen, da diese Schwachstellen darstellen und daher mit einem zeitlich zunehmenden Anteil an der gesamten Ausfallhäufigkeit der Strecke beitragen. In [3], [4] wurde gezeigt, dass der zeitliche Reparaturmuffenzuwachs $dm(t)$ unter gewissen Voraussetzungen gemäß Gl. (4) modelliert werden kann.

$$dm(t) = q(t) \cdot f_{\text{Stück}}(t) \cdot nr \quad (4)$$

Hierbei ist $q(t)$ ein zeitlich variabler Anpassungsfaktor, dessen Herleitung in [3] beschrieben ist. $f_{\text{Stück}}(t)$ ist die Lebensdauerdichte der Reparaturstücke. Sie lässt sich unter der hypothetischen Annahme, dass die Kabelstrecke infolge des Auftretens von Fehlern durch Reparaturstücke annähernd gleicher Länge in zunehmendem Maße segmentiert wird, aus der Lebensdauerdichte der gesamten nicht segmentierten Strecke bestimmen [3]. Letztlich ist nr die hypothetische Stückanzahl der Strecke, wenn man annimmt, dass diese vollständig in Stücke gleicher Länge segmentiert ist.

Aus Gl. (4) lässt sich eine der Errichtungsfunktion äquivalente Zuwachsfunktion bilden, welche schließlich zusammen mit der Lebensdauerdichte der Muffen unter Verwendung von Gl. (1) und (3) zur Erneuerungsdichte der Muffen verarbeitet wird. Die gesamte Erneuerungsdichte bzw. Ausfallhäufigkeit der Strecke ergibt sich gemäß Gl. (5) aus der Summe der Erneuerungsdichte der zufolge von Kabel- (1.Termin) und von Muffenfehlern (2. Termin).

$$r_{sm}(t) = r_{\text{Stück}}(t) \cdot nr + r_m(t) \cdot N_m(t_{\text{max,Stück}}) \quad (5)$$

$r_{Stück}(t)$ ist die aus der Lebensdauerdichte der Reparaturstücke und $r_m(t)$ die aus der Lebensdauerdichte der Muffen gewonnene Erneuerungsichte. $N_m(t_{max,Stück})$ ist die theoretisch maximal mögliche Muffenanzahl [3]. Sie ist ungefähr gleich der Stückzahl nr .

3. Modellierung von stress- und alterungsbedingten Mehrfachausfällen

Es wird angenommen, dass Mehrfachausfälle in Kabelnetzen primär eine Folge der Auswirkungen von Kurzschlüssen sind, welche sich in der Vergangenheit ereignet haben. Das Ausmaß, in welchem sich diese Fehler bemerkbar machen, ist von der Einsatzdauer des Betriebsmittels, der Häufigkeit der Fehler, welchen das Betriebsmittel seit seiner Inbetriebsetzung ausgesetzt ist, und der Höhe der Kurzschlussströme und Spannungsverlagerungen abhängig. Die Höhe der Kurzschlussströme ist von den elektrischen Entfernungen der Fehlerorte von den Kurzschlussstrom- Einspeisungen abhängig.

3.1 Bilden der Matrix der Fehlerwirkungen

Die Kurzschlusswirkungen werden durch Kurzschlussstromberechnungen für dreipolige, zweipolige und einpolige Fehler ermittelt. Hierbei werden der Reihe nach in sämtlichen Netzknoten Fehler simuliert und die Fehlerwirkungen in einer Knoten-Zweig-Matrix festgehalten. Die Zeilen sind den simulierten Kurzschlussorten zugeordnet, die Spalten enthalten die Kurzschlussströme und die Verlagerungsspannungen jener Zweige, welche vom Fehler betroffen sind. Hierbei werden entsprechende Schwellwerte berücksichtigt. Die Kurzschlussströme der Strom/Spannungsmatrix sind auf die thermischen Grenzströme der Zweige bezogen. Die Spannungselemente der Matrix enthalten die Differenzen zwischen Verlagerungsspannung und Nennspannung. Beschränkt man sich auf die Berücksichtigung symmetrischer dreipoliger Kurzschlüsse, so treten keine Spannungsverlagerungen auf, und die Spannungselemente der Strom/Spannungsmatrix werden 0 gesetzt.

