

## Beanspruchungen und Verhalten der Wandlerisolation im Betrieb

Dr. K.-H. Weck, FGH, 68219 Mannheim

### 1. Einführung

An das Verhalten eines Strom- oder Spannungswandlers im Betrieb werden zwei einfache Forderungen gestellt:

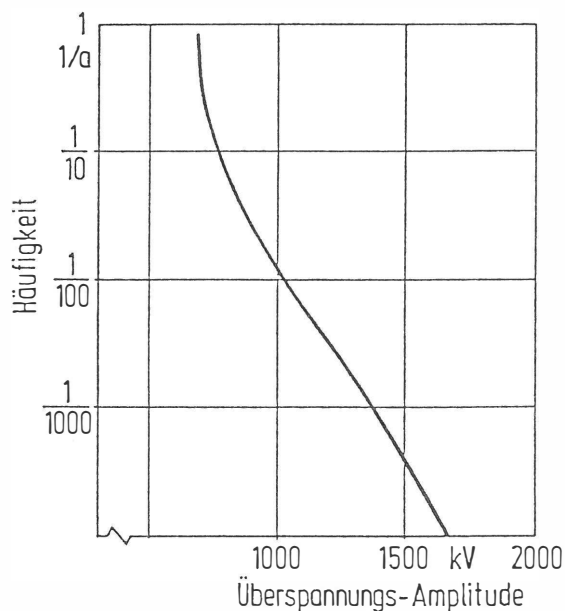
1. Der Wandler soll die eigentliche an ihn gestellte Aufgabe, nämlich den Strom oder die Spannung mit der geforderten Genauigkeit zu messen, erfüllen.
2. Er soll dies über einen möglichst langen Zeitraum tun, d. h. er soll eine betrieblich und wirtschaftlich ausreichend hohe Lebensdauer aufweisen.

Die Behandlung der ersten Aufgabe ist nicht Gegenstand dieses Aufsatzes. Er wird sich mit dem Gesichtspunkt der Lebensdauer eines Wandlers bei den im Betrieb auftretenden Beanspruchungen zu beschäftigen haben.

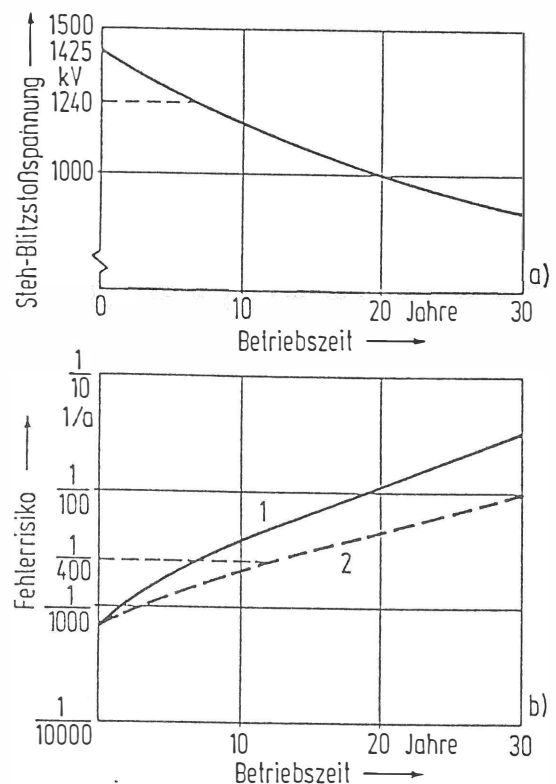
Die Lebensdauer eines Spannungs- oder Stromwandlers wird - soweit es seine Isolation betrifft - von zwei Hauptfaktoren bestimmt. Auf der einen Seite kann sich die Isolationsfestigkeit eines Wandlers durch Alterungsvorgänge oder Beschädigungen einzelner Wandler Teile verringern, wobei das Ende der Lebensdauer spätestens dann erreicht wird, wenn die Isolation der betrieblichen Wechselspannung nicht mehr standhält. Auf der anderen Seite können im Betrieb gelegentlich Spannungsbeanspruchungen auftreten, die über das Isolationsvermögen des Wandlers hinausgehen, obwohl man bei der Wahl des Isolationspegels und des Ableiterschutzes die Regeln der Isolationskoordination erfüllt hat.

