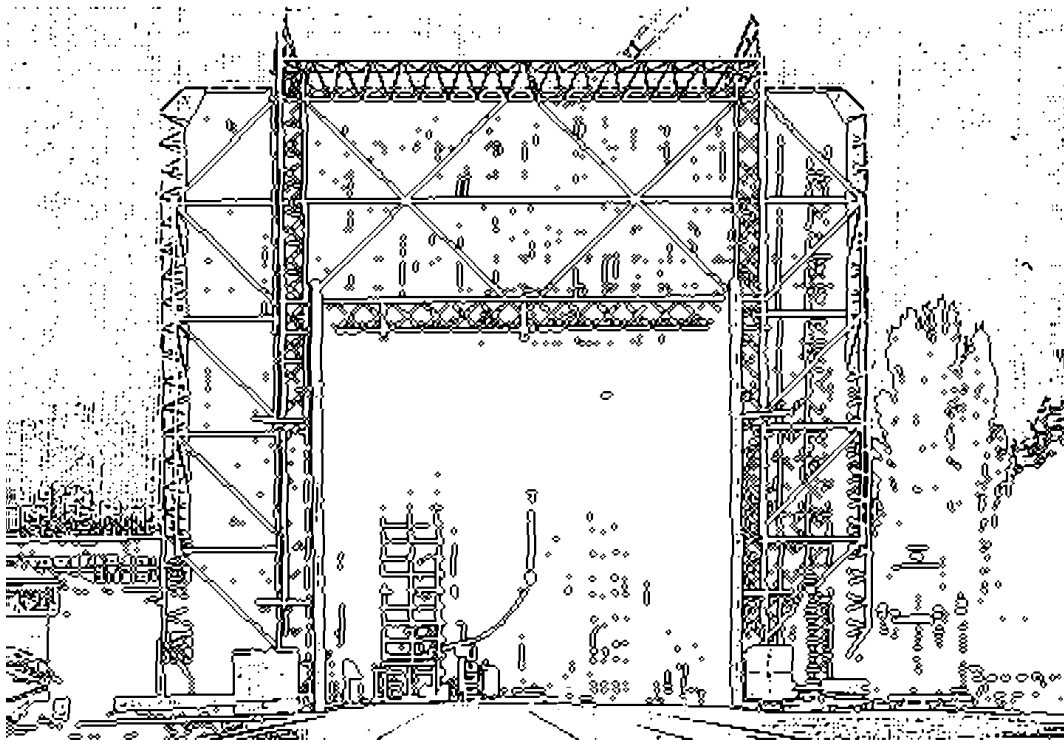


Technische Universität Graz

# DISSERTATION



Institut für Hochspannungstechnik  
und Systemmanagement

# **ISOLATIONSKOORDINATION UND HOCHSPANNUNGSTECHNIK IN DEN UHV-TECHNOLOGIEN**

## **Dissertation**

zur Erlangung des Grades eines  
Doktors der technischen Wissenschaften

von

Dipl.-Ing. Edelhard Kynast

1. Begutachter:

O.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Dr.h.c. Michael Muhr

2. Begutachter:

Prof. Dr.-Ing. Dr.h.c. Heinz-Helmut Schramm

Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement  
Technische Universität Graz

Graz, März 2011

## EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am ..... 25.03.2011 .....


.....  
  
.....  
(Unterschrift)

Englische Fassung:

## STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

.....  
25.03.2011  
.....  
date

.....  
  
.....  
(signature)

## **Vorwort**

Die vorliegende Dissertation entstand berufsbegleitend zu meinen Tätigkeiten im Hochspannungsversuchsfeld und Entwicklungsbereich des Schaltwerks Hochspannung der Siemens AG in Berlin.

Mein besonderer Dank gilt Herrn O.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Dr.h.c. Michael Muhr, dem Vorstand des Institutes für Hochspannungstechnik und Systemmanagement der Technischen Universität Graz, der diese Arbeit unterstützte und mir jederzeit hilfreich zur Seite stand.

Bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Dr.h.c. Heinz-Helmut Schramm bedanke ich mich für die Übernahme der Begutachtung und den Hinweisen und Anregungen, die wesentlich zum Abschluss der Arbeit beigetragen haben.

Den Kollegen im beruflichen Umfeld gilt mein Dank für die Anregungen und Diskussionen in Verbindung mit den durchgeführten Arbeiten im Entwicklungsbereich und ebenso den Kollegen in den nationalen und internationalen Gremien für die vielen aufschlussreichen Gespräche. Für die Unterstützung beim Korrekturlesen in einer fremden Materie danke ich Frau Dr. Claudia Peters.

Nicht zuletzt gilt mein Dank meiner Familie für das Verständnis bei der Anfertigung der Arbeit.

Berlin, März 2011

Edelhard Kynast



---

## Kurzfassung

Die Übertragung großer Energiemengen über weite Entfernungen erfordert den Einsatz neuer Technologien, wobei die bereits eingeschlagenen Wege in Asien zur Erhöhung der Betriebsspannungen in den AC-Netzen bis 1200 kV und in den DC-Verbindungen bis 800 kV führen, die allgemein als UHV-Spannungsebenen (UHV = Ultra High Voltage) bezeichnet werden. Im Rahmen dieser Arbeit werden erstmals Fragen zur Hochspannungstechnik in den UHV-Technologien umfassend betrachtet, die sich in Zusammenhang mit den hohen Betriebs- und Überspannungen und den daraus resultierenden Anforderungen an die Isoliersysteme, die Hochspannungsprüftechnik und die Besonderheiten für Anlagen und Geräte ergeben. Die Isolationskoordination als Basis der Anforderungen wird für AC- und DC-Systeme beschrieben und verglichen. Dabei werden die Unzulänglichkeiten bei den verwendeten Korrekturfaktoren und der Vorgehensweise für extreme Aufstellungshöhen aufgezeigt.

Bezüglich der betrieblichen Beanspruchungen kommen für den UHV-Bereich einige Besonderheiten in der Hochspannungstechnik verstärkt zum Tragen. Für die Beanspruchung der inneren Isolation der Geräte wird insbesondere die Steilheit der Blitzstoßspannung hinterfragt, die gegenüber dem Normstoß verringert werden könnte. Die äußere Isolation und damit die Schlagweiten in Luft werden von der Schaltstoßspannung geprägt. Die Parameter für die Schlagweitenberechnung, wie Formfaktor und Standardabweichung, werden auf Basis der gängigen Verfahren und eigener experimenteller Untersuchungen näher betrachtet. Die in dem Zusammenhang diskutierte generelle Anpassung der Zeitparameter der genormten Schaltstoßspannung an das Phänomen der kritischen Scheitelzeit ist nach Vergleich diverser Untersuchungen als nicht sinnvoll anzusehen. Hinsichtlich der Bemessung von Isolatorschlagweiten wird verdeutlicht, dass neben der Schaltstoßspannung auch die Fremdschichtanforderungen dimensionierend sein können.

Zum Nachweis der Anforderungen zeigen sich Grenzen in der Hochspannungsprüftechnik, die Änderungen in den normativen Vorgaben nötig machen, wie zum Beispiel die Stirnzeitverlängerung bei Blitzstoßspannung. Einige Prüfverfahren sind für die UHV-Geräte eingeschränkt bzw. gar nicht praktikabel, wie Regen- und Fremdschichtprüfung und Störspannungs- und Teilentladungs-Messung, so dass Alternativen erforderlich werden. Die für Hochspannungsprüfungen unerlässliche Klimakorrektur nach Norm ist vor dem Hintergrund ihrer Herleitung als unzureichend anzusehen und muss auf die speziellen Belange der UHV-Prüfungen ausgerichtet werden.

Die Besonderheiten für Übertragungsmedien, Anlagen und Geräte werden in dieser Arbeit dargestellt und diskutiert. Insbesondere die Technik der gasisolierten Schaltanlagen im Hinblick auf Dimensionierung und besondere Beanspruchung durch schnelle transiente Vorgänge wird auf Basis der Erkenntnisse aus der bekannten Praxis und der eigenen Untersuchungen bewertet.

Für die Technologieauswahl zwischen AC- und DC-Übertragung werden neben den technischen Gesichtspunkten die Aspekte Betriebsicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umwelt betrachtet. Geographische Gegebenheiten, nationale Vorschriften und gesellschaftspolitische Akzeptanz sind mitbestimmend bei der Planung zur Übertragung großer Energiemengen. In Bezug auf die Sicherheit der Übertragungssysteme weist der Trend der ansteigenden Störungshäufigkeit von Komponenten in Abhängigkeit von der Spannungshöhe auf hohe Risiken für die UHV-Systeme hin. Trotz der offenen Fragen ist die grundsätzliche Einsetzbarkeit für beide Technologien gegeben und die Entscheidung für ein System kann nur vor dem Hintergrund der jeweiligen Einsatzbedingungen getroffen werden.

---

## Abstract

The transmission of large bulk power energy for long distances requires the implementation of new technologies which has already been done in Asia by increasing the rated voltages in AC networks up to 1200 kV and in DC transmissions up to 800 kV, generally classified as UHV (Ultra High Voltage) levels. The aim of this thesis is to discuss for the first time general questions related to high voltage issues, which arise due to high service voltages and overvoltages with the consequential requirements for the insulation systems, the high voltage test technique and finally for substations and equipment. The insulation co-ordination as a basis of requirements for AC and DC systems is described and compared. In this respect the uncertainties of the correction factors and procedures for high altitude applications are highlighted.

Regarding the demands in service several special issues in the high voltage technique arise for the UHV range. Considering the strain of the internal insulation of the equipment the steepness of the lightning impulse voltage is scrutinized to be reduced compared to the standard wave shape. The external insulation in terms of the flashover distances in air is determined by the switching impulse voltages. The parameters gap factor and standard deviation and the procedures for calculation of the flashover distances, were investigated by use of own experimental results. The discussion in this respect to generally adjust the time parameters of the standard-impulse shape to the critical time to crest should not be followed. This is supported by various investigations. Concerning the design of insulator clearances it is shown that beside the switching impulse voltage the pollution requirements can be the dominating item.

For the verification of the requirements limits in the high-voltage test-techniques become obvious which require an adjustment in the standards like the increase of the lightning impulse voltage front time. For the UHV equipment some test procedures are limited or even impossible to be conducted like the tests under artificial rain and pollution and the measurement of partial discharges and radio interference voltages so that alternative procedures are necessary. Based on the technical background it is shown that the standardized atmospheric correction is not sufficient for the special purposes of UHV testing and requires further investigations.

The special features for transmission technologies, substations and equipment are shown and discussed in this work. Especially the technique of gas-insulated substations is considered in respect of dimensioning and very-fast transient stresses based on the background of own experimental results and well known service experience.

For the choice between AC and DC technology the items reliability, economy and environmental aspects are examined. The geographical facts, national regulations and social acceptance are also influencing the planning of bulk energy transmission. Related to the reliability of the systems the tendency of higher failure rates with the increase of rated voltages is pointing to higher risks for UHV systems. Despite several open questions the general applicability is given for both technologies and the decision for one system can only be done considering the conditions of each special application.

---

# Inhaltverzeichnis

|            |   |           |
|------------|---|-----------|
| <b>1</b>   | <b>EINLEITUNG</b> .....   | <b>6</b>  |
| <b>2</b>   | <b>ENTWICKLUNG DER UHV (ULTRA HIGH VOLTAGE) NETZE</b> .....   | <b>8</b>  |
| <b>2.1</b> | <b>Historische Entwicklungen</b> .....  | <b>8</b>  |
| <b>2.2</b> | <b>Zukünftige Netze im UHV-Bereich</b> .....  | <b>11</b> |
| <b>3</b>   | <b>HOCHSPANNUNGSTECHNISCHE ANFORDERUNGEN</b> .....  | <b>15</b> |
| <b>3.1</b> | <b>Isolationskoordination in AC-Netzen</b> .....  | <b>15</b> |
| 3.1.1      | Grundzüge der Isolationskoordination.....   | 17        |
| 3.1.2      | Korrekturfaktoren .....   | 21        |
| 3.1.2.1    | Sicherheitsfaktor $K_s$ .....   | 21        |
| 3.1.2.2    | Atmosphärischer Korrekturfaktor $K_a$ und Gasgesetze nach ISO.....                                  | 21        |
| 3.1.2.3    | Höheraufstellung über 1000 m .....  | 23        |
| 3.1.2.4    | Anmerkungen zu weiteren Korrekturverfahren.....   | 26        |
| <b>3.2</b> | <b>Isolationskoordination in DC-Verbindungen</b> .....  | <b>26</b> |
| <b>3.3</b> | <b>Stand der Normung</b> .....  | <b>29</b> |
| <b>3.4</b> | <b>Erweiterung der Betriebsspannungen in den UHV-Bereich</b> .....                                  | <b>30</b> |
| 3.4.1      | UHV-Studien und Anwendungen .....   | 30        |
| 3.4.2      | Zusammenstellung der UHV-Bemessungsspannungen aus den Studien .....                                 | 32        |
| 3.4.3      | Erweiterung der IEC 60071-1 in den UHV-Bereich.....   | 33        |
| 3.4.3.1    | Standardisierte Bemessungsspannungen .....  | 33        |
| 3.4.3.2    | Minimale Schlagweiten in Luft.....  | 34        |
| 3.4.4      | Vergleich der Bemessungsspannungen in den oberen AC-Spannungsebenen.....                            | 36        |
| <b>3.5</b> | <b>Dimensionierende Gesichtspunkte bei der Auswahl der Spannungspegel</b> .....                     | <b>38</b> |
| 3.5.1      | Blitzstoßspannung.....  | 38        |
| 3.5.1.1    | Blitzüberspannungsberechnung nach IEC 60071-2.....  | 38        |
| 3.5.1.2    | Zeitparameter der Blitzüberspannungen.....  | 41        |
| 3.5.2      | Schaltstoßspannung .....  | 43        |
| 3.5.2.1    | Auswahl der Schaltstoßspannungspegel.....   | 43        |
| 3.5.2.2    | Kritische Schaltstoßdurchschlagspannung .....   | 43        |
| 3.5.2.3    | Schlagweitenberechnungen und praktisch ermittelte Durchschlagspannungen mit Schaltstoßspannung..... | 46        |
| 3.5.2.4    | Tendenz der Standardabweichung aus Überschlagsversuchen.....  | 50        |
| 3.5.2.5    | Schaltstoßspannung unter Regen.....   | 51        |
| 3.5.3      | Fremdschicht-Dimensionierung für AC-Geräte.....   | 52        |
| 3.5.4      | Fremdschicht-Dimensionierung für DC-Geräte.....   | 55        |
| 3.5.5      | Beanspruchungen mit Wechselspannung.....  | 56        |
| 3.5.6      | Beanspruchungen mit Gleichspannung.....   | 59        |
| 3.5.7      | Erhöhte Beanspruchungen durch extreme Betriebsbedingungen.....                                      | 60        |
| 3.5.8      | Gegenüberstellung der Bemessungsspannungen bei AC- und DC- Anwendungen.....                         | 62        |
| <b>3.6</b> | <b>Normungsproblem durch die Wahl der Spannungsebenen</b> .....                                     | <b>64</b> |
| <b>3.7</b> | <b>Zusammenstellung der Spannungsanforderungen für den UHV-Bereich</b> .....                        | <b>65</b> |

---

|             |   |            |
|-------------|---|------------|
| <b>4</b>    | <b>BESONDERHEITEN DER UHV-PRÜFTECHNIK .....</b>                                       | <b>69</b>  |
| <b>4.1</b>  | <b>Stand der Normung.....</b>   | <b>69</b>  |
| <b>4.2</b>  | <b>Stoßspannungen.....</b>  | <b>70</b>  |
| <b>4.3</b>  | <b>Blitzstoßspannung .....</b>  | <b>70</b>  |
| 4.3.1       | Anforderungen an den Prüfkreis .....  | 70         |
| 4.3.2       | k-Faktor .....  | 71         |
| 4.3.3       | Blitzstoßspannung im UHV-Bereich .....  | 73         |
| 4.3.3.1     | Einhaltung der Standardimpulsform.....  | 73         |
| 4.3.3.2     | Erweiterung der zulässigen Zeitparameter .....  | 75         |
| 4.3.3.3     | Konsequenzen aus einer Stirnzeitverlängerung.....                                     | 76         |
| <b>4.4</b>  | <b>Schaltstoßspannung.....</b>  | <b>77</b>  |
| 4.4.1       | Allgemeine Anforderungen .....  | 77         |
| 4.4.2       | Schaltstoßspannung im UHV-Bereich .....   | 77         |
| <b>4.5</b>  | <b>Wechselspannung .....</b>  | <b>79</b>  |
| 4.5.1       | Erzeugung, Prüf- und Messtechnik.....   | 79         |
| 4.5.2       | Prüfung mit Wechselspannung im UHV-Bereich.....                                       | 80         |
| <b>4.6</b>  | <b>Gleichspannung .....</b>   | <b>81</b>  |
| <b>4.7</b>  | <b>Störspannungsprüfung.....</b>  | <b>82</b>  |
| <b>4.8</b>  | <b>Teilentladungsmessung .....</b>  | <b>83</b>  |
| 4.8.1       | Konventionelle TE-Messtechnik .....   | 83         |
| 4.8.2       | UHF-TE Messtechnik .....  | 84         |
| 4.8.3       | TE-Messung an UHV-Betriebsmitteln.....  | 84         |
| <b>4.9</b>  | <b>Regenprüfung .....</b>   | <b>85</b>  |
| <b>4.10</b> | <b>Fremdschichtprüfung.....</b>   | <b>86</b>  |
| <b>4.11</b> | <b>Klimakorrektur .....</b>   | <b>87</b>  |
| 4.11.1      | Standardisierte Korrektur für die Prüftechnik.....                                    | 87         |
| 4.11.2      | Physikalischer Hintergrund und Herleitung.....  | 89         |
| 4.11.3      | Grenzen des Korrekturverfahrens für UHV-Anordnungen.....                              | 92         |
| 4.11.4      | Fazit für Klimakorrektur und Höheraufstellung .....                                   | 93         |
| <b>4.12</b> | <b>Messunsicherheit .....</b>   | <b>94</b>  |
| <b>4.13</b> | <b>Beispiele für alternative Verfahren zum Nachweis der Spannungsfestigkeit .....</b> | <b>96</b>  |
| 4.13.1      | Komponenten-Prüfverfahren an Leistungsschaltern.....                                  | 96         |
| 4.13.2      | Simulationen und Berechnungen als Ersatz für Prüfnachweise .....                      | 99         |
| <b>4.14</b> | <b>Zusammenstellung der Tendenzen und Erfordernisse an die UHV-Prüftechnik.....</b>   | <b>100</b> |
| <b>5</b>    | <b>SYSTEM- UND TECHNOLOGIEVERGLEICHE.....</b>   | <b>103</b> |
| <b>5.1</b>  | <b>Systemeigenschaften.....</b>   | <b>103</b> |
| 5.1.1       | Anlagen.....  | 103        |
| 5.1.2       | Leitungen .....   | 104        |
| <b>5.2</b>  | <b>Gegenüberstellung der Vorteile von AC- und DC- Technologie.....</b>                | <b>104</b> |

---

---

|            |   |            |
|------------|---|------------|
| <b>6</b>   | <b>ANLAGEN UND KOMPONENTEN .....</b>                                      | <b>106</b> |
| <b>6.1</b> | <b>Übertragungsmedien.....</b>  | <b>106</b> |
| 6.1.1      | Technische Gesichtspunkte für den UHV-Einsatz in AC- und DC-Systemen..... | 106        |
| 6.1.2      | Potentielle Übertragungsmedien in europäischen Projekten.....             | 108        |
| <b>6.2</b> | <b>Schaltanlagen.....</b>   | <b>110</b> |
| 6.2.1      | Anlagenaufbau in Freilufttechnik .....                                    | 110        |
| 6.2.2      | Anlagenaufbau mit gekapselten, gasisolierten Komponenten .....            | 112        |
| 6.2.3      | DC-Anlagen – Konverterstationen.....                                      | 112        |
| <b>6.3</b> | <b>Gasisolierte Schaltanlagen.....</b>                                    | <b>114</b> |
| 6.3.1      | Hochspannungstechnische Gesichtspunkte.....                               | 115        |
| 6.3.2      | GIS für UHV-Anwendungen .....   | 117        |
| 6.3.3      | VFT Überspannungen.....   | 118        |
| 6.3.3.1    | Schalten kapazitiver Ströme als Ursache für VFT .....                     | 118        |
| 6.3.3.2    | Auswirkungen der VFT.....   | 120        |
| 6.3.3.3    | VFT in UHV-Anlagen.....   | 123        |
| <b>6.4</b> | <b>Komponenten.....</b>   | <b>126</b> |
| 6.4.1      | Überspannungsableiter.....  | 126        |
| 6.4.2      | Schaltgeräte.....   | 128        |
| 6.4.2.1    | Leistungsschalter .....   | 128        |
| 6.4.2.2    | Trenn- und Erdungsschalter .....  | 130        |
| 6.4.3      | Durchführungen.....   | 130        |
| 6.4.4      | Meßwandler .....  | 131        |
| <b>6.5</b> | <b>Wesentliche Gesichtspunkte für UHV-Anlagen und -Komponenten.....</b>   | <b>131</b> |
| <b>7</b>   | <b>ZUSÄTZLICHE ASPEKTE ZUR TECHNOLOGIE-AUSWAHL.....</b>                   | <b>133</b> |
| <b>7.1</b> | <b>Betrieb .....</b>  | <b>133</b> |
| 7.1.1      | Zuverlässigkeit.....  | 133        |
| 7.1.1.1    | Fehlerraten von Leistungsschaltern .....                                  | 133        |
| 7.1.1.2    | Fehlerraten von GIS .....   | 135        |
| 7.1.2      | Instandhaltung von Betriebsmitteln .....                                  | 137        |
| <b>7.2</b> | <b>Umwelt.....</b>  | <b>139</b> |
| 7.2.1      | Landverbrauch .....   | 139        |
| 7.2.2      | Akustische Effekte durch Korona.....                                      | 140        |
| 7.2.3      | Elektrische und magnetische AC-Felder.....                                | 141        |
| 7.2.4      | Elektrische und magnetische DC-Felder.....                                | 141        |
| 7.2.5      | Visueller Eindruck und Akzeptanz .....                                    | 142        |
| <b>7.3</b> | <b>Kosten.....</b>  | <b>143</b> |
| <b>8</b>   | <b>RESÜMEE.....</b>   | <b>147</b> |
| <b>9</b>   | <b>ZUSAMMENFASSUNG .....</b>  | <b>153</b> |
| <b>10</b>  | <b>LITERATURVERZEICHNIS.....</b>  | <b>155</b> |

---

## 1 Einleitung

Der weltweit steigende Bedarf an elektrischer Energie erfordert neue Technologien, um die Energie von den Erzeugerschwerpunkten zu den Verbrauchern zu transportieren. Neben den großen Entfernungen, die beispielsweise in China und Indien zu überbrücken sind, zwingen weitere Randbedingungen, wie die flächenmäßigen Einschränkungen in Japan oder Europa dazu, über die Erweiterung der bisherigen Übertragungstechniken und über neue Möglichkeiten nachzudenken. Auch vor dem Hintergrund einer Übertragung großer Energiemengen aus der Sahara nach Mitteleuropa (desertec-Projekt) und die Anbindung der Offshore-Energieerzeugung in Norddeutschland sind neben den technischen auch die Akzeptanzfragen bei der Auswahl der Technologien zu betrachten. Die bereits eingeschlagenen Wege in Asien führen zur Erhöhung der Betriebsspannungen in den AC-Netzen bis 1200 kV und in den DC-Verbindungen bis 800 kV, die allgemein als UHV-Spannungsebenen (UHV = Ultra High Voltage) bezeichnet werden.

Im Zusammenhang mit der Einführung der höheren Spannungsebenen ergeben sich viele Fragestellungen, die aus technischer Sicht nicht nur mit einfachen Extrapolationen aus den bisher genutzten Spannungsbereichen zu lösen sind. Die Größen der Übertragungsleitungen und Betriebsmittel erfordern aus ökonomischer Sicht eine Optimierung zwischen Aufwand und Zuverlässigkeit der Energieübertragung.

Im Rahmen dieser Arbeit werden erstmals umfassend Fragen zur Hochspannungstechnik in den UHV-Technologien betrachtet, die sich im Zusammenhang mit den hohen Betriebs- und Überspannungen und den daraus resultierenden erforderlichen Isolationen ergeben. Bei der Vielfältigkeit der Fragestellungen sollen die wesentlichen Eckpunkte bei der Betrachtung der Punkte Isolationskoordination, Dimensionierung, Prüfung und Technologievergleich bis zur Erläuterung der Besonderheiten von Anlagen und Komponenten untersucht werden.

Die eigenen wissenschaftlichen Forschungsfelder basieren auf dem Hintergrund der persönlichen beruflichen Tätigkeit im Bereich der Entwicklung und Prüfung von Hochspannungsschaltern und gasisolierten Schaltanlagen und der begleitenden Gremientätigkeit bei IEC (International Electrotechnical Commission) und CIGRE (Conceil International des Grands Réseaux Électriques) im Bereich der Hochspannungstechnik und Isolationskoordination. Darauf aufbauend liegen die Schwerpunkte dieser Arbeit bei

- den Korrekturverfahren für atmosphärische Bedingungen in der Isolationskoordination und Prüftechnik,
- der Isolationsbemessung für Schaltstoßbeanspruchungen,
- der Beanspruchung und Prüfung mit Blitzstoßspannung,
- der Dimensionierung und Beanspruchung von gasisolierten Anlagen und
- den Störungsrisiken der Komponenten.

Die Zuverlässigkeit der heutigen Energieübertragung basiert auf vielfältigen Untersuchungen und Betriebserfahrungen und hat ihren Eingang in einer weitgehenden Standardisierung gefunden. Dabei wurden an der Praxis orientierte Lösungen eingeführt, die für einen Vorstoß in höhere Spannungsebenen teilweise unzureichend sind und wissenschaftlich hinterfragt werden müssen.

In der vorliegenden Arbeit sollen daher offene Fragen und absehbare Grenzen für die UHV-Technik durch Erläuterung physikalischer Zusammenhänge, durch Klärung des Normenhintergrunds und durch Erfahrungen und Erkenntnisse aus eigenen Untersuchungen im Entwicklungs- und Prüfbereich (Hochspannungsversuchsfeld der Siemens AG, Berlin) aufgezeigt werden.

Nach Darstellung der geschichtlichen Entwicklung der heutigen AC- und DC-Anwendungen und der zukünftigen UHV-Netze werden zunächst die technischen Anforderungen aus der Isolationskoordination für AC- und DC-Netze entsprechend der Normung bzw. Praxis beschrieben. Daraus ergeben sich die im Betrieb auftretenden Überspannungen und die aus ihnen resultierenden Isolationsbemessungen und Prüfspannungen. Von den beeinflussenden Parametern wird insbesondere der in heutiger Praxis angewandte Korrekturfaktor für die Höheraufstellung hinterfragt, und die neu in die Normung aufgenommenen Bemessungsspannungen und Schlagweiten von Luftstrecken werden diskutiert.

Um die dimensionierenden Gesichtspunkte für Geräte und Anlagen bei der Festlegung der Spannungspegel deutlich zu machen, werden zunächst die Parameter der Isolationskoordination nach dem vereinfachten Verfahren der IEC 60071-2 veranschaulicht. Betrachtet werden Amplituden und Zeitparameter der genormten Blitz- und Schaltstoßspannung im Hinblick auf die im Betrieb auftretenden Überspannungen. Weiterhin wird die Nichtlinearität der Durchschlagspannung langer Luftstrecken in Abhängigkeit von der Schlagweite hinterfragt, und die Möglichkeiten der Schlagweitenberechnung werden anhand eigener Untersuchungen diskutiert. Als weitere dimensionierende Größen werden die Auswirkungen von Fremdschichtanforderungen für die UHV-Ebenen dargestellt.

Der Nachweis der Spannungsfestigkeit erfordert eine Hochspannungsprüftechnik, die auf Grund der Größe und Machbarkeit zum Teil über die heute verfügbaren bzw. nach Norm zulässigen Möglichkeiten hinausgeht. Die Einhaltung einer genormten Blitzstoßform macht die Erweiterung der zulässigen Toleranzen oder die Einführung längerer Stirnzeiten für UHV-Prüfungen unerlässlich. Die Herausforderungen bezüglich der Prüfungen mit Schaltstoß-, Wechsel- und Gleichspannung bestehen primär auf Grund der Spannungshöhe und der Geräteabmessungen. Bezüglich der standardisierten Teilentladungsmessung, der Regen- und Fremdschichtprüfungen werden die Grenzen der Realisierbarkeit überschritten, so dass Alternativen erforderlich werden. Die Anwendbarkeit alternativer Prüfverfahren wird an einem Beispiel untersucht. Die für alle Spannungsprüfungen in Luft erforderliche Klimakorrektur nach Norm ist vor dem Hintergrund ihrer Herleitung für die extremen Schlagweiten als unzureichend anzusehen.

Die UHV-Bemessungen in Bezug auf die Hochspannungsanforderungen kommen weitgehend sowohl bei den AC- als auch bei den DC-Übertragungssystemen zum Tragen. Ein grundsätzlicher Vergleich zeigt die jeweiligen Vor- und Nachteile der AC- und DC-Technologie. Leitungen, Anlagen und Komponenten werden im Einzelnen betrachtet und deren Besonderheiten für den UHV-Bereich herausgestellt. Insbesondere die Technik der gasisolierten Schaltanlagen im Hinblick auf Dimensionierung und besondere Beanspruchung durch schnelle transiente Vorgänge wird vor dem Hintergrund der Erkenntnisse aus der bekannten Praxis und eigenen Untersuchungen für die Spannungsebenen bis 550 kV diskutiert und bewertet.

Neben den Fragen zur Hochspannungstechnik werden Informationen zu den Aspekten Betrieb, Umwelt und Kosten zusammengestellt. Für die Betriebsführung werden Trendanalysen von Fehlerraten erstellt und Instandhaltungsstrategien erläutert. Bezüglich der Umweltdiskussionen sind Fragen zum Landverbrauch, zur akustischen Beeinträchtigung und zur Wirkung elektromagnetischer Felder neben dem visuellen Eindruck Faktoren, die für dicht besiedelte Gebiete entscheidend sein können. Abschließend werden Kostengesichtspunkte für die unterschiedlichen Technologien zur Übertragung großer Energiemengen aufgezeigt.

## 2 Entwicklung der UHV (Ultra High Voltage) Netze

Elektrische Energie wird heute zum größten Teil über Drehstromsysteme (AC) übertragen und verteilt, da sich die Energie auf die benötigten Spannungsebenen relativ einfach hoch- oder herunter transformieren lässt. Außerdem wird die elektrische Energie als Wechselstrom erzeugt und bei den Verbrauchern ebenfalls als Wechselstrom benötigt. Damit sind in den Industrieländern stark vermaschte AC-Netze gewachsen. Sie bieten bei entsprechend redundanter Auslegung ein hohes Maß an Versorgungssicherheit.

Mit steigenden Übertragungsleistungen und längeren Übertragungsstrecken kommen höhere Spannungsebenen zum Einsatz. Im europäischen Verbundnetz ist die höchste Spannungsebene 420 kV. In vielen anderen Industrieländern wird die 550 kV Spannungsebene als vergleichbare Ebene in den Transportnetzen eingesetzt. Nur wenige Länder gehen darüber hinaus zu den Spannungsebenen 765 kV und 800 kV (z.B. Kanada, USA, Venezuela, Indien, Südafrika). Der praktische Einsatz von Spannungsebenen über 1000 kV ist erst in den letzten Jahren durch die Planungen in China und Indien wieder in realistische Nähe gerückt.

Bei den Übertragungsleistungen über sehr große Entfernungen treten bei den AC-Übertragungssystemen Schwierigkeiten bezüglich der Stabilität der Netze auf, zum Beispiel im Hinblick auf die Erzeugung bzw. den Verbrauch an Blindleistung und die Lastflussregelung. Um die Auswirkungen der Blindleistungserzeugung bzw. -aufnahme zu minimieren, sind Kompensationsverfahren wie z.B. FACTS (Flexible AC Transmission Systems) erforderlich, bei denen Kompensationseinrichtungen bei Bedarf zugeschaltet werden können.

Diese Schwierigkeiten treten bei der Energieübertragung mit Gleichstrom (DC) nicht auf. Ein DC-System ermöglicht nicht nur eine höhere Übertragungskapazität bei geringeren Verlusten, sondern auch eine theoretisch unbegrenzte Übertragungsstrecke, da keine kapazitiven Ströme zu kompensieren sind. Deswegen sind bei sehr großen Übertragungslängen die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ oder HVDC) vorteilhaft. Das speisende Drehstromnetz ist über Konverterstationen am Anfang und am Ende der DC Leitung verbunden, in denen die Energie aus dem speisenden Netz gleichgerichtet wird, beziehungsweise über Wechselrichtung mit dem Verbrauchernetz verbunden wird. Weitere Gesichtspunkte sind die Begrenzung der Kurzschlussströme, die Verbindung asynchroner Netzteile und Seekabel-Verbindungen, bei denen AC-Verbindungen nicht praktikabel sind.

Grundlegender Nachteil der DC-Technologie ist, dass ein vermaschtes Netz nur mit einem unverhältnismäßig hohen Aufwand möglich ist. Wegen der hohen Kosten für entsprechende Konverterstationen im Zuge der Leitung wird eine Vermaschung oder auch nur Verzweigung von DC-Übertragungsleitungen in der Regel nicht umgesetzt. Für die bestehenden Punkt-zu-Punkt Verbindungen sind seit mehr als 20 Jahren Spannungsebenen bis 600 kV im Einsatz. Fortschritte in der Halbleitertechnologie für die Konverterstationen und der Bedarf an hoher Übertragungsleistung über extrem weite Strecken führte in den letzten Jahren zur Planung, beziehungsweise inzwischen Umsetzung, von 800 kV DC-Strecken in Indien und China.

### 2.1 Historische Entwicklungen

Betrachtet man rückblickend die geschichtliche Entwicklung der Übertragung elektrischer Energie über Drehstrom-Hochspannungsverbindungen und beginnt dabei mit Spannungen größer als 100 kV, ist eine ca. 100 jährige Geschichte mit stetig wachsenden



## Entwicklung der UHV (Ultra High Voltage) Netze

Übertragungsspannungen zu sehen [POV-09]. 1911 wurde die erste 110 kV Freileitung mit 56 km Länge von Lauchhammer nach Riesa in Deutschland in Betrieb genommen. Mit dem stetig steigenden Energiebedarf und den steigenden Entfernungen für den Energietransport sind immer höhere Übertragungsspannungen eingesetzt worden. Die einzelnen Schritte dazu sind in Bild 2.1 veranschaulicht.

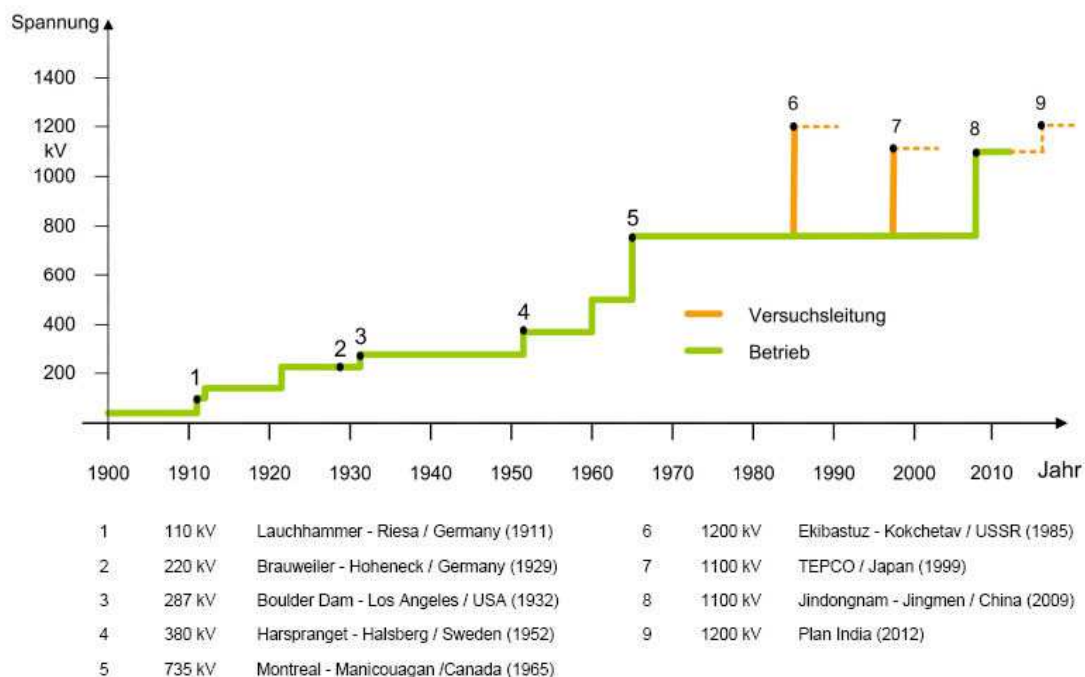


Bild 2.1 Geschichtliche Entwicklung der AC-Übertragungsspannungen

Die angegebenen Spannungen bezeichnen die Nennwerte der Spannungsebenen, auf deren Basis die höchsten Spannungen für Betriebsmittel definiert wurden, die heute ausschlaggebend für die Standardisierung und Dimensionierung sind. So stehen die Eckwerte aus Bild 2.1 110/220/287/380/735 kV für die heutigen Bemessungsspannungen 123/245/300/420/800 kV (In dieser Arbeit werden dem allgemeinen Sprachgebrauch folgend die Begriffe Bemessungsspannung, höchste Spannung für Betriebsmittel und Spannungsebene gleichgesetzt). Die Bemessungsspannung 420 kV und die nahe liegenden 550 kV sind die standardmäßig eingesetzten obersten Ebenen für die Energieversorgung in den industrialisierten Ländern. Sie bilden mit ihrer zum Teil starken Vermaschung das Transportnetz mit den entsprechenden Möglichkeiten einer stabilen Energieversorgung.

Die Spannungsebene 800 kV dagegen ist nur in wenigen Ländern zur Überbrückung von großen Entfernungen eingeführt worden. Bereits hier zeigt sich, dass die Spezifizierung in den Netzen und Komponenten bis 550 kV weitgehend durchgängig standardisiert ist, in den höheren Ebenen dagegen sehr stark von den lokalen Gegebenheiten geprägt ist. Anforderungen bis 800 kV wurden zwar in den Normen spezifiziert, aber oft mit dem Hinweis, dass es sich hier um „taylormade“, um maßgeschneiderte Anforderungen handelt. Die ersten Schritte in Richtung der UHV-Spannungen über 1000 kV wurden zwar bereits in den siebziger und achtziger Jahren unternommen, sind aber nicht in die Normenwelt eingegangen. Die Normierung dieses Bereichs ist erst mit den zurzeit laufenden Plänen in China und Indien begonnen worden.

In den siebziger Jahren wurde ein jährlicher Anstieg des Bedarfs an elektrischer Energie in den Industrienationen von 7 % prognostiziert, was eine Verdopplung innerhalb von 10 Jahren bedeuten würde. Daraufhin wurden die ersten Überlegungen und Untersuchungen in Richtung der Spannungsebenen über 1000 kV angestellt. Konkrete Untersuchungen mit entsprechenden Versuchstrecken und Pilotanlagen wurden in Italien, USA und der UdSSR gestartet (siehe Abschnitt 3.4.1). Wegen der Verringerung im Anstieg des Energiebedarfs sind die meisten Planungen nicht umgesetzt worden. In den USA und Kanada blieb man weiter bei 800 kV als maximale Spannungsebene, und in Europa ist es bis heute bei dem 420 kV Verbundnetz geblieben.

Lediglich in der UdSSR wurde 1985 eine 900 km lange 1150 kV Verbindung von Ekibastuz über Kochetav nach Kustanai in Betrieb genommen. Es wurden laut [KOV-07] viele Untersuchungen an der Pilotstrecke durchgeführt. Ergebnisse und Erfahrungen fließen zurzeit in die UHV-Arbeiten bei CIGRE ein, z.B. [TB 362]. Wie lange die Strecke mit 1150 kV für den kontinuierlichen Energietransport genutzt wurde ist nicht bekannt. Seit vielen Jahren wird sie nur mit niedrigeren Spannungen betrieben.

Bei der Versuchsanlage Suvereto in Italien untersuchte man die Eigenschaften und Machbarkeit einer UHV-Ebene mit 1050 kV [ARD-05]. Hier wurde mit Beginn 1971 eine reine Versuchsanlage bestehend aus einer GIS-Anlage und einem Freileitungsabschnitt von 2,8 km Länge aufgebaut. Bis zur Einstellung des Projektes wurden viele Untersuchungen durchgeführt, die heute ebenfalls in die UHV-Arbeiten einfließen. Im Gegensatz zu Russland war das Projekt in Italien nur für Versuchszwecke gebaut worden. Ein Ausbau für einen dauerhaften Betrieb war nicht geplant. Mit der generellen Verringerung des Anstiegs im Energieverbrauch wurde Ende der achtziger Jahre von dem Gedanken an ein übergeordnetes Energietransportnetz in der UHV-Ebene in Europa Abstand genommen, und die Versuchsanlage wurde nach einem abschließenden zweijährigen Dauerbetrieb 1995 bis 1997 abgebaut.

Ende der neunziger Jahre wurde in Japan die Entwicklung und der Aufbau einer 1100 kV Übertragungstrecke begonnen [NAK-07]. Die Inbetriebnahme der 1999 fertig gestellten Abschnitte wurde jedoch immer weiter in die Zukunft verschoben, so dass bis heute kein regulärer Betrieb stattfindet. Begründet werden die Verschiebungen mit fehlendem Bedarf.

Offiziell in Betrieb genommen wurde dagegen Anfang 2009 die erste Drehstrom-Übertragungstrecke in China von Jindongnan über Nanyang nach Jungmen [FAN-09]. Die beiden Teilstrecken mit 359 km und 281 km Länge und die drei Schaltanlagen sind der erste Schritt zum Aufbau eines modernen UHV-Netzes in China. Hier sind die extremen Entfernungen innerhalb des Landes zwischen den Erzeugerschwerpunkten und den Ballungszentren mit den Verbrauchern der Hauptgrund für den Aufbau eines UHV-Netzes.

Zur Planung moderner UHV-Netzen zählt ebenfalls die zukünftige Energieversorgung Indiens. Eine Inbetriebnahme der ersten UHV-Übertragungstrecken ist für 2014 geplant [NAY-07].

Bei der Betrachtung der Planungen für die modernen Netze mit extrem hohen Spannungen ist neben der Energieübertragung über Drehstromnetze auch die Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ) zu sehen. Sowohl in China als auch in Indien werden mehr oder weniger gleichzeitig mit den UHV-Drehstromsystemen (AC) die UHV-Gleichstromsysteme (DC) geplant, beziehungsweise bereits gebaut. Die dafür vorgesehene Übertragungsspannung beträgt 800 kV, was durch den Einsatz moderner Halbleitertechnologien inzwischen möglich ist.

Neben den AC Übertragungsnetzen spielten die DC-Übertragungen lange eine untergeordnete Rolle. Vereinzelt Verbindungen wurden seit 1951 eingesetzt, aber mit der Weiterentwicklung der Halbleiter ist DC ein wichtiger Bestandteil der Energieversorgungen

## Entwicklung der UHV (Ultra High Voltage) Netze

geworden. Neben der Entkopplung der Netze wird es für den Energietransport über lange Entfernungen eingesetzt.  $\pm 500$  kV und  $\pm 600$  kV sind inzwischen Stand der Technik. Im Gegensatz zur AC-Welt ist für die DC-Anwendungen keine so durchgehende Standardisierung betrieben worden. Eindeutig fixierte Spannungsebenen sind für die Gleichstromsysteme deshalb nicht definiert.

Betrachtet man die Entwicklung der Gleichstromsysteme analog zu der Geschichte der Drehstromsystemen, ist zu erkennen, dass man hier seit Ende der achtziger Jahre auf dem Niveau von  $\pm 600$  kV verharre und erst jetzt mit der Inbetriebnahme der ersten Übertragung in China der Schritt zu 800 kV vollzieht. Der stetige Anstieg der maximalen Übertragungsspannungen davor (Bild 2.2) ist geprägt von den eingesetzten Technologien der Gleichrichter. Beginnend mit den Quecksilber-Dampfgleichrichtern in den Jahren 1951 bis 1975 erfolgte in den siebziger Jahren der Wechsel zur Thyristor-Technologie. Neben der ständigen Weiterentwicklung in der Herstellung der Thyristor-Ventile sind z.B. die Wasserkühlung der Ventile, verbesserte Ventilsteuerungen in Kombination mit optischer Signalübertragung und der Einsatz von ZNO-Ableitern als Schritte zu immer höheren Übertragungsspannungen zu sehen. Die ständig steigenden Einsatzmöglichkeiten digitaler Steuerungstechnik und letztlich die Entwicklung von lichtgesteuerten IGBTs (insulated-gate bipolar transistor) mit Sperrspannungen von 8 kV ermöglichte die Überlegungen in die 800 kV Ebene vorzustoßen. Ende 2009 ist als erster Schritt im Aufbau mehrerer 800 kV Übertragungstrecken eine erste Strecke von Yunnan nach Guadong in China in Betrieb genommen worden, [POV-09], [SIE-10]. Zur weiteren Steigerung der Übertragungskapazität wird auch bereits über  $\pm 1000$  kV DC Systeme nachgedacht [LIU-09].

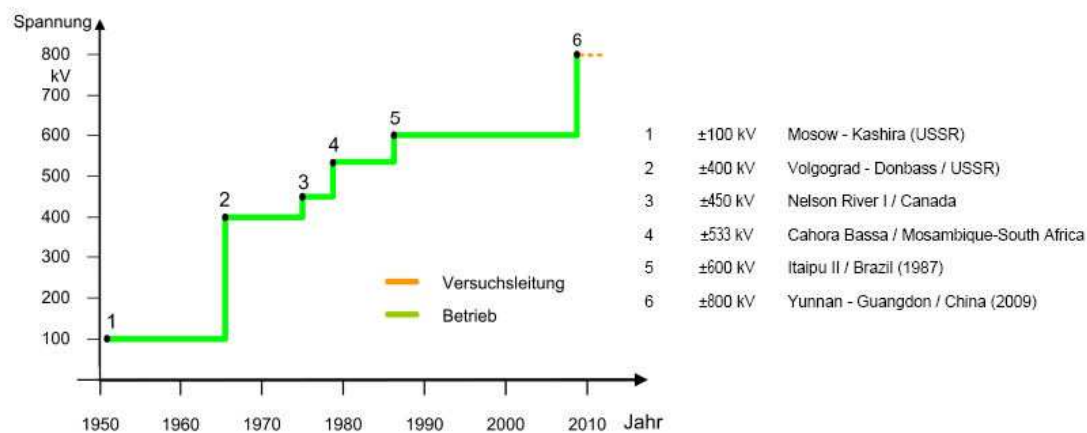


Bild 2.2 Geschichtliche Entwicklung der DC-Übertragungsspannungen

## 2.2 Zukünftige Netze im UHV-Bereich

Die bestehenden Hochspannungsnetze werden heute dominiert von der AC-Technologie. Das ist zum einen begründet in dem stetigen Ausbau der bestehenden Strukturen, zum anderen aber auch gerechtfertigt durch technische Charakteristika und ökonomische Gesichtspunkte.

In der langfristigen Planung der Energieversorgung in den Hochspannungsebenen kommen heute sowohl die AC- als auch die DC-Systeme zum Tragen. Neben den sich entwickelnden Ländern mit der Planung für ein ausgedehntes UHV-Netz, wie China und Indien, wird auf niedrigeren Spannungsebenen auch in den industrialisierten Ländern ein hybrides Energietransportnetz als Rückgrad einer stabilen Versorgung geplant und eingesetzt. Die AC

## Entwicklung der UHV (Ultra High Voltage) Netze

Systeme ermöglichen einen flexiblen Zugang zu Erzeugern und Verbrauchern, und die oberste Spannungsebene dient als Plattform mit hoher Übertragungskapazität für eine relativ einfache Integration der unteren Spannungsebenen. Die DC-Systeme ermöglichen ergänzend eine effiziente „Punkt zu Punkt“ Lieferung hoher Energiemengen über die großen Entfernungen.

Ein Beispiel für die Kombination von AC- und DC-Übertragungen in Industrieländern ist die USA, wo auch Last- und Verbraucherzentren weit auseinander liegen. Hier sind es insbesondere die erneuerbaren Ressourcen, die auf bestimmte Regionen konzentriert sind und deren Energiemengen auf die Verbraucherschwerpunkte verteilt werden müssen. Als oberste AC Übertragungsspannungen werden in weiten Landesteilen 500 kV und vereinzelt 765 kV eingesetzt. Als maximale DC Spannung kommt 500 kV zum Einsatz [FLE-09; GEL-09].

### CHINA

In China soll ein starkes Energietransportnetz aufgebaut werden, das sowohl AC- als auch DC-Übertragung beinhaltet. Große Mengen an Wasserkraftenergie aus dem Südwesten und Zentralchina sollen über mehrere  $\pm 500$  kV und  $\pm 800$  kV DC-Verbindungen und zwei 1200 kV AC-Verbindungen nach Ost- und Zentralchina übertragen werden. Ergänzend sind Verbindungen vom Norden geplant, wo es große Kohlevorkommen gibt. Bild 2.3 skizziert die bis 2015 geplanten Verbindungen.

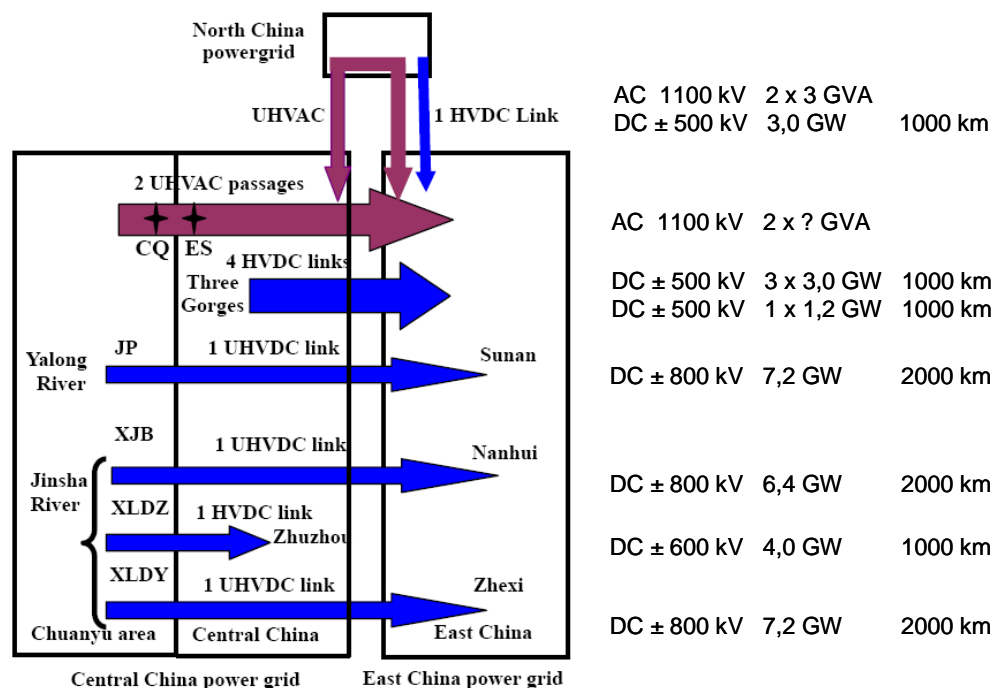


Bild 2.3 Skizze der geplanten UHV-Verbindungen in China bis 2015 [YAN-09]

Die Stabilität der geplanten Verbindungen wurden mittels Simulationen untersucht. Bei Ausfall einer AC-Leitung soll es im ungünstigsten Fall zu einer 10 bis 25 Sekunden dauernden Unstetigkeit kommen. Auch für den Ausfall von zwei AC-Verbindungen wegen permanenter Störung wird berichtet, dass die entsprechenden Leitungen über erfolgreich arbeitende Fehlerschutzeinrichtungen abgeschaltet werden und das System stabil gehalten werden kann. Nur in wenigen Fällen ist ein Lastabwurf erforderlich. Über die Simulationen wird gezeigt, dass die geplanten UHV-Verbindungen, bestehend aus AC- und DC-Projekten, den Anforderungen an Sicherheit und Stabilität gerecht werden sollen [YAN-09; ZHA-09].

INDIEN

Für die Planungen in Indien wird von einem sehr starken Anstieg des Energiebedarfs ausgegangen. Von einer installierten Leistung in 2007 von 90 GW in den nördlichen Landesteilen und einem zweiten Netz mit 37 GW im Süden wird ein gesamt Leistungbedarf von 600 GW im Jahr 2022 erwartet. Bis 2012 soll der erste Teil des Netzausbaus durchgeführt sein. Bild 2.4 zeigt schematisch die geplanten Verknüpfungen und Leistungsverbindungen zwischen den Landesteilen.

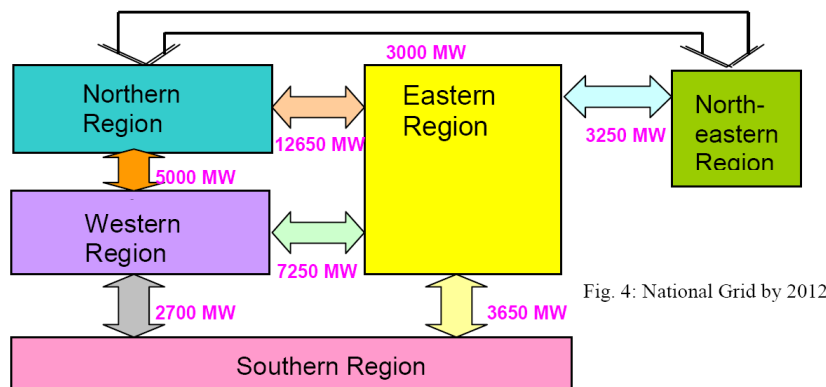


Fig. 4: National Grid by 2012

Bild 2.4 Geplante Übertragungsleistungen zwischen den Regionen in Indien bis 2012 [NAY-07]

Ein besonderer Engpass ist dabei die Verbindung der nordöstlichen Region mit starken Kohlevorkommen über den engen Korridor von weniger als 50 km zwischen Bangladesch und Nepal mit den restlichen Landesteilen. Geplant wird auch hier mit hybriden Systemen bestehend aus  $\pm 800$  kV DC- und 1200 kV AC-Verbindungen.

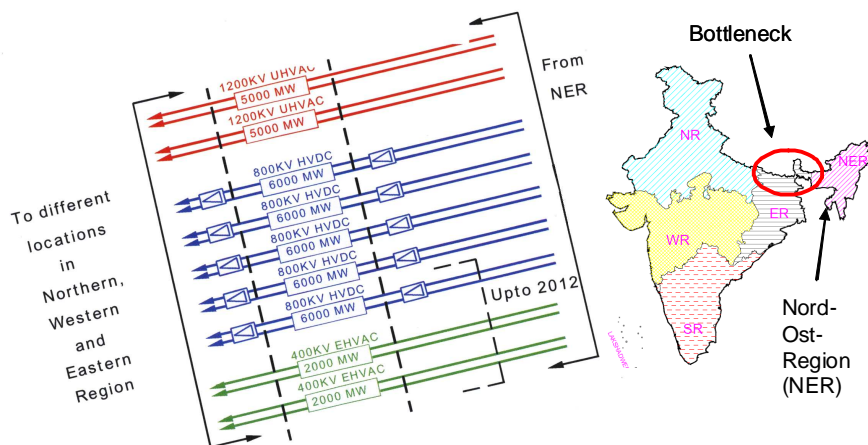


Bild 2.5 Geplante AC- und DC- Übertragungsleitungen von der Nord-Ost-Region nach Zentral-Indien [NAY-07]

Ein Planungsbeispiel in Bild 2.5 zeigt den Ausbau dieses Übertragungskorridors mit fünf  $\pm 800$  kV DC-Verbindungen je 6 GW und zwei 1200 kV AC-Verbindungen. Ähnlich wie im chinesischen UHV-Netz ist auch hier geplant, die Stabilität der Versorgung durch das Zusammenwirken der AC- und DC-Verbindungen sicherzustellen. [NAY-07; RAM-09] beschreiben die dafür geplanten Maßnahmen, wie zum Beispiel den Energieaustausch zwischen dem 1200 kV AC System über DC-Verbindungen an strategisch wichtigen Punkten und durch den kontrollierten Energiefluss auf den langen 800 kV DC-Leitungen.

Sowohl die langfristigen Planungen in China und Indien in den UHV-Spannungsebenen, als auch die Planungen und Anwendungen in niedrigeren Spannungsebenen zeigen, dass sich die Frage nach dem Einsatz einer AC- oder einer DC-Verbindung im Einzelfall sicherlich stellt, dass aber in einem Gesamtnetz und einer langfristigen Netzplanung die Kombination beider Technologien sinnvoll ist.

### JAPAN

Bei der Planung der UHV-Ebene in Japan ging es nicht um den Energietransport über große Entfernungen, sondern um die Konzentration der Energieübertragung auf ein 1100 kV Übertragungssystem, wo sonst drei bis vier 550 kV-Systeme erforderlich gewesen wären. 1999 hat die Tokyo Electric Power Company (TEPCO) zwei entsprechende Übertragungsleitungen mit einer Gesamtlänge von 430 km aufgebaut. Zurzeit werden diese Leitungen allerdings immer noch mit 550 kV betrieben. Seit der Planung und dem Aufbau sind in Japan sehr viele Untersuchungen zur Einführung dieser neuen Technologie durchgeführt und publiziert worden. Als Besonderheit ist das japanische Konzept zur Isolationskoordination zu sehen. Im Gegensatz zu den anderen UHV-Systemen wurden hier alle Möglichkeiten zur Reduzierung der im System auftretenden Überspannungen eingesetzt. Daraus resultierten die relativ niedrigen Isolationspegel für das 1100 kV System. Viele Untersuchungen und die Entwicklung moderner Geräte ermöglichen Japan ein starkes Engagement bei den Diskussionen und Planungen für die geplanten UHV-Netze in China und Indien [NAK-07; ZAI-07].

## 3 Hochspannungstechnische Anforderungen

### 3.1 Isolationskoordination in AC-Netzen

Für die Übertragung der elektrischen Energie von den Erzeugern zu den Verbrauchern sind elektrische Netze mit sehr unterschiedlichen Ausprägungen im Einsatz. Die zu übertragende Energie bestimmt in der Regel die Spannungshöhe der einzelnen Netze oder Netzteile. Je höher die Energiemenge wird, umso höher wird die Spannung gewählt, um die Verluste durch den zu übertragenden Strom gering zu halten. Mit den steigenden Spannungen steigt der Aufwand, der für die Isolation der Leitungen und Geräte erforderlich ist, um eine sichere Übertragung zu gewährleisten.

Beginnend bei den unteren Spannungsebenen sind zunächst die regionalen Verteilungsnetze zu sehen, die mit Betriebsspannungen im Bereich 5 kV bis 72,5 kV arbeiten, was allgemein als Mittelspannungsbereich bezeichnet wird. In Ballungszentren werden auch Netze bis zur Nennspannung 110 kV eingesetzt, die auch in der überregionalen Verteilung eine große Rolle spielen. Überregionale Verteilungsnetze werden in der Regel bis 220 kV eingesetzt. Bei den darüber liegenden Netzen spricht man von den Transport- oder Übertragungsnetzen, die die Verbindungen zwischen den einzelnen Verteilnetzen herstellen und auch für den Transport größerer Energiemengen über weite Entfernungen genutzt werden. Diese Netze arbeiten im Bereich 110 kV bis 800 kV und werden allgemein als Hochspannungsnetze bezeichnet. Bei darüberliegenden Netzen mit Betriebsspannungen größer 1000 kV spricht man von Ultrahochspannungsnetzen. Aus dem englischen Ultra-High-Voltage wurde dafür der Begriff UHV im allgemeinen Sprachgebrauch eingeführt.

In allen diesen Netzen ist die Bemessungsspannung, d.h. die höchste im Betrieb anliegende Spannung, die Ausgangsgröße für die Überlegungen zur Isolation. Da Überspannungen in Übertragungs- und Verteilnetzen nicht zu vermeiden sind, müssen durch geeignete Schutzmaßnahmen diese auf eine für die Betriebsmittel in der Spannungsebene ungefährliche Höhe begrenzt werden. Weiterhin müssen Umwelteinflüsse und Alterungen mit in Betracht gezogen werden.

Für die Planung der Netze ist die Isolationskoordination eine der wichtigsten Aufgaben, um eine größtmögliche Zuverlässigkeit unter angemessenem ökonomischem Aufwand zu erreichen. Die im Betrieb auftretenden Beanspruchungen der Isolation müssen unter Berücksichtigung aller Parameter betrachtet werden, um eine ausreichende Isolationsfestigkeit für die einzelnen Elemente eines Netzes beschreiben zu können. Die unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften der Geräteisolation sind bei diesen Betrachtungen in die Überlegungen zur Festigkeit mit einzubeziehen.

Die Beanspruchungen in den Netzen auf der einen Seite und die Anforderungen an die verschiedenen Isolierteile auf der anderen Seite sind in zahlreichen Arbeiten untersucht worden. Die Ergebnisse und Folgerungen aus den Untersuchungen haben in der Standardisierung ihren Niederschlag gefunden. Neben den gerätespezifischen Standards bilden die sogenannten horizontalen Standards den umfassenden Rahmen für die Gerätestandards, damit das Zusammenwirken der Einzelkomponenten in den Netzen zu einer funktionalen Einheit wird.

Für die Bemessung der Geräte und Anlagen werden Spannungswerte vorgegeben, die die im Betrieb auftretenden Überspannungen abdecken. Anhand dieser Bemessungsspannungen müssen die Isolierungen dimensioniert und nach einheitlichen Vorgaben geprüft werden. Halten die Isolierungen der Geräte und Anlagen diesen Bemessungsspannungen in den Prüfungen stand, sind sie geeignet für den Einsatz in den entsprechenden Netzen, um einen

störungsfreien Betrieb zu gewährleisten. Je nach Randbedingungen in dem betrachteten Netz werden Bemessungsspannungen für die verschiedenen möglichen Überspannungsarten ausgewählt und der höchsten Betriebsspannung zugeordnet. Damit erhält man einen Satz Bemessungsspannungen, der den sogenannten Isolationspegel des Netzes beschreibt.

Bei der Betrachtung und Auslegung des Isoliervermögens von Drehstromnetzen stellt der horizontale Standard zur Isolationskoordination die Basis dar. Die generelle Vorgehensweise bei der Auslegung der erforderlichen Isolationsfestigkeiten im Netz ist in der internationalen Norm IEC 60071-1 „Isolationskoordination – Teil 1: Begriffe, Grundsätze und Anforderungen“ standardisiert worden. Die IEC 60071-1 ist die Basis für die Gerätestandards, in denen die gerätespezifischen Belange berücksichtigt werden.

Die IEC 60071-1 gilt für Drehstromnetze mit einer höchsten Spannung für Betriebsmittel über 1 kV. Sie beschreibt die Vorgehensweise bei der Auswahl der genormten Isolationspegel für die Leiter-Erde-, Leiter-Leiter- und Längsisolierung der Betriebsmittel und Anlagen der jeweiligen Netze. Aus einer Liste von genormten Bemessungsspannungen sind die erforderlichen Werte den jeweiligen höchsten Spannungen in den Netzen zugeordnet und können entsprechend der Vorgehensweise bei der Isolationskoordination ausgewählt werden.

In der IEC 60071-1 sind die genormten Bemessungsspannungen in zwei Bereichen der höchsten Spannungen für Betriebsmittel  $U_m$  festgelegt:

- Bereich I :  $1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$
- Bereich II :  $245 \text{ kV} < U_m \leq 800 \text{ kV}$
- neu Bereich II :  $245 \text{ kV} < U_m \leq 1200 \text{ kV}$

In einer Ergänzung zur IEC 60071-1 wurde der Bereich II erweitert mit den UHV-Spannungsebenen bis  $U_m = 1200 \text{ kV}$ .

Die höchste Spannung für Betriebsmittel  $U_m$  ist dabei wie folgt definiert: „Effektivwert der höchsten Außenleiterspannung, für die ein Betriebsmittel im Hinblick auf seine Isolation und andere Eigenschaften, die sich in den entsprechenden Gerätebestimmungen auf diese Spannung beziehen, bemessen ist. Unter normalen Betriebsbedingungen, wie sie durch die Gerätebestimmungen festgelegt sind, darf ein Betriebsmittel mit dieser Spannung dauernd betrieben werden!“

In dieser Arbeit wird dem allgemeinen Sprachgebrauch folgend für  $U_m$  anstelle der Formulierung „Höchste Spannung für Betriebsmittel“ auch der Begriff „Spannungsebene“ verwendet.

Neben der IEC 60071-1 ist der zweite Teil dieser Norm, die IEC 60071-2 „Isolationskoordination – Teil 2: Anwendungsrichtlinie“ als Anleitung zu sehen, in dem die Regeln zur Isolationskoordination beschrieben und begründet werden. Erläuterungen zur Vorgehensweise und Beispiele zur Isolationskoordination sind als Hilfe zur Auswahl der geeigneten Kombination von Bemessungsspannungen gegeben.



### 3.1.1 Grundzüge der Isolationskoordination

Die Grundzüge zur Isolationskoordination sollen hier zunächst entsprechend der IEC 60071-1 kurz erläutert werden, um den Rahmen zu den einzelnen betrachteten UHV-Aspekten verständlich zu machen.

Die Grundlage für eine sichere und wirtschaftliche Bemessung der Isolation von Hochspannungsanlagen und Betriebsmitteln sind die im Betrieb auftretenden Spannungs- und Überspannungsbeanspruchungen. Höhe, zeitlicher Verlauf und Beanspruchungsdauer sind maßgebliche Merkmale für ihre Kennzeichnung. Es wird unterschieden in

- Betriebswechselspannungen (Dauerspannung)
- Zeitweilige Überspannungen (Spannungserhöhungen)
- Langsam ansteigende Überspannungen (Schaltüberspannungen)
- Schnell ansteigende Überspannungen (Blitzüberspannungen)
- Sehr schnell ansteigende Überspannungen (MHz-Transiente in GIS)

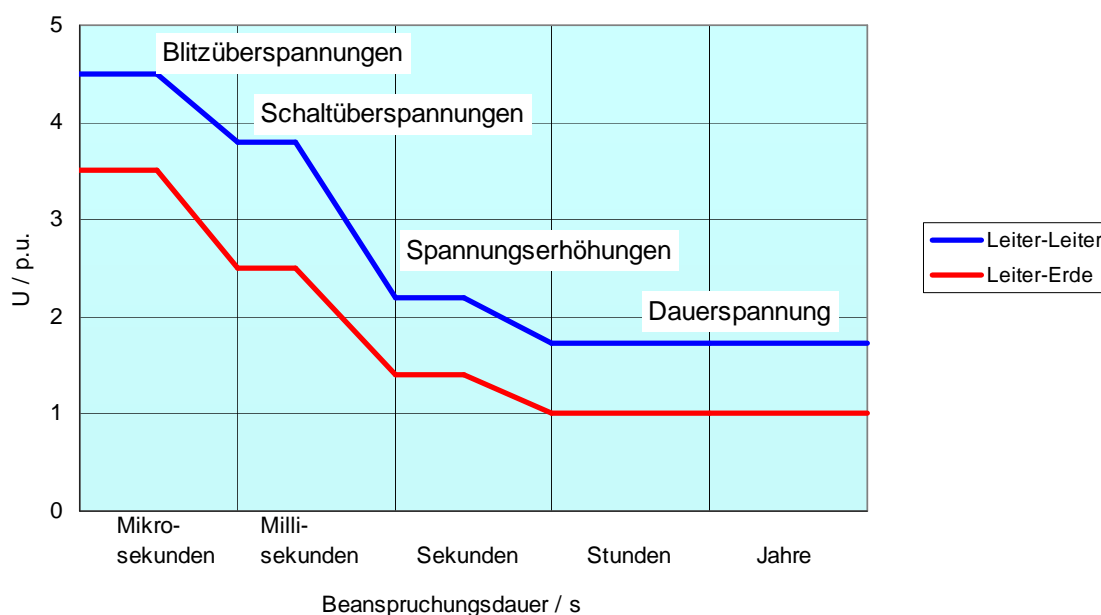


Bild 3.1 Prinzipielle Darstellung der Spannungsbeanspruchungen im Netz

Die Auswirkungen auf die einzelnen Isolierungen müssen differenziert betrachtet werden für die Spannungsbeanspruchungen gegen Erde, zwischen den Phasen und an der Längsisolation. Mit zunehmender Beanspruchungsdauer sinkt das Isoliervermögen, beginnend mit den sehr schnell und den schnell ansteigenden Überspannungen im Mikrosekunden-Bereich (Blitzüberspannungen). Im zeitlich mittleren Bereich (Millisekunden) liegen die Schaltüberspannungen und die zeitweiligen Spannungserhöhungen (Sekunden, Minuten). Die Betriebsspannung als Dauerspannung müssen alle Isoliersystem ohne Einschränkungen über Jahre halten können. Dieses Langzeitverhalten ist nicht Gegenstand der Betrachtungen bei der Isolationskoordination.