Im Netz durchgeführte Ausbaumaßnahmen können Veränderungen der Kurz- und Erdschlussströme bewirken. Folglich muss die Strom/Spannungsmatrix nach jeder größeren Veränderung des Netzes neu bestimmt werden. Man erhält damit mehrere Matrizen, welche durch den Zeitpunkt der Ausbaumaßnahme bzw. Veränderung (Gültigkeitsjahr) gekennzeichnet sind.

Aus den Knoten-Zweig-Matrizen werden Zweig-Zweig-Matrizen gebildet, deren Zeilen den auf Zweigen befindlichen Fehlerorten zugeordnet sind. Um die Kurzschlussrechnungen nicht für sämtliche möglichen Zweigfehlerorte durchführen zu müssen, werden die Zweig-Zweig-Matrizen mit Hilfe einer speziellen Logik aus den Knoten-Zweig-Matrizen abgeleitet [5].

3.2 Bilden des Vektors und der Matrix der Stressfaktoren

Die Modellierung der Vorbelastung eines Betriebsmittels mit der Kennung k erfolgt mittels Gl. (6).

$$S_{i,k}(t) = \sum_{j=beg}^t h_i(j - e_i) \cdot [c_I \cdot I_{i,k}(j) + c_U \cdot U_{i,k}(j)] \cdot sh(t - j) \quad (6)$$

Gl. (6) gilt unter der Voraussetzung, dass die Betriebsmittel i und k zum Beginn des Beobachtungszeitraums, welcher mit "beg" bezeichnet wird, existieren, und dass

Betriebsmittel i seit dem Zeitpunkt e_i in Betrieb ist. Das Ende des Beobachtungszeitraums t kann beliebig, und zwar entweder mit dem Jahr der Gegenwart oder mit einem in der Zukunft liegenden Zeitpunkt festgelegt werden. Index i bezeichnet das fehlerbehaftete Betriebsmittel. Der zur Zeit j auftretende Fehler übt auf Betriebsmittel k eine Kurzschlusswirkung $I_{i,k}(j)$ und, abhängig von der Art des Fehlers, unter Umständen auch eine Spannungswirkung $U_{i,k}(j)$ aus. $I_{i,k}(j)$ und $U_{i,k}(j)$ sind Elemente der Matrix der Fehlerwirkungen. In der Gleichung bedeuten ferner:

- $h_i(j - e_i)$ Ausfallhäufigkeit von Betriebsmittel i , welche zum Zeitpunkt j gültig ist.
- c_I, c_U Wichtungsfaktoren für Strom- und Spannungswirkungen [5]
- $sh(t - j)$ Selbstheilungsfaktor für Fehler, deren Eintritt zum Zeitpunkt t ($t - j$) Jahre zurückliegt [5]

Die Ausfallhäufigkeiten entsprechen den in Kap. 2 angegebenen Erneuerungsichten. Der gesamte Stressfaktor des Betriebsmittels k ergibt sich aus der Summe über alle n_i Betriebsmittel des betrachteten Netzes, welche auf Element k Fehlerwirkungen ausüben:

$$S_k(t) = \sum_{i=1}^{n_i} S_{i,k}(t) \quad (7)$$

Aus den Stressfaktoren wird mittels Gl. (8) die Stressfaktormatrix $Sm_{i,k}(t)$ gebildet, welche zur Quantifizierung der stressbedingten Wechselwirkungen zwischen allen Kombinationen von Elementen dient.

$$Sm_{i,k}(t) = [c_I \cdot I_{i,k}(t) + c_U \cdot U_{i,k}(t)] \cdot S_k(t) \cdot rb_k \quad (8)$$

Mit dem Faktor rb_k wird berücksichtigt, dass nicht jedes Betriebsmittel auf Fehlerwirkungen gleich sensibel reagiert. Aus Gl. (6) und (8) folgt, dass in den vorliegenden Ansatz das Quadrat der Kurzschlusswirkungen $I_{i,k}(t)$ und $U_{i,k}(t)$ eingeht.

