

## 1 Einleitung

In den meisten Ländern und insbesondere in den Industriestaaten der sogenannten „ersten Welt“ wird heute die Mehrzahl aller technischen- und Produktionsprozesse mit Hilfe der elektrischen Energie ausgeführt. Dies ist so selbstverständlich, dass erst beim Ausfall der elektrischen Energieversorgung deutlich wird, wie sehr unser Lebensstandard von einer gesicherten Energieversorgung abhängt.

Bis es jedoch zum heutigen technologischen Stand kam, waren eine Vielzahl von technischen Entwicklungen notwendig. Diese begannen bereits um 600 v. Chr., als der griechische Philosoph und Mathematiker Thales von Milet entdeckte, dass durch die Reibung von Bernstein eine damals noch unbekannte Kraft erzeugt werden konnte. Nachdem diese Effekte, genauso wie die im 17. und 18. Jahrhundert entdeckte und entwickelte galvanische Batterie (1790 Alessandro Volta), zunächst nur als Belustigung für Hofgesellschaften und für „medizinische“ Zwecke eingesetzt wurden /MEY87/, eröffnete sich mit der Erfindung der Dynamomaschine durch Werner von Siemens im Jahre 1866 die Möglichkeit, eine einfache und sichere Energiequelle, zunächst hauptsächlich für Beleuchtungszwecke, zu erschließen. Mit der Erfindung der Glühlampe durch Heinrich Göbel 1854 und deren Optimierung durch Thomas Alva Edison 1879 sowie der zunehmenden Verbreitung der neuen Technologie gewann auch die Frage, wie die erzeugte Energie zum Verbraucher zu bringen sei, an Bedeutung. Hierbei zeigte es sich, dass nur mit hohen Spannungen eine Übertragung über längere Distanzen möglich ist. Mit dem bis dahin verwendeten Gleichstrom war es jedoch kaum möglich, derartige hohe Spannungen zu erzeugen /HAE01/.

Mit Wechselspannung und der Verwendung von Transformatoren ist es einfach möglich, die Spannung nahezu beliebig und nur mit geringen Verlusten zu verändern. Die Entdeckung des Induktionsprinzips 1831 durch Michael Faraday führte zur Entwicklung von ersten Transformatoren zur Energieübertragung, wie sie im Prinzip auch heute noch verwendet werden. Auf Bild 1.1 ist der Transformator von Károly Zipernowski, Miksá Déry und Otto Titus Bláthy zu sehen, welcher 1885 als Ringkerntransformator aufgebaut wurde und als erster praxistauglicher Transformator gilt /LUC00/. Bei früheren Exemplaren wie dem Transformator von Gaulard und Gibbs, die 1883 einen Transformator zur Speisung von Lampen in London entwickelt hatten /HEI02/, waren die Primärspulen in Reihe geschaltet so dass diese Transformatoren nicht für den Einsatz zur Energieübertragung geeignet waren.



Bild 1.1: Erster praxistauglicher Transformator nach Zipernowski, Déry und Bláthy

Die bis dahin andauernde Diskussion um die Tauglichkeit und Gefährlichkeit hoher Wechselspannungen fand erst mit der 1891 realisierten Hochspannungs- Wechselstromübertragung zwischen Lauffen am Neckar und Frankfurt, welche über eine Distanz von 175 km bei einer Spannung von 15 kV Drehstrom / 40 Hz „nur“ einen Leitungsverlust von 25 % aufwies, ein Ende. In den darauf folgenden Jahren wurde das Prinzip des Transformators immer weiter verbessert. Neue Materialien für den Transformator Kern, zur Isolierung der Wicklungen und neue Formen in der Konstruktion des Transformators führten zu dem heutigen Energieversorgungsnetz.

Nach Angaben des Verbandes der deutschen Elektrizitätswerke VDEW gab es in Deutschland im Jahr 2000 insgesamt 565 700 Transformatoren mit einer Nennleistung von über 835 GVA

/VDN02/. Von diesen Transformatoren waren 1100 für höchste Spannungen (220 und 380 kV), 7300 für hohe Spannungen (36 bis 110 kV) und 557 300 für Mittelspannungen von 6 bis 36 kV im Einsatz. Hinzu kommen viele Transformatoren, die nicht zur Energieübertragung eingesetzt werden sondern hauptsächlich für Messzwecke (Strom- und Spannungswandler) sowie die in den mit Spannungen über 6 kV betriebenen Industrieanlagen eingesetzten Transformatoren.

