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: 72 (1981)

Heft: 16

Artikel: Aktuelle Kabelfragen auf der Internationalen Hochspannungskonferenz "CIGRE 1980"

Autor: Wanser, G. / Wiznerowicz, F.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-905143

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: 10.12.2025

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

BULLETIN des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
de l'Association Suisse des Electriciens
des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke
de l'Union des Centrales Suisses d'Electricité

Elektrizitätswirtschaft – Economie électrique

Aktuelle Kabelfragen auf der Internationalen Hochspannungskonferenz «CIGRE 1980»

Von G. Wanser und F. Wiznerowicz

Die 28. Internationale Hochspannungskonferenz (CIGRE) fand vom 27. August bis zum 4. September 1980 in Paris statt. Zu den aktuellen Fragen der Kabeltechnik und der technischen Nachbargebiete waren 26 Arbeiten eingereicht worden; etwa 110 Diskussionsbeiträge wurden vorgetragen. Die Verfasser berichten zusammenfassend über die Konferenzergebnisse.

La 28e Conférence internationale des grands réseaux électriques (CIGRE) s'est tenue du 27 août au 4 septembre 1980 à Paris. 26 rapports avaient été réunis pour cette occasion, traitant de questions d'actualité relatives à la technique des câbles et aux techniques apparentées. Environ 110 interventions ont été faites lors des débats. Les auteurs du rapport suivant exposent les données marquantes dégagées lors de la conférence.

1. Kunststoffkabel und Zubehör

Wie schon seit längerem [26–31] beschäftigte man sich bei der CIGRE auch in diesem Jahr mit den Eigenschaften der bei Hoch- und Höchstspannungskabeln verwendeten Isolierstoffe und der fertigen Kabel. Die Diskussion wurde mit Hilfe der Zusammenfassungen und Fragen gesteuert, die die Berichterstatter *Fournie,* Frankreich, und *Gazzana-Priaroggia,* Italien, den Konferenzteilnehmern bereits einige Monate vor der Konferenz vorgelegt hatten [6; 10]. Die ebenfalls vor der Konferenz verteilten Berichte lassen deutlich die zunehmende Erfahrung mit kunststoffisolierten Kabeln erkennen. Auch über die Fehlerhäufigkeit wird jetzt Rechenschaft abgelegt. Die gewonnenen Erkenntnisse fliessen in die Arbeiten ein, die zur Weiterentwicklung der Kunststoffkabel in Richtung auf höhere Spannungen betrieben werden. Der Schwerpunkt der Diskussion lag auf den Problemen, die mit der Einwirkung von Feuchtigkeit auf polymere Isolierungen zusammenhängen. Die physikalischen Mechanismen des Watertreeing und die für notwendig gehaltenen Abhilfemassnahmen wurden ausführlich diskutiert. Die geäusserten Ansichten stimmten nur teilweise überein. Meinungstendenzen sind jedoch erkennbar.

1.1 Vernetzte und unvernetzte Isolierstoffe

Die zum Thema vorgelegten Arbeiten [11, 16–18, 21–24] berichten über den Stand der Technik und über die in der näheren Zukunft zu erwartenden Weiterentwicklungen. Die behandelten Isolierstoffe für Hochspannungskabel waren das unvernetzte Polyäthylen niedriger und hoher Dichte (PE), das vernetzte Polyäthylen (VPE) und der Äthylen-Propylen-Gummi (EPR). Auf die stets notwendige höchste Reinheit der verwendeten Werkstoffe wurde mehrfach hingewiesen.

1.1.1 Unvernetztes Polyäthylen niedriger Dichte

Mit dem thermoplastischen Polyäthylen (PE) niedriger Dichte liegen die längsten Erfahrungen vor. Die bekannten guten Eigenschaften der damit isolierten Kabel [29] haben dazu geführt, dass PE-isolierte Hochspannungskabel für 225 kV in Frankreich heute schon denselben Marktanteil wie die übrigen Kabeltypen haben (Fig. 1).

Seit 1962 werden dort 63-kV-Kabel und seit 1969 225-kV-Kabel mit PE-Isolierung verlegt.

Die Systemlänge betrug am 1. Januar 1980 für 225 kV schon 73 km. Bis 1981 soll sie auf 142 km steigen (*Deschamps,* Frank-

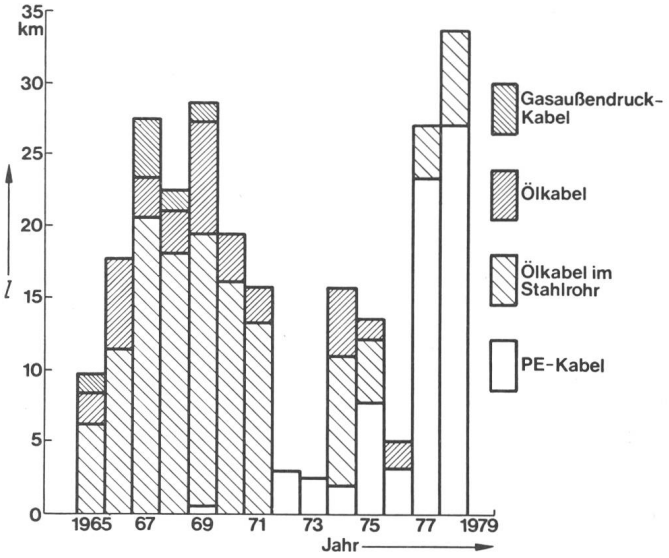

Fig. 1 Systemlängen von 225-kV-Kabeln in Frankreich
(nach Deschamps [16])

Blindleistung bei 130/225-kV-Kabeln (nach Deschamps [16]) Tabelle I

	Leiter	Dielektrizitätszahl ε_r	C nF/km	Q Mvar/km	L 5% km
PE-Kabel	800 mm² Cu 1200 mm² Al	2,3 2,3	170 190	2,7 3	35 30
Ölkabel	800 mm² Cu 1200 mm² Al	3,3 3,3	260 280	4,1 4,6	21 18
Ölkabel im Stahlrohr	800 mm² Cu	3,7	310	4,9	16

Bei L 5% tritt Wirkleistungsminderung um 5% ein.

reich). Der Hauptgrund für die Einführung dieser Kabel in Frankreich ist das Fehlen einer flüssigen Imprägnierung. Es gibt keine Probleme mit Ölverlusten, Druckhaltung usw., was sich auch in bezug auf die Wirtschaftlichkeit günstig bemerkbar macht [16]. Die geringere Dielektrizitätszahl bringt eine kleinere Blindleistungsaufnahme mit sich, so dass die Kabel bei gleicher Länge mehr Wirkleistung übertragen können (Tabelle I).

Ein wesentliches Entwicklungsziel ist es, die Nennspannung der Kunststoffkabel zu erhöhen. Dazu ist eine Erhöhung der Feldstärke von zurzeit maximal 10 kV/mm unumgänglich. In der Bundesrepublik Deutschland war bereits ein Versuchskabel für 220 kV im Einsatz. Es zeigte, dass Feldstärken von 13 bis 15 kV/mm durchaus möglich sind [22]. Die gleichen Zahlen werden auch in Frankreich angegeben. Derartige Feldstärken sind heute bei Ölkabeln üblich. Würden sie auch bei Kunststoffkabeln eingeführt, so liessen sich 400-kV-Kabel mit einer Isolierwandstärke von 25 bis 28 mm bauen.

Zurzeit sind in der Bundesrepublik Deutschland etwa 500 km PE-Kabel für die Spannungen 60 bis 110 kV verlegt. Das entspricht einem PE-Anteil von etwa 9%.

Strombelastbarkeit verschiedener 225-kV-Kabel (nach Deschamps [16]) Tabelle II

		Leiter			
		800 mm² Cu		1200 mm² Al	
		Sommer	Winter	Sommer	Winter
PE-Kabel	niedriger Dichte	750 A 290 MVA	950 A 370 MVA	730 A 280 MVA	930 A 360 MVA
	hoher Dichte	830 A 320 MVA	1040 A 405 MVA	810 A 315 MVA	1010 A 390 MVA
Ölkabel		760 A 295 MVA	960 A 375 MVA	740 A 285 MVA	940 A 365 A
Ölkabel im Stahlrohr		650 A 250 MVA	840 A 325 MVA	– –	– –

Bodenwärmewiderstand: Sommer 1,2 Km/W; Winter 0,85 Km/W
Bodentemperatur: 20 + 5 °C; 10 + 5 °C

Zulässige Überlast bei PE-Kabeln (225 kV; 1200 mm²) (nach Terramorsi [18]) Tabelle III

Isolierstoff	Maximale Leitertemperatur °C	Dauer h	Überlast (%) Sommer	Überlast (%) Winter
PE niedriger Dichte	80	6 12 ∞	29 23 9	20 17 7
PE hoher Dichte	90	6 12 ∞	50 41 17	35 30 13

Bodenwärmewiderstand: Sommer 1,2 Km/W; Winter 0,85 Km/W
Temperatur des Bodens: 20 + 5 °C; 10 + 5 °C
Ausgangstemperatur: 70 °C

1.1.2 Unvernetztes Polyäthylen hoher Dichte

PE hoher Dichte wird in der Kabeltechnik seit 20 Jahren untersucht und erprobt, hat bisher aber keine Bedeutung erlangt [17]. Seit Ende 1978 werden nun aber in Frankreich 225-kV-Kabel auch mit einer Isolierung aus PE hoher Dichte hergestellt. Die Wandstärke beträgt 22 mm, die Feldstärke liegt – abhängig vom Querschnitt – zwischen 8,5 und 10 kV/mm [12]. Gegenüber PE niedriger Dichte ist die zulässige Leitertemperatur um 10 K höher und der spezifische Wärmewiderstand um 14% niedriger. Daraus ergibt sich eine höhere Strombelastbarkeit im Normalbetrieb und eine grössere Reserve bei Überlast (Tabellen II und III).

Bei direkter Kühlung der Kabeloberfläche in einem wassergefüllten Rohr könnte das Kabel mit einer Isolierung aus PE hoher Dichte einen etwa 20% höheren Strom führen als das Kabel mit PE niedriger Dichte [18].

Obwohl die Kabel relativ starr sind, ergaben sich bei der Verlegung keine grösseren Schwierigkeiten, selbst nicht bei einer Umgebungstemperatur von 5 °C.

1.1.3 Vernetztes Polyäthylen

Über die Vor- und Nachteile des vernetzten Polyäthylens (VPE) gibt es noch immer widersprüchliche Aussagen. Positive Erfahrungen mit sehr hohen Spannungen liegen vor allem in Skandinavien, Japan und den USA vor.

In den USA wurden Kabelprototypen für 138 kV geprüft; über die daraus gewonnenen Erkenntnisse wurde zum Teil schon vor zwei Jahren berichtet. Weitere Fortschritte in Richtung auf eine höhere Zuverlässigkeit der Kabel verspricht man sich von grösserer Sauberkeit innerhalb der Isolierung und an den Grenzschichten sowie von einer Verkleinerung der Hohlräume durch erhöhten Druck bei der Extrusion, durch gleichmässige Verteilung des Vernetzungsmittels und durch trockene Vernetzung unter Druck. Prüfungen an einem 230-kV-Kabel stehen bevor, ein 345-kV-Kabel ist in der Entwicklung [21; 29].

In Norwegen werden zurzeit 300-kV-VPE-Kabel verlegt (4 × 420 m Aderlänge) (*Larsen,* Norwegen). In Schweden sind 75 km 170-kV-Kabel verlegt. Die Feldstärke ist 7 kV/mm (*Wretemark,* Schweden). 345-kV-Kabel sind erfolgreich geprüft. Auch in Schweden verspricht man sich noch Fortschritte von der Trockenvernetzung. Sie ergibt eine homogene und relativ trockene Isolierung mit erhöhter Stoßspannungsfestigkeit. Durch Stoßspannungsprüfungen lässt sich auch erkennen, ob die Grenzflächen an den Leitschichten – vor allem der inneren – hinreichend glatt sind [11]. Die Bedeutung einer glatten Oberfläche an den Leitschichten wurde auch in der Diskussion hervorgehoben. Bedingung für die glatte Oberfläche ist ein sehr homogener Werkstoff für die Leitschichten.