3.3 Ermittlung der stressbedingten Mehrfachausfallhäufigkeiten

Der klassische Ansatz zur Berechnung der Häufigkeit eines abhängigen Doppelausfalls von zwei Leitungen mit den Längen l_k und l_i lautet:

$$h_{2,i,k} = h_{1,i} \cdot l_k \cdot pe_{i,k} \cdot l_i \quad (9)$$

- $h_{1,i}$ Häufigkeit des Auftretens eines Erstereignisses auf Betriebsmittel i
- pe_{ik} Bedingte Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines weiteren Ereignisses auf Betriebsmittel k

Die Häufigkeit für das Auftreten eines stressbedingten Doppelausfalls wird analog zu Gl. (9) angesetzt, jedoch wird die bedingte Wahrscheinlichkeit durch das entsprechende Element der Stressfaktormatrix ersetzt, siehe Gl. (10).

$$h_{2,i,k}(t) = ch \cdot Sm_{i,k}(t) \cdot l_i \cdot l_k \quad (10)$$

Parameter ch ist ein Kalibrierungsfaktor. Er wird so festgelegt, dass die Summe aus allen möglichen Doppelausfallhäufigkeiten die tatsächlich beobachtete jährliche Anzahl derartiger Ereignisse, in Gl. (11) mit $nb_2(t)$ bezeichnet, ergibt. Diese muss aus der Ausfallstatistik bekannt sein. Gemäß diesem Ansatz erhält man:

$$ch = nb_2(t) / \left[\sum_{i=1}^{nb} \sum_{k=1}^{nb} Sm_{i,k}(t) \cdot J_i \cdot J_k \right] \quad (11)$$

Aus Gl. (10) und (11) folgt, dass die Stressfaktoren $Sm_{i,k}(t)$ die Aufteilung der Summe der beobachteten Ereignisse auf Einzelereignisse übernehmen.

3.4 Prognose der stressbedingten Mehrfachausfallhäufigkeiten

Zuerst werden mit Hilfe der in Kap. 2 angegebenen Erneuerungsichten Prognosewerte der Ausfallhäufigkeiten der Betriebsmittel berechnet, indem man die Rekursionen bis zum gewünschten Prognosejahr $tp > t$ durchführt. Anschließend werden die Prognosewerte in Gl. (6) eingesetzt, und schließlich werden mittels Gl. (7) und (8) die Prognosewerte der Stressfaktoren $Sm_{i,k}(tp)$ ermittelt. Zuletzt erstellt man damit unter Verwendung von Gl. (10) die Prognosen der stressbedingten Doppelausfallhäufigkeiten, siehe Gl. (12). Es ist zu beachten, dass in Gl. (12) der für das Stichjahr $t < tp$ gültige Kalibrierungsfaktor eingesetzt wird.

$$h_{2,i,k}(tp) = ch \cdot Sm_{i,k}(tp) \cdot J_i \cdot J_k \quad (12)$$

Mit im Prinzip analogen Ansätzen können auch Mehrfachausfallhäufigkeiten höherer als zweiter Ordnung ermittelt werden, der Berechnungsaufwand wird allerdings bereits ab der dritten Ordnung sehr hoch [5].

4. Zuverlässigkeitsanalyse für ein Mittelspannungsnetz

4.1 Netzstruktur

Betrachtet wird ein reales 20-kV-Mittelspannungsnetz, welches geschlossen betrieben wird und dementsprechend hinsichtlich seiner Schutzsysteme und Ausstattung mit Schaltgeräten einem Hochspannungsnetz entspricht. Daher kann zur Zuverlässigkeitsanalyse ein für Hochspannungsnetze geeignetes Programm verwendet werden [6].

Das Netz versorgt über vier Kabelringe, welche aus insgesamt 53 Kabelstrecken bestehen, 40 Mittelspannungsstationen. Die Anbindung an das 110-kV-Hochspannungsnetz erfolgt über zwei Vierfachkabelsysteme. Eines davon ist redundant und wird nur im Falle des Ausfalls des Hauptsystems zugeschaltet. Die Vierfachkabelsysteme münden in eine Energiezentrale, von deren Doppel-Sammelschienensystem die vier Kabelringe versorgt werden. Außerdem befinden sich in der Energiezentrale vier Notstromaggregate, welche bei Bedarf Energie in das Doppel-Sammelschienensystem einspeisen können. Die Niederspannungsebene wird, abgesehen von den insgesamt 77 Mittel-/Niederspannungstransformatoren nicht im Detail nachgebildet.

4.2 Zuverlässigkeitsdaten der Betriebsmittel

In Tab. 1 sind die Stationärwerte der Zuverlässigkeitsdaten der wichtigsten Betriebsmitteltypen angegeben. Betriebsmittel der 110-kV-Spannungsebene werden nicht in die Ausfallsimulation einbezogen. Mehrfachausfälle werden ausschließlich für Kabel simuliert, Einfachausfälle dagegen auch für Transformatoren und Schaltgeräte.