Bezüglich ihrer Konstruktion unterscheiden sich die verschiedenen Transformatortypen in vielerlei Hinsicht. Es werden verschiedene Isolierstoffe verwendet, die Art der Kühlung, die Transformatorbelastung und die daraus resultierende Betriebstemperatur können ebenfalls sehr unterschiedlich sein. Allen Typen jedoch ist gemein, dass sie ohne besondere Wartung für Jahrzehnte funktionieren sollen und somit ein zuverlässiges Betriebsmittel darstellen. Die Erfahrung seit Beginn des letzten Jahrhunderts hat diese Einschätzung in weiten Teilen bestätigt. Dabei wurde jedoch, sobald der Transformator oder Wandler ein bestimmtes Alter erreicht hatte oder in irgend einer Art auffällig geworden war, eine Reparatur veranlasst oder ein neuer Transformator bestellt was aufgrund der vorhandenen Redundanz, auch möglich war.

Seit etwa 10 Jahren wird nun aber auch in Deutschland der freie Markt in der Energieversorgung angestrebt, wie er in vielen Energieversorgungssystemen der Welt bereits seit langer Zeit die Normalität ist. Durch die Auflösung ehemals bestehender Monopole soll versucht werden, die Energieversorgungsunternehmen in rein marktwirtschaftlich orientierte Unternehmen zu verwandeln. Diese Unternehmen müssen dann ihr Kapital, Kraftwerke und Netze, optimal ausnutzen, um einen möglichst niedrigen Strompreis zu erzielen, der wiederum zusätzliche Kunden schafft. Daher müssen die Betriebsmittel und somit auch die Transformatoren optimal ausgenutzt werden. Für Transformatoren bedeutet dies einen möglichst kontinuierlichen Betrieb bei Nennlast oder auch darüber hinaus /MAJ02/ bei gleichzeitigem Verzicht auf redundante Transformatoren. Das Problem dabei ist jedoch, dass viele der derzeit in Betrieb befindlichen Transformatoren relativ alt sind, wie es die in Bild 1.2 dargestellte Statistik eines großen deutschen Energieversorgungsunternehmens zeigt /STA02/. Diese Transformatoren müssten nach den bisher geltenden Kriterien in der nächsten Zeit ersetzt werden. Diese Investition ist jedoch nicht zwingend notwendig, da die Transformatoren noch keine schwerwiegenden Schäden aufweisen und sich ohne Probleme in Betrieb befinden /BRE02/. Obwohl eine Alterung während des Betriebs des Transformators stattgefunden hat, verbleibt immer noch eine „Restnutzungsdauer“, deren Länge jedoch stark von den bisherigen und aktuellen Betriebsbedingungen abhängig ist und zur Zeit noch nicht zuverlässig ermittelt werden kann.

Der Betreiber des Transformators muss jedoch beachten, dass der Ausfall des Transformators, je nach dessen Position und Bedeutung im Netz, hohe Kosten nach sich ziehen kann, die sich nicht nur als Folgekosten des Transformatorfehlers und den unter Umständen dadurch entstandenen Schäden durch Brand

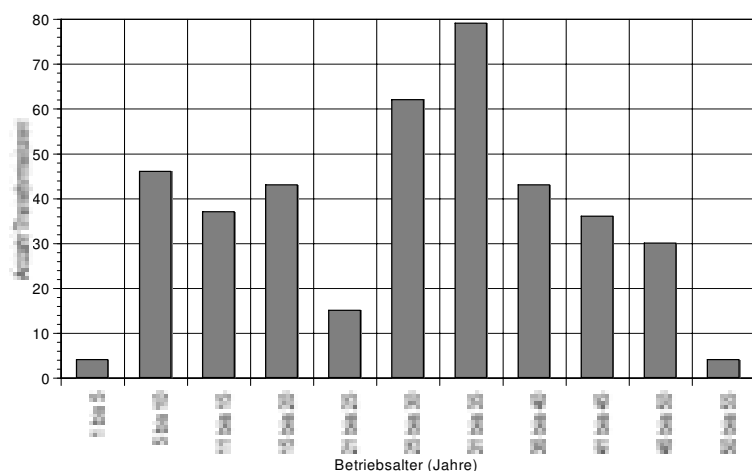


Bild 1.2: Betriebsalter der Transformatoren eines großen deutschen Netzbetreibers

o.ä. bemerkbar machen, sondern auch durch den Ausfall der Energielieferung zu dem daran angeschlossenen Verbraucher. Dies ist insbesondere problematisch, wenn große Industrieanlagen mit hohem Energiebedarf ausfallen und es zu Produktionsausfällen und damit zu Regreßforderungen an das Energieversorgungsunternehmen kommen kann.