Vorbehalte gegen die Verwendung von VPE für Hochspannungskabel werden in Frankreich angemeldet: Als wesentlicher Nachteil wird angesehen, dass Verunreinigungen aus dem VPE

nur schwer zu entfernen sind. Auch der hohe Gehalt an Wasser und Mikrohohlräumen wird als ungünstig bezeichnet. Sicher lässt sich der letztere Mangel durch die Trockenvernetzung zum Teil beheben, die Homogenität und Trockenheit von PE wird jedoch nicht erreicht (10 ppm Wassergehalt in PE, mindestens 100 ppm in trocken vernetztem VPE). Man hält daher das unvernetzte PE für den besseren Isolierstoff bei Feldstärken über 8 kV/mm *(Favrié)*. Die Hochspannungserfahrungen mit VPE sind noch begrenzt *(Gazzana-Priaroggia)*. Interessant könnte das VPE nur wegen seiner höheren thermischen Belastbarkeit werden. Jedoch hält man eine Leitertemperatur von 90 °C wegen der Verluste für unwirtschaftlich und befürchtet Probleme durch die thermische Ausdehnung und durch die Bodenaustrocknung [16; 17].

1.1.4 Äthylen-Propylen-Gummi

Äthylen-Propylen-Gummi (EPR) findet traditionell auf der CIGRE Fürsprecher aus den USA und Italien. Statistische Daten über Langzeiterfahrungen stehen jedoch in den USA nicht zur Verfügung [21]. Da die fertige EPR-Isoliermischung nur schwer gefiltert werden kann, lässt sich die für Hochspannungskabel notwendige Sauberkeit nach Meinung eines französischen Herstellers kaum erreichen [17].

In Italien sind mehr als 9000 km EPR-Kabel in Betrieb, von denen mehr als 100 km für 66 kV gebaut sind. Es gab bisher keinen Fehler, der auf die Kabel selbst zurückgeführt werden konnte (*Lombardi,* Italien).

1.2 Langzeitverhalten von Polymeren

Obwohl die Kunststoffe seit etwa 20 Jahren zunehmend in die Konstruktion von Hochspannungsisolatoren und Kabeln eindringen und nun auch entsprechende Betriebserfahrungen statistisch erfasst werden, sind die Zerstörungsmechanismen dieser Stoffe noch nicht vollständig bekannt [6].

In den Tagungsberichten und Diskussionsbeiträgen nehmen die Erfahrungsberichte und das Watertreeing breiten Raum ein.

1.2.1 Erfahrungsberichte

Tabelle IV zeigt die bis 1979 in Frankreich verlegte Länge der PE-Kabel und ihre Fehlerrate. Von den aufgetretenen Fehlern waren nur drei auf die Kabel selbst zurückzuführen und durch strukturelle Störstellen, Verunreinigungen und Feuchtigkeit bedingt. Es wird angestrebt, dass die Fehlerrate für derartige Fehler im Betrieb unter 0,2 Fehler/100 km · a liegt [16].

Im Vergleich mit den konventionellen Kabeln schneiden die PE-Kabel für 225 kV recht günstig ab. Reparaturdauer und die Nichtverfügbarkeit sind günstiger (Tabelle V). Wegen der geringen Kabellänge hielt ein Redner die Daten in der Tabelle V jedoch für irreführend. Darüber hinaus seien die Daten der Ölkabel in anderen Ländern erheblich günstiger (*Ball,* England).

Fehlerrate an PE-Hochspannungskabeln in Frankreich bis 1979 (nach Deschamps [16]) Tabelle IV

Spannung kV	Installierte Länge bis 1. 1. 79, km	Kumuliert km · a	Zahl der Fehler			Fehler je 100 km · a
			Gesamt	Wasser	Andere	
63	211	1645	11	8	3	0,67
90	27	100	2	2	0	2
225	50	140	1	0	0	0,7

Verfügbarkeit von 225-kV-Kabeln in Frankreich 1973–1979 (nach Deschamps [16]) Tabelle V

	Gesamte Fehlerrate $\frac{1}{100\ \text{km} \cdot \text{a}}$		Mittlere Reparaturdauer	Nichtverfügbarkeit
	Interne Fehler	Externe Fehler	d	$\frac{\text{d}}{100\ \text{km} \cdot \text{a}}$
Kabel im Stahlrohr	1,9	0,4	20	46
Ölkabel	3	2	15	75
Kunststoffkabel	1,4	0	8 bis 10	12 bis 14

In den USA gibt es langjährige Erfahrungen mit PE-Kabeln auf dem Mittelspannungsgebiet. Die Kunststoffkabel wurden dort wegen der gegenüber Papier-Blei-Kabeln kleineren dielektrischen Verluste und der geringeren Kosten eingeführt. Seit einigen Jahren treten jedoch Fehler in zunehmender Zahl auf. Aufgrund umfangreicher statistischer Untersuchungen, deren Ergebnis in Fig. 2 zusammengefasst ist, lässt sich jedoch feststellen, dass Kunststoffkabel in den USA weit zuverlässiger als Papier-Blei-Kabel sind. Eine Erklärung für die geringere Fehlerrate bei VPE-Kabeln gegenüber PE-Kabeln wird nicht gegeben.

Für die in der Bundesrepublik Deutschland verlegten PE- und VPE-Kabel wurden noch erheblich niedrigere Fehlerraten errechnet (Tabelle VI). Dies wird überwiegend begründet durch die Nutzung der in den USA gewonnenen Erfahrungen bei der Fertigung, durch unterschiedliche Rohstoffauswahl im

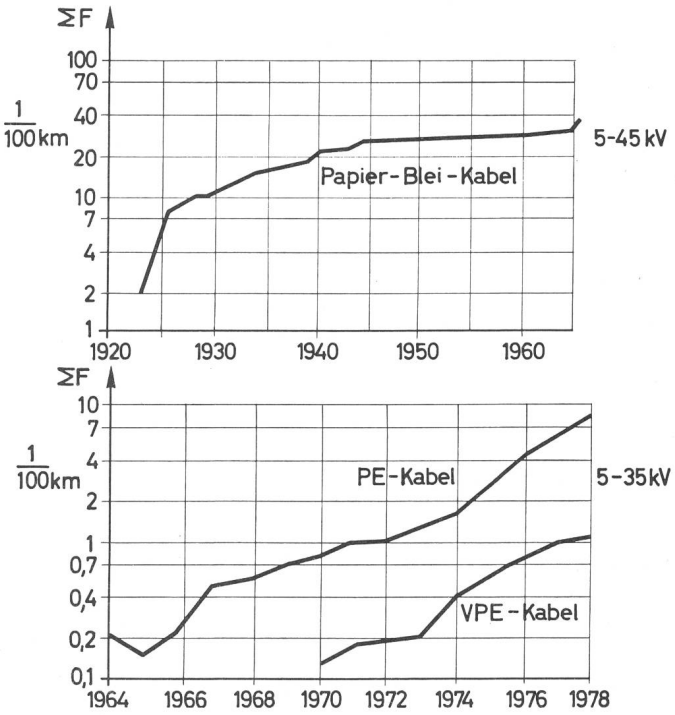

Fig. 2 Kumulierte Fehlerrate für Papier-, Blei-, PE- und VPE-Kabel in den USA
(nach Thue [21])
Kumulierte Fehlerrate = Gesamtzahl der Fehler, bezogen auf die gesamte installierte Aderlänge

Schäden an PE- und VPE-Kabeln in den USA und der Bundesrepublik (nach Blechschmidt, Thue u.a. [21, 32]) Tabelle VI

		USA 5–35 kV 1978		Bundesrepublik 10–30 kV Mitte 1979	
		PE	VPE	PE	VPE
Systemlänge	km	25 666	25 670	7612	10 942
mittlere Betriebsdauer	a	5,6	3,3	6	5
Schäden	Anzahl	6339	835	114	19
	$\frac{1}{100\ \text{km}}$	24,7	3,25	1,49	0,17
	$\frac{1}{100\ \text{km} \cdot \text{a}}$	4,4	0,98	0,25	0,03

internationalen Vergleich, durch sichere Konstruktionen sowie durch grosse Sorgfalt bei der Verlegung und bei der Netzführung [32].

1.2.2 Einfluss von Verunreinigungen

Die Forderung nach höchstmöglicher Reinheit der Isolierstoffe wurde mehrfach erhoben. Die an Grenzflächen zu den Leitschichten und im Isolierstoff selbst eingebetteten Einschlüsse können je nach Leitfähigkeit, Dielektrizitätszahl, Abmessungen und Form eine mehr oder weniger grosse Erhöhung der Feldstärke gegenüber dem ungestörten Radialfeld bewirken. Durch die erhöhte Feldstärke werden unter Umständen Teilentladungen hervorgerufen, die den Isolierstoff bleibend schädigen. Je grösser die Verunreinigung, desto grösser ist die durch sie entstehende Gefahr [21]. Für 220-kV-PE-Kabel wird übereinstimmend angegeben, die noch zulässigen Verunreinigungen dürften nur eine Länge unter 50 µm haben [17; 22].

1.2.3 Einfluss von Hohlräumen

Über den Einfluss von Hohlräumen in der Isolierung wurde bei den letzten Konferenzen eingehend berichtet [26–31]. Sie können nach der Extrusion durch Schrumpfung bei der Abkühlung der isolierten Ader entstehen. Auch eine Übersättigung des Extruders mit gelöstem Gas führt zur Bildung von Hohlräumen. Auch kann sich eine Leitschicht von der Isolierung abheben. Als Abhilfemassnahmen werden genannt: richtig gesteuerte Kühlung, Entgasung des Isolierstoffes, gemeinsame Extrusion der Leitschichten und der Isolierung (Dreifachextrusion) [18], hoher Druck im Extruder und Vernetzung unter Druck [21].

1.2.4 Einfluss von Feuchtigkeit

Eines der zentralen Themen aus der Kabeltechnik auf der diesjährigen Internationalen Hochspannungskonferenz war die Behandlung der Auswirkungen von Feuchtigkeit in einer Kunststoff-Kabelisolierung. Allein 11 vor der Tagung vorgelegte Berichte [6, 9–11, 13, 16–18, 22–24] (von insgesamt 22 Arbeiten zur Kabeltechnik) und 23 Diskussionsbeiträge (von insgesamt etwa 110) beschäftigten sich mit den Wirkungsmechanismen, die sich in feuchten Feststoffisolierungen abspielen, mit ihren unerfreulichen Auswirkungen und den heute verfügbaren und denkbaren Abhilfemassnahmen. Im Gegensatz zu den letzten drei Konferenzen [27–29] wurden jetzt auch Ergebnisse von grundlegenden Untersuchungen [9] vorgelegt. In der Diskussion zeigte sich, dass man mit dem derzeitigen Kenntnisstand noch nicht zufrieden ist. Weitere Forschungsarbeiten sind notwendig. Die Redner waren jedoch durchweg der Ansicht, dass eindringende Feuchtigkeit die elektrischen Eigenschaften der Kabel mit Kunststoffisolierung bei hohen Feldstärken vermindert. Es wird daher meist empfohlen, bei Hochspannungskabeln einen wasserdichten Metallschirm aufzubringen.

Zu den Mechanismen, die die eindringende Feuchtigkeit unter der Einwirkung eines elektrischen Feldes zur Folge hat, war eine deutsche Arbeit [9] vorgelegt worden, die sehr angeregt diskutiert wurde.

Gemäss der zitierten Arbeit können Kabel mit Polyolefinisolierungen nach einigen Betriebsjahren in feuchter Umgebung Wasserbäumchen enthalten. Bevorzugte Ausgangspunkte sind Störstellen an den Grenzschichten zwischen den Leitschichten und der Isolierung oder in der Isolierung selbst. Entsprechend der Lage bzw. Form werden sie Surface- oder Vented-Trees bzw. Bowtie-Trees (Fig. 3) genannt.

Aus einem Wasserbäumchen kann nach einiger Zeit ein elektrisches Entladungsbäumchen vorwachsen, das den Isolierstoff irreversibel zerstört [9; 23]. Die notwendigen Bedingungen für die Entwicklung eines elektrischen Bäumchens aus einem Wasserbäumchen sind nicht bekannt (*Müller,* Bundesrepublik Deutschland).

Eine der Abhilfemassnahmen gegen die Schädigung einer Kabelisolierung durch Wasser ist das Vermeiden von Störstellen. Weitere Massnahmen dienen dazu, das Eindringen von Wasser in die Isolierung zu verhindern. Dabei ist zu bedenken, dass die Isolierung eines Kabels schon bei der Fertigung, aber auch bei der Verlegung und im Betrieb feucht werden kann.