Die Berechnung der Zeitreihen der Ausfallhäufigkeiten erfolgt auf Basis von normalverteilten Lebensdauererwartungsfunktionen. Die Lebensdauererwartungswerte betragen: Freileitungstrecken 27 Jahre, Kabelstrecken 45 Jahre, Transformatoren 24 Jahre,

Schaltgeräten 25 bis 26 Jahre, Sammelschienen 26 bis 29 Jahre. Hierbei handelt es sich um theoretische Werte, welche ohne Durchführung von Wartungsmaßnahmen zu erwarten wären. Die Simulation von Wartung bewirkt jedoch eine Verlängerung der effektiven Lebensdauererwartungswerte.

Tab. 1: Stationärwerte der Zuverlässigkeitsdaten

	Ausfallhäufigkeit	Ausfalldauer
20-kV-Kabel	0,027 /km.a	30 h
Mittelspannungs-Innenraum-Sammelschienen	0,001 /Feld.a	10,0 h
GIS-Sammelschienen/Feld	0,0005 /Feld.a	48,0 h
Mittelspannungs-Trenner Innenraum	0,01 /a	25,0 h
Mittelspannungs-Leistungsschalter	0,00259 /a	72,0 h
Mittel-/Niederspannungs-Transformatoren	0,01 /a	24 h
Kabel- Doppelausfälle	0,2 /a	

In Abb. 1 werden die Zeitreihen der Ausfallhäufigkeiten einer Mittelspannungskabelstrecke sowie ihrer Muffen dargestellt, und zwar für den Fall, dass im gesamten Beobachtungszeitraum keine Erneuerungen erfolgen. Die Ausfallhäufigkeiten wachsen im Verlauf der Zeit stark an und erreichen schließlich nach einigen Schwingungen einen zeitlich unabhängigen Stationärwert (Stat.). Dieser ist rund 100-mal höher als im Falle der Berücksichtigung von Erneuerungsmaßnahmen, siehe Abb. 2. Demgemäß ist auch ein entsprechendes zeitliches Anwachsen der System- Nichtverlösslichkeit zu erwarten, was durch Abb. 5 bestätigt wird.

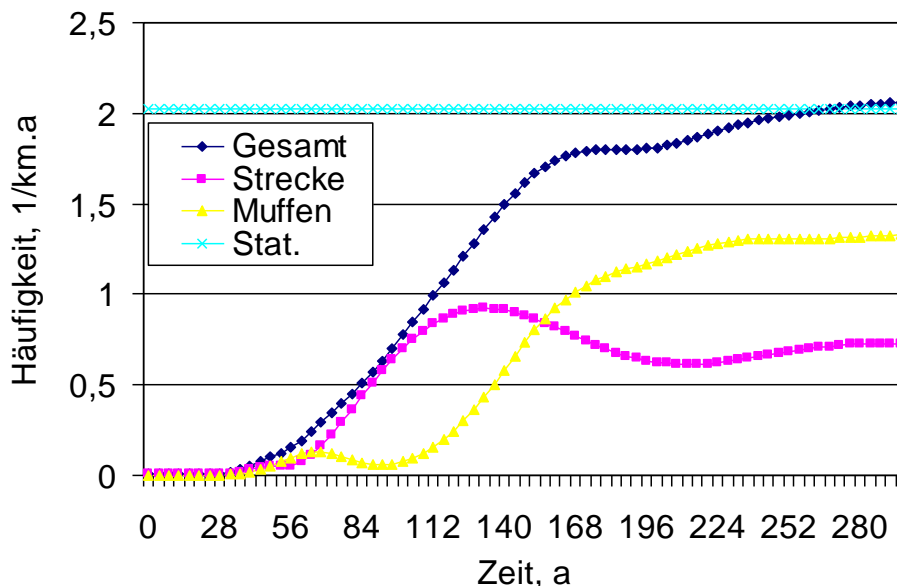


Abb. 1: Zeitreihen der Ausfallhäufigkeit von Mittelspannungskabeln, Strecke und Muffen, keine Instandhaltungsmaßnahmen

4.3 System-Zuverlässigkeitsanalyse

Der Beginn des Beobachtungszeitraums wurde mit dem Jahr 1957 festgelegt, das Gegenwartsjahr ist 2008. Folglich werden aus den Zeitreihen der Ausfallhäufigkeiten der

Betriebsmittel jeweils die Werte des 51. Betriebsjahrs entnommen und dem Modul zur System-Zuverlässigkeitsanalyse übergeben. Die stressbedingten Mehrfachausfallhäufigkeiten werden für dasselbe Betriebsjahr gemäß Gl. (11) kalibriert und ebenfalls der System-Zuverlässigkeitsanalyse zugeführt. Die tatsächlichen Ersterrichtungszeitpunkte der Betriebsmittel wurden nicht erfasst. Stattdessen wird unter Anwendung von Gl. (3) eine angenommene, für den Zeitbereich von 50 Jahren definierte Errichtungsfunktion verarbeitet.