Der Ersatz eines ausgefallenen Leistungstransformators ist auch schwierig, da die meisten Netz- und Maschinentransformatoren Einzelanfertigungen sind, deren Ersatz bis zu einem Jahr dauern kann. Wenn der Transformator aufgrund seiner Größe nicht mehr bahntransportfähig ist oder die Gleisverbindung zu der Umspannanlage seit der Aufstellung des vorherigen Transformators abgebaut wurde /SEI02/ kommen neben dem Ersatz noch hohe Transportkosten hinzu

Diese Aspekte haben die Betreiber von Leistungstransformatoren veranlasst, die Entwicklung von Verfahren zur Analyse des Zustandes ihrer Transformatoren zu verstärken. Mit Hilfe von Monitoringverfahren soll gleichzeitig der Wartungsaufwand reduziert und eine zustandsbasierte Wartungsstrategie eingeführt werden, die gegenüber der derzeit angewendeten zeitbasierten Wartungsstrategie zusätzliche Kostenvorteile bringt. Mit Hilfe verschiedener Prozeduren soll außerdem versucht werden, den Transformator bis an das Ende seiner technischen Nutzbarkeit einzusetzen. Dazu ist es notwendig, den bereits eingetretenen Alterungszustand zu bewahren und die zukünftige Alterung so weit wie möglich zu reduzieren. In dieser Arbeit sollen daher die Vor- und Nachteile der verschiedenen, hierzu anwendbaren Methoden und Verfahren aufgezeigt werden, wie sie aktuell bereits verfügbar sind oder es in Kürze sein werden. Außerdem werden neue Wege zur Erfüllung der Aufgabe einer möglichst effektiven und nachhaltigen Transformatornutzung beschrieben.

## 2 Konstruktionsprinzipien und Werkstoffe

Obwohl das Grundprinzip eines jeden Transformators, bestehend aus mindestens 2 gegeneinander isolierten Spulen, die auf einen gemeinsamen Kern gewickelt sind, immer gleich ist, haben sich im Laufe der Zeit verschiedene Konstruktionsformen herausgebildet, die im Folgenden näher dargestellt werden sollen. Bevor jedoch auf die Unterschiede hinsichtlich der Isolation der einzelnen Spulen gegeneinander sowie auf die Vor- und Nachteile der einzelnen Konstruktionsformen eingegangen wird, soll zunächst die Entwicklung der Kernmaterialien und Bauformen betrachtet werden.

### 2.1 Kernmaterialien und -Bauformen

Wie bereits in der Einleitung erwähnt waren die ersten Transformatoren als Ringkerntransformatoren aufgebaut. Der Grund dafür war wohl hauptsächlich, dass Faraday an einem derartigen Ringkern das Prinzip des Transformators entdeckt hatte und es zunächst hinsichtlich der Wirkungsweise noch keine fundierte theoretische Grundlage gab. Nachdem diese jedoch geschaffen und durch die Verbreitung der Wechselspannungssysteme eine zunehmende Zahl an Transformatoren benötigt wurde, kamen auch die Kosten für die Produktion eines Transformators in Betracht.

Die ersten Transformatoren wurden von Hand um einen massiven oder aus einzelnen Drähten bestehenden Eisenring gewickelt. Dies war sehr zeitaufwändig und begrenzte auch die Größe des Transformators, da der Leiter viele Male gebogen und durch die Öffnung des Ringes gezogen werden musste. Mit der Einführung des Schenkelkerns wurde die Produktion von Transformatoren entscheidend vereinfacht. Durch die Trennung von Wicklungs- und Kernproduktion in einzelne Prozesse und die anschließende Zusammenfügung der beiden Komponenten zum Transformator auf zwei oder mehreren Schenkeln des Eisenkreises wurde die rechteckige Form eingeführt, in der auch die heutigen Transformatoren weitestgehend aufgebaut sind.