In Bild 3.1 sind diese unterschiedlichen Spannungsbeanspruchungen abhängig von der Beanspruchungsdauer schematisch aufgetragen. Als Bezugswert ist dabei der Scheitelwert der Leiter-Erd-Spannung gewählt. Er wird mit 1 p.u. bezeichnet, was als Kenngröße für Vergleiche zwischen verschiedenen Spannungsebenen allgemein gebräuchlich ist.

$$1p.u. = U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad \text{Gl. 3.1}$$

$U_m$  ist dabei definiert als höchste Spannung für Betriebsmittel entsprechend der Verwendung in den verschiedenen IEC Standards.

Neben den in Bild 3.1 dargestellten Beanspruchungen sind zusätzlich die sehr schnellen transienten Überspannungen (Very Fast Transients = VFT) als Besonderheit der gasisolierten Schaltanlagen zu betrachten. Sie sind in dem Prozess der Isolationskoordination nicht mit einbezogen und werden auch prüftechnisch gesondert behandelt.

Tabelle 3.1 Kategorien und Formen von Überspannungen, genormten Spannungsformen und genormten Stehspannungsprüfungen (IEC 60071-1 = DIN EN 0111-T1)

| Kategorie                                       | niederfrequent   |  | transient  |   |  |
|---|--|--|--|---|--|
|   | dauernd  | zeitweilig   | langsamer Anstieg  | schneller Anstieg   | sehr schneller Anstieg   |
| Spannungs- bzw. Überspannungsformen             |  |  |  |   |  |
| Bereich der Spannungs- bzw. Überspannungsformen | $f = 50 \text{ Hz}$ oder $60 \text{ Hz}$<br>$T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$ | $10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$<br>$0,02 \text{ s} \leq T_1 \leq 3 \text{ 600 s}$ | $20 \mu\text{s} < T_p \leq 5 \text{ 000 } \mu\text{s}$<br>$T_2 \leq 20 \text{ ms}$ | $0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$<br>$T_2 \leq 300 \mu\text{s}$ | $T_f \leq 100 \text{ ns}$<br>$0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$<br>$30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ |
| Genormte Spannungsform                          | <br>$f = 50 \text{ Hz}$ oder $60 \text{ Hz}$<br>$T_1$ a)               | <br>$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$<br>$T_1 = 60 \text{ s}$                  | <br>$T_p = 250 \mu\text{s}$<br>$T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$                  | <br>$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$<br>$T_2 = 50 \mu\text{s}$                     | a)   |
| Genormte Stehspannungsprüfung                   | a)   | Kurzzeitwechselspannungsprüfung  | Schaltstoßspannungsprüfung   | Blitzstoßspannungsprüfung   | a)   |

a) Festzulegen durch das zuständige Geräte-Komitee.

Um die Vielfältigkeit der Beanspruchungen abzudecken, sind die Spannungsbeanspruchungen entsprechend ihrem zeitlichen Verlauf klassifiziert worden. Tabelle 3.1 zeigt die Kategorien und Formen von Überspannungen, genormten Spannungsformen und die dazugehörigen genormten Spannungsformen, mit denen in den Hochspannungsprüfungen die Beanspruchungen abgedeckt werden können.

Mit den genormten Stehspannungsprüfungen werden die betriebsmäßigen Beanspruchungen im Netz durch eindeutig definierte Spannungsbeanspruchungen für die Prüfungen im Labor nachgebildet. Festlegungen zur Erzeugung und Definition der Prüfspannungen sind in der IEC 60060-1 beschrieben, auf die im Abschnitt „Prüftechnik“ weiter eingegangen wird. Die Prüfspannungshöhen werden im Prozess der Isolationskoordination festgelegt.

Die einzelnen Schritte zur Festlegung der Isolationspegel sind in Bild 3.2 vereinfacht dargestellt und werden im Folgenden kurz erläutert. Auf die für die Betrachtung der UHV-Spannungsebenen relevanten Details wird später genauer eingegangen.

## Hochspannungstechnische Anforderungen

---

Für die zu betrachtende Netzkonfiguration ist zunächst zu untersuchen, welche repräsentativen Spannungsbeanspruchungen  $U_{rp}$  auftreten können. Im deterministischen Verfahren werden anhand von Erfahrungswerten oder aus vergleichbaren Netzkonfigurationen mit angenommenen Maxima für die repräsentativen Spannungen und Überspannungen die Koordinations-Stehspannungen  $U_{cw}$  festgelegt.

Beim statistischen Verfahren geht man von der statistischen Verteilung der repräsentativen Spannungen aus. Für Luftisolation ist die statistische Streuung des Durchschlags um einen 50 % Wert und dessen Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen bekannt. Anhand der Häufigkeitsdichte der Überspannungen und der Durchschlagwahrscheinlichkeit kann das Fehlerrisiko für eine festgelegte zulässige Fehlerrate berechnet werden. Zugrunde gelegt wird dabei eine Durchschlagwahrscheinlichkeit von 2 %. Für innere Isolationen ist die statistische Verteilung der Durchschlagspannungen in der Regel nicht bekannt. Hier muss das Isolationsverhalten durch angenommene konventionelle Stehspannungen beschrieben werden. Die Begrenzung der Überspannungen durch den Einsatz von Überspannungsableitern mit definierten Schutzpegeln gehen ebenfalls in den Schritt von den repräsentativen Überspannungen zu den Koordinations-Stehspannungen mit ein.

Im folgenden Schritt steht die Überlegung, dass die Stehspannung der Isolation im Netzbetrieb beeinflusst wird von:

- Umgebungsbedingungen
- Alter des Betriebsmittels
- Schwankungen der Eigenschaften des Betriebsmittels
- Größe des Betriebsmittels

Um dem Rechnung zu tragen wird ein atmosphärischer Korrekturfaktor  $K_a$  und ein Sicherheitsfaktor  $K_s$  angesetzt. Der atmosphärische Korrekturfaktor ist erforderlich für die äußere Isolation zur Berücksichtigung der mittleren atmosphärischen Bedingungen im Betrieb. Der Sicherheitsfaktor ist für alle Isolationen zu berücksichtigen, um die nicht bekannten Einflüsse wie Alterung, Exemplarstreuung, Prüfunscharfe etc. zu kompensieren.

Nach diesem Schritt erhält man die erforderlichen Stehspannungen  $U_{rw}$  für alle Isolieranordnungen und Spannungskategorien. Zur Festlegung der Bemessungsspannungen wird die Anzahl der Spannungsformen reduziert. Anhand von Prüfumrechnungsfaktoren werden in den Spannungsebenen bis 245 kV (Bereich I) die Schaltstoßspannungen in Kurzzeitwechselfspannungen und Blitzstoßspannungen umgerechnet. Oberhalb von 245 kV (Bereich II) werden die Kurzzeit-Wechselfspannungen in Schaltstoßspannungen umgerechnet. Die zu benutzenden Umrechnungsfaktoren sind für die unterschiedlichen Isolieranordnungen, für die verschiedenen Isoliermaterialien und für die jeweiligen Spannungs- und Überspannungskategorien angegeben.

Mit dieser Vorgehensweise erhält man jeweils zwei Spannungswerte für die betrachtete Spannungsebene; im Bereich I einen Wechsel- und einen Blitzstoßspannungswert und im Bereich II einen Schalt- und einen Blitzstoßspannungswert. Aus der Reihe der genormten Werte werden die Bemessungsspannungen ausgewählt, die diese Stehspannungswerte abdecken. Die Auswahl des genormten Isolationspegels ergibt sich dann aus einer Zeile der Tabelle für die jeweilige Spannungsebene.

Mit den Bemessungsspannungen des Isolationspegels wird der Nachweis für die Eignung der Isolation in genormten Prüfungen erbracht,

- unter genormten atmosphärischen Bedingungen,
- bei genormter Vorgehensweise während der Typprüfungen,
- an einem Exemplar oder an einem repräsentativen Teil des Betriebsmittels,
- im Neuzustand.

## Hochspannungstechnische Anforderungen

---

Aus der Isolationskoordination resultieren für die hier betrachteten hohen Spannungsebenen die Bemessungswerte für Schaltstoß- und Blitzstoßspannung. Aus den gerätespezifischen Normen ergeben sich auf Basis dieser Werte weitere Prüfspannungen aus der Kombination verschiedener Spannungsformen, und zusätzlich wird eine Wechselspannungsprüfung festgelegt. Diese dient in der Regel nicht dazu betriebsmäßige Beanspruchungen abzudecken. Sie ist im Wesentlichen als qualitätssichernde Prüfung anzusehen, um in den Stückprüfungen eine aussagekräftige Prüfung mit vertretbarem Aufwand zu ermöglichen.

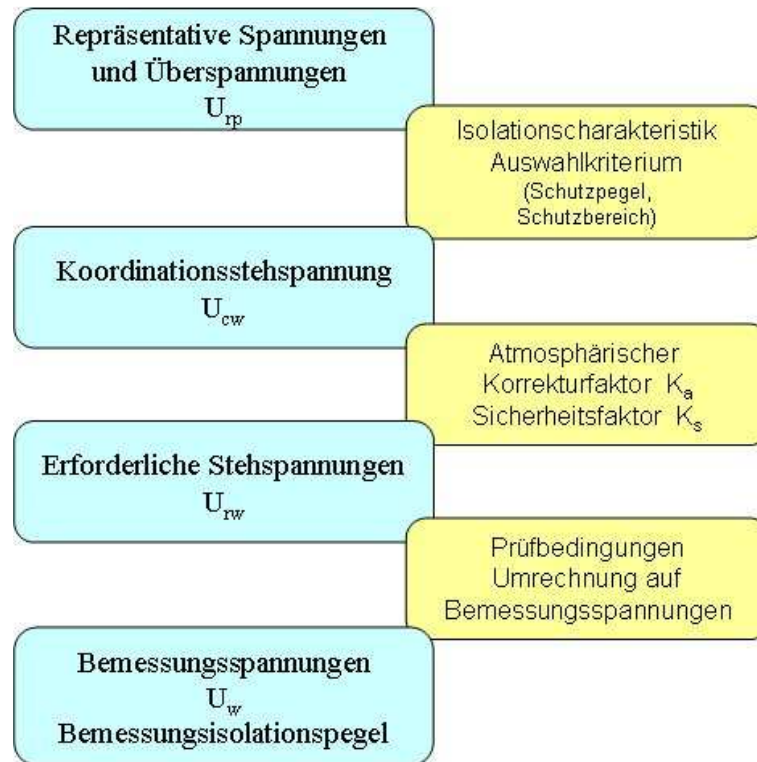


Bild 3.2: Vereinfachtes Flussdiagramm zur Bestimmung der genormten Isolationspegel

### 3.1.2 Korrekturfaktoren

#### 3.1.2.1 Sicherheitsfaktor $K_s$

Im Gegensatz zur atmosphärischen Korrektur ist der Sicherheitsfaktor  $K_s$  auf die äußere und auch auf die innere Isolation anzuwenden. Die Anwendungsrichtlinie IEC 60071-2 gibt hierzu Anhaltswerte:

- $K_s = 1,05$  für die äußere Isolation
- $K_s = 1,15$  für die innere Isolation von Geräten und Anlagen

Allgemein sind die Gesichtspunkte für den Ansatz des Sicherheitsfaktors: Toleranzen in den Abmessungen, Fertigungsschwankungen und Abweichungen zwischen Liefer- und Typprüfgeräten.

Die äußere Isolation wird im Wesentlichen von den Isolationsstrecken in Luft bestimmt. Da diese einfach zu überprüfen sind und sich im Betrieb nicht verändern, kann dieser Faktor in der Regel für alle Luftstrecken angesetzt werden.

Bei der inneren Isolation kann es während der Lebensdauer der Geräte zu Minderungen des Isoliervermögens kommen, die mit dem höheren Faktor abgefangen werden sollen. Beispielsweise Alterung der Isoliermedien und Verschleiß in den Geräten kann dazu führen. Besondere Sicherheitsanforderungen oder bekannte erhöhte Alterungen können Anlass zur Wahl höherer Sicherheitsfaktoren sein.

#### 3.1.2.2 Atmosphärischer Korrekturfaktor $K_a$ und Gasgesetze nach ISO

Bei der Spannungsfestigkeit von Luftstrecken sind generell die Einflüsse der atmosphärischen Bedingungen Luftfeuchte, -druck und -temperatur zu betrachten. In der Isolationskoordination wird nur der Luftdruck berücksichtigt, weil er in direktem Zusammenhang mit der Aufstellungshöhe der Geräte und Anlagen steht. Mit zunehmender Höhe sinken der Luftdruck und damit die Durchschlagfestigkeit. Temperatur und Feuchte variieren sehr stark mit den regionalen und jahreszeitlichen Gegebenheiten und können für die Zwecke der Isolationskoordination nicht generalisiert werden. Die Standard-Bezugsatmosphäre in IEC 70071-1 und IEC 60060-1 wird beschrieben durch:

- Lufttemperatur  $t_0 = 20^\circ\text{C}$
- Luftfeuchte  $h_0 = 11 \text{ g/m}^3$
- Luftdruck  $b_0 = 101,3 \text{ kPa}$

Die grundlegende Korrektur von Spannungswerten bei gegebenen Umgebungsbedingungen ist in IEC 60060-1 beschrieben. Auf die grundsätzlichen Unsicherheiten und Einschränkungen des Korrekturverfahrens soll in diesem Abschnitt nicht eingegangen werden; siehe dazu Abschnitt 4.11. Werden Luftfeuchte und Temperatur nicht berücksichtigt, ergibt sich der direkte Zusammenhang zwischen dem Luftdruck  $b$  und dem Korrekturfaktor  $K_t$  für die Korrektur der Durchschlagspannungen.

$$K_t = \left( \frac{b}{b_0} \right)^m \quad \text{Gl. 3.2}$$

## Hochspannungstechnische Anforderungen

---

Der Zusammenhang zwischen dem Luftdruck  $b$  und der Aufstellungshöhe  $H$  ist durch barometrische Höhenformeln gegeben. Nach den Standards der Hochspannungstechnik wird er beschrieben durch die Exponentialfunktion in IEC 60071-2:

$$K_a = e^{\frac{mH}{8150}} \quad \text{Gl. 3.3}$$

$H$  Aufstellungshöhe in Meter

$m$  Korrekturfaktor für Schaltstoßspannung; wird bei Blitzstoß-, Wechsel- und Gleichspannung gleich 1 gesetzt.

Der Korrekturfaktor  $m$  für Schaltstoßspannungen wird für die Isolationskoordination in Abhängigkeit von der Spannungshöhe für verschiedene Isolieranordnungen in IEC 60071-2 angegeben. Er basiert auf einer Vereinfachung des in der Prüftechnik verwendeten komplexen Faktors nach IEC 60060-1.

Setzt man  $K_t$  und  $K_a$  zueinander in Beziehung, ergibt sich der Zusammenhang zwischen Luftdruckkorrektur und der Höheraufstellung:

$$K_a = \frac{1}{K_t} = e^{\frac{mH}{8150}} \quad \text{Gl. 3.4}$$

Mit  $m = 1$  ist der lineare Zusammenhang zwischen Höhenkorrekturfaktor  $K_a$  und Luftdruck  $b$  gegeben. Verwiesen wird dazu auf IEC 60721-2-3, die weiter verweist auf ISO 2533, wo die physikalischen Zusammenhänge auf Basis der Gasgesetze beschrieben sind. Bei Berücksichtigung des Temperaturgradienten  $\beta = -6,5 \text{ K/km}$  ist Gleichung 12 (Gl. 3.5) und ohne Temperaturgradient die Gleichung 13 (Gl. 3.6) aus ISO 2533 für die Höhenabhängigkeit des Luftdrucks zu entnehmen.

Nach ISO 2533-Eqn 12:

$$b = b_b \left[ 1 + \frac{\beta}{T_b} (H - H_b) \right]^{\frac{g_n}{\beta R}} \quad \text{Gl. 3.5}$$

mit

$H$  Aufstellungshöhe

$H_b$  Höhe bei Bezugsatmosphäre

$b_b = 101,325 \text{ kPa}$

$T_b = 273,15 \text{ K}$

$g_n = 9,80665 \text{ m/s}^2$

$R = 287,05287 \text{ J/K kg}$

$\beta = -6,5 \text{ K/km}$  bis 11 km Höhe

Nach ISO 2533-Eqn 13 mit  $\beta = 0$  :

$$b = b_b e^{\frac{g_n(H-H_b)}{RT}} \quad \text{Gl. 3.6}$$

Für  $15^\circ\text{C}$  folgt nach Einsetzen der Konstanten mit

$T = (273,15 + 15) \text{ K}$

$$K_{ISO} = \frac{b_b}{b} = e^{\left(\frac{H}{8435}\right)} \quad \text{Gl. 3.7}$$

In Anlehnung an diese Gasgesetze muss die Exponentialfunktion aus IEC 60071-2 (Gl. 3.3) als relativ einfach handhabbare Gleichung für die Hochspannungstechnik erstellt worden sein. Die Abweichungen der Exponentialfunktion von der relativ komplizierten Gasgleichung ISO 2533-Eqn 12 (Gl. 3.5), die hier als Bezugsgröße für die Luftdruckabnahme betrachtet wird, beträgt im interessierenden Höhenbereich weniger als 0,35 % (siehe Bild 3.3). Die Gleichung nach ISO 2533-Eqn 13 ohne Temperaturgradienten (Gl. 3.6) beinhaltet bei Höhen ab 2500 m eine größere Abweichung mit steigender Tendenz. Vergleicht man die Gleichung Gl. 3.3 mit Gl. 3.7 nach Einsetzen der Konstanten, erkennt man, dass hier lediglich der Unterschied im Wert des Exponenten liegt (8150 bzw. 8435). Eine Erklärung für diese Differenz konnte nicht gefunden werden. Es kann nur vermutet werden, dass der Exponent bewusst angepasst wurde, oder dass sich ein Schreibfehler bei Einführung der Gleichung eingeschlichen hat. Die Abweichungen der Exponentialfunktion aus IEC 60071-2 von der relativ komplizierten Gasgleichung in ISO 2533 beträgt im Höhenbereich bis 3900 m weniger als 0,5 % und ist damit vernachlässigbar (Bild 3.3).

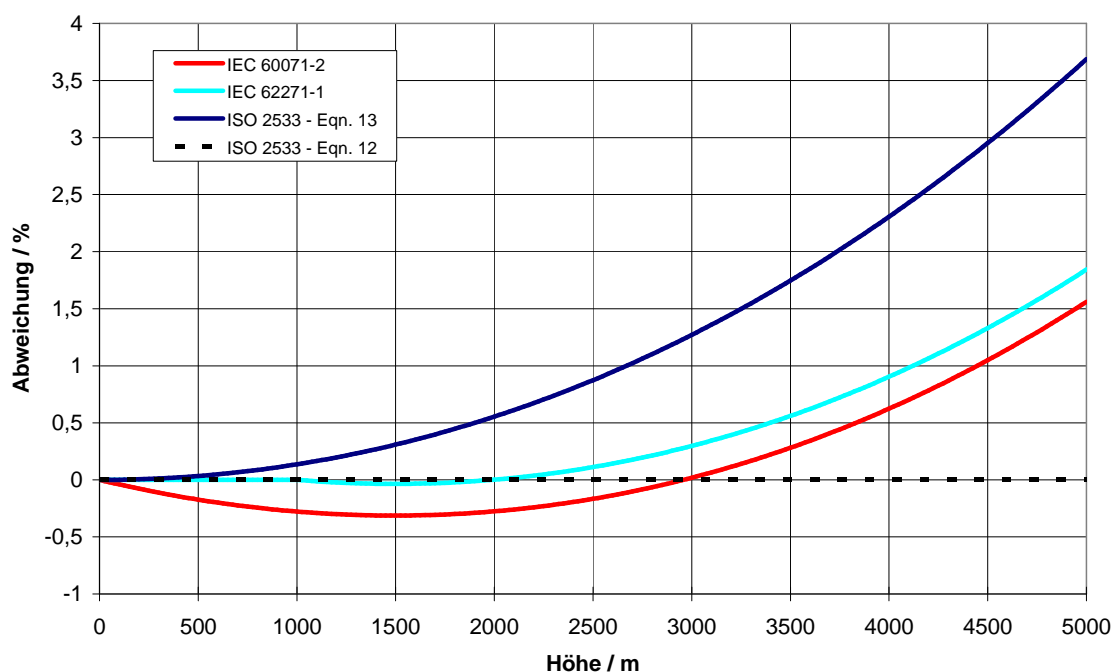


Bild 3.3 Abweichungen von Luftdruckberechnungen nach IEC und ISO zur barometrischen Höhenabhängigkeit nach ISO 2533-Eqn 12

### 3.1.2.3 Höheraufstellung über 1000 m

Wenn nicht explizit eine ausgewählte Aufstellungshöhe vorgesehen ist, sollte bei den Berechnungen in der Isolationskoordination stets eine Aufstellungshöhe von 1000 m berücksichtigt werden, weil bis zu der Höhe von 1000 m die normalen Betriebsbedingungen für Geräte definiert sind. Bei der Festlegung der Stehspannungen sind dann alle Aufstellungshöhen bis 1000 m abgedeckt. Über 1000 m ergeben sich entsprechend höhere Angaben für die Prüfbedingungen, die bei Referenzatmosphäre anzusetzen sind. Erwähnt werden muss an dieser Stelle die Anwendung einer vereinfachten Höhenkorrektur auf Geräte, die für Aufstellungshöhen über 1000 m vorgesehen sind.

Bei der Betrachtung der inneren und äußeren Isolation von Geräten ergibt sich durch die unterschiedlichen Sicherheitsfaktoren zwangsläufig die Abdeckung der Aufstellungshöhe bis 1000 m, was in Bild 3.4 dargestellt ist. Ausgehend von der Koordinationsstehspannung  $U_{cw}$  erhält man für die erforderliche Stehspannung der inneren Isolation  $U_{rw-i}$  unabhängig von der Aufstellungshöhe eine konstante Korrektur durch den Sicherheitsfaktor  $K_s = 1,15$ . Eine mit der Höhe steigende Korrektur ist für die äußere Isolation  $U_{rw-e}$  anzusetzen. Sie ist das Produkt aus dem konstanten Sicherheitsfaktor  $K_s = 1,05$  und dem höhenabhängigen atmosphärischen Korrekturfaktor  $K_a$  (Gl. 3.3). Für eine bestimmte Aufstellungshöhe ist jeweils der höhere Wert auszuwählen (Sicherheitsfaktoren entsprechend der Empfehlung in IEC 60071-2).

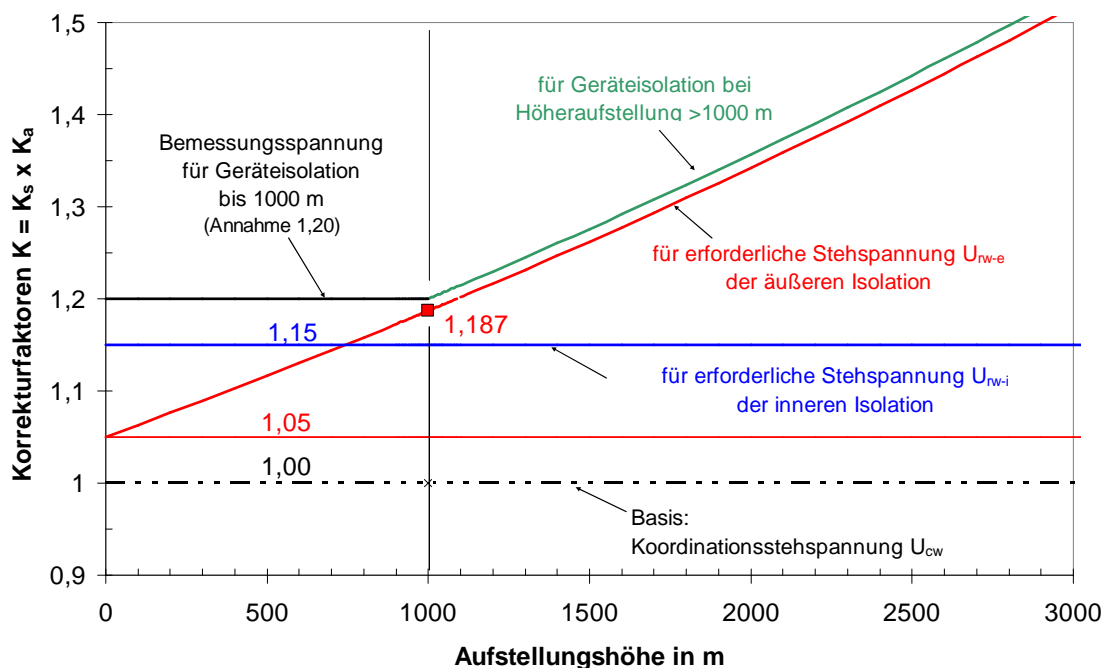


Bild 3.4 Korrektur mit den Faktoren  $K_s \times K_a$  in Abhängigkeit von der Aufstellungshöhe unter Berücksichtigung der inneren und äußeren Isolation

Bei 1000 m ist die äußere Isolation mit  $K = 1,187$  maßgebend gegenüber der etwas niedrigeren inneren Isolation mit  $K = 1,15$  und bestimmt damit die erforderliche Stehspannung  $U_{rw}$ . Der nächst höhere Normwert ist als Bemessungsspannung für Geräte oder Anlagen auszuwählen, was in Bild 3.4 durch die Annahme eines Faktors 1,20 dargestellt ist. Sollen Geräte über 1000 m eingesetzt werden, kann auf Basis der Bemessungsspannungen mit einer Höhenkorrektur fortgefahren werden, bei der die Schritte aus der Isolationskoordination durch Abzug der ersten 1000 m bereits berücksichtigt sind.

Dieser vereinfachte Weg gegenüber den Regeln der Isolationskoordination wird eingeschlagen, wenn Geräte außerhalb der normalen Betriebsbedingungen in Aufstellungshöhen über 1000 m eingesetzt werden sollen. In der Exponentialfunktion für die Höhenkorrektur nach Gl. 3.3 werden die ersten 1000 m abgezogen, womit sich die Gleichung Gl. 3.8 nach IEC 62271-1 ergibt:

$$K_{a-1000} = e^{\frac{m(H-1000)}{8150}} \quad \text{Gl. 3.8}$$

Für Aufstellungshöhen über 1000 m können die Bemessungsspannungen demnach mit dem Korrekturfaktor  $K_{a-1000}$  beaufschlagt werden, um dem verringerten Luftdruck am Aufstellungsort und damit der erforderlichen höheren Spannungsfestigkeit unter Referenzbedingungen gerecht zu werden. Für die Betrachtungen zur Druckabhängigkeit der Berechnungen ist in Bild 3.3 für die Gleichung nach IEC 62271-1 (Gl. 3.8) zu erkennen, dass



sich durch die Verschiebung der Funktion um 1000 m bis zur Höhe von 2500 m eine noch bessere Angleichung an die grundlegende Gasgleichung nach ISO 2533-Eqn 12 (Gl. 3.5) ergibt.

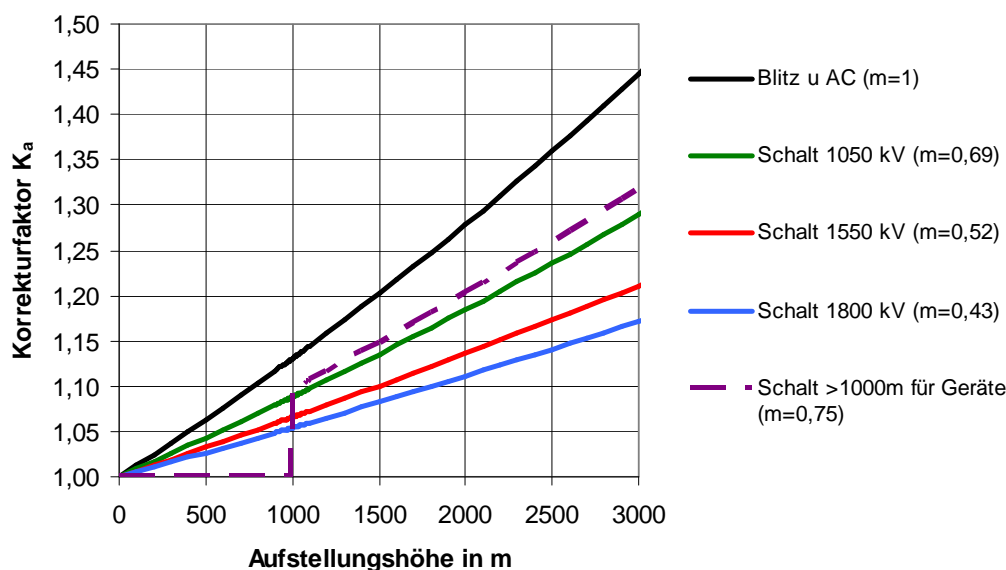


Bild 3.5 Korrekturfaktor  $K_a$  für Schaltstoßspannungen der Leiter-Erde-Isolation in Abhängigkeit von der Aufstellungshöhe im Vergleich zu Blitzstoß- und Wechselspannung und der Höheraufstellung für Geräte

Bei den bisherigen Betrachtungen des atmosphärischen Korrekturfaktors  $K_a$  wurde der Exponent  $m$  zu  $m = 1$  gesetzt, wie nach IEC 60071-2 für Blitzstoß- und Wechselspannung vorgegeben. Für Schaltstoßspannungen ist der Exponent in Abhängigkeit von der Spannungshöhe für folgende Isolieranordnung angegeben:

- Leiter-Erde-Isolation
- Längsisolation
- Leiter-Leiter-Isolation
- Spitze-Platte Anordnung (als Referenz-Funkenstrecke)

Mit diesen Vorgaben werden die Einflüsse der physikalischen Entladungsvorgänge in vereinfachter Weise abgedeckt, die im Zusammenhang mit der Klimakorrektur von Prüfspannungen näher betrachtet werden (Abschnitt 4.11). Der bei Blitzstoßspannungen mit  $m = 1$  gegebene lineare Zusammenhang zwischen Luftdruck und Spannungsfestigkeit wird bei Schaltstoßspannung mit  $m < 1$  verringert. Wie in Bild 3.5 an Hand der Leiter-Erde-Isolation dargestellt, nimmt der Korrekturfaktor  $K_a$  entsprechend der Reduzierung von  $m$  mit steigender Spannung stark ab.

In der Gerätenorm IEC 62271-1 wird für die Korrektur der Schaltstoßspannung über 1000 m noch weiter vereinfacht, indem für den Exponenten in Gl. 3.8 nur  $m = 0,75$  pauschal für alle Schaltstoßspannungen angesetzt wird. Der Verlauf von  $K_a$  für „Schalt > 1000 m“ reiht sich mit  $m = 0,75$  gut in die Kurvenverläufe nach IEC 60071-2 aus der Isolationskoordination ein, womit die generelle Übereinstimmung der Vorgehensweisen gezeigt ist, führt aber bei hohen Spannungen zu einer sehr konservativen Auslegung. Anstelle von  $K_a = 1,11$  für 1800 kV Schaltstoßspannung in 2000 m Höhe müsste für die Geräte nach IEC 62271-1 eine Korrektur von  $K_a = 1,20$  angesetzt werden. Für Schaltstoßspannungen unter 950 kV ergibt sich eine zu geringe Korrektur. Ein Abgleich in den Standards ist in Bezug auf den Ansatz des Exponenten dringend erforderlich.

### 3.1.2.4 Anmerkungen zu weiteren Korrekturverfahren

Die Korrektur für die atmosphärischen Bedingungen und insbesondere die Korrektur für Höheraufstellung wird im Zusammenhang mit der erneuten Beschäftigung mit sehr hohen Spannungen und Schlagweiten weltweit diskutiert und es werden Vergleiche zwischen den verschiedenen Standards und neuen Messreihen angestellt. Dabei werden Abweichungen zwischen den verschiedenen Vorgehensweisen aufgezeigt. Auf weitere Korrekturverfahren, die in dem Zusammenhang präsentiert werden, soll hier nicht eingegangen werden. Wenig Berücksichtigung finden jedoch bei der Diskussion folgende Punkte:

- Die vorstehend beschriebene Vorgehensweise basiert auf vielfältige Untersuchungen, die zu einer allgemein anwendbaren Korrektur für alle Spannungshöhen und Spannungsarten (siehe Abschnitt 4.11) geführt hat, was zwangsläufig auch Kompromisse beinhaltet.
- Einzelmessungen zeigten auch bei den damals zugrunde gelegten Untersuchungen erhebliche Abweichungen.
- Jede Messung beinhaltet Parameter, die das Ergebnis beeinflussen können, wie die geometrische Anordnung, die Spannungsform, die nicht beeinflussbare Luftfeuchte (deren Einfluss im Vergleich zur Luftdichte noch unsicherer ist), lokale Luftdruckschwankungen (die dem Effekt der Luftdichte durch die Höhenlage am Messort überlagert ist) und die vergrößerten Messunsicherheiten bei den sehr hohen Spannungen. Einzelergebnisse dürfen deshalb nicht zur Basis neuer Berechnungsverfahren gemacht werden.

Bei Vergleichen muss zwischen den Einzelfaktoren in der Berechnung differenziert werden. Die Abhängigkeit von der Luftdichte  $\delta$  wird in IEC inzwischen durch die Exponentialfunktion (Gl. 3.3) beschrieben, deren gute Übereinstimmung mit den barometrischen Gegebenheiten in Bild 3.3 gezeigt wird. Die in der Vergangenheit oft verwendete Faustformel „1 % Luftdichteabnahme je 100 m Höheraufstellung“ ist inzwischen abgelöst und sollte nicht zu Vergleichszwecken herangezogen werden. Der Exponent  $m$  als zweiter Faktor in Gl. 3.3 ist für die Schaltstoßspannung und damit für die Schlagweiten maßgebend. Die geringe Präzision bei der Festlegung von  $m$  über den  $g$ -Faktor aus der Klimakorrektur nach IEC 60060-1 (siehe Bild 4.10) und die Vereinfachungen für die Isolationskoordination in IEC 60071-2 und weiter vereinfacht für die Gerätetechnik in IEC 62271-1 zeigen die Problematik der Standardisierung für die Höheraufstellung. Neben einer durchgängigen Behandlung und Beschreibung der Luftdichtekorrektur in allen Standards könnte eine gezielte Auswertung und Bewertung für die sehr hohen Schaltstoßspannungen aus neuen und alten Messergebnissen für mehr Klarheit in der Anwendung und Diskussion der Klima- und Höhenkorrektur sorgen.

## 3.2 Isolationskoordination in DC-Verbindungen

Abweichend zu AC-Geräten, wo die Prüfspannungswerte durchgehend gut standardisiert sind, hängen die erforderlichen DC-Prüfspannungswerte stark von der Anlagenkonfiguration ab, und die Überlegungen zur Isolationskoordination werden projektbezogen durchgeführt. Wie mit allen anderen Spannungsebenen wird in der Weise auch mit den UHV-Ebenen verfahren.

Die Isolationskoordination folgt den generellen Vorgehensweisen, die sich über Jahre etabliert haben, und die von den Anwendern spezifizierten Prüfpegel basieren auf den Erfahrungen mit  $\pm 500$  kV Systemen. Dabei ergibt sich zwangsläufig, dass unterschiedliche Anwender unterschiedliche Prüfspannungen für gleiche Geräte und Anlagen festlegen. Der Versuch eine einheitliche Vorgehensweise zu erreichen, hat seinen Niederschlag in einer technischen Broschüre von Cigre [TB 417] gefunden, wo anhand von  $\pm 800$  kV Anwendungen die Aspekte der DC-Isolationskoordination zusammengetragen sind. Bezüglich der Standardisierung wird auf die Technische Spezifikation IEC 60071-5 verwiesen, in der Vorgehensweisen zur Ermittlung der maximalen Überspannungen und

## Hochspannungstechnische Anforderungen

Bemessungsspannungen anhand von Beispielen spezieller Anlagenaufbauten beschrieben sind. In Anlehnung an die IEC 60071-1 und IEC 60071-2 werden auch hier ausgehend von den repräsentativen Überspannungen, über die Koordinationsstehspannungen die erforderlichen Stehspannungen ermittelt. Es werden aber im Gegensatz zur AC-Isolationskoordination keine standardisierten Bemessungsspannungen für Prüfzwecke vorgeben.

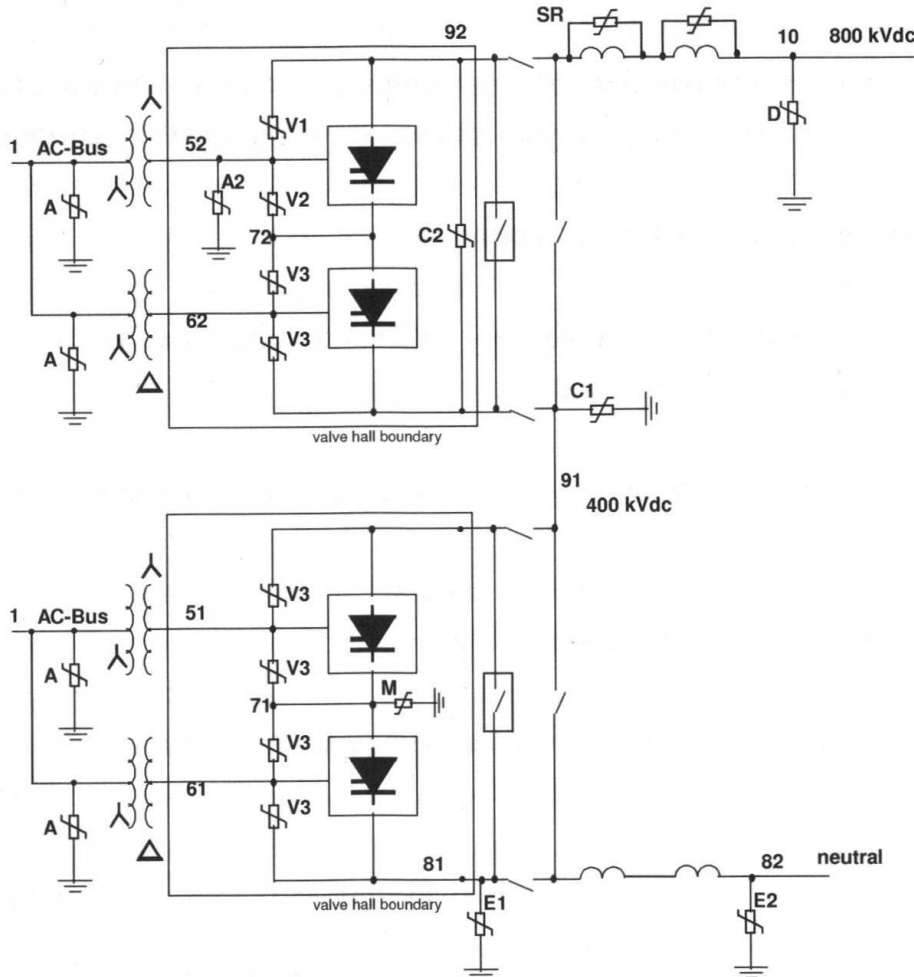


Bild 3.6 Ableiteranordnung einer 800 kV DC-Anlage mit Serienschaltung der Ventilgruppen [HAE-07]

Bei Vergleich der Vorgehensweise für AC und DC wird deutlich, dass in der DC-Isolationskoordination kein Anlagenschutz wie im AC-Netz, sondern ein Geräteschutz betrieben wird. In DC-Anlagen sind fast alle einzelnen Elemente durch eigene Überspannungsableiter geschützt. Bild 3.6 veranschaulicht das am Beispiel einer 800 kV Anlage. Jeder Ableiter muss entsprechend seiner Beanspruchung unterschiedlich ausgelegt sein. Bei den Beanspruchungen innerhalb der Anlage sollen die Rückwirkungen aus dem AC-Netz, Überspannungen durch Schalthandlungen und Fehlerfälle innerhalb der Anlage und die Auswirkungen der Überspannungen von der Leitungsseite berücksichtigt werden.

Dafür müssen in einer Anlage wie in Bild 3.6 elf Ableiterauslegungen betrachtet werden, woraus neun unterschiedliche Blitz- und Schaltstoßspannungspiegel resultieren [HAE-07]. Ausgehend von den Schutzpegeln für die Ableiter, die sich für die lokal unterschiedlichen Stromstärken aus den Strom-Spannungskennlinien ergeben, werden verschiedene Sicherheitsmargen angesetzt (Tabelle 3.2), um auf die erforderlichen Stehspannungen zu gelangen. Bei den Sicherheitsmargen werden die gleichen Aspekte berücksichtigt, wie bei dem Sicherheitsfaktor  $K_s$  aus der AC-Koordination (siehe Abschnitt 3.1.2) mit dem Unterschied, dass hier nach Geräten und Isoliermedien klassifiziert wird. Die in der Tabelle

aufgenommenen „Impulse mit steiler Stirn“ kommen aus der Stromrichtertechnik und werden in der DC-Isolationskoordination nach den zitierten Quellen nicht weiter berücksichtigt.

Tabelle 3.2 Sicherheitsmargen für die erforderlichen Stehspannungen gegenüber den Ableiterschutzpegeln

| Geräte                   |   | Schaltüber-<br>spannungen | Blitzüber-<br>spannungen | Impulse mit<br>steiler Stirn |
|--------------------------|---|---------------------------|--------------------------|------------------------------|
| Gleichrichterventile     | % | 15                        | 15                       | 20                           |
| Geräte mit Ölisolation   | % | 15                        | 20                       | 25                           |
| Geräte mit Luftisolation | % | 15                        | 20                       | 25                           |

Ein atmosphärischer Korrekturfaktor für Aufstellungshöhen bis 1000 m wird nicht explizit angesetzt mit dem Argument, dass das bereits mit dem Verhältnis von Dauerspannung zu Ableiterschutzpegel ausreichend berücksichtigt ist [TB 417]. Auf die erforderliche Stehspannung aufgesetzt, erfolgt die Festlegung einer Bemessungsspannung auf einen praktisch handhabbaren Wert darüber. Genormte Prüfspannungen sind, wie oben schon erwähnt, nicht vorgegeben.

Nach dem beschriebenen Schema einer Isolationskoordination nach [HAE-07] ergeben sich am Beispiel des Leitungsanschlusspunktes 10 in Bild 3.6 die Spannungswerte nach Tabelle 3.3. Obwohl nicht zur Isolationskoordination zählend, sind in Tabelle 3.3 die Werte für die Gleichspannungsprüfungen mit aufgenommen. Zusammen mit den Blitz- und Schaltstoßstehspannungen ergeben sich damit die Hochspannungs-Anforderungen an die Geräte der 800 kV Sammelschiene, wie Überspannungsableiter, Trennschalter, Bypass-Schalter, Spannungsteiler, DC-Filter und Isolatoren.

Tabelle 3.3 Spannungswerte nach DC-Isolationskoordination am Leitungseingang einer 800 kV Anlage und Prüfspannungen

|                                     | Gleichspannung               | Transiente Vorgänge |                    |
|-------------------------------------|------------------------------|---------------------|--------------------|
|                                     |                              | Blitzstoßspannung   | Schaltstoßspannung |
| Nennspannung                        | 800 kV DC                    |                     |                    |
| maximal anliegende Betriebsspannung | 816 kV DC                    |                     |                    |
| Schutzpegel bei Stromstärke         |                              | 1579 kV<br>10 kA    | 1330 kV<br>1,0 kA  |
| Sicherheitsmarge                    |                              | 20 %                | 15 %               |
| Erforderliche Stehspannung          |                              | 1895 kV             | 1530 kV            |
| Prüfstehtspannung                   |                              | 1900 kV             | 1600 kV            |
| DC Prüfspannung                     | 1224 kV<br>(= 1,5 x 816 kV)  |                     |                    |
| Polaritätsumkehr bei DC-Spannung    | 1020 kV<br>(= 1,25 x 816 kV) |                     |                    |

Leicht abweichende Stehspannungswerte sind in [WUD-07] dargestellt, was sicherlich auf andere Randparameter und unterschiedlicher Behandlung von Sicherheitsmargen zurückzuführen ist. Die Notwendigkeit einer Standardisierung für DC-Systeme wird generell in Frage gestellt. Beispielsweise wird darauf hingewiesen, dass der Schritt von den erforderlichen Stehspannungen zu genormten Prüfspannungswerten nicht erforderlich ist, da ohnehin jede Anlage für sich konzipiert wird und eine Austauschbarkeit von Geräten (wie sie in der AC-Welt üblich ist) nicht vorkommt.

### 3.3 Stand der Normung

In der im Jahr 2006 erschienenen achten Ausgabe der IEC 60071-1 wurden im Vergleich zur Vorläuferversion von 1996 keine wesentlichen Änderungen vorgenommen. Es wurden in den Definitionen und den Umgebungsbedingungen die für die Isolationskoordination maßgeblichen Verfahren für die atmosphärischen Bedingungen und der Höhenkorrektur klarer formuliert. Weiterhin wurden einige Bemessungsspannungen ergänzt. Im Bereich II sind die Spannungsebenen 525 kV durch 550 kV und 765 kV durch 800 kV ersetzt worden. Die Festlegung von Luftabständen bei vorgegebenen Stehstoßspannungen wurden aus der Anwendungsrichtlinie IEC 60071-2 übernommen.

In Bezug auf Spannungsebenen oberhalb 800 kV wurden keine Ergänzungen gegenüber der Vorläuferversion von 1996 aufgenommen. Selbst der Hinweis in der 800 kV Spannungsebene, dass einige Spannungswerte noch in Beratung sind (under consideration) wurde beibehalten. Die Diskussionen und Planungen zum Aufbau von 1100 kV und 1200 kV Netzen starteten erst zum Ende der Revisionsarbeiten der achten Ausgabe. Inzwischen ist über eine Ergänzung der IEC 60071-1 - 2006 der UHV-Bereich abgedeckt worden (siehe Abschnitt 3.4.3).

Eingeführt wurden damit die Spannungsebenen 1100 kV und 1200 kV vor dem Hintergrund der bereits weit fortgeschrittenen Netzplanungen in China und Indien. Eine aus Sicht der Gerätehersteller wünschenswerte Vereinheitlichung wurde möglicherweise wegen fehlender Normvorgaben nicht in Betracht gezogen. Damit liegen jetzt die beiden obersten Spannungsebenen im Vergleich zu den unteren Ebenen sehr dicht beieinander, erfordern aber trotzdem eine gesonderte Dimensionierung (siehe dazu auch Abschnitt 3.6: Normungsproblem durch die Wahl der Spannungsebenen).

Für die gerätespezifischen Normen ist in vielen Gremien mit der Revisionsarbeit begonnen worden, um die neuen Spannungsebenen abzudecken. Grundlage dazu bilden die Vorgaben aus der Isolationskoordination und Arbeiten, die im Rahmen der Studien zu UHV erarbeitet wurden. Vorreiter in der Beziehung war die Arbeitsgruppe CIGRE WG A3.22 [TB 362], in der die Erfahrungen aus den hohen Spannungsebenen zusammengetragen worden sind. Speziell für die Geräte-Standards, in denen eine Abhängigkeit der Prüfspannungen von der Spannungsebene und den Netzkonfigurationen gegeben sind, sind eingehende Studien erforderlich zur Festlegung der Bemessungswerte. Zu nennen sind hier insbesondere die IEC 62271-1 „Common Clauses for High-Voltage-Equipment“ und die darunter anzuordnenden Normen, die die einzelnen Geräte behandeln, wie zum Beispiel die IEC 62271-100 für Leistungsschalter. Bezüglich der Prüfspannungsanforderungen geht die Höhe der Spannungsebene rechnerisch direkt in die Festlegungen für die Längsisolation (Isolation über die offenen Schaltgeräte) und Isolation zwischen den Leitern (Isolation zwischen den Phasen des Drehstromsystems) ein. Für die Anforderungen aus der Schaltleistung ist die wiederkehrende Spannung (TRV = Transient Recovery Voltage) nach Stromunterbrechung sowohl von der Spannungsebene, als auch von der Netzkonfiguration abhängig. Zur Fixierung der entsprechenden Werte für Amplitude und Steilheit der TRV ist erforderlich, die Konfiguration der Netze genau zu betrachten. Dies findet dann seinen Niederschlag in den Tabellen für die verschiedenen Prüfbeanspruchungen (Test Duties) zur Abdeckung aller möglichen Schaltfälle.

Generell kann für die normativen Arbeiten festgestellt werden, dass Ergänzungen für den UHV-Bereich oft eine lineare Fortschreibung der Beanspruchungsarten und Prüfanforderungen aus den unteren Spannungsebenen ergeben wird. Gesichtspunkte zu der höheren spezifischen Beanspruchung werden zwar berücksichtigt, aber grundsätzlich neue Anforderungen, Prüftechniken oder Prüfanforderungen sind zurzeit noch nicht zu erkennen.

### 3.4 Erweiterung der Betriebsspannungen in den UHV-Bereich

Diskussionen und Realisierungsansätze zu den UHV-Spannungsebenen fanden bereits in den 70er und 80er Jahren statt, als z.B. in Europa noch von einem Anstieg des Energiebedarfs von jährlich 7 % (Verdopplung in zehn Jahren) gesprochen wurde. Parallel zu den konkreten Projekten wurden in vielen internationalen Gremien grundsätzliche Fragestellungen und technische Besonderheiten der hohen Spannungsebenen diskutiert. So wurde zum Beispiel auf Basis einer Fragestellung der IEC an CIGRE zu den Möglichkeiten der Realisierung und des Betriebes von Energieübertragungssystemen mit Betriebsspannungen größer als 1000 kV AC bereits in 1972 ein Report von einer Arbeitsgruppe veröffentlicht, an der sieben Studienkomitees mitgewirkt haben [CIG-72]. Zusammengefasst wurden Erkenntnisse und offene Fragen zu den Punkten:

- Erforderliche Spannungsebenen für den Energietransport
- Technische Probleme
- Dimensionen
- Wirtschaftliche Fragen.

Das Ergebnis der Studie besagte unter anderem, dass UHV-Systeme bis mindestens 1500 kV möglich erschienen. Bemerkenswert ist aber auch die Aussage, dass die Einführung von UHV in höherem Maße von Betrachtungen des sozialen Umfeldes geprägt sein würde, als von der reinen ökonomischen Frage. Im Folgenden werden die einzelnen Projekte und Studien der Vergangenheit und die zurzeit aktuellen Planungen kurz zusammengestellt.

#### 3.4.1 UHV-Studien und Anwendungen

##### ITALIEN

In Italien wurde zu Beginn der siebziger Jahre ein Programm zur Erforschung, Entwicklung und Demonstration eines 1000 kV Projektes gestartet. Auf der Basis von theoretischen und experimentellen Forschungen wurden die Aspekte zur UHV-Übertragung bezüglich Freileitungen, Schaltanlagen und Geräte untersucht. Darauf aufbauend wurden Prototypen für ein UHV-System erstellt und in verschiedenen Prüflaboren und einer 1000 kV Prüfanlage in Suvereto getestet. Die für die Geräte und Anlagen spezifizierten Spannungsanforderungen sind in Tabelle 3.4 aufgelistet. Die Pilotanlage mit den entwickelten Geräten umfasste eine Freiluft- und eine gasisolierte Schaltanlage, Freileitungen und eine Kabelverbindung [ARD-07; ARD-05]. Die Ergebnisse eines abschließenden dreijährigen Probetriebs Anfang der neunziger Jahre wurden als sehr positiv betrachtet. Wegen der zwischenzeitlich eingetretenen Änderungen auf dem Gebiet der Energieversorgung, primär dem wesentlich geringeren Anstieg des Energiebedarfs, wurden die Aktivitäten im UHV-Bereich in Italien eingestellt.

##### USA (BPA)

Bonneville Power Administration (BPA) initiierte in den siebziger Jahren ein Prüf- und Entwicklungsprogramm für eine 1200 kV Übertragung, um dem Bedarf an hohen Übertragungskapazitäten gerecht zu werden. Wichtigste Faktoren bei den Untersuchungen waren neben geringsten Verlusten die Minimierung von Landverbrauch und die Umweltverträglichkeit im Vergleich zur Übertragung der Leistungen über 550 kV Systeme. 1977 ist eine 2,1 km lange Übertragungsleitung fertig gestellt worden. Sie wurde für eine Schaltstoßspannung von 1,5 p.u. ausgelegt. Die Untersuchungen konzentrierten sich auf Korona und Messungen der elektrischen Felder unter der Leitung. Bezüglich der Isolation wurden Luftstrecken für die Mastkonfiguration und das Verhalten von Keramik- und

## Hochspannungstechnische Anforderungen

---

Kunststoffisolatoren untersucht. Weiterhin waren die Transformatoren und Überspannungsableiter Schwerpunkte der Untersuchungen. Stehspannungen für Geräte wurden nicht spezifiziert, lediglich für die Transformatoren wurde 2050 kV Blitzstoßspannung und 1800 kV Schaltstoßspannung angegeben [ANN-77; KLI-84].

### USA (AEP/ASEA)

Das AEP/ASEA Projekt umfasste von den Untersuchungen her ähnliche Zielrichtungen wie das BPA-Projekt. Auch hier standen die Untersuchungen der Leitungen in Bezug auf Umweltverträglichkeit und Verlustminimierung im Mittelpunkt. Eine 900 m lange Leitung für eine Systemspannung 1600 kV wurde aufgebaut und mit unterschiedlichen Leiterbündeln untersucht. Auch wurden einfache GIS-Komponenten entwickelt und geprüft. Die spezifizierten Stehspannungen waren 3300 kV Blitzstoß- und 2400 kV Schaltstoßspannung [SCH-84].

### RUSSLAND

In der ehemaligen UdSSR, geprägt durch die sehr großen Entfernungen zwischen den Erzeuger- und den Verbraucherschwerpunkten, wurde im Zuge des Netzausbaus in 1985 eine 1200 kV Spannungsebene eingeführt. Insgesamt wurden 1900 km Übertragungsleitung gebaut, davon aber letztlich nur 900 km (zwei Leitungsteilstücke) im Probetrieb mit 1150 kV beansprucht [KOV-07]. Die weiteren Leitungen wurden nur mit 500 kV betrieben. Nach der Auflösung der UdSSR und dem wirtschaftlichen Abschwung wurden auch die 1150 kV Leitungen nur noch mit 500 kV weiterbetrieben. Die ursprünglichen Isolationspegel basierten auf dem Einsatz von Funkenstreckenableitern. Für den Einsatz von Metalloxyd-Ableitern (MOSA) wurden niedrigere Spannungswerte für die Isolation gegen Erde festgelegt (siehe Tabelle 3.4). Im heutigen Russland ist bedingt durch den inzwischen stark gestiegenen Energiebedarf ein entsprechender Netzausbau geplant, der auch die UHV-Ebene einschließen könnte.

### JAPAN

Wegen der hohen Auslastung des stark vermaschten 550 kV Netzes in Japan sollte eine 1100 kV Ebene eingeführt werden. Tokyo Electric Power Company (TEPCO) baute bereits 1999 zwei UHV-Leitungen mit 240 km bzw. 190 km Länge. Die Schaltanlagen wurden als gasisolierte Anlagen (GIS) ausgeführt. Die Auslegung des TEPCO-Netzes ist geprägt von einer Begrenzung der Überspannungen mit allen zur Verfügung stehenden Mitteln, wie hoch ausgelastete Ableiter (MOSA), Leistungsschalter mit Ein- und Ausschaltwiderständen und GIS-Trennschalter mit Dämpfungswiderständen. Damit wurden vergleichsweise niedrige Stehspannungen für die Geräteisolation möglich. Seit dem Aufbau des Netzes sind zahlreiche Untersuchungen zu den Geräten und zum Netzverhalten in Japan durchgeführt worden. Zur Zeit werden die Leitungen immer noch nur mit 550 kV betrieben, und die Inbetriebnahme der UHV-Spannungsebene ist nach letzten Informationen für 2010 geplant gewesen [YAM-00; ZAI-07].

### CHINA

Dem stark wachsenden Energiebedarf in China will man mit einem Netzaufbau in der UHV-Ebene begegnen, indem man parallel zueinander ein 1100 kV AC Netz und ein 800 kV DC Netz betreiben will [SHU-07]. Hier sind sehr große Entfernungen von den Erzeugerschwerpunkten in den nördlichen und westlichen Regionen mit den Verbrauchern in Ost- und Zentralchina zu verbinden. Bedingt durch die Planung der Parallelität sind umfangreiche Netzstudien durchgeführt worden, um in Fehlerfällen die Netzstabilität zu gewährleisten. Bezüglich der Isolationsauslegung des chinesischen Netzes sind nur sehr

wenige Publikationen erschienen. Ebenso in den Gremien (IEC und CIGRE) konnte man eine sehr zurückhaltende Informationspolitik feststellen.

Die erste AC Übertragungsstrecke ist Ende 2008 in Betrieb genommen worden. Sie umfasst zwei Leitungszüge (359 km bzw. 281 km) mit gasisolierten Schaltanlagen. Für die für Anlagen und Geräte spezifizierten Spannungswerte siehe Tabelle 3.4 [LIN-07; RIE-08].

### INDIEN

Weit in die Zukunft reicht die Planung des Netzausbaues in Indien. Neben dem verstärkten Netzausbau der  $\pm 500$  kV DC und 800 kV AC Ebenen in den einzelnen Regionen sind die Verbindungen der Einzelnetze und die Überwindung der großen Strecken mit  $\pm 800$  kV DC und 1200 kV AC geplant [NAY-07]. Die Inbetriebnahme der ersten 1200 kV AC Verbindung ist für die Jahre 2012 und 2013 geplant. Für 2011 ist die Inbetriebnahme einer Pilotstrecke mit luftisolierten Anlagen (AIS) einschließlich aller relevanten Geräte von verschiedenen Herstellern vorgesehen. Die für die Leitungen und Einzelgeräte vorgesehenen Parameter sind detailliert spezifiziert in [NAY-09].

### **3.4.2 Zusammenstellung der UHV-Bemessungsspannungen aus den Studien**

Tabelle 3.4 zeigt eine Zusammenstellung der Bemessungsspannungen für Schaltanlagen und Geräte in den Pilotprojekten und Planungen der verschiedenen Länder. Für die meisten Systeme werden weitere Stehspannungen für Transformatoren und Leitungen spezifiziert, ebenso wie die aus den Netzstudien resultierenden Spannungsbeanspruchungen zwischen den Phasen. Eine umfassende Darstellung und Beschreibung dazu bietet [TB 362].

Tabelle 3.4 Bemessungsspannungen für Schaltanlagen und Geräte in UHV-Projekten

| Projekt                | Systemspannung | Blitzstoßspannung          | Schaltstoßspannung         | Wechselspannung    |
|------------------------|----------------|----------------------------|----------------------------|--------------------|
| Italien                | 1050 kV        | AIS 2400 kV<br>GIS 2250 kV | AIS 1800 kV<br>GIS 1675 kV | 1050 kV            |
| Russland<br>(mit MOSA) | 1200 kV        | 2400 kV                    | 1800 kV                    | 1100 kV            |
| Japan<br>(GIS)         | 1100 kV        | 2250 kV                    | 1550 kV                    | 1100 kV            |
| China<br>(GIS)         | 1100 kV        | 2400 kV                    | 1800 kV                    | 1100 kV            |
| Indien<br>(AIS)        | 1200 kV        | 2400 kV                    | 1800 kV                    | 1200 kV            |
| USA<br>AEP/ASEA        | 1600 kV        | 3300 kV                    | 2400 kV                    | 1400 kV            |
| USA<br>BPA             | 1200 kV        | Nicht spezifiziert         | Nicht spezifiziert         | Nicht spezifiziert |

Zum Vergleich der spezifizierten Stehspannungen in den genannten Projekten sind diese auf 1 p.u. (Scheitelwert der betriebsmäßig anliegenden Wechselspannung Leiter gegen Erde) bezogen. Bei den Blitzstoßspannungen ergibt sich ein nahezu gleichartiges Bild. Alle Stehspannungen liegen bei oder nahe bei 2,5 p.u. Bemerkenswert ist, dass bereits die UHV-Projekte der 1970er Jahre diese Werte angesetzt haben. Basis für die Festlegung der Isolationspegel ist der Blitzstoßschutzpegel der Überspannungsableiter. In allen Projekten wurde mit dem Einsatz von Metalloxidableitern (MOSA) kalkuliert, wobei die zuverlässige Funktion zu der Zeit sicherlich noch nicht gegeben war. Welche Sicherheitsfaktoren in den einzelnen Projekten angesetzt worden sind, lässt sich nicht im Einzelnen nachvollziehen.



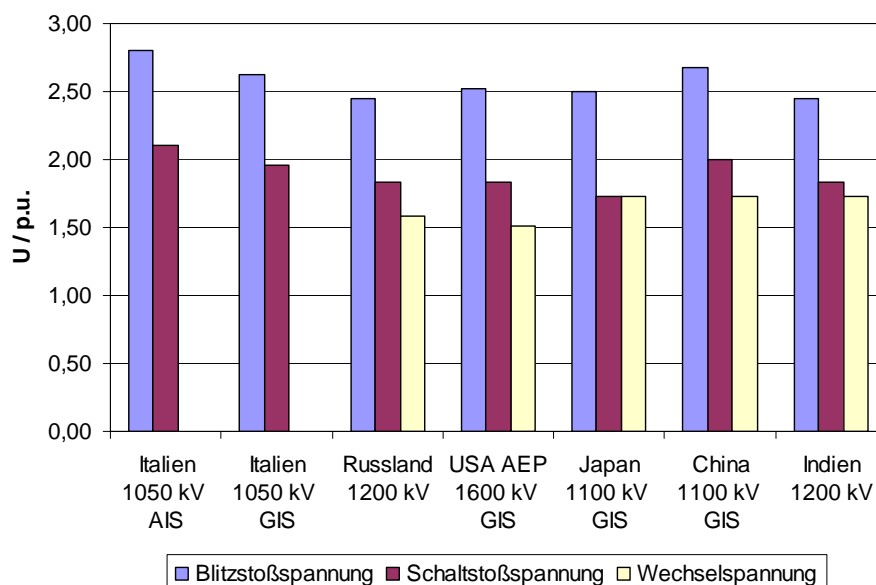


Bild 3.7 Vergleich der bezogenen Bemessungsspannungen gegen Erde für Schaltanlagen und Geräte in UHV-Projekten

Gleiches gilt für die Schaltstoßspannungen. Berücksichtigt man die heute zur Verfügung stehenden Techniken zur Berechnung der transienten Vorgänge im Netz und der zur Verfügung stehenden Möglichkeiten zur Dimensionierung von Metalloxid-Ableitern sollten nur die aktuelleren Projekte Japan, China und Indien verglichen werden. Am niedrigsten liegt dabei der Schaltstoßspannungswert von Japan. Begründet liegt das in der gezielten Strategie, durch alle zur Verfügung stehenden Mittel die Schaltüberspannungen zu begrenzen. Dazu zählen sehr hoch ausgenutzte Ableiter und der Einsatz von Ein- und Ausschaltwiderständen an Leistungsschaltern und Trennschaltern.

Die Stehwechselfspannungen sind hier soweit bekannt mit aufgeführt, haben jedoch keine Basis in der Isolationskoordination. Zu deren Festlegung sind eher Überlegungen zur Sicherstellung einer ausreichenden Qualität der ausschlaggebende Faktor. Zeitweilige Spannungserhöhungen im Betrieb durch Lastabwurf, Ferranti-Effekt und Einphasenfehler müssen mit einer Stehwechselfspannung sicher abgedeckt werden.

### 3.4.3 Erweiterung der IEC 60071-1 in den UHV-Bereich

Auf der Basis der Projektstudien in der Vergangenheit und primär der zurzeit laufenden Projekt sind die Bemessungsspannungen für die Spannungsebenen 1100 kV und 1200 kV im Amendment 1 zur IEC 60071-1 aufgenommen worden. Neben den Spannungswerten sind auch die empfohlenen minimalen Luftschlagweiten in den UHV-Bereich erweitert worden.

#### 3.4.3.1 Standardisierte Bemessungsspannungen

Tabelle 3.5 zeigt den Ausschnitt aus der Tabelle der Bemessungsspannungen für die obersten Spannungsebenen. Die Palette an Werten ergab sich aus den verschiedenen Netzstudien mit ihren jeweiligen Randbedingungen. Für die beiden UHV-Spannungsebenen stehen in Bezug auf die Schaltstoßspannungen jeweils 3 vollständige Isolationspegel mit jeweils 2 Blitzstoßpegeln zur Verfügung. Der unterste Schaltstoßspannungswert der 1100 kV Ebene wurde vom zuständigen IEC Komitee TC 28 als zu niedrig für die allgemeine Anwendung angesehen und kann nur für eine Leiter-Erde-Isolation angesetzt werden, die keine Luftstrecke beinhaltet. Die Stehspannungen für beide Spannungsebenen überschneiden sich so, dass alle Möglichkeiten aus den Netzstudien abgedeckt werden können.

Tabelle 3.5 Bemessungsspannungen der Spannungsebenen 1100 kV und 1200 kV; Ausschnitt aus IEC 60071-1, Amendment 1, 2010 (entspricht VDE 0111-1)

| Höchste Spannung für Betriebsmittel ( $U_m$ )<br>kV<br>(Effektivwert) | Genormte Bemessungs-Schaltstoßspannung                |                                     |  | Genormte Bemessungs-Blitzstoßspannung <sup>b)</sup><br>kV<br>(Scheitelwert) |
|---|---|-------------------------------------|--|---|
|   | Längsisolierung <sup>a)</sup><br>kV<br>(Scheitelwert) | Leiter-Erde<br>kV<br>(Scheitelwert) | Leiter-Leiter<br>(Verhältnis<br>Leiter-Leiter zu<br>Leiter-Erde) |   |
| 1 100   | –   | 1 425 <sup>d)</sup>                 | –  | 1 950   |
|   |   |                                     |  | 2 100   |
|   | 1 425   | 1 550                               | 1,70   | 2 100   |
|   |   |                                     |  | 2 250   |
|   | 1 550   | 1 675                               | 1,65   | 2 250   |
|   |   |                                     |  | 2 400   |
| 1 200   | 1 675   | 1 800                               | 1,6  | 2 400   |
|   |   |                                     |  | 2 550   |
|   | 1 550   | 1 675                               | 1,70   | 2 100   |
|   |   |                                     |  | 2 250   |
|   | 1 675   | 1 800                               | 1,65   | 2 250   |
|   |   |                                     |  | 2 400   |
|   | 1 800   | 1 950                               | 1,60   | 2 550   |
|   |   |                                     | 2 700  |   |

Die erforderlichen Stehspannungen zwischen den Leitern ergeben sich aus den in der Tabelle angegebenen Faktoren, die das Verhältnis der Leiter-Leiter- zu den Leiter-Erdspannungen beschreiben. Die Bandbreite von 1,6 bis 1,7 deckt sich mit den Anforderungen aus den verschiedenen Netzstudien.

### 3.4.3.2 Minimale Schlagweiten in Luft

Neben den Spannungswerten enthält das Amendment auch die empfohlenen minimalen Schlagweiten verschiedener Anordnungen in Luft für die Spannungen des UHV-Bereichs in Bezug auf

- Blitzstoßspannung für die Anordnungen Stab-Konstruktion und Leiter-Konstruktion (Rod-Structure und Conductor-Structure)
- Schaltstoßspannung Leiter-Erde für die Anordnungen Stab-Konstruktion und Leiter-Konstruktion (Rod-Structure und Conductor-Structure)
- Schaltstoßspannung Leiter-Leiter für die Anordnungen parallele Leiter und Stab-Leiter (Conductors parallel und Rod-Conductor)

Den Schlagweiten für Blitzstoßspannung (Bild 3.8) liegt die in IEC 60071-2 Annex G angegebene Gleichung mit einer linearen Abhängigkeit zwischen Spannung und Schlagweite zugrunde:

$$U_{50LI} = k \times 530 \times d \qquad \text{Gl. 3.9}$$

mit

$U_{50LI}$  50 % Durchschlagspannung der betrachteten Anordnung

$d$  Schlagweite in m

$k$  Funkenstreckenfaktor (gap-factor), berücksichtigt den Einfluss der aktuellen geometrischen Anordnung im Verhältnis zur reinen Spitze-Platte-Funkenstrecke

Als Funkenstreckenfaktoren  $k$  wurden mittlere Werte aus den unteren Spannungsebenen für die verschiedenen Anordnungen übernommen.