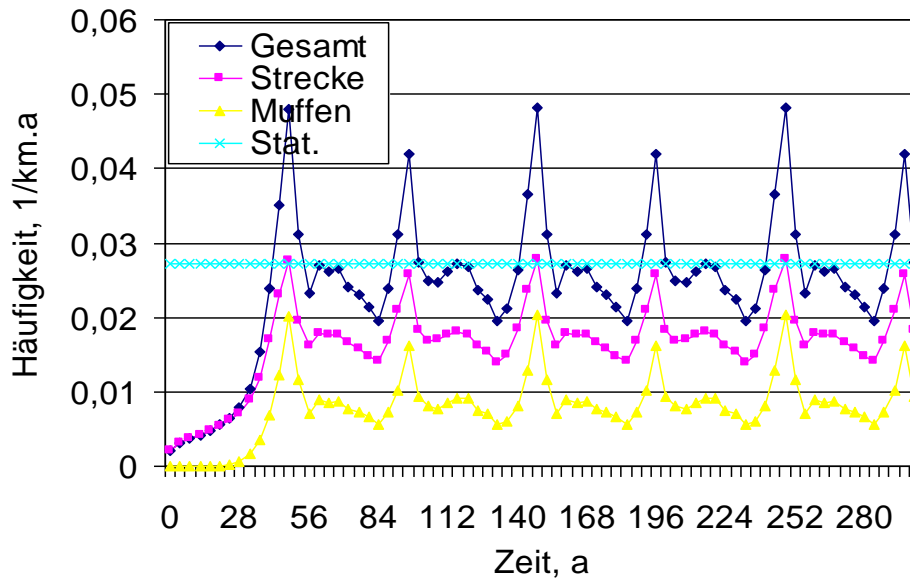


Abb. 2: Zeitreihen der Ausfallhäufigkeit von Mittelspannungskabeln, Strecke und Muffen, vollständige Erneuerung der Strecke nach 50 Jahren

In Abb. 3 wird der Einfluss der Berücksichtigung stressbedingter Doppelausfälle, sowie zusätzlich die Wirkung der Berücksichtigung von Schaltfeldfehlern demonstriert. Als Kenngröße dient die Energienichtverlässlichkeit, welche sich aus dem Quotienten zwischen nicht gelieferter Energie und Jahresarbeit ergibt. In den Legenden der Abbildungen bedeuten: Erstes Symbol: O: ohne, F: mit Schaltfeldfehlern. Zweites Symbol: O: ohne, D: mit stressbedingten Doppelausfällen. Unabhängige Zweifachausfälle sowie Common-mode-Zweifachausfälle zufolge äußerer Einwirkungen werden in jedem Fall simuliert. Man erkennt, dass die stressbedingten Doppelausfälle einen erheblichen Einfluss auf die Systemnichtverlässlichkeit ausüben, größer ist jedoch die Auswirkung der Berücksichtigung von Schaltfeldfehlern. Der Einfluss der Nichtverlässlichkeiten der Schaltfeld-Betriebsmittel scheint allerdings unrealistisch hoch zu sein. Die Ursache dafür könnte sein, dass für diese Komponenten, anders als bei den Kabeln, keine statistisch abgesicherten Daten verfügbar waren. Ihre Zuverlässigkeitsgrößen wurden vielmehr aus Literaturangaben entnommen, welche offensichtlich nicht konsistent zu den Kabeldaten sind.

Mittels Abb. 4 wird der Einfluss der Zeitpunkte der Streckenerneuerungen veranschaulicht. Man erkennt, dass die Nichtverlässlichkeit durch diese Instandhaltungsmaßnahme deutlich reduziert werden kann.

Im Folgenden werden einige Resultate von Prognosen der Systemzuverlässigkeit präsentiert. Auf den Zeitskalen der Abbildungen entspricht das Jahr 50 der Gegenwart, während die nachfolgenden Jahre Prognosewerte kennzeichnen. Im Gegenwartsjahr erreichen daher die ältesten Betriebsmittel ein Alter von 51 Jahren.