Bei der letzten Konferenz vor zwei Jahren [31] vermutete man, dass Wasserbäumchen vor allem von wassergefüllten Mikrohohlräumen ausgehen, die während der Vernetzung und Abkühlung von VPE-Kabeln entstehen. Dieser Verdacht lässt sich heute wohl nicht mehr aufrechterhalten. Deutlich zeigt sich nämlich, dass zwischen dem Wassergehalt, also der Häufung von wassergefüllten Mikrovoids, und der Häufigkeit von

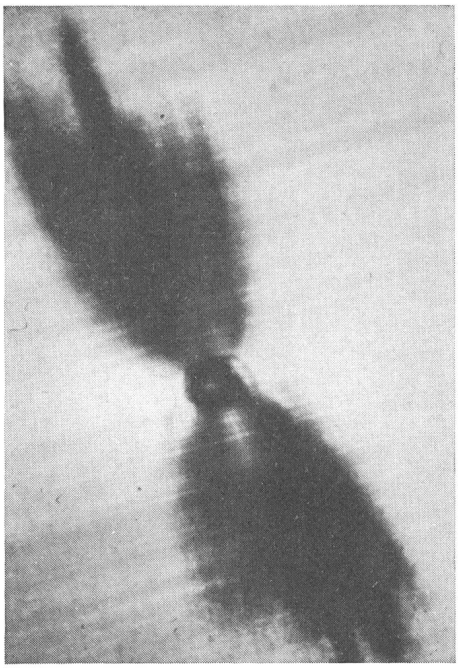

Fig. 3
Bowtie-tree aus einer VPE-Isolierung [9]
(Bildausschnitt ca. 0,3 × 0,4 mm²)

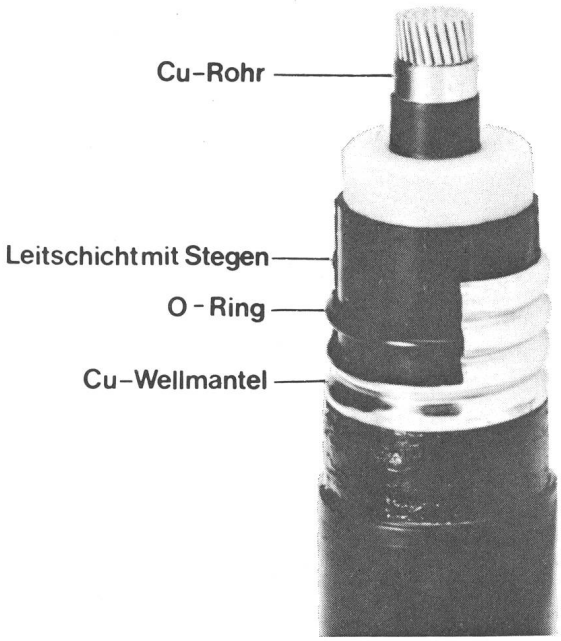

Fig. 4 110-kV-PE-Kabel mit wasserdichtem Leiter [23]

Wasserbäumchen keine Korrelation besteht. Zwar dienen wassergefüllte Mikrovoids auch als Ausgangspunkt oder Wasserreservoir für Wasserbäumchen; sie sind jedoch nicht überwiegend für ihr Entstehen und Wachsen verantwortlich. Als Ansatzpunkt der Bäumchen werden heute Verunreinigungen und mikroskopische Risse (evtl. an der Wandung von Hohlräumen) angesehen [9] (*Doepken,* USA). Die grössten Wasserbäumchen (Vented Trees) wachsen aber an der Grenzfläche der Isolierung, wenn Wasser von aussen oder aus dem Leiter zugeführt wird. Aus dieser Sicht sind dann trocken vernetzte Kabel ebenso empfindlich gegen das Watertreeing wie dampfvernetzte (*Heumann,* Bundesrepublik Deutschland).

Auch bei strahlenvernetzten VPE-Kabeln ergab sich gegenüber normalem thermoplastischem PE keine Verbesserung der Beständigkeit gegen Watertreeing *(Doepken)*. Nominell trokken vernetzte Kabel sind im übrigen nicht vollständig trocken, weil durch die Vernetzungsreaktion Wasser erzeugt wird. Bei der Vernetzung im Inertgas kann Wasser auch von aussen eindringen, wenn das verwendete Gas, zum Beispiel Stickstoff, nicht ganz trocken ist (*Maschio,* England). Im allgemeinen ist der Wassergehalt dampfvernetzter Kabel um eine Grössenordnung höher als der von trocken vernetzten Kabeln [17]. Trocken vernetzte Kabel mit ihrem geringeren Gehalt an Wasserdampf haben also gegenüber dampfvernetzten Kabeln kurz nach der Auslieferung einen Vorteil (*Swarbrick,* England). Der Vorteil bleibt über längere Zeit allerdings nur dann erhalten, wenn man die Isolierung auch im Betrieb trockenhält, indem man den Wasserzutritt mit Hilfe entsprechender Abdichtungen verhindert oder wenn man die Bildung von Wasserbäumchen mit Hilfe geeigneter Additive unterbindet (*Heumann,* Bundesrepublik Deutschland).

Aufgrund der schädlichen Auswirkungen des Wassers sollten elektrische Isolierungen stets trocken gehalten werden. Bei Kabeln geht vom Wasser im Leiter die grösste Gefährdung aus, weil es von hier nicht nur durch elektrische Kräfte, sondern auch durch das Temperaturgefälle in die Isolierung getrieben wird. Als Schutzvorkehrung bietet sich an, längswasserdichte, zum Beispiel massive oder rohrförmige Leiter (Fig. 4) zu verwenden. Sie verhindern eine Wasserausbreitung längs des Kabels, wenn doch einmal an einer Stelle Wasser in das Kabel eingedrungen sein sollte [16; 23] (*Schädlich,* Bundesrepublik Deutschland; *Dellby,* Schweden).

Der für Kunststoffkabel neue rohrförmige Leiter (Fig. 4) wirft die Frage nach den thermomechanischen Kräften auf. Bekannt ist, dass aus gleichen Gründen die Anwendung von Aluminium-Massivleitern in Mittelspannungskabeln noch diskutiert wird. Die Frage ist, ob sich der neue Leiter mehr wie ein Massivleiter oder wie ein üblicher mehrdrähtiger Leiter verhält. Versuchsergebnisse zeigt etwas schematisiert Figur 5. Wie erwartet liegt die Kurve des Rohrleiters zwischen Massivleiter und mehrdrähtigem Leiter. Beim Abkühlen wurde der schon mehrfach beschriebene Effekt beobachtet, dass Druckspannungen in Zugspannungen übergehen. Die Kraft, die in einem Rohrleiter auftritt, ist nicht ganz doppelt so gross wie in einem verseilten Leiter. Trotzdem hält man das Risiko, einen Kabelfehler durch Wasser im Leiter zu verursachen, für grösser als das Risiko für thermomechanische Fehler, verursacht durch die vergleichsweise höhere Kraft in einem Rohrleiter *(Schädlich)*.

Selbstverständlich ist streng darauf zu achten, dass die Kabelenden bei der Lagerung und Montage stets wasserdicht abgeschlossen sind *(Dellby)*.

Gegensätzliche Antworten gab es auf die Frage, ob bei elektrisch hoch beanspruchten Kunststoffkabeln ein wasserdichter Metallmantel notwendig ist oder nicht. Die Möglichkeit, eine Wasserabdichtung durch einen Mantel aus PE hoher Dichte zu erreichen, wurde nicht diskutiert. Aus Schweden

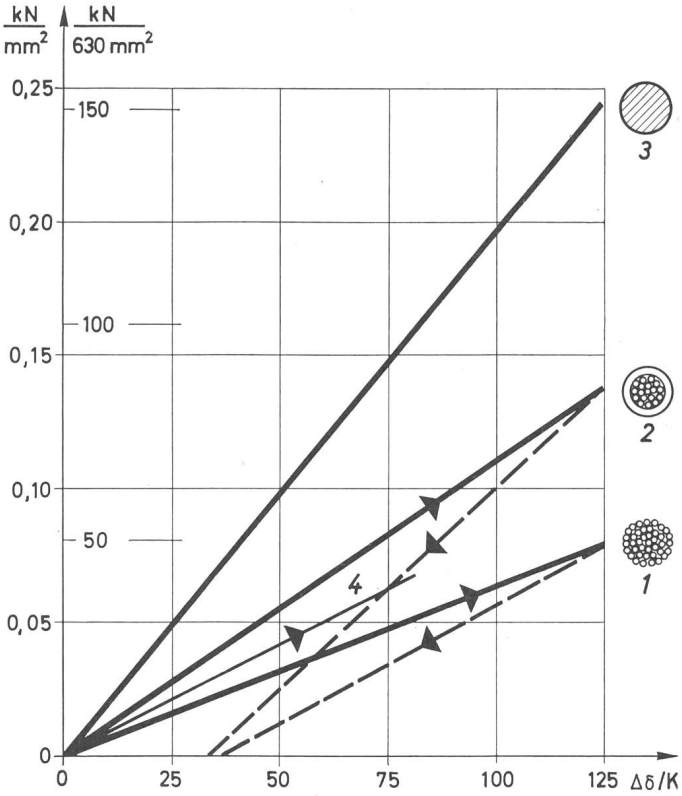

Fig. 5 Kraft im Leiter bei Temperaturänderung
(nach Schädlich)

1 verdichteter Cu-Leiter (91 Drähte)
2 Rohrleiter (61 Drähte verdichtet in Cu-Rohr 1,2 mm)
3 massiver Cu-Stab (berechnet)
4 Rohrleiter wie 3, aber geringere Verdichtung der Drähte

wird berichtet, dass dort die meisten Kabel bis 170 kV ohne Feuchtigkeitsbarriere verlegt werden, viele von ihnen unter Wasser (*Wretemark*, Schweden). Bei einem Versuch an 245-kV-Kabeln über 14000 h wurde zwar ein leichter Anstieg des Feuchtigkeitsgehaltes festgestellt, der jedoch mit etwa 50 ppm noch nicht höher lag als normalerweise bei trockenvernetzten Kabeln. Bowtie-Trees wurden gefunden, hatten jedoch nur eine maximale Länge von 60 µm. Ein in Luft verlegtes Kabelstück wies stärkeres Treeing auf als das Kabel im Erdboden. Die untersuchten Kabel haben einen PVC-Mantel mit einer Stärke von 3,4 bzw. 4,0 mm [11]. Die äussere Leitschicht hatte zum Teil das Wasser absorbiert, das durch den PVC-Mantel diffundiert war. Die Dreifachextrusion verhindert Vented Trees an den Leitschichten. Aus den bisherigen Betriebsergebnissen wird geschlossen, dass Wasser an der Oberfläche des Kabels keinen signifikanten Einfluss auf die dielektrischen Eigenschaften dickwandiger VPE-Kabel ausübt. Man hält deshalb einen wasserdichten Metallmantel bei normaler Verlegung in Erde nicht für notwendig, wenn die Feldstärke im Kabel unter 10 kV/mm liegt (*Dellby*, Schweden).

Eine Feuchtigkeitsbarriere sollte nur bei speziellen Anwendungen vorgesehen werden. Bei einem Unterwasserkabel mit VPE-Isolierung und Bleimantel, das nach siebenjährigem Betrieb wegen einer Beschädigung durch einen Anker untersucht wurde, fand man nur Bowtie-Trees mit einer maximalen Länge von 500 µm. Das Kabel hielt elektrischen Prüfungen ohne Beanstandungen stand (*Wretemark*).

Trotzdem wird in Schweden ein Bleimantel als zusätzliche Sicherheitsmassnahme akzeptiert, wenn das Kabel unterhalb dieses Bleimantels auch längswasserdicht ausgeführt wird. Dazu wird ein schwach leitender Werkstoff, der im Wasser aufquillt, gemeinsam mit dem Bleimantel aufgebracht. In dieser Technik wurden bereits 200 km VPE-Kabel für 145 kV gefertigt (*Dellby*). Weitere Untersuchungen sollen durchgeführt werden [11]. Gute Erfahrungen mit einem hygroskopischen Pulver über der äusseren Leitschicht liegen in Frankreich vor.

Mehrere Verfasser und Diskussionsredner befürworteten den wasserdichten Mantel ohne Einschränkung. Da zum Beispiel in Frankreich die einzigen Schwierigkeiten mit Hochspannungskabeln dann auftraten, wenn Wasser in die Kabel eingedrungen war, werden kunststoffisolierte Kabel dort auch in Zukunft mit einem Metallmantel versehen (*Favrié, Deschamps*). Figur 6 zeigt den Aufbau eines Hochspannungskabels mit Bleimantel. Der Mantel erfüllt drei wichtige Aufgaben: er führt den Ladestrom und den einpoligen Kurzschlußstrom, er macht das Kabel wasserdicht und dient als wirkungsvoller mechanischer Schutz. Die hohen Kosten und das hohe Gewicht haben bewirkt, dass jetzt neue Lösungen mit Aluminiummänteln untersucht werden [16].