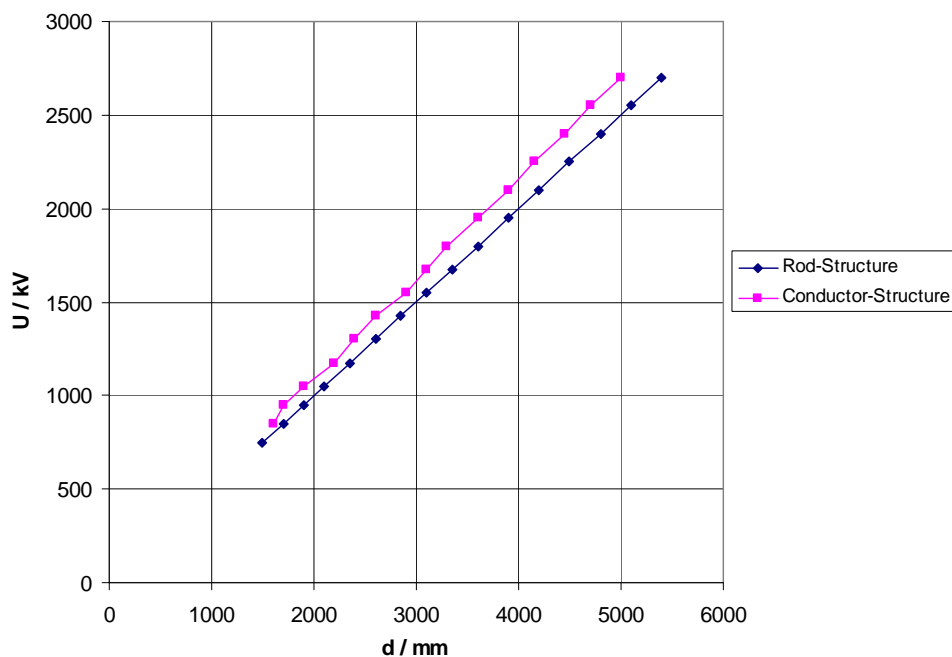


Bild 3.8 Minimale Schlagweiten in Luft für Blitzstoßspannungen nach IEC 60071-1

Wichtiger für Dimensionierungen im Anlagenbau sind die Schlagweiten für die Schaltstoßspannungen gegen Erde und zwischen den Leitern (Bild 3.9). Im Gegensatz zur Blitzstoßspannung nimmt hier die Schlagweite überproportional mit steigender Spannung zu. Die Schlagweiten basieren ebenfalls auf einer in IEC 60071-2 Annex G angegebene Gleichung:

$$U_{50SI} = k \times 500 \times d^{0,6} \quad \text{Gl. 3.10}$$

mit  $k$  und  $d$  wie oben

Bei der Wahl der Gleichung war ausschlaggebend, dass sie für genormte Schaltstoßspannungen bis zu einer Schlagweite von 17 m verifiziert worden ist [PIG-79]. Andere Gleichungen legen oft die Schaltstoßspannung auf Basis der kritischen Scheitelzeit zugrunde, was größere Schlagweiten ergeben würde (siehe dazu Abschnitt 3.5.2.2).

Auch hier wurden als Funkenstreckenfaktoren  $k$  gemittelte Werte aus den unteren Spannungsebenen übernommen. Anhaltswerte für verschiedene typische Leiter-Erde- und Leiter-Leiter-Anordnungen sind ebenfalls im Anhang G der IEC 60071-2 angegeben.

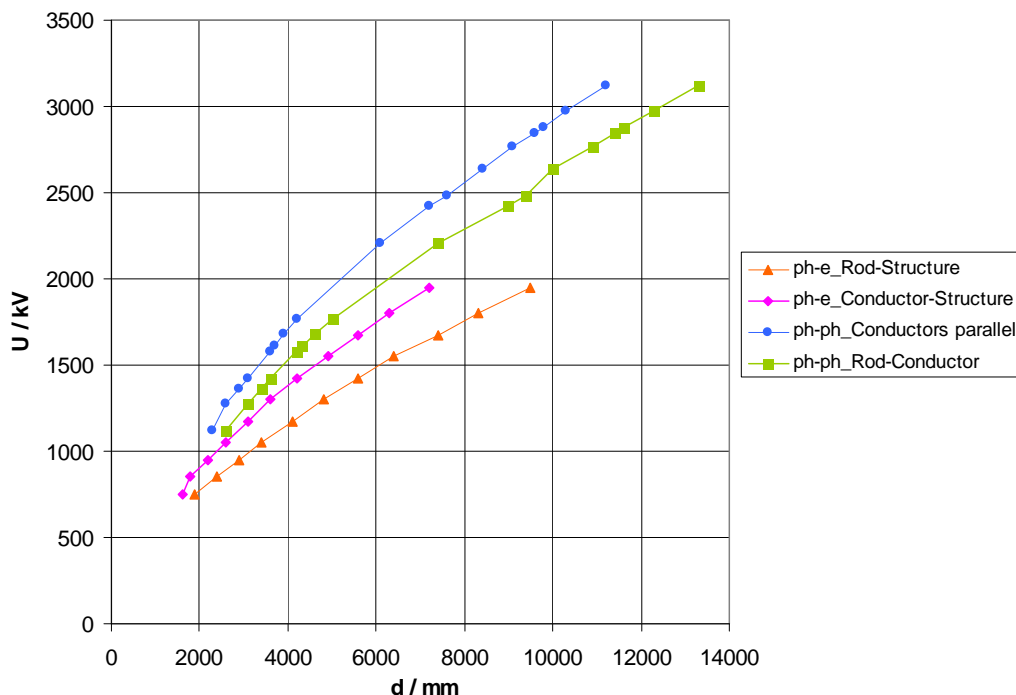


Bild 3.9 Minimale Schlagweiten in Luft für Schaltstoßspannungen Leiter-Erde- (ph-e) und Leiter-Leiter- (ph-ph) Anordnungen nach IEC 60071-1

### 3.4.4 Vergleich der Bemessungsspannungen in den oberen AC-Spannungsebenen

Die Stehspannungen für Blitz- und Schaltstoßspannung nach IEC 60071-1 sind in Bild 3.10 und Bild 3.11 für die Spannungsebenen ab 300 kV als Absolutwerte und bezogen auf die Betriebsspannung graphisch zusammengestellt.

Beim Vergleich der Spannungswerte, sowohl Blitz- als auch Schaltstoßspannung, fällt auf, dass mit zunehmender Systemspannung die Stehstoßspannungen bezogen auf die jeweilige Betriebsspannung gravierend abfallen. Von 4,29 – 3,47 p.u. in der 300 kV Ebene reduzieren sich die Blitzstoßpegel im Mittel um 37 % auf 2,76 - 2,14 p.u. in der 1200 kV Ebene (Bild 3.10). Mit den Stehschaltstoßspannungen verhält es sich ähnlich. In der 300 kV Ebene liegen die Werte bei 3,06 – 3,47 p.u. und in der 1200 kV Ebene bei 1,71 – 1,99 p.u., was einer mittleren Reduzierung von 43 % entspricht (Bild 3.11).

Die Höhe der Stehspannungen in den seit langer Zeit und in großer Zahl in Betrieb befindlichen Übertragungsnetzen 300 kV bis 550 kV ist vor dem Hintergrund der gewachsenen Strukturen zu betrachten. Der Einsatz von Funkenstreckenableitern, bei denen eine größere Marge zwischen Schutzpegel und Stehspannung angesetzt werden musste, sowie der zahlenmäßig geringe Einsatz von Ableitern in den unteren Spannungsebenen führten zu höheren Bemessungsspannungen. Weiterhin machte die enge Vermaschung der Netze eine präzise Vorhersage der Überspannungsvorgänge mit den Netzberechnungsmethoden der Vergangenheit nur mit Einschränkungen möglich, so dass höhere Sicherheiten angesetzt werden mussten.

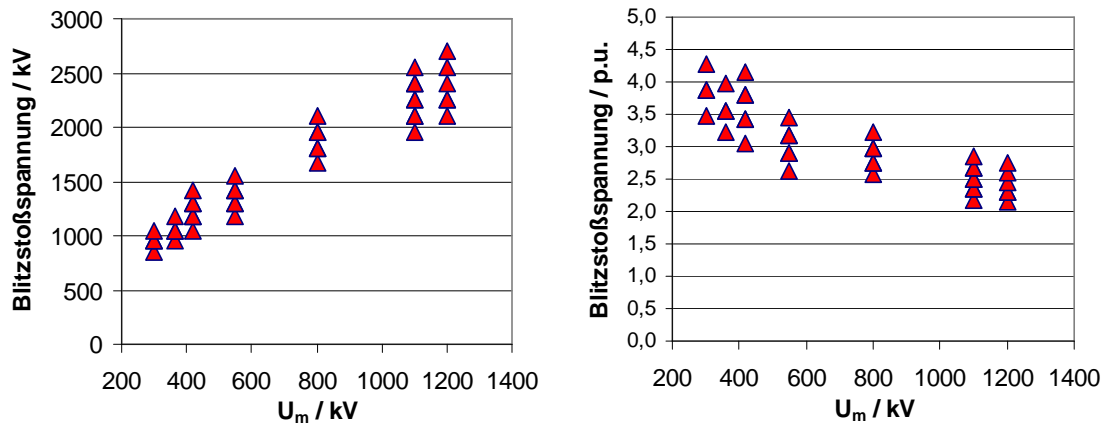


Bild 3.10 Blitzstoßspannungen nach IEC 60071-1 mit den UHV-Ergänzungen

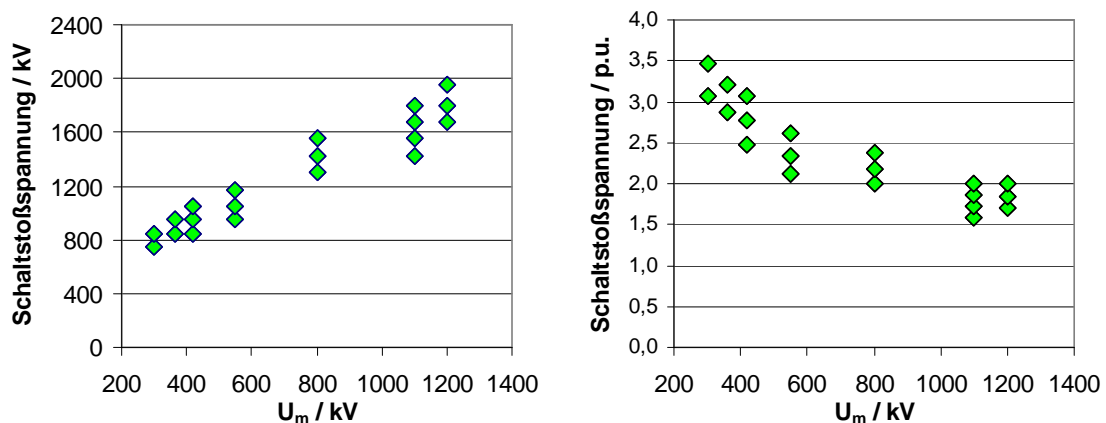


Bild 3.11 Schaltstoßspannungen nach IEC 60071-1 mit den UHV-Ergänzungen

Als wesentliche Gründe für die geringen Stehspannungen in den UHV-Systemen können folgende Punkte genannt werden:

- Durch die relativ einfachen Netzaufbauten für die Übertragungen über lange Entfernungen liegt nicht die starke Vermaschung wie in den Netzen der unteren Spannungsebenen vor. Wanderwellenvorgänge führen weniger zu Reflektionen an offenen Leitungsenden und Netzknoten.
- Moderne Netzberechnungsverfahren verbunden mit der Überschaubarkeit des Netzes bieten eine höhere Sicherheit zur Erfassung aller möglichen Überspannungsverläufe.
- Die Vorteile durch den Einsatz von modernen Überspannungsableitern können in die Netzplanungen einfließen. Die Erfahrungen mit Ableitern in den nächst niedrigeren Spannungsebenen und in den Pilotprojekten der UHV-Ebenen ermöglichen die Reduzierung der Stehspannungen durch die Reduzierung der Differenz zwischen den Ableiterschutzpegeln und den Stehspannungen.
- Bezüglich der Schaltstoßspannungen bieten sich die Möglichkeiten zur Reduzierung der langsam ansteigenden Überspannungen durch den konsequenten Einsatz von Ein- und Ausschaltwiderständen an den Leistungsschaltern und auch deren kontrolliertes Schalten (controlled switching). Dabei wird die Schalthandlung mit der Betriebswechselspannung so synchronisiert, dass hohe Schaltüberspannungen vermieden werden.

### 3.5 Dimensionierende Gesichtspunkte bei der Auswahl der Spannungspegel

Im Folgenden sollen einige Gesichtspunkte betrachtet werden, die bei der Auswahl der Spannungspegel im UHV-Bereich von Bedeutung sind. Neben Aspekten, die direkt die Isolationskoordination betreffen (zu Blitz- und Schaltstoßspannungen), werden weitere Punkte aufgenommen, die unmittelbar daran anknüpfend für die Dimensionierung von Anlagen und Geräten aus Sicht der hochspannungstechnischen Fragen wichtig sind.

#### 3.5.1 Blitzstoßspannung

##### 3.5.1.1 Blitzüberspannungsberechnung nach IEC 60071-2

Eine vereinfachte Vorgehensweise zur Berechnung der erforderlichen Stehspannungen in einem Netz ist in IEC 60071-2 beschrieben. Auf Basis der Angaben für ein UHV-Netz wird die Berechnung für Blitzüberspannungen zur Veranschaulichung der Einflussgrößen hier verkürzt dargestellt und mit dem Isolationspegel des geplanten Netzes verglichen.

Neben dem Schutzpegel der Überspannungsableiter sind die Steilheit der Überspannung und die Entfernung zwischen Ableiter und dem zu schützenden Betriebsmittel die entscheidenden Größen für die Berechnung der repräsentativen Überspannung.

$$U_{rp} = U_{pl} + 2 \times S \times T \quad \text{Gl. 3.11}$$

$U_{rp}$  repräsentative Blitzüberspannungsamplitude (kV)

$U_{pl}$  Blitzschutzpegel des Überspannungsableiters (kV)

$S$  Steilheit der einlaufenden Blitzüberspannung (kV /  $\mu$ s)

$T$  Laufzeit der Blitzüberspannung ( $\mu$ s)

mit  $T = L / c$

$L$  Ableiter-Entfernung, Abstand zu den zu schützenden Betriebsmitteln (Ableiterhöhe und Verbindungsleitungen in m)

$c$  Lichtgeschwindigkeit (300 m /  $\mu$ s)

Unter direkter Einbeziehung des Blitzverhaltens der angeschlossenen Freileitungen und einer akzeptablen Fehlerrate kann die Steilheit  $S$  berechnet werden.

$$S = \frac{1}{K_{co}(L_{sp} + L_a)} \quad \text{Gl. 3.12}$$

$K_{co}$  Korona-Dämpfungskonstante ( $\mu$ s / (kV m))

$L_{sp}$  Spannfeldlänge (m)

$L_a$  Freileitungsabschnitt mit einer akzeptablen Fehlerrate (m)

mit

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \quad \text{Gl. 3.13}$$

## Hochspannungstechnische Anforderungen

---

$R_a$  akzeptable Fehlerrate für ein Betriebsmittel (1/a)

$R_{km}$  akzeptable Blitzüberschlagsrate pro Jahr auf der Freileitung (1 / (m a))

Über  $U_{rp}$  und  $S$  kommt man zur Koordinationsstehspannung  $U_{cw}$ , die die Erfahrungen mit einer bestimmten Leitungskonstruktion und der Wirkung des Abstands zwischen Ableiter und Betriebsmittel beinhalten. Die kleinste Anzahl  $n$  der an die Station angeschlossenen Leitungen wird zur Berücksichtigung des Reflektionsverhaltens hier mit eingesetzt.

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{(L_{sp} + L_a)} \quad \text{Gl. 3.14}$$

$U_{cw}$  Koordinationsstehspannung

$n$  Anzahl der an die Station angeschlossenen Freileitungen ( $n=1$  oder  $n=2$ )

$A = 2/(K_{co} * c)$  Spannung nach Tabelle F.2 in IEC 60071-2, die das Blitzverhalten der angeschlossenen Leitungen beschreibt.

Anzumerken sei hier, dass auf Basis der IEC 60071-2 die Herleitung der Gleichung für  $U_{cw}$  nur schwer nachzuvollziehen ist und das Verständnis für die Hintergründe nicht klar wird. Dazu sei auf die in IEC 60071-2 angegebene Literatur verwiesen. Hier sollen lediglich einige Eckwerte in die Gleichung für  $U_{cw}$  zur prinzipiellen Veranschaulichung eingesetzt werden.

Basis für eine Beispielberechnung sind die Angaben für eine Station im indischen UHV-Netz mit  $U_m = 1200$  kV [NAY-09]. Fehlende Angaben werden angenommen oder soweit wie möglich aus IEC 60071-2 entnommen. Folgende Größen werden für eine Beispielrechnung zugrunde gelegt:

$$U_{pl} = 1700 \text{ kV [NAY-09]}$$

$$L = 35 \text{ m [NAY-09]}$$

$$L_{sp} = 500 \text{ m (Annahme)}$$

$$R_a = 0,0025 / a \text{ (angenommene Fehlerrate für Betriebsmittel: 1 Fehler in 400 Jahren, mittlerer Wert aus IEC 60071-2)}$$

$$R_{km} = 0,00001 \text{ (angenommene Fehlerrate: 1 Fehler pro Jahr auf 100 km Freileitung)}$$

$$n = 2 \text{ (aus IEC 60071-2)}$$

$$A = 17000 \text{ kV (aus IEC 60071-2 für Sechser- oder Achterbündelleiter)}$$

Mit diesen Angaben kann die Koordinationsstehspannung  $U_{cw}$  berechnet werden (Tabelle 3.6; Spalte unter „Basis“). In der Praxis werden für die geplanten Netze moderne Berechnungsverfahren eingesetzt, die sicherlich auch die Einflussgrößen der vereinfachten Vorgehensweise nach IEC beinhalten, aber präzisere Aussagen zu den einzelnen Konfigurationen und deren Parameter ergeben sollten.

Im weiteren Schritt der Isolationskoordination wird die erforderliche Stehspannung  $U_{rw}$  unter Berücksichtigung des Sicherheitsfaktors und des Höhenkorrekturfaktors berechnet.

$$U_{rw} = K_s \times K_a \times U_{cw} \quad \text{Gl. 3.15}$$

mit

$$K_s = 1,05 \text{ Sicherheitsfaktor (aus IEC 70071-2 für Freiluftisolation)}$$

$$K_a = 1,13 \text{ Höhenkorrekturfaktor (entspricht 1000 m Aufstellungshöhe)}$$

Im letzten Schritt wird die nächsthöhere Stehspannung  $U_w$  aus der Reihe genormter Spannungswerte gewählt, die über der berechneten erforderlichen Stehspannung  $U_{rw}$  liegt.

## Hochspannungstechnische Anforderungen

Für  $U_{rw}$  ergibt sich mit den oben genannten Werten die erforderliche Stehspannung  $U_{rw} = 2.489$  kV. Die aus IEC 60071 auszuwählende nächst höhere Stehspannung  $U_w$  beträgt 2550 kV.

Zur Veranschaulichung des oben beschriebenen Rechenweges sind in Tabelle 3.6 die Ergebnisse bei Variation einzelner Parameter (farbig markiert) dargestellt. Bei Variation der Fehlerraten erreicht man eine um ca. 100 kV niedrigere Stehspannung, wenn die angesetzte Fehlerrate auf der Freileitung halbiert wird; das gleiche gilt, wenn die zulässige Fehlerrate für die Betriebsmittel verdoppelt wird.

Tabelle 3.6 Blitzstoß-Stehspannungsberechnungen für  $U_m = 1200$  kV nach IEC 60071-2 mit Variation einzelner Parameter (farbig hinterlegt) im Vergleich zur Basisannahme (erste Spalte)

| Parametervariation:                                |          |         | Basis        | Fehlerraten  |              |              | Schutzbereich | Schutzpegel  | Höhe ü. NN   |              | Innere Isolation |
|--|----------|---------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|------------------|
| $U_{cw} = U_{pl} + A/n * L / (L_{sp} + L_a)$       |          |         |              |              |              |              |               |              |              |              |                  |
| Blitzschutzpegel des Überspannungsableiters        | $U_{pl}$ | kV      | 1700         | 1700         | 1700         | 1700         | 1700          | 1800         | 1700         | 1700         | 1700             |
| $A = 2 / (K_{co} * c)$<br>nach Tabelle F.2 in 71-2 | A        | kV      | 17000        | 17000        | 17000        | 17000        | 17000         | 17000        | 17000        | 17000        | 17000            |
| Anzahl der Freileitungen (n=1 oder n=2)            | n        | -       | 2            | 2            | 2            | 2            | 2             | 2            | 2            | 2            | 2                |
| Standort-Entfernung (Anlagenlaufzeit)              | L        | m       | 35           | 35           | 35           | 70           | 35            | 35           | 35           | 35           | 35               |
| Spannfeldlänge                                     | $L_{sp}$ | m       | 500          | 500          | 500          | 500          | 500           | 500          | 500          | 500          | 500              |
| $L_a = R_a / R_{km}$                               |          |         |              |              |              |              |               |              |              |              |                  |
| Freileitungsabschnitt mit akzeptabler Fehlerrate   | $L_a$    | m       | 250          | 500          | 500          | 250          | 250           | 250          | 250          | 250          | 250              |
| Jahre pro Fehler für Betriebsmittel                |          |         | 400          | 400          | 200          | 400          | 400           | 400          | 400          | 400          | 400              |
| akzeptable Fehlerrate für ein Betriebsmittel       | $R_a$    | 1 / a   | 0,0025       | 0,0025       | 0,0050       | 0,0025       | 0,0025        | 0,0025       | 0,0025       | 0,0025       | 0,0025           |
| Freileitungsfehler pro 100 km und Jahr             |          |         | 1            | 0,5          | 1            | 1            | 1             | 1            | 1            | 1            | 1                |
| Freileitungsausfallrate pro Jahr                   | $R_{km}$ | 1 / m a | 1*E-5        | 0,5*E-5      | 1*E-5        | 1*E-5        | 1*E-5         | 1*E-5        | 1*E-5        | 1*E-5        | 1*E-5            |
| <b>Koordinationsstehspannung</b>                   | $U_{cw}$ | kV      | <b>2.097</b> | <b>1.998</b> | <b>1.998</b> | <b>2.493</b> | <b>2.197</b>  | <b>2.097</b> | <b>2.097</b> | <b>2.097</b> |                  |
| $U_{rw} = K_s * K_a * U_{cw}$                      |          |         |              |              |              |              |               |              |              |              |                  |
| Sicherheitsfaktor                                  | $K_s$    |         | 1,05         | 1,05         | 1,05         | 1,05         | 1,05          | 1,05         | 1,05         | 1,15         |                  |
| Höhenkorrekturfaktor                               | $K_a$    |         | 1,13         | 1,13         | 1,13         | 1,13         | 1,13          | 1,06         | 1,28         | 1,00         |                  |
| Aufstellungshöhe                                   | H        | m       | 1000         | 1000         | 1000         | 1000         | 1000          | 500          | 2000         | 0            |                  |
| <b>erforderliche Stehspannung</b>                  | $U_{rw}$ | kV      | <b>2.489</b> | <b>2.371</b> | <b>2.371</b> | <b>2.960</b> | <b>2.608</b>  | <b>2.341</b> | <b>2.814</b> | <b>2.411</b> |                  |
| Stehblitzstoßspannung                              | $U_w$    | kV      | 2550         | 2400         | 2400         | >2700        | 2700          | 2400         | >2700        | 2550         |                  |

Einen gravierenden Einfluss hat der Schutzbereich des Ableiters. Die in der Basisrechnung angesetzte Entfernung  $L = 35$  m ist für die Freilufttechnik bei der Größe der UHV-Geräte ein Minimum an Abstand zwischen Ableiter und zu schützendem Gerät, wie es bei einem Ableiter direkt am Transformator gegeben wäre. Geräte innerhalb der Anlage haben einen wesentlich größeren Abstand zum Ableiter. Mit einer angenommenen Größe von  $L = 70$  m kommt man auf eine extrem höhere erforderliche Stehspannung von 2.960 kV.

Der Schutzpegel des Ableiters geht als Basisgröße direkt in die Berechnung ein. Mit einem um 100 kV erhöhten Schutzpegel  $U_{pl}$  erhöht sich die Koordinationsstehspannung ebenfalls um 100 kV. Durch die Korrekturfaktoren wird die Differenz zur Basisrechnung auf 119 kV erhöht.

Bei der Betrachtung der Aufstellungshöhe geht man in der Regel von den standardisierten normalen Betriebsbedingungen aus, die 1000 m beinhalten. Bei einem neu auszulegenden



Netz oder Leitungsabschnitt kann aber auf Grund der örtlichen Gegebenheiten durchaus eine niedrigere Höhe angesetzt werden. Beschränkt man die Höhe auf 500 m reduziert sich die erforderliche Stehspannung um 147 kV auf 2.341 kV. Eine angenommene Aufstellungshöhe von 2.000 m erfordert dagegen eine um 13 % höhere erforderliche Stehspannung von 2.814 kV.

Bei einer Festlegung der erforderlichen inneren Isolation ist die Einschränkung zu sehen, dass die IEC 60071-2 im Wesentlichen von einer Betrachtung der Freiluftisolation ausgeht. Die innere Isolation einer gasisolierten Schaltanlage mit gegebenenfalls integriertem Ableiter wird nicht betrachtet. Bei der inneren Isolation der Freiluftgeräte wird aber vom gleichen Ansatz ausgegangen und somit die gleiche Koordinationsstehspannung  $U_{cw}$  angesetzt. Lediglich die Korrekturfaktoren  $K_a$  und  $K_s$  sind entsprechend zu wählen. Eine Höhenkorrektur kommt nicht zum Tragen ( $K_a = 1$ ) und für den Sicherheitsfaktor wird hier  $K_s = 1,15$  angesetzt, wie in IEC 60071-2 empfohlen. Damit erhält man eine etwas niedrigere erforderliche Stehspannung von 2.411 kV.

Die große Varianz der Ergebnisse ergibt sich aus den Annahmen für die Einflussgrößen in dieser vereinfachten Berechnung nach IEC 60071-2. Die ausgewählte Stehblitzstoßspannung für das indische 1200 kV Netz beträgt 2400 kV für die innere und äußere Isolation. Welche Parameter hierfür zugrunde gelegt wurden und wie die Berechnungen dazu durchgeführt wurden, ist nicht bekannt. Auf eine weitergehende Interpretation der Beispielrechnungen mit den großen Unterschieden in der letztlich festzulegenden Stehspannung  $U_w$  wird deshalb hier verzichtet.

### 3.5.1.2 Zeitparameter der Blitzüberspannungen

Dimensionierungen und Prüfungen zur Blitzstoßspannungsbeanspruchung basieren auf der genormten Spannungsform 1,2/50  $\mu$ s, die in der Klassifizierung der Überspannungen die schnellen transienten Vorgänge mit Anstiegszeiten von 0,1  $\mu$ s bis 20  $\mu$ s abdecken sollen (Tabelle 3.1). Auswirkung hat die Spannungssteilheit auf die Festigkeit in Luft (Spannungs-Zeit-Kennlinie), und bei inneren Isoliersystemen kann sie Auswirkungen auf die Feststoffisolationen und auf die Wicklungsisolation von Transformatoren und Wandlern, sowie auf die Steuerbeläge in Durchführungen haben. Eine reine Gasisolation mit SF<sub>6</sub> ist dagegen relativ unempfindlich auf Änderungen in der Stirnzeit.

Blitzüberspannungen werden durch direkte Blitzeinschläge in die Leiter oder durch rückwärtige Überschläge verursacht. Durch Koronadämpfung reduziert sich die Steilheit der in der Anlage ankommenden Spannungsstirn mit steigender Entfernung von der Anlage. Damit ergeben sich bei Naheinschlägen die größten Steilheiten. Insbesondere in den oberen Spannungsebenen kann man davon ausgehen, dass durch geeignete Konstruktion der Freileitungen das Auftreten von Blitzüberspannungen begrenzt werden kann. Konstruktive Maßnahmen für die Begrenzung des Auftretens sind:

- für direkte Leiterseileinschläge eine bestmögliche Auslegung der Erdseilschirmung;
- für rückwärtige Überschläge die Reduzierung der Masterdungsimpedanz

Weiterhin sind wegen des hohen Isoliervermögens in den oberen Spannungsebenen rückwärtige Überschläge weniger wahrscheinlich als in den unteren Spannungsebenen. Sie sind nach IEC 60071-2 in Netzen mit 500 kV und darüber selten. In Anbetracht der Wichtigkeit der Verbindungen ist es naheliegend, dass in den UHV-Ebenen die konstruktiven Möglichkeiten zur Begrenzung der Blitzüberspannungen konsequent umgesetzt und damit große Steilheiten vermieden werden. Detaillierte Betrachtungen zu den Überspannungen durch Leiterseileinschläge bzw. rückwärtige Überschläge werden z.B. in [TAK-10a; TAK-10] angestellt.

Für die rechnerischen Betrachtungen der Belastungen durch Blitzüberspannungen wird in der Regel eine Rampe mit konstanter Anstiegszeit im Bereich von  $1\ \mu\text{s}$  angesetzt. Damit wird die höchste Steilheit unabhängig von der Blitzstromamplitude angenommen, die in der Nähe des Strommaximums auftreten kann. Nach [OKA-09] bleibt dabei unberücksichtigt, dass die Stirnzeiten mit steigender Stromstärke abnehmen. Berücksichtigt man diese Abhängigkeit bei Berechnungen der Spannungsbelastungen für Anlagen und Geräte im Rahmen der Isolationskoordination, ergeben sich auf Grund der verlängerten Stirnzeit geringere Überspannungsamplituden, was wiederum eine Verringerung der erforderlichen Stehspannungen zur Folge haben würde. Bild 3.12 zeigt beispielhaft die Spannungsbelastung an einem GIS-Leistungsschalter in einer UHV-Anlage unter der Annahme verschiedener Steilheiten eines nahe der Anlage aufgetretenen rückwärtigen Überschlags. Bei einer Steilheit von einer Mikrosekunde oder weniger liegt das Spannungsmaximum bei 2622 kV und mit  $1,7\ \mu\text{s}$  nur noch bei 2137 kV, was einer Reduzierung von 18 % entspricht.

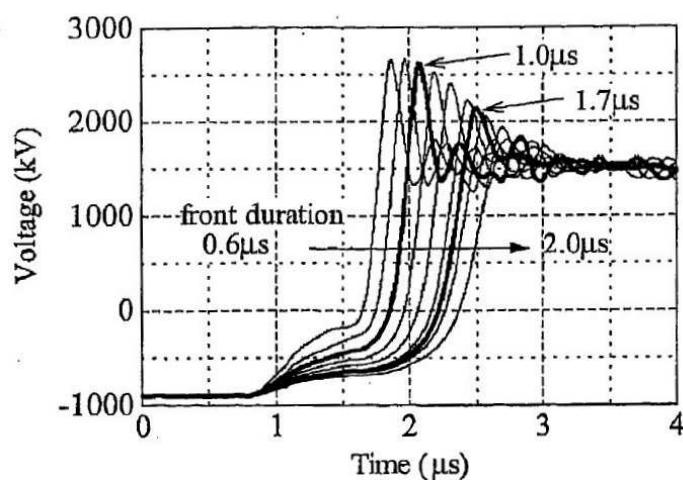


Bild 3.12 Abhängigkeit der Überspannungsamplitude an einem GIS-Leistungsschalter bei Variation der Spannungssteilheit [OKA-09]

Ein weiterer Gesichtspunkt zur Steilheit der Blitzüberspannungen ist die zeitliche Entladungsentwicklung eines Blitzes, die zu hinterfragen ist. Nach einer generellen Herleitung von Alexandrov [ALE-06] können durch die physikalische Entladungsentwicklung keine der genormten Blitzstoßspannung  $1,2/50\ \mu\text{s}$  entsprechende steile Spannungsanstiege bei einem Blitzeinschlag entstehen. Nach einem direkten Blitzeinschlag in ein Leiterseil sind lediglich Blitzströme mit einer Anstiegszeit von  $7\ \mu\text{s}$  bis  $10\ \mu\text{s}$  und einer Zeitdauer von  $20\ \mu\text{s}$  bis  $30\ \mu\text{s}$  zu erwarten. Die sehr steilen Spannungsanstiege um  $1\ \mu\text{s}$  können nur durch rückwärtige Überschläge in Anlagennähe eintreten, was aber durch die Gestaltung des Mastes und der Erdseilanordnung ausgeschlossen werden kann. In einer weitergehenden Arbeit [ALE-07] werden gezielt die Blitzstoßparameter für ein 1100 kV System betrachtet. Auf Basis der möglichen Blitzstromparameter und unter Berücksichtigung von Leiterseileinschlägen, rückwärtigen Überschlägen, Koronadämpfung, Ableiterschutz und Reflektionen in der Anlage werden Impulsformen mit verlängerter Stirnzeit für Blitzstoßspannungsprüfungen an 1100 kV-Isolationen empfohlen:

- für Leitungsisolationen                      negativ  $20/250\ \mu\text{s}$                       positiv  $8/50\ \mu\text{s}$
- für Geräteisolationen in Anlagen          negativ  $6/250\ \mu\text{s}$                       positiv  $3/50\ \mu\text{s}$

Folgt man den Überlegungen bezüglich der reduzierten Steilheiten für Blitzbeanspruchungen für UHV-Systeme bietet sich die Möglichkeit den Standard-Prüfspannungsimpuls von  $1,2/50\ \mu\text{s}$  zu verlängern und damit die Problematik der Zeitparametereinhaltung in der Prüfung zu umgehen (siehe Abschnitt 4.3.3.2).

## 3.5.2 Schaltstoßspannung

### 3.5.2.1 Auswahl der Schaltstoßspannungspegel

Schaltüberspannungen sind im UHV-Bereich von erheblicher Bedeutung, weil bei den extremen Spannungshöhen die Schlagweiten in Luft überproportional ansteigen. Die Überspannungen entstehen beim Eintreten eines Erdfehlers (Kurzschluss gegen Erde) und bei dessen Abschaltung, beziehungsweise bei der Wiedereinschaltung der Leitung. Beim Auftreten eines Erdfehlers sehen in erster Linie die Nachbarphasen die Überspannungen. Beim Abschalten der fehlerhaften Phase treten auf dieser dann auch Überspannungen auf, die sich auch auf den noch in Betrieb befindlichen Teil des Systems auswirken. Da Erdfehler nicht ausgeschlossen werden können, müssen deren Auswirkungen genau betrachtet werden.

Die zweite Möglichkeit für das Auftreten von Schaltüberspannungen ist das Zuschalten von Leitungen oder das Wiedereinschalten nach einem Fehlerfall. Maßnahmen zur Reduzierung dieser Überspannungen sind Einschaltwiderstände und Einrichtungen zum kontrollierten Schalten.

Die oben beschriebenen Netzstudien geben Schaltüberspannungen im Bereich von 1,6 p.u. – 1,7 p.u. an. Multipliziert mit dem Sicherheitsfaktor 1,05 für Freiluftisolation und dem Luftdichtekorrekturenfaktor 1,13 für eine maximale Höhe von 1000 m ergibt sich bei diesen Überspannungen 1,9 p.u. bis 2,02 p.u. für die erforderlichen Bemessungstehspannungen.

### 3.5.2.2 Kritische Schaltstoßdurchschlagspannung

Bei den Bemessungsschaltstoßspannungen wird immer von der genormten Spannungsform 250/2500  $\mu$ s ausgegangen, die alle möglichen Anstiegszeiten der langsam ansteigenden transienten Spannungen abdecken soll. Bei den extrem hohen Schaltstoßspannungen muss bei der Auslegung der Schlagweiten in Luft berücksichtigt werden, dass die Spannungsfestigkeit auch von der Form der Stoßspannung abhängig ist.

Bild 3.13 zeigt eine Zusammenstellung verschiedener Untersuchungen mit positiver Schaltstoßspannung an Stab-Platte Anordnungen bis zu 25 m Schlagweite. Mit länger werdenden Scheitelzeiten nimmt die Spannungsfestigkeit ab, um dann bei sehr langen Zeiten wieder anzusteigen. Das Minimum der Scheitelzeit (critical time to crest) verschiebt sich mit steigender Schlagweite und Überschlagsspannung zu längeren Zeiten, so dass sich ein U-förmiger Kurvenverlauf ergibt. [GAL-75; PIG-79]

Die Ausprägungen der U-Kurve sind allerdings nur für die Spitze-Platte-Anordnung eindeutig. Zahlreiche Arbeiten haben sich mit dem Phänomen beschäftigt und versucht eine Systematik auch für andere Anordnungen zu finden. Die „Les Renardières Groupe“ hat in den siebziger Jahren im Rahmen von umfangreichen Untersuchungen zum Durchschlagsverhalten großer Schlagweiten systematische Untersuchungen mit unterschiedlichen Funkenstreckengeometrien durchgeführt [LES-72; LES-74; LES-75]. Bild 3.14 zeigt die Abhängigkeit der Durchschlagspannung von der Scheitelzeit  $T_{cr}$  für Funkenstrecken mit den Elektrodenspitzen Konus (Cone) bzw. Kugel (Sphere). Deutlich zu erkennen ist, dass nur die konische Elektrode, die einer Spitze nahe kommt, die typische U-förmigen Abhängigkeit mit dem Minimum im Bereich von 800  $\mu$ s zeigt. In weiteren Untersuchungen wurde später versucht, für Luftfunkenstrecken einen kritischen Krümmungsradius zu definieren, was allerdings die praktischen Anordnungen auch nicht ausreichend erfasst [PIG-79].

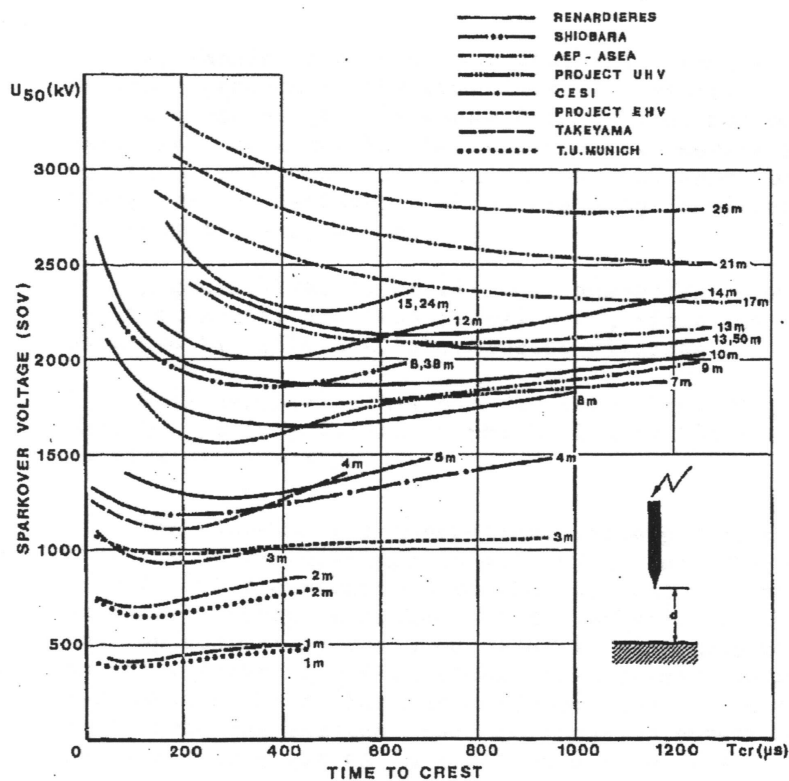


Bild 3.13 Festigkeiten ( $U_{D50}$ ) von Spitze-Platte-Anordnungen bei Schaltstoßspannungen in Abhängigkeit von der kritischen Scheitelzeit (Time-to-Crest) [GAL-75]

Sind Isolatoren in der Isolierstrecke, lässt sich noch weniger eine Systematik aufbauen. Bild 3.15 zeigt beispielsweise Kurvenverläufe für Anordnungen mit Isolatoren. Eine Verschiebung der minimalen Durchschlagspannung weit über die 250  $\mu\text{s}$  ist nicht zu erkennen und in dem rechten Beispiel ist überhaupt keine Abhängigkeit von der Scheitelzeit erkennbar [COR-85; GAL-75].

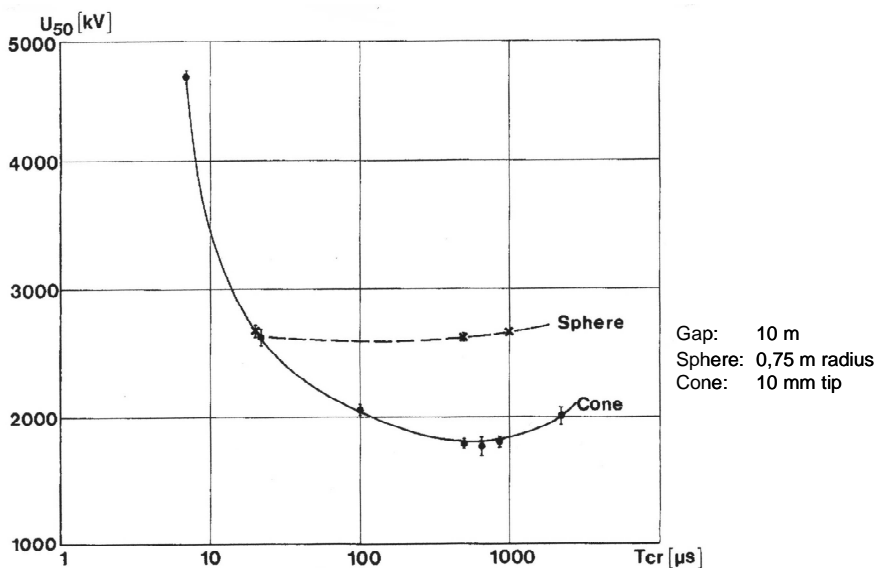


Bild 3.14 Abhängigkeit der Durchschlagspannung von der Scheitelzeit für eine 10 m Funkenstrecke mit den Elektrodenspitzen Konus (cone) und Kugel (sphere) [LES-74]

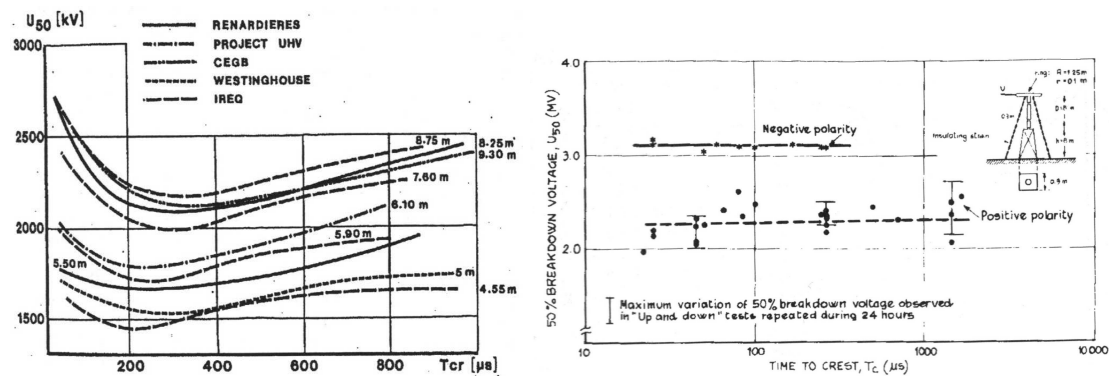


Bild 3.15 Tendenzen der Festigkeiten ( $U_{D50}$ ) von Anordnungen mit Isolatoren bei Schaltstoßspannungen in Abhängigkeit von der Scheitelzeit (Time-to-Crest) links: Isolatorketten im Mastbild [GAL-75], rechts: Isolator mit Ringelektrode [COR-85]

Folgende Einschränkungen lassen sich aus den verschiedenen Untersuchungen zur minimalen Durchschlagfestigkeit mit Schaltstoßspannungen ableiten:

- Die Abweichung der minimalen Durchschlagspannung zwischen Standardwellenform zur minimalen Durchschlagspannung mit verlängerter Stirnzeit kommt erst oberhalb von 8 m Schlagweite und 1,8 MV Durchschlagspannung verstärkt zum Tragen und ist nur für Spitze-Platte-Anordnungen eindeutig.
- Mit größer werdender Elektrode (Kugel-Platte- oder Leiter-Platte-Anordnungen) wird die U-Kurve flacher und das Minimum der Durchschlagspannung verschiebt sich zu kürzeren Zeiten.
- Isolatoren in der Isolierstrecke führen zu kürzeren kritischen Scheitelzeiten oder auch zu einer Unabhängigkeit der Durchschlagspannungshöhe von der Scheitelzeit.
- Der Einfluss von Isolatoren mit ihren Armaturen auf die Durchschlagfestigkeit vergleichbarer reiner Luftstrecken ist so groß, dass die theoretischen Ansätze über die reinen Luftstrecken ohnehin nicht mehr gültig sind.
- Die Standardabweichungen der 50%-Durchschlagspannungen sind von der Anordnung abhängig. Für Spitze-Platte- sind 5 %, für Leiter-Platte-Anordnungen nur 3 % ermittelt worden. Für komplexere Anordnungen (Spitze-Spitze) und sehr großen Schlagweiten wird von Standardabweichungen bis zu 8 % berichtet [COR-85; LES-74].
- 

Bei der Festlegung der Bemessungsspannungen müssen diese Effekte im UHV-Bereich beachtet werden, weil die einzelnen Einflüsse oft nicht vernachlässigbar sind. Eine prüftechnische Fixierung ist aber für eine bestimmte Anordnung empfehlenswert, weil für die Auslegung von praktischen Isolieranordnungen die Berechnungsmodelle unzureichend sind.

Hilfreich wäre eine oder mehrere eindeutig beschriebene Leiter-Mast-Konfigurationen als Basisanordnungen, um eine einheitliche Bemessungsgrundlage zu schaffen. Solche Basisanordnungen könnten neu festgelegt oder in Anlehnung an Untersuchungen aus der Vergangenheit ausgewählt werden.

### 3.5.2.3 Schlagweitenberechnungen und praktisch ermittelte Durchschlagsspannungen mit Schaltstoßspannung

Für die Berechnung von Schlagweiten für Schaltstoßspannungsbeanspruchung sind in der Vergangenheit verschiedene Gleichungen entwickelt worden. In der Regel basieren sie auf Durchschlagsversuchen an Spitze-Platte-Anordnungen, was den Extremfall für inhomogene Anordnungen darstellt. Speziell für die großen Schlagweiten im UHV-Bereich wurden ausgedehnte Versuchsreihen durchgeführt. Die daraus resultierenden Gleichungen für die Schlagweiten in Abhängigkeit von der Durchschlagsspannung sind mit zum Teil theoretischem Hintergrund weitgehend rein empirisch aufgestellt.

In den Versuchsreihen wurden die 50% Durchschlagsspannungen ausgewertet. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die meisten Untersuchungen auf die Ermittlung der Schlagweiten für die kritischste Spannungsform abzielten. Die dabei ermittelten 50% Durchschlagsspannungen müssen deshalb unterschieden werden zu den Werten, die aus der Beanspruchung mit der genormten Schaltstoßspannungsform 250/2500 µs resultieren, die mit zunehmender Schlagweite höher liegen als die Werte mit kritischer Schaltstoßwellenform.

Im Folgenden sind beispielhaft Gleichungen aus der Literatur mit ihren Randparametern zusammengestellt und in Bild 3.16 vergleichend dargestellt. Der in allen Gleichungen enthaltene Funkenstreckenfaktor  $k$  ist zunächst für die Vergleiche gleich 1,0 gesetzt, was den Ergebnissen der inhomogenen Anordnung Spitze-Platte entspricht.

Für alle Gleichungen gilt

$U_{50(NN)}$  Schaltstoßspannung mit 50 % Durchschlagswahrscheinlichkeit der jeweiligen Quelle

$k$  Funkenstreckenfaktor

$d$  Schlagweite

Gleichung nach IEC 60071-2; Annex G, Gleichung G4 und Paris [PAR-68],  
ohne Bereichseinschränkung für genormte Schaltstoßspannungen 250/2500 µs;  
nach [PIG-79] durch Versuche belegt bis 17 m:

$$U_{50(G4)} = k \times 500 \times d^{0,6} \quad \text{Gl. 3.16}$$

Gleichung nach IEC 60071-2; Annex G, Gleichung G3 und Watanabe [WAT-84]  
ohne Bereichseinschränkung,  
für kritische Anstiegszeiten:

$$U_{50(G3)} = k \times 1080 \times \ln(0,46 \times d + 1) \quad \text{Gl. 3.17}$$

Gleichung nach Gallet [GAL-75]  
für einen Bereich von 1 m bis 21 m und mit Einschränkungen bis 29 m,  
für kritische Anstiegszeiten:

$$U_{50(Ga)} = k \times \frac{3400}{1 + 8/d} \quad \text{Gl. 3.18}$$

Gleichung nach Pigni [PIG-79]

für einen Bereich 13 m bis 27 m als Ergänzung zu  $U_{50(Ga)}$ ,

für kritische Anstiegszeiten:

$$U_{50(Pi)} = k \times 1400 + 55 \times d \quad \text{Gl. 3.19}$$

Die Ergebnisse aus den Gleichungen Gl. 3.16 bis Gl. 3.19 sind in Abhängigkeit von der Schlagweite in Bild 3.16 dargestellt.

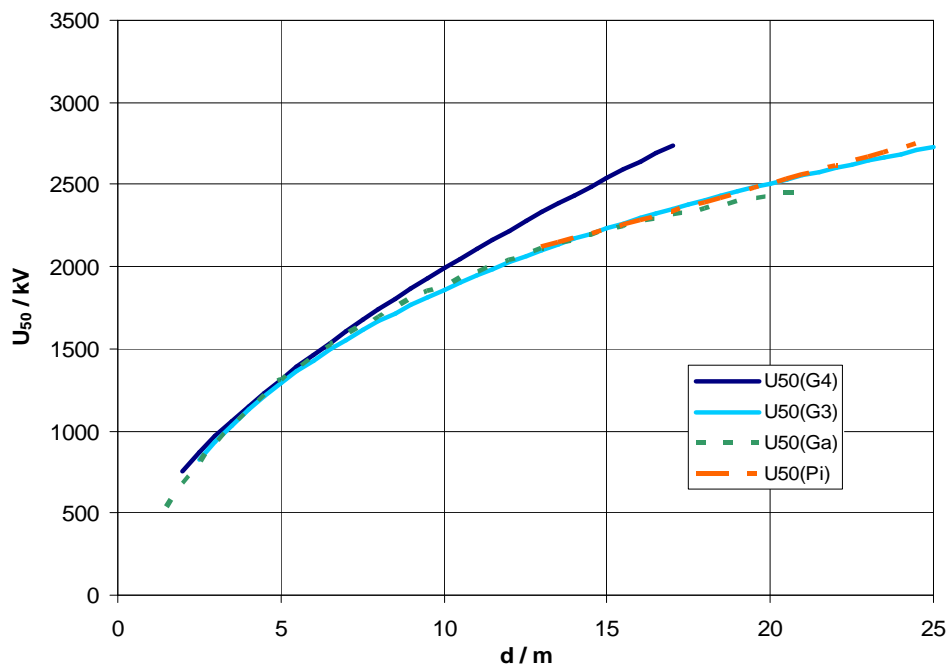


Bild 3.16 Berechnete 50 % Durchschlagspannungen an Spitze-Platte-Anordnungen mit positiver Schaltstoßspannung nach verschiedenen Quellen

Die Durchschlagspannungen mit kritischer Anstiegszeit  $U_{50(G3)}$  und  $U_{50(Ga)}$  zeigen im Schlagweitenbereich bis 18 m eine gute Übereinstimmung. Bei größeren Schlagweiten stimmen  $U_{50(G3)}$  und  $U_{50(Pi)}$  gut überein. Damit kann die in IEC 60071-2 genannte Gleichung G3 (Gl. 3.17) für die kritische Durchschlagspannung als repräsentativ betrachtet werden. Dem gegenüber steht die ebenfalls in IEC 60071-2 genannte Gleichung G4 (Gl. 3.16) für die Normstoßbeanspruchungen, bei der mit steigender Schlagweite höhere Durchschlagswerte erreicht werden. Da für Geräteprüfungen die Normstoßwelle anzuwenden ist, wird in der unten folgenden Betrachtung eigener Messungen die Gleichung G4 angesetzt.

Für die praktische Anwendung muss für die zu untersuchende Anordnung der Funkenstreckenfaktor  $k$  entsprechend dem Homogenitätsgrad eingesetzt werden. IEC 60071-2 gibt dazu einige Beispielanordnungen, weitere sind in der Literatur zu finden [SCH-74]. Der Faktor  $k$  ist definiert als Verhältnis zwischen den 50 %-Durchschlagswerten der zu untersuchenden Anordnung ( $U_{D50}$ ) und der Spitze-Platte-Anordnung ( $U_{D50, Spitze-Platte}$ ):

$$k = \frac{U_{D50}}{U_{D50, Spitze-Platte}} \quad \text{Gl. 3.20}$$

Zur Ermittlung von Schlagweiten für eine gegebene Anordnung und einer vorgegebenen Stehspannung muss neben dem Funkenstreckenfaktor auch noch die Streuung der Durchschlagswerte bekannt sein. Bei der Anwendung statistischer Verfahren in der Isolationskoordination für langsam ansteigende Überspannungen wird eine modifizierte Weibull-Verteilung empfohlen, weil über sie die Randparameter einfacher beschrieben

werden können, als über die traditionsgemäß verwendete Gaußsche Verteilung für Durchschlagspannungsversuche. Zur Beschreibung der Unterschiede sei hier nur auf die IEC 60071-2 verwiesen. Für beide Verteilungen gilt, dass über die 50%-Durchschlagswerte und die Standardabweichung die Stehwahrscheinlichkeit einer Isolieranordnung beschrieben werden kann. Die Standardabweichung  $\sigma$  beschreibt die Streuung der Überschlagnspannungen und ist als Differenz zwischen den Spannungen definiert, die den Überschlagnwahrscheinlichkeiten 50 % und 16 % entsprechen.

Damit lassen sich z.B. folgende Spannungen mit einer Überschlagnwahrscheinlichkeit von 10 % ( $U_{D10}$ ) bzw. 2 % ( $U_{D2}$ ) bestimmen:

$$U_{D10} = U_{50} (1 - 1,3 x \sigma) \quad \text{Gl. 3.21}$$

$$U_{D2} = U_{50} (1 - 3 x \sigma) \quad \text{Gl. 3.22}$$

$$U_0 = U_{50} (1 - 4 x \sigma) \quad \text{Gl. 3.23}$$

Als  $U_{D10}$  sind allgemein gültig die Bemessungsspannungen definiert, die man mit dem standardisierten Prüfverfahren 15/2 (15 Impulse mit max. 2 Überschlagnen) erhält.  $U_{D2}$  beinhaltet eine wesentlich höhere Sicherheit und wird im Folgenden als sichere Stehspannung für Grenzwertprüfungen an Geräten bezeichnet.  $U_0$  ist definiert als Abbruchwert, unter dem keine Überschlagn mehr auftreten.

Anhand eigener Versuche sollen diese Schritte nachvollzogen werden, um die Korrelation von Messwerten mit diesen Berechnungen zu betrachten. Zur Dimensionierung von Abschirmtoroiden wurden Versuche zur Höhe der Durchschlagspannungen diverser Ringvarianten bei unterschiedlichen Schlagweiten  $d$  durchgeführt. Dazu wurden die Ringe in waagerechter Position auf einem Stützisolator mit einstellbarem Abstand zu einer Wandnachbildung geprüft. Es wurden Grenzwerte für eine sichere Stehspannung gegen die geerdete Wandnachbildung ermittelt. Die gemessenen Werte für einen dieser Ringe sind der Tabelle 3.7 zu entnehmen. Bild 3.17 zeigt den Torus als Abschirmring am Ende einer Leistungsschalter-Unterbrechereinheit.

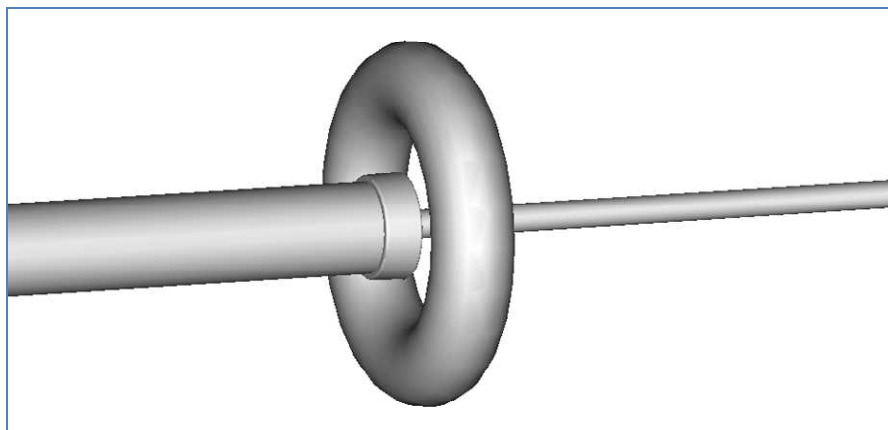


Bild 3.17 Untersucher Torus am Ende einer Leistungsschalter-Unterbrechereinheit

Als bewährtes Verfahren zur Ermittlung dieser sicheren Stehspannungen wird die Spannung dabei zunächst in 5 %-Schritten bis zum Durchschlag gesteigert. Anschließend wird die Spannung schrittweise um 3 % reduziert bis ein 15/0 Stehwert  $U_{steh}$  erreicht wird, das heißt, bei 15 Stößen darf kein Durchschlag mehr auftreten. Dieses Verfahren führt näherungsweise zu einem Spannungswert, der der 2%-Überschlagnspannung  $U_{D2}$  gleichgesetzt wird.

Für die Standardabweichung der Durchschlagverteilung bei Schaltstoßspannung wird in IEC 60071-2 ein Wert von 6 % genannt. In der Literatur wird für die Durchschlagfestigkeiten in Luft relativ wenig hinsichtlich der Standardabweichungen beschrieben. In [CAR-76; PIG-79; YAM-02] wird als übliche Standardabweichung 4 % bis 5 % genannt. Aus eigenen



Versuchen ergaben sich für große Schlagweiten Standardabweichungen im Bereich von 2 % bis 8 %.

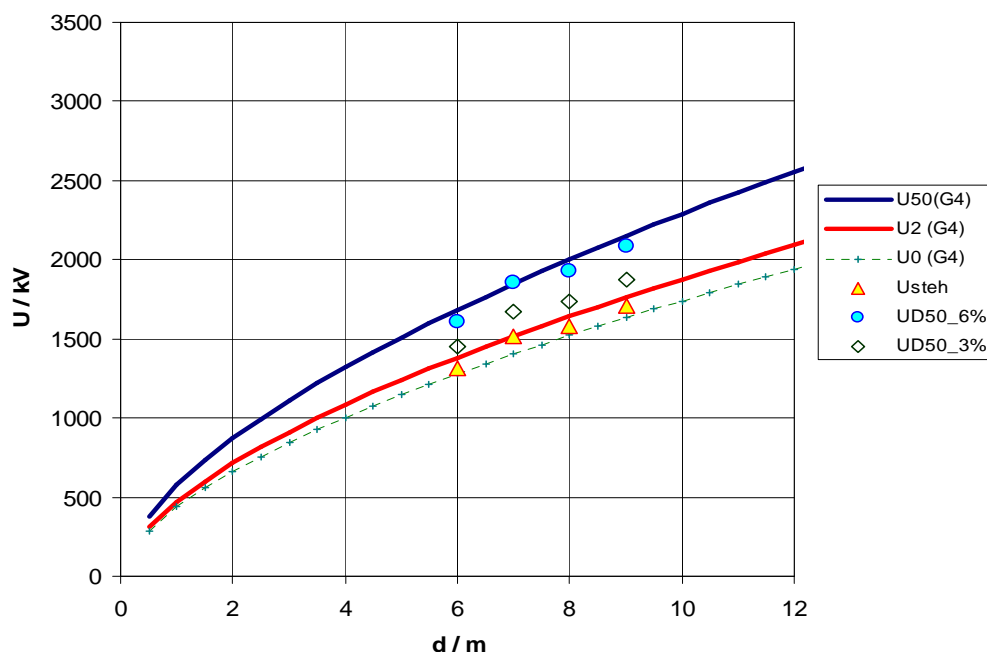


Bild 3.18 Vergleich von Rechnung und Messung der Schaltstoß-Steh- und Durchschlagspannungen an einem Toroiden mit großen Schlagweiten gegen Erde

Da es sich hier um eine Anordnung mit relativ großflächigen, glatten Oberflächen handelt, wird neben 6 % nach IEC zusätzlich 3 % betrachtet. Als Funkenstreckenfaktor wurde in Anlehnung an [SCH-74] ein Wert von  $k = 1,15$  angenommen, der für einer Anordnung Leiter-Platte ermittelt wurde. Eine exakte Bestimmung von  $k$  über die Messung der 50 % Durchschlagspannung wurde nicht vorgenommen.

Tabelle 3.7 Gemessene Durchschlagspannungen am Ring „1300/300“ und Umrechnung auf 50%-Durchschlagspannungen mit  $k = 1,15$  und den angegebenen Standardabweichungen

| Ringvariante | Messdaten   |                           | Umrechnung                 |                            |
|--------------|-------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|
|              | Schlagweite | $U_{steh} \approx U_{D2}$ | $U_{D50}$ mit $\sigma=6\%$ | $U_{D50}$ mit $\sigma=3\%$ |
| 1300/300     | 6 m         | 1317 kV                   | 1606 kV                    | 1447 kV                    |
|              | 7 m         | 1519 kV                   | 1852 kV                    | 1669 kV                    |
|              | 8 m         | 1581 kV                   | 1928 kV                    | 1737 kV                    |
|              | 9 m         | 1709 kV                   | 2084 kV                    | 1878 kV                    |

Tabelle 3.7 zeigt die Messwerte der Versuchsreihe und die mit den beschriebenen Werten für  $k$  und  $\sigma$  berechneten 50%-Durchschlagspannungen. Bild 3.18 zeigt die Werte im Vergleich zu den berechneten Werten  $U_{50(G4)}$  aus Gleichung G4 (Gl. 3.16). Die gemessenen sicheren Stehspannungen  $U_{steh}$  zeigen eine gute Übereinstimmung mit  $U_{2(G4)}$ , der 2%-Durchschlagspannung von  $U_{50(G4)}$ . Die aus den Messwerten abgeleiteten Werte  $U_{D50-6\%}$  mit

der Standardabweichung  $\sigma = 6 \%$  liegen sehr nah an  $U_{50(G4)}$ . Für eine Standardabweichung mit  $\sigma = 3 \%$  lässt sich diese Übereinstimmung nicht herleiten ( $U_{D50-3\%}$ ).

Die Nähe der Messwerte  $U_{\text{steh}}$  zu den zusätzlich dargestellten Abbruchwerten  $U_{0(G4)}$  zeigen, dass die Vorgehensweise im Versuch einerseits ein sicheres Stehvermögen nachweist, andererseits aber auch keine Überdimensionierung der Anordnung bedeutet.

Folgende Schlüsse können aus den Betrachtungen gezogen werden: Der Vergleich der praktisch durchgeführten Messungen mit den aus der Literatur bekannten Berechnungen zeigt, dass hier eine Korrelation hergestellt werden kann, auch wenn nicht mit einem klassischen Verfahren die 50 % Durchschlagspannung bestimmt wurde. Die Unsicherheiten liegen dabei eher in den Ansätzen für den Funkenstreckenfaktor und für die angenommene Standardabweichung, wobei hier mit den gewählten Werten von  $k = 1,15$  und  $\sigma = 6 \%$  eine gute Übereinstimmung mit der in der IEC 60071-2 genannten Gleichung und Standardabweichung gezeigt werden kann. [RUE-09]

### 3.5.2.4 Tendenz der Standardabweichung aus Überschlagsversuchen

Für die Ermittlung von Standardabweichungen bei Überschlägen in Luft mit Schaltstoßspannung wurden orientierende Versuche an verschiedenen Isolatorsäulen durchgeführt. Es wurden bis zu 5 Vollkernstützer (Schlagweite je Isolator 1275 mm) zu einer Isolatorsäule kombiniert, so dass die maximale Schlagweite von 6375 mm geprüft werden konnte. Die zweite untersuchte Isolatorsäule, bestehend aus 10 Hohlisolatoren (Schlagweite je Isolator ca. 570 mm) erreichte eine maximale Schlagweite von 5850 mm. Die Hohlisolatoren wiesen eine wesentlich stärkere Inhomogenität an den Flanschen auf. Im Gegensatz zu den Vollkernstützern mit verdeckt liegenden Schrauben, waren die Hohlisolatoren mit außen liegenden Klammern verbunden, die eine starke Inhomogenität darstellten. Als weiterer Parameter wurde die Höhe der Aufstellung über dem Hallenboden (Stielhöhe) variiert (Skizze des Prüfaufbaus siehe Bild 4.6). Für die Prüfung der Vollkernstützer mussten Stirn- bzw. Rückenzeit der Spannungswelle auf 180/2400  $\mu\text{s}$  und für die Hohlisolatoren 250/2500  $\mu\text{s}$  eingestellt werden.

Bei der schrittweisen Erhöhung der Schlagweiten durch die steigende Anzahl der Bausteine wurde zur Bestimmung der 50 % Überschlagspannung  $U_{d50}$  und der Streuung die jeweilige Überschlagshäufigkeit ermittelt. Zu diesem Zweck wurden die Prüflinge bei steigenden Spannungsstufen mit jeweils 10 Stößen beansprucht, wobei die erste Stufe oberhalb der 50 % Überschlagswertes lag. Aus den Wahrscheinlichkeitsgeraden der Überschlagshäufigkeit in Abhängigkeit von der Prüfspannung wurde für jeden Aufbau  $U_{d50}$  und die Standardabweichung  $\sigma$  ermittelt. Dieses vereinfachte statistische Verfahren wurde gewählt, weil lediglich Tendenzen für die aufgebauten Varianten erkennbar werden sollten.

Die Ergebnisse der Untersuchungen sind in Bild 3.19 dargestellt. Wegen der für eine statistische Auswertung unzureichenden Datenmenge soll den Absolutwerten der 50 % Durchschlagspannung und der Standardabweichungen keine Bedeutung beigemessen werden. Das zeigen insbesondere die stark streuenden Standardabweichungen an den Hohlisolatoren.

Abzulesen aus den Versuchen sind aber folgende Tendenzen:

- Die schwach inhomogenen Flanschanordnungen bringen eine Standardabweichung insbesondere bei den höchsten Schlagweiten im Bereich von 5 %, was dem Richtwert nach IEC 60071-2 von 6 % sehr nahe kommt.
- Bei den stark inhomogenen Flanschen der Hohlstützer ist ein Anstieg der Streuung mit steigender Schlagweite und Überschlagspannung zu erkennen.
- Die Werte der stark inhomogenen Anordnungen liegen bei Spannungen oberhalb von 1200 kV zum Teil weit oberhalb der in der Literatur genannten Standardabweichungen im Bereich von 10 %.