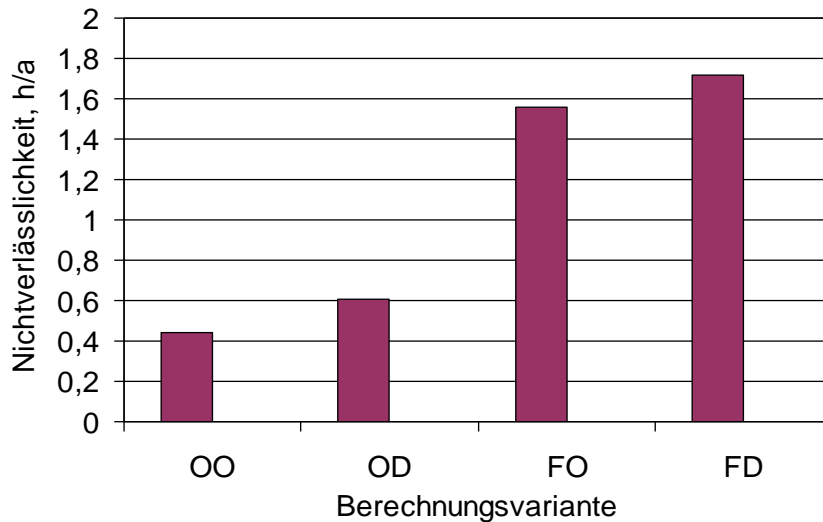


Abb. 3: Energienichtverlässlichkeiten bei Vernachlässigung oder Berücksichtigung stressbedingter Doppelausfälle

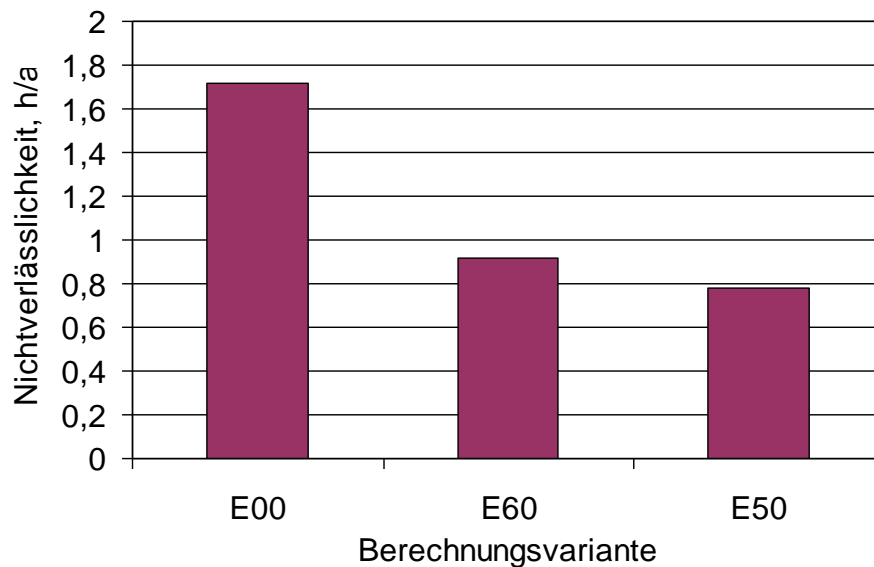


Abb. 4: Energienichtverlässlichkeiten mit Berücksichtigung von Schaltfeldfehlern und Doppelausfällen. E00: Keine Simulation der Erneuerung der Kabelstrecken, E60, E50: Erneuerung nach 60 bzw. 50 Jahren

Die in Abb. 5 dargestellten Ergebnisse wurden ohne Simulation von Streckenerneuerungen ermittelt. Zum Unterschied von den Kabeln, deren Ausfallhäufigkeit gemäß Abb. 1 auch nach dem 62. Prognosejahr stetig zunimmt, erreichen die Ausfallhäufigkeiten der meisten anderen Betriebsmitteltypen zu dieser Zeit bereits ihre Stationärwerte. Dementsprechend sind die zeitlichen Zuwächse der Zuverlässigkeitsgrößen in Abb. 5 geringer als in Abb. 1. Auch die Streuung der Erstinbetriebnahmezeitpunkte bewirkt eine langsamere Zunahme der Ausfallhäufigkeiten und Nichtverlässlichkeiten [5]. Ferner ist in Abb. 5 der Einfluss der stressbedingten Doppelausfälle deutlich zu erkennen. Er bewirkt einen stetigen Anstieg der Nichtverlässlichkeit, siehe Verlauf OD und FD. Bei Berücksichtigung sämtlicher Betriebsmitteltypen ist am Ende des Prognosezeitraums in Fall FD eine Erhöhung der Nichtverlässlichkeit um rund 30% gegenüber Fall FO zu beobachten.