Für den Aufbau des Kernes wurden schon bald Bleche verwendet, um die Wirbelströme zu begrenzen. Bedingt durch die runde Form der Spule wurde es notwendig, das Blechpaket gestaffelt aus möglichst dünnen Blechen aufzubauen, um die Form der Spule optimal nachzubilden. Als Kernmaterial werden heute fast ausschließlich kornorientierte Bleche mit einer Dicke von 0,23 bis 0,36 mm eingesetzt, welche bei 50 Hz und 1,7 T eine Verlustleistung von 0,85 W/kg aufweisen /LUC00/. Diese Verlustleistung führt zusammen mit der in dem ohmschen Widerstand der Wicklung sowie den im Dielektrikum verursachten Verlusten zu einer Erwärmung des Transformators. Bei Leistungstransformatoren wird, abhängig von Last und Aufstellungsbedingungen, versucht, die Temperaturen gering zu halten, um die Alterung der Isolierstoffe zu begrenzen /IEC354/.

### 2.2 Transformatoren mit flüssigkeitsimprägnierter Isolierung

In der Anfangszeit des Transformatorbaus wurden z.B. Asbest, Baumwolle und Pressboard als Isolierwerkstoffe benutzt. Mit der Einführung des schellackimprägnierten Papiers wurde der erste Schritt zu einer imprägnierten Isolierung getan, welcher mit dem ersten ölprägnierten Transformator im Jahre 1906 seine in den Grundlagen auch heute noch verwendete und damit außerordentlich bewährte Konstruktionsform gefunden hat. Der entscheidende

Vorteil von imprägnierten Isolierungen ist, dass die innerhalb der Wicklung und des Kerns aufgrund der Verluste anfallende Wärme leichter abgeführt werden kann, indem das flüssige Isoliermedium als Wärmeträger benutzt wird. Die derart aus dem Transformator Kern entzogene Wärme kann an den Wänden des Transformator kessels oder in separat angebrachten Wärmetauschern an die Umgebungsluft oder an ein sekundäres Kühlmittel (z.B. Wasser) abgegeben werden. Dadurch wird die Temperatur des Transformator kernes reduziert und die Lebensdauer verlängert /IEC354/. Im Folgenden sollen die in imprägnierten Transformatoren eingesetzten Isolierstoffe mit ihren bevorzugten Einsatzgebieten dargestellt werden.

### 2.2.1 Feststoffe

Bei der Mehrzahl der bislang gebauten Transformatoren werden auf dem natürlichen Rohstoff Zellulose basierende Papiere und Pressboards eingesetzt. Das früher insbesondere im Verteiltransformatorenbau häufig eingesetzte Holz wurde zunehmend von geformten Pressboard- oder Kunststoffteilen ersetzt, da es die hohe Stückzahl an ähnlichen Transformatoren erlaubte, derartige Teile kostengünstig auch für verschiedene Baureihen und Leistungsklassen einzusetzen. Im Bereich der Leistungstransformatoren werden, da es sich normalerweise um kundenspezifische Einzelanfertigungen handelt, Platten, Leisten, Rohre, Profile und andere Halbzeuge aus verdichtetem Zellulosematerial verwendet, aus denen dann die feste Isolierung zusammen mit dem den Leiter umspinnenden Isolierpapier zusammengesetzt wird.

Die Qualität und der Alterungszustand derartiger Zelluloseteile wird im Allgemeinen mit dem sog. Degree of Polymerisation (DP) angegeben. Diese Zahl beschreibt, wie viele Glukoseringe, aus denen die Zellulosefasern gebildet werden, linear kettenförmig aneinander gereiht sind. Bild 2.1 /MOS79/ zeigt den Aufbau einer derartigen Kette von Glukoseringen schematisch.

Für eine neuwertige Zellulosefaser, wie sie üblicherweise in Transformatoren eingesetzt wird, liegt der DP bei Werten bis zu 2000 /MOS79/. Im Laufe der Alterung nimmt dieser Wert kontinuierlich ab, wobei ab Werten unterhalb von 200 das aus diesen Zellulosefasern gefertigte Isolierpapier brüchig wird und damit nicht mehr für den Einsatz als Isolierwerkstoff taugt /DOB93, IEC354/.