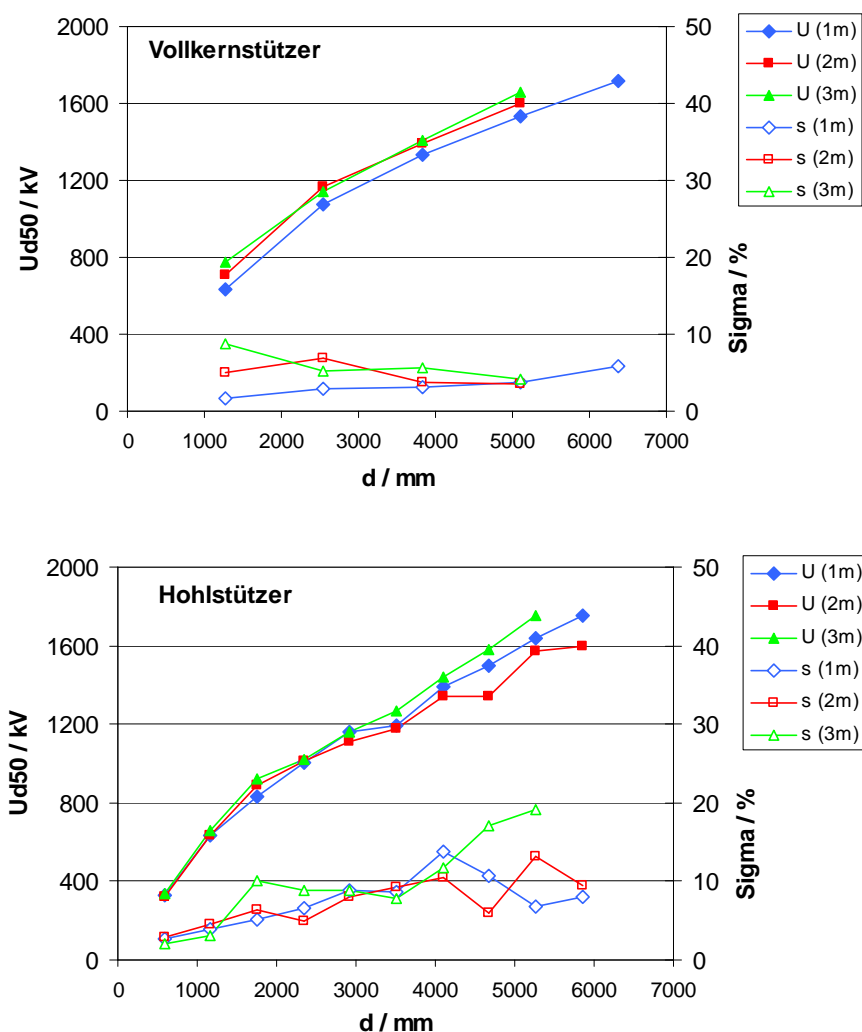


Bild 3.19 Überschlagespannungen  $U_{d50}$  und Standardabweichungen für Isolatorsäulen aus Vollkern- und Hohlisolatoren mit schwach- bzw. stark inhomogenen Flanschkonturen; Versuchsreihen mit Stielhöhen von 1 m bis 3 m

### 3.5.2.5 Schaltstoßspannung unter Regen

Bei den standardisierten Prüfungen mit Schaltstoßspannung ist auch die Prüfung unter künstlicher Beregnung nach IEC 60060-1 gefordert. Die meisten in der Literatur beschriebenen Untersuchungen langer Luftfunkenstrecken mit Schaltstoßspannung wurden ohne Beregnung durchgeführt; mit dem Hintergrund, dass reine Luftstrecken durch die Beregnung nicht beeinflusst werden. Für stark inhomogene Anordnungen ist dies zutreffend. Liegt jedoch eine Anordnung mit großflächigen Abschirmungen vor, ist mit einer Minderung der Spannungsfestigkeit zu rechnen. Durch die Wassertropfen auf den Abschirmungen wird ein früherer Ladungseinsatz ermöglicht, der zur Minderung der Stehfestigkeit führt [YAM-02]. Als Nachbildung von ablaufendem Regen und Tropfen sind Störstellen mit zunehmender Länge an Leiternachbildungen mit großem Durchmesser (400 mm) mit Schaltstoßspannung untersucht worden. Bereits bei einer Störstelle von 1 mm Länge reduziert sich die Spannungsfestigkeit um ca. 10 % an einem Leiterrohr mit 400 mm Durchmesser (Bild 3.20).

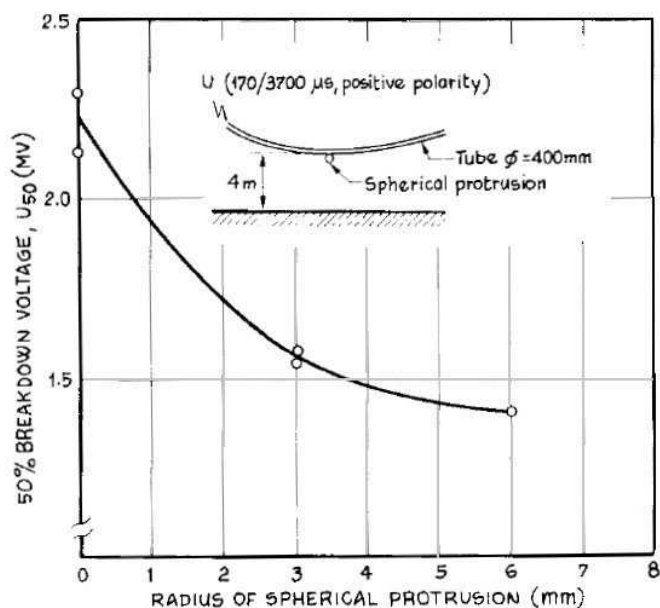


Bild 3.20 Einfluss von Störstellen auf die Schaltstoß-Spannungsfestigkeit einer Leiter-Platte Funkenstrecke als Regensimulation [COR-85]

Neben den reinen Luftfunkenstrecken sind die Isolierstrecken entlang der Isolatoren zu betrachten. Hier führt eine Beregnung oft zu einer Minderung der Stehfestigkeit. Abhängig vom Schirmprofil entstehen mehr oder weniger ausgeprägte Wasserbahnen entlang der Schirme, die den Spannungszusammenbruch einleiten können. Die grundsätzliche Problematik einer Regenprüfung, wie die generelle Reproduzierbarkeit und insbesondere die Realisierbarkeit im UHV-Bereich, wird im Abschnitt Prüftechnik (4.9) betrachtet.

### 3.5.3 Fremdschicht-Dimensionierung für AC-Geräte

Neben der Beanspruchung durch Überspannungen ist für die Dimensionierung der Isolatoren in Luft die Fremdschichtbelastung eine entscheidende Größe. Die unterschiedlichen Belastungen sind in Fremdschichtklassen eingeteilt, denen ein spezifischer Kriechweg entlang der Isolatoroberfläche zugeordnet ist. Nach der bis 2008 gültigen IEC 60815 von 1986 gab es vier Fremdschichtklassen, bei denen der spezifische Kriechweg (specific creepage distance) jeweils auf die Leiter-Leiter-Spannung bezogen wurde. Nach der Überarbeitung sind jetzt in IEC 60815-1 fünf Fremdschichtklassen definiert, bei denen der spezifische Kriechweg (USCD = Unified specific creepage distance) auf die Leiter-Erde-Spannung bezogen wird. Tabelle 3.8 zeigt eine Gegenüberstellung der spezifischen Kriechwege für beide Bezüge.

Durch die Formgebung des Schirmprofils können auf einer Isolatorlänge unterschiedlich hohe Kriechwege in begrenztem Umfang realisiert werden. Über IEC 60815-1 sind dieser Gestaltung Grenzen gesetzt, weil das Entstehen eines Fremdschichtüberschlags nur bei Einhaltung bestimmter Relationen in der Schirmgeometrie verhindert werden kann. Bei der Gestaltung sind Schirmabstand und -ausladung die wesentlichsten Größen.

Durch die Vorgaben bei der Schirmauslegung ergibt sich eine Relation von Kriechweg zu Schlagweite, die festgelegte Grenzen nicht überschreiten sollte. Diese Relation wird beschrieben durch den Formfaktor CF, der als Verhältnis von Kriechweg zu Schlagweite definiert ist. Je niedriger der Formfaktor gewählt wird (Schlagweitenvergrößerung bei vorgegebenem Kriechweg), umso geringer ist das Risiko eines Fremdschichtüberschlags. In IEC 60815-2 wurden dazu für jede Fremdschichtklasse drei Bereiche beschrieben, mit den Bezeichnungen CF<sub>minor risk</sub> für geringes Risiko und CF<sub>major risk</sub> für hohes Risiko (Grenzen der

## Hochspannungstechnische Anforderungen

Bereiche siehe Tabelle 3.8). Die Definitionen für die drei Bereiche A, B und C zur Fremdschichtsicherheit sind in Tabelle 3.9 zusammengestellt.

Tabelle 3.8 Spezifische Kriechwege und Formfaktoren zur Bewertung der Fremdschichtgefährdung

| Fremdschicht-Klasse (FK)                                  | Very light | Light   | Medium | Heavy   | Very heavy |
|---|------------|---------|--------|---------|------------|
| <i>IEC 60815 1986</i>                                     |            | I       | II     | III     | IV         |
| Specific creepage distance mm/kV<br>Bezug : Leiter-Leiter |            | 16      | 20     | 25      | 31         |
| <i>IEC 60815-1 2008</i>                                   | a          | b       | c      | d       | e          |
| USCD mm/kV<br>Bezug: Leiter-Erde                          | 22,0       | 27,8    | 34,7   | 43,3    | 53,7       |
| CF <sub>minor risk</sub>                                  | < 3,5      | < 3,625 | < 3,75 | < 3,875 | < 4,0      |
| CF <sub>major risk</sub>                                  | > 4,25     | > 4,4   | > 4,55 | > 4,7   | > 4,85     |

Zur Betrachtung der Kriechwege und Schlagweiten werden hier nur die beiden oberen Fremdschichtklassen FK III mit 25 mm/kV und FK IV mit 31 mm/kV nach IEC 60815, 1986 herangezogen, weil sie in der Regel weiterhin für Geräteisolatoren benutzt werden. Über die in Tabelle 3.8 angegebenen Formfaktoren CF wurden für die oberen Spannungsebenen die Schlagweiten der drei CF-Bereiche dargestellt; Bild 3.21 für Fremdschichtklasse III und Bild 3.22 für Fremdschichtklasse IV.

Tabelle 3.9 Bereiche der Fremdschichtsicherheit auf Basis des Formfaktors CF

|           |  |  |
|-----------|--|--|
| Bereich A | $CF < CF_{\text{minor risk}}$                          | Fremdschichtprobleme sind nicht zu erwarten  |
| Bereich B | $CF_{\text{minor risk}} < CF < CF_{\text{major risk}}$ | Die Fremdschichtfestigkeit ist eingeschränkt   |
| Bereich C | $CF > CF_{\text{major risk}}$                          | Mit negativen Effekten ist zu rechnen, Einsatz nur nach versuchstechnischem Nachweis |

Damit ergibt sich z.B. in der 1200 kV Ebene mit Fremdschichtklasse III (Bild 3.21) bei großen Schlagweiten über 7800 mm eine sichere Fremdschichtdimensionierung (Bereich A), eine eingeschränkte Fremdschichtfestigkeit zwischen 7800 mm und 6200 mm (Bereich B) und ein erhöhtes Fremdschichtisiko bei Schlagweiten unter 6200 mm (Bereich C). Analog dazu ist Bild 3.22 für Fremdschichtklasse IV zu lesen. Eine sichere Fremdschichtdimensionierung ergibt sich hier erst mit 9400 mm Schlagweite und, um zumindest die eingeschränkte Festigkeit des Bereichs B einzuhalten, sind 7600 mm Schlagweite erforderlich.

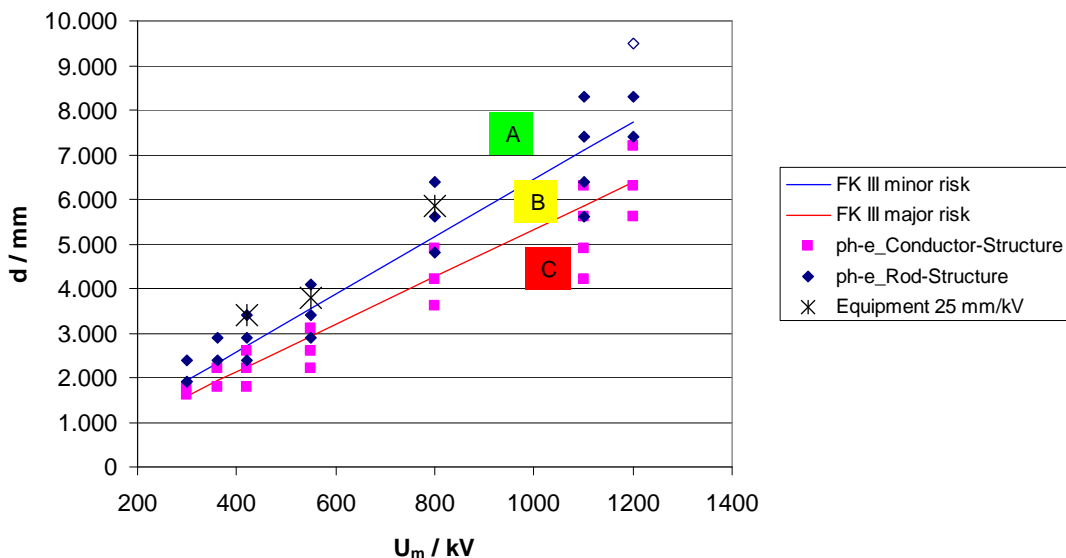


Bild 3.21 Schaltstoß-Schlagweiten im Vergleich zu Bereichen der Fremdschichtsicherheit in Klasse III (25 mm/kV) auf Basis des Formfaktors CF

Die in IEC 60071-1 gegebenen Schlagweiten für Schaltstoßspannungen der einzelnen Spannungsebenen Bild 3.9 sind zwar nur für reine Luftstrecken gedacht, werden aber hier zum Vergleich herangezogen, da sie auch ein Bild von den erforderlichen Schlagweiten an Geräten widerspiegeln.

Die Leiter-Erde-Schlagweiten für die sehr inhomogene Funkenstreckenordnung Rod-Structure (ph-e\_Rod-Structure) liegen im Vergleich mit den Fremdschicht bestimmten Schlagweiten der FK III weitgehend im sicheren Bereich A. Betrachtet man die homogenere Funkenstreckenordnung Conductor-Structure (ph-e\_Conductor-Structure) mit den geringeren Schlagweiten, ist ersichtlich, dass die Schlagweiten weitgehend im Bereich C mit hohem Fremdschichtisiko liegen (Bild 3.21).

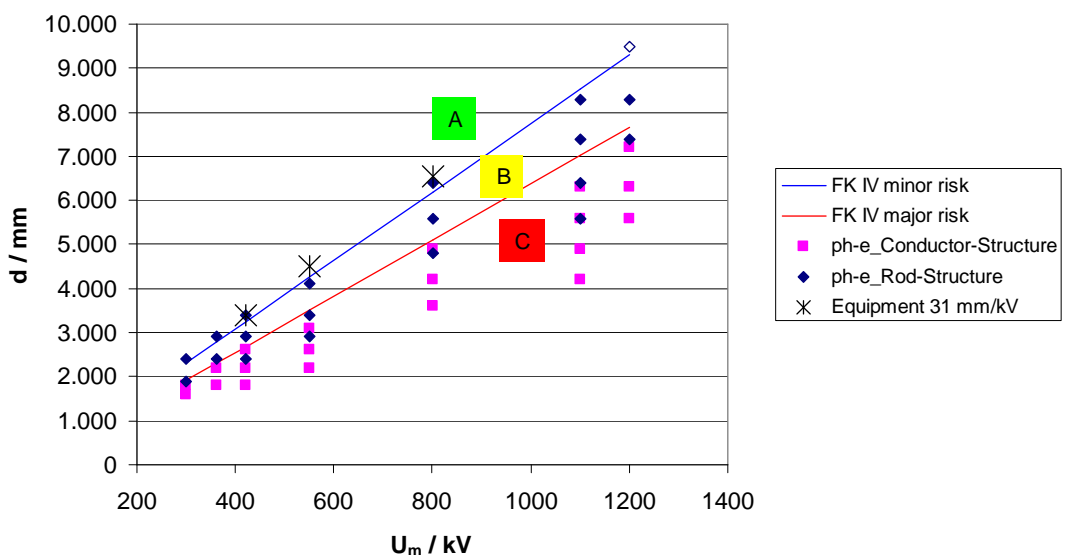


Bild 3.22 Schaltstoß-Schlagweiten im Vergleich zu Bereichen der Fremdschichtsicherheit in Klasse IV (31 mm/kV) auf Basis des Formfaktors CF

Beim Vergleich der Schaltstoßschlagweiten mit den Schlagweiten aus der Fremdschichtbetrachtung für FK IV (Bild 3.22) ist zu erkennen, dass nur die höchsten Schaltstoßforderungen zu Schlagweiten im Bereich A führen. In Bezug auf die UHV-Ebenen ist hier anzumerken, dass der höchste Schaltstoßwert 1950 kV gegen Erde mit seiner Schlagweite von 9500 mm bisher in keiner Planung spezifiziert worden ist. Die um eine Spannungsstufe geringeren erforderlichen Schlagweiten liegen bereits im Bereich B mit eingeschränkter Fremdschichtfestigkeit. Die Schlagweiten für die homogenere Anordnung Conductor-Structure liegen ausnahmslos im Bereich C mit erhöhtem Fremdschichttrisiko.

Ergänzend zu den bisher beschriebenen Schlagweiten, die sich aus den Schaltstoßspannungen und der Fremdschichtbetrachtung nach IEC ergeben, sind in Bild 3.21 und Bild 3.22 Beispiele von ausgeführten Geräten bis  $U_m = 800$  kV für die beiden Fremdschichtklassen eingetragen. Sie erfüllen jeweils die höchsten Schaltstoßanforderungen ihrer Spannungsebene und liegen auch im unkritischen Fremdschicht-Schlagweitenbereich. Wird dieser Trend in die UHV-Ebenen fortgesetzt, kommt man in FK IV für 1100 kV mit dem höchsten Schaltstoßpegel gerade in den unsicheren Bereich. Wird für  $U_m = 1200$  kV nur der bisher spezifizierte zweithöchste Schaltstoßwert 1800 kV mit 8300 mm betrachtet, liegt die Fremdschichtsicherheit zwar noch im eingeschränkten Bereich B, aber im Vergleich zu den ausgeführten Geräten bis  $U_m = 800$  kV erheblich niedriger.

Die Betrachtungen zeigen, dass die Dimensionierung der Geräte für die UHV-Ebenen weitgehend von den Fremdschichtanforderungen bestimmt werden kann. Eine Verringerung von Schlagweiten und damit Baugrößen durch eine Verbesserung der Homogenität und Schaltstoßfestigkeit wird durch die Vorgaben für die Kriechweggestaltung praktisch hinfällig.

### 3.5.4 Fremdschicht-Dimensionierung für DC-Geräte

Eine Klassifizierung und Festlegung von Fremdschichtklassen und Kriechwegen ist in den Normen für DC-Systeme nicht gegeben. Es gibt lediglich die Vorgabe, dass der spezifische Kriechweg auf die Nennspannung zu beziehen ist und dass es eine Abhängigkeit vom Isolator Durchmesser gibt. IEC 60071-5 gibt noch den Hinweis, dass ein spezifischer Kriechweg von 60 mm/kV im DC-System 35 mm/kV im AC-System entspricht. Zwischen beiden Werten liegt lediglich der Faktor  $\sqrt{3}$ . Da keine Bezugsgröße (Leiter-Leiter- oder Leiter-Erde-Spannung) für den AC-Kriechweg angegeben ist, ergibt der Vergleich keinen Sinn. Unter der Annahme, dass der Scheitelwert der Wechselspannung gegen Erde vergleichbar wäre mit der Gleichspannungsbelastung gegen Erde, würden die 60 mm/kV DC einem spezifischen Kriechweg von ca. 25 mm/kV AC mit dem üblichen Bezug auf die Leiter-Leiter-Spannung entsprechen.

Nicht berücksichtigt ist dabei allerdings die physikalische Gegebenheit, dass sich bei Gleichfeldern durch die elektrostatischen Kräfte wesentlich mehr Verschmutzung auf den Isolatoren ansammelt. In der Literatur sind verschiedene spezifische Kriechwege für DC-Anwendungen erwähnt, die allerdings nicht miteinander korrelieren, da die Basis der Fremdschichtbelastung nur unscharf beschrieben ist. Für schwere Verschmutzung werden Werte von 40 mm/kV bis 57 mm/kV genannt ([TB 388] für Leitungsisolatoren, [TB 417] allgemeingültig für „heavy polluted“).

Allgemeiner Konsens besteht in der Literatur darüber, dass mit Verbundisolatoren der Kriechweg erheblich verkürzt werden kann. In [HAE-09] wird für real ausgelegte Geräte von einem minimalen spezifischen Kriechweg von 40,5 kV/mm für Verbundisolatoren berichtet, mit dem Ansatz von 75 % Kriechweg gegenüber Porzellan. Für ein entsprechendes Porzellan hätte man 54 mm/kV, was etwa dem Effektivwert der Leiter-Erd-Spannung in Fremdschichtklasse IV entspricht (USCD-Wert 53,7 kV/mm). Ob hier die Kriechwegdimensionierung für DC in Anlehnung an den Effektivwert der Wechselspannung

festgelegt wurde oder ob die Dimensionierung eher für eine niedrigere Fremdschichtklasse mit Korrelation zum Scheitelwert angesetzt wurde, lässt sich nicht nachvollziehen.

An dem Beispiel nach [HAE-09] kann aber gezeigt werden, dass die Kriechwege die Isolatorgrößen eindeutig bestimmen. Mit 40,5 kV/mm für den Verbundisolator ergibt sich bei 800 kV ein Kriechweg von 32,4 m. Mit einem günstigen Formfaktor CF (Kriechweg zu Schlagweite) von 4,0 erhält man eine Schlagweite von 8,1 m. Die für die Schlagweite üblicherweise dimensionierende Schaltstoßspannung beträgt in diesem Beispiel 1600 kV, wofür lediglich bei ungünstiger Elektrodenanordnung 6,5 m erforderlich wären (Bild 3.9).

Damit wird die Bedeutung der Fremdschichtfrage für die äußere Isolation in DC-Systemen deutlich. Die heutige Praxis der Kriechwegfestlegung beruht auf Erfahrungen aus der 500 kV DC-Ebene und auf Vorgaben für die speziellen Einsatzgebiete. Eine Ergänzung durch eine entsprechende Standardisierung wäre sicherlich für Hersteller und Betreiber wünschenswert.

### 3.5.5 Beanspruchungen mit Wechselfspannung

Bei der Betrachtung der Betriebswechselfspannung sind zwei Zustände zu berücksichtigen: Die ständig anliegende Betriebsspannung und die zeitweiligen Spannungserhöhungen. Beide Beanspruchungen sind die ausschlaggebenden Größen für

- Langzeitverhalten
- Korona
- Fremdschicht
- Gegenspannung für Längsisolationen
- Wiederkehrende Spannung bei Schaltvorgängen
- Auslegung der Überspannungsableiter

Die ständig anliegende Betriebsspannung ist maßgebend für das Langzeitverhalten der Geräte. Die innere und äußere Isolation muss für die gesamte Lebensdauer ausgelegt sein. Da der direkte Nachweis nicht erbracht werden kann, sind Prüfungen mit zeitraffenden Effekten erforderlich.

Zum Beispiel kann die innere Isolation von Feststoffisolatoren mit erhöhter Spannung über einen begrenzten Zeitraum beaufschlagt werden, und über die Ausfallrate kann auf die Lebensdauer geschlossen werden [JUH-05]. Die Betriebserfahrung und gleichartige Prüfungen an ähnlichen Isolatoren werden hier als Maßstab für die Qualität angesetzt. Standardisierte Prüfverfahren für die innere Festigkeit von Isolatoren gibt es in der Regel nicht.

Als weiteres Beispiel können die Erosionsprüfungen an Kunststoffisolatoren für den Freilufteinsatz genannt werden (Radtest, 1000 h oder 5000 h-Test). Alle diese Prüfungen sind aufwändig und schwer reproduzierbar, wenn sie als standardisierte Prüfverfahren in verschiedenen Prüflaboratorien durchgeführt werden. Hinzu kommt die Unsicherheit, ob alle relevanten Parameter mit diesen Prüfungen abgedeckt werden. Aus diesen Gründen gibt es in der Fachwelt viele Diskussionen in Bezug auf die Standardisierung.

Neben dem Langzeitverhalten ist die Betriebsspannung maßgebend für die Dimensionierung und Überprüfung der Isolation bezüglich der Fremdschichtbeanspruchung und für das Entladungsverhalten (Korona) an Geräten und Isolatoren. Für beides gibt es eindeutige Prüfverfahren; z.B. für Geräte die Fremdschichtprüfungen entsprechend IEC 60507 und für das Entladungsverhalten die Störspannungsmessung entsprechend IEC 62271-1.



Bei der Bemessung der Längsisolation von Schaltgeräten ist die Betriebsspannung eine Komponente bei der kombinierten Spannungsbeanspruchung Stoß- gegen Wechselspannung. Das offene Schaltgerät wird von einer Seite mit Stoßspannung und von der zweiten Seite im Extremfall mit dem Scheitelwert der Wechselspannung mit entgegen gesetzter Polarität belastet. Für die Schaltgeräte sind in der IEC 62271-1 die entsprechenden Prüfungen eindeutig festgelegt. Bei Blitzüberspannungen wird als Gegenspannung 70 % der Leiter-Erdspannung angesetzt. Die Begrenzung auf 70 % beinhaltet die geringe Wahrscheinlichkeit, dass die höchste Blitzstoßspannung genau im Scheitelwert der entgegen gesetzten Polarität der Wechselspannung auftritt. Bei den Schaltüberspannungen ist dagegen die Schaltstoßspannung gegenüber der Beanspruchung gegen Erde abgesenkt, da die höchste Schaltstoßspannung nicht in entgegen gesetzter Polarität zur Wechselspannung auftreten kann. Die höchsten Schaltstoßspannungen treten nur im Zeitbereich der gleichen Halbwelle mit gleicher Polarität auf, in der die Überspannung ausgelöst wurde. Für die UHV-Spannungsebenen wurden diese Festlegungen im Standard für die Schaltgeräte übernommen.

Neben der maximalen Betriebsspannung sind bei Betrachtung der Belastungen durch Wechselspannung auch die zeitweilig auftretenden Überspannungen zu sehen, hervorgerufen durch Erdschlüsse im Netz, durch Lastabwurf oder durch Resonanzvorgänge. Amplituden und Zeitdauer sind von den Netzverhältnissen abhängig. Zu berücksichtigen sind diese erhöhten Augenblickswerte der Wechselspannung bei der Festlegung der wiederkehrenden Spannung nach Ausschaltvorgängen der Leistungsschalter (TRV – Transient Recovery Voltage). Die entsprechenden Amplituden und Spannungsformen für die TRV werden im Standard für die Leistungsschalter definiert (IEC 62271-100). Amplituden bis 1,4 p.u. mit einer Zeitdauer von maximal 0,5 Sekunden werden für die UHV-Netze angenommen [TB 362].

Neben der Betriebswechselspannung sind die zeitweiligen Überspannungen eine entscheidende Dimensionierungsgröße für die Überspannungsableiter. Der auftretende Ableitstrom führt zur thermischen Belastung der Ableiterelemente, darf diese aber nicht schädigen, und sie müssen nach Abklingen der Überspannung wieder in ihren voll funktionsfähigen Zustand zurückkehren.

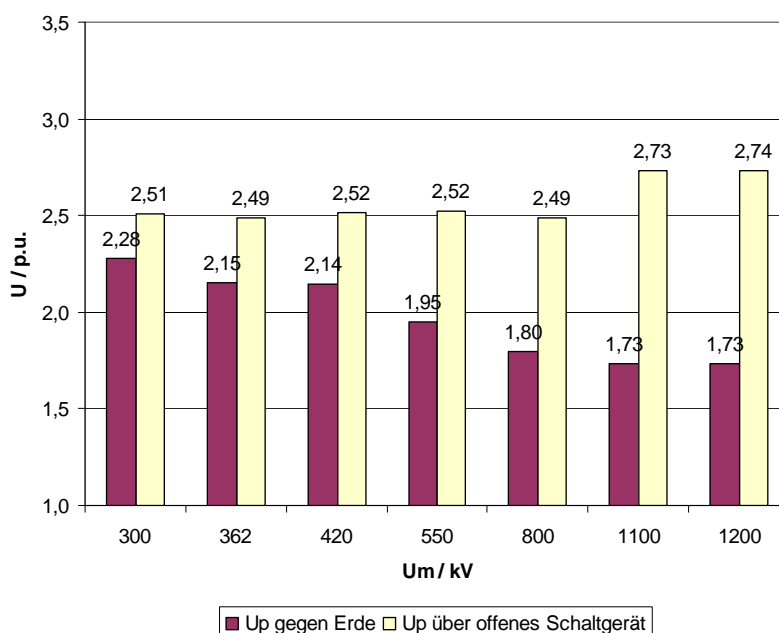


Bild 3.23 Stehwechselspannungen für Schaltgeräte der obersten Spannungspegel nach IEC 62271-1 und 17A/918/CDV bezogen auf Leiter-Erd-Spannung

In der Isolationskoordination sind für die Spannungsebenen ab 300 kV keine Prüfwechselspannungen vorgegeben. Die zeitweiligen Überspannungen sind für die Bemessung der Isolationen nicht ausschlaggebend. Für die Prüfung der Geräte werden aber in

den Gerätestandards Stehwechselfspannungen festgelegt. In der Regel sind sie nicht dimensionierend. Sie sind eher als Möglichkeit der Qualitätskontrolle zu betrachten und werden für die Stückprüfungen benötigt.

Bild 3.23 zeigt die Stehwechselfspannungen gegen Erde und über die offenen Schaltgeräte entsprechend IEC 62271-1 und dem Entwurf 17A/918/CDV für die Erweiterung in den UHV-Bereich, jeweils bezogen auf die Leiter-Erd-Spannung für die Spannungsebenen ab 300 kV (betrachtet werden nur die oberen Prüfwerte). Ebenso wie bei den Stoßspannungen (Abschnitt 3.4.3.1) ist eine Abnahme der Stehspannungen gegen Erde mit steigender Betriebsspannung zu erkennen. Bereits in der 800 kV Ebene liegt die Stehspannung  $U_p$  gegen Erde nur knapp über der verketteten Spannung  $U_m$  bei 1,8 p.u. In der Erweiterung der IEC 62271-1 für die UHV-Ebenen 1100 kV und 1200 kV wird nur noch die verkettete Spannung gefordert (1,73 p.u. entsprechend 1100 kV bzw. 1200 kV). Die zeitweiligen Überspannungen werden damit abgedeckt. Eine mögliche Reduzierung des Qualitätsniveaus könnte damit verbunden sein, wenn nur noch mit den relativ niedrigen Spannungen die Stückprüfungen durchgeführt werden.

Ein anderes Bild ergibt sich bei den Prüfspannungen über die offenen Schaltgeräte. Der konstante Wert um 2,5 p.u. resultiert aus der Überlegung, dass im Betrieb Phasenopposition über der offenen Schalt- oder Trennstrecke anliegen kann, wobei ein Netzteil von einer zeitweiligen Spannungsüberhöhung mit 1,5 p.u. betroffen ist. Für die UHV-Ebenen könnte man annehmen, dass von einer rein theoretisch maximalen zeitweiligen Überspannung von 1,73 p.u. (verkettete Spannung) auf einer Netzseite ausgegangen wird und sich dazu die Betriebsspannung Leiter-Erde addiert, so dass sich die relativ hohen Stehspannungen von 2,73 p.u. ergeben. Wenn von dem gleichzeitigen Auftreten einer zeitweiligen Überspannung von maximal 1,4 p.u. und Phasenopposition ausgegangen wird, beinhaltet diese Prüfspannung eine Sicherheit von 15 %, was dem Sicherheitsfaktor für die innere Isolation aus der Isolationskoordination entspricht.

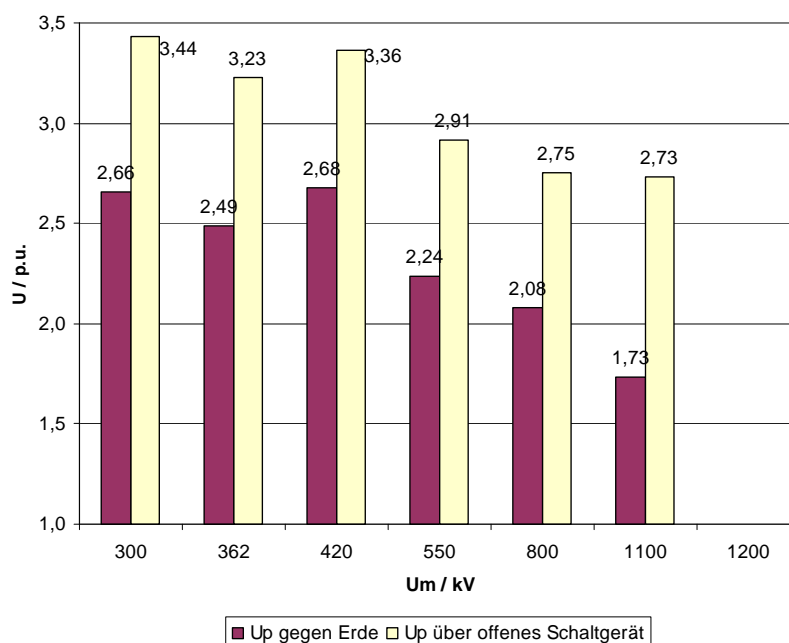


Bild 3.24 Stehwechselfspannungen für gasisolierte Schaltanlagen nach IEC 62271-203 und IEC 17C/468/CDV bezogen auf Leiter-Erd-Spannung (Werte für 1100 kV mit Bezug auf China)

Grundsätzlich höher liegen die Prüfwechselfspannungen gegen Erde für gasisolierte Schaltanlagen (GIS) nach IEC 62271-203 (Bild 3.24). Die Prüfspannungen gegen Erde stehen in unmittelbarer Relation zu den Blitzstoßspannungspegeln. Die Wechselfspannung errechnet

sich über den Faktor 0,45 aus der Blitzstoßspannung. Bei der Einführung hat man sich von dem irrigen Argument leiten lassen, dass die Wechselspannung in dieser Höhe die Blitzstoßspannungsprüfung ersetzen könnte. Erreicht hat man damit zumindest einen hohen Prüfwert, der ein erhöhtes Qualitätsniveau sicherstellen soll. Darauf aufbauend sind auch die Prüfspannungen über den offenen Schaltgeräten entsprechend hoch. Überlegungen bezüglich Phasenopposition und zeitweiligen Spannungserhöhungen stehen nicht hinter diesen Werten. Für die UHV-Ebenen sind im letzten Entwurf zum GIS-Standard IEC 17C/468/CDV, Stand 2010 lediglich die Werte informativ aufgelistet, die aus den betroffenen Ländern bisher genannt wurden.

### 3.5.6 Beanspruchungen mit Gleichspannung

Wegen des geringen Standardisierungsgrades der Gleichstromübertragung in der Hochspannung werden die Prüfungen für Geräte und Komponenten vom Betreiber und Hersteller spezifiziert. Ein Beispiel für den UHV-Bereich ist gezeigt in [FRE-08], wo die Entwicklungs- und Typprüfungen zu einem DC-Bypass Schalter für die 800 kV Spannungsebene beschrieben werden (vierfach unterbrechender Schalter in Freilufttechnik mit Verbundisolatoren). Neben Prüfungen zur Mechanik, Erwärmung und Schaltvermögen sind auch die Nachweise für die Spannungsfestigkeit beschrieben. In Bezug auf die Gleichspannungsfestigkeit gegen Erde wurden durchgeführt:

- Stehspannungsprüfung bei anstehender positiver Gleichspannung 1200 kV mit Teilentladungsmessung; Prüfdauer 60 min
- Polaritätsumkehrprüfung unter Regen:  
Positiv 1200 kV - negativ 1200 kV, jeweils 60 min

Die Prüfungen über die Schaltstrecke erfolgten an den Halbpolen mit jeweils der halben Spannungshöhe.

Wegen der hohen Kriechwegforderung und den damit verbundenen großen Schlagweiten sind diese Prüfungen für den Schalter unkritisch in Bezug auf die äußere Festigkeit. Die innere Festigkeit ist über der Schaltstrecke unkritisch wegen der hohen Anzahl der Unterbrechereinheiten und gegen Erde ohnehin, da bei einem Porzellan-Freiluft-Schalter nur die äußere Festigkeit der Stützersäule dimensionierend ist.

Als Prüfspannungshöhen für Geräte in der Typprüfung haben sich allgemein die Faktoren 1,5 bzw. 1,25 gegenüber der betriebsmäßig höchsten Spannung 816 kV etabliert, was abweichend von dem o.g. Beispiel 1224 kV bzw. 1020 kV ergeben würde und bezeichnend ist für die fehlende Standardisierung.

Bei der Dimensionierung und Prüfung mit Gleichspannung ist die grundsätzlich abweichende Feldbelastung gegenüber den Wechselfeldern zu berücksichtigen. Zum einen kommt die kapazitive Feldsteuerung beim Einschalten oder bei der Umpolung zum Tragen, zum anderen ist für den stationären Zustand die reine resistive Feldsteuerung ausschlaggebend.

Bei der Beanspruchung eines Isoliersystems mit Gleichspannung spielt die Leitfähigkeit der eingesetzten Materialien eine entscheidende Rolle, da sie zum Beispiel die Feldverteilung zwischen festem und flüssigem Isolierstoff beeinflusst. Während bei der Wechselspannungsbeanspruchung und bei transienten Vorgängen (z.B. Polaritätswechsel) die Permittivität der Materialien ( $\epsilon(\text{öl}) \approx 0,5 \times \epsilon(\text{Feststoff})$ ) die Feldverteilung bestimmt, ist es bei der Gleichspannung die Leitfähigkeit. Da die Leitfähigkeit typischer Isolierflüssigkeiten die der Feststoffisolierung um ein Vielfaches übersteigt ( $\kappa(\text{öl}) \gg \kappa(\text{Feststoff})$ ), wird die Feststoffisolierung bei Gleichspannung besonders stark beansprucht. Bild 3.25 vergleicht die Feldverteilung bei Wechsel- mit der von Gleichspannung [KOC-10]. Beim transienten Betriebszustand der Polaritätsumkehr findet die Umladung des Isoliersystems entsprechend

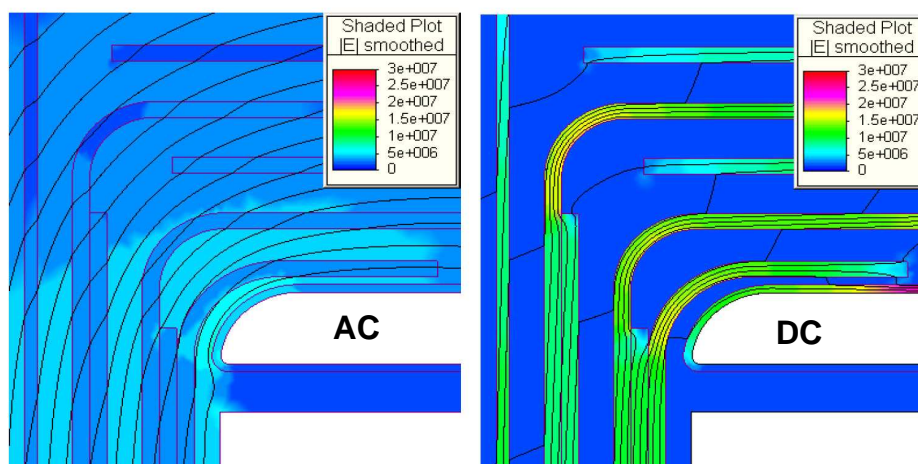


Bild 3.25 Feldverteilung im Öl-Pressboard Isoliersystem bei Wechsel- und Gleichspannung

der Verhältnisse von Permittivität und Leitfähigkeit statt. Somit ist das Zusammenwirken beider Eigenschaften entscheidend für die Dimensionierung des Isoliersystems. Einen ausführlichen Überblick zu den physikalischen Zusammenhängen und Einflussparameter gibt [BÄR-10] zur Beanspruchung von Isoliersystemen bei Gleich- und Mischfeldbeanspruchungen.

### 3.5.7 Erhöhte Beanspruchungen durch extreme Betriebsbedingungen

Für den Einsatz von Geräten wird unterschieden zwischen normalen und speziellen Betriebsbedingungen. Für die Standardanforderungen an Geräte nach IEC 62271-1 sind als normale Bedingungen entsprechende Bereiche definiert für:

- Temperatur
- Sonneneinstrahlung
- Aufstellungshöhe
- Fremdschicht
- Eisbelag
- Windgeschwindigkeit
- Kondensation und Beregnung
- Erschütterungen (z.B. Erdbeben)

Darüber hinaus gehende Bedingungen werden als spezielle Betriebsbedingungen definiert, für die besondere Anforderungen und Prüfnachweise erforderlich sind. In direktem Bezug auf die Hochspannungsisolation ist dabei Temperatur, Aufstellungshöhe, Fremdschicht und Eisbelag zu beachten.

Die Anforderungen zum Eisbelag werden in den Normen nur für mechanische Größen definiert. Die Beeinflussung der Spannungsfestigkeit von Isolatoren durch Eisbelag, ebenso wenig wie die Beeinflussung durch haftenden Schnee, ist nicht erfasst. Bekannt ist, dass unter bestimmten Voraussetzungen Eis- und Schneeelag zur Minderung der Spannungsfestigkeit führen kann. Die Parametervielfalt ist jedoch sehr groß (z.B. Eis- und Schneemenge, Dichte, Leitfähigkeit, Isolatorformen), so dass zu wenig systematischen Erkenntnisse vorliegen, um allgemeingültige Anforderungen zu definieren. Ohnehin ist die Anzahl der Störungen durch Eis- und Schneeelag gering, so dass bisher keine Aktivitäten zur Standardisierung

aufgenommen wurden. In Bezug auf die UHV-Systeme ist hier sicherlich primär die mechanische Herausforderung durch Eisbelag und damit erhöhte Gewichtslasten auf den Leitungen und Masten zu sehen.

In Bezug auf die Spannungsfestigkeit unter Fremdschichtbedingungen werden die oberen Fremdschichtklassen als spezielle Betriebsbedingungen deklariert und sind damit über die Fremdschichtnormen abgedeckt (siehe Abschnitt 3.5.3).

Die Grenzen der Umgebungstemperatur sind wichtige Größen für die mechanischen Festigkeiten der Geräte und Isolatoren. In Bezug auf die Hochspannungstechnik beeinflussen die unteren Temperaturgrenzen oft auch die Isolierfähigkeit der eingesetzten Medien. Bei Isolierölen verringert sich die Viskosität, und die Volumenschrumpfung muss kompensiert werden. Gasförmige Isolierstoffe, wie zum Beispiel SF<sub>6</sub>, verflüssigen sich in Abhängigkeit von Druck und Temperatur und verringern dabei die für die Isoliereigenschaften wichtige Dichte im restlichen Gasraum. Kompensiert werden können diese Einflüsse durch entsprechende Auslegung der Geräte für die geforderten Temperaturen.

Die Aufstellungshöhe hat durch den abnehmenden Luftdruck eine direkte Beeinflussung der Spannungsfestigkeit der äußeren Isolation zur Folge. Als spezielle Betriebsbedingung sind Aufstellungshöhen über 1000 m definiert. Da in der Regel die Dimensionierung und Prüfung nicht bei dem Luftdruck der Aufstellungshöhe durchgeführt werden kann, müssen die Spannungsfestigkeiten auf die standardisierte Referenzatmosphäre korrigiert werden.

Hintergrund und Vorgehensweise in Bezug auf die Aufstellungshöhen sind in Abschnitt 3.1.2.2 beschrieben. Über den Korrekturfaktor  $K_a$  (Gl. 3.3) wird die abnehmende Festigkeit der Luftisolation bei sinkendem Druck berücksichtigt. Ein Beispiel für die erforderliche höhere Festigkeit bei Blitzstoßbeanspruchung für 2000 m im Vergleich zu 1000 m zeigt Tabelle 3.6 in Abschnitt 3.5.1.1. Im Folgenden sind die Gesichtspunkte zur Höheraufstellung über 1000 m von UHV-Geräten zusammengestellt.

Bei erhöhten Anforderungen bezüglich der Aufstellungshöhe können Sicherheitsmargen an Geräten der gleichen Spannungsebene ausgenutzt werden oder, wenn erforderlich, kann auf Geräte aus der nächst höheren Spannungsebene zurückgegriffen werden. Im UHV-Bereich gibt es die zweite Möglichkeit nicht, was zur Folge hat, dass Geräte für Höheraufstellungen immer eine neue Dimensionierung, Konstruktion und Prüfung erforderlich machen.

Die Höhenkorrektur ist nach Norm auf alle Spannungsbeanspruchungen anzuwenden. Erforderlich ist sie jedoch nur für die positive Schaltstoßspannung, da sie bei der äußeren Isolation die dimensionierende Größe für die Schlagweiten ist. Die erforderlichen Schlagweiten für UHV-Blitzstoßspannungen liegen immer unterhalb derer für Schaltstoßspannung und sind deshalb von untergeordneter Bedeutung (Abschnitt 3.4.3.2). Für die Dimensionierung und Prüfung von Geräten sollte die Möglichkeit eingeräumt werden, nur in Bezug auf die Schaltstoßspannung einen entsprechend korrigierten Prüfwert festzulegen. Durch eine erhöhte Blitzstoßspannung wird lediglich eine unnötig erhöhte Beanspruchung der inneren Isolation der Geräte während der Prüfung bewirkt, die für die Praxis am Ort der Höheraufstellung keine Relevanz hat.

Bezüglich der Genauigkeit der Höhenkorrektur sind Einschränkungen zu berücksichtigen. Wie bereits im Abschnitt 3.1.2.2 beschrieben, beinhaltet die Exponentialfunktion Gl. 3.3 für die Höhenkorrektur nach IEC 60071-2 bereits eine Abweichung zur gasphysikalischen Druckabnahme, die jedoch mit 0,5 % als unbedeutend bezeichnet werden kann. Einen wesentlich größeren Einfluss hat der Exponent  $m$ , der die Nichtlinearität bei Schaltstoßspannung berücksichtigen soll.

Für Schaltstoßbeanspruchungen wird der Exponent  $m$  in der Gleichung Gl. 3.3 für die unterschiedlichen Anordnungen Leiter-Erde-, Leiter-Leiter- und Längsisolation in Abhängigkeit von der Spannungshöhe eingesetzt (für Blitz- und Wechselfeldspannung wird  $m = 1$  gesetzt). Die graphisch vorgegebenen Werte sind eine Vereinfachung der komplexen Zusammenhänge zwischen Spannungsform, Isolieranordnung und atmosphärischen

Bedingungen, die die Spannungsfestigkeit beeinflussen. Das gesamte Verfahren zur Klimakorrektur wird im Abschnitt 4.11 beschrieben, und es wird auf die Unsicherheiten und Einschränkungen in Bezug auf die hohen Spannungen für UHV-Systeme hingewiesen.

Neben der in den Normen ausführlich behandelten Spannungsfestigkeit bei Höheraufstellungen werden deren Einflüsse auf das Fremdschicht- und Koronaverhalten kaum bzw. gar nicht behandelt. In den Normen zur Fremdschichtdimensionierung und -prüfung (IEC 60815 und IEC 60507) wird die Höheraufstellung nicht erwähnt. Lediglich in der Anwendungsrichtlinie zur Isolationskoordination IEC 60071-2 wird ein Hinweis für eine entsprechende Korrektur der anzulegenden Spannung gegeben. Das Koronaverhalten an Geräten und Isolatoren wird sicherlich von den atmosphärischen Umgebungsbedingungen beeinflusst, da der Einsatz von Entladungen in Luft immer von Druck, Temperatur und Feuchte abhängig ist. Diese Abhängigkeit hat bisher in den Gerätenormen keinen Niederschlag gefunden. Der Grund dafür ist vermutlich, dass Korona an Geräten ohnehin eine untergeordnete Bedeutung im Vergleich zu Entladungen auf den Freileitungen hat, was durch die Leiterdimensionierungen und entsprechende Untersuchungen abgedeckt wird.

### 3.5.8 Gegenüberstellung der Bemessungsspannungen bei AC- und DC-Anwendungen

Für einen direkten Vergleich zwischen den Bemessungsspannungen von AC- und DC-Systemen sind im Folgenden die Spannungswerte zweier typischer Anwendungen für die Bemessung gegen Erde gegenübergestellt (Tabelle 3.10). Die Absolutwerte werden in Bild 3.26 veranschaulicht. Für den Vergleich dient als Bezugsgröße im AC-System der Scheitelwert der Leiter-Erd-Spannung 898 kV (1 p.u.) und im DC-System die höchste gegen Erde betriebsmäßig anliegende Gleichspannung von 816 kV. Für den Vergleich der Prüfgleichspannung mit der Prüfwechselfspannung (hier als betriebsfrequente Prüfspannung bezeichnet) wurde deren Scheitelwert angenommen, da er in der Regel die dimensionierende Größe für die dielektrische Festigkeit ist.

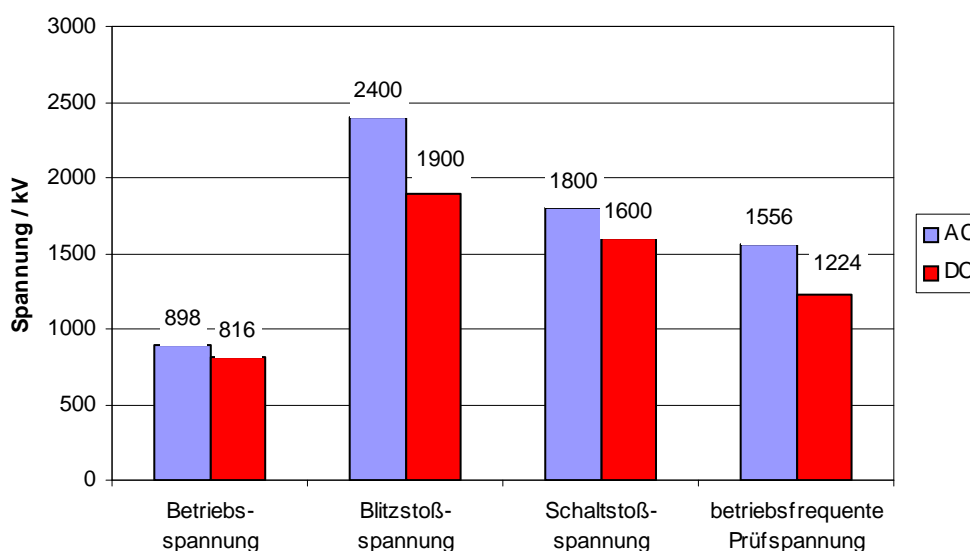


Bild 3.26 Gegenüberstellung der typischen Betriebs- und Prüfspannungen im 1100 kV AC- und 800 kV-DC-System

## Hochspannungstechnische Anforderungen

Die auf die jeweilige Betriebsbeanspruchung bezogenen Spannungen sind der Tabelle 3.10 zu entnehmen. Für den unmittelbaren Vergleich zwischen AC- und DC-System wurden die auf das jeweilige System bezogenen Werte ins Verhältnis gesetzt (letzte Spalte und Bild 3.27).

Tabelle 3.10 Typische Betriebs- und Prüfspannungen gegen Erde aus einem AC- und einem DC-System

|   | AC                              |         | DC         |         | DC / AC |
|---|---------------------------------|---------|------------|---------|---------|
| System-Spannung   | 1100 kV                         |         | 800 kV DC  |         |         |
| Höchste dauernd anliegende Leiter-Erde-Spannung                     | 635 kV effektiv                 |         | 816 kV DC  |         |         |
| Prüfspannungen  | absolut                         | bezogen | absolut    | bezogen |         |
| Basis für Bemessungen   | 898 kV Scheitelwert<br>= 1 p.u. | 1,0     | 816 kV     | 1,0     | 1,0     |
| Blitzstoßspannung   | 2400 kV                         | 2,67    | 1900 kV    | 2,33    | 0,87    |
| Schaltstoßspannung  | 1800 kV                         | 2,00    | 1600 kV    | 1,96    | 0,98    |
| betriebsfrequente Prüfspannung (Wechselspannung bzw Gleichspannung) | 1100 kV rms<br>1556 kV Scheitel | 1,732   | 1224 kV DC | 1,50    | 0,87    |

Aus Tabelle 3.10 ist ersichtlich, dass die bezogenen Werte für die Schaltstoßspannungen nahezu gleich sind. Daraus kann man schließen, dass die im AC-Netz erzeugten Schaltüberspannungen durch Leistungsschalter in Verbindung mit den Kopplungen zwischen den Phasen die gleichen Auswirkungen haben wie die thyristorgesteuerten Schaltvorgänge im DC-System.

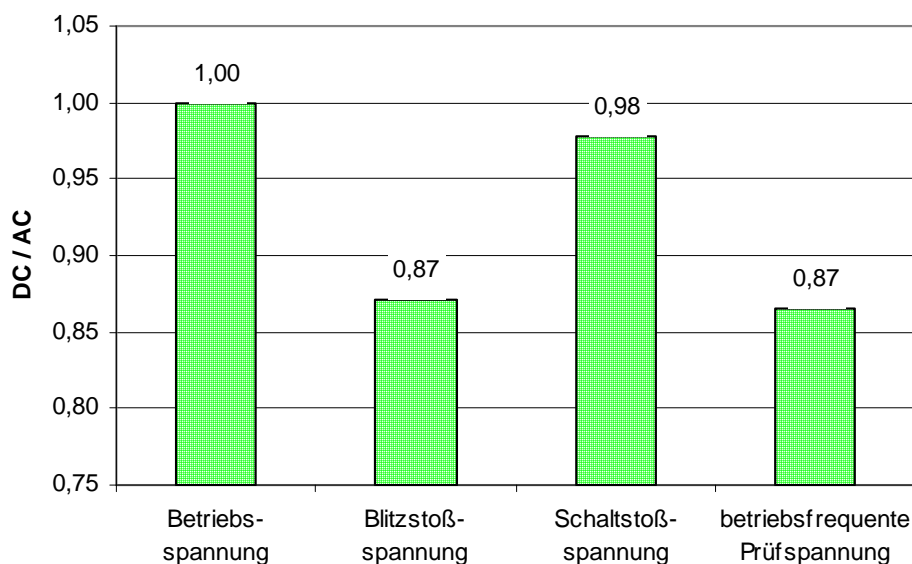


Bild 3.27 Vergleich der relativen Prüfspannungen von DC- zu AC-Geräten im UHV-Bereich

Die Blitzstoßspannung dagegen ist im DC-System mit dem Faktor 2,33 zur Betriebsspannung wesentlich niedriger als im AC-System mit 2,67. Ursächlich dafür ist die grundsätzlich unterschiedliche Philosophie des Ableiterschutzes. Im DC-System werden über eine Vielzahl von Ableitern die einzelnen Geräte geschützt, wohingegen bei AC ein Anlagenschutz das Grundkonzept darstellt.

Bei den betriebsfrequenten Prüfspannungen liegt DC mit 1,5 auch wesentlich niedriger als AC mit 1,73. Beide Werte resultieren nicht aus der Isolationskoordination, sondern sind willkürlich festgelegte Prüfwerte. Bei DC ist der Faktor 1,5 gegenüber der betriebsmäßigen Spannung ein Erfahrungswert aus den unteren Spannungsebenen, der in die UHV-Ebene konsequent übertragen wurde. Der hier schon höhere AC-Wert ist bereits eine Reduzierung gegenüber den unteren Spannungsebenen. Der praktische Nachweis, ob das ausreichend ist, kann erst mit den zukünftigen Erfahrungen im UHV-Netz gezeigt werden.

Der unmittelbare Vergleich zwischen AC und DC im UHV-Bereich (Bild 3.27) zeigt, dass bezüglich der Isolation in Luft die gleichen Kriterien durch die gleichwertige Schaltstoßspannung anzusetzen sind. Die 13 % niedrigere Blitzstoßbeanspruchung wird primär die Dimensionierung der inneren Isolation der Geräte erleichtern. Um den gleichen Betrag niedriger liegt die betriebsfrequente DC-Prüfspannung. Da es sich sowohl bei DC als auch bei AC vielfach um gleichartige Geräte handelt (Schalter, Trenner, Wandler, Isolatoren) und diese Spannung in der Regel zur Qualitätskontrolle in der Stückprüfung herangezogen wird, könnte hierin ein höheres Risiko für die DC-Systeme liegen.

### 3.6 Normungsproblem durch die Wahl der Spannungsebenen

Die jetzt in die IEC aufgenommenen Stehspannungswerte beinhalten zum einen Werte aus diversen Netzstudien und zum anderen die für die zukünftigen UHV-Netze in China und Indien angesetzten Stehspannungswerte. Betrachtet man die Stehspannungen für die beiden nahe zusammen liegenden Betriebsspannungen 1100 kV und 1200 kV kann daraus gefolgert werden, dass die Kombination aller Werte einen großen Bereich sowohl bei der Schalt- als auch bei der Blitzstoßspannung für die Isolation gegen Erde ausreichend abdeckt, um allen Anforderungen gerecht zu werden.

Die Problematik dieser Normung liegt aber bereits im Schritt davor mit der Festlegung der Systemspannungen von 1100 kV und 1200 kV. Alle auf die Systemspannung, d.h. auf die höchste Spannung für Betriebsmittel basierenden Anforderungen liegen zwar nur um diese knapp 10% auseinander, haben aber Auswirkungen auf Dimensionierung und Prüfung von Betriebsmitteln, die nicht zu vernachlässigen sind.

Ein einfaches Beispiel hierfür ist die Auslegung von Stütz- und Geräteisolatoren. Die Schlagweiten werden zunächst bestimmt von den geforderten Schalt- und Blitzstoßspannungen, die man unabhängig von der Systemspannung bestimmen kann. Ein weiterer wesentlicher Parameter für die Isolatoren sind die Fremdschichtanforderungen, die eindeutig von der dauernd anliegenden Spannung und damit von der Systemspannung abhängig sind. Eine für eine bestimmte Fremdschichtanforderung ausgelegte Isolatorform lässt sich nur schwer auf die zweite Spannungsebene übertragen. Die Übertragung auf die höhere Spannungsebene bei gleicher Verschmutzungsanforderung ist nicht möglich, und umgekehrt bedeutet ein Einsatz für die tiefere Spannungsebene eine Überdimensionierung.

Handelt es sich nicht nur um einen einfachen Stützisolator, sondern zum Beispiel um den Stützisolator für einen Freiluft-Porzellan-Leistungsschalter, kommt noch die mögliche Längenänderung der im Inneren geführten Schaltstange hinzu. Eine Verkürzung, aber insbesondere auch eine Verlängerung hat eine Beeinflussung des dynamischen Verhaltens des gesamten Leistungsschalters zur Folge. Neben einer dielektrischen Überprüfung der neuen



Isolatoren kommt also auch immer eine erneute Überprüfung des mechanischen Verhaltens zum Tragen. Gleiches gilt für die Porzellane der Unterbrechereinheiten, wo eine Veränderung des Volumens eine Beeinflussung des Schaltleistungsverhaltens nach sich zieht. Hier wären dann zusätzlich noch die Schaltleistungsprüfungen zu wiederholen.

Die dielektrischen Anforderungen an Trenn- und Schaltstrecken sind ebenfalls an die Systemspannungen gebunden. Bei den kombinierten Spannungsprüfungen Schalt- bzw. Blitz-gegen Wechselfeldspannung errechnet sich die Wechselfeldspannungskomponente aus der Leiter-Erd-Spannung und ist mitbestimmend für die Dimensionierung.

Sehr stark abhängig von der höchsten Spannung für Betriebsmittel sind alle in der IEC 62271-100 beschriebenen Anforderungen für Schaltleistungsprüfungen. Die wiederkehrenden Spannungen nach Verlöschen des Schaltlichtbogens basieren auf Einschwingvorgängen im Netz, detailliert berechnet und vorgegeben für die unterschiedlichsten Schaltfälle und Netzkonfigurationen. Die Übertragung von einer zur anderen Spannungsebene hat eine Vielzahl von Überlegungen und Neuberechnungen zur Folge, so dass von einer sinnvollen Standardisierung bei der Nähe der Spannungsebenen zueinander nicht mehr gesprochen werden kann.

Grundlegend für alle Geräte ist die Langzeitfestigkeit der Isolierungen. Feststoffisolierungen werden entsprechend der dauernd anliegenden Wechselfeldspannung ausgelegt und somit unmittelbar von der Systemspannung als dimensionierende Größe abhängig. Ein Unterschied von knapp 10 % in der Beanspruchung kann hier schon gravierende Auswirkungen auf die Auslegung, die Abmessung und damit auf die gesamte Konstruktion bedeuten.

In vielen Fällen ist hier also eine eigene Entwicklung von Geräten für beide Spannungsebenen erforderlich. Auch wenn Grunddimensionierungen für beide Spannungsebenen übernommen werden können, gibt es viele Größen, die sich nicht nur durch geometrische Änderungen anpassen lassen. Rechnerische Nachweise für die aus einer Dimensionierung gewonnenen Kenntnisse lassen sich zwar auf die zweite Spannungsebene übertragen, aber eine erneute Überprüfung im Versuch wird unvermeidbar gefordert werden. In der Regel ist eine komplette erneute Typprüfung erforderlich, weil Gedankengängen zur einer rechnerisch angepassten und gegebenenfalls auch vereinfacht überprüften Dimensionierung durch die relevanten Kundendienststellen in der Regel nicht akzeptiert werden.

### **3.7 Zusammenstellung der Spannungsanforderungen für den UHV-Bereich**

#### Normung

Mit Festlegung der Spannungsanforderungen im UHV-Bereich für AC-Anwendungen in der horizontalen Norm zur Isolationskoordination (IEC 60071-1) ist die Grundlage für die Gerätenormen gegeben, in denen die gerätespezifischen Anforderungen zu standardisieren sind. Hierzu werden in Form von Ergänzungen oder im Zuge von kompletten Überarbeitungen die Spannungsebenen 1100 kV und 1200 kV in die Normung einbezogen.

Die festgelegten Spannungspegel resultieren aus den möglichen Anwendungsfällen und decken einen weiten Bereich ab. Obwohl die Spannungsebenen 1100 kV und 1200 kV sehr nahe beieinander liegen, werden sich die Anforderungen bezüglich der Hochspannung für beide Ebenen nur schwer kombinieren lassen. Die jeweiligen speziellen Anwendungen werden eigene Gerätedimensionierungen, auch im Hinblick auf weitere kundenspezifische Forderungen, erforderlich machen.

Im Bereich der DC-Anwendungen ist nach Gründung eines eigenen technischen Komitees eine Standardisierung geplant. Bisher existiert im Bereich der Hochspannung lediglich eine Technische Spezifikation ohne Festschreibung konkreter Stehspannungswerte.

Die Höhenkorrektur von Spannungswerten ist in den Diskussionen zu den UHV-Anwendungen in Frage gestellt worden. Eine generelle Überprüfung der unterschiedlichen Betrachtungen und Vorgehensweisen in den Bereichen Isolationskoordination und Prüftechnik ist unabhängig von den Spannungsebenen erforderlich.

### Blitzstoßspannung

Die Prüfwerte für Blitzstoßspannung sind in Relation zur Betriebsspannung niedriger als in den unteren Spannungsebenen durch den Einsatz von Ableitern mit relativ niedrigen Schutzpegeln.

Die Steilheit einer Blitzüberspannung ist mitbestimmend für die Amplitude der Prüfspannungsebene und damit für die Dimensionierung der inneren Festigkeit der Geräte. Im UHV-Bereich ist die Steilheit aus zweierlei Gründen zu hinterfragen. Zum einen beeinflussen die Annahmen zur Steilheit bei analytischen und numerischen Netzberechnungen die Höhe der Überspannungen, wobei die Entladungsphysik und die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten hoher Steilheiten nicht berücksichtigt werden. Zum anderen stellt sich vor dem Hintergrund der Prüfproblematik bei der Einhaltung des Normstoßes  $1,2/50 \mu\text{s}$  die Frage, ob er für den Nachweis der Gerätefestigkeiten unbedingt erforderlich ist. Bei einer Reduzierung der Steilheit von Blitzüberspannungen im UHV-Bereich könnten die Prüfbedingungen durch eine verlängerte Stirnzeit einfacher definiert und auch eingehalten werden (siehe dazu auch Abschnitt 4.3.3).

Für die Dimensionierung der externen Isolation sind die Blitzstoßanforderungen von untergeordneter Bedeutung, da die Schlagweiten ohnehin durch die Schaltstoßspannungen oder den Kriechweg bestimmt werden. Auch bei einer Verlängerung der Stirnzeit, bei der das Stehvermögen in Luft aufgrund der Spannungszeit-Kennlinie reduziert wird, kommt man noch nicht in einen Bereich, der für die Schlagweitenbestimmung relevant ist.

Betrachtet man die interne Isolation der Geräte kann eine Veränderung des Blitzstoßpegels und/oder der Steilheit einen erheblichen Einfluss auf die Gerätekonstruktion haben. Für gasisolierte Schaltanlagen (GIS) ist die Blitzstoßspannung die dimensionierende Größe in den Gasstrecken. Hier könnte eine Reduzierung der Bemessungsspannungen die Schlagweiten im Isoliergas und damit die Baugrößen reduzieren ohne die Sicherheit zu beeinträchtigen. Für Leistungsschalter ergeben sich mehr Freiheiten bei der Gestaltung der Schaltstrecken, bei der oft ein Kompromiss zwischen den Schaltleistungsanforderungen und den dielektrischen Anforderungen eingegangen werden muss.

Die innere Isolation von Transformatoren kann ebenfalls stark von einer solchen Reduzierung der Blitzstoßanforderungen profitieren. Bezieht man neben der Reduzierung der Spannungsamplitude auch die Verlängerung der Stirnzeiten in die Überlegungen ein, hätte das eine erhebliche Erleichterung bei der Gestaltung der Anfangswindungen innerhalb des Transformators zur Folge. Die Auslegung bezüglich der steilen Spannungsanstiege könnte vereinfacht werden. Die gleichen Überlegungen wären auf Messwandler übertragbar.

Auch gesteuerte Durchführungen für alle Anwendungen (Transformatoren, Messwandler, gekapselte Leistungsschalter, GIS) könnten von der Reduzierung der Blitzstoßspannungsanforderungen in ihrer Gestaltung der inneren Isolation profitieren. Die Beanspruchung zwischen den einzelnen Lagen in einer gesteuerten Durchführung würde sich reduzieren.

### Schaltstoßspannung

Die in den verschiedenen UHV-Netzstudien und -Anwendungen genannten Stehschaltstoßspannungen sind in die Normung aufgenommen worden und zeigen ähnlich wie die Blitzstoßspannung reduzierte Werte in Relation zur Betriebsspannung im Vergleich zu den unteren Spannungsebenen. Möglich wird das durch die überschaubaren Netzstrukturen

und den Einsatz von Ein- und Ausschaltwiderständen zur Reduzierung der Schaltüberspannungen.

Die Schaltstoßspannung ist bestimmend für die externe Isolation, d.h. für die Schlagweiten von reinen Luftstrecken und die Abmessungen der Geräteisolatoren. Aus diesem Grund ist die Aufstellungshöhe für die Schaltstoßspannung von besonderer Bedeutung. Für eine Höheraufstellung ist grundsätzlich eine Erhöhung der Schlagweiten notwendig. Bezüglich des Anlagenbaus ist dafür eine vergrößerte Dimensionierung erforderlich, aber auch alle Einzelgeräte sind daraufhin neu zu dimensionieren und zu prüfen.

Wegen des nichtlinearen Zusammenhangs zwischen Schaltstoßfestigkeit und Schlagweite ist eine Vorausberechnung der erforderlichen Schlagweiten nur eingeschränkt möglich. Zahlreiche Untersuchungen an Spitze-Platte-Anordnungen bieten Berechnungsmöglichkeiten und zeigen die Abhängigkeit der Durchschlagsspannung von der Stirnzeit. Das Phänomen der abnehmenden Durchschlagspannung mit steigender Stirnzeit (kritische Durchschlagspannung) ist bei Spitze-Platte-Anordnungen nachgewiesen, relativiert sich aber bei homogeneren Anordnungen und dem Vorhandensein von Isolatoren in der Isolierstrecke.

Bei der Berechnung von Schlagweiten ergeben sich Unsicherheiten durch den Ansatz des Formfaktors und der Standardabweichung. Anhaltswerte können der IEC 60071-2 entnommen werden, müssen für eine praktische Anwendung aber verifiziert werden. Experimentelle Untersuchungen und Auswertungen zeigen, dass auch bei Wahl eines ausreichend korrekten Formfaktors die Standardabweichung einen erheblichen Einfluss auf die sichere Stehspannungsfestigkeit hat. Inhomogenitäten in der Isolieranordnung können die Standardabweichung weit über den empfohlenen Wert steigern und damit eine starke Reduzierung gegenüber dem berechneten Stehwert bewirken, der von der 50%-Durchschlagspannung ausgeht. Grundsätzlich ist zu hinterfragen, ob die 10%-Durchschlagspannung, die allgemein als Stehspannung definiert wird, ausreichend ist für eine sichere Dimensionierung. Der Nachweis eines Stehvermögens im Bereich einer 2%-Durchschlagspannung hat sich in der experimentellen Praxis bewährt.

Als weiterer Minderungsfaktor für die Stehschaltstoßspannung ist die Beregnung einer Isolieranordnung zu berücksichtigen, wobei aber generell auch die Unsicherheiten bezüglich der Reproduzierbarkeit von Regenprüfungen zu bedenken sind.