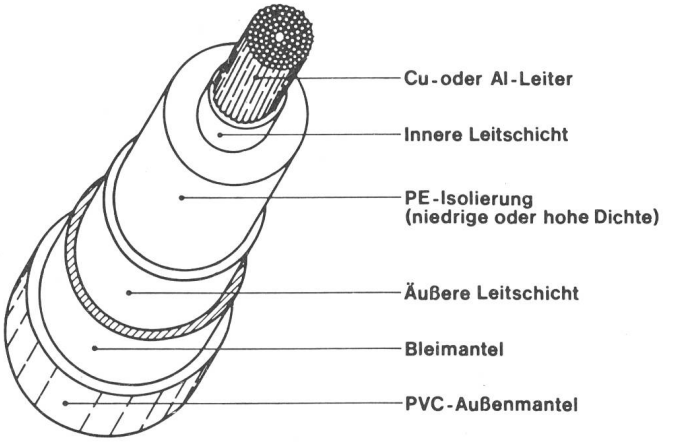

Fig. 6 Hochspannungskabel mit PE-Isolierung in Frankreich (nach Deschamps [16])

Eine neue Lösung wird in [23] vorgeschlagen. Als Wasserbarriere dient ein gewellter Kupfermantel. Zwischen der äusseren Leitschicht und dem Wellmantel werden exakt positionierte Radialdichtringe (O-Ringe) als Längswasserdichtung eingebracht (Figur 4).

Man hält es in Frankreich für unmöglich, bei Hochspannungskabeln eine Lebensdauer von 40 Jahren zu erwarten, wenn die Kabel nicht durch einen Metallmantel geschützt sind [18]. Andere Autoren empfehlen den wasserdichten Metallmantel erst bei Feldstärken über 10 kV/mm. Allerdings ergaben Feldversuche an einem Kabel ohne Metallmantel bei einer Feldstärke von 10 kV/mm nach vier Jahren nur extrem kleine Bowtie-Trees, von denen nicht bekannt ist, ob sie einen vorzeitigen Durchschlag nach 10 bis 20 Jahren bewirken können. Trotzdem wird der Metallmantel aus Sicherheitsgründen empfohlen [22], (*Maschio*, England; *Swarbrick*, England).

In Italien werden EPR-Kabel bis 66 kV ohne Metallmantel verlegt (*Lombardi*).

Die Einführung des Metallmantels ist letzten Endes natürlich ein wirtschaftliches Problem. Der hohe Preis des Mantels vermindert die Wirtschaftlichkeit der Kunststoffkabel und behindert möglicherweise ihre weitere Einführung auf dem Markt der Hochspannungskabel (*Kreuger*, Niederlande). Es kann jedoch auch zutreffen, dass der wasserdichte Mantel die Fehlerrate der Kabel nach 15 bis 20 Betriebsjahren so stark vermindert, dass auf lange Sicht diese Feuchtigkeitsbarriere eine wirtschaftliche Lösung darstellt (*Bahder*, USA).

Die Frage der Wirtschaftlichkeit stellt sich besonders bei Unterwasserkabeln. Einsparungen bei den Sicherheitsmassnahmen gegen das Eindringen von Wasser sind abzuwägen gegen eine mögliche Verkürzung der Lebensdauer infolge von Watertreeing und gegen die im Vergleich zu Landkabeln ausserordentlich hohen Reparaturkosten. Aufgrund vorsichtiger Risikoabschätzungen entschied man sich in Norwegen, für VPE-Unterwasserkabel bei Spannungen über 24 kV den Bleimantel zu empfehlen. Unterhalb 24 kV wird aufgrund der bisherigen guten Betriebserfahrungen und der niedrigen Feldstärke kein Bleimantel aufgebracht. Die Konstruktion ohne Bleimantel wird seit 10 Jahren angewandt. Es gab auch bei Kabeln in feuchter Umgebung, zum Beispiel Marschland, praktisch keine Isolationsfehler. Da einige 72-kV-VPE-Kabel mit und ohne Bleimantel im Betrieb sind, besteht Aussicht, praktische Erfahrungen mit VPE-Isolierungen zu sammeln, die bei höherer Feldstärke in Kontakt mit Seewasser stehen [24].

1.3 Kabelprüfungen

1.3.1 Spannungsfestigkeit

Kunststoffisolierte Kabel wurden anfangs nach denselben Kriterien geprüft wie imprägnierte papierisolierte Kabel. Inzwischen ist erkannt, dass Verunreinigungen in einer extrudierten Isolierung einen grösseren Einfluss haben als in geschichteten Isolierungen. Die bei Durchschlagversuchen ermittelten Spannungen streuen stärker als bei den papierisolierten Kabeln. Die dielektrische Qualität der Kunststoffkabel lässt sich daher nur mathematisch statistisch erfassen. Aufgrund prak-

tischer Erfahrungen hat man in Frankreich folgende vier Hypothesen bestätigt gefunden und darauf eine dielektrische Prüfung gegründet:

– Unter dem Schutz eines Bleimantels verändert sich die Isolierung infolge äusserer Einwirkungen (vor allem Feuchtigkeit) während ihrer Lebensdauer nicht.

– Der Durchschlag ist ein Phänomen, das durch eine dreidimensionale Zufallsvariable charakterisiert werden kann, nämlich durch die Zeit bis zum Durchschlag, durch die Feldstärke und durch das Isolierstoffvolumen.

– Der Durchschlag geht zunächst von einem sehr kleinen Volumen aus. Die mikroskopische Zerstörung bewirkt schliesslich den Durchschlag der vollen Wandstärke.

– Die Durchschlagswahrscheinlichkeit lässt sich durch die Weibull-Verteilung [26] darstellen.

Die daraus abgeleitete Stückprüfung für 225-kV-PE-Kabel wird mit 280 kV zwischen Leiter und Bleimantel durchgeführt. Die Dauer der Prüfung beträgt 45 Minuten (evtl. zuzüglich eines Vorversuchs mit 280 kV für 15 Minuten). Das Abnahmekriterium lautet: Bei den jeweils letzten 30 km geprüften Kabeln muss die Zahl der Fehler kleiner als 5 sein [16].

Die angeführte Prüfung findet leitfähige Verunreinigungen mit einer Länge von 100 bis 150 µm und leitet keine neuen Fehler ein *(Auclair)*.

1.3.2 Teilentladungsmessung

Neben der in Frankreich traditionnel auf das Auffinden von Verunreinigungen gerichteten Spannungsprüfung wird dort nun erstmalig auch auf die Bedeutung der Teilentladungsmessung hingewiesen. Die Stückprüfung der 225-kV-Kabel mit einer Isolierung aus PE hoher Dichte schliesst eine Teilentladungsmessung mit einer Empfindlichkeit von 5 pC bei 200 kV ein [18].

Ebenfalls traditionell wird in der Bundesrepublik Deutschland die Bedeutung der Teilentladungsprüfung hervorgehoben. Auf dieser Prüfung basiert der Erfolg der PE-Kabel auf dem Markt. Führt man die Prüfung an 220-kV-Adern bei 200 kV mit einer Empfindlichkeit von 0,1 pC durch, so dürfte die Isolierung frei von gefährlichen Hohlräumen sein, die die Lebensdauer herabsetzen [22]. Durch die Teilentladungsmessung lässt sich auch ein mangelhafter Kontakt zwischen der äusseren Leitschicht und einem darüberliegenden Metallmantel nachweisen [23].

Auch bei EPR-Kabeln hat sich die Teilentladungsmessung als eine der wichtigsten Prüfungen erwiesen. An fertigen Kabeln durchgeführt, lassen sich damit Fabrikationsfehler feststellen und die Fehlstellen orten.

Der Nutzen der relativ neuen Teilentladungsprüfung ist möglicherweise noch nicht voll erkannt. Vielleicht lohnt sich ein Blick über die Grenzen der Kabeltechnik hinaus. So wird die Teilentladungsmessung bereits als Diagnoseprüfung während des Betriebes von Generatoren untersucht. Die dabei notwendigen Massnahmen zur Unterdrückung von Störungen lassen sich verwirklichen. Als Zukunftsaufgabe wird die Messung und Identifizierung von Entladungen im Innern und an der Oberfläche der Isolierung angesehen. Durch fortlaufende Registrierung der Teilentladungsstärke lässt sich die Alterung der Isolierung erkennen. Allerdings sind die noch akzeptablen Grenzwerte der Teilentladungsstärke nicht bekannt [1].

Wegen der bei empfindlichen Teilentladungsmessungen lästigen elektromagnetischen Störungen versucht man, sich bei der Untersuchung des Alterungsprozesses der Isolierungen in Schaltanlagen mit der Verlustfaktormessung zu behelfen [33]; es zeigte sich jedoch, dass zum Beispiel an kompletten metallgekapselten Schaltanlagen Teilentladungsmessungen mit handelsüblichen Geräten möglich sind [34].

1.3.3 Langzeitprüfung und statistische Auswertung

Eine Zusammenfassung der Argumente zur Langzeitprüfung wurde in der Gruppe 12 «Transformatoren» gegeben [2]. Die Gedanken sind zum grossen Teil auch auf Kabel übertragbar:

– Kurzzeitprüfungen mit hoher Spannung können die bei längerer Beanspruchung auftretenden Überspannungen nicht nachbilden.

– Die Prüfdauer bei Kurzzeitprüfungen ist unter Umständen zu kurz für die Entwicklung bestimmter Typen von Teilentladungen.

– Eine neue Prüfung könnte so entwickelt werden, dass eine längere Prüfdauer bei kleinerer Spannung der Kurzzeitprüfung gleichwertig wäre.

– Eine Prüfung über längere Zeit mit Teilentladungsmessung würde Fehler besser suchen.

– Man sollte die Prüfungen nicht unnötig erweitern, es sei denn, man hielte die derzeitigen Verfahren für unzureichend oder man könnte die ohnehin schon kleine Zahl der dielektrischen Fehler weiter vermindern. Neue Prüfungen sollten also dann eingeführt werden, wenn sie zu besseren Erzeugnissen führen.

Auch in der Kabeltechnik ist die Notwendigkeit von Langzeitprüfungen allgemein anerkannt [29]. In Frankreich wird jetzt folgende Typenprüfung an 225-kV-PE-Kabeln durchgeführt:

Der Prüfling ist ein 200 m langes Kabel mit 2 Endabschlüssen und 4 Muffen. Für 6000 h wird eine Spannung von 225 kV zwischen Leiter und Bleimantel gelegt. Die Spannungsversorgung übernimmt direkt ein Leiter des 400-kV-Netzes. Sollte nach mehr als 4000 h ein Durchschlag eintreten, so wird die Prüfung nach der Reparatur fortgesetzt, bis eine Gesamtprüfdauer unter Spannung von nunmehr 9000 h erreicht ist. Dabei darf kein weiterer Durchschlag auftreten. Während der Prüfung wird das Kabel zyklisch geheizt mit 250 Zyklen mit 8 Stunden EIN und 16 Stunden AUS. Während der ersten 167 Zyklen wird der Leiter dabei auf eine Temperatur gebracht, die maximal 10 K über der Normaltemperatur liegt. Bei den folgenden 83 Zyklen wird der Leiter bis auf maximal 5 K über der Not-Überlast-Temperatur geheizt. Die Normaltemperatur beträgt bei PE niedriger (hoher) Dichte 70 (80) °C, die Not-Überlast-Temperatur 80 (90) °C [16].

1.4 Abschluss- und Verbindungstechnik

Die vorgelegten Erfahrungsberichte über Kunststoffkabel [11; 16–18; 21; 22] enthalten sämtlich auch Informationen über die angewendete Garniturentechnik. Die Meinungen über die relativen Vorteile der verschiedenen Techniken sind kontrovers. Die 10 vorgetragenen Diskussionsbeiträge enthielten viele Einzelheiten.

Vorgefertigte, aufschiebbare Endverschlüsse und zum Teil auch Muffen werden für Spannungen bis 150 kV angewandt [16; 21; 22] (*Strada*, Italien). Bei einer einfachen Übertragung dieser Technik auf 220 kV treten Probleme durch Schrumpfung der Kabelisolierung [11] und durch die hohe Längsfeldstärke

Fehlerrate der Garnituren von PE-Hochspannungskabeln in Frankreich bis 1979 (nach Deschamps [16]) Tabelle VII

Spannung kV	Zahl der Garnituren	Kumuliert Garnituren-Jahre	Fehlerzahl	Fehlerzahl je 100 Garnituren-Jahre
36/63	1000 M	8 000	1	0,01
	1500 EV	12 000	2	0,02
52/90	50 M	250	1	0,40
	190 EV	920	2	0,22
130/225	250 M	750	1	0,13
	300 EV	1 200	3	0,25

M: Muffe
EV: Endverschluss

[22] auf. Es gibt jedoch bereits vorgefertigte Garnituren für 225 kV [16] und 300 kV (*Larsen,* Norwegen).