Das Zusammenwirken der beiden Faktoren soll zur Verdeutlichung der in dem Begriff Lebensdauer steckende Problematik an einem Beispiel verdeutlicht werden. Bild 1 zeigt die Häufigkeit der Überspannungen, wie sie z. B. an einem im Abgang einer 380-kV-Freileitung stehenden Wandler auftreten könnte, wobei bei der Ermittlung dieser Kurve ein Ableiterschutz am Leitungseingang angenommen ist. Überspannungen mit Amplituden über 1000 kV werden ausschließlich durch Blitzvorgänge bestimmt, bei den niedrigeren Amplituden sind auch Schaltvorgänge oder Erdschlüsse enthalten. Bild 2 zeigt oben die Steh-Blitzstoßspannung der Isolation, wobei angenommen ist, daß sich diese Festigkeit im Laufe der Zeit durch Alterung der Isolation merklich verringert. Zusammen mit der Überspannungshäufigkeit in Bild 1 bedeutet dieses Absinken der Festigkeit, daß sich das Fehlerrisiko der Wandlerisolation erhöht, wie es in Bild 2 unten dargestellt ist. Dabei gibt die Kurve 1 den Augenblickswert des Fehlerrisikos, Kurve 2 den über den betrachteten Zeitraum gemittelten Wert an. Dieser gemittelte Wert ist der für die Praxis zutreffende Wert. Er ist direkt vergleichbar mit der Schadensrate im Betrieb, da ein Fehlerrisiko von 1 pro 100 Jahren bei 100 Wandlern 1 Fehler pro Jahr, also eine Schadensrate von 1 % bedeutet.

Das Beispiel verdeutlicht, daß selbst bei einer so drastisch verringerten Isolationsfestigkeit eines Wandlers das Ende der Lebensdauer des Wandlers nicht erreicht ist. Er zeigt lediglich ein erhöhtes Fehlerrisiko, daß im Einzelfall durchaus akzeptabel sein kann. Die Lebensdauer eines Betriebsmittels muß also mit einem akzeptablen Wert für das Fehlerrisiko verbunden werden, d. h. das Ende der Lebensdauer ist erreicht, wenn die im Betrieb beobachtete Schadensrate diesen akzeptablen Wert übersteigt. In Bild 2, unten, ist ein üblicher Wert für das akzeptable Fehlerrisiko als 1 pro 400 Jahren eingetragen [1]. Er ist gleichbedeutend mit einer Schadensrate von 0,25 % pro Jahr und besagt, daß nach 40 Betriebsjahren bei gleicher Beanspruchung noch 90 % der Wandler im Betrieb sind.



**Bild 1:** Typische Häufigkeitsverteilung von Überspannungen an Wandlern im Freileitungsabgang einer 380-kV-Schaltanlage. Beispiel.

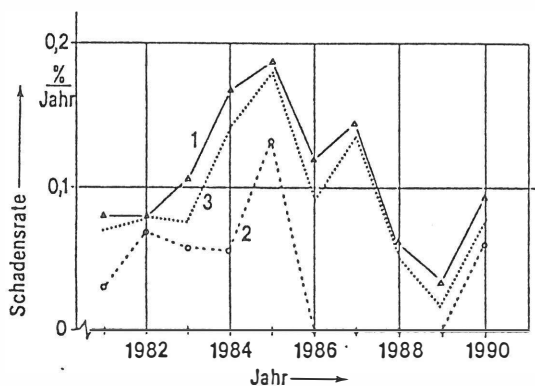


**Bild 2:** Angenommene Absenkung der Steh-Blitzspannung eines Wandlers (a) und Anstieg des Fehlerrisikos (b) bei Spannungsbeanspruchungen nach Bild 1.  
1: Augenblickswert  
2: Mittel über die Betriebszeit

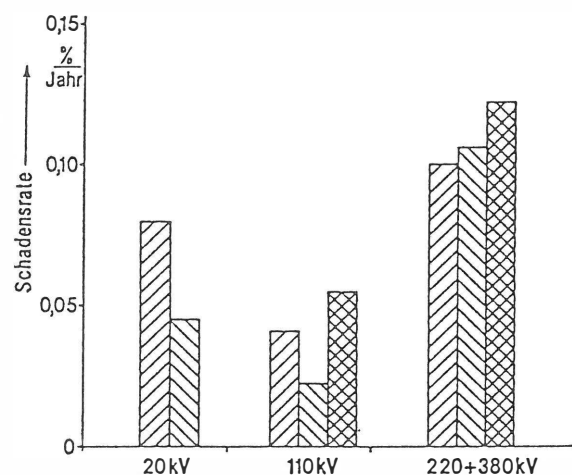
## 2. Schadensgeschehen im Netz

Obwohl die in der VDEW Störungs- und Schadensstatistik enthaltenen Angaben sicherlich nicht ohne kritische Deutung verwendet werden sollten, geben sie doch wichtige Hinweise für das Verhalten der Betriebsmittel. Bild 3 zeigt die Schadensrate an Wandlern über die Jahre 1981 bis 1990. Strom-, Spannungs- und Kombiwandler sind hier zusammengefaßt. Bild 4 zeigt die über diesen Zeitraum gemittelte Schadensrate getrennt für die drei Wandlerarten. Aus dieser Darstellung der Gesamtschadensraten lassen sich die folgenden Schlüsse ziehen:

1. Die mittleren Schadensraten sind selbst in der Höchstspannungsebene 220 kV und 380 kV deutlich unter dem in Abschnitt 1 genannten, anzustrebenden Wert von 0,25 %. Die Bemessung der Wandlerisolation erfüllt also die in der Isolationskoordination gestellten Forderungen.
2. Während in der Höchstspannungsebene die Fehlerrate unabhängig von der Wandlerart ist, sind in den unteren Spannungsebenen die Schadensraten von Stromwandlern merklich kleiner als die von Spannungswandlern. Obwohl es naheliegend ist, diese Tatsache der einfacheren Isolation eines Stromwandlers zuzuschreiben, ist zu beachten, daß sie nur durch die in diesen Spannungsebenen installierten höheren Anzahl der Stromwandler verursacht wird. Die absolute Zahl der Fehler pro Jahr ist bei allen Wandlerarten in etwa gleich. In diesen Spannungsebenen haben wandlerunabhängige Schadensursachen wie fremde Einwirkung oder Lichtbogeneinwirkungen einen merklichen Anteil am Schadensgeschehen, Ursachen also, die unabhängig von der Wandlerart sind.



**Bild 3: Schadensraten von Meßwandlern 1981 - 1990**  
1: 20 kV  
2: 110 kV  
3: 220 und 380 kV

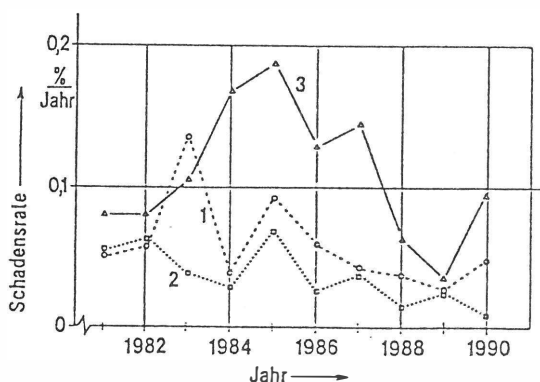


**Bild 4: Mittlere Schadensraten von Meßwandlern 1981 - 1990**  
\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\: Spannungswandler  
//////////: Stromwandler  
XXXX: Kombiwandler

Auffallend in den Verläufen der Schadensraten über die Jahre in Bild 3 sind die gleichmäßig in allen Spannungsebenen anfallenden hohen Raten im Jahre 1985. Das Jahr 1985 war gekennzeichnet durch häufige Gewitter, was sich schon allein in der Zahl der Gewittertage von 41 ausdrückt, ein Wert, der über 50 % über dem Jahresdurchschnitt liegt. Bild 5 zeigt die Schadensraten für das Höchstspannungsnetz insgesamt für die beiden Anlässe Gewitter und kein erkennbarer Anlaß, also Normalbetrieb. Es ist ersichtlich, daß in diesen Spannungsebenen diese beiden Störungsanlässe die gesamte Schadensrate bestimmen. Für die Wandlerisolation bedeutet dies

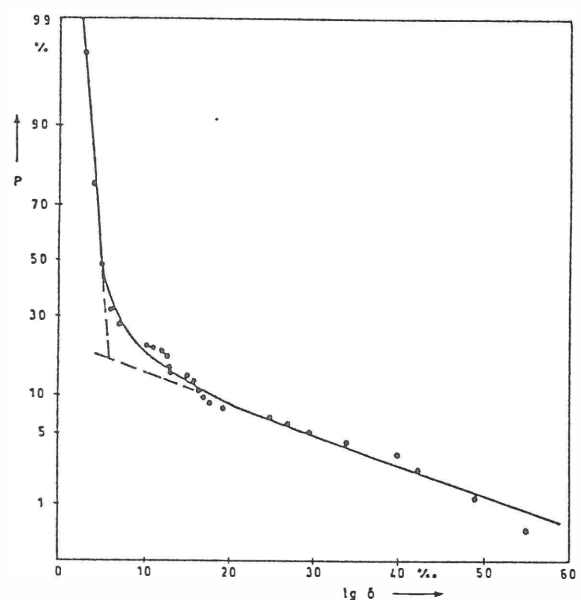
- Ein Schaden im Normalbetrieb deutet auf eine verringerte Festigkeit, also auf Alterung oder Beschädigungen, hin.
- Ein Schaden bei Gewitter bedeutet unter Umständen eine unzulässig hohe Überspannung.