### Fremdschicht

Der Fremdschichtdimensionierung der Isolatoren kommt in der UHV-Technik eine wesentlich höhere Bedeutung zu als in den unteren Spannungsebenen, wo die Isolatorabmessungen im Wesentlichen durch die Schaltstoßspannung bestimmt werden. Eine fremdschichtsichere Profilgestaltung bedingt eine entsprechend große Schlagweite, die für die oberen Fremdschichtklassen nicht unmittelbar durch die Schaltstoßschlagweiten gegeben ist. Damit kann die Fremdschichtanforderung maßgebend für die Isolatorabmessungen werden, wenn eine hohe Fremdschichtforderung mit niedriger Schaltstoßforderung zusammentrifft. Insbesondere für DC-Isolatoren wird dies der Fall sein, wo zwar noch keine genormten Werte für Fremdschicht und Stehspannung vorliegen, aber die praktischen Erfahrungen bereits diesen Weg weisen.

### Wechselspannung

Die betriebsmäßige Wechselspannung findet ihren Niederschlag als dimensionierende Größe im Langzeitverhalten der Geräte, was sowohl die innere Isolation, als auch die äußere Isolation in Bezug auf Fremdschichtbelastung betrifft. Weiterhin ist sie Bestandteil der Belastungen in Hochspannungs- und Schaltleistungsprüfungen an Geräten. Die gegenüber der Betriebsspannung erhöhte Prüfwechselspannung dient primär der Qualitätskontrolle in der Stückprüfung und hat nur eine unscharfe Relation zur betriebsmäßigen Belastung. Die in den UHV-Anwendungen und in der Normung genannten Werte für die Prüfung gegen Erde liegen für die Spannungsebenen ab 800 kV nur noch bei der verketteten Spannung (Leiter-Leiter-Spannung). Betriebsmäßige zeitweilige Spannungserhöhungen sind damit abgedeckt, aber aus

## Hochspannungstechnische Anforderungen

---

Sicht der Qualitätskontrolle kann das zu einer Qualitätsminderung im Vergleich zu den unteren Spannungsebenen führen. Die Anforderungen zur Stehspannung in Phasenopposition bei Schaltgeräten sind für die UHV-Spannungsebenen allerdings erhöht und auf den theoretischen Extremfall einer Erhöhung auf die verkettete Spannung im Betrieb abgestimmt.

### Gleichspannung

Bezüglich der Gleichspannungsprüfungen an DC-Geräten liegen zurzeit noch keine Normungen vor. Etablierte Werte aus der Praxis oder spezielle Kundenforderungen bestimmen die Spannungshöhen. Bezüglich der externen Isolation ist die Prüfgleichspannung wegen der großen Kriechwege und damit Schlagweiten nicht bestimmend. Betriebsrelevant ist dagegen die Gleichspannungs-Prüfung mit Polaritätsumkehr, die für die Betriebsführung vorausgesetzt werden muss. Beim Polaritätswechsel sind die Isoliersysteme bezüglich der kapazitiven Feldverteilung belastet. Für den DC-Dauerbetrieb sind die Systeme entsprechend der resistiven Feldverteilung auszulegen.

## 4 Besonderheiten der UHV-Prüftechnik

Für die Hochspannungsprüftechnik bedeutet der Vorstoß in die UHV-Spannungsebenen zunächst einmal keine grundsätzlich neuen Prüfverfahren, aber allein die sehr hohen Spannungen reduzieren die Prüfmöglichkeiten auf wenige Prüffelder. Im europäischen Raum sind die Prüffelder der Hersteller, Universitäten und die unabhängigen Prüfinstitute auf die Gesamtheit der hohen Anforderungen nicht eingerichtet. Einzelne Prüfungen können zwar in verschiedenen Laboren durchgeführt werden, aber für eine gesamte Typprüfung ist es oft notwendig, an mehreren Orten Teilprüfungen durchzuführen. Ausschlaggebend ist in erster Linie die Größe der zur Verfügung stehenden Prüfhalle, die ausreichend Platz für die Prüflinge bieten muss und sie muss mit entsprechenden Prüfspannungserzeugern ausgestattet sein. Prüfungen im Freien sind für Einzelgeräte oft mit Einschränkungen, wie Witterung und fehlender Schirmung für Störspannungs- und Teilentladungsmessung verbunden.

Speziell für die Prüfung von UHV-Geräten und Anlagenteilen wurden in den letzten Jahren einige Prüfeinrichtungen mit unterschiedlichen Schwerpunkten in China aufgebaut. Betreiber ist der größte chinesische Energieversorger State Grid Corporation of China (SGCC) [SGC-10]. Mit dem Schwerpunkt auf Prüfungen an Geräten und Anlagen der DC-Übertragung wird in der Nähe von Beijing ein UHV-Prüffeld betrieben. Unter anderem steht eine 86x60x50 m große Hochspannungshalle mit Einrichtungen für Gleichspannung bis 1800 kV, Wechselspannung bis 1500 kV und 6 MV Impulsspannung zur Verfügung.

Ein UHV-Prüffeld für Einrichtungen der Wechselspannungsübertragung befindet sich in Wuhan. Schwerpunkte der Einrichtungen sind Leitungsabschnitte bis 1 km Länge, Korona-Käfig, Fremdschicht- und Klima-Labore und EMV-Messeinrichtungen. Ein 7,5 MV Impulsgenerator im Freifeld wird insbesondere für die Leitungsuntersuchungen (Leitungsisolatoren, Mastkonfigurationen) benötigt.

Als weiteres Extrem ist ein Hochspannungsprüffeld in Tibet auf 4400 m Höhe zu nennen. Mit einem 4,2 MV Impulsgenerator und bis zu 1,5 MV Gleichspannung, sowie einem Fremdschichtlabor können Untersuchungen an Leitungen und Anlagen für große Aufstellungshöhen durchgeführt werden.

Neben den reinen Hochspannungsprüffeldern hat SGCC ein mechanisches Prüffeld in der Nähe von Beijing aufgebaut, in dem die Masten für die AC- und DC-Übertragung in voller Größe aufgebaut und mechanisch untersucht werden können.

In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Hochspannungsprüfungen an Geräten im Hinblick auf ihre Besonderheiten für den UHV-Bereich betrachtet. Problematische Punkte bei der Durchführung der Prüfungen nach dem heutigen Stand der Normen werden erläutert und alternative Möglichkeiten zum Nachweis eines sicheren Betriebsverhaltens werden aufgezeigt.

### 4.1 Stand der Normung

Basis der internationalen Prüfaktivitäten ist die IEC 60060-1 „High-Voltage test techniques – Part 1: Definitions and test requirements“ (Hochspannungsprüftechnik – Teil 1: Definitionen und Prüfanforderungen), betreut durch das horizontale technische IEC Komitee TC 42. In der IEC 60060-1 sind die Vorgaben für die Erzeugung, die Messung und die Prüfverfahren für die Hochspannungstechnik beschrieben. Für einzelne Geräte abweichende oder ergänzende Verfahren sind in den entsprechenden gerätespezifischen Normen fixiert. In einzelnen Punkten sind Abweichungen in nationalen Normen und Kundenspezifikationen zu beachten.

Die letzte Überarbeitung der IEC 60060-1 wurde mit der Edition 3 im September 2010 abgeschlossen. Während der Überarbeitung wurden die spezifischen Fragen zur UHV-

Prüftechnik bereits erörtert, aber nicht abschließend geklärt, so dass einige UHV-Themen nur unzureichend in der endgültigen Fassung berücksichtigt werden konnten. Eine Arbeitsgruppe zur Behandlung dieser Themen nahm 2010 ihre Arbeiten auf. In den folgenden Abschnitten wird bei der Betrachtung der einzelnen Prüfverfahren auf die Problempunkte für die UHV-Prüftechnik hingewiesen, bei denen z.B. Prüfanforderungen in Frage zu stellen sind oder lediglich neue Messwert-Toleranzen erforderlich sind.

Als Ergänzung zum Teil 1 sind in IEC 60060-2 die Anforderungen an die Messeinrichtungen und Kalibrierverfahren beschrieben. Zu der in 2010 abgeschlossenen Überarbeitung des Teils 2 ist nach Behandlung der UHV-Themen im Teil 1 ebenfalls eine Überarbeitung oder Ergänzung des Teils 2 zu erwarten.

### 4.2 Stoßspannungen

Stoßspannungen werden bei Hochspannungsprüfungen zur Nachbildung der gesamten Bandbreite von Überspannungsverläufen im Netz eingesetzt, wobei sie auf die genormten Spannungsklassen Blitzstoßspannung und Schaltstoßspannung reduziert worden sind (siehe Abschnitt 3.1.1). Die festgelegten Kenngrößen für diese Spannungen sind die Anstiegszeit, der Scheitelwert und die Rückenhalbwertszeit mit entsprechend festgelegten Toleranzen (siehe IEC 60060-1).

Für die Erzeugung hoher Stoßspannungen werden mehrstufige Stoßspannungsgeneratoren (Marx-Generatoren) eingesetzt, bei denen die Generatorkondensatoren nach paralleler Aufladung über Funkenstrecken in Reihenschaltung auf den Prüfling entladen werden. Mit entsprechender Auslegung der Kreiselemente (Stoßkapazitäten, Dämpfungs- und Entladewiderstände) ergibt sich mit der Prüflingskapazität der zeitliche Verlauf der Spannung. Durch das Zusammenwirken von Stoßkapazität des Generators mit der Prüflingskapazität muss für jeden Prüfling und jede Spannungsform der Stoßkreis neu ausgelegt werden. Über das Ersatzschaltbild mit den Stoßkreiselementen und Näherungsgleichungen können die erforderlichen Kapazitäten und Widerstandswerte bestimmt werden, um die genormten Stoßspannungsformen innerhalb ihrer Toleranzen zu erzielen.

Die Bestehkriterien für Schaltstoß- und Blitzstoßspannungsprüfungen sind gleich. Die jeweilige Isolieranordnung ist mit 15 Impulsen pro Polarität zu beanspruchen, wobei es höchstens zwei Durchschläge in der selbstheilenden Isolation geben darf. Eine nichtselbstheilende Isolation darf nicht über- oder durchschlagen.

### 4.3 Blitzstoßspannung

#### 4.3.1 Anforderungen an den Prüfkreis

Für die Blitzstoßspannung ist eine Stirnzeit von  $1,2 \mu\text{s} \pm 30\%$  und eine Rückenhalbwertszeit von  $50 \mu\text{s} \pm 20\%$  nach Norm einzustellen. Für die Amplitude ist eine Toleranz von  $\pm 3\%$  zugelassen. Mit größer werdenden Prüflingen, höheren Spannungen und ausgedehnten Prüfkreisen wird die Berechnung der Kreiselemente zunehmend schwieriger, so dass z.B. die Dämpfungswiderstände und/oder die Stoßkapazität empirisch ermittelt werden müssen. Bild 4.1 zeigt die Elemente des Stoßkreises, die zur Beeinflussung der Zeitparameter gegeben, bzw. zu bestimmen sind: Der Dämpfungswiderstand  $R_D$  beeinflusst primär die Rückenzeit und  $R_F$  wird zur Einstellung der Stirnzeit variiert, wobei zusätzliche Widerstände außerhalb des Generators im Leitungszug eingesetzt werden können.

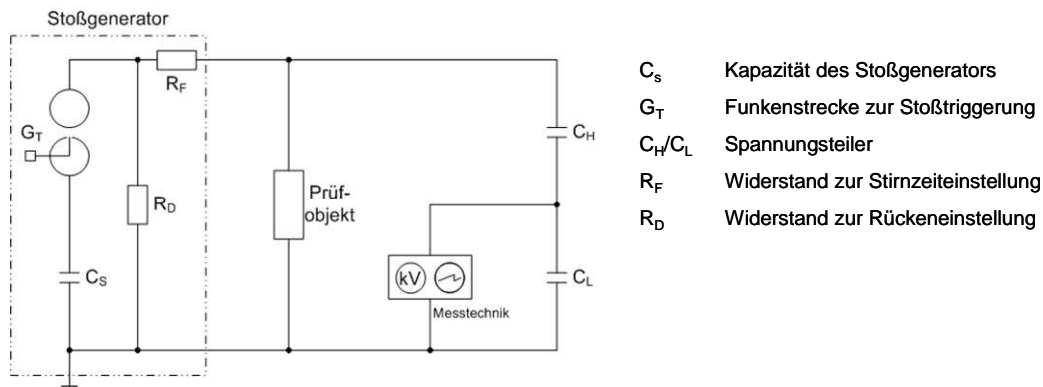


Bild 4.1 Grundlegender Stoßspannungsprüfkreis

Die Anordnung der einzelnen Elemente im Prüfkreis wird dabei immer wichtiger. Die erforderlichen Isolationsabstände stehen dabei dem Ziel entgegen, die Hochspannungs- und Erdverbindungen auf möglichst kurzem Weg zu verlegen, um induktive Schleifen klein zu halten. Bei räumlich ausgedehnten Stoßkreisen ergeben sich nennenswerte Kreisinduktivitäten, die zu Schwingungen in der Stoßform führen. Die Kreisinduktivität kann grob aus der Stromkreislänge des schwingenden Kreises mit  $1 \mu\text{H}/\text{m}$  abgeschätzt werden. Eine Dämpfung der Schwingung kann durch Widerstände erfolgen, was aber zur Verlängerung der Stirnzeit führt, so dass die Einhaltung der Normvorgaben für die Spannungsform problematisch wird.

### 4.3.2 k-Faktor

Bei Blitzstoßspannungsprüfungen mit großen Prüflingskapazitäten und/oder bei sehr hohen Spannungen tritt die Problematik der SpannungsformEinstellung und Messauswertung auf. Der doppelt-exponentiellen Grundform der Blitzstoßspannung ist eine Schwingung oder auch nur Spannungsüberhöhung überlagert, die zur Erhöhung der Amplitude führt. Die Auswirkung der erhöhten Amplitude auf die zu prüfende Isolation ist von der Frequenz des

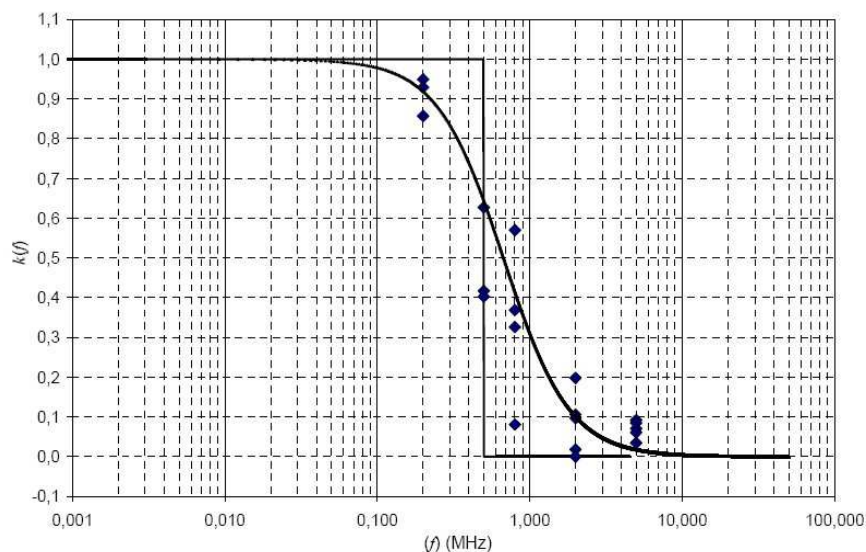


Bild 4.2 Verlauf des k-Faktors über der Frequenz  $f$  mit den zugrunde liegenden versuchstechnischen Ergebnissen und Sprungfunktion nach alter Definition

Überschwingens abhängig. Bei sehr hohen Frequenzen sind keine Auswirkungen dieser Spannungsüberhöhung festzustellen, so dass die Überhöhung unberücksichtigt bleiben kann. Bei niedrigen Frequenzen geht die Überhöhung in die Wirksamkeit der Amplitude ein.

In der Vergangenheit wurde die Grenze bei 500 Hz gesetzt, bis zur der ein Überschwingen bis zu 5 % zulässig war. Um den physikalischen Gegebenheiten gerecht zu werden, wird jetzt die Zulässigkeit des Überschwingens durch den  $k$ -Faktor beschrieben, der einen kontinuierlichen Übergang in einem Frequenzbereich von 0,1 MHz bis 1,5 MHz beschreibt. Der frequenzabhängige Faktor  $k$  wird beschrieben durch die Kurve in Bild 4.2 mit folgender Gleichung:

$$k(f) = \frac{1}{1 + 22,2 \times f^2} \quad \text{Gl. 4.1}$$

Bild 4.3 aus IEC 60060-1 Ed.3.0 zeigt einen gemessenen Kurvenverlauf mit Überschwingen ( $U_c$  - Recorded curve) und die Grundform der Impulsspannung ( $U_b$  - Base curve). Zur Bewertung der Amplitude werden die beiden Verläufe subtrahiert, so dass die Schwingung allein betrachtet werden kann ( $U_c - U_b$  - Residual curve). Die Amplitude der Schwingung wird mit dem  $k$ -Faktor bewertet und der Grundkurve  $U_b$  wieder zugerechnet. Die damit berechnete Amplitude ist die nach Norm zu wertende Prüfspannungskurve  $U_t$ . Die Berechnung erfolgt mit der Gleichung:

$$U_t = U_b + k(f) \times (U_c - U_b) \quad \text{Gl. 4.2}$$

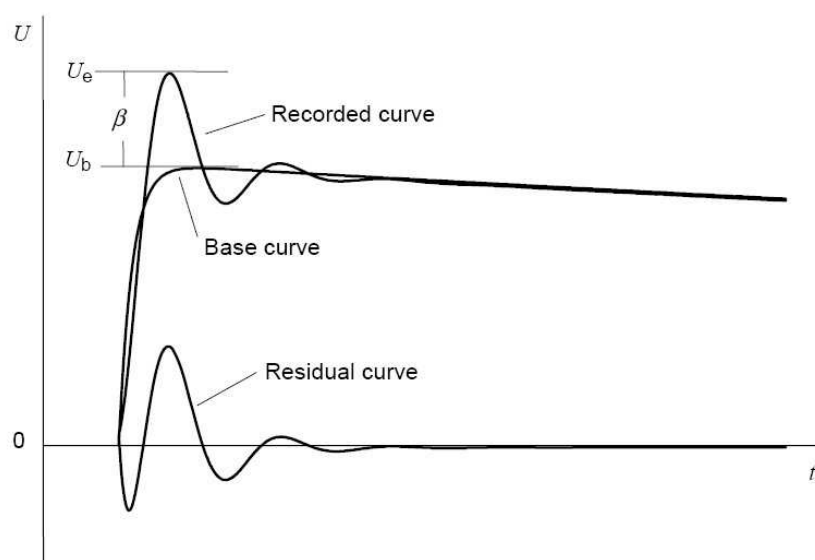


Bild 4.3 Kurvenverläufe zur Auswertung des Überschwingens bei Blitzstoßspannung

Grundlage für diese normative Festlegung waren zahlreiche Untersuchungen des Durchschlagverhaltens verschiedener Isoliermedien. Dabei zeigte sich, dass in den Isoliermedien SF<sub>6</sub>, Öl, PE und Luft ein einmaliges Überschwingen (overshoot) gleich zu bewerten ist wie eine überlagerte Schwingung. Um dem unterschiedlichen Frequenzverhalten der Medien gerecht zu werden und andererseits eine einheitliche Spannungsauswertung zu gewährleisten wurde eine mittlere Bewertung vorgenommen und über den oben beschriebenen  $k$ -Faktor fixiert [BER-01; GAR-02].



### 4.3.3 Blitzstoßspannung im UHV-Bereich

Im Folgenden werden zunächst eigene Erfahrungen mit Blitzstoßspannungsprüfungen und deren Problematik im UHV-Bereich beschrieben und daraus folgend eine Lösung abgeleitet, die eine problemlose und reproduzierbare Blitzstoßprüfung ermöglichen kann. Weiterhin werden die Auswirkungen der Parameteränderung auf die Isoliermedien betrachtet.

#### 4.3.3.1 Einhaltung der Standardimpulsform

Bei der Prüfung mit Blitzstoßspannung steigen die Schwierigkeiten zur Einstellung der korrekten Zeitparameter mit den zunehmenden Größen Prüflingskapazität, Spannungsamplitude und räumliche Ausdehnung des Prüfkreises. Insbesondere bei der Prüfung im UHV-Bereich sind diese Größen zwangsläufig miteinander verknüpft. Die Problematik liegt insbesondere in der Einstellung der Stirnzeit von  $1,2 \mu\text{s}$  innerhalb der zulässigen Toleranz von  $\pm 30\%$ , mit der die Grenzen bei  $0,96 \mu\text{s}$  und  $1,56 \mu\text{s}$  liegen. Der doppelt exponentiellen Spannungsform überlagert sich eine Schwingung, die sich um die Grundform oszillierend oder nur als Überschwingen darstellt. Bei dieser überlagerten Schwingung ist nach neuer Auswertung die Amplitude auf  $10\%$  nach Filterung eine Grenze gesetzt. Die Einstellung der Rückenhalbwertzeit von  $50 \mu\text{s} \pm 20\%$  bereitet in der Regel keine Schwierigkeiten und wird nicht weiter betrachtet.

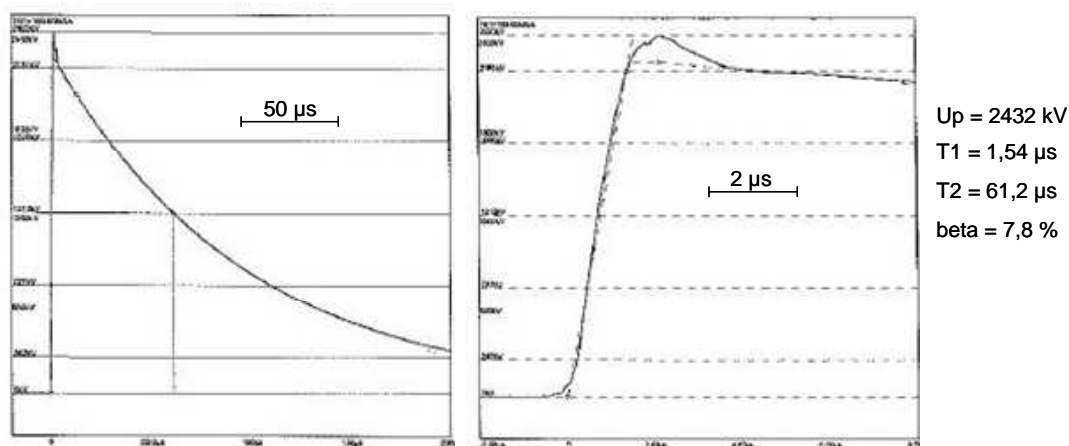


Bild 4.4 Überschwingen der Blitzstoßform bei Prüfung eines gekapselten 1200 kV Leistungsschalters

Zur Reduzierung des Überschwingens werden die Dämpfungswiderstände möglichst groß gewählt, was dazu führt, dass die Stirnzeit in den Bereich der oberen Toleranzgrenze kommt. Bild 4.4 zeigt exemplarisch die Stoßform aus einer Prüfung eines gekapselten Leistungsschalters der Nennspannung 1200 kV, die bei einer Prüfung bei der Forschungsgemeinschaft Mannheim (FGH-Mannheim) aufgenommen wurde [TB 456]. Der Prüfling allein hat eine räumliche Ausdehnung von etwas über 30 m zwischen den beiden Köpfen der aufgesetzten Durchführungen.

Die Auswertung der Stoßform ergibt:

- Amplitude 2423 kV
- Stirnzeit 1,54  $\mu\text{s}$
- Rückenhalbwertzeit 61,2  $\mu\text{s}$
- Überschwingen 7,8 %

Mit dem zum Zeitpunkt der Prüfung zulässigen Überschwingen von maximal 5 % (nach IEC 60060-1 Ed 2.0) liegt diese Stoßform nicht mehr im Rahmen der standardmäßig zulässigen Grenzen.

Eine exakte Auswertung nach IEC 60060-1 Ed 3.0 ist im Nachhinein nicht möglich, aber die relevanten Größen können abgeschätzt werden. Für die Frequenz des Überschwingens von ca. 0,3 MHz ist ein k-Faktor von 0,83 anzusetzen, womit die größere zulässige Toleranzgrenze von 10 % eingehalten wird. Durch die Addition der mit dem k-Faktor bewerteten Schwingung (Residual curve) mit der Grundform (Base curve) wird allerdings die Stirnzeit vergrößert. Da diese ohnehin nahe an der oberen Toleranzgrenze liegt, wird das Kriterium für die Stirnzeit nicht mehr erfüllt, und die Stoßform ist auch nach der überarbeiteten Stoßformauswertung nicht mehr normgerecht. Wenn zur Abhilfe die Dämpfungswiderstände im Stoßkreis reduziert würden, würde sich das Überschwingen verstärken und die jetzt zulässige Grenze von 10 % überschreiten.

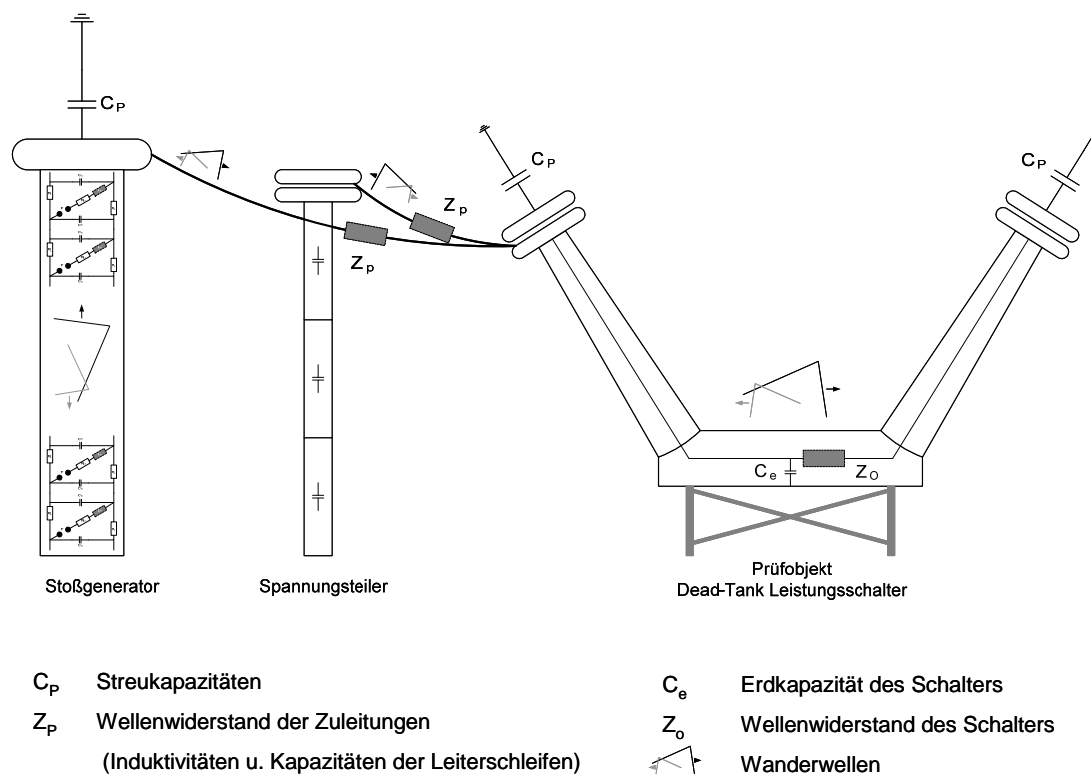


Bild 4.5 Schematisierte Ansicht eines Stoßkreises unter dem Gesichtspunkt von Wanderwellenbeeinflussung

Das starke Überschwingen bei Prüfungen mit sehr hohen Blitzstoßspannungen ist auch belegt durch Prüfung eines ähnlichen Schalters in einem chinesischen UHV-Prüflabor [TB 456] und durch diverse Prüfungen im Hochspannungslabor der Siemens AG in Berlin.

Rechen- und messtechnische Untersuchungen der Einflussfaktoren im eigenen Prüffeld zeigten, dass die rechnerische Nachbildung des Prüfkreises zur Erklärung des Überschwingverhaltens nicht trivial ist. Diverse Parameter wurden untersucht. Eine zufriedenstellende Nachbildung des Stoßkreises in Bezug auf das Überschwingverhalten konnte jedoch mit konzentrierten Elementen im Stoßkreis nicht erstellt werden. Die Nachbildung der Leiterschleifen durch Induktivitäten von  $1 \mu\text{H/m}$  Leiterverbindung erwies sich als nicht ausreichend. Auch in der Literatur wurden keine Quellen gefunden, die nachvollziehbare Ansätze zur Nachbildung der Stoßkreise mit entsprechendem Praxisabgleich beinhalten. [MAT-09; OKA-09a] zeigen z.B. analytische Wege zur Betrachtung des Überschwingens und Auswirkungen der Prüfkreisparameter, beinhalten aber keine versuchstechnische Verifikation. Die möglicherweise zu berücksichtigenden Elemente, wie

Streukapazitäten, Wellenwiderstände und Wege möglicher Wanderwellen sind schematisch in Bild 4.5 dargestellt.

Folgende Punkte wären für weiterführende Untersuchungen im Bezug auf ihren Einfluss genauer zu betrachten:

- Parasitäre Induktivitäten im Stoßgenerator, unter den Zuleitungen und im Prüfling müssen genauer bestimmt werden.
- Die Streukapazitäten der einzelnen Stoßkreiselemente können nur abgeschätzt werden.
- Laufzeiten auf Grund der Abmessungen des Prüfaufbaus sind nicht mehr zu vernachlässigen (Der Weg zwischen Niederspannungsteil des Teilers bis zum Ende des Prüflings beträgt ca. 50 m, was einer Laufzeit von  $0,3 \mu\text{s}$  für eine hin- und rücklaufende Welle entspricht).
- Reflektionen an den Übergängen der Freiluft-Verbindungsleitungen zum Generator, Prüfling und Teiler sind einzubeziehen.
- Das Laufzeitverhalten innerhalb der Widerstandsbänder müsste betrachtet werden (Durch den mäanderförmigen Aufbau des Widerstandsdrahtes innerhalb des Bands ergibt sich ein Vielfaches der einfachen Widerstandslänge).
- Die deutlich höhere mittlere Steilheit der Stirn ( $\text{kV}/\mu\text{s}$ ) enthält ein höheres Frequenzspektrum zur Anregung von Schwingungen im Vergleich zu Stoßspannungen mit niedrigeren Amplituden.
- Die Übereinstimmung der am Teiler gemessenen Spannung mit der tatsächlich im Prüfling auftretenden Spannung ist wegen der Laufzeiten und Reflektionen zu hinterfragen.

### 4.3.3.2 Erweiterung der zulässigen Zeitparameter

Vor dem Hintergrund der Prüferfahrungen zur Einhaltung des Blitzstoßimpulses bei sehr hohen Amplituden kann der Schluss gezogen werden, dass nur eine Stirnzeitverlängerung zu einer glatten doppel-exponentiellen Impulsform führen wird. Eine Vergrößerung der Toleranzgrenze ist eine Möglichkeit, diesem Problem in der Prüftechnik entgegenzuwirken. Eine weitere Möglichkeit ist die grundsätzliche Verlängerung der Stirnzeit für die UHV-Spannungsamplituden. Dazu werden im Folgenden eine Einschätzung der erzielbaren Impulsformen bei unterschiedlichen Spannungshöhen gegeben und die Auswirkungen der Spannungsbelastung durch vergrößerte Stirnzeiten betrachtet.

In Tabelle 4.1 sind die Auswirkungen der mittleren Steilheit (Amplitude bezogen auf Stirnzeit) auf Basis verschiedener Amplituden und Stirnzeiten aus der eigenen Prüfpraxis betrachtet. Bei Stoßspannungen von 1050 kV für die Nennspannung 245 kV ergibt sich bei Einstellung einer Stirnzeit von  $1,2 \mu\text{s}$  eine mittlere Steilheit von  $0,88 \text{ MV}/\mu\text{s}$ , was in der Regel keine Probleme in der Einstellung der Stoßform im Rahmen der zulässigen Toleranzen mit sich bringt. Bei Prüfungen für die 550 kV Spannungsebene mit 1550 kV Blitzstoßamplitude bewegt man sich in der Regel im oberen Bereich der Stirnzeittoleranz und ein Überschwingen kann auf ein geringes Ausmaß begrenzt werden. Bei der mittleren Steilheit von  $1,5 \mu\text{s}$  für 1800 kV ist in der Regel das Überschwingen nicht mehr vermeidbar. Bei einer Blitzstoßamplitude von 2400 kV mit einer Stirnzeit von  $1,2 \mu\text{s}$  ist mit der mittleren Steilheit von  $2 \text{ MV}/\mu\text{s}$  die Normwelle auch bei Ausnutzung aller Toleranzen nicht erreichbar. Geht man von den Werten aus dem oben exemplarisch gezeigten Stoßspannungsversuch aus, wird mit der mittleren Steilheit von  $1,57 \text{ MV}/\mu\text{s}$  zwar die obere Toleranzgrenze der Stirnzeit eingehalten, das Überschwingen ist dabei aber außerhalb der Normvorgabe. Wenn bei der Diskussion der Stirnzeitverlängerung von einer mittleren Steilheit von  $1 \text{ MV}/\mu\text{s}$  ausgegangen

wird, müsste mit einer Verdoppelung der heutigen Stirnzeitvorgabe auf 2,4  $\mu\text{s}$  ein glatter Kurvenverlauf problemlos erzielbar sein.

Tabelle 4.1 Auswirkungen der mittleren Steilheit auf die Blitzstoß-Impulsform bei verschiedenen Amplituden und Stirnzeiten

| Amplitude<br>kV | Stirnzeit<br>$\mu\text{s}$ | Mittlere Steilheit<br>MV/ $\mu\text{s}$ | Auswirkungen  |
|-----------------|----------------------------|---|---|
| 1050            | 1,2                        | 0,88                                    | Glatter Kurvenverlauf ohne Probleme möglich                                 |
| 1550            | 1,2                        | 1,29                                    | Oberer Toleranzbereich  |
| 1800            | 1,2                        | 1,50                                    | Oberer Toleranzbereich und Überschwingen                                    |
| 2400            | 1,2                        | 2,00                                    | Standard nicht einhaltbar   |
| 2423            | 1,54<br>aus Versuch        | 1,57                                    | Obere Toleranzgrenze der Stirnzeit;<br>Überschwinggrenze wird überschritten |
| 2400            | 2,4                        | 1,00                                    | Glatter Kurvenverlauf ist zu erwarten                                       |

### 4.3.3.3 Konsequenzen aus einer Stirnzeitverlängerung

Bei der Einschätzung der Medien in Bezug auf ihr Verhalten bei verlängerter Stirnzeit müssen die Spannungszeitkennlinien im Mikrosekundenbereich betrachtet werden. Beschrieben durch die Spannungszeitkennlinie ist mit abnehmender Stirnzeit der Impulsspannung eine Reduzierung des Isoliervermögens verbunden. Die Steilheit der Kennlinie ist für die relevanten Isoliermedien stark unterschiedlich.

Die Kennlinien für  $\text{SF}_6$  zum Beispiel sind sehr flach, so dass davon ausgegangen werden kann, dass eine Verdoppelung der Stirnzeit einen kaum merklichen Einfluss auf das Isolierverhalten bewirkt. In Luft dagegen ist die Kennlinie sehr steil, so dass das Isoliervermögen, das mit einer verdoppelten Stirnzeit nachgewiesen wird, beträchtlich niedriger liegen wird [KUE-05]. Dieser Gesichtspunkt verliert bei der Betrachtung der UHV-Anordnungen aber an Bedeutung, weil die Schlagweiten in Luft ohnehin von der Schaltstoßspannung bestimmt werden und die Blitzstoßspannung für die äußere Isolation von untergeordneter Bedeutung ist. Für Feststoffisolierungen kann ein Einfluss der verlängerten Blitzstoßbeanspruchung auf die Festigkeit nicht ausgeschlossen werden. Wegen der Vielzahl unterschiedlicher Isoliermaterialien und -anordnungen ist jeweils eine gezielte Betrachtung erforderlich, die hier nicht vorgenommen werden kann.

Vor der Betrachtung der Auswirkungen der Steilheit auf die Isolationen stellt sich die grundsätzliche Frage, mit welchen Steilheiten der Blitzüberspannungen im Betrieb der UHV-Anlagen zu rechnen ist. Dazu sei auf den Abschnitt 3.5.1.2 „Zeitparameter der Blitzüberspannungen“ verwiesen, wo anhand einiger Literaturstellen gezeigt wird, dass die Steilheit der Normblitzstoßform für den UHV-Bereich nicht zu erwarten ist. Wenn diese Ansätze verifiziert werden, besteht nicht mehr die Notwendigkeit die erforderliche Prüfbelastung den Prüfmöglichkeiten anzupassen, sondern die Prüfbelastung könnte den Belastungen im Netz besser angepasst werden.

## 4.4 Schaltstoßspannung

### 4.4.1 Allgemeine Anforderungen

Zur Nachbildung der Schaltüberspannungen im Netz wird das Isoliervermögen von Geräten und Anlagenkonfigurationen oberhalb der Bemessungsspannungen von 245 kV mit der genormten Schaltstoßspannung geprüft. Beschrieben wird sie über die Scheitelzeit mit 250  $\mu$ s und die Rückenhalbwertzeit mit 2500  $\mu$ s, mit den Toleranzen  $\pm 20$  % bzw.  $\pm 60$  %. Für die Amplitude ist eine Toleranz von  $\pm 3$  % zugelassen.

In der Regel ist die Schaltstoßspannung die dimensionierende Größe für die äußere Isolation, d.h. die erforderlichen Schlagweiten in Luft werden von der positiven Schaltstoßspannung bestimmt. Zu prüfen ist in der Regel trocken und unter künstlicher Beregnung, wobei bei der Prüfung von Geräten und Isolatoren die Prüfung unter Regen die härteste Beanspruchung der Isolierstrecke darstellt.

### 4.4.2 Schaltstoßspannung im UHV-Bereich

Die Besonderheit bei der Prüfung mit hohen Schaltstoßspannungen sind die erforderlichen Schlagweiten und Sicherheitsabstände. Auch wenn der Stoßgenerator die erforderlichen Amplituden erzeugen kann, werden solche Prüfungen bei geringen Wandabständen in den Prüfhallen problematisch. Die Abmessungen der Prüflinge werden jeweils um die Längen der anzubauenden Leiternachbildungen erheblich vergrößert, und neben Prüfling und Generator ist auch der Spannungsteiler in den Raumbedarf für den Prüfkreis einzubeziehen.

Bezüglich der Sicherheit ist mit den so genannten abirrenden Überschlägen zu rechnen. Der Überschlagspfad folgt bei positiver Polarität nicht immer dem kürzesten Weg zur Erde, wie zum Beispiel entlang einer Stützersäule, sondern kann auch nahezu waagrecht vom Prüfling aus zur Hallenwand vorwachsen, auch wenn die Schlagweite erheblich größer ist. Dieses Phänomen wurde bereits bei Prüfungen im Bereich von 1500 kV bis 1600 kV beobachtet. Bei einer kürzesten Schlagweite von 7,68 m senkrecht gegen Erde überbrückten die Überschläge sporadisch eine Schlagweite von 11 m bis zu Hallenwand. Bild 4.6 und Bild 4.7 veranschaulichen dieses Verhalten anhand der Abmessungen von Prüfaufbau und Halle und den Aufnahmen aus einer Prüfung im eigenen Prüffeld. Bei Schaltstoßüberschlägen mit negativer Polarität traten bis 2000 kV alle Überschläge entlang der Stützersäule auf. Bei Prüfungen mit positiver Schaltstoßspannungen ab 1600 kV waren in zunehmendem Maß abirrenden Überschlägen zu beobachten.

Das Phänomen der kritischen Durchschlagsspannungen, bei dem mit steigender Stirnzeit eine Verringerung der Spannungsfestigkeit verbunden ist, kommt bei der Prüfung realer Anlagenanordnungen gar nicht oder nur eingeschränkt zum Tragen. Die Festigkeitsreduzierung ist bei Spitze-Platte-Anordnungen ab 1800 kV zu beobachten (siehe Abschnitt 3.5.2.2). Da das Verhalten bei homogeneren Feldern, wie sie in der Regel bei Geräten vorliegen, nicht so stark ausgeprägt ist und die UHV-Schaltstoßspannungen mit 1800 kV im unteren Grenzbereich dieses Verhaltens liegen, dürfte eine Stirnzeitverlängerung nicht zu Reduzierungen im Stehvermögen gegenüber einer Normwelle führen.

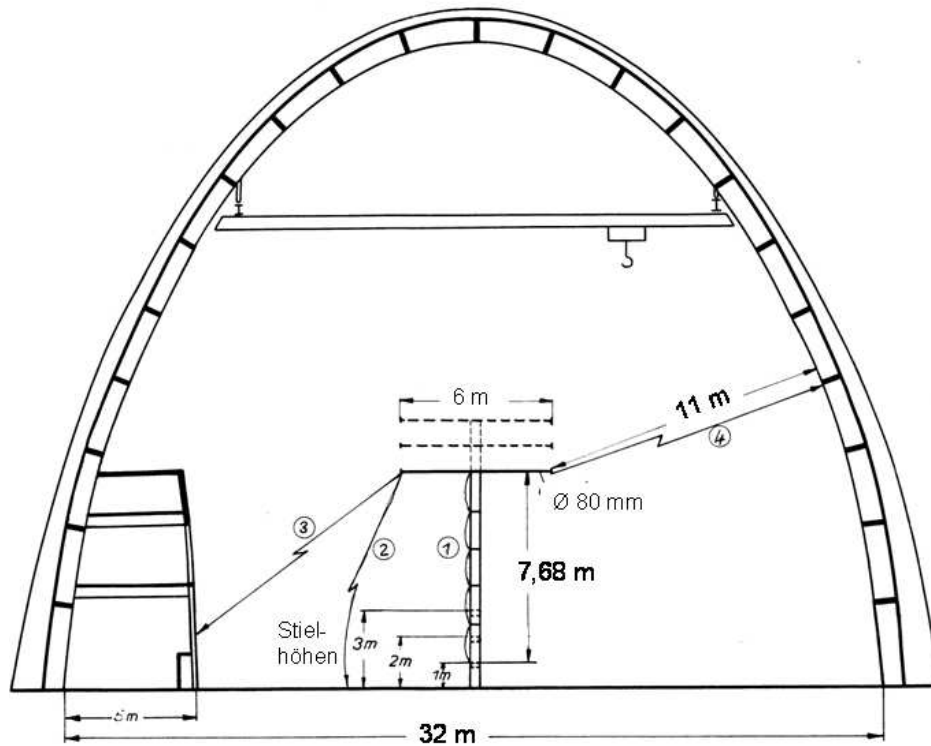


Bild 4.6 Überschlagspfade bei Schaltstoßprüfungen von Isolatorsäulen mit Stielhöhen von 1 m, 2 m und 3 m

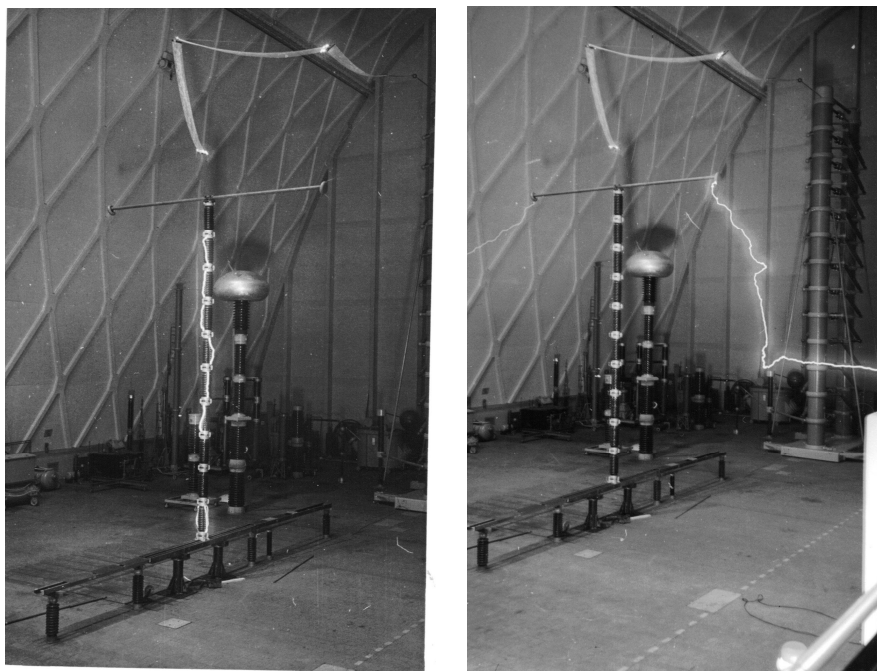


Bild 4.7 Überschlagspfade bei der Prüfung mit 1600 kV Schaltstoßspannung: Links negative Polarität mit Pfad am Stützer; rechts positive Polarität mit abirrendem Lichtbogen

## 4.5 Wechselspannung

### 4.5.1 Erzeugung, Prüf- und Messtechnik

Für Wechselspannungsprüfungen werden vorwiegend Prüftransformatoren verwendet, die sich durch bedeutend kleinere Nennleistungen und oft höhere Übersetzungsverhältnisse von den Leistungstransformatoren unterscheiden. Aus wirtschaftlichen und technischen Erwägungen erzeugt man sehr hohe Spannungen nicht mehr mit einstufigen Transformatoren sondern durch Reihenschaltung der Hochspannungswicklungen mehrerer Transformatoreinheiten (Kaskadenschaltung).

Das Betriebsverhalten der Hochspannungstransformatoren wird wesentlich von der Kapazität der äußeren Belastung bestimmt, was zu einer erheblichen Spannungsüberhöhung führen kann. Die Sekundärspannung steht dann nicht mehr in einem festen Übersetzungsverhältnis zur Primärspannung, so dass eine Messung der Spannungshöhe auf der Hochspannungsseite zwingend ist, um genaue Messwerte zu erhalten. Die Spannungsüberhöhung steigt mit der Höhe der Prüflingskapazität.

Ein weiterer zwingender Grund für die Messung auf der Hochspannungsseite sind Abweichungen von der Sinusform in der Prüfspannung. Weil die Scheitelwerte für den Durchschlag maßgeblich sind, werden bei der Wechselspannungsmessung immer die Scheitelwerte geteilt durch  $\sqrt{2}$  angegeben, um einen Vergleich mit den Effektivwerten der Betriebsspannungen zu ermöglichen.

Das Kriterium für das Bestehen einer Wechselspannungsprüfung ist in der Regel ein Nachweis für ein 1-minütiges Stehvermögen des Prüflings. Es ist kein Durchschlag zulässig. Bei Wechselspannungsprüfungen unter Regen, wie in den unteren Spannungsebenen für Freiluftisolation erforderlich, ist ein einmaliger Durchschlag und ein anschließender zweiter Versuch zulässig.

Für hohe Prüfspannungen oder große Prüflingskapazitäten sind übliche Prüftransformatoren häufig für einen Transport zu schwer oder nicht verfügbar. Für Vor-Ort-Prüfungen ist dann eine Hochspannungserzeugung durch transportable Serienresonanz-Prüfanlagen mit hochspannungsfester Induktivität möglich. Dabei macht man sich den Effekt der kapazitiven Spannungsüberhöhung zunutze, indem anstelle der Kurzschlussinduktivität des Prüftransformators die in Reihe geschaltete Zusatzinduktivität zum Tragen kommt und mit der Prüflingskapazität einen Reihenresonanzkreis bildet. Dadurch kann man mit einem Transformator mit vergleichsweise niedriger Sekundärspannung hohe Prüfwechselspannungen erzeugen. Der Resonanzfall wird entweder durch die Frequenz der Speisespannung oder den Wert der Zusatzinduktivität eingestellt.

Bei den Prüfungen mit Resonanzanlagen sind die Anforderungen der IEC 60060-1 bezüglich des zulässigen Frequenzbereichs 45 Hz bis 65 Hz nicht einhaltbar. Aus diesem Grund wird für Vor-Ort-Prüfungen nach IEC 60060-3 ein Frequenzbereich von 10 Hz bis 500 Hz zugelassen. Grundsätzlich sollte eine betriebsgerechte Prüfung nach Möglichkeit in der Nähe der Betriebsfrequenz erfolgen. Bei den abweichenden Prüfbeanspruchungen ist jeweils zu fragen, inwieweit die Prüfung repräsentativ für den jeweiligen Prüfling ist. Gängige Praxis ist der Einsatz von Resonanzanlagen für gasisolierte Anlagen, Kondensatoren und Kabeln.

#### 4.5.2 Prüfung mit Wechselfspannung im UHV-Bereich

Den Wechselfspannungsprüfungen kommt im UHV-Bereich eine wesentlich höhere Bedeutung zu, weil die Prüfspannungen den Betriebsspannungen und den zeitweiligen Überspannungen sehr nahe kommen (siehe Abschnitt 3.5.5). Es sind Spannungen bis 1200 kV gegen Erde zu realisieren, was mit den Prüftransformatoren in den entsprechend ausgestatteten großen Laboratorien in der Regel problemlos zu erreichen ist. Schwieriger wird es für die Prüfungen über die offenen Schaltgeräte, wobei eine zweite Wechselfspannung in Phasenopposition in Höhe der Leiter-Erd-Spannung erforderlich wird. Die Möglichkeiten in den unteren Spannungsebenen, wo bei den mehrstufigen Transformatoren eine Teilspannung oder die Trennung der Stufen genutzt werden kann, sind hier nicht mehr gegeben. Ein zweiter Hochspannungstransformator wird bei diesen Prüfungen erforderlich sein.

Bei den Prüfungen über die offenen Schaltgeräte kommt ein weiterer Gesichtspunkt für die Transformatoren bei den kombinierten Prüfungen Impuls- gegen Wechselfspannung hinzu. Bei Leistungsschaltern wird über die Steuerkondensatoren ein Teil der Stoßspannung auf die Wechselfspannungsseite durchgekoppelt. Diese verursacht einen Einbruch der wechselfspannungsseitigen Spannung (im englischen: Drop), so dass der Augenblickswert nicht mehr dem voreingestellten Spannungswert entspricht und die gewünschte Summenspannung über die offene Schaltstrecke nicht erreicht wird. Der Spannungseinbruch kann teilweise über Stützkondensatoren auf der Wechselfspannungsseite kompensiert werden. Weiterhin können die Spannungshöhen der Wechsel- und/oder Stoßspannungsseite erhöht werden, so dass der Augenblickswert beim Spannungseinbruch ausreicht, um die erforderliche Summenspannung zu erreichen. Diesem Vorgehen sind in zweierlei Hinsicht Grenzen gesetzt. Die Stützkapazität kann wegen der Belastung des Transformators nicht beliebig erhöht werden, und die Spannungsanhebung darf nicht dazu führen, dass die Belastung am Prüfling gegen Erde zu hoch wird. Erforderlich wären leistungsstärkere Transformatoren, um mit entsprechend großen Stützkondensatoren den Spannungseinbruch zu kompensieren, was einen erheblich höheren apparativen Aufwand für diese spezielle Prüfung bedeutet.

Eine weitere Möglichkeit die offenen Schaltgeräte zu prüfen, wäre der Einsatz von zwei Stoßgeneratoren, die mit entgegen gesetzter Polarität die offene Schaltstrecke beanspruchen. Da nur der Augenblickswert der Summenspannung zur Nachbildung der Beanspruchung im Netz erforderlich ist, wäre diese kurzzeitige Beanspruchung ausreichend. Zu untersuchen wäre, inwieweit die gegenseitige Beeinflussung der Spannungsformen durch geeignete Stoßspannungskreise ausgeglichen werden kann. Die Synchronisation der Stoßspannungen dürfte mit den heute zur Verfügung stehenden Triggereinrichtungen nicht problematisch sein.

Die Prüfzeit von einer Minute entsprechend den IEC Prüfvorgaben für eine Wechselfspannungsprüfung ist zu hinterfragen. Prüfpraxis in Japan sind wesentlich längere Prüfzeiten [NAK-07]. Dabei werden beispielsweise GIS-Baugruppen jeweils vor und nach der 1-minütigen Prüfspannung 30 min mit einer reduzierten Wechselfspannung zur Beobachtung der TE-Aktivitäten beaufschlagt. Bei der Prüfung von Transformatoren wird diese Vor- und Nachbeanspruchung für 60 min durchgeführt. Für reine Gasstrecken ist die Prüfzeitverlängerung sicherlich nicht interessant, aber für Feststoffisolationen kann sie eine erhöhte Belastung darstellen. Thermische Effekte oder das Vorwachsen von Entladungen sind nicht auszuschließen. Es werden einerseits höhere Anforderungen an die Isolierungen nachgewiesen, andererseits muss aber auch sichergestellt sein, dass es nicht zu einer Vorschädigung kommt.

Zur Reduzierung des apparativen Aufwands und zur Erhöhung der Flexibilität im Prüfbereich könnten Resonanzanlagen hilfreich sein. Neben den Baustellenprüfungen müssten die Standards den zulässigen Frequenzbereich für Wechselfspannungsprüfungen auch auf die Stückprüfungen erweitern. Bei gasisolierten Anlagen beispielsweise ist zur Überprüfung der



Qualität im Werk in Bezug auf Montagefehler oder Störstellen die Nähe zur Betriebsfrequenz ebenso wenig erforderlich wie bei einer Baustellenprüfung.

### 4.6 Gleichspannung

Hohe Gleichspannungen werden aus Wechselspannung durch Gleichrichtung und anschließender Glättung gewonnen. Die Gleichrichter für hohe Spannungen bestehen immer aus einer Reihenschaltung vieler Halbleiterdioden mit parallel geschalteten Kondensatoren zur Potentialsteuerung. Der einfachste Weg zur Erzeugung einer Gleichspannung in einem Hochspannungslabor ist die Nutzung der Wechselspannungsquelle in Verbindung mit einem Hochspannungsgleichrichter und einem Glättungskondensator zu einer Einweggleichrichterschaltung. Als eigenständige Gleichspannungsquelle mit eigener Wechselspannungsversorgung wird in der Hochspannungstechnik die Greinacher-Vervielfachungsschaltung eingesetzt. Durch die Reihenschaltung vieler Gleichrichterstufen können sehr hohe Spannungen bei relativ geringen Teilspannungen erzeugt werden. Spezielle Schaltungen der Greinacherkaskaden ermöglichen auch im MV-Bereich eine Belastbarkeit von einigen 100 mA.

Die Gleichspannungen sind oft durch periodische Funktionen überlagert, so dass ein Prüfgleichspannungswert durch den arithmetischen Mittelwert fixiert werden muss. Die Welligkeit wird durch den Welligkeitsfaktor (ripple factor) beschrieben, der das Verhältnis der Welligkeitsamplitude zur Prüfspannung beschreibt. Bei Gleichspannungsprüfungen nach IEC 60060-1 darf der Welligkeitsfaktor 3 % nicht überschreiten. Als Prüfprozedur wird lediglich eine Prüfzeit von einer Minute und die An- und Abstiegsgeschwindigkeiten der Spannungsrampen vorgegeben, mit dem Hinweis, dass andere Prüfabläufe durch die jeweiligen Gerätestandards festzulegen sind.

Der einzige bekannte Gerätestandard für DC-Komponenten in der Hochspannung ist die IEC 62199 für Durchführungen für Gleichspannungsanwendungen. Im Vorwort enthalten ist der Hinweis, dass die Hochspannungs-Geichstromübertragung zwar eine ausgereifte Technik ist, aber im Vergleich zu den AC-Netzen eine eingeschränkte Betriebserfahrung vorliegt. Dies zeigt sich insbesondere auch darin, dass der gesamte Standard auf Basis des Standards für AC-Durchführungen aufgebaut ist. Zusätzlich zu den dafür erforderlichen Hochspannungsprüfungen (Wechsel-, Schaltstoß- und Blitzstoßspannung) wird hier die Prüfung mit Gleichspannung in der Stückprüfung ergänzt. Für die Typprüfung ist keine Gleichspannungsprüfung gefordert. In der Stückprüfung sind durchzuführen:

- Stehspannungsprüfung bei anstehender Gleichspannung mit Teilentladungsmessung; Prüfdauer 120 min
- Polaritätsumkehrprüfung mit Teilentladungsmessung; Prüfdauer: 90 min negativ - 90 min positiv - 45 min negativ

Prüfspannungshöhen sind nicht explizit vorgegeben, sondern berechnen sich aus der Gleichspannung der Ventilbrücken und der Wechselspannung der Stromrichtertransformatoren.

Als Bestehkriterium für beide Prüfungen wird neben der Unzulässigkeit von Durch- oder Überschlägen die Teilentladungshäufigkeit in festgelegten Zeitintervallen gewertet.

Wegen fehlender genormter Prüfspannungen werden die Prüfungen für Geräte und Komponenten vom Betreiber und Hersteller spezifiziert. Als Prüfspannungshöhen für Geräte in der Typprüfung haben sich die Faktoren 1,5 bzw. 1,25 gegenüber der betriebsmäßig höchsten Spannung etabliert.

Für die Typprüfungen an UHV-Geräten sind entsprechend ausgelegte Greinacherkaskaden erforderlich, die den erforderlichen Strom bei den Prüfungen unter Regen bereitstellen können,

der in der Größenordnung von einigen 10 mA liegen kann. Mit einfacher Gleichrichter-Einweg-Schaltung sind zwar die hohen Spannungen erreichbar, aber die Polaritätsumkehr im Zeitbereich von wenigen Minuten ist nicht realisierbar. Weiterhin sind die erforderlichen Ströme für die Prüfung unter Regen nicht erreichbar. Auch für die Prüfungen ohne Beregnung kann es im Grenzbereich der Anlagen zu Schwierigkeiten kommen, wenn die Strombelastung durch Korona zu hoch wird.

### 4.7 Störspannungsprüfung

Bei der Messung von Störspannungen (Radio Interference Voltage = RIV) werden äußere Entladungen an den zu prüfenden Geräten erfasst. Sie entstehen im elektrischen Feld, wenn beim Steigern der Spannung die Zündfeldstärke in Luft überschritten wird. Optisch treten sie zunächst als Glimmentladungen, bei weiterer Spannungssteigerung als Büschelentladungen in Erscheinung. Gemessen werden diese hochfrequenten Entladungen durch Auskopplung über einen zum Prüfling parallel geschalteten Kondensator und Erfassung des Stroms im Bereich von 1 MHz durch eine Messimpedanz. Durch die Prüfung soll sichergestellt werden, dass im Betrieb keine ständig brennenden Entladungen an den Geräten auftreten.

Nach IEC 62271-1 für Hochspannungsgeräte ist gefordert, dass eine Störspannung von 2500  $\mu\text{V}$  an einer Impedanz von 60 Ohm bei 1,1-facher Leiter-Erd-Spannung nicht überschritten wird. Die Praxis zeigt, dass dieser Störpegel bereits stark sichtbare Büschelentladungen beinhaltet. Niedrigere Störspannungspegel sind deshalb immer Ziel der Entwicklungsprüfungen.

Nach Sonderforderungen sind häufig erweiterte Störspannungsprüfungen spezifiziert, die neben der Messung der Störspannung mit den IEC-Grenzen auch die Ein- und Aussetzspannung optisch und messtechnisch erfordern. Dabei wird die Spannung bis zur Einsatzspannung gesteigert und anschließend wird bei der Spannungsabsenkung die Aussetzspannung ermittelt. Liegt diese unterhalb der Leiter-Erd-Spannung gilt die Prüfung als nicht bestanden.

In Bezug auf die Prüfungen an UHV-Geräten macht diese Prüfung insoweit Sinn, weil an den großflächigen Abschirmelementen bei entsprechend hoher Spannung die Einsatzfeldstärke überschritten werden kann, und bei Absenken der Spannung die Entladung noch bis weit unter der Betriebsspannung anstehen kann. Durch diese Forderung soll sicher gestellt werden, dass durch zeitweilige Spannungserhöhungen eingesetzte Entladungen bei Betriebsspannung wieder verlöschen.

Was diese Prüfung jedoch nicht erfasst, ist das Entladungsverhalten unter Regen. Regentropfen an den Abschirmungen werden in der Regel immer Felderhöhungen bewirken, die entsprechende Störpegel verursachen. Erhöhte Prüfanforderungen wie absolute Glimmfreiheit bei Betriebsspannung sind deshalb in Frage zu stellen. Die Vermeidung einer intensiven Koronatätigkeit bei Betriebsspannung sollte ausreichend sein, was aber wiederum durch die IEC-Forderung mit dem relativ hohen Störspannungspegel von 2500  $\mu\text{V}$  nicht unbedingt gegeben ist.

Bezüglich der Messung an UHV-Geräten ist deren Größe die grundlegende Problematik. Wenn wegen des hohen Raumbedarfs oder wegen der Spannungsquelle eine Prüfung nicht in einer geschirmten Halle durchgeführt werden kann, wird die Messung stark von äußeren Störern beeinträchtigt. Gegebenenfalls muss in Nachtzeiten ausgewichen werden, wenn Maschinen oder ähnliches in der Nachbarschaft nicht mehr aktiv sind. Eine visuelle Kontrolle auf Glimmfreiheit ist im Freien wegen Restlichtquellen nur mit Einschränkungen durchführbar. Als mögliches Hilfsmittel könnten auf UV-Licht (ultra-violett) sensitive Kameras eingesetzt werden. In [CAR-09a] werden entsprechende Untersuchungen mit UV-Kameras beschrieben, wobei eine gute Korrelation zwischen Lichtstärke und Störspannung gezeigt wird.

Eine wesentlich höhere Relevanz der Störspannungsmessung ist für Leitungen gegeben, weil hier für die großen Längen das Entladungsverhalten die Koronaverluste bestimmt. Auf die Vielzahl von Untersuchungen, die weltweit durchgeführt worden sind, um eine optimale Gestaltung der Bündelleiter für die hohen Übertragungsspannungen zu dimensionieren, soll hier nicht weiter eingegangen werden.

### 4.8 Teilentladungsmessung

Teilentladungen (TE) in Gasen, Flüssigkeiten und Festkörpern beeinträchtigen die kurzzeitige elektrische Festigkeit oft nicht. Bei organischen Isolierstoffen führt aber die TE zur Erosion, die eine reduzierte Lebensdauer der Isolierung bewirken kann. TE in Gasstrecken bedeuten Schwachstellen, die bei Überspannungen zu Durchschlägen führen können. Teilentladungen sind deshalb ein wesentliches Kriterium für die Beurteilung der Qualität einer Isolierung. Während oder nach der Stehspannungsprüfung eines Gerätes wird die Intensität von Teilentladungen gemessen und ist ein weiterer Maßstab für das Bestehen einer Hochspannungsprüfung. Der zulässige TE-Intensitätswert ist für die verschiedenen Geräte in Normen oder in Kunden- oder Herstellerspezifikationen festgeschrieben und umfasst eine große Bandbreite von z.B. 5 pC für gasisolierte Anlagenkomponenten bis einige 100 pC für Drosseln und Transformatoren bei Prüfspannungen, die in der Regel etwas über der betriebsmäßigen Belastung liegen.

Optische, akustische und chemische Methoden werden auch zur TE-Detektion eingesetzt. Sie können in einzelnen Fällen eine gute Aussagekraft haben, jedoch nicht universell eingesetzt werden. Sie werden hier nicht weiter betrachtet.

#### 4.8.1 Konventionelle TE-Messtechnik

Die Anforderungen an die Messeinrichtungen, die Mess- und Kalibrierverfahren sind in der IEC 60270, einer eigenen Norm für TE-Messung, festgelegt.

Für die Erfassung von Teilentladungsimpulsen ist parallel zu dem an einen Prüftransformator angeschlossenen Prüfling ein Koppelkondensator geschaltet. Bei einer Teilentladung fließt ein impulsförmiger Ausgleichsstrom im Kreis aus Prüfling und Koppelkondensator. Über einem Ankoppelvierpol in dem Kreis kann der Stromimpuls erfasst werden. Zur Anzeige gebracht wird die durch den Impuls umgesetzte Ladung, angegeben in Pikocoulomb (pC). Da diese durch die unbekanntenen Kapazitätsverhältnisse des Prüflings und der Fehlstelle nicht der in der Fehlstelle selbst umgesetzten realen Ladung entspricht, wird die Anzeige als scheinbare Ladung bezeichnet. Neben der reinen Intensitätsangabe bei Prüfspannung sind weitere aussagefähige Kenngrößen einer Messung:

- Phasenlage der Teilentladungen,
- Polaritätseffekte,
- Impuls-Häufigkeit,
- Veränderungen der Intensität mit der Spannung und
- Verhältnis von Einsatz- zu Aussatzspannung

Diese Kenngrößen können zur Diagnose der TE-Ursache (z.B. Hohlstelle in einer Feststoffisolation, Spitzen auf der Hochspannungs- oder Erdseite, freie leitende Teilchen) herangezogen werden.

Zur Messung und Diagnose müssen äußere Störer ausgeschlossen werden. Der gesamte Messaufbau muss weitgehend teilentladungsfrei sein, so dass ein ausreichender Abstand zwischen Störpegel und der nachzuweisenden TE-Größe gegeben ist. Neben der Verwendung entsprechender Geräte (Transformator, Koppelkondensator) sind ausreichend verrundete

Zuleitungen und Abschirmungen dafür erforderlich. Außerdem müssen alle metallischen Teile im Prüfkreis und auch in der Umgebung des Prüfkreises durch Kontaktierung auf definiertem Potential gehalten werden, was auch einen sauberen und großräumig freien Bereich für die TE-Messung bedingt.

Die Teilentladungsmesskreise sind nicht nur bei Wechselspannung, sondern auch bei Gleichspannung einsetzbar. Die TE-Impulse bei Gleichspannung treten jedoch seltener und unregelmäßiger als bei Wechselspannung auf, weil die Nachladung einer entladenen Fehlstelle nicht durch Verschiebungsströme sondern durch die sehr viel kleineren Leitungsströme erfolgt. Es kann deshalb keine kontinuierliche Ladungsanzeige gemessen werden, sondern es wird die Ladung einzelner Impulse über der Zeit registriert. Kriterium für das Bestehen einer Gleichspannungsprüfung ist deshalb z.B. Ladung und Anzahl einzelner Impulse innerhalb eines längeren Zeitfensters.

Wegen äußerer Störungen sind Teilentladungsmessungen bei Gleichspannung wesentlich schwieriger zu interpretieren als bei Wechselspannung. Bei Wechselspannung können einzelne Störimpulse als regelmäßige und repetierende TE-Impulse in Bezug auf die Phasenlage erkannt und gegebenenfalls herausgefiltert werden. Bei Gleichspannung handelt es sich um Einzelimpulse, und die externen Störimpulse können wesentlich schwerer identifiziert werden. Es muss ein entsprechend hoher Aufwand für Entstörung und Abschirmung getrieben werden.

### 4.8.2 UHF-TE Messtechnik

Bei der oben beschriebenen sogenannten konventionellen TE-Messung über einen Koppelkondensator werden die TE-Impulse im Frequenzbereich von 50 kHz bis 1 MHz erfasst. Bei Teilentladungen in gasisolierten Schaltanlagen treten hochfrequente spektrale Anteile bis in den Bereich von 2 GHz auf (UHF - Ultra-Hochfrequenz). Da zahlreiche Störquellen wie zum Beispiel Radar und Freiluftkorona vorwiegend in niedrigeren Frequenzbereichen senden, ist durch eine schmalbandige Messung im Bereich 100 MHz bis 2 GHz ein sehr großer Störabstand möglich. Dadurch werden auch vor-Ort-Messungen möglich, wo man auf geschirmte Hallen verzichten muss. Die Signalauskopplung erfolgt durch kapazitive Sensoren, die in Montageöffnungen oder Fenster in der Kapselung integriert werden können. Einen guten Überblick über die Techniken, Mess- und Diagnosemöglichkeiten gibt [NEU-00].

Im Gegensatz zur konventionellen TE-Messung kann die UHF-Messung nicht direkt kalibriert werden, weil in der Regel zwischen der scheinbaren Impulsladung und der Anzeige keine eindeutige Relation besteht. Die einzige Möglichkeit für einen Empfindlichkeitsnachweis ist die vergleichende Messung mit einem künstlichen Störer für eine definierte Anordnung. Für abweichende Anordnungen ist die Empfindlichkeit jeweils neu zu bestimmen, wodurch das Verfahren sehr aufwendig und für allgemeine Anwendungen nicht praktikabel ist [CIG-99].

### 4.8.3 TE-Messung an UHV-Betriebsmitteln

Für die UHV-Prüftechnik ist die TE-Messung eine Herausforderung durch die großen räumlichen Abmessungen und die hohe Prüflingskapazität. Anhand von Prüfungen an 1100 kV GIS-Komponenten werden die Schwierigkeiten in [RIE-08] beschrieben und sollen hier nur kurz aufgezeigt werden. Bei einer Prüflingsabmessung von mehr als 13 m und zusätzlichen 10 m Abstand zu den Wänden gibt es kaum Hochspannungslabore, die auch noch eine geeignet gute elektromagnetische Schirmung für eine empfindliche TE-Messung besitzen.