Die Wickeltechnik wird bis 150 kV vor allem für Muffen angewandt. Durch nachträgliches Verschweissen der aufgewickelten Bänder lässt sich die Garnitur verbessern [22] *(Gazzana-Priaroggia)*. Bei VPE-Kabeln werden die Wickel unter Druck vulkanisiert. Die so hergestellten Muffen sind wirtschaftlich *(Larsen)* und flexibel (*Dellby,* Schweden). Für Reparaturarbeiten in Notfällen wären vorgefertigte Muffen wünschenswert *(Dellby)*. Fehlerzahlen werden aus Frankreich vorgelegt (Tabelle VII).

Die Zuverlässigkeit der Garnituren ist noch nicht befriedigend. Vereinfachungen in der Konstruktion erscheinen notwendig. Während man sicher ist, dass die Kabelisolierung selbst mit höheren Feldstärken als zurzeit betrieben werden könnte, ist man bei den Garnituren hiervon noch nicht überzeugt, so dass die elektrische Feldstärke der Garnituren heute die Verminderung der Wandstärken bei den Kabeln behindert [16].

Probleme gibt es auch bei der Prüfung der Garnituren. Die Prüfung mit Gleichspannung erwies sich als unzweckmässig. Zurzeit wird untersucht, ob man hochfrequente Schwingungen zur Prüfung benutzen kann [16] (*Dorison,* Frankreich).

1.5 Kunststoffisolatoren

In der Diskussion wurde die Frage angesprochen, ob für die Auswahl von Isolatorkappen Prüfungen zur Kriechwegbildung (tracking) notwendig sind. Hierbei wäre eine klimatische Alterung entsprechend den Betriebsbedingungen anzustreben. Der Berichterstatter [6] fragte nach wesentlichen Parametern und Verfahren dieser Prüfungen. Vor allem interessiert dabei das Verhalten der verschiedenen zurzeit angewandten Isolierstoffe, nämlich Epoxidharz, Silikongummi und EPDM.

Aufgrund von Arbeiten bei der EdF stellte sich die Bedeutung lokaler Oberflächenerosionen heraus. Sie wurden unter Witterungsbedingungen als Folge des elektrischen Feldes vor allem an cycloaliphatischen Giessharzisolatoren festgestellt. Ein deutlich besseres Verhalten zeigten EPDM und Silikongummi (*Perret,* Frankreich).

Bei den Tracking-Untersuchungen darf die Stoßspannungsfestigkeit der Isolatoren nicht unbeachtet bleiben. Es wurde festgestellt, dass auch kriechwegarme Werkstoffe im Betrieb eine rauhere Oberfläche bekommen, verstärkt Wasser absorbieren, an Oberflächenwiderstand und an Stoßspannungsfestigkeit verlieren (*Stannett,* England). Als Prüfung wird daher vorgeschlagen, die Überschläge an Isolatormodellen zu zählen. Dabei ergeben sich grosse Unterschiede zwischen dem sehr guten Werkstoff Silikongummi, dessen Oberfläche sich kaum verändert, Porzellan, das nur verschmutzt, und einem ungeeigneten Epoxidharz. Wegen der deutlichen Ergebnisse hält man die Feststellung der Veränderung der Überschlagspannung für eine bessere Prüfung als jede Verfeinerung der Kriechwegtests.

Bei Gleichspannungsbeanspruchung sind die Erosionserscheinungen etwa vier- bis fünfmal stärker als bei Wechselspannung. Dies wird durch das längere Bestehenbleiben der Fusspunkte von Gleichstromlichtbögen über einige Zehntelsekunden bis einige Sekunden erklärt (*Pargamin,* Frankreich).

2. Kabel für Hochleistungsdrehstromübertragung

2.1 Ölkabel

Zur Erhöhung der mit Kabeln übertragbaren Leistung werden seit einigen Jahren Ölkabel für eine Spannung von 1000 kV entwickelt. In einigen Ländern wird die Notwendigkeit dafür bestritten [29], in anderen jedoch wird die Entwicklung weiter betrieben. So wird in Italien die Versuchsanlage Suvereto weiter ausgebaut. Dort soll ein 1000-kV-Kabel mit einer Länge von 200 m untersucht werden [35]. Für die Isolierung wird ein spezielles deionisiertes Papier verwendet.

Auch durch Modifikation des Isolierstoffes lässt sich die Belastbarkeit erhöhen. Dies zeigt die Entwicklung eines Ölkabels mit einer Isolierung aus Polypropylen-Papier-Laminat [14]. Die Schichtfolien aus einer extrudierten Polypropylenfolie zwischen zwei Isolierpapieren haben eine Gesamtstärke von 100 bis 250 µm. Man nutzt mit der Schichtung die guten mechanischen und physikalischen Eigenschaften des Papiers und die guten elektrischen Eigenschaften des Polypropylens aus. Die Aufgaben des Papiers sind vor allem:

- Schaffung einer Bahn für das Trocknen und Imprägnieren der Isolierung
- Mechanische Unterstützung der Polypropylenlagen
- Schutz des Polypropylens gegen Teilentladungen

Durch die Entwicklung wird eine höhere Spannungsfestigkeit, vor allem aber eine höhere Belastbarkeit und ein geringerer Blindleistungsbedarf angestrebt. Versuchskabel für 132 bis 275 kV wurden untersucht. Die Kabel sind für Feldstärken zwischen 15 und 19 kV/mm ausgelegt. Die Dielektrizitätszahl liegt bei 2,6 bis 2,8 (Papier: 3,5). Der Verlustfaktor ist erheblich kleiner als bei Papier (Fig. 7). Die Stoßspannungsfestigkeit ist etwa um 20 % höher. Wegen der kleineren dielektrischen Verluste ist das Schichtfolienkabel höher belastbar als das papierisolierte Kabel (Fig. 8).

Die Schichtfolienkabel haben wegen der höheren Auslegungsfeldstärke einen kleineren Durchmesser als papierisolierte

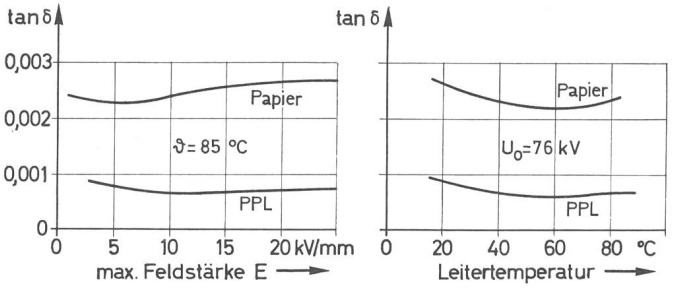

Fig. 7 Verlustfaktor bei 132-kV-Ölkabeln mit Papier- bzw. Polypropylen-/Papier-Isolierung (nach Arkell [14])

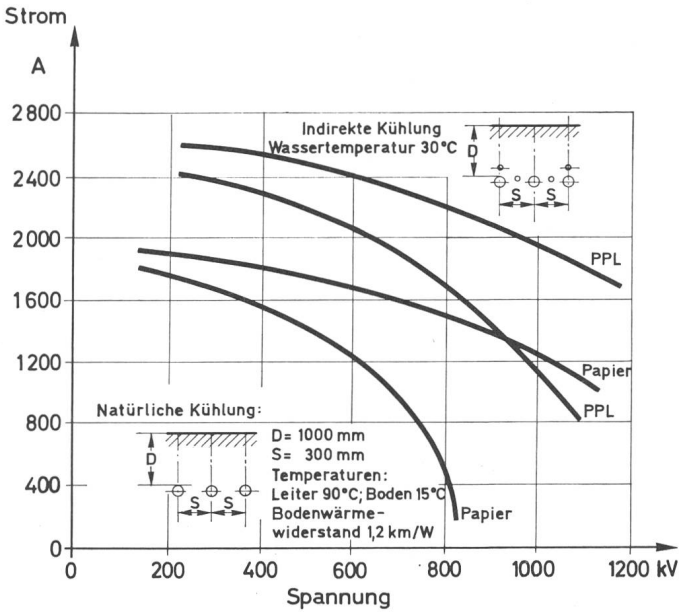

Fig. 8 Strombelastbarkeit von Ölkabeln mit Papier- bzw. Polypropylen-/Papier-Isolierung in Abhängigkeit von der Spannung (nach Arkell [14])

Kabel. Mit derselben Trommelgrösse können also grössere Längen transportiert werden. Wegen des kleineren Durchmessers bleibt trotz der geringeren Dielektrizitätszahl der Ladestrom gleich.

Auch aus den USA wird über die erfolgreiche Erprobung von Kabeln mit Polypropylen-Papier-Laminat berichtet. Nach Versuchen an 765-kV-Kabeln im Stahlrohr denkt man jetzt vor allem an ihre Anwendung bei 138 bis 550 kV. Man verspricht sich dadurch eine attraktive Kostenverringerung durch Stahlrohre mit kleinerem Durchmesser und geringerem Öleinsatz sowie durch die um 60 bis 75 % geringeren dielektrischen Verluste. Insgesamt erwartet man bei 345 kV eine Verminderung der Übertragungskosten um etwa 19 % und bei 138 kV noch um etwa 10 %. Durch die laminierte Isolierung wird es möglich sein, existierende Kabelrohrsysteme mit neuen Adern zu versehen, deren Spannung höher liegt als bisher. Damit lässt sich die Belastbarkeit bestehender Netze steigern (*Samm,* USA; *Doepken*).

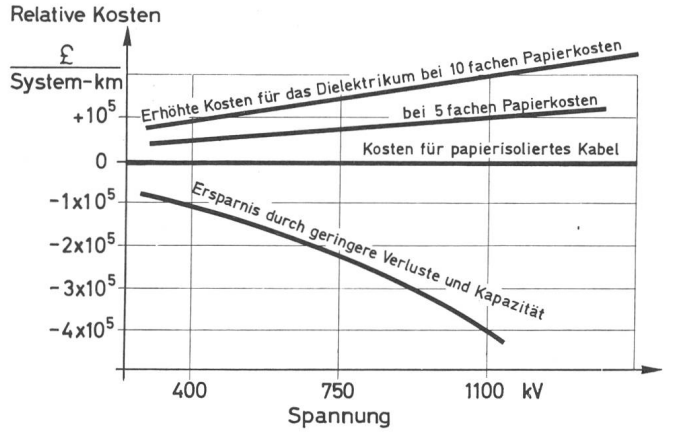

Fig. 9 Kostenvergleich zwischen papier- und polypropylen-papier-isolierten Kabeln (nach Maschio)

Die Frage des Spezialberichterstatters *(Gazzana-Priaroggia)* [10], ob die Ölkabel mit halbsynthetischer Isolierung wirtschaftlich sind, wurde ausdrücklich bejaht (*Maschio,* England). Steigende Kosten für Verluste und Kompensation gleichen die höheren Kosten der verwendeten Isolierstoffe bei Hochspannung aus. Könnte man die Kosten der halbsynthetischen Isolierstoffe auf das Fünf- oder Zehnfache der Kosten von Zellulosepapier senken, so wären die Kabel auch bei 400 kV vorteilhaft (Fig. 9).

Schwierigkeiten gibt es jedoch noch auf der technischen Seite. Das Aufbringen der Folien ist schwieriger als bei Papier. Die Verträglichkeit der Isolierstoffe mit dem Imprägnieröl auf lange Zeit ist ebenfalls noch problematisch *(Maschio).*

2.2 Gasisolierte Kabel

2.2.1 Allgemeines

Gasisolierte Übertragungsleitungen sind zwar noch relativ neu, haben sich jedoch schon einen Markt bei kurzen Übertragungsstrecken gesichert. Einer ihrer Vorteile liegt darin, dass sie jeweils die Leistung einer Freileitung übernehmen können. Konventionelle Kabelsysteme verbieten sich bei kurzen Strecken wegen der hohen Kosten für die Endabschlüsse und für die Hilfseinrichtungen. Die bisher praktisch eingesetzten gasisolierten Kabel werden aus starren Teillängen von 12 bis 18 m zusammengesetzt [12].

Gegenüber Ölkabeln besitzen die SF_6-Kabel noch weitere Vorteile: Es gibt keine Feuergefahr und bei Gefällestrecken keine hydrostatischen Probleme.

Da Interesse an diesen Kabeln vorhanden ist, werden die Eigenschaften der Gasisolierungen weiter erforscht und nach rationellen Kabelbauarten gesucht. Vorteile verspricht man sich von flexiblen Ausführungen.