Durch Erneuerungsmaßnahmen (Austausch nach 50 Betriebsjahren) wird die Nichtverlässlichkeit innerhalb des für die Abbildungen gültigen Prognosezeitraums um den Faktor 2,5 reduziert, siehe Abb. 6. Ferner wird durch diese Maßnahme längerfristig ein weiteres Anwachsen der Ausfallhäufigkeiten vermieden. Die im Jahr 58 auftretenden Spitzenwerte werden durch Schwingungen im zeitlichen Verlauf der Ausfallhäufigkeiten verursacht, vgl. Abb. 1.

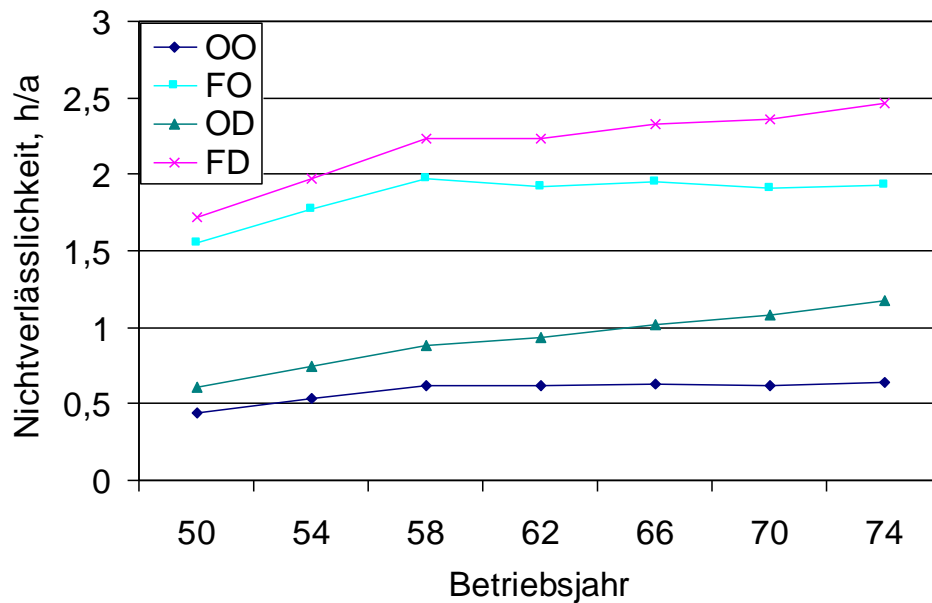


Abb. 5: Prognose der Energienichtverlässlichkeiten, keine Simulation von Streckenerneuerungen

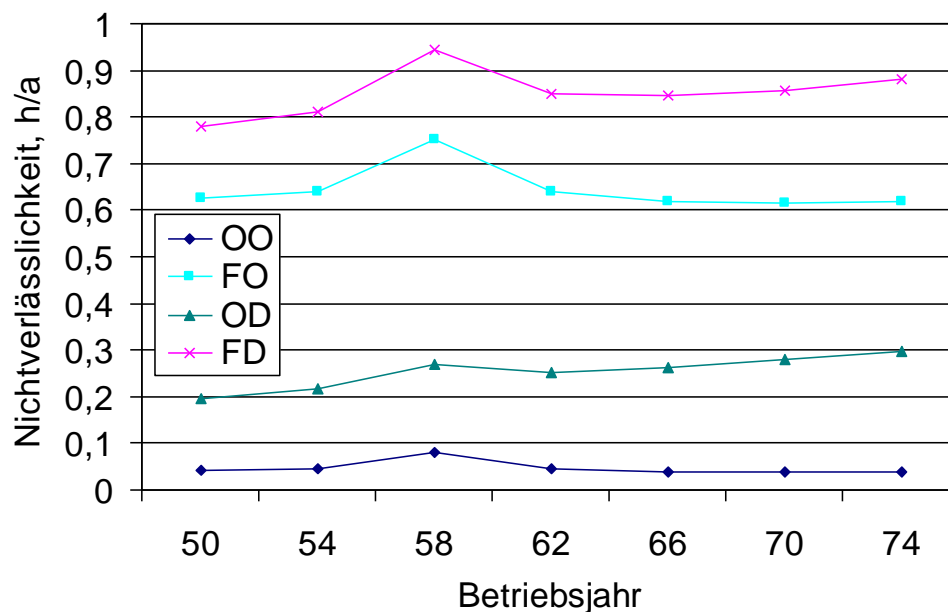


Abb. 6: Prognose der Energienichtverlässlichkeiten mit Simulation von Streckenerneuerungen