Wegen der kapazitiven Auskopplung eines TE-Impulses bei der großen Prüflingskapazität der 1100 kV Komponenten ist die scheinbare Ladung eines identischen Defekts etwa um den Faktor 2 – 3 kleiner als bei einer 550 kV GIS. Um eine ähnliche Empfindlichkeit bei

maximaler Prüfwechselspannung zu erreichen, muss der Grundstörpegel sehr gering gehalten werden, was durch einen großen Koppelkondensator erreicht werden könnte. Dessen Größe ist aber durch das Leistungsvermögen des Transformators begrenzt, so dass der Grundstörpegel bereits höher werden kann als der nachzuweisende TE-Pegel von weniger als 5 pC. Um eine ausreichend hohe Empfindlichkeit bei den Messungen zu erreichen, kann nur die UHF-Messung eingesetzt werden. Die Größe der Prüfanordnungen erfordert somit, diese Methode auch als Messverfahren für Typprüfungen zu nutzen, wodurch die TE-Messung nicht den Normforderungen der IEC 60270 entspricht. Für eine Bewertung kann in diesem Fall nur der oben beschriebene Empfindlichkeitsnachweis der UHF-Messtechnik herangezogen werden.

### 4.9 Regenprüfung

Für die Spannungsebenen oberhalb 245 kV und somit auch für die UHV-Ebenen ist standardmäßig die Schaltstoßspannungsprüfung unter künstlicher Beregnung durchzuführen. Dabei werden die Bedingungen für einen durchschnittlichen natürlichen Niederschlag an einem sauberen Prüfling nachgebildet. Bei der künstlichen Beregnung soll der Einfallswinkel der Regentropfen 45 ° betragen, was durch die Messung der senkrechten und waagerechten Regenkomponente sichergestellt werden soll. Die nach IEC 60060-1 einzuhaltenden Parameter sind Tabelle 4.2 zu entnehmen.

Tabelle 4.2 Parameter für künstliche Beregnung nach IEC 60060-1

| Niederschlagsbedingungen            | Einheit | Bereich              |
|-------------------------------------|---------|----------------------|
| Mittlere Niederschlagsstärke        |         |                      |
| Senkrechter Anteil                  | mm/min  | 1,0 bis 2,0          |
| Waagerechter Anteil                 | mm/min  | 1,0 bis 2,0          |
| Abweichung der Einzelmessungen      | mm/min  | ± 0,5 vom Mittelwert |
| Wassertemperatur                    | °C      | Umgebungstemperatur  |
| Spezifischer Widerstand des Wassers | µS/cm   | 100 ± 15             |

Für Prüflingsabmessungen größer als ein Meter sind Messungen der Niederschlagsstärke abschnittsweise vorzunehmen, um eine möglichst gleichmäßige Beregnung über die gesamte Strecke zu erhalten. Mit zunehmender Bauhöhe wird die Einstellung einer gleichmäßigen Beregnung schwieriger. Restwasser von der Beregnung des oberen Bereichs führt zu einer starken Überhöhung der senkrechten Komponente im unteren Teil des Prüflings. Wird die Regenmenge der auf den unteren Teil zielenden Düsen reduziert, werden die Vorgaben für die waagerechte Komponente möglicherweise nicht mehr erreicht, obwohl schon eine sehr große Bandbreite (Faktor 2) zur Einstellung der Regenmenge zugelassen ist. Dieses Phänomen tritt bei natürlicher Beregnung nicht auf, wenn der Regen in einem Winkel von zum Beispiel 45 ° auf eine Isolatorsäule trifft. Die vom Profil ablaufende Menge an Wasser nimmt zwar im unteren Teil der Säule zu, aber die schräg einfallende Wassermenge bleibt über die gesamte Säulenhöhe gleich.

Auf die generell eingeschränkte Reproduzierbarkeit der Regenprüfung wird selbst in der IEC 60060-1 hingewiesen, und für Prüflinge oberhalb der Spannungsebene 800 kV wird erwähnt, dass kein geeignetes Prüfverfahren verfügbar ist. Erschwerend kommt hinzu, dass der Abstand zwischen Regenanlage und Prüfling ausreichend groß für eine entsprechende Spannungsfestigkeit sein muss. Für Schaltstoßspannungen von 1800 kV sind Sprühweiten von mehr als 13 m nötig, was spezielle Düsen und entsprechend hohe Wasserdrücke erforderlich macht, um einen annähernd normgerechten Regen einzustellen.

Die schlechte Reproduzierbarkeit der Spannungsprüfungen unter Regen kann aus eigener Praxis bestätigt werden. Über ähnliche Erfahrungen wird in [PIG-10] berichtet. Bei kritischen Prüfungen kann mehrmaliges Einstellen der Regenintensität innerhalb des zulässigen Rahmens das Stehspannungsergebnis beeinflussen. Neben der Regeneinstellung haben bezüglich des Prüflings folgende Parameter des Isolators Einfluss auf das Stehvermögen unter Regen:

- Schirmprofil (Ausladung, Abstand, Neigung)
- Durchmesser
- Material (Kunststoff oder Porzellan)
- Oberflächenzustand
- Neigungswinkel des Prüflings

Inwieweit die einzelnen Parameter die Ergebnisse beeinflussen, ist nicht bekannt. Dazu wären systematische Untersuchungen erforderlich. Der entscheidende Einfluss wird vom Isolatorprofil geprägt sein. Schirmausladung und -abstand sind maßgeblich dafür, ob sich ausreichende zusammenhängende Wasserbahnen ausbilden, die den Überschlag einleiten können.

Um die Problematik der Regenprüfung für sehr große Prüflinge zu umgehen, könnte eine Beurteilung der Isolatoren ähnlich wie in der IEC 60815, dem Standard für die Fremdschichtauslegung von Isolatoren, auf Basis der Profilparameter vorgenommen werden. Ein ungünstig gestaltetes Profil kann eine erheblich niedrigere Stehspannung als bei der Prüfung im trockenen Zustand bewirken. Gute Auslegungen zeichnen sich dadurch aus, dass die Stehschaltstoßspannungen unter Regen und trocken nahezu gleich sind. Mit gezielten versuchstechnischen Ergebnissen unter Einbeziehung der oben genannten Parameter könnte man auf die Regenprüfungen am gesamten Isolator verzichten und die Beurteilung auf Basis von Abschnittsprüfungen und möglicherweise auch nur über die Profilgeometrie vornehmen. Für beide Möglichkeiten sind grundsätzliche Untersuchungen zum Einfluss der einzelnen Parameter erforderlich.

### 4.10 Fremdschichtprüfung

In Verbindung mit Fremdschichtablagerungen führt Regen, Betauung oder erhöhte Luftfeuchtigkeit zu leitfähigen Schichten auf den Isolatoroberflächen. Durch die Schichtleitfähigkeit der Fremdschicht wird die Feldverteilung entlang des Isolators bestimmt. Bei Gleichspannung reichen dazu bereits geringe Leitfähigkeiten, wohingegen bei Wechsellspannung höhere Schichtleitfähigkeiten erforderlich sind, um die Feldverteilung durch die Verschiebungsströme zu dominieren. Stoßspannungen sind in der Regel in Bezug auf das Fremdschichtverhalten vernachlässigbar, können aber bei bereits eingesetzten Entladungen zum weiteren Vorwachsen von Teillichtbögen beitragen.

Das Entstehen und Vorwachsen von Teillichtbögen ist im Wesentlichen vom Material und der Gestaltung des Isolatorprofils abhängig. Isolatoren mit Silikonschirmen haben durch die hydrophoben Eigenschaften des Materials den Vorteil, dass sich zusammenhängende Flüssigkeitsfilme weniger stark ausbilden und damit ein geringerer Fremdschichtstrom fließt. Zum Vorwachsen von Teillichtbögen, die über Trockenzonen auf der Oberfläche entstehen, ist das Schirmprofil, geprägt durch Schirmausladung und -abstand, der entscheidende Faktor im Zusammenhang mit dem Gesamtkriechweg entlang der Oberfläche.

Zur Überprüfung des Fremdschichtverhaltens von Isolatoren wird die IEC 60507 herangezogen. Als Standardprüfungen werden zwei Verfahren empfohlen: Zum einen das Salznebelverfahren, bei dem die gesamte Prüfkammer mit einem Salznebel mit definierter

Salzmassenkonzentration beaufschlagt wird, und zum anderen das Verfahren mit haftender Fremdschicht, bei dem eine gleichmäßige Fremdschicht auf der Isolatoroberfläche aufgebracht und bei Spannungsbelastung befeuchtet wird.

Die IEC 60507 ist entstanden aus dem Wissen und den Erfahrungen mit Porzellanisolatoren unter AC-Belastung und besitzt damit im Grunde nur eingeschränkte Gültigkeit für die heute im Einsatz befindlichen Kunststoffisolatoren. Die Adaption der Prüfverfahren von der Wechselspannungs- auf eine Gleichspannungsbeanspruchung erscheint möglich, wenn entsprechend stromstarke Gleichspannungsquellen zur Verfügung stehen [KAW-84]

Was bisher in der Fachwelt nicht geklärt ist, ist ein allgemein akzeptiertes Prüfverfahren für Verbundisolatoren mit ihren hydrophoben Silikonschirmen, die generell ein besseres Fremdschichtverhalten als keramische Isolatoren zeigen. Bei den Porzellanisolatoren wird für die Salznebelprüfung vor dem Prüflauf eine Reinigung der Oberflächen durch gezielt eingeleitete Überschläge erreicht. Führt man das bei den Silikonoberflächen ebenso durch, verlieren sie für einen Zeitraum von mehreren Tagen ihre hydrophobe Eigenschaft, die im Betrieb der ausschlaggebende Faktor für das gute Fremdschichtverhalten ist. Man erzwingt mit diesem Verfahren einen minderwertigen Zustand, der zu unrealistisch schlechten Stehspannungen führt.

Für die Prüfung von Isolatoren der UHV-Spannungsebenen bedarf insbesondere die Prüfung von Isolatoren mit Silikonschirmen einer Klärung, da viele von diesen Verbundisolatoren wegen der Gewichtsersparnis bei den erforderlichen Isolatorgrößen zum Einsatz kommen werden.

Eine weitere Schwierigkeit bei den Isolatorgrößen für die UHV-Ebene ist die Verfügbarkeit von entsprechend großen Fremdschichtlaboren mit den erforderlichen stromstarken Spannungsquellen. Ein abgeleiteter Fremdschichtnachweis aus Prüfungen an kurzen Isolatorbestandteilen ist möglich, da die Linearität zwischen Stehspannung und Isolatorlänge in Versuchen an Stütz- und Leitungsisolatoren nachgewiesen wurde [KAW-84; PET-81; PIG-09].

### **4.11 Klimakorrektur**

Bei der Betrachtung der Spannungsfestigkeit von Luftstrecken sind die atmosphärischen Bedingungen Luftfeuchte, -druck und -temperatur zu berücksichtigen. Die Korrektur der Umgebungsbedingungen hat das Ziel, Spannungswerte anzugeben, die bei der standardisierten Bezugsatmosphäre Gültigkeit haben, um mit anderen Messungen vergleichbar zu sein. Das Verfahren der Klimakorrektur für Spannungsprüfungen steht in engem Zusammenhang mit der Höhenkorrektur, die in der Isolationskoordination und der Spezifizierung von Geräten und Anlagen benutzt wird (Abschnitt 3.1.2.2).

Im Folgenden soll nach der Beschreibung der Klimakorrektur entsprechend dem heutigen Stand der Normung der physikalische und empirische Hintergrund erläutert werden. Aus der Zusammenstellung der Unsicherheiten und Grenzen für die Korrektur ergeben sich die offenen Punkte für die Anwendung im UHV-Bereich.

#### **4.11.1 Standardisierte Korrektur für die Prüftechnik**

Das Korrekturverfahren nach IEC 60060-1 ist bei jeder Spannungsprüfung von luftisolierten Anordnungen anzuwenden. Spannungswerte bei den aktuell gegebenen Umgebungsbedingungen während der Prüfung werden korrigiert und die Angabe einer Spannungsfestigkeit erfolgt danach in der Regel immer bezogen auf die Standard-

Bezugsatmosphäre (fixierte Werte für Lufttemperatur  $t_0$ , -feuchte  $h_0$  und -druck  $b_0$ , siehe Abschnitt 3.1.2.2).

Der aktuell gemessene Spannungswert  $U$  wird mit dem Korrekturfaktor  $K_t$  beaufschlagt, um die auf Standard-Bezugsatmosphäre korrigierte Spannung  $U_0$  zu erhalten:

$$U_0 = \frac{U}{K_t} \quad \text{Gl. 4.3}$$

mit

$$K_t = k_1 \times k_2 \quad \text{Gl. 4.4}$$

$$k_1 = \delta^m \quad \text{für die Luftdichtekorrektur und} \quad \text{Gl. 4.5}$$

$$k_2 = k^w \quad \text{für die Luftfeuchtekorrektur.} \quad \text{Gl. 4.6}$$

Der Luftdichte-Korrekturfaktor  $k_1$  schließt Temperatur und Luftdruck ein und beinhaltet:

$\delta$  relative Luftdichte

$m$  Exponent zur Berücksichtigung des Entladungsvorgangs bei der Dichtekorrektur.

Die relative Luftdichte  $\delta$  ergibt sich aus den aktuellen Werten zum Zeitpunkt und am Ort der Prüfung für die Temperatur  $t$  und den Luftdruck  $b$ :

$$\delta = \frac{b}{b_0} \times \frac{273 + t_0}{273 + t} \quad \text{Gl. 4.7}$$

Der Luftfeuchte-Korrekturfaktor  $k_2$  beinhaltet

$k$  Parameter für die Spannung (AC, DC oder Impulse) in Abhängigkeit von der Feuchte  $h$  und relativen Luftdichte  $\delta$  entsprechend Bild 4.8

$w$  Exponent zur Berücksichtigung des Entladungsvorgangs bei der Feuchtekorrektur

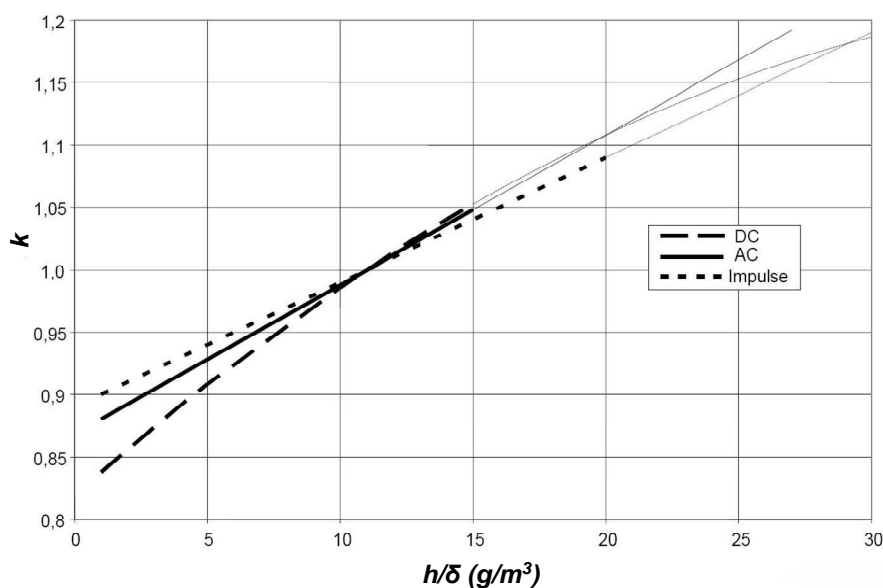


Bild 4.8 Parameter  $k$  in Abhängigkeit von der Luftfeuchte und -dichte für Impuls-, AC- und DC-Spannung



Die beiden Exponenten  $m$  und  $w$  sind abhängig vom dem Faktor  $g$ , der gegeben ist mit

$$g = \frac{U_{50}}{500 \times L \times \delta \times k} \quad \text{Gl. 4.8}$$

mit

$U_{50}$  50 % Durchschlagspannung (gemessen oder angenommen) in kV

$L$  minimaler Durchschlagspfad in m

und  $\delta$  und  $k$ , wie bereits oben beschrieben.

Als zuverlässige Bereiche für die Klimakorrektur werden folgende Grenzen genannt:

- Luftdichtekorrektur:  $0,8 < k_1 < 1,05$   
(entspricht einer Luftdichte bis ca. 1900 m Aufstellungshöhe für  $m = 1$ )
- Luftfeuchtekorrektur:  $1 \text{ g/m}^3 < h/\delta < 15 \text{ g/m}^3$

Gerätekomitees schränken zum Teil noch pauschaler ein, wie z.B. die IEC 62271-1 für Hochspannungsgeräte, wo eine Klimakorrektur generell nur zulässig ist im Bereich  $0,95 < K_t < 1,05$ .

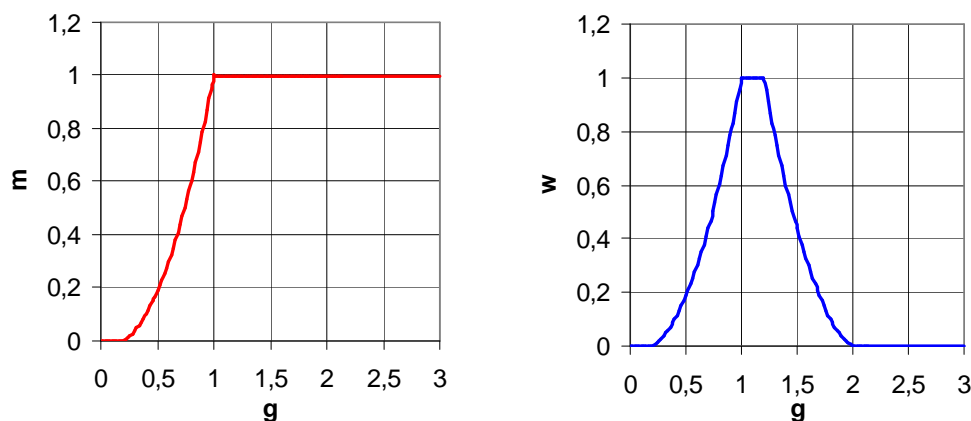


Bild 4.9 Abhängigkeiten der Exponenten  $m$  und  $w$  vom Faktor  $g$  für die Luftdichte- bzw. Luftfeuchte- Korrektur nach IEC 60060-1

#### 4.11.2 Physikalischer Hintergrund und Herleitung

Grundlegende Überlegungen zu diesem Korrekturverfahren und auch Betrachtungen zur Gültigkeit sind in [FES-87] beschrieben. Die Herleitung der komplexen Zusammenhänge zwischen den einzelnen Größen beruht auf einer Vielzahl von experimentellen Daten, die in den 70er und 80er Jahren ermittelt wurden. Bezüglich der beteiligten Prüflabore in verschiedenen Höhen über dem Meeresspiegel sei auf die weiterführende Literatur in [FES-87] verwiesen: Italien, Süd Afrika, Mexico (0 m, 1540 m bzw. 1800 m), USA (0 m und 2300 m); Deutschland und Frankreich (mit Klimakammer); Sowjet Union (0 m); Japan (0 m und 1850 m) und auch China (0 m, 400 m und 2230 m). In einer Technischen Broschüre von CIGRE [TB 072] sind die physikalischen Entladungsvorgänge beim Durchschlag und die Abhängigkeiten der Spannungsfestigkeit von Luftisolieranordnungen bezüglich der Luftfeuchte und -dichte konzentriert zusammengestellt worden.

Der Durchschlagvorgang in einer Luftstrecke wird geprägt von Streamer- und Leaderentladungen. Während die Leaderentladungen nur geringfügig von den atmosphärischen Bedingungen beeinflusst werden, sind das Entstehen und Vorwachsen der Streamer stärker abhängig von der Luftdichte und Feuchte. Damit müssen in Abhängigkeit vom Leader- und Streameranteil an einem Durchschlag die direkten Zusammenhänge zwischen der Luftdichte  $\delta$  und der Luftfeuchte  $h$  über die Exponenten  $m$  und  $w$  korrigiert werden.

Für die Luftdichtekorrektur nach Gl. 4.5 ergibt sich eine lineare Abhängigkeit zur Durchschlagfestigkeit, wenn eine Luftstrecke vom Streamer-Mechanismus dominiert wird, wie es bei kurzen Strecken ( $< 2$  m) der Fall ist. Für längere Strecken kommt neben dem Streamer- der Leader-Mechanismus zum Tragen, so dass die Festigkeit der Luftstrecke weniger als proportional mit der Luftdichte ansteigt. Für die Korrektur der Luftdichte über  $k_I$  (Gl. 4.5) ergibt sich somit für Streamer dominierte Durchschläge mit  $m = 1$  der direkte Zusammenhang  $k_I = \delta$ . Für Streamer-Leader-Vorgänge ist der Exponent  $m$  kleiner als 1 (Bild 4.9).

Die Basis für die Korrektur der Luftfeuchte ist der Parameter  $k$  in Gl. 4.6 . Er beinhaltet den empirisch ermittelten Zusammenhang, dass der Feldstärkebedarf für eine Entladungsentwicklung (Streamerentladung) bei Impulsspannung mit 1 % pro  $1 \text{ g/m}^3$  Luftfeuchte ansteigt. Damit ergibt sich die Gerade „Impuls“ in Bild 4.8 durch den Punkt  $k = 1$  bei  $11 \text{ g/m}^3$ , was dem Referenzwert  $h_0$  der Standardatmosphäre entspricht. Für AC- und DC-Spannungen wurden Abweichungen von dem Verhalten gegenüber Impulsspannungen festgestellt, was in den beiden geringfügig abweichenden Kurvenverläufen seinen Niederschlag gefunden hat. In Abhängigkeit von den Streamer- und Leaderanteilen an einem Durchschlag wird auch bei der Feuchte mit zunehmendem Leaderanteil die Proportionalität zu  $k$  über den Exponenten  $w$  reduziert (Bild 4.9).

Zur Quantifizierung der Korrelation zwischen Entladungsform, Luftdichte und -feuchte mit der mittleren Feldstärke beim Durchschlag, wurde der Faktor  $g$  entsprechend Gl. 4.8 eingeführt. Der Faktor  $g$  beinhaltet das Verhältnis der aktuell ermittelten Durchschlagfeldstärke  $E_{50}$  zu der theoretischen mittleren Feldstärke  $E_s$  eines Streamers bei den aktuellen Dichte- und Feuchteverhältnissen. Mit Aufschlüsselung der Gl. 4.8 wird dieser Zusammenhang klarer und zeigt das Verhältnis der Feldstärken in Gl. 4.9 und Gl. 4.10:

$$g = \frac{U_{50}}{L \times E_s} = \frac{E_{50}}{E_s} \quad \text{Gl. 4.9}$$

mit

$E_{50} = U_{50} / L$  als mittlere Feldstärke der geprüften Anordnung und

$E_s = E_0 \times \delta \times k$  als mittlere Feldstärke einer positiven Streamer-Entladung unter den aktuellen Klimabedingungen

folgt die Darstellung des Faktor  $g$  auf Basis der relevanten Feldstärken

$$g = \frac{E_{50}}{E_0 \times \delta \times k} \quad \text{Gl. 4.10}$$

wobei  $E_0 = 500 \text{ kV/m}$  die mittlere Feldstärke einer positiven Streamer-Entladung unter Standardbedingungen ist (Spannungsbedarf eines Streamers).

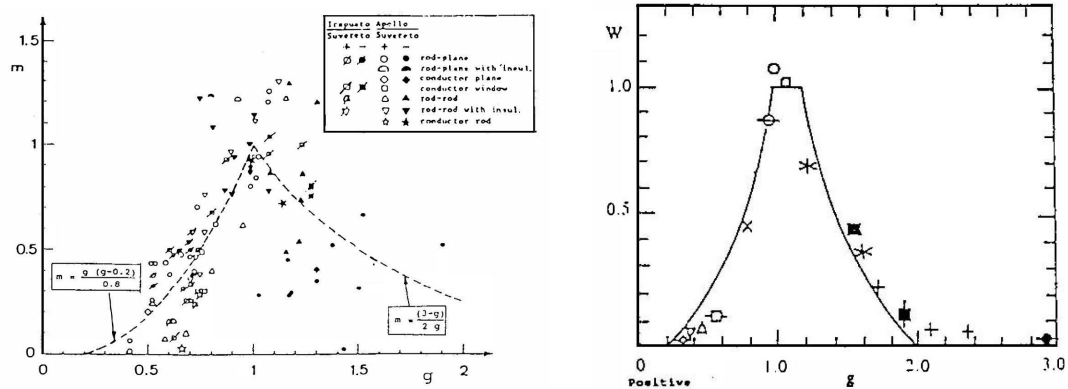


Bild 4.10 Beispiele für die experimentell ermittelten Werte für die Exponenten  $m$  und  $w$  in Abhängigkeit vom Faktor  $g$  [TB 072]

Bild 4.9 zeigt die Anhängigkeiten der Exponenten  $m$  und  $w$  vom Faktor  $g$ , wie sie in die aktuelle Atmosphärenkorrektur nach IEC 60060-1 übernommen worden sind. Für die dahinter stehenden versuchstechnischen Ergebnisse sind als Beispiel in Bild 4.10 zusammengestellte Messpunkte für  $m$  und  $w$  in Abhängigkeit von  $g$  aus Untersuchungen mit verschiedenen Impulsformen dargestellt. Die starke Streuung in den Beispielen, ebenso wie die Messergebnisse in der weiterführenden Literatur, zeigt deutlich die Unschärfe, die dem Ansatz für die Klimakorrektur zugrunde liegt.

Neben der Streuung aus den Messwerten ist ein weiterer Punkt für die Unschärfe die Annahme eines festen Wertes für  $E_0$  (Streamer-Spannungsbedarf), der in Abhängigkeit von der geprüften Anordnung unter allen atmosphärischen Bedingungen nicht konstant sein wird. Damit würde sich als weiterer Parameter eine Variation in dem Faktor  $g$  ergeben, was sich unmittelbar auf die Werte der Exponenten  $m$  und  $w$  auswirkt. Bild 4.11 aus [FES-87] veranschaulicht diese Auswirkungen. Wegen unzureichender Versuchsdaten wurde diese Abhängigkeit nicht weiter fixiert.

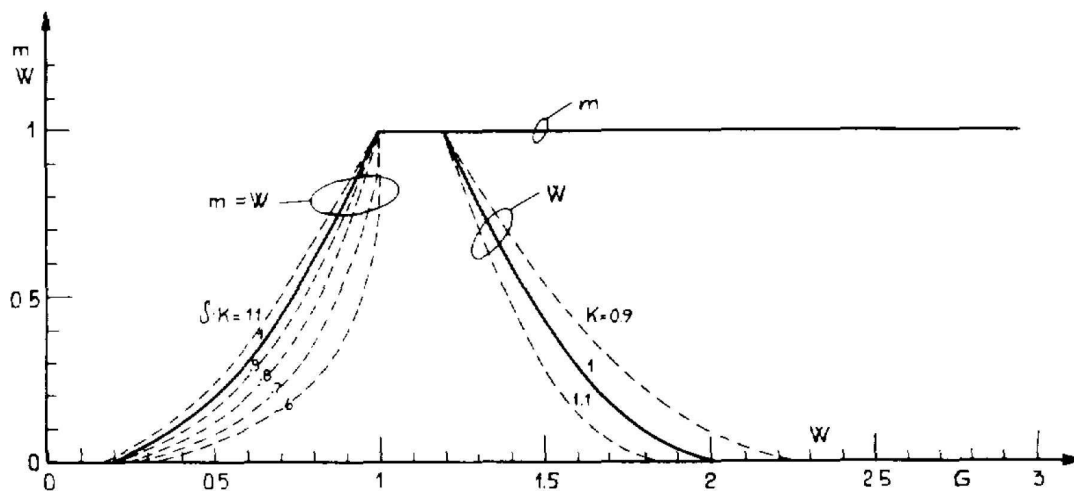


Bild 4.11 Systematische Abhängigkeit der Exponenten  $m$  und  $w$  bei zusätzlicher Parametrierung des Faktors  $g$  [FES-87]

Die dem Ansatz für die Klimakorrektur zugrunde liegenden Versuchsdaten unterliegen verschiedenen Beschränkungen in Bezug auf Spannungsarten, Spannungshöhen, atmosphärischen Bedingungen und untersuchten Anordnungen. Generell liegen der Feuchtekorrektur weniger systematische Versuchsergebnisse zugrunde, wodurch sie als unsicherer als die Dichtekorrektur eingestuft werden muss. Bezüglich der einzelnen Einschränkungen sei auf [TB 072] und die weiterführende Literatur verwiesen. Die

Einschränkungen führen letztlich zu den in der IEC 60060-1 genannten zulässigen Bereichen für die Anwendung dieses Korrekturverfahrens.

### 4.11.3 Grenzen des Korrekturverfahrens für UHV-Anordnungen

In UHV-Anwendungen ist die positive Schaltstoßspannung die dimensionierende Größe für die Schlagweite. Blitzstoßspannung, Wechsel- und Gleichspannung im jeweiligen Isolationslevel erfordern geringere Schlagweiten, so dass der Focus für die Schlagweitenbemessung, -prüfung und Spannungskorrektur nur auf der positiven Schaltstoßspannung liegt.

Auf Grund der oben genannten Einschränkungen und Erläuterungen ist das schematisierte Korrekturverfahren nur unzureichend anwendbar auf das Durchschlagsverhalten bei positiver Schaltstoßspannung von inhomogenen Anordnungen mit großen Schlagweiten ( $>8$  m).

Der Ansatz vernachlässigt den Einfluss der Feuchte bei extrem langen Leadern. Als Beispiel werden in [FES-87] Messungen über einen weiten Feuchtebereich gezeigt (Bild 4.12). Im Gegensatz zum kontinuierlichen Anstieg der Durchschlagsspannung bei 4 m kommt es bereits bei 8 m Schlagweite zu einem nahezu sprunghaften Anstieg oberhalb von  $10 \text{ g/m}^3$ , der mit den Modelvorstellungen nicht erklärbar ist. Weitergehende Eigenheiten bei hohen Luftfeuchten sind detaillierter in [ALL-91] beschrieben.

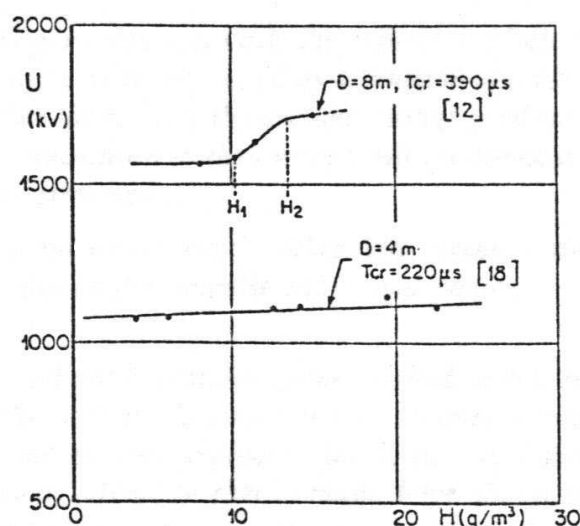


Bild 4.12 Abhängigkeit der Spannungsfestigkeit von der absoluten Luftfeuchte  $H$  bei positiver Schaltstoßspannung an 4 m und 8 m langen Funkenstrecken [FES-87]

In Bezug auf den Luftdichteinfluss auf positive Schaltstoßspannungen wurden Untersuchungen bis zu 3000 m Höhe durchgeführt und daraus eine Erweiterung des Korrekturverfahrens abgeleitet. Die Berechnung beinhaltet zusätzlich den Formfaktor (gap factor, siehe dazu Abschnitt 3.5.2.3) für die untersuchte Anordnung [RAM-90]. Bei der Anwendung solch eines Ansatzes müsste vor einer Klimakorrektur erst ein Formfaktor festgelegt werden, was eine weitere Unsicherheit beinhaltet, weil für jede Anordnung ein eigener Korrekturfaktor bestimmt werden muss. Im Sinne einer einheitlichen Dimensionierung und Prüfung von Anlagen und Geräten ist dieser Ansatz nicht praktikabel.

Ein weiterer Schwachpunkt des Korrekturverfahrens ergibt sich bei der praktischen Prüfung an Geräten, bei denen in der Regel die 50 %-Durchschlagsspannungen nicht bekannt sind und ersatzweise für die Bestimmung des Parameters  $g$  anstelle von  $U_{50}$  ein um 10 % erhöhter Wert der nachzuweisenden Stehspannung einzusetzen ist ( $U_{50} = 1,1 U_{steh}$ ). Dieser muss nicht

zwangsläufig in korrekter Korrelation zur Schlagweite  $L$  des Gerätes stehen, so dass der Grundgedanke bei der Bestimmung von  $g$  nicht mehr gegeben ist. Diese Problematik wird zwangsläufig bei der Prüfung von UHV-Geräten auftreten, wenn der Kriechweg die für die äußere Isolation maßgebliche Größe wird, und die Schlagweite nicht mehr von der Schaltstoßspannungsfestigkeit bestimmt wird (siehe Abschnitt 3.5.3 und 3.5.4).

Grundsätzlich in Frage zu stellen ist die Korrektur der Prüfspannungen bei erhöhter Luftfeuchte mit Isolatoren in der Isolierstrecke. Der Anstieg der Durchschlagspannungen mit zunehmender Feuchte ist oberhalb von  $10 \text{ g/m}^3$  sehr unsicher. Weitere Untersuchungen zum Einfluss der Feuchte bei Anwesenheit von Isolatoren zeigen, dass eine starke Temperaturabhängigkeit gegeben ist. Begründet wird das durch die Kondensation auf den Isolatoroberflächen.[ALL-91].

### 4.11.4 Fazit für Klimakorrektur und Höheraufstellung

Viele Arbeiten zu Prüfungen bei extremen Schlagweiten, geringen Luftdichten und hohen Luftfeuchten zeigen, dass das derzeitige Verfahren für diese Extrembereiche unzureichend ist [ALL-91; PIG-85; RAM-90]. Die Notwendigkeit weiterer Untersuchungen ist in Hinblick auf die UHV-Planungen gegeben, wobei gezielt auf die Erfordernisse eingegangen werden muss. Positive Schaltstoßspannung im Bereich von 1800 kV als dimensionierende Größe für Schlagweiten in Luft muss der Fokus für eine Aufbereitung von Versuchsergebnissen aus der Vergangenheit und für zukünftige Untersuchungen sein. Bei neuen Untersuchungen ist fraglich, ob eine einzelne Messreihe vor dem Hintergrund der vielen Reihen aus der Vergangenheit mit deren Streubreiten einen ausreichenden Erkenntnisgewinn bringen kann.

Abgeleitet aus dem beschriebenen Korrekturverfahren für Luftfeuchte und -dichte ist die Höhenkorrektur in der Isolationskoordination nach IEC 60071-2, die in Abschnitt 3.1.2.2 beschrieben ist. Vor dem Hintergrund der Unsicherheiten und Einschränkungen bei der Bestimmung der Exponenten  $m$  und  $w$  sind die Vereinfachungen gerechtfertigt, die für die Höhenkorrektur eingeführt wurden, wo unabhängig von geometrischen Anordnungen und saisonalen Einflüssen eine Korrektur erforderlich ist. Der Einfluss der Luftfeuchte wird gar nicht berücksichtigt, was sich wegen der regionalen und tages- und jahreszeitlichen Abhängigkeit ohnehin nicht generalisieren lässt. Die Abweichung bei der Schaltstoßspannung von dem linearen Zusammenhang zwischen Luftdichte und Durchschlagspannung wird über eine vereinfachte Anwendung des Exponenten  $m$  berücksichtigt. Er wird in Abhängigkeit von der erforderlichen Spannungshöhe bis in den Bereich 2000 kV als Funktion vorgegeben, womit die extremen Schlagweiten, das dominierende Leader-Entladungs-Verhalten und über vier Kurvenzüge die geometrischen Anordnungen berücksichtigt sind, und nur noch die Aufstellungshöhe eingesetzt werden muss.

Die oft als weiteres Korrekturverfahren angesehene Höhenkorrektur für Geräteaufstellungen über 1000 m nach IEC 62271-1 ist lediglich eine Verschiebung der vorgenannten einfachen Korrektur aus der Isolationskoordination um 1000 m. Sie wurde zur vereinfachten Spezifizierung von Geräten eingeführt und ist in Abschnitt 3.1.2.3 näher erläutert. Bei der Diskussion um die Abhängigkeiten der Spannungsfestigkeiten von den klimatischen Bedingungen muss sie nicht betrachtet werden.

## 4.12 Messunsicherheit

Bei Prüfungen mit den hohen Spannungen im UHV-Bereich sind besondere Anforderungen an die Labore und deren Spannungsmesseinrichtungen zu stellen, um die Messunsicherheiten zu minimieren. Dabei müssen nicht nur die maximal erforderlichen Spannungen nach IEC 60071-1 abgedeckt werden, sondern für die Ermittlung von Grenzwerten in Entwicklungsprüfungen sollte noch zusätzlich eine Sicherheitsreserve berücksichtigt werden, so dass mit Prüfspannungen bis 3000 kV Blitzstoßspannung und 2300 kV Schaltstoßspannung zu rechnen ist [GOC-10]

Um eine ausreichende Genauigkeit sicherzustellen, ist nach IEC 60060-2 die Kalibrierung des gesamten Messsystems erforderlich, bestehend aus dem Hochspannungsteiler, dem Messkabel und dem Anzeigegerät. Kalibrierungen werden in der Regel in klimatisierten Räumen eines Kalibrierlaboratoriums durchgeführt, was für UHV-Messsysteme nicht realisiert werden kann. Die Kalibrierungen müssen wegen der Größe und der erforderlichen Spannung im UHV-Labor, also am Einsatzort erfolgen. Vorzugsweise wird in der Hochspannung eine Vergleichsmessung mit einem Referenzsystem durchgeführt. Hierbei wird anstelle eines Prüflings ein Referenzmesssystem parallel zum zu kalibrierenden Messsystem aufgebaut. Durch Vergleichsmessungen wird das Übersetzungsverhältnis und ggf. ein Korrekturfaktor bestimmt. Das Kalibrierlabor legt dann unter Berücksichtigung der Messunsicherheit seines eigenen Referenzmesssystems die Messunsicherheit der zu kalibrierenden Prüfeinrichtung fest.

Die Nennspannung des Referenzteilers muss mindestens 20 % der des zu prüfenden Teilers betragen. Heute stehen in der Regel nur Referenzteiler bis maximal 500 kV zur Verfügung, so dass die oben genannte Blitzstoßspannung schon nicht mehr korrekt kalibriert werden kann. Geringe Differenzen in dem Punkt sind möglicherweise vernachlässigbar, aber die Überprüfung der Linearität des zu kalibrierenden Teilers ist weit schwieriger nachzuweisen. Bei niedrigeren Spannungen kann über einen Vergleich der Hochspannungsamplitude mit der Ladespannung des Stoßgenerators die Linearität nachgewiesen werden, solange der Ausnutzungsfaktor des Stoßkreises als konstant über den gesamten Spannungsbereich angesehen werden kann. Bei UHV-Spannungen ist hier mit einer wesentlich größeren Unsicherheit zu rechnen, da durch Teilentladungen im Generator selbst und im angeschlossenen Prüfkreis der Ausnutzungsfaktor nicht konstant bleiben wird.

Aus dem gleichen Grund wird die Möglichkeit zum Nachweis der Linearität über den Vergleich des Messsignals mit dem Signal einer Feldsonde eingeschränkt. Das elektrische Feld ist linear zur Hochspannung, solange keine Entladungen im Feld auftreten. Bei den Randbedingungen im UHV-Messkreis in Luft wird das nicht gegeben sein. Zu deren Vermeidung könnte eine Feldsonde in einem gasisolierten Aufbau genutzt werden, was allerdings einen erheblichen apparativen Aufwand bedeutet.

Einer der wichtigsten Einflussgrößen bei der Hochspannungsmessung ist der Abstand zum Prüfling, zu anderen Einrichtungen und zu Decken oder Wänden. Mit geringer werdenden Abständen erhöhen sich die Streukapazitäten gegen Erde, was einen erhöhten kapazitiven Strom außerhalb des Messkreises zur Folge hat. Dadurch tritt eine nicht zu vernachlässigende Abweichung bei der Spannungsmessung auf. Änderungen des Maßstabsfaktors oder eines anderen Parameters aufgrund des Näherungseffekts werden durch Messungen mit verschiedenen Abständen von einer geerdeten Wand bestimmt. Insbesondere in Laboratorien mit beengten Verhältnissen, wie sie aus Mangel an geeigneten UHV-Prüfhallen sicherlich zum Einsatz kommen, wird der Näherungseffekt eine erhöhte Unsicherheit bewirken oder zumindest die Flexibilität in der Anordnung des Messkreises einschränken. Die Gültigkeit einer Kalibrierung muss gegebenenfalls auf eine örtliche Fixierung des Messteilers in der Prüfhalle beschränkt werden.

Die Auswirkungen des Näherungseffekts können anhand von Messungen an einem 250 kV Spannungsteiler in [SCH-08] dargestellt werden. In diesem Versuch wurden die Wände durch an Gestellen aufgehängte, geerdete Drahtgitter nachgebildet, die verschoben werden konnten. Die Abweichungen der gemessenen Prüfspannung in Abhängigkeit vom Abstand zu den Wänden wurden durch Vergleichsmessungen mit einem zweiten unbeeinflussten Messsystem ermittelt. In Bild 4.13 sind die Ergebnisse für eine Prüfspannung von 150 kV dargestellt. Bei einer Höhe des Messteilers von 3,1 m und einem Durchmesser des Abschirmrings von 1,6 m steigt die Messabweichung von 0,1 % bis 0,2 % auf 0,9 % bei Verringerung des Abstands von 2,25 m auf 0,9 m. Weiterhin ist zu erkennen, dass sich der Messfehler tendenziell verdoppelt, wenn anstelle einer Wandnachbildung eine zweite Wand im rechten Winkel und gleichem Abstand zur ersten aufgestellt wird. Bei einem Abstand von 2,25 m beträgt die Messabweichung mit einer Wand 0,1% und 0,2 % bis 0,28 % bei Verwendung beider Wände.

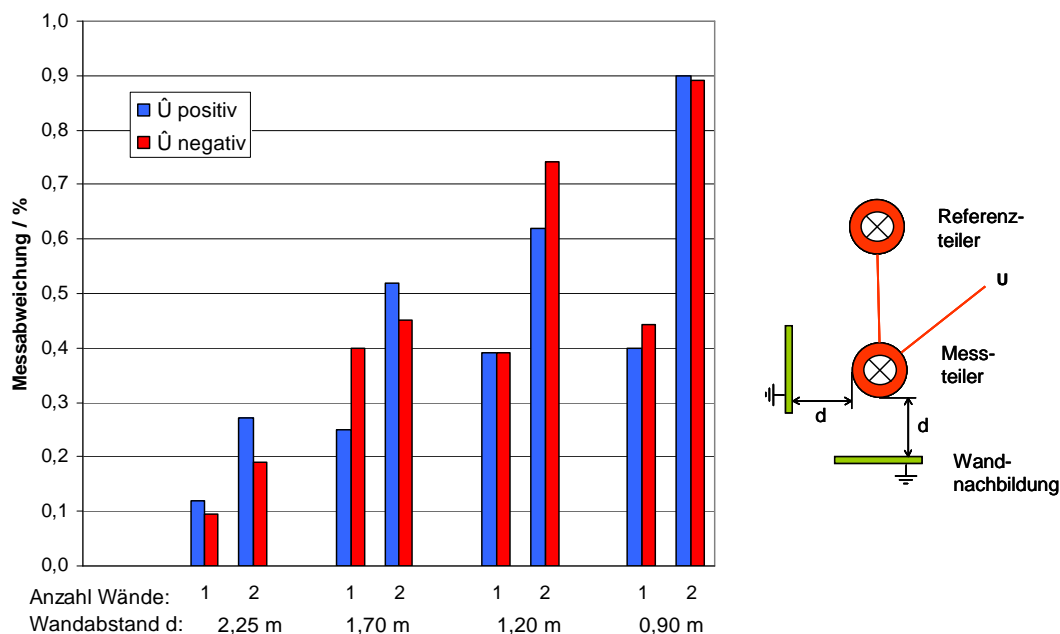


Bild 4.13 Messabweichungen durch Wandabstände an einem Messteiler bei 150 kV Kalibrier-Wechselspannung

Eine weitere Einflussgröße für die Messgenauigkeit ist die Größe des Messkreises, wie bereits im Abschnitt zur Blitzstoßspannungsmessung erläutert wurde (Abschnitt 4.3.3). Die Impulsform wird unter anderem durch die Induktivität des Messkreises beeinflusst, was Auswirkungen auf die Zeitparameter und das Überschwingen bei schnellen Impulsen hat. Die Ausführung, Verlegung und Länge der Messkabel kann neben einer schlechten Erdung besonders bei Impulsspannungen zu Beeinträchtigungen durch Störspannungseinkopplungen führen.

Wegen der beschränkten Anzahl an UHV-Prüflaboratorien und der damit eingeschränkten Möglichkeit zum Vergleich von Messungen ist die Diskussion und Klärung der Fragen zur Kalibrierung und zu den Messunsicherheiten für die UHV-Prüftechnik wichtig, da die Messergebnisse indirekt in die Dimensionierung und damit Wirtschaftlichkeit der Geräte einfließt. Auch vor dem Hintergrund der Einschränkungen zur Klimakorrektur bei einer Hochspannungsmessung ist die Messunsicherheit zu betrachten. Singuläre Messreihen zur Festlegung neuer Korrekturverfahren müssen immer unter dem Gesichtspunkt einer möglicherweise erhöhten Unsicherheit gesehen werden.

### 4.13 Beispiele für alternative Verfahren zum Nachweis der Spannungsfestigkeit

Die eingeschränkten Möglichkeiten zur Prüfung von UHV-Geräten und der damit verbundene Aufwand zwingen zu Überlegungen bezüglich alternativer Prüfverfahren. Für die Hochspannungstechnik ist in den Normen bis auf wenige Ausnahmen die Prüfung am kompletten Gerät gefordert. An den Einschränkungen, die sich im UHV-Bereich in Bezug auf die Prüftechnik ergeben, werden die Standards zurzeit angepasst. Grundsätzlich andere Vorgehensweisen werden noch nicht konkret diskutiert.

So können Prüfungen an einzelnen Komponenten und die Übertragung der Ergebnisse auf das gesamte Gerät mit entsprechenden technischen Überlegungen für die erforderlichen Nachweise im Rahmen der Typprüfungen ausreichend sein. Am Beispiel eines Hochspannungs-Leistungsschalters soll gezeigt werden, inwieweit solch eine Vorgehensweise möglich ist. Als weitere Möglichkeit wird der Einsatz von Berechnungen als Nachweis für Typprüfanforderungen speziell am Beispiel von Spannungsfestigkeiten erläutert. Generell werden solche Vorgehensweisen im Rahmen von Entwicklungen bereits eingesetzt. Für Typprüfung besteht jedoch durch die Forderungen in den Normen der Zwang in eine aufwändige Prüfung zu gehen, wenn die Akzeptanz des einzelnen Kunden nicht eingeholt werden kann.

#### 4.13.1 Komponenten-Prüfverfahren an Leistungsschaltern

Die Überlegungen zur Prüfung einzelner Komponenten kommen einerseits aus der Situation, dass geeignete große Prüfhallen und -einrichtungen nicht verfügbar sind, und zum anderen aus der Tatsache, dass einige Prüfungen an den sehr großen UHV-Geräten nicht korrekt durchführbar sind und zweifelhafte Ergebnisse liefern würden. Beispiele dafür sind Fremdschicht- und Regenprüfungen, die in den entsprechenden Abschnitten bereits diskutiert wurden.

Eine Möglichkeit zur Reduzierung des Platzbedarfs für einen großen Prüfling soll im Folgenden hinterfragt werden. Die Überlegungen sind im Zusammenhang mit der Hochspannungs-Typprüfung eines 800 kV Freiluft-Leistungsschalters angestellt worden und können direkt auf höhere Spannungsebenen übertragen werden. In eingeschränktem Maße ist auch eine Übertragung auf gekapselte Schalter möglich.

Bei Schaltleistungsprüfungen an mehrfach unterbrechenden Schaltern wird seit langem die Prüfung eines Halbpols praktiziert. Der zu unterbrechende Strom muss zur Verfügung stehen, aber die Wiederkehrspannung kann entsprechend der Spannungsverteilung über dem Schalter nahezu halbiert werden. Bei Hochspannungsprüfungen wird bisher immer von der Prüfung an einem kompletten Gerät ausgegangen. Eine Voraussetzung für eine Halbpolprüfung in der Hochspannung ist die exakte Symmetrie des Schalters, wo jeweils zwei Unterbrechereinheiten von einer Stützersäule getragen werden. In Bezug auf die Isolation gegen Erde ist keine gegenseitige Beeinflussung zwischen den einzelnen Säulen zu erwarten. Deshalb ist für den geschlossenen Schalter eine Prüfung der Erdisolation an einem Halbpol als Nachweis ausreichend.

Die Prüfung über dem geöffneten Schalter mit normalerweise vier, bei der Halbpolprüfung nur mit zwei Unterbrechereinheiten ist nur mit Einschränkungen zu realisieren. Die Spannungsaufteilung über die vier Schaltstrecken mit den Kapazitäten ( $C_{s1}$  bis  $C_{s4}$ ) wird durch die parallelen Steuerkondensatoren ( $C_1$  bis  $C_4$ ) und die Streukapazitäten der hochspannungsseitigen Leitungsführung und Getriebeteile gegen Erde ( $C_{e1}$  bis  $C_{e4}$ ) bestimmt (Bild 4.14).



Die Kapazität der Schaltstrecken ( $C_{s1}$  bis  $C_{s4}$ ) hat eine untergeordnete Bedeutung, da sie lediglich den Kapazitätswert der Steuerkondensatoren geringfügig unterstützt. Je größer die Kapazität der Steuerkondensatoren gewählt wird, umso gleichmäßiger wird die Spannungsverteilung über den Schaltstrecken. Die Toleranzen der Kondensatoren können eine Verschiebung der Verteilung um einige Prozent bewirken, werden aber bei dieser Betrachtung vernachlässigt. Die Streukapazitäten ( $C_{e1}$  bis  $C_{e4}$ ) in der Größenordnung von einigen 10 pF sind zwar verhältnismäßig klein gegenüber den Kapazitäten der Steuerkondensatoren mit 1000 pF bis 2000 pF, haben aber auf die Spannungsverteilung einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss. In [TB 368] sind Modellrechnungen für unterschiedliche Kapazitätsverhältnisse zusammengestellt.

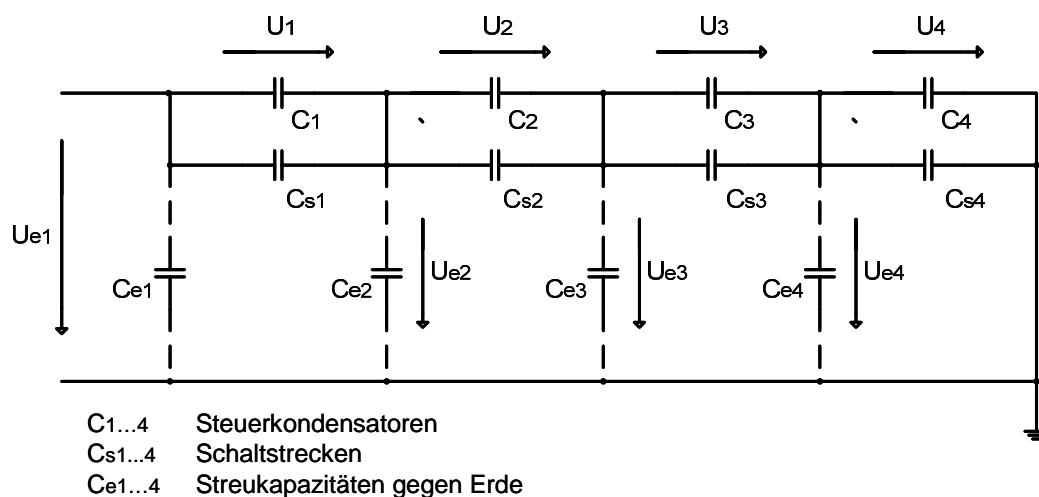


Bild 4.14 Wirksame Kapazitäten zur Berechnung der Spannungsverteilung über den Schaltstrecken eines vierfach unterbrechenden Leistungsschalters

Bei einer Bestückung des Schalters mit 1000 pF Kondensatoren und Annahmen für die Streukapazitäten ergeben sich die Zwischenpotentiale ( $U_{e1}$  bis  $U_{e4}$ ) und die Spannungsbelastungen der einzelnen Schaltstrecken ( $U_1$  bis  $U_4$ ) am Vollpol entsprechend Tabelle 4.3. Die erste Schaltstrecke ist bei symmetrischem Aufbau in der Regel am höchsten belastet. Im gewählten Beispiel mit 27,48 % der Gesamtspannung, was eine Überhöhung um 10 % gegenüber einer linearen Aufteilung bedeutet. Die zweite Schaltstrecke wird mit 25,33 % belastet, so dass sich über den ersten Halbpole eine Spannung von 52,81 % und ein Potential von 47,19 % gegen Erde am Symmetriepunkt des Schalters ergeben.

Tabelle 4.3 Gegenüberstellung der Kapazitäten und Spannungsverteilung bei Vollpol- und Halbpole-Prüfung

|             |    | Vollpol | Halbpole |          |   | Vollpol | Halbpole |
|-------------|----|---------|----------|----------|---|---------|----------|
| $C_{1...4}$ | pF | 1000    | 1000     | $U_{e1}$ | % | 100     | 100      |
| $C_{s1}$    | pF | 15      | 15       | $U_{e2}$ | % | 72,52   | 73,05    |
| $C_{s2}$    | pF | 15      | 15       | $U_{e3}$ | % | 47,19   | 48,27    |
| $C_{s3}$    | pF | 15      | 0        | $U_{e4}$ | % | 23,25   | 24,07    |
| $C_{s4}$    | pF | 15      | 0        | $U_1$    | % | 27,48   | 26,95    |
| $C_{e1}$    | pF | 30      | 30       | $U_2$    | % | 25,33   | 24,79    |
| $C_{e2}$    | pF | 30      | 30       | $U_3$    | % | 23,94   | 24,19    |
| $C_{e3}$    | pF | 30      | 20       | $U_4$    | % | 23,25   | 24,07    |
| $C_{e4}$    | pF | 30      | 5        |          |   |         |          |

Wenn bei einer Halbpoleprüfung ca. 53 % der Gesamtspannung angelegt würden, hätte man zwar eine korrekte Feldbelastung in Längsrichtung der Schaltstrecken, aber die Querkomponente in Richtung Erdfeld wäre viel zu gering, da sie nur durch die 53 % erzeugt wird, im Gegensatz zur Vollpoleprüfung, bei der die Prüfspannung mit 100 % die Querkomponente bestimmt. Um einer korrekten Feldbelastung durch Längs- und

Querkomponente bei einer Halbpolprüfung nahe zukommen, können die Kapazitäten des fehlenden Halbpol durch eine Säule aus Steuerkondensatoren simuliert werden, die am spannungsfernen Anschlusspunkt gegen Erde geschaltet werden.

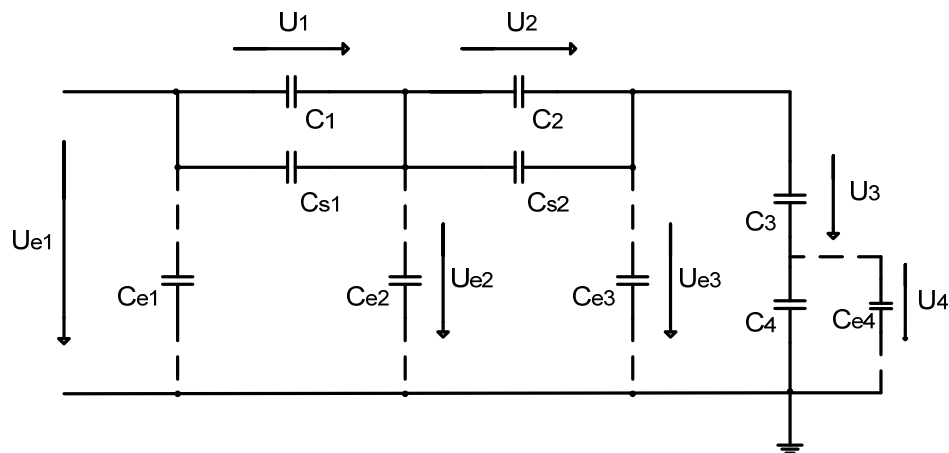


Bild 4.15 Wirksame Kapazitäten zur Berechnung der Spannungsverteilung über den Schaltstrecken eines vierfach unterbrechenden Leistungsschalters in einer Halbpolprüfung (C3 und C4 als Steuerung gegen Erde)

Bild 4.15 zeigt das Ersatzschaltbild und in Tabelle 4.3 sind die dabei wirksamen Kapazitäten und die Spannungsverteilungen im Vergleich zur Vollpolprüfung zusammengestellt. Die Summenspannung über den ersten beiden Unterbrechereinheiten beträgt hier 51,74 % und das Potential des Symmetriepunktes liegt bei 48,27 %. Die Ungenauigkeiten durch die Veränderung der Streukapazitäten können gegebenenfalls durch eine entsprechend höhere Prüfspannung ausgeglichen werden. Durch diesen Zusatzaufwand mit der Kondensatorsäule könnte der Vorteil der Platzerparnis durch die Halbpolprüfung weitgehend erhalten bleiben.

Realisierbar ist diese Vorgehensweise aber nur bei Prüfungen mit einseitigen Spannungsbeanspruchungen, weil das zweite Ende des Schalters, an dem die Gegenspannung angeschlossen werden müsste, über die Kondensatorsäule auf Erdpotential steht. Die Prüfungen mit kombinierten Spannungen (z.B. Blitz- gegen Wechselspannung), wie sie für die Schalter in der Regel erforderlich sind, sind am Halbpol deshalb nicht realisierbar. Eingesetzt werden kann dieser Weg aber für RIV-Prüfungen und Koronabeobachtungen, wo eine einseitige Spannungsbeanspruchung ausreichend und praxisnah ist. Bei Schaltern mit Sonderforderungen, wie zum Beispiel an einem DC-Bypass-Schalter, wo keine kombinierten Spannungsprüfungen gefordert sind, lässt sich dieses Verfahren einsetzen [FRE-08].

Bei den Betrachtungen der Spannungsverteilung über den Unterbrechereinheiten liegt eine Ungenauigkeit in dem Ansatz für die Streukapazitäten. Bei einem Freiluftschalter mit verhältnismäßig kleinen Streukapazitäten im Vergleich zur Kapazität der Steuerkondensatoren ist der entstehende Fehler vernachlässigbar. Mit zunehmender Größe der Streukapazitäten wird der Fehler größer, was bei einem gekapselten Schalter der Fall wäre. Hier wird die Kapazität zwischen den Teilen der Unterbrechereinheit zum geerdeten Gehäuse wirksam, die Werte bis zu einer Größenordnung von 100 pF erreichen kann. Kompensiert wird das in der Regel durch größere Steuerkondensatoren, die erforderlich sind, um eine möglichst lineare Spannungsverteilung aufrecht zu erhalten.

Werden an einem Freiluftschalter die Kapazitäten der Steuerkondensatoren verringert, steigt die Unsicherheit dieser einfachen analytischen Berechnung der Spannungsverteilung. Um hier eine Aussage über die Spannungsverteilung machen zu können, muss mit numerischen Feldberechnungen die Spannungsverteilung ermittelt werden. Ein prüftechnischer Nachweis ist problematisch, da allein das Anschließen einer Messleitung eine Beeinflussung der Streukapazitäten bedeuten würde. Auch Messungen mit Feldsonden werden keine genauen Aussagen liefern, weil die Sonden neben dem Feld des zu messenden Punktes auch

Einkopplungen von anderen Messpunkten erfassen werden. Die einzige Möglichkeit eines messtechnischen Nachweises ist gegeben durch einen in die Schaltergeometrie integrierten Stromwandler mit einer potentialfreien optischen Signalübertragung, was nur an eigens dafür aufgebauten Versuchsschaltern möglich ist. Über die Strommessung an einzelnen Punkten können Rückschlüsse auf die Spannungsverteilung am Schalter gezogen werden. Einen Vergleich zwischen Berechnung und solch einer Messung ist in [VAI-99] beschrieben. Er zeigt eine gute Übereinstimmung der Ergebnisse, was als Beleg für den Weg der Berechnung angesehen werden kann. Bei einem Freiluftschalter ohne Steuerkondensatoren [OLO-10] liegt der Extremfall vor, dass die Streukapazitäten in der gleichen Größenordnung wie die Schaltstreckenkapazitäten liegen. Abhängig von der Geometrie des Schalters kann dabei eine Verteilung mit bis zu 80 % der Spannung über der ersten Unterbrechereinheit auftreten.

### 4.13.2 Simulationen und Berechnungen als Ersatz für Prüfnachweise

Die fortgeschrittene Rechnertechnik in Verbindung mit einer Vielzahl guter Software-Werkzeuge bietet für die Industrie Möglichkeiten der Simulation und Berechnung statischer und dynamischer Vorgänge, um die Eignung von Konstruktionen und Vorgängen zu überprüfen und nachzuweisen. Auch in der Energietechnik wird das in weitem Rahmen praktiziert. Generell werden diese Berechnungen aber nicht als Ersatz für Typprüfungen akzeptiert. Erst in wenigen Fällen haben einzelne Berechnungen Eingang in die standardisierten Typprüfnachweise gefunden. Beispiele dafür sind der Nachweis der dynamischen Kurzschlussstromkräfte in Transformatoren und der Nachweis der Erdbebenfestigkeit von Leistungsschaltern.

Im Rahmen der Entwicklung wird zur Ermittlung von Belastungen kommerziell verfügbare und selbst erstellte Spezialsoftware vielfältig eingesetzt, um den Aufwand für versuchstechnische Klärungen zu minimieren. Mechanische Belastungen, Stromtragfähigkeit und Erwärmung von Geräten und dielektrische Beanspruchungen sind Beispiele dafür. Die Vorhersage über das Bestehen normierter Beanspruchungen scheidet jedoch oft an den Grenzen der Nachbildungsmöglichkeiten der entsprechenden physikalischen Parameter, so dass für einen endgültigen Nachweis eine Typprüfung nach Norm unumgänglich ist.

In Bezug auf die Hochspannungstechnik ist die exakte Berechnung elektrostatischer Felder heute Stand der Technik. Bei der Beurteilung von Isolieranordnungen in Luft stoßen die Berechnungen an ihre Grenzen, wenn Vorentladungen die berechneten statischen Feldverhältnisse verändern. Entladungsfreie Anordnungen, wie sie zum Beispiel in gasisolierten Schaltanlagen vorliegen, erlauben aussagekräftige Ergebnisse. In Verbindung mit 3-dimensionalen Konstruktionsprogrammen können ganze Baugruppen mit nahezu beliebigen Leitergeometrien berechnet werden.

In einem Vergleich zwischen verschiedenen Herstellern wurde in [CIG-07] gezeigt, dass die Berechnungsergebnisse in Bezug auf die relativen Feldstärken an den Leiteroberflächen nahezu gleiche Ergebnisse lieferten. Bei der Umsetzung der theoretischen Feldstärken auf praktisch erzielbare Stehspannungen ergaben sich jedoch Unterschiede von 30 % bis 40 %. Die dazu erforderlichen zulässigen Feldstärken sind abhängig von Parametern, die aus der praktischen Erfahrung vorangegangener Untersuchungen erzielt worden sind, wie zum Beispiel die Zugrundelegung einer definierten Oberflächenrauigkeit an den Elektroden. Hinzu kommt ein herstellerabhängiger Sicherheitsfaktor, der aus möglichen Abweichungen der realen zur berechneten Geometrie resultiert.

Um den Unsicherheiten bei der Interpretation der Berechnungsergebnisse zu begegnen, ist ein unmittelbarer Abgleich mit versuchstechnischen Ergebnissen erforderlich. Damit kann bei Vorliegen einer Feldrechnung an einem mit Erfolg geprüften Gerät über eine Berechnung an einer Anordnung mit ähnlichen Randbedingungen (Größe und Rauigkeit der Elektrodenoberflächen, Gasdruck, Spannungsform) der Nachweis über das Isoliervermögen ohne weitere Prüfung geführt werden.

Wegen der Größe und den eingeschränkten Prüfmöglichkeiten ist diese Kombination von Rechnung und Prüfung bei UHV-Geräten erforderlich, um den Prüfaufwand für ähnliche Aufbauten oder für spätere geometrische Änderungen zu reduzieren. Ebenso könnte sie in den unteren Spannungsebenen eingesetzt werden, um den ständig steigenden Prüfkosten entgegenzuwirken. Voraussetzung ist natürlich die Akzeptanz dieser von den Standards bisher nicht vorgesehenen Vorgehensweise.

### 4.14 Zusammenstellung der Tendenzen und Erfordernisse an die UHV-Prüftechnik

#### Blitzstoßspannung

Zur Vermeidung des Überschwingens müssen verlängerte Stirnzeiten bei der Blitzstoßspannung eingeführt werden, um reproduzierbare und vergleichbare Prüfungen durchführen zu können. Der Nachweis einer gleichwertigen Spannungsfestigkeit bei verlängerter Stirnzeit ist für die Isolationen in den verschiedenen Medien Luft, SF<sub>6</sub>, Öl und Feststoff zu betrachten.

Eine Erweiterung der Toleranzen für Stirnzeit und Überschwingen ist lediglich eine Maßnahme zur Erreichung der linearen Fortschreibung der Anforderungen aus den unteren Spannungsebenen auf die UHV-Ebenen. Das generelle Erfordernis der steilen Blitzstoßstirnzeiten ist in Anknüpfung an die Ausführungen von Abschnitt 3.5.1.2 zu hinterfragen, wonach derartig steile Blitzstoßstirnzeiten im UHV-Bereich nicht auftreten werden. Über die Betrachtung verschiedener Stirnzeiten wird gezeigt, dass bei einer Verdoppelung der heutigen Normvorgabe kein Überschwingen mehr zu erwarten ist.

#### Schaltstoßspannung

Die kritischen Überschlagspannungen bei verlängerten Stirnzeiten im Bereich oberhalb von 1800 kV müssen bei stark inhomogenen Anordnungen beachtet werden. Bei Schaltstoßspannungsprüfungen von schwach inhomogenen Anordnungen und bei Vorhandensein von Isolatoren kommt das Phänomen der kritischen Durchschlagspannung wenig, beziehungsweise gar nicht zum Tragen, so dass eine generelle Erweiterung der standardisierten Stirnzeit nicht sinnvoll ist.

Bei Prüfungen mit hoher Schaltstoßspannung positiver Polarität ist mit abirrenden Lichtbögen zu rechnen, was erhöhte Sicherheitsvorkehrungen trotz großer Spannungsabstände erforderlich macht.

#### Wechselspannungsprüfungen

Die Erreichung der hohen Prüfspannungen ist mit dem hohen Aufwand für die Prüftransformatoren verbunden. Wie bei vor-Ort-Prüfungen an GIS könnten sicherlich viele Prüfungen mit Resonanzanlagen durchgeführt werden, für die der apparative Aufwand geringer ist. Für die Zulässigkeit von Frequenzen außerhalb des Bereichs der Betriebsfrequenz sind die unterschiedlichen Isoliermedien und der Zweck der jeweiligen Prüfung zu hinterfragen.

Vor dem Hintergrund der Prüfpraxis im asiatischen Raum ist die Zeitdauer der Stehspannungsprüfung zu diskutieren, die nach IEC lediglich eine Minute beträgt.

Bei der Prüfung von Schaltstrecken mit Stoß- gegen Wechselspannung ist wegen der großen Kapazitäten der Prüflinge eine möglichst steife Wechselspannungsquelle erforderlich, um das Einbrechen beim Stoß zu minimieren. Wegen des hohen apparativen Aufwands für diese spezielle Prüfung müssten alternative Lösungen für den Nachweis der Spannungsfestigkeit über der Schaltstrecke gesucht werden.

### Gleichspannung

Für Gleichspannungsprüfungen gibt es in den Normen bisher nur wenige Vorgaben, was dem gesamten Standardisierungsstand für Gleichspannung entspricht. Die anspruchsvollste Prüfung beinhaltet den schnellen Polaritätswechsel, der entsprechend hochwertige Prüfeinrichtungen erfordert.

### Störspannungsprüfung

Störspannungsmessungen an Geräten mit einer maximal zulässigen Rate von 2500  $\mu\text{V}$  besitzen eine unzureichende Aussagekraft, wenn es um die Vermeidung von Entladungen in den Anlagen geht. Die Akzeptanz von visuellen Beobachtungen kann vor dem Hintergrund der großen Geräteabmessungen hilfreich sein.