2.2.2 SF_6-Isolierungen

In den letzten Jahren beschäftigte man sich hauptsächlich mit elektrischen Entladungen in SF_6 im inhomogenen Feld, mit der elektrischen Festigkeit an der Oberfläche der Isolatoren (Abstandhalter) und mit dem Durchschlag-Zeit-Verhalten bei kurzen Zeiten. Jetzt wendet man sich verstärkt dem Verhalten über längere Zeiten zu. Die sich dabei abzeichnende Abnahme der dielektrischen Eigenschaften ist nicht auf eine Alterung der Isolierung, sondern auf statistisch sich bemerkbar machende Schwachstellen zurückzuführen [6]. So verringern die Rauhigkeit der Elektrodenoberfläche und etwa vorhandene Feststoffpartikel die Teilentladungseinsetzspannung und die Durchschlagfeldstärke. Wie schon vor zwei Jahren [29] wurde bestätigt, dass sich Gasgemische aus SF_6 und N_2 bei Rauhigkeiten besser verhalten als das reine SF_6. Dies ist günstig, denn bei der Füllung der Anlage mit SF_6 könnten sich nach einer unvollkommenen Evakuierung durchaus noch N_2-Reste im Dielektrikum befinden [8].

Neben Feststoffpartikeln wurde auch der Einfluss von gasförmigen und flüssigen Verunreinigungen untersucht. Hier ist vor allem an Wasser zu denken, das zum Beispiel bei der Montage in gasförmiger oder flüssiger Form in das SF_6 gelangen kann. Figur 10 zeigt den Einfluss der Feuchte auf die dielektrische Festigkeit. Im Betrieb kann Wasser aus feuchten Bauteilen austreten. Bei einem Taupunkt zwischen − 30 und 0 °C beeinflusst die Feuchtigkeit die Durchschlagspannung nur wenig. Liegt jedoch der Taupunkt etwa bei Umgebungstemperatur, so tritt Kondensation ein. Die dann einsetzenden Teil-

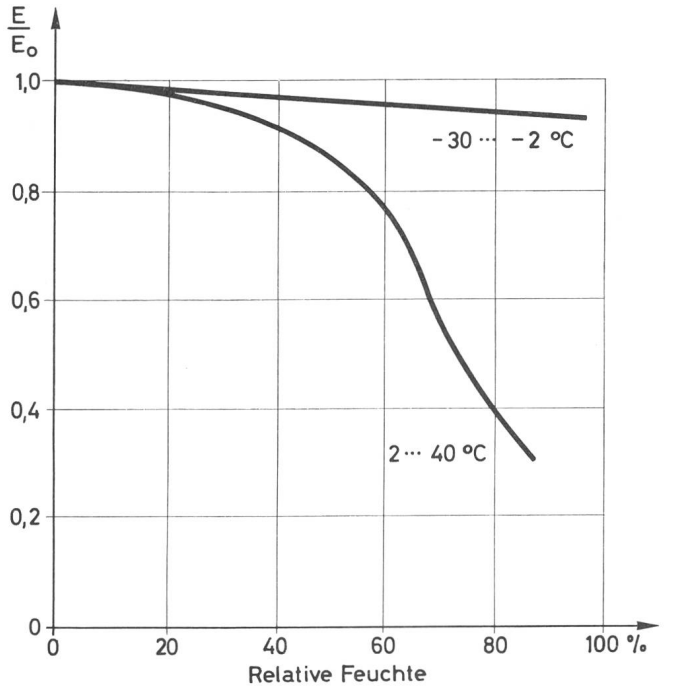

Fig. 10 SF_6-Isolierung: Relative elektrische Festigkeit in Abhängigkeit von der Gasfeuchte
(nach Schlicht)

entladungen sind mit denen an Metallpartikeln vergleichbar. Bei Kondensation auf den Isolatoren bilden sich Kriechwege, die zum Durchschlag führen können. Es wird daher empfohlen, die Anlage nach der Montage mit Stickstoff zu trocknen. Hat das Gas nur noch einen Feuchtegehalt von 1 g/m³, so ist die Anlage als hinreichend trocken anzusehen. Der Taupunkt liegt dann bei einem Druck von 4 bar bei etwa − 20 °C. Nach einigen Monaten sollte man den Feuchtegehalt des Gases erneut messen [8]. In der Diskussion wurde übereinstimmend ein Taupunkt von − 10 °C bei 4 bar als ausreichend erachtet, wenn die Anlage in einem Temperaturbereich von − 40 °C bis + 40 °C betrieben werden soll (*Schlicht,* Schweiz). Der entsprechende Feuchtegehalt ist 80 ppm (Gewicht) bzw. 650 ppm (Volumen), Es tritt dann keine Wasserkondensation auf den Wänden auf. Reif bildet sich in der Anlage dann in der Praxis etwa bei − 29 °C, weil die Wandungen der Bauteile während der Abkühlung Wasser absorbieren und der Wassergehalt des SF_6 fällt. Selbst bei einer Zunahme des Wassergehaltes um 50 % in Betrieb bildet sich Reif erst bei − 23 °C (*Kiefer,* Frankreich).

Die Frage, ob das Wasser auf die Zersetzung des SF_6-Gases bei Durchschlägen einen Einfluss hat, blieb bei der Diskussion offen (*Fournié,* Frankreich).

2.2.3 SF_6-Kabel

Die CIGRE hat eine Arbeitsgruppe eingesetzt, die sich mit der Konstruktion der gasisolierten Kabel, mit ihrer Belastbarkeit, mit den notwendigen Kabelprüfungen sowie mit den Verlegungs- und Erdungsproblemen beschäftigt. Diese Tatsache spiegelt das Interesse wider, das den gasisolierten Kabeln weltweit entgegengebracht wird [10].

Bei der letzten Konferenz waren vor allem die starren Bauformen vorgestellt worden [29]. Jetzt lag ein Bericht [12] über flexible gasisolierte Kabel vor. Von diesen erwartet man folgende Vorteile:

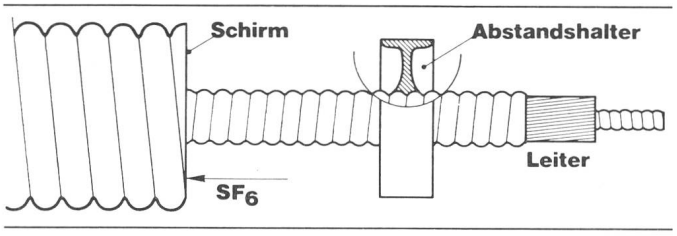

Fig. 11 Aufbau eines gasisolierten Kabels mit Wellmantel
(Kabelmetall)

- grössere Lieferlängen (80 m bei 362 kV)
- schnellere und kostengünstigere Verlegung und Montage
- weniger Verunreinigungen beim Bau der Muffen
- kleinere Anzahl der Muffen
- geringere Herstellkosten durch automatische Fertigung

Das neue Kabel besitzt ein ein- oder mehradriges gewelltes Aluminiumrohr als Innenleiter. Der Aussenleiter ist ebenfalls ein gewelltes Aluminiumrohr. Zwischen beiden Rohren liegen scheibenförmige Abstandhalter; ansonsten besteht die Isolierung aus SF_6 unter Druck (Fig. 11). Als Übertragungsleistung werden 900 MVA angestrebt. Die Wirtschaftlichkeit derartiger Kabel nimmt mit steigender Spannung zu, so dass man sich entschloss, eine Maschine zu bauen, mit der Kabel mit einem Durchmesser von 450 mm hergestellt werden können.

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit wurden die Kosten für gasisolierte Kabel und Ölkabel verglichen (Tabelle VIII). Dabei wurde angenommen, dass die Kabel in einer Vorstadt verlegt werden. Die Kosten der Kabelanlage selbst fallen beim flexiblen gasisolierten Kabel sehr günstig aus. Wegen der relativ dünnen Wand der Rohrleiter sind die kapitalisierten Verlustkosten beim flexiblen Typ höher als bei der starren Ausführung. Damit geht ein Teil des Kostenvorteils verloren. Durch Verringerung der Verluste liesse sich die Wirtschaftlichkeit aber weiter verbessern [12]. Zurzeit wird erwartet, dass gasisolierte flexible Kabel wirtschaftlich und technisch gut geeignet sind für Ableitungen aus gasisolierten Stationen, für die Querung von Autobahnen und möglicherweise für die Nutzung vorhandener Freileitungstrassen, falls dort eine günstigere Reservehaltung (Redundanz) und eine höhere Übertragungsleistung gefordert werden [12] (*Samm,* USA).

In der Diskussion wurde jedoch darauf aufmerksam gemacht, dass bei den in [12] genannten Daten der Kabelgraben für das gasisolierte Kabel um 95 % breiter wird als bei Ölkabeln. Dadurch wird der Erdaushub um 140 % grösser und die Verwendung dieses Kabeltyps in den engen Strassen europäischer Städte erschwert *(Arkell).*

Im Gegensatz zu der amerikanischen Wirtschaftlichkeitsrechnung kommt ein englischer Redner zu dem Ergebnis, dass beim Vergleich der reinen Werkstoffkosten für gasisolierte

Kostenvergleich zwischen gasisolierten Kabeln und Ölkabeln im Stahlrohr für 362 kV, 900 MVA (nach Spencer [12])

Tabelle VIII

	Gasisoliertes Kabel		Hochdruckölkabel	
	Starr	Flexibel	8 km	32 km
Anlage	1,00	0,75	0,97	0,93
Verluste	0,29	0,36	0,31	0,31
Gesamt	1,29	1,11	1,28	1,24

Kabel und für Ölkabel das Ölkabel um 30% günstiger liegt. Er ist daher der Meinung, dass gasisolierte Kabel nur dann angewendet werden können, wenn so hohe Leistungen zu übertragen sind, dass bei Ölkabeln Zwangskühlung notwendig wird (*Holdup,* England).

Zur Vorbereitung der Diskussion hatte der Spezialberichterstatter nach Empfehlungen für die Prüfung gasisolierter Kabel gefragt [10]. Als Antwort wurde darauf hingewiesen, dass bei gasisolierten Kabeln die Durchschlagspannung weit stärker streut als bei konventionellen Höchstspannungskabeln. Dies gilt bei Wechselspannungs-, vor allem aber bei Gleichspannungsprüfungen. Die Prüfungen an Ölkabeln können deshalb nicht einfach auf gasisolierte Kabel übertragen werden (*Morello,* Italien).

Bei der Festlegung der notwendigen Stoßspannungsfestigkeit eines gasisolierten Kabels ist zu berücksichtigen, dass bei ihm infolge des höheren Wellenwiderstandes höhere Überspannungen auftreten als bei Ölkabeln, wenn Wanderwellen von einer direkt angeschlossenen Freileitung her einlaufen. Figur 12 zeigt die maximale im Kabel auftretende Spannung in Abhängigkeit von der Kabellänge für ein flexibles gasisoliertes Kabel gemäss [12] und für ein Ölkabel gemäss [20]. Zum Beispiel ergibt sich für eine übliche Länge von 300 m, dass die Spannung im Ölkabel kleiner ist als die Amplitude U_0 der Wanderwelle, während sie im gasisolierten Kabel etwa 1,5 U_0 beträgt. Das Ölkabel schützt sich also selbst. Die Stoßspannungsfestigkeit des SF_6-Kabels dagegen muss höher gewählt werden als bei der direkt angeschlossenen Freileitung, es sei denn, es stünden geeignete Schutzeinrichtungen zum Abbau der Überspannungen zur Verfügung, wie zum Beispiel die neuen Metalloxidableiter *(Morello; Samm).*

2.3 Belastbarkeit

Wie schon bei den letzten Konferenzen [26–29] beschäftigte man sich auch diesmal mit den Möglichkeiten zur Steigerung der Belastbarkeit von Kabeln.