5. Zusammenfassung

Mit Hilfe des vorgestellten Verfahrens zur Ermittlung der zeitlichen Entwicklung der Häufigkeiten von Einfachausfällen und von stressbedingten Mehrfachausfällen der Betriebsmittel elektrischer Energienetze kann die zukünftig zu erwartende Versorgungszuverlässigkeit der Netze prognostiziert werden. Hierbei können neben Stresseinwirkungen auch die Auswirkungen von Instandhaltungsmaßnahmen untersucht werden. Unter Stress sind im vorliegenden Ansatz die durch Kurzschlüsse auf die Betriebsmittel ausgeübten Belastungen zu verstehen.

Das Prognoseverfahren wurde im Rahmen der Zuverlässigkeitsanalyse eines realen Mittelspannungsnetzes angewandt. Hierbei ergab sich:

- Die Ausfallhäufigkeit einer Kabelstrecke beginnt, sobald ihre Einsatzdauer den Lebensdauererwartungswert überschreitet, deutlich anzusteigen.
- Der Einfluss der Reparaturmuffenzunahme macht sich in der Ausfallhäufigkeit mit einer Zeitverzögerung bemerkbar, welche durch die Summe aus Kabel- und Muffenlebensdauererwartungswert bestimmt wird. Bei Einsatzdauern von typischerweise 40 - 60 Jahren, stellt die Zunahme der Reparaturmuffenzahl kein ernsthaftes Problem dar.
- Die durch Kurzschlüsse auf die Betriebsmittel einwirkenden Belastungen verursachen ein deutliches zeitliches Anwachsen der Mehrfachausfallhäufigkeiten. Dieses kann auf Basis der vorgestellten Methoden modelliert und visualisiert werden.
- Die effektivste Maßnahme, um einer inakzeptablen Verschlechterung der Systemzuverlässigkeit vorzubeugen, ist die rechtzeitige Erneuerung gealterter Kabelstrecken. Andere Instandhaltungsmaßnahmen sind deutlich weniger wirksam.
- Die vorgestellten Verfahren zur Modellierung der zeitlichen Entwicklung der Häufigkeit von Einfachausfällen basieren auf den um Instandhaltungseffekte bereinigten (idealen) Lebensdauerverteilungen der Betriebsmittel. Diese müssen folglich bekannt sein. Für die Algorithmen zur Ermittlung der stressbedingten Mehrfachausfallhäufigkeiten werden dagegen Lebensdauerverteilungen nicht unbedingt benötigt.

6. Schrifttum

[1] G. Theil: Prognose der Altersverteilung von Komponenten elektrischer Energienetze. Forschungsbericht FB2/2004, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft. Technische Universität Wien, 2004.

[2] G. Theil: Kombinierte Inspektions- und Instandhaltungsmodelle für zuverlässigkeits- und zustandsorientierte Instandhaltungsplanung. Forschungsbericht FB 3/2006, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, 2006.

[3] G. Theil: Zeitliche Entwicklung der Ausfallhäufigkeit von Mittelspannungs- Kabeln mit Berücksichtigung des Reparaturmuffenzuwachses. Forschungsbericht FB2/2007. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, 2007.

[4] G. Theil: Evaluation of the influence of repair-joint number increase on the outage frequency of medium voltage cables. CIRED 20th International Conference on Electricity Distribution, Prag, 8. - 11. Juni 2009.

[5] G. Theil: Simulation von Mehrfachausfällen bedingt durch Stress und Alterung der Betriebsmittel in Mittelspannungs- Kabelnetzen. Forschungsbericht FB 2/2008, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, 2008.

[6] G. Theil: Interpretation der Resultate von Zuverlässigkeitsberechnungen bei unscharfen Eingangsdaten, e & i, 121(2004), Heft. 4, S.133 - 137.