### TE-Messung

Die geforderte hohe Empfindlichkeit bei konventionellen Teilentladungsmessungen nach IEC 60270 für gasisolierte Anlagen ist im UHV-Bereich nur schwer zu realisieren und besitzt zudem wegen der ungünstigen Auskopplung der Entladungen nur eine eingeschränkte Aussagekraft über die verursachende Fehlstelle. Die UHF-Messtechnik bietet eine gute Alternative, hat aber den Nachteil, dass sie nicht mit einfachen Mitteln kalibriert werden kann und deshalb bisher nicht als Standard-Messverfahren akzeptiert wird.

### Regenprüfungen

Die bei der Regenprüfung nach Norm geforderten Parameter sind für sehr große Prüflinge nicht einzuhalten. Die grundsätzlich schlechte Reproduzierbarkeit von Regenprüfungen in Verbindung mit den erschwerten Bedingungen für sehr große Prüfobjekte, erfordert ein grundsätzliches Überdenken dieses Prüfnachweises. Möglich erscheint die Beurteilung eines Isolators unter Regen auf Basis der Parameter für die Schirmgeometrie oder dem Vergleich von verkürzten Isolatoren unter trockenen und beregneten Bedingungen.

### Fremdschichtprüfungen

Fremdschichtprüfungen an kompletten UHV-Isolatoren oder Geräten sind wegen der Größe unrealistisch. Die Prüfung kann aber wegen des linearen Zusammenhangs zwischen Kriechweg und Stehspannung an einzelnen kurzen Komponenten durchgeführt und das Ergebnis auf die gesamte Isolierstrecke übertragen werden.

### Klimakorrektur

Die Klimakorrektur nach IEC 60060-1 ist ein schematisiertes Verfahren, das in einem nahen Bereich zur Referenzatmosphäre ausreichend genau ist. Für große Schlagweiten, hohe Luftfeuchten und geringe Luftdichten werden jedoch nicht alle Einflussgrößen hinreichend gut abgedeckt.

Für Schlagweiten, die durch andere Forderungen wesentlich größer als die erforderlichen Schlagweiten ausgelegt sind, kann das Korrekturverfahren keine korrekten Werte liefern, weil sie auf den physikalischen Durchschlagprozessen der gegebenen Schlagweite basieren.

Bei Vorhandensein von Isolatoren in der Isolierstrecke ergeben sich bei hohen Luftfeuchten temperaturabhängige Abweichungen, die nicht mit dem Korrekturverfahren abgedeckt sind.

### Messunsicherheiten

Die Kalibrierung der hohen Prüfspannungen kann nur bis zu einer relativ geringen Spannungshöhe über Referenzteiler erfolgen. Der Nachweis für den gesamten Spannungsbereich muss über Linearitätstests nachgewiesen werden, für die es noch keine zufriedenstellenden Möglichkeiten gibt. Die Beeinflussung der Hochspannungsteiler durch die Umgebung kann dazu führen, dass sie auf einen Standort innerhalb des Labors fixiert werden müssen, um den Näherungseffekt in der Kalibrierung abzudecken. Generell ist mit einer Erhöhung der Messunsicherheit zu rechnen.

### Komponenten-Prüfverfahren

Die Abweichung von der generellen Vorgehensweise in der Hochspannung komplette Geräte zu prüfen, muss für jeden Einzelfall genau geprüft werden. Die Einflussparameter zur Erzielung hinreichend genauer Prüfnachweise müssen betrachtet und bewertet werden, damit die Prüfung an einzelnen Komponenten ohne normativen Hintergrund akzeptiert werden können. Am Beispiel eines mehrfach unterbrechenden Leistungsschalters werden die Möglichkeiten für eine Halbpolprüfung aufgezeigt.

### Simulation und Berechnungen

Die fortgeschrittene Rechnertechnik ermöglicht sehr viele Simulationen und Berechnungen. Insbesondere auf dem Gebiet der Hochspannung sind die Programme zur Berechnung elektrostatischer Felder sehr genau und vielseitig. Die Korrelation zu Prüfnachweisen ist durch vergleichende Prüfungen erforderlich, so dass aus der Kombination von Prüftechnik und Berechnungen schlüssige Nachweise für die Spannungsfestigkeit gezogen werden können.

## 5 System- und Technologievergleiche

Grundsätzlich stehen heute für die Übertragung großer elektrischer Energiemengen über weite Distanzen die Hochspannungsdrehstrom-Systeme (AC-Systeme) und die Hochspannungsgleichstrom-Systeme (DC-Systeme) zur Verfügung. Die grundlegenden Vor- und Nachteile beider Technologien im UHV-Bereich sollen im Folgenden kurz gegenübergestellt werden, wobei technische Details nicht vertieft werden sollen. Dazu sei auf Lehrbücher und vielfache Literatur verwiesen. Einen umfassenden Überblick gibt [KER-10]. Verglichen werden sollen die Technologien unter den Stichworten Systemeigenschaften, Anlagen und Übertragung.

### 5.1 Systemeigenschaften

Ein wesentlicher Vorteil der AC-Technologie im UHV-Bereich ist die Möglichkeit der direkten Einbindung in die bestehenden AC-Netze durch Transformation der Spannung aus den unteren Spannungsebenen. Leitungsabzweige im Zuge einer langen Übertragungsstrecke sind damit problemlos möglich. Einzelne Teilnetze können synchron miteinander verbunden werden, und die zusätzlichen Verbindungen können einen höheren Vermaschungsgrad bewirken, was zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen kann. Andererseits wird durch die Verbindung von Teilnetzen die Kurzschlussleistung des Netzes erhöht, was bei der Auslegung der Kurzschlussstromtragfähigkeit der Geräte berücksichtigt werden muss. In Bezug auf die Vermaschung ist für die UHV-Ebene zu sehen, dass in den ersten Ausbaustufen lange Übertragungsstrecken im Vordergrund stehen werden. Für einen zukünftigen Ausbau sind aber die Optionen für eine Anbindung weiterer Netzteile gegeben.

Will man der Erhöhung der Kurzschlussleistung in einem Netz entgegenwirken, und eine Synchronisation der Netzteile ist nicht erforderlich, kommt der Vorteil der DC-Technologie zum Tragen. Hier wird ausschließlich Wirkleistung zwischen zwei Knotenpunkten übertragen, und die Teilnetze können weitgehend unabhängig voneinander arbeiten. Abzweige im Zuge einer langen Leitung sind nur mit hohem Aufwand möglich. Grundsätzlich steht dem Gedanken eines vermaschten DC-Netzes entgegen, dass es noch keine Leistungsschalter zur Leitungstrennung im Betriebs- und Fehlerfall gibt. Die Stromflusssteuerung erfolgt heute nur über die Regelungsmöglichkeiten der Stromrichterventile, was andererseits aber auch viele Möglichkeiten zum Betreiben der DC-Verbindungen bietet. So kann zum Beispiel bei Ausfall einer Leitung eine bipolare Verbindung auch monopolar betrieben werden, oder bei Problemen mit den Ventilen kann eine 800 kV Verbindung auch mit 400 kV weiterhin Energie übertragen. Mit solcher Flexibilität kann die DC-Technologie die Zuverlässigkeit der Energieübertragung unterstützen, was bei der AC-Technologie nicht gegeben ist.

#### 5.1.1 Anlagen

Der augenscheinlich auffälligste Punkt beim Vergleich der AC- und DC-Umspannwerke ist deren flächenmäßige Ausdehnung. Der Flächenbedarf für eine AC-Schaltanlage ist wesentlich geringer als der Bedarf für eine DC-Umrichterstation mit Stromrichtertransformatoren, Ventilhallen, Filtern und hochspannungsseitige Anschlussverbindungen zur Leitung. Neben dem hohen Flächenbedarf ist die aufwändige Stromrichtertechnik zu sehen, für die in der Regel auch noch Gebäude als Witterungsschutz erforderlich sind.

Ein weiterer Vorteil der AC-Anlagen ist in dem Systemvorteil der Vermaschung zu sehen. In einem klassischen Anlagenaufbau mit Sammelschienen ist über deren Verlängerung und Ergänzung durch ein weiteres Feld ein zusätzlicher Leitungsanschluss in gleicher Spannungsebene oder über Transformatoren auf eine andere Netzebene problemlos möglich.

Auch wenn für den UHV-Bereich noch keine Erfahrungen in Bezug auf die Zuverlässigkeit vorliegen, kann anhand des einfachen AC-Feldaufbaus mit wenigen Elementen im Vergleich zur Komplexität der DC-Anlagen auf einen weniger problematischen Betrieb der AC-Anlagen geschlossen werden. Dem gegenüber steht aber die höhere Flexibilität in der Lastflussregelung über die Stromrichterventile.

In Richtung Leitungsanschlüsse gesehen benötigen in der Regel beide Systeme unterstützende Einrichtungen, wie die Filter zur Reduzierung der Oberschwingung in der DC-Anlage und die Einrichtungen zur Blindleistungskompensation und Lastflussregelung langer angeschlossener Leitungen in den AC-Anlagen.

### 5.1.2 Leitungen

Bei den Übertragungsleitungen im UHV-Bereich liegen die Vorteile eindeutig bei den DC-Übertragungen. Ihnen kann generell ein höherer Trassennutzungsgrad zugewiesen werden, was bei der zunehmenden Diskussion um Flächennutzungen erhebliche Bedeutung haben kann. Der Aufbau der Verbindungen mit nur zwei Leitern, anstelle von drei im AC-System, ermöglicht einen geringeren Materialeinsatz durch einfachere Mastaufbauten und größere Spannweiten. Die Strombelastbarkeit der einzelnen Leiter kann bis zur maximalen thermischen Grenze genutzt werden, da keine Einschränkungen durch Stromverdrängung zum Tragen kommen. Koronaverluste und Funkstörungen sind insbesondere bei schlechten Wetterverhältnissen auf den DC-Leitungen geringer. Weiterhin können die Grenzwerte für magnetische Feldstärken bei Gleichstrom leichter eingehalten werden als bei Wechselstromfeldern.

Einziges Vorteil bei den AC-Leitungen ist der geringere Grad an Verschmutzung, was bei DC durch entsprechend längere Kriechwege der Isolatoren ausgeglichen werden muss.

## 5.2 Gegenüberstellung der Vorteile von AC- und DC- Technologie

Die Vorteile der AC- und DC-Technik für den UHV-Bereich sind in Tabelle 5.1 nach den Gesichtspunkten hinsichtlich System, Anlagen und Leitungen gegenübergestellt. Ohne eine Bewertung der einzelnen Punkte ist offensichtlich, dass sich in Bezug auf die Anlagen mehr Vorteile bei der AC-Technologie zeigen, bei den Leitungen dagegen bei der DC-Technologie. Die Systemeigenschaften erscheinen eher ausgewogen.

Betrachtet man zusammenfassend sämtliche Vor- und Nachteile, lässt sich keine eindeutige Aussage über das zu bevorzugende System treffen. Eine Schlussfolgerung lassen Betrachtungen, Berechnungen und Auswertungen jedoch zu, nämlich, dass die Übertragung großer elektrischer Energiemengen über weite Distanzen sowohl mit UHV AC und UHV DC Freileitungssystemen technisch möglich ist. Welches System bevorzugt wird, ist von Projekt zu Projekt separat zu beurteilen und kann nicht allgemein formuliert werden. Ein DC-System ist prädestiniert für die Punkt-zu-Punkt Übertragung großer Energiemengen über weite Distanzen, während es mit einem AC-System zusätzlich möglich ist, Netze aufzubauen, Netzteile synchron miteinander zu verbinden und damit auch die Versorgung in den Gebieten zwischen Erzeugern und Verbrauchern zu ermöglichen. Je nach Anwendungsfall sind die Vor- und Nachteile der beiden Technologien gegeneinander abzuwägen. Letztlich wird es in vielen Fällen zu einem Parallelbetrieb führen, um die Vorteile beider Systeme zu nutzen.



## System- und Technologievergleiche

Tabelle 5.1 Gegenüberstellung der Vorteile der AC- und DC- Technologie im UHV-Bereich

| AC   | DC  |
|--|---|
| <b>Systemeigenschaften</b>   |   |
| <p>Direkte Transformation auf andere Spannungsebenen</p> <p>Zusätzliche AC-Leitungen bewirken einen höheren Vermaschungsgrad und erhöhen dadurch die Versorgungssicherheit</p> <p>Synchroner Zusammenschluss von einzelnen Teilnetzen</p> <p>Zusätzliche Leitungsverzweigung zur Netzerweiterung über Zwischenstation einfach möglich</p> <p>Lastflussumkehr stellt keine zusätzlichen Probleme dar</p>          | <p>Keine Stabilitätsprobleme durch Leitungslängen</p> <p>Bei Ausfall einer Phase kann ein bipolares Übertragungssystem monopolar betrieben werden</p> <p>Zusammenschluss nicht synchroner AC-Netze möglich</p> <p>Es wird ausschließlich Wirkleistung übertragen</p>  |
| <b>Anlagen</b>   |   |
| <p>AC-Umspannwerke sind weniger aufwändig als vergleichbare Stromrichterstationen</p> <p>Flächenbedarf geringer</p> <p>Erweiterung für Abzweige einfach möglich</p> <p>Einfacher Übergang auf andere Spannungsebenen mittels Transformatoren</p> <p>Geringere Komplexität im Vergleich zur Stromrichtersteuerung</p> <p>Keine Notwendigkeit von Filtern, da keine Oberschwingungen durch Stromrichterventile</p> | <p>Stromrichterventile ermöglichen schnelle Regelung des Lastflusses</p> <p>Keine Einrichtungen zur Blindleistungskompensation nötig</p>  |
| <b>Leitungen</b>   |   |
| <p>Geringere Verschmutzung von Isolatoroberflächen bei Wechselfeldern</p>  | <p>Keine Kompensationsstationen bei langen Leitungen notwendig</p> <p>Größerer Trassennutzungsgrad</p> <p>Einfacherer Aufbau der Übertragungsleitung, da nur zwei Leiter benötigt werden</p> <p>Kein Stromverdrängungseffekt und damit Ausnutzung der Leiter bis zur thermischen Grenze</p> <p>Geringere Koronaverluste und Funkstörungen, besonders bei schlechten Wetterverhältnissen</p> <p>Grenzwert für die magnetische Feldstärke kann leichter eingehalten werden als bei Wechselfeldern</p> |

## 6 Anlagen und Komponenten

Die hohen Übertragungsspannungen der UHV-Systeme und die dabei zu berücksichtigenden Überspannungen erfordern eine entsprechend hoch ausgelegte Isolation, die in Bezug auf die Freiluftfestigkeit mit einem hohen Flächenbedarf und groß dimensionierten Geräten verbunden ist. Das gilt sowohl für AC- als auch für DC-Netze, da die Überspannungen ähnlich hoch sind. In den folgenden Abschnitten werden die Besonderheiten zu den Anlagen und zu einigen wichtigen Komponenten dargestellt.

### 6.1 Übertragungsmedien

Bei der Betrachtung der Übertragungsmöglichkeiten für AC- und DC-Systeme sollen die verschiedenen Techniken kurz dargestellt und in Hinblick auf die Anwendung im UHV-Bereich, bzw. zur Übertragung großer Energiemengen in Europa bewertet werden.

#### 6.1.1 Technische Gesichtspunkte für den UHV-Einsatz in AC- und DC-Systemen

Für die AC-Technik stehen als Übertragungsmedien grundsätzlich die Möglichkeiten von Freileitungen, Kabel und gasisolierten Leitungen (GIL) zur Verfügung. Kabel kommen bis zur Spannungsebene 550 kV zum Einsatz, wobei Öldruck-, Öl-Papier- und VPE-Isolation zum Einsatz kommen. Das eingesetzte Dielektrikum muss nicht nur eine hohe elektrische Festigkeit aufweisen, sondern auch thermisch und unter Umständen mechanisch belastbar sein. Die dünne Isolierwandstärke bedingt den hohen Kapazitätsbelag eines Kabels, was einen hohen kapazitiven Ladestrom bewirkt und die Übertragung in ihrer Länge begrenzt. Bei längeren Kabelstrecken sind alle 30 km bis 50 km Kompensationseinrichtungen erforderlich. Die thermische Stromtragfähigkeit hat ihre Grenzen bei ca. 2000 A pro Kabel, was für die Übertragung großer Energiemengen zu parallelen Systemen und damit zu großen Trassenbreiten zwingt. Neben diesen Gesichtspunkten führt allein die Tatsache, dass es heute noch keine Kabel für Betriebsspannungen über 550 kV gibt, zu dem Schluss, dass die Kabeltechnik in den UHV-Ebenen in absehbarer Zeit nicht eingesetzt werden kann.

Auch gasisolierte Leitungen gibt es noch nicht für diese Spannungsebenen. Bezüglich der Stromtragfähigkeit weisen sie jedoch keine so niedrige Grenze auf (4000 A wurden für die 420 kV-Ebene bereits ausgeführt), und das Gas als Dielektrikum lässt sich eher auf hohe Spannungsebenen dimensionieren als eine Feststoffisolation im Kabel. Bisher ausgeführt wurden nur einzelne Übertragungsstrecken in der 420 kV und 550 kV Ebene über einige hundert Meter. Als Isoliergas wird dabei SF<sub>6</sub> oder SF<sub>6</sub> mit Stickstoff verwendet, was im günstigsten Fall im Verhältnis von 20 % SF<sub>6</sub> zu 80 % N<sub>2</sub> eingesetzt wird. Eine Abschätzung für einen 600 km langen GIL der Spannungsebene 420 kV erfordert nach [KER-10] auf Basis von [TB 218] 10.000 t SF<sub>6</sub> und 17.000 t N<sub>2</sub>. Je nach Auslegung (Rohrdurchmesser, Mischungsverhältnis und Gasdruck) kann die SF<sub>6</sub> Menge zwar stark variieren, aber sie liegt damit in der Größenordnung der Welt-Jahresproduktion von SF<sub>6</sub>, die im Zusammenhang mit den Diskussionen um SF<sub>6</sub> als Treibhausgas für das Jahr 2000 mit 6.500 t beziffert wurde [CIG-01]. Wenn man für die UHV-Anforderungen überschlägig von einer Verdoppelung der dimensionierenden Blitzstoßspannung ausgeht, erfordert das einen um den Faktor 1,5 vergrößerten Rohrdurchmesser. Das führt zu der 2,25-fachen Menge SF<sub>6</sub>, was bei nur 600 km Leitungslänge der weltweiten SF<sub>6</sub>-Produktion von mehr als zwei Jahren entspricht. Eine SF<sub>6</sub>-freie GIL-Isolation, z.B. mit reinem Stickstoff oder anderen alternativen Gasen oder Gasgemischen, führt zu wesentlich größeren Abmessungen und Drücke und ist bisher in keiner Spannungsebene realisiert worden.

Realistisch bleibt damit für die UHV AC-Übertragung nur die Freileitung. Erfahrungen mit Systemen bis 800 kV liegen vor, und die Vielzahl von Untersuchungen in der Vergangenheit zeigt die Realisierbarkeit trotz der hohen Anforderungen bezüglich Isolation, thermischer Tragfähigkeit und mechanischer Belastungen unter normalen und erhöhten Umgebungsbedingungen (z.B. Eislasten, Windlasten, Erdbeben). Für den Aufbau der Leitungen und Masten muss eine Vielzahl von elektrischen und mechanischen Parametern berücksichtigt werden, auf die hier nicht weiter eingegangen werden soll. Für die 1100 kV Pilotleitung Jindongnan-Jingmen in China werden Bündelleiter mit acht Teilleitern auf unterschiedlichen Mastbildern eingesetzt. Für die 645 km lange Übertragungsstrecke wurden insgesamt 1284 Masten mit durchschnittlich 77 m Höhe und 70,5 t Gewicht aufgebaut [ZHO-09]. Die neben den technischen Aspekten zu berücksichtigenden Umweltaspekte der Freileitungen werden in Abschnitt 7.2 betrachtet.

Die Auswahl der Übertragungsmedien für ein DC-System im UHV-Bereich ist im Grunde noch weiter eingeschränkt. Rohrleiter für DC gibt es zurzeit auch in den unteren Spannungsebenen noch nicht. DC-Kabel werden bis maximal 500 kVDC für lange Unterwasserstrecken eingesetzt. Durch große Verlegeschiffe können lange Kabelschüsse in einem Stück transportiert und verlegt werden. Bei einer Verlegung an Land ist man auf kurze Kabelschüsse und das Setzen von vielen Muffen angewiesen, die potentielle Schwachstellen in der Strecke darstellen. Begrenzt wird die Übertragungsleistung durch die Stromtragfähigkeit, die wegen der fehlenden Kühlung niedriger als bei Freileitungen ist. Hohe Übertragungsleistungen können damit auch nur durch mehrere parallele Systeme realisiert werden, was zu großen Trassenbreiten und hohem Verlegeaufwand führt. Einschränkungen bestehen auch in Bezug auf das Dielektrikum. Bei hohen Gleichspannungen ist eine VPE-Isolation aufgrund von Ladungen im Kunststoff kritisch bei Umpolvorgängen, wie sie im Betrieb eines DC-Systems vorgesehen werden. Damit wäre die Auswahl des Isoliermediums auf die Basis von Öl beschränkt. Bezüglich Kabeleinsätzen oder Entwicklungen für Spannungen über 500 kV konnten keine Hinweise gefunden werden. [KER-10]

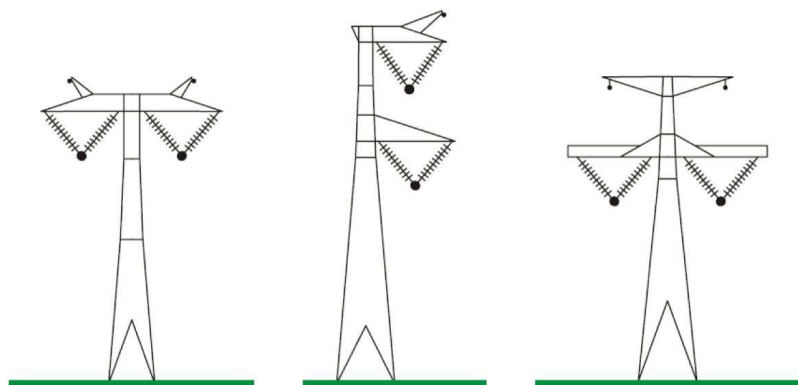


Bild 6.1 Mastbilder der  $\pm 800$  kV DC Übertragungsleitung Xiangjiaba-Shanghai in China [LI -09]

Damit bleibt auch für die DC-Übertragung im UHV-Bereich zurzeit nur der Einsatz von Freileitungen. Obwohl sich der mechanische Aufbau von DC-Freileitungen gegenüber AC-Freileitungen in einigen Punkten unterscheidet, gelten im Prinzip die gleichen äußeren Rahmenbedingungen in Bezug auf Eislasten, Windlasten, etc., wie bei UHV AC. Allgemein sind die Masten einer UHV DC-Leitung wegen der geringeren Phasenzahl weniger aufwendig. Für die 1907 km lange Übertragungsleitung  $\pm 800$  kV Xiangjiaba-Shanghai in China werden Bündelleiter mit sechs Teilleitern verwendet. Die Masttypen nach Bild 6.1 werden in Abhängigkeit von der Umgebung eingesetzt, wie beispielsweise der Mast mit übereinander liegenden Leitungen zur Reduzierung des Trassenbedarfs. Die durchschnittliche Spannfeldlänge liegt ebenso wie bei den AC-Leitungen bei 500 m. [LI -09]

### 6.1.2 Potentielle Übertragungsmedien in europäischen Projekten

Bei der Betrachtung der Übertragungsmöglichkeiten sind immer die Randbedingungen entscheidend für die Auswahl des Übertragungsmediums. Bei dem Ausbau des chinesischen und bei der Planung des indischen Netzes werden analog zu den obigen Überlegungen Freileitungen für die Übertragung der großen Energiemengen eingesetzt. Überträgt man die Aufgabe zur Übertragung großer Energiemengen in den europäischen Raum und zieht man denkbare, aber zurzeit noch nicht verfügbare Technologien mit in die Überlegungen ein, ergeben sich andere Möglichkeiten. Als Aufgabenstellungen kommen zwei Szenarien in Betracht. Erstens ist die Übertragung von Offshore-Windenergie [DEN-11] von der deutschen Nordseeküste nach Süden zu sehen und zweitens die Übertragung von Sonnenenergie aus der Sahara nach Zentraleuropa, was unter dem Schlagwort „Desertec“ bekannt ist [DES-11; TAL-06].

In beiden Fällen sollen große Energiemengen über weite Entfernungen durch streckenweise relativ dicht besiedelte Gebiete geführt werden, um an geeigneten Knotenpunkten ins europäische Verbundnetz eingespeist zu werden. Die einzelnen technischen Gesichtspunkte der verschiedenen Übertragungssysteme und deren Wertigkeit werden für jeden Anwendungsfall unterschiedlich sein. Tabelle 6.1 zeigt beispielhaft die Eckwerte der Übertragungsmöglichkeiten für eine 600 km lange Energieübertragung von den Offshore-Windparks in der Nordsee bis in den mitteldeutschen Raum um Frankfurt am Main. Eine Gesamtübertragungsleistung von 7 GW wurde als Zielstellung für die Berechnungen zugrunde gelegt. Betrachtet wurden die heute zur Verfügung stehenden Möglichkeiten mit den dafür bekannten Parametern in Anlehnung an [KER-10] und [NEU-10]. Die Einzelwerte in Tabelle 6.1 können je nach technischer Ausführung der Systeme stark abweichen und sollen hier nur einen Eindruck für die verschiedenen Möglichkeiten vermitteln. Wegen der großen Bandbreite der Parameter werden im Folgenden nur die wesentlichen Eckpunkte der Übertragungsmöglichkeiten aufgezeigt. Ausgangspunkt für die Betrachtungen ist jeweils die maximal mögliche Dauerstrombelastbarkeit der Übertragungsleitung, beziehungsweise beim DC-GIL die Limitierung durch die maximale Stromtragfähigkeit der Thyristoren.

Abgesehen von dem grundsätzlichen Problem neue Trassen genehmigt zu bekommen, liegt durch die Besiedelung ein erhöhter Zwang zu einer hohen Trassenausnutzung, d.h. zur Reduzierung des Landverbrauchs vor. Parallele Systeme, die nicht zur Erhöhung der Zuverlässigkeit zwingend erforderlich sind, müssen damit weitgehend vermieden werden. Das bedingt eine hohe Übertragungsspannung und ein hohes Stromtragsvermögen.

Kabelverbindungen erfordern immer mehrere Systeme, weil die Stromtragfähigkeit gering und die Spannungsfestigkeit der Isoliermedien begrenzt ist. Grundlegende technische Verbesserungen in diesen Punkten sind nicht abzusehen. Für AC-Anwendungen kommt der sehr hohe Blindleistungsbedarf durch den Kapazitätsbelag hinzu, womit AC-Kabel ohnehin ausgeschlossen werden können.

Bei GIL in Verbindung mit AC-Übertragung ist auch mit einem nicht unerheblichen Aufwand für die Blindleistungskompensation zu rechnen. Kompensationsstationen im Abstand von 100 km bis 150 km wären erforderlich. Ein weiterer Nachteil ist die Stromverdrängung im Leiter, womit der Leiterquerschnitt nicht effektiv ausgenutzt wird. Die beiden Punkte legen die Anwendung einer DC-GIL nahe, auch wenn diese Technik bisher noch nicht eingesetzt worden ist. Das Isoliermedium Gas stellt dabei keine grundsätzliche Begrenzung dar, sondern wird in Abhängigkeit vom verwendeten Isoliergas, dem Betriebsdruck und den Spannungsanforderungen lediglich eine dimensionierende Größe sein. Problematischer sind die Stützisolatoren zwischen Innenleiter und Mantelrohr. Resistive Feldverläufe anstelle von kapazitiven und Ladungen im und auf dem Feststoff erfordern für den DC-Einsatz noch Forschungs- und Entwicklungsarbeiten in Bezug auf das Isolatormaterial. Fertigungstechniken für eine gezielt einstellbare Leitfähigkeit zum Ladungsträgerabfluss sind

## Anlagen und Komponenten

erforderlich, um einer Feldverzerrung und damit verminderter dielektrischer Festigkeit entgegen zu wirken.

Tabelle 6.1 Technischen Eckwerte von Übertragungssystemen für eine Übertragungsleistung von 7 GW über die Entfernung von 600 km

| System                        | Freileitung           |            |            | Kabel     |            | GIL       |            |
|-------------------------------|-----------------------|------------|------------|-----------|------------|-----------|------------|
|                               | 380 kV AC             | 1000 kV AC | ±800 kV DC | 380 kV AC | ±500 kV DC | 380 kV AC | ±500 kV DC |
| Übertragungsleistung [MW]     | 7000                  |            |            |           |            |           |            |
| Übertragungslänge [km]        | 600                   |            |            |           |            |           |            |
| Strom pro Phase [A] *         | 3000                  | 6000       | 4375       | 1700      | 1400       | 3000      | 4500       |
| Leistung pro System [MW]      | 1770                  | 9350       | 7000       | 1000      | 1400       | 1770      | 4500       |
| Anzahl notwendiger Systeme    | 4                     | 1          | 1          | 7         | 5          | 4         | 2          |
| Anzahl Kompensationsstationen | 1                     | 1          | --         | 23        | --         | 5         | --         |
| Gesamte Trassenbreite [m]     | 84<br>2 Doppelsysteme | 70         | 54         | 23        | 11         | 18        | 7,5        |
| Trassennutzungsgrad [MW/m]    | 83                    | 100        | 130        | 304       | 636        | 390       | 933        |

\* maximaler Dauerstrom durch thermische Grenze der Leiter, bzw. Stromtragfähigkeit der Thyristoren bei DC-GIL.

Ausgehend von dem Gedanken, dass eine DC-GIL technisch realisiert werden kann, steht der unmittelbare Vergleich zur Freileitung an. Die Übertragungsleistungen sind für beide Medien als sehr hoch einzustufen und sollen hier nicht weiter betrachtet werden, da sie von der gewählten Übertragungsspannung und den möglichen Stromtragfähigkeiten abhängig sind, die wiederum in den konstruktiven Details begründet sind.

In Bezug auf die Zuverlässigkeit sind Freileitungen unter dem Einfluss der Umwelteinflüsse (z.B. Verschmutzung, Eis, Wind, Blitzschlag) zu sehen. Bei den GIL liegt ein Risiko in der Korrosion und Gasdichtigkeit, da das Isoliervermögen nur unter hohem Druck sichergestellt werden kann. Eine hohe Lebensdauer ist bei Freileitungen durch Inspektion und Wartung der Masten, Seile und Isolatoren zu erreichen. Bei GIL wird eher die Philosophie der gasisolierten Anlagen zum Tragen kommen, wonach ein laufendes System möglichst nicht geöffnet werden soll. Insbesondere bei GIL, wo kein Verschleiß wie bei GIS-Schaltgeräten auftreten kann, sollte eine Inspektion nicht erforderlich werden. Äußere Einwirkungen wie z.B. Korrosion bei einer Erdverlegung können eher problematisch werden.

Zur Störungsbehebung im Zuge der Leitung ist eine GIL eindeutig im Nachteil, da hier zunächst einmal die Lokalisierung des Fehlers messtechnisch erreicht werden muss und anschließend Erdarbeiten, Gasarbeiten, Aufschneiden und nach der Reparatur wieder Verschweißen des Mantelrohres, Gasfüllung und gegebenenfalls eine Hochspannungsprüfung erforderlich sind. Die Ausfallzeit wird damit wesentlich länger als bei einer Freileitung. Hilfreich könnte zur Überbrückung des Betriebs die Verlegung eines Reserverohres sein, auf das im Fehlerfall eines Leiters umgeschaltet werden kann. Die Investitionsmehrkosten dafür würden sich weitgehend auf den Materialpreis des Rohres beschränken, da die Baustelleninfrastruktur beim Verlegen ohnehin vorhanden ist.

### 6.2 Schaltanlagen

Im Schaltanlagenbau für die UHV-Ebenen kommen für die AC-Systeme die aus den unteren Spannungsebenen bekannten Bauweisen in Betracht. Trotz der hohen Spannungen und den damit verbundenen großen Abmessungen sprechen keine grundsätzlichen Punkte gegen den Einsatz von Freiluftschaltanlagen (Air Insulated Substations – AIS), gegen gasisolierte Schaltanlagen (Gas Insulated Substations – GIS) oder deren Mischformen (Mixed Technology Substations – MTS). Die Vor- und Nachteile für die verschiedenen Bauweisen sind für den einzelnen Einsatzfall abzuwägen. Für die Freiluftanlagen spricht der gut zugängliche und damit wartungsfreundliche Aufbau aus einzeln stehenden Komponenten mit einer relativ einfachen Technik. Der Platzbedarf ist insbesondere für die hohen Spannungsebenen aber enorm groß. Wesentlich weniger Flächenbedarf besteht dagegen für die GIS mit ihrem kompakten Aufbau, der damit aber auch einen höheren technischen Aufwand und eine anspruchsvollere Technik erfordert. Der Grad der Kapselung kann beim GIS-Anlagenbau variieren. Möglich ist eine komplette Kapselung, die auch den Anschluss zum Transformator mit einschließt oder eine hybride Bauweise, bei der das einzelne Feld gekapselt, die Sammelschienen und Ausleitungen aber in Freilufttechnik ausgeführt werden (MTS).

Ein weiterer Gesichtspunkt sind die Umgebungsbedingungen. In Gegenden mit hoher Belastung durch Verschmutzung ist die gekapselte Bauweise vorteilhaft, weil sie von den äußeren Bedingungen weitgehend unabhängig ist. Bezüglich grundlegender Aspekte für UHV-Schaltanlagen sei auf [TB 400] verwiesen, wo technische Anforderungen, Überlegungen und erste Erfahrungen zusammengestellt sind.

DC-Systeme sind bisher nur in Freilufttechnik ausgeführt worden, wobei die Konverter in der Regel als Innenraumanlagen und alle weiteren Komponenten der DC-Station im Freifeld aufgebaut sind. SF<sub>6</sub>-isolierte gekapselte Bauweisen für DC sind bisher nicht entwickelt worden.

#### 6.2.1 Anlagenaufbau in Freilufttechnik

Für die Auslegung einer Freiluftanlage sei hier beispielhaft eine in [GOE-09] vorgestellte Studie für eine 1200 kV Anlage zitiert. Für zwei Felder in Doppelsammelschienen-Anordnung mit den in Tabelle 6.2 zusammengestellten Vorgaben und den daraus resultierenden Schlagweiten ergibt sich das in Bild 6.2 dargestellte Anlagen-Layout. Mit einer Feldbreite von 62 m und einer Gesamttiefe der Anlage von 287 m ergibt sich ein Flächenbedarf für 2 Felder von 35.588 m<sup>2</sup>, was der Größe von ca. 5 Fußballfeldern entspricht. Nicht berücksichtigt sind dabei die um die Anlage erforderlichen Sicherheitsabstände. Ein weiteres Beispiel für ein AIS-Schaltanlagen-Layout ist in [NAY-09] beschrieben, eine Studie mit gleichen Randbedingungen, die ähnlich große Abmessungen für die Anlage ergibt.

In [GOE-09] sind die in der Anlage einzusetzenden Elemente mit ihren technischen Eckwerten vorgestellt, wie Leistungsschalter, Überspannungsableiter, Trennschalter, Strom- und Spannungswandler.

Ausschlaggebend für die Abmessungen der Geräte und letztlich der Schaltanlagen sind die Schaltstoßspannung mit 1800 kV und die Fremdschichtanforderung mit 25 mm/kV, was einem Kriechweg von 30 m für die Isolation Leiter gegen Erde entspricht. Auch wenn die grundsätzliche Machbarkeit des Anlagen- und Gerätebaus für diese Anforderungen gegeben ist, ist ein grundsätzlicher Nachteil der Freilufttechnik die Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen. Für eine Erhöhung der Fremdschichtanforderungen ist

## Anlagen und Komponenten

möglicherweise nicht nur eine Profiländerung der Isolatoren, sondern auch eine Längenänderung erforderlich (siehe dazu Abschnitt 3.5.3, Zusammenhang zwischen Fremdschicht und Schlagweiten).

Tabelle 6.2 Vorgaben und Abmessungen für die Auslegung einer 1200 kV Freiluftschaltanlage

| Bemessungsgrößen          |             | Mindestabstände und Feldabmessungen |          |
|---------------------------|-------------|-------------------------------------|----------|
| max. Betriebsspannung     | 1200 kV     | Schlagweite Leiter-Erde             | 8300 mm  |
| max. Betriebsstrom        | 5000 A      | Schlagweite Leiter-Leiter           | 11600 mm |
| Frequenz                  | 50 Hz       | Niedrigster Punkt zur Isolation     | 3500 mm  |
| Kurzzeitstrom             | 50 kA / 1 s | Höhe zu Spannung führenden Teilen   | 18000 mm |
| Blitzstoßspannung         | 2400 kV     | Phasenmittenabstand                 | 20000 mm |
| Schaltstoßspannung        | 1800 kV     | Feldbreite                          | 62000 mm |
| min. Kriechweg (25 mm/kV) | 30000 mm    | Ebenen der Spannungsführungen       |          |
| max. Temperatur           | 50 °C       | Höhe des niedrigsten Leiters        | 18000 mm |
| Wind                      | 47 m/s      | Sammelschienehöhe                   | 36000 mm |
| Aufstellungshöhe          | <1000 m     | Höhe der Überspannung               | 55000 mm |

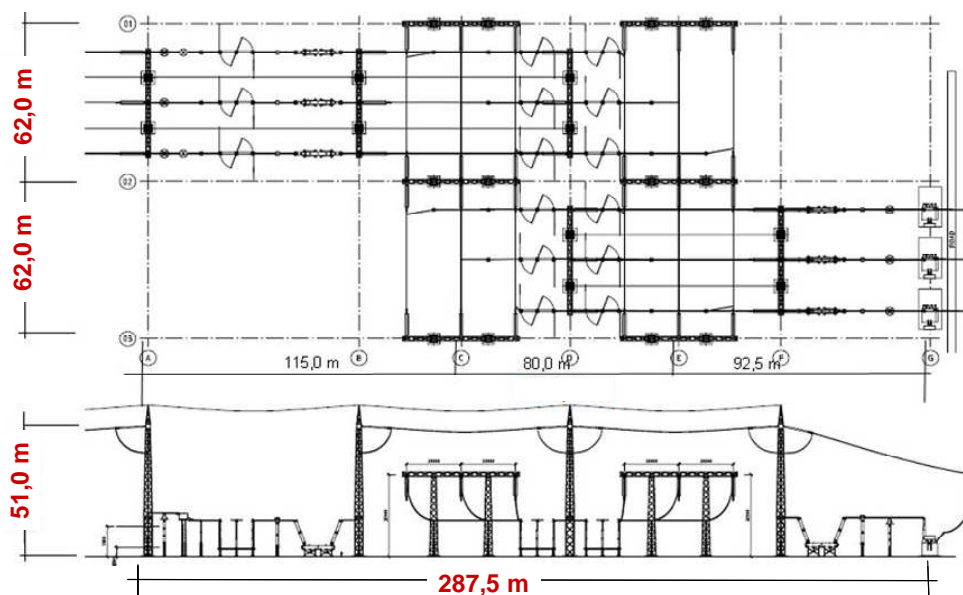


Bild 6.2 Freiluftschaltanlage 1200 kV mit Doppelsammelschiene, beispielhafte Auslegung und Abmessungen

Der Einsatz von Ableitern, üblicherweise an den Leitungseingängen der Anlagen und an den Transformatoren, bestimmt mit deren Charakteristik die Höhe der Überspannungen und damit die Dimensionierung der Anlagen und Geräte. Der zusätzliche Einsatz von weiteren Ableitern innerhalb der Anlage, z.B. in der Mitte des Spannungsfeldes reduziert, wie in [SCH-07] beschrieben, die Blitzstoßüberspannungsamplituden, was zur Reduzierung der Gerätebeanspruchungen führen würde, weil deren innere Isolation in der Regel von der Blitzstoßspannung dimensioniert wird. Nicht reduziert werden würde dabei aber die für die äußeren Abmessungen maßgebende Schaltstoßbeanspruchung, die im Gegensatz zur Blitzstoßspannung nicht von den Spannungssteilheiten und Laufzeiten in der Anlage abhängig ist. Die Abmessungen der Schaltanlage könnten damit nicht verringert werden. Sie würden wegen des zusätzlich erforderlichen Platzbedarfs dagegen eher erhöht.

Werden dagegen Ableiter mit grundsätzlich niedrigeren Schutzpegeln eingesetzt und auch alle weiteren Möglichkeiten zur Reduzierung der Schaltstoßspannungen ausgenutzt, lassen sich

auch die Isolationsabstände in Luft verringern [ZAI-07]. Nur damit kann eine Verringerung des Flächenbedarfs für die Freiluftschaltanlagen erreicht werden.

### 6.2.2 Anlagenaufbau mit gekapselten, gasisolierten Komponenten

Für die UHV-Anlagen ist der grundlegende Vorteil der platzsparenden Bauweise von gasisolierten Schaltanlagen (GIS) nicht mehr in dem Maß gültig wie in den unteren Spannungsebenen, wo durch den kompakten Aufbau von Geräten und Sammelschienen ein Flächenbedarf von nur 10 % gegenüber einer vergleichbaren Freiluftanlage erreicht werden kann. Das Beispiel eines UHV-Anlagen-Layouts in Bild 6.3 zeigt, dass der Anteil der gasisolierten Schaltanlage am gesamten Flächenbedarf mit nur ca. einem Zehntel der Feldbreite sehr gering ist, da durch die Anbindung der Leitungen und Transformatoren in Freilufttechnik bereits großen Abstände erforderlich sind. Mit dieser Einschränkung verringert sich der gesamte Flächenbedarf mit dem Grad der Kapselung nur eingeschränkt. Ausgehend von den Hybrid-Anlagen, wo nur die Geräte gekapselt und die Sammelschienen in Freilufttechnik ausgeführt sind, über die klassische Bauweise mit gekapselter Sammelschiene, wird der kompakteste Aufbau erreicht, wenn auch die Transformatoren über gasisolierte Verbindungen angeschlossen sind.

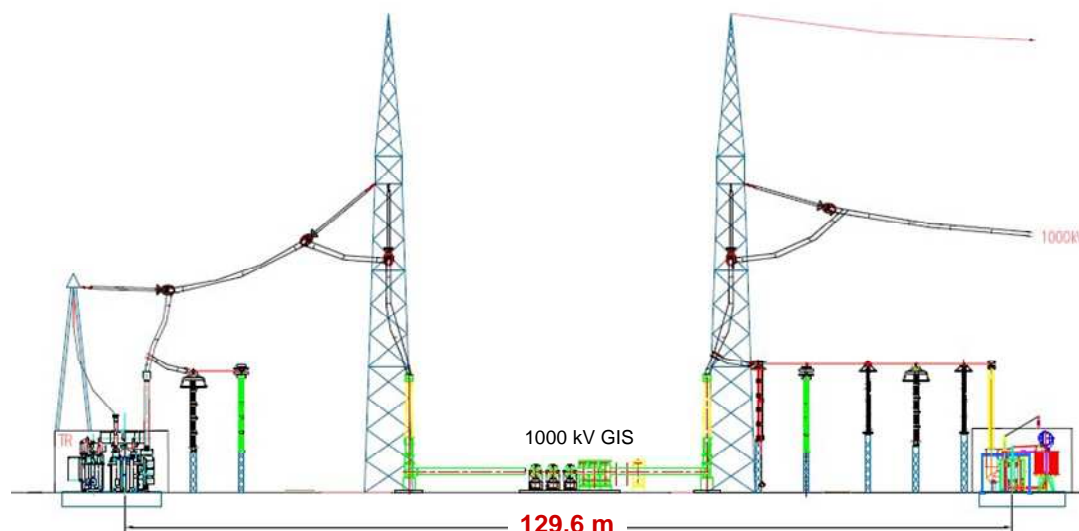


Bild 6.3 Anlagenschema einer UHV-GIS (Ein-Einhalb-Leistungsschalter-Schema) [TB 400]

Ein wichtiger Vorteil der gasisolierten Technik ist die weitgehende Unabhängigkeit des Isolationsverhaltens von der Umwelt, was bei UHV-Anlagen ein entscheidender Gesichtspunkt sein kann. Weder Fremdsicht noch Höheraufstellung muss innerhalb der Kapselung berücksichtigt werden. Damit sind die Geräte im Gegensatz zu Freiluftgeräten unabhängig von den Standortbedingungen und müssen nicht angepasst werden. Lediglich die Freiluftdurchführungen an den Eingängen sind entsprechend auszulegen.

### 6.2.3 DC-Anlagen – Konverterstationen

Die Konverterstationen für die DC-Übertragung haben im Vergleich zu AC-Anlagen einen größeren Flächenbedarf, weil sie neben der reinen DC-Anlagenseite die Anbindung zum AC-Netz benötigen. Innerhalb der Konverterstationen wird zwischen funktionellen Bereichen unterschieden, die in Abhängigkeit von den Randbedingungen (z.B. Anschlussrichtungen,



## Anlagen und Komponenten

Gelände) unterschiedlich gestaltet sein können. Die Funktionsbereiche sollen im Folgenden kurz erläutert werden.

Im Konverterbereich befinden sich die Ventilhallen, Transformatoren und Glättungsdröseln, wobei eine ausreichend große Fläche zur Installation der Geräte mit eingeplant werden muss.

Das DC-Feld umfasst fünf Bereiche: Zwei symmetrische Bereiche mit den Geräten für die einzelnen Pole, wie Filter, Spannungsteiler, Ableiter, Trenn- und Erdungsschalter, zwei weitere symmetrische Bereiche für Bypass-Schalter und Trennschalter, und der fünfte Bereich umfasst die Anschlusseinrichtungen für den Neutralleiter (Aufbaubeispiel Bild 6.4).

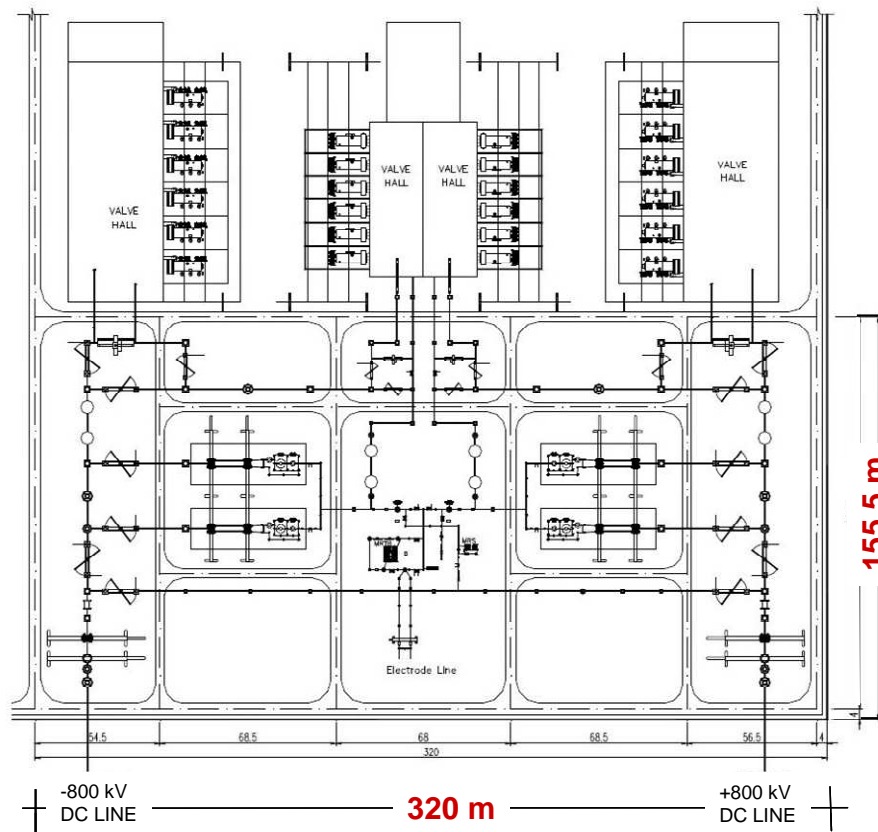


Bild 6.4 DC-Feld einer Konverterstation [TB 417]

Das AC-Filter-Feld besteht aus mehreren Gruppen, die über die AC-Sammelschiene nach Bedarf zugeschaltet werden können.

Das AC-Feld in Doppelsammelschienen- oder 1 1/2 Leistungsschalter Anordnung entspricht weitgehend dem Anlagenaufbau einer AC-Schaltanlage mit den Anschlussmöglichkeiten zu den Leitungen, Konvertern, Filtern und Transformatoren für den Eigenbedarf.

Die Hilfseinrichtungen für den elektrischen Eigenbedarf, für die Wasser-Kühlung der Ventile und die Versorgung der Betriebsgebäude sind in dem fünften Bereich angesiedelt.

Bild 6.4 zeigt den Aufbau eines DC-Feldes mit den darüber angeordneten parallel zueinander stehenden Ventilhallen und unten den Freileitungsausgängen für  $\pm 800$  kV. Allein dieses Feld umfasst eine Fläche von 155 m x 320 m. Mit einer Anordnung der Ventilhallen in Reihe ergibt sich in Kombination mit einem AC-Feld mit gasisolierter Schaltanlage ein relativ kompakter Aufbau der gesamten Station mit einer Fläche von 394 m x 561 m (Bild 6.5). Würde die AC-Schaltanlage in Freilufttechnik ausgeführt, müsste dafür allein 200 m x 150 m vorgesehen werden.

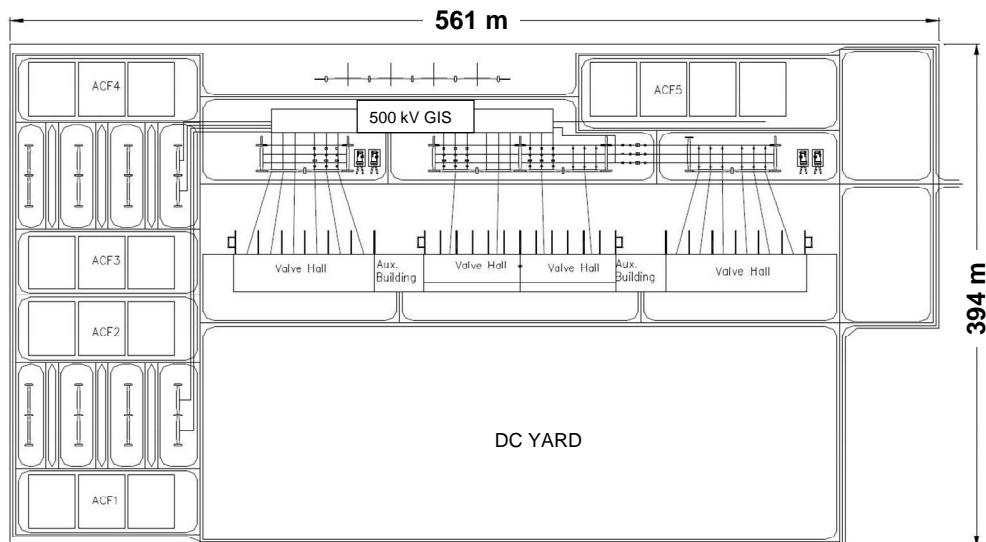


Bild 6.5 Layout einer Konverterstation mit gasisolierter Anlage im AC-Bereich [TB 417]

### 6.3 Gasisolierte Schaltanlagen

Gasisolierte Schaltanlagen (GIS) sind in den Hochspannungsnetzen seit mehr als vierzig Jahren im Einsatz und stellen inzwischen eine etablierte Technik in allen Spannungsebenen dar. Sie zeichnen sich durch hohe Betriebsicherheit, geringen Wartungsaufwand und lange Lebensdauer aus. Allerdings sind die Investitionskosten abhängig von der Spannungsebene wesentlich höher verglichen mit denen für die konventionelle luftisolierte Anlagentechnik. Dennoch bietet die GIS Technik für viele Standorte entscheidende Vorteile wie Flächenbedarf und weitgehende Unabhängigkeit von Umwelteinflüssen.

Durch viele Forschungsarbeiten, mehrere Entwicklungsstufen und langjährige Betriebserfahrungen liegt ein fundiertes Wissen bezüglich der GIS-Technik vor, was inzwischen auch umfassend Eingang in die Normung gefunden hat. Grundlegender Standard für gasisolierte Hochspannungs-Schaltanlagen ist die IEC 62271-203, in der alle Besonderheiten dieser Technik berücksichtigt sind.

Durch die langjährige Erfahrung mit der gekapselten Anlagentechnik kann von einer hohen Zuverlässigkeit und langen Lebensdauer der Anlagen ausgegangen werden. Viele der in der Vergangenheit aufgetretenen Unregelmäßigkeiten, wie zum Beispiel Designfehler in Trenn- und Erdungsschaltern, Fertigungsmängel in der Feststoffisolation oder eine mangelnde Vorortprüfung, können heute mit großer Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die verbleibenden Fehler sind im Wesentlichen auf Verunreinigungen zurückzuführen. Leitfähige Partikel auf Isolatoroberflächen, feststehende oder frei bewegliche Partikel im Gasraum können bei Überspannungen oder im Extremfall auch bereits bei Betriebsspannung zum Überschlag und damit zum Störlichtbogen führen. Vermieden werden kann das durch eine intensive Qualitätssicherung im Werk und bei der Montage auf der Baustelle. Verbleibende Unregelmäßigkeiten können durch eine empfindliche Vorort-Prüftechnik aufgefunden werden. Dabei ist die Teilentladungsmessung ein unverzichtbarer Bestandteil. Mit Messungen im ultrahochfrequenten Bereich bis 2 GHz (UHF-Messung) können auf der Baustelle bei der Inbetriebnahmeprüfung und auch über ein Monitoring im Betrieb mögliche Fehlerursachen detektiert werden [DIE-97; DIE-86; NEU-00].

### 6.3.1 Hochspannungstechnische Gesichtspunkte

Bezüglich der Hochspannungsisolation in einer GIS sind das Isoliergas und die Feststoffisolation der Stützisolatoren zu betrachten. Als Isoliergas kommt in der Regel Schwefelhexafluorid ( $\text{SF}_6$ ) wegen seiner guten Isolier- und Lichtbogenlöscheigenschaften zum Einsatz. Bezüglich der physikalischen Eigenschaften des Gases und der Randbedingungen für seinen Einsatz sei z.B. auf [KUE-05] verwiesen. Alternative Gase mit annähernd guten Isoliereigenschaften sind nicht bekannt.

Im Rahmen der internationalen Klimadiskussion (Kyoto-Konferenz) ist auch die Umweltverträglichkeit von  $\text{SF}_6$  betrachtet worden. Auf Grund von Messungen ist festgestellt worden, dass eine erhebliche Menge  $\text{SF}_6$  in die Atmosphäre entwichen ist, bzw. ständig entweicht und damit einen entsprechenden Beitrag zum Treibhauseffekt leistet [CIG-96a; CIG-01]. Auch wenn der globale Beitrag von  $\text{SF}_6$  zum Treibhauseffekt gering ist und bei einer ganzheitlichen ökologischen Betrachtung die Klimaschädlichkeit des  $\text{SF}_6$  aus der Elektrotechnik eher gegenteilig zu bewerten ist, wird nach Wegen zur Reduzierung oder Vermeidung von  $\text{SF}_6$  als Isoliermedium gesucht und vereinzelt bereits eingesetzt. Eine teilweise Substitution des  $\text{SF}_6$  durch Stickstoff ( $\text{N}_2$ ) führt zum Einsatz von Mischgasen  $\text{SF}_6/\text{N}_2$  mit bis zu 90 % Stickstoffanteil. Durch den geringen Anteil  $\text{SF}_6$  können dessen gute Isoliereigenschaften mit Einschränkungen noch genutzt werden. [DIE-99; KYN-05; TB 360]. Da für die UHV-Anwendungen in vollem Umfang die guten Isoliereigenschaften des reinen  $\text{SF}_6$  erforderlich sind, wird auf Mischgasanwendungen im Folgenden nicht weiter eingegangen.

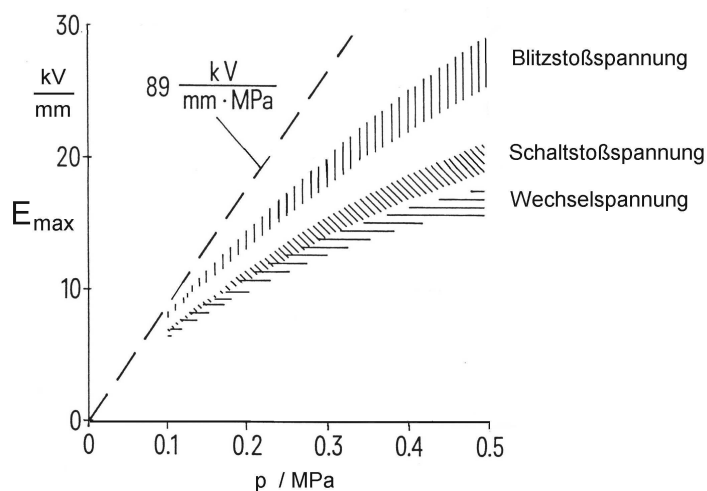


Bild 6.6 Druckabhängige maximal zulässige Feldstärken in  $\text{SF}_6$  zur Dimensionierung von gasisolierten Anlagen nach [DIE-86]

Für die Entwicklung einer gasisolierten Schaltanlage sind ausgehend von den Spezifikationen die Designmöglichkeiten entsprechend der Konzeptvorgaben und der Herstellprozesse zu klären, um dann die Auslegung des dielektrischen Designs vor der Detailkonstruktion vornehmen zu können. Dazu ist die Festlegung des  $\text{SF}_6$  Gasdrucks der erste Schritt. Mit zunehmendem Gasdruck und damit steigender Isolierfestigkeit können die Gehäuseabmessungen verringert werden. Dem gegenüber stehen aber die mechanischen Anforderungen bezüglich der Festigkeit von Gehäusen und Isolatoren. Für das Isolationsverhalten ist bei hohen Drücken mit einer erhöhten Empfindlichkeit gegenüber Partikel, Störstellen und Toleranzen zu rechnen. Der heutige Stand der Technik umfasst Betriebsdrücke im Bereich von 0,4 MPa bis 0,7 MPa. Auf Basis eines festgelegten Gasdrucks können die zulässigen Grenzfeldstärken festgelegt werden, die die Isolationsabstände und

damit die Gehäuseabmessungen bestimmen. Betrachtet werden müssen dabei Leiteroberflächen (Rauhigkeit und ggf. Beschichtungen), Abschirmungen der Aktivteile, Kontaktsysteme, Isolatoroberflächen und -armaturen sowie Tripelpunkte.

Die seit langem bekannten druckabhängigen maximal zulässigen Feldstärken im SF<sub>6</sub> sind in Bild 6.6 schematisch dargestellt [DIE-86]. Die dargestellten Streubänder für Blitzstoß-, Schaltstoß- und Wechselspannung basieren auf der Sammlung von Grenzwertprüfungen an realen Anordnungen, für die auch entsprechende Feldberechnungen vorlagen. Neben den Streuungen durch die Versuchsführung bei solchen praktischen Entwicklungsprüfungen bewirken rechentechnisch unberücksichtigte Details, Toleranzen, Oberflächeneffekte und Ungenauigkeiten in der Fertigung gegenüber den berechneten Geometrien die breiten Streubänder in den Kurven. Seit der Sammlung dieser Dimensionierungsfeldstärken haben Rechner- und Feldberechnungsprogramme große Fortschritte erzielt. Stand der Technik ist, dass die dreidimensionalen digitalen Konstruktionszeichnungen direkt in Feldberechnungsprogramme übernommen werden und damit auch die konstruktiven Details mit berechnet werden können. Dabei zeigt sich, dass an kleinen Bereichen der Elektrodenoberfläche wesentlich höhere Feldstärken zugelassen werden können. Die Überschlagswahrscheinlichkeit an solchen kleinen Flächen ist so gering, dass dort Feldstärkeüberhöhungen toleriert werden können. Weiterhin bietet der Fortschritt in der Fertigungstechnik weniger Abweichungen in der Detailgeometrie, und eine hohe Oberflächengüte kann sichergestellt werden. Welche maximalen Feldstärkebelastungen unter den jeweiligen Randbedingungen als zulässig anzusehen sind, liegen im Know-how der Anlagenentwickler und -hersteller.

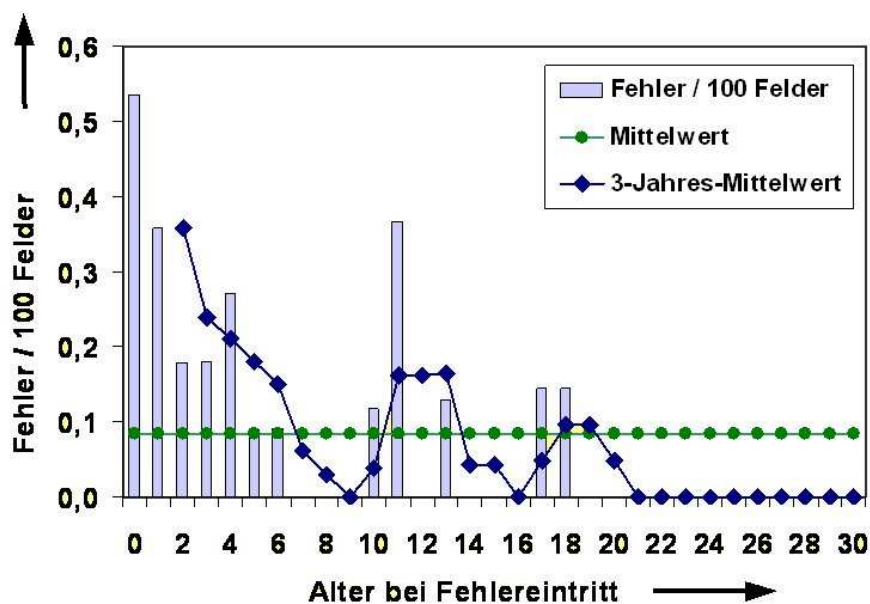


Bild 6.7 Häufigkeit dielektrischer Fehler bezogen auf das Alter von gasisolierten Schaltanlagen [NEU-00]

Als weitere wichtige Größe bei der Anlagendimensionierung ist die zulässige Belastung der Feststoffisolatoren durch die dauernd anliegende Betriebsspannung zu sehen. Im Gegensatz zur Gasisolation kann hier eine Alterung des Materials nicht ausgeschlossen werden. Bild 6.7 zeigt eine GIS Fehlerhäufigkeit über dem Anlagenalter. Nach den Störungen in den ersten Betriebsjahren trat eine erneute Häufung nach über 10 Jahren auf. Diese Häufung ist auf Ausfälle an Gießharzwandlern zurückzuführen, wo relativ große Gießharzvolumina eingesetzt wurden. Abgesehen von diesen Fehlern zeigt sich auch nach 30 Betriebsjahren noch keine Häufung, die auf ein generelles Lebensdauerproblem hindeuten würde. Über

Langzeituntersuchungen sind die maximal zulässigen Feldbelastungen in den Gießharz- oder Verbundisolatoren bekannt, so dass bei entsprechender Auslegung ein sicherer Betrieb über Jahrzehnte möglich ist [CIG-02; JUH-05; NEU-00]. Das hier verborgene Risiko liegt im Herstellungsprozess. Unentdeckte Fehlstellen in den Isolatoren können oft erst nach längerer Betriebsdauer zur Störung führen. Durch eine empfindliche Stückprüfung müssen solche Isolatoren aussortiert werden.

### 6.3.2 GIS für UHV-Anwendungen

Über die konzeptionelle Gestaltung und Detailentwicklung von gasisolierten UHV-Anlagen in Japan und für China wird in der Literatur viel berichtet. Bezüglich der japanischen Entwicklung sei hier nur beispielhaft auf [YAM-00] verwiesen, wo über die Prüfungen an der fertig aufgebauten Anlage berichtet wird. Die Entwicklung einer 1100 kV Anlage für China wird in diversen Veröffentlichungen mit unterschiedlichen Schwerpunkten beschrieben (z.B. [HOL-07; HOL-09; HOL-08]).

In der UHV-Anlagenentwicklung ergeben sich für die Gasisolation keine grundsätzlich neuen Kriterien durch die hohen Spannungen und die dafür erforderlichen großen Geräteabmessungen. Ebenso wie in den unteren Spannungsebenen ist die Blitzstoßspannung die dimensionierende Größe bei der Festlegung der maximal zulässigen Feldstärken. Die Feldstärken durch Schaltstoß- und Wechselfeldbeanspruchung kommen bei der Risikobetrachtung für Fehlstellen und Verunreinigungen zum Tragen. Beispielweise können freie leitfähige Partikel am Kesselboden wegen der zeitlich längeren Beanspruchung durch die Feldkräfte abheben und einen Überschlag verursachen. Bedingt durch die relativ hohe Betriebsspannung im Verhältnis zur dimensionierenden Blitzstoßspannung erhöht sich hier das Betriebsrisiko in UHV-Anlagen im Vergleich zu den unteren Spannungsebenen.

Auch bei der Dimensionierung der Isolatoren sind im UHV-Bereich keine grundsätzlich neuen Kriterien zu bedenken. Die feldmäßige Auslegung der Feststoffisolation erfolgt für die Langzeitfestigkeit nach der Betriebsspannung. Durch die dazu relativ niedrigen Blitzstoßspannungen, die die parallelen Gasstrecken dimensionieren, wird eine höhere Ausnutzung im Feststoff die Folge sein. Sicherheitsmargen, die sich in den unteren Spannungsebenen ergeben haben, entfallen damit in den UHV-Anlagen. Hinzu kommt, dass es sich bei den Scheibenisolatoren in den UHV-Anlagen um großvolumige Gießharzteile handelt. Vergleichende Langzeit-Untersuchungen an verschieden großen Gießharzteilen sind in [JUH-08] beschrieben. Bild 6.8 zeigt das Streuband (1) der Versuchsergebnisse für kleine und mittlere Volumengrößen für eine 10 % Ausfallwahrscheinlichkeit über der Zeit. Daraus wird auf das Streuband (2) mit einer Ausfallwahrscheinlichkeit von 0,01 % geschlossen. Der Schnittpunkt der unteren Begrenzung des Streubands (2) mit der 50 Jahr-Linie ergibt die maximal zulässige Betriebsfeldstärke  $E_0$ , wenn das Kriterium 0,01 % Ausfallwahrscheinlichkeit in 50 Jahren erfüllt werden soll. Das entspricht einem Ausfall bei 10.000 Isolatoren in 50 Jahren. Die Versuchsergebnisse an großvolumigen Isolatoren mit der Ausfallwahrscheinlichkeit von 10 % liegen unterhalb des Streubands für die kleinen und mittleren Volumina. Transferiert man die Ergebnisse ebenso auf die Ausfallwahrscheinlichkeit 0,01 % ergibt sich eine um ca. 30 % niedrigere zulässige Feldstärke für das gleiche Kriterium. Wegen der Unsicherheit durch die geringe Anzahl der Ergebnisse wird für die großvolumigen Teile keine genauere Auswertung durchgeführt.

Die Tendenz zeigt aber eindeutig, dass mit zunehmendem Gießharzvolumen geringere Grenzen angesetzt werden sollten. Die Ergebnisse für die großen Volumina resultieren aus Versuchen an Scheibenisolatoren der Spannungsebenen 420 kV und 550 kV. Für die noch größeren UHV-Isolatoren ist folglich mit einer weiteren Reduzierung der zulässigen Betriebsfeldstärke zu rechnen.