Beide Ursachen werden im folgenden besprochen.



**Bild 5: Schadensraten von 220-kV- und 380-kV-Meßwandlern**

1. Gesamtrate
2. Störungsanlaß Gewitter
3. Störungsanlässe Gewitter und ohne Anlaß



**Bild 6: Summenhäufigkeit des Verlustfaktors von ölisierten 110-kV-Meßwandlern, luftabgeschlossen.**

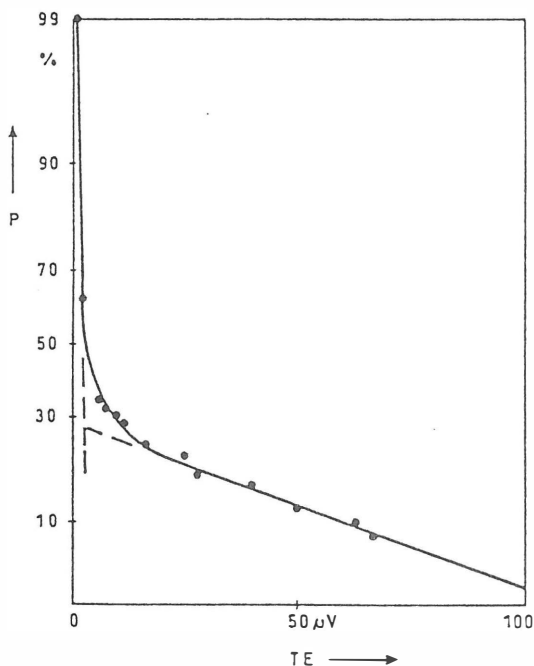
Betriebszeit: 20 - 30 Jahre

### 3. Alterung der Wandlerisolation

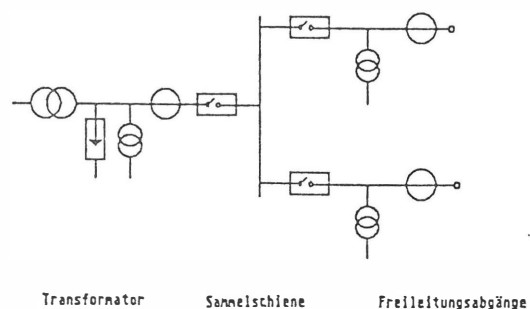
Die Alterung der Isolation eines Betriebsmittels ist seit langer Zeit in Diskussion und die Kenntnis eines zahlenmäßigen Zusammenhangs zwischen der elektrischen Festigkeit und der Betriebszeit ein lang gehegter Wunsch. Die Diskussion um die Alterung der Isolation ist kürzlich wieder aufgelebt, einmal weil eine Vielzahl der in den Nachkriegsjahren eingebauten Geräte jetzt die geforderte Lebensdauer von 30 - 40 Jahren erreicht hat, zum anderen weil die moderne Meß- und Auswertetechnik heute Diagnoseverfahren zulassen, die vor einigen Jahren noch nicht denkbar waren.

Die für die Alterung der Wandlerisolation maßgebenden Mechanismen hängen von dem verwendeten Isolierstoff ab. In der Mittelspannungsebene werden hauptsächlich feststoff-isolierte Wandler, also Gießharzwandler eingesetzt, im 20-kV-Netz etwa 85 %. In der Hochspannungsebene sind dies im wesentlichen ölisolierte Wandler, im 110-kV-Netz etwa 85 %, im 380-kV-Netz etwa 95 %. In den letzten Jahren kommen mit wachsendem Anteil SF<sub>6</sub>-isolierte Wandler zum Einsatz, mehr aus Gründen des Verhaltens im Fehlerfall als Gründen der besseren Isolierung. Über feststoff- und ölisolierte Wandler liegen Betriebserfahrungen vor, und Aussagen über ihr ungefähres Alterungsverhalten können versucht werden. Bei den SF<sub>6</sub>-isolierten Wandlern fehlen solche Erfahrungen.