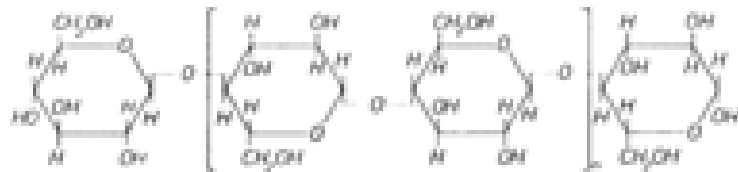


Bild 2.1: Strukturformel der Zellulose /MOS79/

Die Zellulosefasern, auch Alpha- Zellulose genannt, werden, nachdem sie aus natürlichen Rohstoffen zu Sulfatzellulose verarbeitet wurden, zunächst in Wasser aufgelöst und in Bütten zwischengelagert /MOS79/. Im sogenannten Entstipper erfolgt danach die Zerlegung in Einzelfasern. Mit der anschließenden Zermahlung in Kegelmühlen werden die kleinen, zu diesem Zeitpunkt noch recht steifen Zellulosefasern an mehreren Stellen geknickt, gequetscht oder der Länge nach aufgespalten. Durch diesen Prozeß wird die Zahl der Berührungspunkte der einzelnen Fasern erhöht, welche für die Festigkeit der daraus produzierten Papiere und Boards die bestimmende Größe ist. Bild 2.2 zeigt beispielhaft das Aussehen der Fasern nach dem Zermahlen in der Kegelmühle.

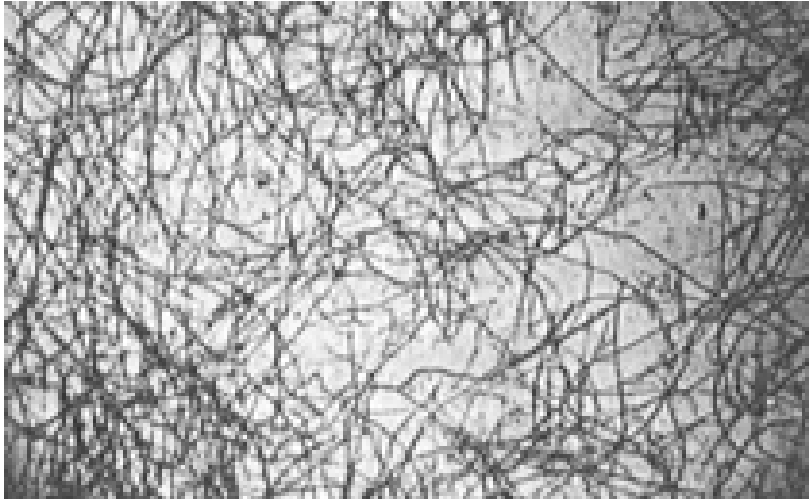


Bild 2.2: Zellulosefasern nach der Mahlung in der Kegelmühle /MOS79/

Nach einer anschließenden Reinigung mit Wasser wird das Fasergemisch einem rotierenden Siebzyliner zugeführt, an dessen Innenfläche sich eine Lage Papier ausbildet. Dieses kann entweder direkt zu Papier weiterverarbeitet werden oder es werden mehrere Lagen davon zu Preßspanplatten verschicht, wobei etwa 35

Lagen zu je 30  $\mu\text{m}$  Dicke für ein Preßspan der Dicke von 1 mm notwendig sind. Der nach diesem Verfahren mit nachfolgender Verdichtung und Kalandrierung produzierte Preßspan Psp 3050 nach IEC 60641 hat eine Dichte von etwa 1,15 bis 1,3  $\text{kg}/\text{dm}^3$ .

Eine Sonderform der Isolierwerkstoffe auf Zellulosebasis stellen die sogenannten Thermally Upgraded Papers dar, welche insbesondere im amerikanischen Bereich häufig verwendet werden. Bei diesen Werkstoffen werden an den Glukoseringen zusätzliche stickstoffhaltige Molekülgruppen wie Cyanoethylen oder Dicyandiamid gebunden /BAU68, GRIAS/, wodurch die Zellulose thermisch stabilisiert wird. Außerdem werden diese Papiere vielfach nach ihrer Fertigstellung mit einem Epoxidharz überzogen, um ihre thermische und Alterungsstabilität weiter zu erhöhen. Nach Fertigstellung der Isolierung wird das Isoliermaterial erwärmt, wodurch das Epoxidharz aushärtet. Im europäischen, insbesondere deutschen Markt hat dieses Material nur begrenzt Anwendung gefunden. Der Hauptgrund dafür liegt wohl darin, dass dieses Material entscheidenden Einfluss auf die Gas-in-Öl- und Furan-Analyse der Isolierflüssigkeit hat /MOR99/. Diesen Analysen, mit denen eine Bewertung des Zustandes der festen Transformatorisolation ermöglicht wird (siehe auch Kap. 3.2), wird insbesondere in Deutschland eine weitaus höhere Bedeutung beigemessen als in den USA. Aus der Annahme heraus, dass bei Verwendung von derartigem Isoliermaterial nur eine eingeschränkte Aussage über den aktuellen Zustand des Transformators durch die genannten Analyseverfahren getroffen werden kann, wurde hier auf die Anwendung des Thermally Upgraded Papers weitestgehend verzichtet.