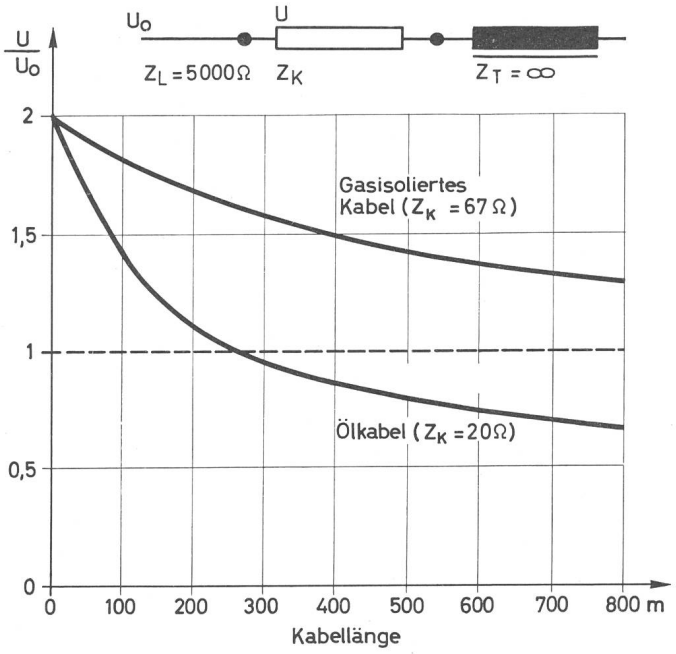

Fig. 12 Maximale Stoßspannung in einem Kabel, das an eine Freileitung angeschlossen ist (nach Morello)

Zu nennen sind hier die Zwangskühlung, die Verwendung stabilisierter Grabenfüllungen und die Verbesserung der Berechnungsverfahren. Zu demselben Ziel führt auch eine wirksame Senkung der Verlustleistung. Die Verringerung der dielektrischen Verluste durch Verwendung von Kunststoffisolierungen ist im vorliegenden Bericht schon in den Abschnitten 1.1 und 2.1 behandelt. Die Senkung der Stromwärmeverluste durch Tiefkühlung wurde in diesem Jahr nicht erwähnt. Die Anwendung von Tiefkühl- und Supraleiterkabeln ist wohl in die fernere Zukunft gerückt.

Zur Übertragung sehr grosser Leistungen bei Höchstspannung von 1100 kV sind nur Ölkabel in der Erprobung. Will man sehr grosse Leistungen mit Ölkabeln oder kunststoffisolierten Kabeln übertragen, so wird jetzt häufiger die Zwangskühlung angewandt.

Als Beispiel wurde das 12 km lange Doppelsystem für 380 kV in Wien erwähnt. Mit Niederdruckölkabeln lassen sich dort je System ungekühlt 600 MVA, gekühlt dagegen 1100 MVA übertragen. Zur Kühlung wurden Polyäthylenrohre parallel zu den Kabeln in Magerbeton verlegt (indirekte Zwangskühlung). Da der Wärmewiderstand der Muffen höher ist als derjenige des Kabels selbst, wurden die Kühlrohre im Bereich der Muffen speziell geführt und zum Teil direkt an die Muffengehäuse angeschlossen. Auch die Endverschlüsse müssen zwangsgekühlt werden [20].

Die französischen 225-kV-PE-Kabel sind bei einem Leiterquerschnitt von 1200 mm² Cu für die maximale Leistung von 400 MVA bemessen. Bei Zwangskühlung von aussen kann man 800 MVA erreichen [17].

Aufgrund der Fragestellung des Spezialberichterstatters [10] wurde aus England über die dort vorliegenden Erfahrungen mit den verschiedenen Methoden der Zwangskühlung berichtet (*Howard,* England): Der Vorteil der direkten Kühlung der Kabeloberfläche (das Kabel liegt dabei im Kühlwasserrohr) wird in der besonders grossen Belastbarkeit gesehen. Ein Kabel kann die Leistung einer Freileitung übernehmen. Nachteile sind durch das komplizierte System begründet: Die Anlagekosten sind hoch, und Reparaturen sind schwierig durchzuführen. Grosse Wassermengen sind dabei abzulassen. Neu einzufügende Kabelstücke müssen eine Mindestlänge von 120 m haben, damit die Temperatur der Muffen nicht zu hoch wird. Eine Anlage ist seit vier bis fünf Jahren in Betrieb. – Bei Kabeln, die in einem Tunnel verlegt sind, bietet sich die Zwangskühlung mit Luft an. Die Methode ist einfach und kostengünstig. Man muss allerdings parallel verlegte Kabel gegeneinander abschotten, um das Übergreifen eines Fehlers von einem System auf ein anderes zu verhindern. Das Verfahren wurde bei einer Flussquerung angewandt. Betriebserfahrungen liegen noch nicht vor. – Die Kühlung durch parallel im Boden verlegte Rohre wird vielfach angewandt. Etwa 160 Systemkilometer 275-kV-Kabel sind seit 10 bis 15 Jahren in Betrieb. Etwa 60 Systemkilometer 400-kV-Kabel sind seit kurzer Zeit eingeschaltet bzw. werden jetzt verlegt. Gegenüber der direkten Kühlung der Kabel ist die Verlegung erheblich einfacher, und die thermomechanischen Probleme eines Kabels im Kühlrohr treten nicht auf. Die Betriebserfahrungen mit den parallel verlegten Kühlwasserrohren aus PE hoher Dichte sind gut. Man hofft, mit dieser indirekten Kühlung bis zu 3000 A erreichen zu können. Die indirekte Kabelkühlung scheint daher das beste, wirtschaftlichste und praktischste Kühlverfahren zu sein *(Gazzana-Priaroggia).*

Vom thermischen Standpunkt aus ist die direkte Kühlung des Leiters das wirksamste Kühlverfahren. Es führt die Wärme von dort ab, wo sie hauptsächlich entsteht. Durch einen Kanal im Leiter fliesst Kühlöl oder Kühlwasser. Das Verfahren wird zurzeit nahezu ausschliesslich auf kurze Generatorkabel beschränkt. Aber auch für die Energieübertragung mit Hochspannungskabeln wurde Entwicklungsarbeit geleistet.

In Japan gibt es seit 1979 eine 22-kV-VPE-Kabelstrecke mit direkter Leiterkühlung. Sie verbindet einen Generator mit einem Transformator über eine Länge von 60 m. Der Leiter von 2000 mm besitzt einen Wasserkanal als Cu-Rohr mit dem inneren Durchmesser 34 mm. Die Belastbarkeit ist 12 kA. Das Kabel hat einen Aussendurchmesser von 102 mm und eine Masse von 27 kg/m. Die Leitfähigkeit des im geschlossenen System umgewälzten Wassers wird unter 2 µS/cm gehalten, um den Wasserendverschluss funktionsfähig zu halten. Es wird erwartet, dass man diese Technik auch bei 275 kV und 500 kV anwenden kann (*Kume,* Japan).

In Belgien wird für hoch belastete Kabel stets eine stabilisierte Grabenfüllung angewandt. Abhängig von der Korngrösse füllen die verschiedenen Bodenarten ein vorgegebenes Volumen in unterschiedlichem Masse aus. Durch entsprechende Mischung verschiedener Bodensorten mit unterschiedlicher Korngrösse lässt sich bei guter Ausfüllung dann eine relativ hohe Dichte und ein geringer Wärmewiderstand auch im trockenen Zustand erreichen (*Gosling; Vermeer,* Belgien). Manche Rückfüllungen behalten sogar ihren Feuchtegehalt, selbst wenn sie sich im Temperaturfeld eines Kabels befinden. Der Strom des rückfliessenden Wassers befindet sich dabei im Gleichgewicht mit dem abfliessenden Dampfstrom. Hier sind jedoch noch Untersuchungen notwendig (*Luoni,* Italien).

Aufgrund genauer Berechnungen mit der Methode der finiten Elemente erwies es sich als notwendig, die neuesten Daten über die Bodenaustrocknung bei der Kabelauslegung zu berücksichtigen [15]. Die Berechnungsmethoden werden immer weiter verfeinert. Vor allem zur Berechnung transienter Vorgänge wurden neue wirtschaftliche und genaue Programme für Digitalrechner entwickelt. Sie gestatten es, die Erwärmungsvorgänge als ein-, zwei- oder gar dreidimensionale Probleme zu behandeln. Bei zwangsgekühlter Anordnung hält man nur die dreidimensionale Berechnung für genau genug, weil hier die Wärmeleitung in den festen Werkstoffen mit der erzwungenen Konvektion in der Kühlflüssigkeit gekoppelt ist. Die benötigte Rechnergrösse ist hier beträchtlich. Vereinfachte Rechenmethoden sind in Arbeit. Dazu wurde ein digitales Kabelmodell entwickelt. Dieses gestattet es auch, die Leitertemperatur von Kabeln zu errechnen, wenn der Strom und der Zustand des Kühlwassers zum Beispiel durch Fernmessung bekannt sind. Im Falle von Überlastung lässt sich auch der zukünftige Temperaturverlauf vorherberechnen und damit die zulässige Dauer der Überlastung festlegen [19].

Die Berechnungsverfahren liefern jedoch nur dann genaue Ergebnisse für die Belastbarkeit von Kabeln, wenn die verwendeten Daten hinreichend bekannt sind. Die physikalischen Eigenschaften des Bodens sind unter stationären Bedingungen und bei Ausgleichvorgängen in vielen Fällen aber nicht genügend genau bekannt. Die Rechenergebnisse sind dann nur eingeschränkt brauchbar *(Luoni).*

3. Hochspannungsgleichstromkabel und Unterwasserkabel

Die Gesamtleistung der Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ) auf der Erde beträgt jetzt 12000 MW. In den nächsten fünf Jahren wird sich die Leistung, nicht zuletzt wegen der guten Betriebserfahrungen, um 20000 MW erhöhen. Allgemein akzeptierte Anwendungen sind die Leistungsübertragung über grosse Entfernungen oder über Unterwasserkabel sowie Netzkupplungen zur Erhöhung der Stabilität oder bei unterschiedlicher Frequenz bzw. Regelung. Bei der geplanten Kabelverbindung zwischen England und Frankreich für 2000 MW sprach auch der weitaus geringere Kabeldurchmesser für das Gleichstromsystem [37], da die Kabel eingespült werden müssen. Die Systemlänge aller Gleichstromkabel zusammen beträgt zurzeit 790 km bei einer maximalen Spannung von 280 kV [3, 4]. Wegen des schnelleren Anwachsens der HGÜ-Leistung finden Gleichstromkabel in der Zukunft sicher grosses Interesse.

Betriebserfahrungen an HGÜ-Leitungen ergaben eine Fehlerrate von 0,8 bzw. 1,0 Fehlern je 100 Pol-km und Jahr für Freileitungen bzw. Kabel. Die Kabelfehler wurden durch zu hohe mechanische Spannung oder durch die Fischerei sowie Ankermanöver hervorgerufen. Bei Reparaturmassnahmen auf See ist zu befürchten, dass sie elektrische Schäden zur Folge haben, vor allem wenn die Reparatur bei schlechter Witterung ausgeführt werden musste. Eines der Dauerthemen bei der CIGRE ist daher seit Jahren die Frage, wie sich mechanische Beschädigungen der Unterwasserkabel verhindern lassen [10]. Ein weiteres Thema ist die Erhöhung der Übertragungsleistung durch Erhöhung der Spannung. Hierfür sind noch weitere Erkenntnisse über die physikalischen Eigenschaften der Isolierung notwendig [7].

Der mechanische Schutz von Unterwasserkabeln wurde vielfach behandelt. Die wirksamste Massnahme gegen Schäden durch Fischereigeräte, Schiffsanker, Strömungen und Bewegungen auf felsigem Grund ist das Eingraben *(Gazzana-Priaroggia).* Das manchmal durch einen besonders dicken Bleimantel und/oder durch eine Bewehrung geschützte Kabel wird in einer Tiefe von 1 bis 1,5 m eingebettet [13] (*Howard,* England).

Damit wird die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Ankerfehlern etwa ebenso gross wie für interne Fehler [5]. An besonders gefährdeten Stellen, zum Beispiel wenn Sand vom Meeresboden abwandert oder bei felsigem Grund, kann das Einziehen des Kabels in ein zusätzliches Schutzrohr zweckmässig sein [13].

Im Falle eines Fehlers wirft das durch Eingraben oder durch Schutzrohre geschützte Kabel allerdings besondere Probleme auf. Das Orten, Aufnehmen und Reparieren wird schwieriger als bei Kabeln, die auf dem Meeresboden liegen. Die entsprechenden Techniken werden entwickelt *(Howard).* Gegen Fischereiwerkzeuge bis zu einem Gewicht von 1000 kg lassen sich Kabel zum Beispiel noch durch eine schwerere Armierung schützen (*Holte,* Norwegen).

Die Isolierung der Unterwasserkabel wird bevorzugt mit masse- oder ölimprägniertem Papier ausgeführt. Aus Prüfergebnissen wird gefolgert, dass Massekabel für Gleichspannungen auch über 250 bis 300 kV möglich sind.

Occhini, Italien, machte allerdings darauf aufmerksam, dass bei masseimprägnierten Kabeln Aussagen über die Lebensdauer erst nach Temperaturzyklen möglich sind. In diesen

Kabeln können sich im Gegensatz zu Ölkabeln Hohlräume bilden, die eine Alterung herbeiführen. Der Redner meint daher, masseimprägnierte Kabel für ± 350 kV und höher könnten heute nicht sicher angewandt werden. Vielmehr müssten noch Langzeituntersuchungen von drei bis fünf Jahren durchgeführt werden. Untersuchungen an Kabelmodellen werden für nicht hinreichend aussagefähig gehalten (*Arkell*, England).