Bei der Öl-Papier-Isolation wird allgemein angenommen, daß die Alterung dem Gesetz nach Arrhenius oder nach Montsinger folgt, und diese Annahme ist für Transformatoren in DIN VDE 0536 zur Bestimmung des relativen Lebensdauerverbrauchs zugrundegelegt. Dabei ist angenommen, daß die Isolation bei einer Höchsttemperatur von 98 °C im Transfor-



**Bild 7:** Summenhäufigkeit der Tellentladungsin-tensität eines gießharzisiolierten 110-kV-Stromwandlertyps



**Bild 8:** Vereinfachter Schaltplan einer Schalt-anlage zur Bestimmung der typischen Spannungsbeanspruchung von Meß-wandlern.

mator und einer Kühlmitteltemperatur von 20 °C im Jahresmittel "normal" altert, d. h. eine Lebensdauer von einigen Jahrzehnten erreicht. Wendet man die gleichen Gesetzmäßigkeiten auf die Wandlerisolation an, dann ergeben sich Lebensdauerwerte, die weit über den betrieblich erforderlichen Werten liegen würden. Es muß jedoch in Frage gestellt werden, ob die Zugrundelegung dieser Gesetzmäßigkeiten überhaupt zulässig ist. Zur Verdeutlichung zeigt Bild 6 die Summenhäufigkeit des Verlustfaktors von 110-kV-Wandlern mit luftabgeschlossener Ölisolation nach Betriebszeiten zwischen 20 und 30 Jahren. Die Häufigkeitsverteilung zeigt eindeutig zwei Bereiche. Etwa 70 % der Wandler folgen einer Verteilung mit sehr niedrigem Verlustfaktor, während etwa 30 % der Wandler einer anderen Verteilung mit zum Teil wesentlich höheren Verlustfaktoren zuzuordnen ist. Die Überprüfung der Wandler mit den hohen Verlustfaktoren zeigte auf, daß die Ölausdehnungsmembran beschädigt waren. Die Beschädigungen waren mehr oder weniger stark und bestanden seit unbekannten, aber sicherlich unterschiedlichen Zeiträumen.

Die untersuchten ölisolierten Wandler wurden nach Ausbau nicht einer Spannungsprüfung unterzogen, so daß ein Zusammenhang zwischen den gemessenen Verlustfaktoren, dem Wassergehalt und den schlußendlich interessierenden Stehspannungen nicht angegeben werden kann. Eine Abschätzung nach [2] deutet darauf hin, daß die Absenkung der Stehspannungen für die in Bild 2 dargestellten Werte noch erträglich sind, und tatsächlich hatten die Wandler bis zum Meßzeitpunkt noch einwandfrei Betrieb gemacht. Das gewählte Beispiel soll deutlich machen, daß man bei ölisolierten Wandlern zwar mit einer Alterung der Isolation rechnen muß, daß aber die Alterung nicht durch das Verhalten der einwandfreien Isolation bestimmt ist, sondern durch isolationsfremde Einflußfaktoren wie in diesem Fall die Beschädigung der Ölausdehnungsmembran.

Gleiches gilt für die Gießharzisolation. Bild 7 zeigt die Summenhäufigkeit der an einem bestimmten 110-kV-Stromwandlertyp gemessenen Teilentladungen, damals noch nicht in pC sondern in  $\mu V$ . Auch hier sind, ähnlich wie in Bild 6, Wandler ohne Teilentladungen von solchen mit Teilentladungen deutlich zu unterscheiden. Grund für das Auftreten der Teilentladungen waren Rißbildungen, hervorgerufen durch die thermisch-mechanischen Spannungen im Gießharz.

Die Alterung der Gießharzisolation selbst ist so gering, daß sie für den praktischen Einsatz vernachlässigt werden kann. Auch hier wird die Alterung hervorgerufen durch äußere Einflüsse, die zu Teilentladungen und dann zur Zerstörung der Isolation führen können. Diese Einflüsse sind sehr abhängig vom Herstellungsprozeß der Isolation, der bei großen Gießharzvolumen wesentlich schwieriger zu beherrschen ist als bei kleinen. Im Mittelspannungsbereich sind die Isolationsvolumen klein und das Verhalten der Gießharzisolation einwandfrei. In den Hochspannungsnetzen gab es in der Vergangenheit massive Ausfälle von Wandlern, was sich deutlich in der geringen Anzahl der im Netz eingesetzten Wandler widerspiegelt.

Für diesen Abschnitt zusammenfassend muß festgestellt werden, daß Meßwandler durch das grundsätzliche Verhalten der Isolation nur vernachlässigbar wenig altern. Es muß aber mit einer Alterung durch zusätzliche Faktoren, deren schädliche Auswirkungen von vorneherein bekannt sind, gerechnet werden. Solche Faktoren sind:

- Eindringen von Feuchtigkeit in die Öl-Papier-Isolation, evtl. verbunden mit während der Betriebszeit entstehenden Teilentladungen.