Während die ungebleichte Sulfatzellulose bevorzugt aus skandinavischen und kanadischen Nadelhölzern gewonnen wird /MOS79/ und somit im Grundstoff ein reines Naturprodukt darstellt werden seit etwa 30 Jahren zunehmend auch Isolierpapiere aus künstlichen Fasern hergestellt, welche gegenüber der natürlichen Zellulose eine höhere Betriebstemperatur erlauben, allerdings auch wesentlich teurer sind. Daher werden sie im Allgemeinen nur dort eingesetzt, wo eine geringe Baugröße des Transformators und eine hohe thermische Überlastbarkeit von Bedeutung ist, wie zum Beispiel bei Traktionstransformatoren in Lokomotiven /GÖE93, IEC076, MOS87/.

Als Beispiel für ein synthetisiertes Fasermaterial soll an dieser Stelle das Material „Nomex“ der Firma DuPont dienen. Bei diesem sind die Fasern aus aromatischen Polyamiden (auch Polyaramide genannt) aufgebaut, wie dies in Bild 2.3 dargestellt ist /DUP00, MOS 87/. Die

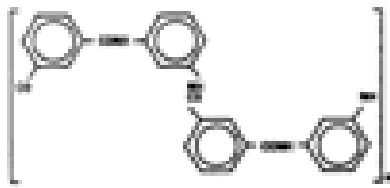


Bild 2.3: Chemische Struktur des für „Nomex“ verwendeten Metaphenylenisophthalamids /DUP00/

fertige Isolierung wird aus Fasern und Flocken des Materials hergestellt, welche miteinander verwoben werden, so dass die verschiedenen mechanischen Eigenschaften der diversen Lieferformen eingestellt werden können. „Nomex“ ist als Isolierwerkstoff für Temperaturen bis über 200 °C einsetzbar.

Die porösen, festen Isolierstoffe werden, um ihre Isoliereigenschaften zu gewährleisten, mit einem flüssigen Stoff imprägniert. Im Folgenden soll daher auf einige für diesen Zweck eingesetzte Materialien eingegangen werden.

## 2.2.2 Flüssigkeitsimprägnierte Transformatoren

Bereits im Jahr 1906 wurde der erste mit einer Flüssigkeit imprägnierte Transformator gebaut und erfolgreich eingesetzt /LUC00/. Mit den damals eingesetzten Materialien Papier und Mineralöl hatte man eine Stoffkombination gefunden, die auch heute noch, trotz Verbesserungen der eingesetzten Materialien, bevorzugt verwendet wird. Gründe dafür sind der günstige Preis dieser Stoffe und die umfangreiche Betriebserfahrung, welche man mit ihnen gesammelt hat /ERD88, WIL80/.

Die heute als flüssige Isolierstoffe für Transformatoren eingesetzten Mineralöle bestehen in ihren Grundbestandteilen aus einer Mischung von verschiedenen gesättigten und ungesättigten Kohlenwasserstoffen. Das in früheren Zeiten zugesetzte Harz /RHE38/ wird nicht mehr verwendet. Unter den Kohlenwasserstoffen des Isolieröles sind verschiedene Paraffine und Naphtene /VDE96/, welche ausschließlich gesättigte Verbindungen aufweisen und damit chemisch reaktionsträge sind. Abhängig von den Anteilen dieser Verbindung werden die Mineralöle als naphtenbasisch oder paraffinbasisch bezeichnet.

Zu den gesättigten Kohlenwasserstoffen kommen im Transformatoröl die ungesättigten Olefine und Aromaten. Aromate sind, verglichen mit den Olefinen, chemisch stabiler, da die Doppelbindungen im Aromatenring konjugiert auftreten /VDE96/. Zur Verbesserung der Alterungsbeständigkeit werden außerdem Oxidationsinhibitoren wie 1,2,3 Benzotriazol, 2,6 Ditertiärbutylparacresol oder 2,6 Ditertiär-4-Methylphenol zugesetzt /BEY86, DUM98/.