Die zu untersuchenden Kabelmuster sollten etwa 50 m lang sein, damit die Auswirkungen von Schrumpfungserscheinungen beobachtet werden können. Durch Schrumpfung können Hohlräume entstehen, und die darin auftretenden Teilentladungen bewirken die Kabelalterung, die sich an der Lebensdauerkurve zeigt (*Maschio*, England).

Weiter wurde in der Diskussion darauf hingewiesen, dass die Viskosität der Imprägniermittel grossen Einfluss auf die elektrische Festigkeit hat (*Fournié; Bennett*, England). Bei Isolierflüssigkeiten bietet eine hohe Viskosität stets auch die höhere elektrische Festigkeit (*Bennett*). Man erreicht bei ölimprägnierten Kabeln eine Feldstärke um 110 kV/mm, bei masseimprägnierten Kabeln dagegen 155 kV/mm. Durch Schrumpfungserscheinungen sinkt die Durchschlagfeldstärke bei den masseimprägnierten Kabeln jedoch ab, während die Festigkeit der ölimprägnierten Kabel erhalten bleibt (*Maschio*). Ölkabel werden daher für Spannungen bis ± 800 kV entwickelt (*Meshchanov*, UdSSR).

Ein Nachteil der ölimprägnierten Kabel ist die Inkompressibilität des Öls, die zu hohen Drücken und entsprechend komplizierten Anlagen führt. Letztlich wird dadurch auch die maximale Übertragungslänge begrenzt (*Gosling*, England). Für diese vor allem durch den dynamischen Öldruck gegebene Grenze wurden 70 bis 120 km genannt. Durch optimale Kombination von Belastung, Leiterquerschnitt und Querschnitt des Ölkanals lässt sich die maximale Länge erhöhen (Tabelle IX). Jedoch beeinflusst auch das Streckenprofil, die Legetiefe und die Wärmeabfuhr den Druckaufbau (*Skog*, Norwegen; *Bazzi*, Italien).

Maximale Länge von Gleichspannungsölkabeln für Unterwasserverlegung (nach Hosokawa) Tabelle IX

Spannung	250 kV			500 kV		
Ölkanal-⌀ in mm	25	35	50	25	35	50
Maximale Länge in km	35–40	65–80	115–145	30–35	60–70	105–130

Ölviskosität: 2,5–4,0 cs
Ölversorgung von einem Ende
Mantelelastizität und Ölkompressibilität berücksichtigt

Bei Spannungen von 250 bis 300 kV sind Ölkabel teurer als Massekabel (*Norman-Johnsen*).

Kabel mit einer Isolierung aus PE und VPE sind sicher ebenfalls als Gleichspannungskabel geeignet. Ihre praktische Anwendung in diesem Bereich beginnt jedoch erst jetzt [10; 13]. Ein etwa 200 m langes PE-Kabel für 100 kV ist im Zuge der existierenden Querung des Kanals zwischen Frankreich und England seit 17 Jahren fehlerfrei in Betrieb und liefert die auf diesem Gebiet noch notwendigen praktischen Erfahrungen (*Gosling*). Für Unterwasserkabel in Drehstromübertragungen wird VPE bereits bis zu Spannungen von 72 kV eingesetzt und für 145 kV projektiert [24].

Die Frage nach der Verwendung von Kunststoffolien in Gleichstromkabeln wurde nicht angeschnitten.

4. Zusammenfassung

Die auf der diesjährigen CIGRE zum Ausdruck gekommenen Trends sind in Tabelle X zusammengefasst.

Kunststoffkabel – vor allem mit PE- und VPE-Isolierung – werden weiterhin gleichmässig stark beachtet. Die ersten repräsentativen Erfahrungsberichte zeigen, dass die Kabel hinsichtlich ihrer Qualität einen Vergleich mit den konventionellen papierisolierten Kabeln nicht zu scheuen brauchen. Das Problem feuchter Kunststoffisolierungen wird erst seit den letzten Jahren ernsthaft bearbeitet. Erste systematisch erarbeitete Erkenntnisse zeichnen sich ab. Daraus werden die zu treffenden Schutzvorkehrungen abzuleiten sein.

Hochleistungskabel für 1100 kV werden weiterhin nur in einigen Ländern untersucht. Ansonsten versucht man, höhere Leistungen durch Zwangskühlung zu erreichen. Die indirekte Kühlung mit Hilfe parallel verlegter Rohre fand viele Fürsprecher. Die Leiterkühlung wurde kaum erwähnt. Auch Tiefkühl- und Supraleiterkabel wurden in diesem Jahr nicht behandelt, was auf abnehmendes Interesse schliessen lässt. Dagegen wird die SF_6-Kabel-Entwicklung aufmerksam verfolgt. Auch Gleichspannungskabel finden viel Interesse.

Auffällig ist, dass am Kongress relativ wenig Wirtschaftlichkeitsvergleiche vorgelegt wurden. Wenn das doch der Fall war, so wurden sie von den Verfassern meist selbst ein wenig in Frage gestellt. Wirkt sich hier die Zunahme der Öl- und Energiekosten aus? Sie beeinflusst sowohl die Herstell- als auch die Verlustkosten.

Hochspannungskabel 1980: Entwicklungstrends (nach CIGRE 1980; diverse Verfasser) Tabelle X

Kabelart	Ziel	Problem	Interesse
PE-VPE-Kabel	400 kV	Watertreeing Metallmantel für U > 60 kV Zuverlässigkeit der Garnituren für U > 110 kV	→
Hochleistungskabel allg.	1100 kV	Isolierung Kühlung Garnituren	→ (einige Länder)
Zwangsgekühlte Kabel		Wirtschaftlichkeit	aussen: ↗ innen: ↘
Tiefkühl- und Supraleiterkabel		Wirtschaftlichkeit	↘
SF_6-Kabel	380 kV flexibel	Ausführung u. Anwendung flexibel/starr Prüfung	→
Gleichspannungskabel (Unterwasserkabel)	600 kV (450 kV Masse)	El. Festigkeit Mechan. Schutz Prüfung	↗

Literatur

[1] *M. Kurtz, G.C.* u.a.: Diagnostic testing of generator insulation without service interruption. CIGRE 1980, Bericht 11–09.

[2] *H.R. Moore:* Special report for group 12 (Transformers). CIGRE 1980, Bericht 12–00.

[3] *T.E. Calverley:* Special report for group 14 (DC links). CIGRE 1980, Bericht 14–00.

[4] *E. Rumpf* und *G.S.H. Jarret:* A survey of the performance of HVDC systems throughout the world during 1975–1978. CIGRE 1980, Bericht 14–08.

[5] *A. Le Du, P. Maréchal* u.a.: The new 2000 MW interconnection between France and the United Kingdom. CIGRE 1980, Bericht 14–09.

[6] *R. Fournié:* Special report for group 15 (Insulating materials). CIGRE 1980, Bericht 15–00.

[7] *K. Herstad, K. Bjørløw-Larsen,* u.a.: The influence of conductivity and permittivity on breakdown strength and testing procedure of oil-paper HVDC cable insulation. CIGRE 1980, Bericht 15–03.

[8] *J. Donon* und *G. Voisin:* Factors influencing the ageing of insulating structures SF_6. CIGRE 1980, Bericht 15–04.

[9] *H. Heumann, R. Patsch* u.a.: Observation on watertreeing especially at interfaces of polyolefine cable insulations. CIGRE 1980, Bericht 15–06.

[10] *P. Gazzana-Priaroggia:* Special report for group 21 (High voltage cables). CIGRE 1980, Bericht 21–00.

[11] *O. Mattisson* und *S. Wretemark:* Development of XLPE cable systems and field test experience. CIGRE 1980, Bericht 21–01.

[12] *E.M. Spencer, R.W. Samm* u.a.: Research and development of a flexible 362 kV compressed gas-insulated transmission cable. CIGRE 1980, Bericht 21–02.

[13] *S. Minemura, T. Imai* u.a.: ± 250 kV direct current submarine cable for Hokkaido-Honshu link. CIGRE 1980, Bericht 21–03.

[14] *C.A. Arkell, D.R. Edwards* u.a.: Development of polypropylene/paper laminate (PPL) oil-filled cable for UHV systems. CIGRE 1980, Bericht 21–04.

[15] *N. Germay, J.C. Steffens* u.a.: The optimum use of controlled backfills for underground electric cables. CIGRE 1980, Bericht 21–05.

[16] *L. Deschamps, R. Michel* u.a.: Development in France of high voltage cables with synthetic insulation. CIGRE 1980, Bericht 21–06, Teil 1.

[17] *R. Jocteur* und *E. Favrie:* 63 kV to 225 kV cables insulated with low density polyethylene. Operating characteristics, experience in production, development envisaged. CIGRE 1980, Bericht 21–06, Teil 2.

[18] *G. Terramorsi* und *J. Midoz:* 225 kV cables insulated with high density polyethylene. CIGRE 1980, Bericht 21–06, Teil 3.

[19] *C.R. Gane, J.A. Hitchcock* u.a.: Digital computation methods for the determination of EHV cable transient ratings. CIGRE 1980, Bericht 21–07.

[20] *C.A. Arkell, G. Bazzi* u.a.: First 380 kV bulk power transmission system with lateral pipe external cable cooling in Austria. CIGRE 1980, Bericht 21–09.

[21] *W.A. Thue, J.W. Bankoske* u.a.: Operating and testing experience on solid dielectric cable. CIGRE 1980, Bericht 21–10.

[22] *U. Amerpohl* und *H. Kober:* Development of polyethylene insulated cables for 220 kV and higher voltages. CIGRE 1980, Bericht 21–11, Teil 1.

[23] *C. van Hove, H. Schädlich* u.a.: Solid dielectric high voltage cables with corrugated metal sheath and watertight conductor. CIGRE 1980, Bericht 21–11, Teil 2.

[24] *J. Normann Johnsen, K. Bjørløw-Larsen* u.a.: Submarine power cable development in Norway. CIGRE 1980, Bericht 21–12.

[25] *T. Bertling, C. Cabrillec* u.a.: Corrosion problems of buried transmission equipment. CIGRE 1980, Bericht 36–04.

[26] bis [29] *G. Wanser* und *F. Wiznerowicz:* CIGRE 1972 (bzw. 1974, 1976, 1978) – Aktuelle Kabelfragen auf der Internationalen Hochspannungskonferenz. Elektrizitätswirtschaft 71 (1972), S. 771–777 (bzw. 73 [1974], S. 786–794 bzw. 75 [1976], S. 1006–1015 bzw. 77 [1978], S. 912–919).

[30] bis [31] *G. Wanser* und *F. Wiznerowicz:* Kabelisolierungen aus Kunststoff. Kunststoffe 67 (1977) H. 2, S. 275/279 (bzw. 69 [1979] H. 2, S. 105–108).

[32] *H.H. Blechschmidt; G. Wanser:* Erfahrungen mit neueren Isolierstoffen. Frankfurt: Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke 1980.

[33] *M. Aguet; Ph. Blech* u.a.: Quality control of HV insulation in substations during operation. CIGRE 1980, Bericht 23–02.

[34] *D. König, C. Neumann* u.a.: Partial discharge measurements of SF_6 insulated high-voltage metal-enclosed switchgear on site. A study based on fundamentals and experiences available up to now. CIGRE 1980, Bericht 23–09.

[35] *E. Bagala, F. Galli* u.a.: The 1000 kV project. Progress of research at the end of 1979. CIGRE 1980, Bericht 31–15.

[36] *P. Gazzana-Priaroggia, G. Maschio* u.a.: Surge performance of impregnated paper insulation for HVDC cables. IEE Conf. Publication No. 22 (1966), S. 325–333.

[37] CIGRE 1980: Résumé des discussions du groupe No. 14: Liaisons à courant continu.

[38] *H. Bertein* und *B. Fallou:* Effects of charges deposited by partial discharges at the solid fluid interface on the dielectric behaviour of insulating materials and insulations. CIGRE 1980, Bericht 15–07.

[39] *T. Bertling, C. Cabrillac* u.a.: Corrosion problems of buried transmission equipment. CIGRE 1980, Bericht 36–04.

[40] CIGRE 1980 – Review and summary about high voltage cables. BP Chemicals, Genf 1981.

Adresse der Autoren

Prof. Dr. G. Wanser, Niedersachsenring 13, 3000 Hannover 1,
und *Prof. Dr. F. Wiznerowicz,* Vennweg 8, 3000 Hannover 81.