- Mechanische Beschädigung der Feststoffisolation, verbunden mit Teilentladungen in den entstehenden Hohlräumen.
- Verschmutzung der Oberfläche von Feststoffisolationen, ebenfalls verbunden mit Teilentladungen.
- u. a.

Berücksichtigt werden muß jedoch, daß bei einer durch äußere Faktoren hervorgerufenen Alterung nicht alle Wandler gleichmäßig betroffen sind, d. h. die Alterungserscheinungen bei den einzelnen Exemplaren äußerst unterschiedlich sein können.

## 4. Spannungsbeanspruchungen im Betrieb

Die im Betrieb an einem Wandler auftretenden Spannungsbeanspruchungen hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab, die bei der Isolationskoordination zu berücksichtigen sind [3]. Sie können hier nur in ihrer ungefähren Wirkung behandelt werden. Da der Einbauort der Wandler einer der wichtigen Einflußfaktoren ist, soll diese Grundsatzbetrachtung an dem Beispiel in Bild 8 geschehen, um zu unterscheiden zwischen den Wandlern im Transformatorfeld und den Wandlern im Leitungsfeld. In der Isolationskoordination unterscheidet man die Spannungsbeanspruchungen während des Betriebs entsprechend ihrem zeitlichen Verlauf:

### Betriebsfrequente Dauerspannung

Alle im Netz angeschlossenen Wandler werden mit der Leiter-Erde-Betriebsspannung gleich beansprucht. Man kann es durchaus als Mindestanforderung an die Wandlerisolation ansehen, daß diese Spannung während der Lebensdauer der Wandler gehalten werden muß. Das Ende der Lebensdauer eines Wandlers ist mit Sicherheit erreicht, wenn dies nicht mehr der Fall ist.

Netz-Nennspannung	Höchste Betriebsspannung Leiter-Erde kV	Höchste zeitweilige Überspannung kV	Höchste Schaltüberspannung	
			an Sammelschiene kV	am Leitungsabgang (ohne Ableiter) kV
20 kV	13,9	24	56	56
110 kV	71	123	280	280
380 kV	243	365	700	890

Tabelle 1: Zusammenstellung der höchsten, betrieblich auftretenden Spannungsbeanspruchungen von Wandlern

### Zeitweilige Überspannungen

Zeitweilige Überspannungen durch einen Erdschluß im Netz beanspruchen alle Wandler in den nicht betroffenen Leitern. Da Erdschlüsse in jedem Leiter in gleicher Häufigkeit auftreten werden, werden alle Wandler im Laufe der Zeit mit gleicher Spannungshöhe, Dauer und Häufigkeit beansprucht.

Anders sieht die Sachlage bei einem Lastabwurf aus. Bei der in Bild 8 dargestellten Anlage tritt ein voller Lastabwurf nur bei einem Fehler im Sammelschienenbereich auf und höhere Überspannungen als beim Erdschluß sind nur an Generatortransformatoren im Netz mit geradem Sternpunkt zu erwarten. Zwei Varianten sind zu unterscheiden:



- Der Lastabwurf geschieht aufgrund eines Fehlers in der Gegenstation durch die dortigen Leistungsschalter, und alle in der gezeigten Station eingebauten Wandler werden gleich beansprucht.
- Der Lastabwurf geschieht bei einem Fehler in der betrachteten Station, und nur die Wandler im Transformatorabgang werden beansprucht.

Die zeitweiligen Überspannungen aufgrund eines Lastabwurfs bei Generatorstationen sind etwas höher als beim Erdschluß. Die Unterschiede sind jedoch nicht ausschlaggebend, so daß man näherungsweise für beide die in Tabelle 1 angegebenen Werte als Richtwerte annehmen kann.

### **Langsam ansteigende Überspannungen**

Langsam ansteigende Überspannungen entstehen in den für Deutschland typischen Netzen durch den transienten Vorgang bei Erdschlüssen und beim Schalten von Leitungen. Die Überspannungen beim Erdschluß sind an allen Wandlern in den nicht betroffenen Leitern gleich hoch. Beim Schalten von Leitungen treten die hohen Überspannungen nur am offenen Leitungsende auf, also in der Station dessen Leistungsschalter zuletzt schaltet. In den Netzen mit Erdschlußlöschung sind die Überspannungen aufgrund der beiden Vorgänge etwa gleich hoch, so daß die Wandler unabhängig von ihrem Einbauort mit gleicher, höchsten Amplitude, jedoch mit unterschiedlicher Häufigkeit, beansprucht wurden.