Einer der entscheidenden Nachteile von Mineralölen ist deren leichte Entflammbarkeit. Der Flammpunkt von Transformatoröl liegt zwischen 150 und 175 °C, wodurch es im Fall eines elektrischen Fehlers im Transformator zum Brand der Isolierflüssigkeit kommen kann. Aus diesem Grund wurden seit etwa 1930 polychlorierte Biphenyle (auch Askarele oder Clophen genannt, PCB) zur Transformatorisolierung eingesetzt, die auch unter Lichtbogeneinwirkung keinerlei brennbare oder explosive Gase bilden und sehr niederviskos sind, wodurch die Imprägnierung der Feststoffisolierung des Transformators vereinfacht wird.

Wenn Askarele erhitzt werden und bei einer Temperatur von 500 bis 800 °C verbrennen, können jedoch polychlorierte Dibenzofurane und polychlorierte Dibenzodioxine entstehen, die hochtoxisch sind. Daher wurde in Deutschland die Anwendung von Isolierflüssigkeiten mit PCB- Gehalten größer als 50 ppm ab dem 31. Dezember 1999 verboten /GEF54/.

Bei der Suche nach Ersatzflüssigkeiten wurden verschiedene Wege beschritten, um auch bereits mit PCBs befüllte Transformatoren weiterhin mit einer anderen Isolierflüssigkeit zu betreiben. Dabei ist zu beachten, dass auch nach Entleerung der Isolierflüssigkeit stets noch

ein Rest davon in der porösen Feststoffisolierung, an den Wänden und in den Kühlanlagen des Transformators zurückbleibt, der sich mit der später eingefüllten Isolierflüssigkeit mischt.

Für Transformatoren mit PCB- Gehalten kleiner gleich 2000 ppm kann direkt eine Neubefüllung mit einer anderen Isolierflüssigkeit erfolgen /VER00/, wobei der PCB- Gehalt der Isolierflüssigkeit nach 6 Monaten nicht über 50 ppm steigen darf. Eine „Reinigung“ der Feststoffisolation für Transformatoren mit höheren PCB- Gehalten z.B. mit Hilfe von Perchloräthylen ist möglich, dabei verbleibt aber dieser Stoff anstelle der Polychlorierten Biphenyle in den Isoliermaterialien. Da auch Perchloräthylen aufgrund seiner gesundheitsschädlichen, karcinogenen Eigenschaften ebenfalls nicht für eine dauernde Anwendung in Transformatoren verwendbar erscheint, muss eine zweite Neubefüllung des Transformators mit einer perchloräthylenverträglichen Flüssigkeit erfolgen. Untersuchungen dazu, wie sich eine derart entstandene Mischung unter elektrischen und dielektrischen Aspekten verhält, sind Kapitel 5.1.1 zu entnehmen.

Andere Isolierflüssigkeiten wie zum Beispiel Silikonöle /BEY89, GRI85/, Ditolyether /BAY01/, Phenyl- Xylyl- Ethan /KEM87/ Lineare Alkyl- Benzine /PAT99/, Kokosnussöl /LUC01/, Rapsöl /HEM02/ und weitere, synthetische Isolierflüssigkeiten /BER02/ wurden untersucht, werden aber – außer für Sonderanwendungen – nicht für Transformatoren eingesetzt. Die wichtigsten Kenndaten einiger der Ersatzflüssigkeiten sind der Tabelle 2.1 zu entnehmen. Lediglich Esterflüssigkeiten finden in Transformatoren kleiner und mittlerer Leistung als Isoliermittel Verwendung, da sie einige Eigenschaften aufweisen, die im Vergleich mit den Mineralölen, vorteilhaft sind ohne die Nachteile des PCB oder Perchloräthylens.