In Netzen mit geerdetem Sternpunkt sind die Erdschlußüberspannungen wesentlich kleiner, als die Schaltüberspannungen und die Beanspruchung der Wandler am Leitungseingang ist merklich höher als die der anderen Wandler. Die in Tabelle 1 angegebenen Höchstwerte sollen verdeutlichen, daß die Beanspruchung der Wandler am Leitungseingang durchaus in die Nähe der Festigkeit seiner Isolation kommen können, während die an der Sammelschiene verbleibenden Wandler nur vernachlässigbar beansprucht werden.

### **Schnell ansteigende Überspannungen**

Schnell ansteigende Überspannungen können zwar auch durch Schalthandlungen innerhalb einer Schaltanlage auftreten, z. B. bei Trennerbetätigungen, sie haben ihre Hauptursache jedoch durch Blitzvorgänge auf Freileitungen. Die korrekte Behandlung der Blitzvorgänge ist äußerst komplex. An dieser Stelle sollen daher nur die wichtigsten Eigenschaften des Blitzes und die Haupteinflussfaktoren auf die Höhe der Überspannungen an den Wandlern behandelt werden.

Blitze haben zum größten Teil negative Polarität und bestehen zu 60 % aus mehr als einem Teilblitz, wobei man durchaus mit 10 Teilblitzen im Extremfall rechnen kann. Die Pausenzeit zwischen den Teilblitzen liegt zwischen 6 ms und 200 ms, so daß sich eine Gesamtdauer eines Blitzes von bis zu 1 s ergeben kann. In der Regel hat der erste Teilblitz eine hohe Stromamplitude bis zu 200 kA, die Folgeblitze eine merklich niedrigere.

Blitzeinschläge in eine Freileitung rufen auf den Leiterseilen entweder durch den direkten Blitzeinschlag in das Leiterseil oder durch einen rückwärtigen Überschlag eine auf die

Schaltanlage zulaufende Überspannung hervor. Die Höhe dieser Überspannung ist durch die Freileitungsisolation begrenzt. Die Steilheit der Überspannung ist weniger durch die Stromsteilheit des Blitzes als durch die Entfernung des Einschlagsortes von der Schaltanlage bestimmt, da die Überspannungsfront durch Koronadämpfung auf der Freileitung abgeflacht wird. Für die als Beispiele betrachteten Netze kann man als Richtwerte für die Amplituden der einlaufenden Überspannung annehmen:

- 20 kV, Stahl- oder Betonmast:	200 kV
Holzmast:	3000 kV
- 110 kV:	700 kV
- 380 kV:	2000 kV

Ohne Überspannungsschutz durch Ableiter würden die Überspannungen in der Schaltanlage bei einer Durchgangsstation auf diese Werte, bei einer Kopfstation sogar auf die doppelten Werte ansteigen. Es wird deutlich, daß die Isolation eines Wandlers diese Spannungen nicht aushalten kann, ebensowenig wie die der anderen Betriebsmittel auch. Ein Ableiterschutz ist also notwendig und in Deutschland übliche Praxis.

Bei vorhandenem Überspannungsschutz ist die Überspannung am Wandler abhängig von seiner Entfernung zum Ableiter und der Steilheit der einlaufenden Welle. In vielen Schaltanlagen befindet sich ein Überspannungsableiter lediglich am Transformator, als dem wichtigsten und teuersten Betriebsmittel. Dies bedeutet, daß die im Transformatorfeld befindlichen Wandler wesentlich näher am Ableiter stehen und damit an diesen Wandlern wesentlich kleinere Überspannungen auftreten als an den Wandlern im Leitungsabgang. Da die Ausdehnung der Freiluft-Schaltanlagen bei den höheren Spannungsebenen wesentlich größer sind als bei den niedrigen, und sich die Steilheiten nicht wesentlich unterscheiden, sind die Unterschiede in den Spannungsbeanspruchungen im 380-kV-Netz am höchsten. Sie sind geringer im 110-kV-Netz und nahezu vernachlässigbar im 20-kV-Netz. Bei SF<sub>6</sub>-Anlagen sind die Unterschiede in allen Spannungsebenen wegen der kleinen Anlagenabmessungen vernachlässigbar.

Man kann diese Benachteiligung der Wandler durch Überspannungsableiter am Leitungseingang vermeiden, d. h. die Entfernung zum Ableiter verkleinern. Man kann aber auch die Steilheit der einlaufenden Blitzüberspannung dadurch reduzieren, daß Blitzschläge in die Freileitung nur zu Fehlern genügend weit von der Schaltanlage entfernt auftreten. Geeignete Maßnahmen sind doppelte Erdseile und reduzierte Masterdungswiderstände auf einer gewissen Länge vor der Schaltanlage. Richtwerte für die zu verbessernde Freileitungslänge sind etwa 3 km bei Freiluftanlagen und 1 km bei gasisolierten Schaltanlagen. All diese Maßnahmen verringern jedoch auch die Überspannungen an den Wandlern im Transformatorfeld, so daß die Wandler im Leitungsabgang selbst im Normalbetrieb der Anlage nach Bild 8 höhere Blitzüberspannungen aushalten müssen als die im Transformatorfeld. Darüber hinaus gibt es Schaltzustände, bei denen der Leitungsschalter geöffnet, der Freileitungsabgang jedoch nicht geerdet ist. Betrieblich sollte dieser Schaltzustand bei Gewitter nicht bestehen, wenn kein Ableiter am Leitungseingang vorhanden ist. Der Schaltzustand kann jedoch auch während des Normalbetriebs auftreten, z. B. nach einer erfolglosen Kurzunterbrechung oder sogar während eines Blitzvorgangs, wobei der erste Teilblitz die Kurzunterbrechung auslöst und einer der Folgeblitze eine hohe Überspannung erzeugt.

## **5. Zusammenfassung**

Zusammenfassend muß festgestellt werden, daß sich im Netz Meßwandler mit gealterter Isolation befinden, aber auch solche, deren Isolation selbst nach langer Betriebsdauer noch einwandfrei ist. Auf der anderen Seite gibt es in den Schaltanlagen Einbauorte, an denen die Beanspruchung der Wandlerisolation durch Überspannungen gering ist, und andere Einbauorte mit hoher Überspannungsbeanspruchung. Die Auswirkung einer etwaigen Alterung der Isolation wird an den weniger geschützten Einbauorten gravierender sein als an den geschützten.

Bei der Isolationskoordination, d. h. bei der Festlegung der Bemessungsspannung der Isolation, wird man diesen unterschiedlichen Situationen selten Rechnung tragen können. Man wendet üblicherweise auf die höchste ermittelte Überspannung einen Sicherheitsfaktor von wenigstens 1,15 an, und wählt die Bemessungsspannungen der Isolation für alle Wandler unabhängig von ihrem Einbauort gleich.

Im 380-kV-Netz ist aufgrund der höheren Spannungsbeanspruchungen am Leitungseingang mit einer höheren Schadensrate der Wandler am Leitungseingang zu rechnen. Die in Abschnitt 2 diskutierten Schadensraten deuten jedoch darauf hin, daß auch für diese Wandler die angestrebte Fehlerrate der Isolation von kleiner 0,25 % pro Jahr erreicht ist. Im 110-kV-Netz werden die Unterschiede zwischen den Einbauorten geringer sein und im Mittelspannungsnetz werden sie verschwindend gering.

Insgesamt läßt sich feststellen, daß das Schadensgeschehen der Wandlerisolation im Netz den Anforderungen entspricht. Dies gilt für die heute übliche Auswahl der Bemessungsspannungen und das zufriedenstellende Verhalten der Wandlerisolation wird bleiben, solange an dieser Praxis festgehalten wird.

## **Schrifttum**

- [1]     DIN VDE 0111, Teil 1, 1979: Isolationskoordination für Betriebsmittel in Drehstromnetzen über 1 kV. Isolation Leiter gegen Erde.  
  
       DIN VDE 0111, Teil 100, Entwurf 1992: Isolationskoordination für Betriebsmittel über 1 kV.  
  
       DIN VDE 0111, Teil 3, 1979: Isolationskoordination, Anwendungsrichtlinie.  
  
       DIN VDE 0111, Teil 200, Entwurf 1992: Isolationskoordination für Betriebsmittel in Drehstromnetzen über 1 kV. Anwendungsrichtlinie.
  
- [2]     H. Klinger: Zur Frage der Betriebssicherheit von Meßwandlern nach längerer Betriebszeit.  
       Elektrizitätswirtschaft 62 (1963) 619 - 622
  
- [3]     K.-H. Weck: Anwendungsrichtlinien zur IEC-Publikation 71: Isolationskoordination.  
       ETG-Fachtagung "Isolationskoordination in Hoch- und Mittelspannungsanlagen" 20.10.1993 in Mannheim