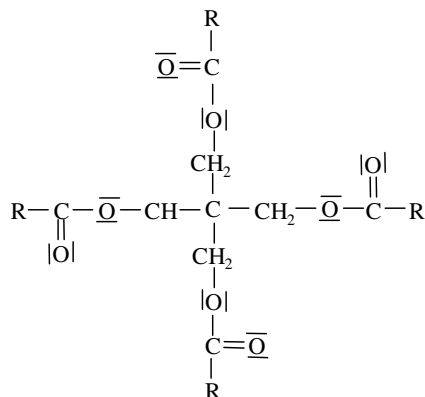


Bild 2.4: Chemische Struktur von Midel 7131 /BOR94-1/

Esterflüssigkeiten werden aus Fettsäureestern hergestellt, welche natürlicher oder synthetischer Herkunft sein können. Den chemischen Aufbau des seit etwa 30 Jahren in Transformatoren eingesetzten Produktes Midel 7131 zeigt Bild 2.4 /BOR94-1/. Der entscheidende Vorteil dieser Flüssigkeit liegt in seiner Umweltverträglichkeit, da sie als nicht wassergefährdender Stoff klassifiziert ist /UBA02/ und somit auch in Transformatoren in Wasserschutzgebieten eingesetzt werden kann. Außerdem hat sie Vorteile hinsichtlich der Wasseraufnahmefähigkeit und Alterungsbeständigkeit, auf die im Kapitel 3.1 näher eingegangen wird.

Im Zusammenhang mit dem Umweltschutz wurde auch versucht, natürliche Grundstoffe für die Produktion von Esterflüssigkeiten zu verwenden /LEW01-1, BAD99/. Ein weiterer Aspekt war der niedrigere Preis bei der Verwendung dieser Rohstoffe, da auch die Grundstoffe für Produkte wie das Midel in einem aufwändigen Verfahren synthetisiert werden müssen. Das Alterungsverhalten der auf natürlichen Grundstoffen basierenden Esterflüssigkeiten ist besser als das von Zellulose /MCS02/, erreicht aber zur Zeit noch nicht das Niveau von synthetischem Ester. Vereinzelt ist es bei künstlicher Alterung von auf natürlichen Rohstoffen basierenden Isolierflüssigkeiten sogar zu einer Verfestigung der Flüssigkeiten gekommen /LEW01-1/.

Mit Ausnahme einiger Untersuchungen zur Effizienzsteigerung des Imprägniervorganges sowie zu Vorbereitungen zum Betrieb eines Transformators mit einer anderen Isolierflüssigkeit wurden die im Folgenden vorgestellten Untersuchungen und Ergebnisse bevorzugt mit



einem Mineralöl und der Esterflüssigkeit Midel 7131 durchgeführt, weshalb im anschließenden Kapitel deren Eigenschaften dargestellt werden.

Tabelle 2.1: Kennwerte einiger Ersatzflüssigkeiten

Flüssigkeit	U <sub>D</sub> (kV)	Pour-point (°C)	Dichte (Raumtemp.) (kg/m <sup>3</sup> )	kin. Viskosität (mm <sup>2</sup> /s)	Flamm-punkt (°C)	Brenn-punkt (°C)
Silikonöl	50	-53	960	50 (25 °C)	>300	>335
Phenyl- Xylyl-Ethan	Ca. 60	-48	988	8,0 (20 °C)	152	170
Perchlor-ethylen (Transclene)	45*	-40	1490	0,54 (40 °C)	290	316
RTemp	43*	-24	870	140 (40 °C)	284	312
Jarylec		<-50	1010	6,5 (20 °C)	135	155
Polyethylen-glykol		<-50 - -6	1024... 1120	28...50 (40 °C)		
Saatenöl, Rapsöl (BioTemp)	38*	-12	922	36 (40 °C)	328	358
Lineare Alkyl Benzine	43	-57		17 (27 °C)	144	
Ditolylether (Baylectrol 4900)	70	-54	1033	5,7 (20 °C)	ca. 140	ca. 155

\* = ermittelt nach ASTM D-877

### 2.2.3 Eigenschaften der verwendeten Isolierflüssigkeiten

Tabelle 2.2 zeigt eine Zusammenstellung der physikalischen, elektrischen und dielektrischen Eigenschaften der verwendeten Flüssigkeiten. Aus den Werten wird deutlich, dass Midel nicht nur Vorteile hinsichtlich seiner Umweltverträglichkeit hat sondern auch hinsichtlich seiner Eigenschaften bei hohen Temperaturen. Der Flamm- und Brennpunkt liegt um etwa 130 °C über dem von Mineralöl, die Selbstentzündungstemperatur um etwa 70 °C. Im Falle eines elektrischen Versagens eines Transformators und dem daraus unter Umständen resultierenden Lichtbogen kann es durch Dampf- und Gasbildung der Isolierflüssigkeit zu einem Bersten des Transformator-kessels kommen, wodurch die Isolierflüssigkeit ausläuft. Bei Mineralöl kommt es durch die auch nach dem Auslaufen weiterbrennende Isolierflüssigkeit zum sogenannten „Poolfire“, bei dem sich das brennende Öl in der Auffangwanne sammelt und