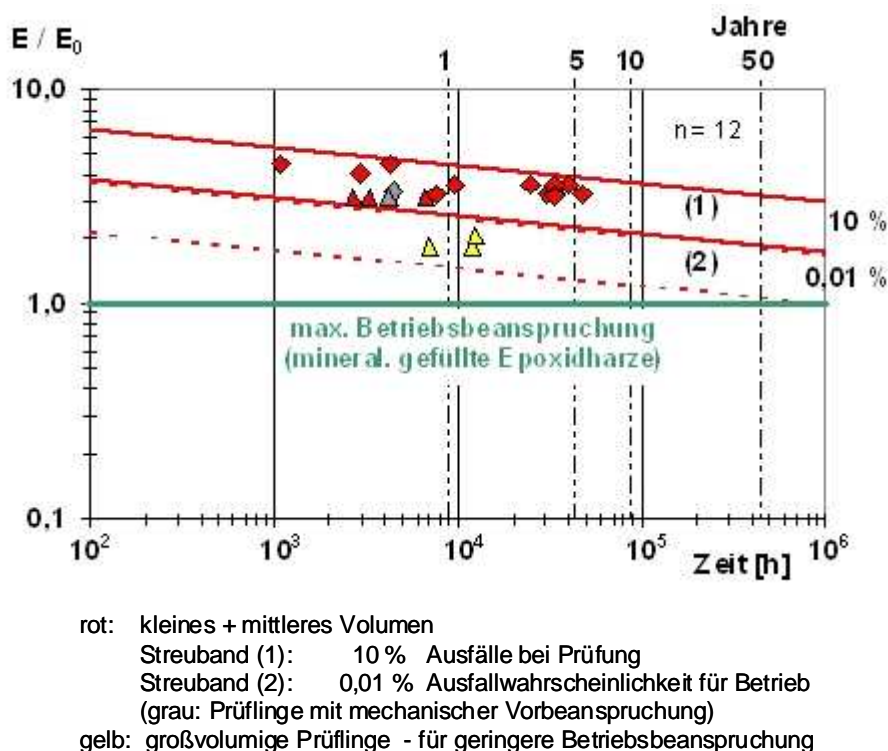


Bild 6.8 Lebensdauerkurve für Isolatoren mit unterschiedlichen Gießharz-Volumina [JUH-08]

### 6.3.3 VFT Überspannungen

Eine Besonderheit bei der Betrachtung des Isoliervermögens in gasisolierten Schaltanlagen sind die sehr hochfrequenten Überspannungen durch das Schalten von kapazitiven Strömen mit Trennschaltern, für die sich der Begriff Very Fast Transients (VFT) etabliert hat. Diese transienten Vorgänge im Frequenzbereich von 0,3 MHz bis 100 MHz sind als sehr schnell veränderliche Überspannungen als zusätzliche Überspannungsklasse in der Isolationskoordination aufgenommen worden (Tabelle 3.1). Im Gegensatz zu den Schalt- und Blitzüberspannungen sind ihnen keine direkten Prüfspannungen zugeordnet. Zur Überprüfung sind spezielle Prüfverfahren für GIS-Trennschalter eingeführt worden, bei denen das Betriebsverhalten der Trennschalter und die Auswirkungen der VFT-Überspannungen simuliert werden (IEC 62271-102). Die Isolationsbeanspruchung durch VFT nimmt mit steigender Betriebsspannung zu und wird damit zu einem gewichtigen Faktor in der Isolationsbetrachtung für UHV-Anlagen. Im Folgenden werden deshalb die Entstehung der VFT und deren Auswirkungen allgemein erläutert und die Relevanz für die GIS im UHV-Bereich betrachtet.

#### 6.3.3.1 Schalten kapazitiver Ströme als Ursache für VFT

Beim Ein- und Ausschalten des kapazitiven Stroms zwischen den Anlagenkomponenten durch einen Trennschalter kommt es zu einer Vielzahl von Überschlügen zwischen dem sich bewegenden Schaltstift und der Festkontaktseite. Bei jedem Überschlag findet ein Ladungsausgleich über den Lichtbogen zwischen der Speise- und Lastseite statt. Nach dem

Ladungsausgleich verlischt der Lichtbogen nach einigen 10 ns, und es wird erneut eine Potentialdifferenz durch die steigende oder fallende Flanke der speiseseitigen Wechsellspannung aufgebaut, die bei Überschreitung des Isoliervermögens des Kontaktabstands zur erneuten Zündung eines Lichtbogens führt. Damit folgt die lastseitige Spannung der Speiseseite mit einem stufenförmigen Verlauf. Bild 6.9 zeigt das am Beispiel einer Ausschaltung. Unmittelbar nach der Kontakttrennung sind die einzelnen Stufen durch den geringen Kontaktabstand sehr klein. Bei größer werdendem Abstand werden die Spannungssprünge durch das ansteigende Isoliervermögen zwischen den Kontakten immer größer. Zum Ende des Schaltvorgangs erfolgt nur noch eine Zündung pro Halbwelle, bis der Kontaktabstand ein ausreichendes Isoliervermögen für die Potentialdifferenz zwischen Last- und Speiseseite aufweist. Auf der Lastseite verbleibt das Potential nach dem letzten Ausgleichsvorgang als sogenannte Restladung. Die Dauer des gesamten Vorgangs und die Anzahl der Zündungen sind von der Geschwindigkeit des Trennschalters abhängig.

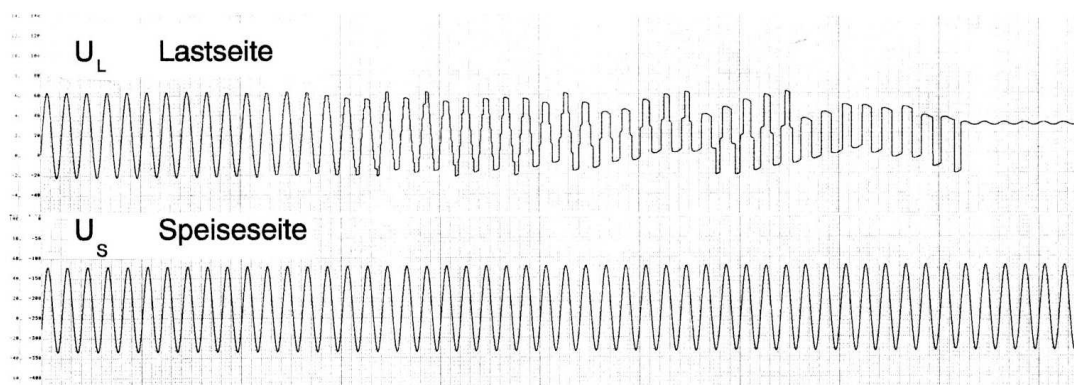


Bild 6.9 Last- und speiseseitiger Spannungsverlauf während der Ausschaltung eines Trennschalters

Der Vorgang bei den Einschaltungen verläuft analog mit den höchsten Spannungssprüngen zu Beginn. Der erste Spannungssprung wird dabei bestimmt durch den Scheitelwert der speiseseitigen Spannung und der auf der Lastseite liegenden gebliebenen Ladung der vorhergehenden Ausschaltung. Die Restladung wird damit zum mitbestimmenden Faktor für die Größe des jeweiligen Spannungssprungs und damit für die Anregung des Ausgleichsvorgangs. Die Potentialdifferenz zwischen der Restladung und dem Scheitelwert mit entgegengesetzter Polarität der speiseseitigen Wechsellspannung bewirkt die längsten Lichtbögen und die höchsten Amplituden.

Bei jeder Zündung findet ein Ausgleichsvorgang zwischen den Kapazitäten der Speise- und Lastseite des Trennschalters statt. Diesem überlagert sind die Wanderwellenvorgänge in der GIS. Durch Brechungen und Reflektionen ergibt sich ein charakteristischer Spannungsverlauf für jeden einzelnen Trennschalter, der von der Geometrie der Anlage bestimmt wird und, abgesehen von der Amplitude, bei jedem Vorgang gleich ist. Der Verlauf beinhaltet Frequenzen von bis zu 100 MHz durch Reflektionen an Komponenten innerhalb des Trennschalters selbst oder in seiner unmittelbaren Nähe durch die hohe Steilheit des Spannungszusammenbruchs. Der ist vom Gasdruck und der Kontaktgeometrie abhängig und liegt im Bereich von 5 ns bis 10 ns. Die niedrigeren auftretenden Frequenzen bis zu einigen zehn MHz werden durch die Kapazitäten des Anlagenbaus bestimmt. Bild 6.10 zeigt einen solchen typischen VFT Vorgang mit der Überlagerung der beiden Frequenzanteile. Mit einer detaillierten Nachbildung einer GIS können solche Vorgänge in Computersimulationen mit guter Näherung berechnet werden, wie der punktierte Verlauf in Bild 6.10 zeigt. [BOS-82; CIG-88; KYN-84]

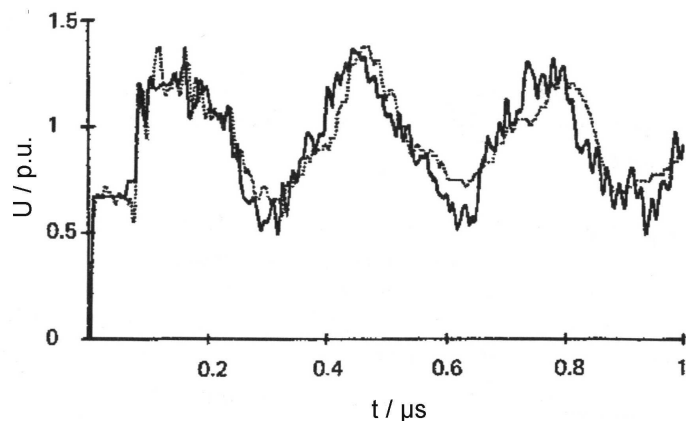


Bild 6.10 Hochfrequenter Ausgleichsvorgang (VFT) beim Schalten eines Trennschalters (Linie: Messung; punktiert: Rechnung) [CIG-88]

### 6.3.3.2 Auswirkungen der VFT

Die hochfrequenten Vorgänge durch Trennerschaltungen sind in mehrer Hinsicht kritisch für die gasisolierten Schaltanlagen. Die wesentlichen Punkte sollen im Folgenden kurz umrissen werden:

- Ausbrechende Lichtbögen
- Isolation gegen Erde
- Überspannungen in der Sekundärtechnik
- Auswirkungen auf andere Betriebsmittel

#### Ausbrechende Lichtbögen

Bei hohen Betriebsspannungen werden am Ende der Ausschaltung und am Anfang der Einschaltung relativ lange Strecken zwischen den Kontakten durch den Lichtbogen des Ausgleichsvorgangs überbrückt. Der Verlauf der Lichtbögen wird vom Feld der Kontaktgeometrie geprägt. Anzustreben ist ein möglichst zentrisches Auftreten der einzelnen

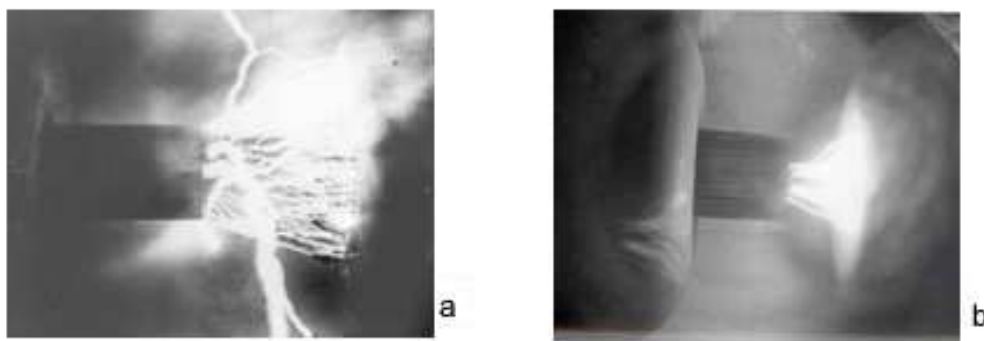


Bild 6.11 Zündungen zwischen Schaltstift und Gegenkontakt während Ausschaltungen mit 420 kV Trennschaltern  
a: Ungünstiges Lichtbogenverhalten mit ausbrechenden Lichtbögen  
b: Zentrisches sicheres Lichtbogenverhalten

Überschläge. Bei ungünstiger Geometrie, wenn der Ansatzpunkt der Überschlags am äußeren Rand des Schaltstifts liegt oder wenn die Kontaktabschirmungen zu klein im Verhältnis zum



Kontaktabstand sind, brennen die einzelnen Lichtbögen weit außerhalb der Trennstreckenachse. Im Extremfall können sie gegen das Gehäuse abirren und damit einen Erdschluss einleiten.

Ebenso möglich ist eine Verzweigung der Entladung oder das gleichzeitige Starten einer weiteren Entladung, bei der ein Entladungskanal gegen das Gehäuse vorwächst. Das Vorwachsen gegen Erde wird dabei begünstigt durch die hohe Frequenz der Spannung, die über den Verschiebungsstrom in den Entladungskanal speist. Die Fotos in Bild 6.11 [BOS-82] zeigen die Vorgänge beim Schalten von 420 kV Trennschaltern, jeweils mit ungünstiger und günstiger Geometrie. Durch die geöffnete Blende während des gesamten Schaltvorgangs ist die Vielzahl der Einzellichtbögen zu erkennen. Bei der ungünstigen Geometrie treten wesentlich längere und nach außen verzweigte Zündungen auf, die im Vergleich zur günstigen Geometrie das Risiko der abirrenden Lichtbögen verdeutlichen.

### Isolation gegen Erde bei VFT Beanspruchung

Im Vergleich zur Luftisolation hat SF<sub>6</sub> eine verhältnismäßig flache Spannungszeitkennlinie. Das bedeutet, mit zunehmender Steilheit der Spannungsbeanspruchung steigt die Spannungsfestigkeit nur leicht an. Dieser normalerweise mit Spannungen im Zeitbereich der Blitzstoßspannung ermittelte Trend setzt sich zu kürzer werdenden Zeiten mit den VFT Spannungen in den Bereich unterhalb von 0,5  $\mu$ s fort. Damit liegt die Festigkeit bei VFT Beanspruchung nur etwas oberhalb der Blitzstoßfestigkeit für die schwach inhomogenen Anordnungen der SF<sub>6</sub>-isolierten Schaltanlagen. Die Höhe der zunehmenden Festigkeit ist vorwiegend vom Homogenitätsgrad und der Polarität abhängig.

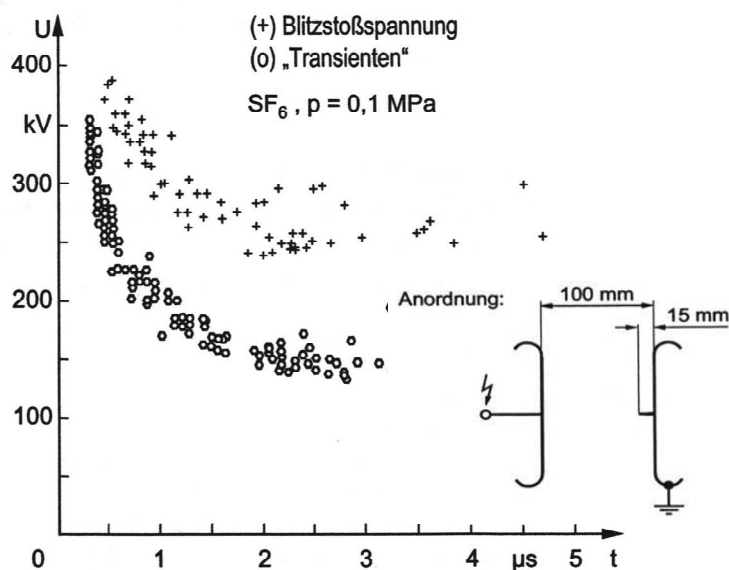


Bild 6.12 Vergleich der Spannungs-Zeit-Kennlinien bei Beanspruchung mit Blitzstoßspannung und VFT an einer Isolierstrecke mit Störstelle [HIE-91]

Ein gänzlich anderes Bild ergibt sich, wenn man Störstellen wie zum Beispiel eine vorstehende Spitze auf dem Hochspannungsleiter betrachtet, bei dem lokal eine starke Inhomogenität vorliegt. Nach Entstehen einer Streamerentladung vor dieser Störstelle wird diese durch den Verschiebungsstrom aus der hochfrequenten VFT Spannung gespeist und führt bereits bei relativ niedrigen Spannungen zu Leadereinsatz, damit zum weiteren Vorwachsen und letztlich zum Überschlag der Gasstrecke. Entscheidend ist dabei die hohe Frequenz, die einen hohen Energieeintrag in den Entladungskanal bewirkt. Bei Überschreiten eines kritischen Eintrags kommt es zur Thermoionisation, bei dem sich der Streamer in den

Leaderkanal umwandelt und die Entladung weiter in den Gasraum vorwachsen kann. Eine Spannungsbeanspruchung ohne hochfrequente überlagerte Anteile, wie eine reine Blitzstoßbeanspruchung, führt zu höheren Spannungsfestigkeiten, wie das Beispiel einer Isolieranordnung mit einer 15 mm langen vorstehenden Nadel als Störstelle in Bild 6.12 zeigt. Die Durchschlagsspannungen der transienten Vorgänge liegen alle weit unterhalb der Blitzstoßfestigkeit des ungestörten Systems in dem untersuchten Stirnzeitenbereich.

Die schematische Darstellung in Bild 6.13 zeigt das Risiko, dass sich bei der Beanspruchung der gasisolierten Anlagen mit Störstelle durch VFT Vorgänge ergibt. In einer einwandfreien Isolation liegen die Durchschlagsspannungen durch VFT über der Blitzstoßstehspannung. Bei Vorhandensein einer nadelförmigen Spitze ergibt sich sowohl für die Blitzstoßspannungen als auch für die VFT Spannungen eine starke Reduzierung des Isoliervermögens. Als kritischer anzusehen ist dabei die VFT Beanspruchung, wie in Bild 6.12 für eine reine Gasstrecke mit 15 mm langer Nadel auf Hochspannungspotential gezeigt. Über eine gleich starke Reduzierung bei Blitzstoß- und VFT-Beanspruchung wird in [OKA-95] für Störstellen an Isolatoren berichtet. Bezüglich der zahlreichen Untersuchungen und der physikalischen Erklärungen sei hier auf [BUC-96; CIG-96; HIE-91] und die weiterführende Literatur verwiesen.

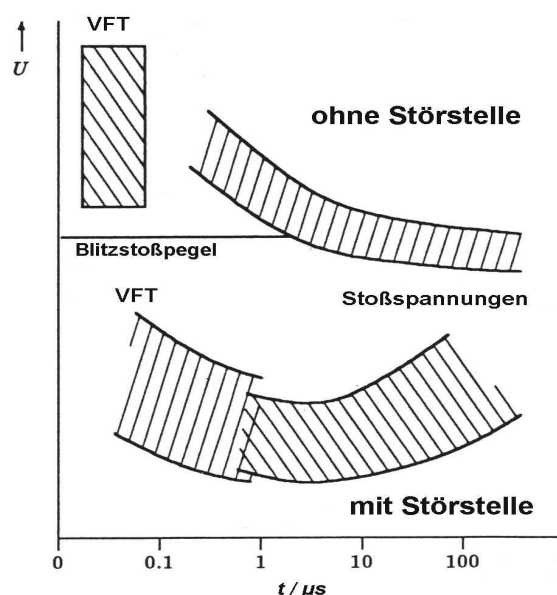


Bild 6.13 Schematische Darstellung der Spannungsfestigkeiten in SF<sub>6</sub> bei Belastung mit Stoßspannungen und mit VFT für Anordnungen mit und ohne Störstellen [CIG-96].

### Überspannungen in der Sekundärtechnik und im Erdsystem

Die sehr hochfrequenten Vorgänge innerhalb der GIS haben auch Auswirkungen außerhalb der Kapselung. Über die Freiluftanschlüsse, über Stromwandler und Unterbrechungen in der Kapselung (z.B. nach außen offene Isolatoren zwischen zwei Flanschen) können die VFT nach außen in die Hilfs- und Steuerstromkreise einwirken. Hohe Amplituden können insbesondere dann zu Störungen in der Sekundärtechnik führen, wenn elektronische Komponenten in der Steuerungstechnik eingesetzt werden. Über ein gutes Erdungssystem der Kapselung, insbesondere an den Freiluftdurchführungen, und durch gezielte Verlegung der Sekundärleitungen kann den schädlichen Auswirkungen der VFT entgegengewirkt werden. Als ergänzende Maßnahme können auch Sekundärkabel mit dämpfenden Eigenschaften eingesetzt werden. Über standardisierte Prüfungen zur EMV (Elektromagnetische Verträglichkeit) wird die Störfestigkeit der eingesetzten elektronischen Komponenten gegen die Auswirkungen des Trennerschaltens nachgewiesen. (IEC 62271-1).

Bei unzureichender Erdung kann es an induktiven Schleifen im Erdsystem zu Überschlägen kommen, die sich als störendes Geräusch in der Schaltanlage auswirken. Die auftretenden Funken sind wegen ihrer geringen Energie in der Regel technisch unkritisch, aber werden wegen des akustischen Effektes als störend empfunden. Zu tatsächlichen Störungen werden sie führen, wenn durch die Funken Isolierungen geschädigt werden.

### Auswirkungen auf andere Betriebsmittel

Transformatoren sind entweder über Freileitungsanschlüsse mit der GIS verbunden oder auch direkt an das gekapselte System angeflanscht. Die hochfrequenten Vorgänge bewirken eine nichtlineare Spannungsverteilung in den Transformatorwicklungen, wobei insbesondere zwischen den Eingangswindungen extrem hohe Spannungsbelastungen auftreten. Primär gefährdet sind dabei die direkt angeflanschten Transformatoren, weil hier lediglich die SF<sub>6</sub>-Öl Durchführung zur Dämpfung beiträgt. Bei Freiluftanschlüssen werden durch die Induktivität der Leiterverbindung die hochfrequenten Anteile stark bedämpft und stellen in der Regel kein großes Gefährdungsrisiko mehr für die Windungen dar.

Freiluft- und Transformatordurchführungen können ebenfalls durch VFT geschädigt werden, wenn die Induktivitäten zwischen den Steuerbelegen so groß sind, dass der Spannungsfall darüber zu Entladungen führt. Die Entladungen würden eine Erosion der Isolierung zwischen den Belegen zur Folge haben [CIG-88].

### **6.3.3.3 VFT in UHV-Anlagen**

Die mit dem Trennerschalten verbundenen Vorgänge gewinnen an Bedeutung mit steigender Betriebsspannung der gasisolierten Schaltanlagen. Zum einen werden die Schlagweiten für die Zündungen über der Trennstrecke größer, mit dem zunehmenden Risiko für ausbrechende Lichtbögen, und zum anderen aber auch wegen der Amplitude der hochfrequenten Ausgleichsvorgänge. Im Gegensatz zu den Blitzstoßspannungspegeln, die relativ zu den steigenden Betriebsspannungen stetig abnehmen, sind die VFT-Überspannungen direkt an die Betriebsspannung gekoppelt. Dadurch kommen die VFT-Amplituden in den UHV-Systemen in den Bereich der Blitzstoßspannungspegel.

Amplituden und Verläufe der VFT sind von der gesamten Anlagenkonfiguration und den jeweiligen Schaltzuständen der Geräte abhängig. Durch Brechungen und Reflektionen der Wanderwellen ergeben sich für jeden Ort innerhalb der GIS unterschiedliche VFT-Verläufe. Gemessen werden können die VFT in realen Anlagen nur an singulären Stellen, die mit geeigneten kapazitiven Sonden ausgestattet sind. Vorzugsweise misst man in unmittelbarer Nähe des schaltenden Trennschalters und an den Enden der Sammelschienen und Ausleitungen, wo durch die Reflektionen die höchsten Überspannungen zu erwarten sind. Diese Messungen können mit den rechnerisch ermittelten Verläufen der modellierten Anlage abgeglichen werden, und mit hoher Genauigkeit lassen sich über weitere Rechnungen die VFT-Verläufe an anderen Orten ermitteln. Ohne den messtechnische Abgleich ist man auf eine allgemein gültige Modellierung angewiesen, die ein höheres Maß an Unschärfe beinhalten muss [POV-96].

Neben der Modellierung der Anlage ist die entscheidende Größe für eine Aussage zur Amplitude der VFT die Spannungsdifferenz zwischen den Trennschalterkontakten vor der Zündung. Sie ergibt sich aus dem Scheitelwert der speisenden Spannung, die als feste Größe mit 1 p.u. angesetzt werden kann und der Ladung auf der Lastseite, die durch die vorhergehende Zündung oder Schalthandlung liegengelassen ist. Diese Restladung ist von der Trennschaltergeometrie, dem Gasdruck und der Geschwindigkeit der Schaltstiftbewegung abhängig. Da für Studien im Rahmen von Anlagenplanungen nicht von konkreten Trennschalterausführungen ausgegangen werden kann, muss für die maximale Restladung eine Annahme getroffen werden. In den meisten Fällen folgt man hier dem konservativen

Ansatz mit der maximal möglichen Restladung von 1 p.u., so dass der auslösende Spannungssprung für die VFT mit 2 p.u. für Berechnungen angesetzt wird.

Für das chinesische 1100 kV Pilotprojekt sind solche Berechnungen der VFT Überspannungen für die drei Schaltanlagen durchgeführt worden, wobei zwei Stationen als hybride Stationen (Sammelschiene in Freilufttechnik) und eine vollständig gekapselt ausgeführt sind [BAN-07]. Die höchsten berechneten Überspannungen treten in der vollständig gekapselten Anlage auf. Für die Anlage mit einer Sammelschiene (eine genauere Lokalisation ist nicht angegeben) und an deren Freiluftdurchführung sind als VFT Amplituden 2249 kV (2,50 p.u.) beziehungsweise 2295 kV (2,56 p.u.) genannt. Aus dem Vergleich mit der Koordinationsstehspannung von 2087 kV (Blitzstoßisolationspegel 2400 kV reduziert um den Zuschlag durch den Sicherheitsfaktor  $K_s = 1,15$ :  $2400 \text{ kV} / 1,15 = 2087 \text{ kV}$ ) wird die Notwendigkeit von Maßnahmen gegen die VFT abgeleitet.

Dazu gehört der Einsatz von Trennschaltern mit einem Widerstand im Strompfad der VFT Vorgänge, der diese bezüglich der Frequenz und Amplitude auf unkritische Werte bedämpft. Eine Reduzierung bis zu 50 % der Amplitude kann mit Widerständen mit einem Wert von  $500 \Omega$  erreicht werden. Entwickelt wurden die Trennschalter mit Schaltwiderstand für das japanische UHV-Netz im Zuge der Bemühungen alle Überspannungen und damit die Isolationspegel so gering wie möglich zu halten. Mit den Widerständen werden die VFT-Risiken ausgeschlossen. Andererseits müssen aber die Schaltwiderstände selbst eine ausreichende Über- und Durchschlagfestigkeit bezüglich der Spannungsdifferenz vor der Zündung über der Trennstrecke aufweisen, und das Energieaufnahmevermögen muss entsprechend der Vielzahl der Zündungen ausgelegt sein [YAM-96].

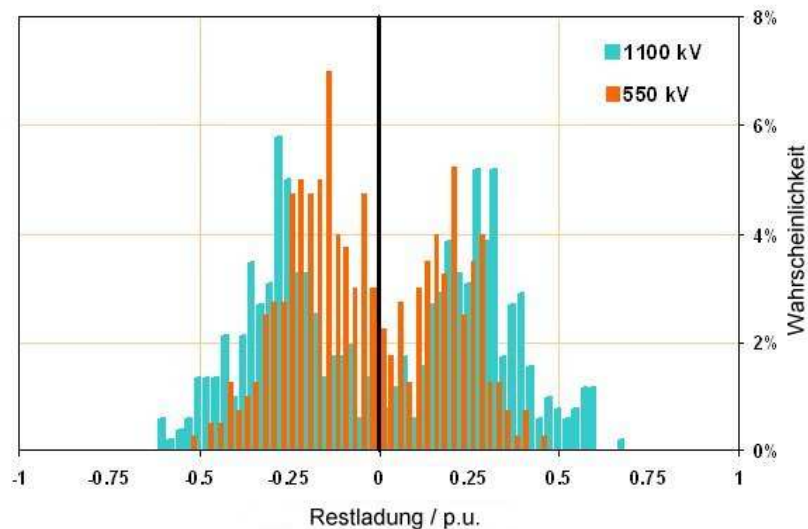


Bild 6.14 Restladungsverteilung von 550 kV und 1100 kV Trennschaltern [RIE-10]

Die Abhängigkeit der VFT Berechnungen von der Modellierung und vom Schaltverhalten des Trennschalters bezüglich seiner Restladung wird in [RIE-10] gezeigt. Für die oben genannten beiden Amplitudenwerte in der GIS und an der Durchführung werden hier nur 1940 kV (2,16 p.u.) bzw. 2120 kV (2,36 p.u.) angegeben für die gleiche Voraussetzung einer Restladung von 1 p.u. Ausführlich untersucht wurde das Restladungsverhalten auf Basis einiger hundert Schalthandlungen an 550 kV und 1100 kV Trennschaltern. Weiterhin wird eingehend der Einfluss der Schaltstiftgeschwindigkeit auf die Restladungshöhe beschrieben. Die Restladungsverteilung für den untersuchten 1100 kV Trennschalter zeigt, dass Restladungen von 0,5 p.u. nur noch mit einer Wahrscheinlichkeit von 1 % auftreten. Die gemessenen Maximalwerte liegen bei 0,6 p.u. (Bild 6.14).

Die Untersuchungen in [RIE-10] zeigen auf Basis von Messungen, dass hier ähnlich wie in der Isolationskoordination, wo man von 2 % Werten bei Überspannungswahrscheinlichkeiten ausgeht, bei der Betrachtung der VFT Überspannungen mit einer Restladung von 0,5 p.u. anstelle der theoretisch maximalen 1 p.u. rechnen kann. Dass Trennschalter mit maximalen Restladungen von 0,5 p.u. bei guter Dimensionierung realisiert werden können, wurde bereits im Zusammenhang mit den VFT Diskussionen der 80er Jahre festgestellt [CIG-96].

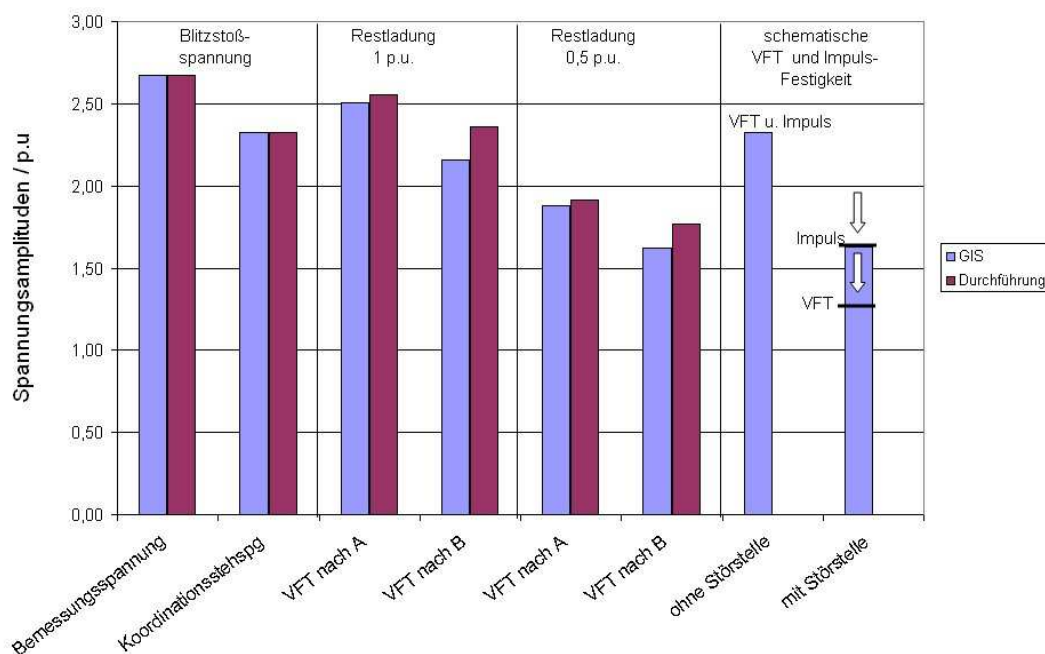


Bild 6.15 Blitzstoßamplituden im Vergleich zu berechneten VFT Amplituden mit verschiedenen Restladungsannahmen nach A [BAN-07] und B [RIE-10] und der schematischen VFT- und Impuls-Festigkeit mit und ohne Störstellen.

Betrachtet man die in [RIE-10] und [BAN-07] mit 2 p.u. Anregung (1 p.u. Restladung) berechneten VFT-Amplituden unter dem Blickwinkel einer angenommenen Restladung von 0,5 p.u. und legt damit eine Spannungsdifferenz von 1,5 p.u. zugrunde, reduzieren sich die Amplituden auf Werte unterhalb der Blitzstoß-Koordinationsstehspannung und bedürfen damit für das intakte Isoliersystem keiner weiteren Beachtung (Bild 6.15). Liegt jedoch eine Störstelle vor, führen die VFT zu einem höheren Risiko, weil die Stoßkennlinie unterhalb der Blitzstoßkennlinie liegt. Aber sowohl die VFT-Amplituden, als auch die Blitzüberspannungen reduzieren das Isolationsniveau dermaßen stark, dass eine eindeutige Gefährdung der Anlage für beide Belastungen vorliegt. In Bild 6.15 ist die Reduzierung des Isoliervermögens schematisch im Vergleich zu den berechneten Blitzstoß- und VFT-Amplituden der oben genannten Untersuchungen dargestellt.

### 6.4 Komponenten

Generell kommen für die UHV-Ebenen keine grundsätzlich neuen Geräte zum Einsatz, aber die besonderen Anforderungen und Auslegungen einiger Komponenten sollen in den folgenden Abschnitten kurz dargestellt werden. Bezüglich ausführlicher Beschreibungen wird auf die entsprechende Literatur verwiesen, wie z.B. Veröffentlichungen der Hersteller [GOE-09].

#### 6.4.1 Überspannungsableiter

Überspannungsableiter sind eine Basiskomponente in den Überlegungen zur Isolationskoordination. Sie sind ein unverzichtbarer Bestandteil in den elektrischen Netzen zur Reduzierung der Überspannungen und damit zum Schutz der Geräte. Im Folgenden sollen kurz die Wirkungsweise und die Kenngrößen der heute verwendeten Metalloxid-(MO)-Ableiter erläutert werden, bevor auf die Besonderheiten für die Anwendungen in UHV-Netzen eingegangen wird.

Die Schutzwirkung eines MO-Ableiters beruht auf der extrem nicht-linearen Spannungs-Strom-Kennlinie des Metalloxid-Materials. Daraus resultiert, dass bei einem Anstieg des Stroms um 8 Zehnerpotenzen die Spannung am Ableiter lediglich um einen Faktor von beispielsweise 2,5 ansteigt. Wichtiger Eckwert der Kennlinie ist zunächst die Ableiterdauerspannung  $U_c$ , die nach Definition mindestens 5 % oberhalb der höchsten dauernd auftretende Leiter-Erd-Spannung des Netzes liegen soll. Den dabei auftretenden Leckstrom gegen Erde von 10  $\mu\text{A}$  bis 100  $\mu\text{A}$  muss der Ableiter kontinuierlich tragen können ohne sich unzulässig zu erwärmen. Die Bemessungsspannung  $U_r$  entspricht den zeitweiligen Überspannungen im Netz, die für 10 ms oder 100 ms am Ableiter anliegen dürfen und deren daraus resultierender Ableitstrom getragen werden muss. Der Blitzstoßschutzpegel  $U_{pl}$  ergibt sich aus dem Nennableitstoßstrom von 10 kA oder 20 kA, der durch einen 8/20  $\mu\text{s}$  Stoßstromimpuls entsprechender Amplitude dargestellt wird. Für den Blitzstoßschutzpegel gilt, dass die Überspannungen an den Klemmen der zu schützenden Geräte deren Bemessungsblitzstoßspannungen, dividiert durch den Sicherheitsfaktor  $K_f$ , nicht überschreiten dürfen. Zusätzlich ist der Schutzbereich des Ableiters zu berücksichtigen, so dass sich z.B. in 420 kV Netzen ein Faktor von 1,4 zwischen dem Schutzpegel und den Bemessungsspannungen ergibt. Neben dem Blitzstoßschutzpegel wird in den Diskussionen für die UHV-Netze ein Schaltstoßschutzpegel bei einem Ableitstrom von 2 kA betrachtet.

Um einen ausreichend hohen Strom tragen zu können, ist das Energieaufnahmevermögen eine weitere wichtige Kenngröße der Ableiter. Dabei wird unterschieden zwischen dem thermischen und dem Impulsenergieaufnahmevermögen. Das thermische Energieaufnahmevermögen wird durch die Arbeitsprüfung nachgewiesen, wobei gezeigt werden muss, dass mehr Wärmeleistung abgegeben als in Form elektrischer Verlustleistung aufgenommen wird. Beim Impuls-Energieaufnahmevermögen ist durch eine Prüfung mit einem entsprechend hohem Rechteckstoßstrom nachzuweisen, dass die MO-Widerstände bei der Energieeinbringung elektrisch und mechanisch unversehrt bleiben. Nach IEC-Standard werden dazu Leitungsentladungsklassen definiert. Dabei wird davon ausgegangen, dass sich eine auf die Höhe einer Schaltstoßspannung aufgeladene Leitung in den Ableiter entladen kann. Im Prüffeld wird dieser Vorgang durch Rechteckstoßströme mit definierten Amplituden und Zeitdauern für einzelne Leitungsentladungsklassen nachgebildet (IEC 60099-4). Entsprechend den Anforderungen für die höchste Leitungsentladungsklasse wird für UHV-Anwendungen mit einem erforderlichen Energieaufnahmevermögen von 25 kJ/kV bis 50 kJ/kV Bemessungsspannung gerechnet, was mindestens drei parallele Ableitersäulen erforderlich macht [RIC-07].

Wenn mit den Kriterien und dem Design für die Spannungsebenen bis 800 kV Überspannungsableiter für die Spannungsebenen 1100 kV und 1200 kV ausgelegt würden, würden sich sehr hohe Schutzpegel und damit entsprechend hohe Stehspannungen ergeben. Zur Reduzierung dieser Pegel und damit zur Reduzierung der erforderlichen Schlagweiten und Baugrößen sind die UHV-Ableiter im Wesentlichen in zwei entscheidenden Punkten ertüchtigt worden. Bild 6.16 zeigt die beiden Schritte anhand des schematischen Vergleichs der Spannungs-Strom-Kennlinien zwischen einem konventionell ausgelegten 550 kV Ableiter und einem für 1100 kV ausgelegten Ableiter. Durch die Verbesserung der Eigenschaften der MO Elemente kann die gesamte Kennlinie parallel nach unten verschoben werden, was unmittelbar die entsprechende Auswirkung auf die Schutzpegel hat. Zusätzlich ist die Nichtlinearität der Kennlinie verstärkt worden, was einen flacheren Verlauf ergibt und damit auch zur Verringerung der Schutzpegel beiträgt. In den 90er Jahren sind Ableiter mit dieser Charakteristik für das japanische UHV-Projekt als sogenannte „high-performance surge arrester“ entwickelt und publik gemacht worden. [HID-07] gibt einen Überblick über die Entwicklung und Prüfungen an 1100 kV GIS-Ableitern in Japan.

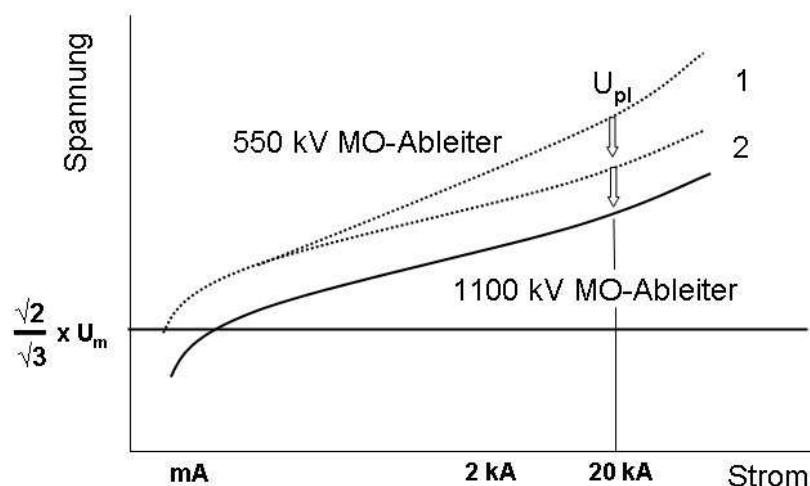


Bild 6.16 Schematische Darstellung der Ertüchtigung von MO-Ableitern für den Einsatz in UHV-Netzen anhand der Strom-Spannungskennlinie  
 1 – Verstärkung der Nichtlinearität  
 2 – Erhöhte Belastbarkeit der MO-Elemente

Ableiter mit dieser verbesserten Schutzcharakteristik sind im UHV-Bereich nicht nur für die GIS-Anwendung sondern für alle Bauformen erforderlich, um die relativ niedrigen Stehspannungen realisieren zu können. Für die Freiluftanwendungen werden sowohl Porzellan als auch Verbundisolatorgehäuse zur Anwendung kommen, wobei die extreme Länge der Freiluftbauweise auch wieder Eigenheiten in der Dimensionierung und Prüftechnik beinhaltet.

Für den Einsatz von modernen MO-Ableitern in DC-Anlagen kommen die meisten der offenen Aspekte ebenso zum Tragen. Zurzeit können die Prüfungen an Ableitern nicht in voller Übereinstimmung, sondern zum Teil nur in Anlehnung an die Standards erfolgen, da die Besonderheiten der UHV-Geräte noch nicht berücksichtigt sind. Die wesentlichen Gründe dafür sind zusammenfassend das Fehlen von klar definierten Anforderungen, fehlende Prüfprozeduren und auch das Fehlen geeigneter Prüfeinrichtungen. Entsprechende Arbeitsgruppen bei CIGRE und IEC befassen sich bereits mit den Themen, um auch die Überspannungsableiter in der Standardisierung für UHV-Ebenen abzudecken [GOE-10; RIC-07].

Insbesondere zu diskutieren sind zurzeit noch die folgenden Gesichtspunkte:

- Das erforderliche Energieaufnahmevermögen und die Möglichkeiten adäquater Prüfung
- Die Stehspannungsprüfung am Ableitergehäuse ohne Aktivteile ist unrealistisch, weil die Steuerung durch die MO-Scheiben fehlt
- Entsprechend der berechneten Spannungsverteilung wird nach geeigneten Methoden zur Prüfung der gesamten Ableitersäule gesucht
- Die Auswirkungen von Fremdschichtbelastung auf die MO-Elemente sind zu untersuchen und die Funktionalität des kompletten Ableiters unter Fremdschicht ist zu hinterfragen
- Der Einfluß der Aktivteile auf das elektrische Verhalten der Isolatoren ist insbesondere in Hinblick auf die Verbundisolatoren zu untersuchen.
- Mechanischen Prüfungen an den Porzellan- und Verbundisolator-Gehäusen sind zu entwickeln

Ein interessanter Nebenaspekt ist, dass Ableiter mit der verbesserten neuen Schutzcharakteristik auch in den unteren Spannungsebenen eingesetzt werden könnten, wo die Isolationspegel auf dem Einsatz der in den siebziger Jahren verfügbaren Funkenstreckenableiter basieren. Auch der vielfältige Einsatz heute üblicher MO-Ableiter hat an den eingeführten Pegeln nichts geändert. Mit den neuen Charakteristika könnten, soweit die gewachsenen Strukturen der Netze dies zulassen, auch hier niedrigere Stehspannungen realisiert werden [GOE-08].

### 6.4.2 Schaltgeräte

Die Schaltgeräte Leistungsschalter, Trennschalter und Erdungsschalter in Hochspannungsnetzen, werden sowohl in den DC- und AC-Netzen eingesetzt. Trenn- und Erdungsschalter müssen für ihre Funktionen in den stationären Schaltzuständen entsprechend den Netzanforderungen ausgelegt werden. Sie haben, mit Ausnahme der GIS-Trennschalter (siehe Abschnitt 6.3.3.2) keine nennenswerten Rückwirkungen auf die Spannungsbelastungen in den Netzen. Gleiches gilt für Leistungsschalter in DC-Anlagen, die dort lediglich als Bypass-Schalter zu den Konverterbänken eingesetzt werden und dafür im nahezu stromlosen und damit rückwirkungsfreien Zustand geschaltet werden. Die Leistungsschalter in den AC-Netzen dagegen mit ihren Aufgaben zum Schalten der Betriebs- und Kurzschlussströme sind bei der Betrachtung der hochspannungstechnischen Gesichtspunkte neben den Überspannungsableitern von hoher Bedeutung. Einerseits werden die Anforderungen an die Schalter selbst zum Beherrschen der hohen Ströme durch das umgebende Netz bestimmt, andererseits hat das Schaltverhalten auch Rückwirkungen auf die Überspannungen im Netz. Im Folgenden soll deshalb kurz auf die Bauformen von Leistungsschaltern in den UHV-Ebenen und deren Eigenschaften zur Beeinflussung der Überspannungen eingegangen werden.

#### 6.4.2.1 Leistungsschalter

##### Bauformen

Die Leistungsschalter für die UHV-Spannungsebenen werden heute mit vier oder sogar nur zwei Unterbrechereinheiten pro Pol ausgeführt. Für die luftisolierten Schaltanlagen sind sowohl Lösungen in reiner Freilufttechnik, mit Porzellan- oder Verbundisolatoren gegen Erde und über den einzelnen Unterbrechereinheiten, als auch Lösungen als Tankschalter möglich. Die Tankschalter kommen aus hochspannungstechnischer Sicht den Schaltern der gasisolierten Anlagen sehr nahe. Neben der im Prinzip gleichen inneren Isolation ist bei ihnen die äußere Isolation entlang der Durchführungen und zwischen den äußeren Anschlüssen zu berücksichtigen. Gleich ist bei allen Schaltern, dass über die Reihenschaltung mehrerer Schaltkammern die Aufgaben zur Kurzschlussstromunterbrechung realisiert werden und im geöffneten Zustand das erforderliche Isoliervermögen sichergestellt werden muss.



Parallel zu den Schaltkammern sind Steuerkondensatoren angeordnet, die zur Vergleichmäßigung der Spannungsverteilung über die einzelnen Strecken dienen. Mit entsprechend hoher Kapazität der Steuerkondensatoren wird der Einfluss der Streukapazitäten gegen Erde weitgehend eliminiert, so dass eine möglichst lineare Spannungsverteilung über die Schaltstrecken erreicht wird.

Weiterhin befinden sich parallel zu den Schaltstrecken Widerstände zur Bedämpfung der Schaltüberspannungen. In den oberen Spannungsebenen sind wegen der langen zu schaltenden Leitungen Einschaltwiderstände im Einsatz. In seltenen Fällen werden auch Ausschaltwiderstände verwendet. Die Begrenzung der Überspannungen beim Einschalten und Wiedereinschalten nach Kurzunterbrechung beruht auf dem Prinzip, dass Schaltstrecke und Einschaltwiderstand zeitlich so gestaffelt sind, dass der Widerstand den ersten Stromfluss übernimmt. Damit werden die Einschwingspannungen bedämpft, bevor die Kontakte der Schaltkammer den Stromfluss ohne den vorgeschalteten Widerstand übernehmen. Auf diese Weise wird erreicht, dass die Schaltüberspannungen gegen Erde in ungünstigen Fällen von über 3 p.u. auf unter 2 p.u. reduziert werden können (siehe dazu die schematische Darstellung in IEC 60071-2, Bild 1). Die Begrenzung der Dämpfung durch möglichst hohe Widerstandswerte liegt im Energieaufnahmevermögen des Widerstands. Die Zeit bis zur Kommutierung des Stroms auf die Schaltkammer muss ausreichend lang zur sicheren Bedämpfung des Einschwingvorgangs sein, aber darf andererseits nicht zu lang sein, damit die Keramikscheiben des Widerstands für alle Schaltfälle thermisch nicht überlastet werden. Ausgeführte Beispiele für moderne UHV-Leistungsschalter sind in [GOE-09; HOL-09; KOV-07; ZAI-07] beschrieben.

### Schaltvermögen

Bezüglich des Schaltvermögens der Leistungsschalter in UHV-Netzen sind keine grundsätzlich neuen Anforderungen zu sehen, aber die Besonderheiten des Netzaufbaus und deren Elemente erfordern die Festlegung neuer Parameter für die Schaltleistungsprüfungen zur Nachbildung der einzelnen Beanspruchungen. Beispielhaft seien hier nur Mehrfachbündelleiter zur Reduzierung der Korona genannt, die auch zu einer Reduzierung der Leitungsimpedanz führt, was unmittelbar Rückwirkungen auf die Einschwingspannung (TRV - Transient Recovery Voltage) nach Unterbrechung der Kurzschlussströme hat. Neben der geringen Dämpfung durch die Leitungen erhöhen auch die geringen Verluste der Leistungstransformatoren die Amplituden der Einschwingspannungen. Welche Parameter wichtig sind, welche Erfahrungen aus 800 kV Netzen gezogen werden können, und welche Empfehlungen für die vielfältigen Schaltfälle für die UHV-Ebenen gegeben werden, ist ausgiebig in der CIGRE Arbeitsgruppe A3.22 diskutiert und in [TB 362] beschrieben worden. Die Ergebnisse der Arbeiten wurden an IEC zur Einarbeitung in den Standard für Leistungsschalter IEC 62271-100 übergeben.

### Gesteuertes Schalten

Neben den Einschaltwiderständen und Überspannungsableitern sei hier als weitere Maßnahme zur Reduzierung der Schaltüberspannungen das gesteuerte Schalten (Controlled Switching) erwähnt. Dabei werden die Auslöser der Leistungsschalter elektronisch so angesteuert, dass der Schaltvorgang synchronisiert zum Nulldurchgang der Netzspannung erfolgt. Dadurch wird eine weitgehende Vermeidung von hohen Amplituden der Ausgleichsvorgänge bei Ein- und Ausschaltvorgängen erreicht, was einerseits die Schaltaufgabe für den Schalter selbst erleichtert und andererseits die Rückwirkung durch den Schaltvorgang, wie hohe Amplituden und steile Strom- und Spannungsanstiege, auf andere Geräte (Transformatoren, Drosseln, Leitungen usw.) reduziert (Tabelle 6.3). Entscheidend bei dieser Technik ist eine zuverlässige elektronische Steuerung, deren Entwicklung erst in den letzten Jahren einen Stand erreicht hat, der den Anforderungen gerecht wird. Der gezielte Einsatz in den UHV-Netzen könnte zukünftig einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung der Schaltüberspannungen bewirken. [SIE-08]

Tabelle 6.3 Vermiedene Belastungen bei verschiedenen Schaltfällen

| Schaltfall       |   | Schaltung    | Vermiedene Belastung                  |
|------------------|---|--------------|---------------------------------------|
| Induktive Last:  | Transformator<br>Drossel                                    | Ausschaltung | Rückzündung<br>Überspannungen         |
|                  |   | Einschaltung | Einschalt-Stoßstrom                   |
| Kapazitive Last: | Kondensatorbank<br>unbelastete<br>Leitung u Kabel<br>Filter | Ausschaltung | Rückzündung<br>Überspannungen         |
|                  |   | Einschaltung | Überspannungen<br>Einschalt-Stoßstrom |

#### Spannungsanforderungen über offene Leistungsschalter

Die Spannungsanforderungen über die offenen Leistungsschalter sind im Grunde eine Fortschreibung der Anforderungen aus den unteren Spannungsebenen. Basierend auf den Bemessungsspannungen der Netze sind die Prüfanforderungen bereits in den IEC Standards fixiert worden (siehe Abschnitt 3.5.5). Die Netzbeanspruchungen werden abgedeckt mit den kombinierten Spannungsprüfungen:

- Wechselspannung in Phasenopposition
- Schaltstoßspannung gegen Wechselspannung
- Blitzstoßspannung gegen Wechselspannung

Auf die Besonderheiten zur Prüfung der UHV-Leistungsschalter wird im Abschnitt 4.5.2 näher eingegangen.

#### **6.4.2.2 Trenn- und Erdungsschalter**

Für Trenn- und Erdungsschalter sind die erforderlichen Spannungsfestigkeiten gegen Erde und über den Trennstrecken bereits standardisiert. Auch hier erfolgte wie bei den Leistungsschaltern eine Fortschreibung der Anforderungen aus den unteren Spannungsebenen. Rückwirkungen der Schaltvorgänge auf das Netz sind mit Ausnahme der GIS-Trennschalter mit der VFT-Belastung (siehe Abschnitt 6.3.3.3) nicht zu sehen. Vorüberschläge und Rückzündungen bei Freiluftgeräten sind auf Grund des relativ langsamen Spannungsanstiegs eines Durchschlags in Luft und der Dämpfung durch die Leiterschleifen der großen Geräteabmessungen unkritisch.

Als Besonderheit für diese Geräte sind die relativ hohen Anforderungen an das Schaltverhalten bei Sammelschienenwechsel und induzierten Strömen zu erwähnen. Die ausgedehnten Anlagen und langen Leitungen in den UHV-Ebenen führen hier zu ungewöhnlich hohen Strömen und Spannungen, wofür die Kontaktsysteme entsprechend ausgelegt werden müssen.

#### **6.4.3 Durchführungen**

Durchführungen kommen sowohl für die AC- als auch für die DC-Netze zum Einsatz, wie an Transformatoren, Drosseln, Leistungsschaltern, GIS-Ausleitungen und als Wanddurchführungen in Konverterstationen. Für die UHV-Ebenen sind neben den elektrischen Aspekten auch die mechanischen und thermischen Aspekte durch die erforderliche Größe zu sehen. Eine möglichst kompakte und damit leichte Bauweise wird angestrebt, um die mechanischen Belastungen an der Durchführung selbst als auch an den dazugehörigen Geräten gering zu halten. Bezüglich der hochspannungstechnischen

Auslegung ist der innere Aufbau mit der äußeren Spannungsfestigkeit eng verknüpft. Durch die innere Kondensatorsteuerung wird eine möglichst lineare Spannungsverteilung entlang der Bauhöhe der Durchführung angestrebt, was über Feldberechnungen optimiert werden kann [AXH-03]. Unzureichend erfasst werden kann dabei aber die Versteuerung durch ungleichmäßige Beregnung. Insbesondere bei der Spannungsprüfung der großen Schlagweiten der UHV-Durchführungen ist das problematisch, weil eine gleichmäßige Beregnung auf der gesamten Länge praktisch nicht möglich ist. Da die Prüfung mit Schaltstoßspannung unter künstlicher Beregnung gefordert ist und die Schaltstoßspannung die dimensionierende Größe für die Schlagweite ist, hat diese Problematik eine unmittelbare Bedeutung für die Baugröße der Durchführungen. Alternative Prüfprozeduren wären erforderlich, um Überdimensionierungen durch diese Prüfanforderung zu vermeiden.

Die Schaltstoßspannung mit und ohne Beregnung ist die dimensionierende Anforderung für die Baugröße der AC-Durchführungen, wohingegen die Fremdschichtenanforderungen für die DC-Durchführungen im UHV-Bereich bestimmend sind. Ein Hinterfragen der tatsächlichen Fremdschichtbelastung vor Ort kann zu einer Reduzierung der hohen Kriechweganforderungen beitragen [CAR-09].

### 6.4.4 Meßwandler

Strom- und Spannungswandler in konventioneller Bauweise für die UHV-Freilufttechnik erfordern ebenfalls wegen ihrer Baugröße ein anspruchsvolles Design. Als anschauliches Beispiel seien hier nur die Stromwandler genannt, deren Isolierkörper wegen der großen Kopfmassen bei seismischen Anforderungen mechanisch extrem hoch belastet sind. Als alternative Lösungen bieten sich nichtkonventionelle Messwandler an, bei denen die Messsignale über elektro-optische Elemente (z.B. Stromsensoren basierend auf dem Faraday-Effekt) erfasst und über Lichtleiter vom Hochspannungspotential zur Rückwandlung auf Erdpotential übertragen werden. Diese Wandler sind im Vergleich zur konventionellen Bauweise klein und leicht und können im Anlagenaufbau mit anderen Geräten platzsparend kombiniert werden. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die potentialfreie Übertragung der Signale. Unabhängig von der Spannungsebene bieten optische Wandler einen hohen Frequenzbereich in der Messung und eine einfache Kompatibilität zur digitalen Weiterverarbeitung der Signale [JEN-09].

Neben den Möglichkeiten im Anlagenbau bieten die Fortschritte in der optischen Messtechnik auch hilfreiche Möglichkeiten für die Hochspannungsprüftechnik zum Einsatz im Labor und auch in Anlagen. Die rückwirkungsfreie Messung mit opto-elektrischen Feldsensoren mit hohen Bandbreiten und geringem Platzbedarf stellt z.B. eine kostengünstige Alternative zu konventionellen Spannungsteilern dar. Strommessungen mit optischer Übertragung bieten vielfältige Möglichkeiten zur Untersuchung von Vorgängen in Prüfkreisen oder Anlagen, die mit konventioneller Messtechnik nicht realisierbar sind. Anwendungsbeispiele bei gleichzeitiger Beachtung der Kalibrierbarkeit der Messungen sind in [RAH-10] beschrieben.

## 6.5 Wesentliche Gesichtspunkte für UHV-Anlagen und -Komponenten

Bei der Auswahl der Übertragungsmedien für die UHV-Systeme kommt unter den heute verfügbaren Techniken nur die Freileitung in Betracht. Nur für die Energieübertragung bei niedrigeren Betriebsspannungen sind Kabel oder Rohrleiter zur Zeit mögliche Alternativen.

Die Anlagentechnologie (AIS oder GIS) und Komponentenauswahl wird vorwiegend von den Aufstellungsbedingungen geprägt sein, was verstärkt maßgeschneiderte Lösungen erforderlich machen wird (z.B. für Höheraufstellung und Verschmutzungsgrad).

Gasisolierte Schaltanlagen bieten wegen ihrer Unabhängigkeit von Umgebungseinflüssen gute Voraussetzungen für die UHV-Spannungsebenen. Der Vorteil der platzsparenden Bauweise relativiert sich allerdings in Anbetracht der erforderlichen Abstände in den Ausleitungen zur Freileitung. Bei der hochspannungstechnischen Auslegung der GIS ist die Gasisolation auf Grund von Erfahrungen relativ einfach realisierbar und überprüfbar. Die Feststoffisolation beinhaltet eher Schwierigkeiten wegen der maximal zulässigen Beanspruchung in Bezug auf Alterung, der hohen Anforderungen an das Herstellverfahren und die schwierige Überprüfung der Langzeitstabilität.

Die Vorgänge beim Schalten von gasisolierten Trennschaltern bedürfen noch weiterer Untersuchungen und Diskussionen. Von den beiden Phänomenen „ausbrechende Lichtbögen“ und „VFT-Überspannungen“ sind insbesondere bei den VFT-Überspannungen eingehende Betrachtungen erforderlich, inwieweit das Isoliervermögen durch die VFT-Spannungen beeinträchtigt werden kann. Der unmittelbare Vergleich der VFT-Amplituden mit den Blitzspannungsamplituden ist wegen der physikalischen Vorgänge des hochfrequenten Vorgangs nicht allein zielführend. Nur in Anlagen mit Störstellen werden die VFT-Überspannungen erhebliche Auswirkungen zeigen, wo aber auch eine entsprechende Blitzüberspannung zur Störung führen wird. Neben der Betrachtung der Amplituden ist hier demnach eher eine Risikobetrachtung erforderlich.

Überspannungsableiter und Leistungsschalter sind zwei wesentliche Komponenten in den Anlagen, die die Höhe der Überspannungen bestimmen. Für den UHV-Bereich entwickelte Überspannungsableiter werfen viele Fragen in Bezug auf Auslegung und Überprüfung auf, die mit den aktuellen Standards nicht zufriedenstellend beantwortet werden können. Die Vorzüge der UHV-Ableiterauslegung können zukünftig auch für die Isolationskoordination in den unteren Spannungsebenen von Nutzen sein.

Der konventionelle Einsatz von Leistungsschaltern ist neben der Netztopologie bestimmend für die Höhe der Schaltüberspannungen. Neben dem Einsatz von Ein- und Ausschaltwiderständen bietet das bisher wenig etablierte gesteuerte Schalten die Möglichkeit für eine starke Reduzierung der Spannungsamplituden und -steilheiten.

Bei der Auslegung der UHV-Geräte, insbesondere bei den luftisolierten Geräten, müssen hohe Anforderungen an eine kompakte Konstruktion gestellt werden, um die Baugrößen aus mechanischer Sicht vertretbar zu halten. Das wird einerseits eine hohe Ausnutzung der elektrischen und mechanischen Belastungsgrenzen zur Folge haben, bietet aber auch die Möglichkeit für die verstärkte Etablierung nicht konventioneller Techniken wie zum Beispiel den Einsatz elektro-optischer Wandler.

## 7 Zusätzliche Aspekte zur Technologie-Auswahl

Neben den technisch-physikalischen Eigenschaften sind bei der Netzplanung und der Technologie-Auswahl auch Wirtschaftlichkeit und gesellschaftspolitische Aspekte zu berücksichtigen. Hieraus lassen sich folgende Forderungen ableiten:

- Zuverlässige und sichere Betriebsführung
- Minimale Umweltbeeinträchtigung
- Minimale Kosten für Netzaufbau und -betrieb

Diese Forderungen ergeben Bewertungsmaßstäbe, die der Netzbetreiber hinterfragen muss. Im Folgenden sollen unter den Punkten Betrieb, Umwelt und Kosten diese Fragen angeschnitten werden.

### 7.1 Betrieb

Für den Betrieb von Anlagen und Betriebsmitteln in den Versorgungsnetzen sind die zwei wichtigen Eckpunkte Zuverlässigkeit und Instandhaltung zu betrachten, die auch eng miteinander verknüpft sind. Bezüglich der Zuverlässigkeit werden Fehlerraten aus den unteren Spannungsebenen auf die UHV-Ebenen projiziert, und Instandhaltungsstrategien werden auf deren Anwendbarkeit hin betrachtet.

#### 7.1.1 Zuverlässigkeit

In den oberen Spannungsebenen muss der Zuverlässigkeit der Energieübertragung wegen der großen Energiemengen eine besondere Bedeutung zugemessen werden. Bei Ausfall einer Übertragungsstrecke müssen alternative Strecken den Energietransport sicherstellen, was durch entsprechende Redundanzen erreicht werden kann. In einem eng vermaschten AC-Netz, wie es in der Regel in den unteren Spannungsebenen vorliegt, ist das eher sichergestellt als in den UHV-Spannungsebenen, wo zumindest in der Ausbauphase lediglich eine geringe oder keine Vermaschung des Netzes gegeben ist. Die Zuverlässigkeit des Netzes wird bestimmt durch die Zuverlässigkeit der einzelnen Elemente. Weil Erfahrungswerte aus den UHV-Netzen noch nicht vorliegen können, soll anhand einer Zuverlässigkeitsbetrachtung über alle Spannungsebenen auf eine Aussage im UHV-Bereich geschlossen werden.

Neben den Fehlerraten von etablierten Geräten und Spannungsebenen ist für den UHV-Bereich die komplette Einführung neuer Konstruktionen zu sehen, bei denen auch mit den sogenannten Kinderkrankheiten (teething faults) zu rechnen ist.

##### 7.1.1.1 Fehlerraten von Leistungsschaltern

Beispielhaft sollen Aussagen über Fehlerraten von AC-Leistungsschaltern betrachtet werden, die aufgrund ihrer verschiedenen Aufgaben einen wichtigen Anteil an der Zuverlässigkeit der Übertragung haben. In einer CIGRE Studie sind Daten von 132 Betreibern aus 22 Ländern zusammengetragen und ausgewertet worden [TB 083].

In Anlehnung an die international verwendeten Begriffe „major failure“ und „minor failure“ für Störungen mit unterschiedlicher Tragweite werden zur einfacheren Übertragbarkeit aus dem Englischen im folgenden die Bezeichnungen „leichte bzw schwere Fehler“ verwendet.

## Zusätzliche Aspekte zur Technologie-Auswahl

Ausgewertet wurde nach den Schwerpunkten mechanische und elektrische Fehler, Fehler in der Steuerungstechnik und Dichtigkeitsfehler, jeweils klassifiziert nach schweren und leichten Fehlern (Major und Minor Failures). Schwere Fehler sind definiert als Störungen, bei denen es eine unmittelbare Rückwirkung auf die Betriebsführung gibt, wie z. B. Abschaltung, Umschaltung oder Ausfall von Anlagenteilen. Leichte Fehler haben keine unmittelbare Rückwirkung auf den Betrieb und können durch planbare Reparaturmaßnahmen behoben werden. Über 50 % der Fehler an den Schaltern (sowohl schwere als auch leichte Fehler) resultieren aus deren Mechanik und werden wegen der Geräteabmessungen insbesondere auch für die UHV-Geräte ausschlaggebend sein, wohin gegen Fehler in der Sekundärtechnik nicht direkt an die Spannungsebenen gekoppelt sein müssen.

Tabelle 7.1 Auswertung der Daten für mechanische Fehler an Leistungsschaltern im Zeitraum 1983 bis 1992 nach [TB 083].

| Spannung kV         | Gesamtanzahl Schalter-Jahre | Anzahl schwere Fehler | Anzahl leichte Fehler | schwere Fehler pro 100 Schalter-Jahre | leichte Fehler pro 100 Schalter-Jahre |
|---------------------|-----------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| gesamt              | 49551                       | 168                   | 925                   | 0,34                                  | 1,87                                  |
| <b>63 - &lt;100</b> | 17298                       | 22                    | 210                   | <b>0,13</b>                           | <b>1,21</b>                           |
| <b>&lt;200</b>      | 17155                       | 65                    | 292                   | <b>0,38</b>                           | <b>1,70</b>                           |
| <b>&lt;300</b>      | 7418                        | 31                    | 140                   | <b>0,42</b>                           | <b>1,89</b>                           |
| <b>&lt;500</b>      | 6455                        | 34                    | 195                   | <b>0,53</b>                           | <b>3,02</b>                           |
| <b>&lt;700</b>      | 1140                        | 14                    | 86                    | <b>1,23</b>                           | <b>7,54</b>                           |
| <b>≥700</b>         | 85                          | 2                     | 2                     | 2,35                                  | 2,35                                  |

Tabelle 7.1 zeigt für die schweren und leichten mechanischen Fehler den Stichprobenumfang (Schalterjahre), die Fehleranzahl und die daraus resultierenden Fehlerraten bezogen auf 100 Schalterjahre, klassifiziert nach Betriebsspannungsbereichen in einem Auswertungszeitraum 1983 bis 1992. Die Auswertung älterer Daten wird nicht weiter betrachtet.

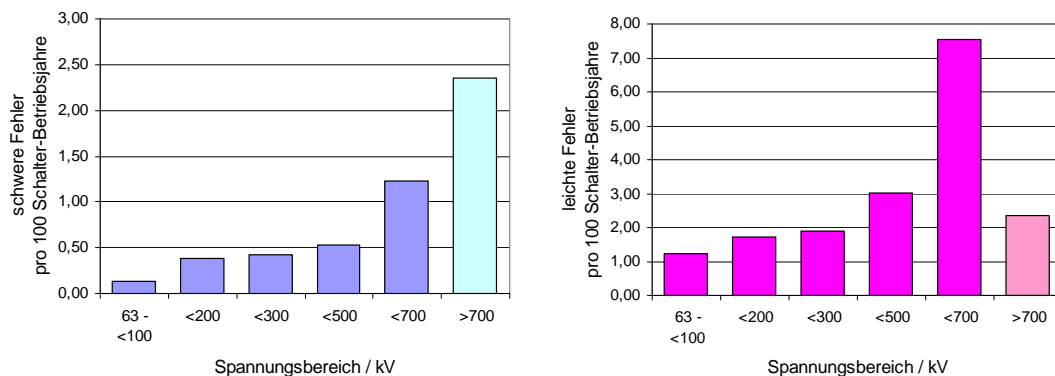


Bild 7.1 Fehlerraten von Leistungsschaltern klassifiziert nach Betriebsspannungsbereichen (nur mechanische Fehler)

Klar erkennbar ist ein nahezu kontinuierlicher Anstieg der Fehlerraten mit den Spannungsbereichen, wie in Bild 7.1 veranschaulicht. Mit der Einschränkung, dass durch die Klassifizierung der Spannungsebenen eine Unschärfe in der Aussage vorhanden ist und der Stichprobenumfang mit steigender Spannung geringer wird, werden die Fehlerraten für eine Trendaussage herangezogen. Dazu wurden die Zahlen der Spannungsbereiche den schwerpunktmäßig genutzten Spannungsebenen zugeordnet, wie z.B. Bereich <700 kV zu Spannungsebene 550 kV. Die Fehlerrate für Spannungen  $\geq 700$  kV wurden wegen zu geringem Stichprobenumfangs nicht berücksichtigt. Danach folgen die Fehlerraten in Abhängigkeit von den genannten Spannungsebenen mit relativ guter Übereinstimmung einfachen Exponentialfunktionen (Bild 7.2):

für schwere Fehler

$$R_{schwer} = 0,14 \times e^{0,0039 \cdot U} \quad \text{Gl. 7.1}$$

für leichte Fehler

$$R_{leicht} = 0,9 \times e^{0,0036 \cdot U} \quad \text{Gl. 7.2}$$

mit  $U$  für die maßgebende Spannungsebene in o.g. Bereichen.

Wird der Trend in den UHV-Bereich mit 1100 kV extrapoliert, ergibt sich eine Fehlerrate von zehn schweren und weit über zwanzig leichten Fehlern pro 100 Schalter-Betriebsjahren. Gegenüber der Spannungsebene 550 kV wäre das eine tendenziell zehnfach erhöhte Fehlerrate. Folgen die anderen Geräte in den Schaltanlagen einem ähnlichen Trend, wird deutlich, welchem hohen Stellenwert die Zuverlässigkeit der Geräte in den UHV-Ebenen zukommt. Die elektrischen Fehler folgen nahezu dem gleichen Trend, und die Summe über elektrische und mechanische Fehler ergibt damit eine Verdopplung der Fehlerhäufigkeit.

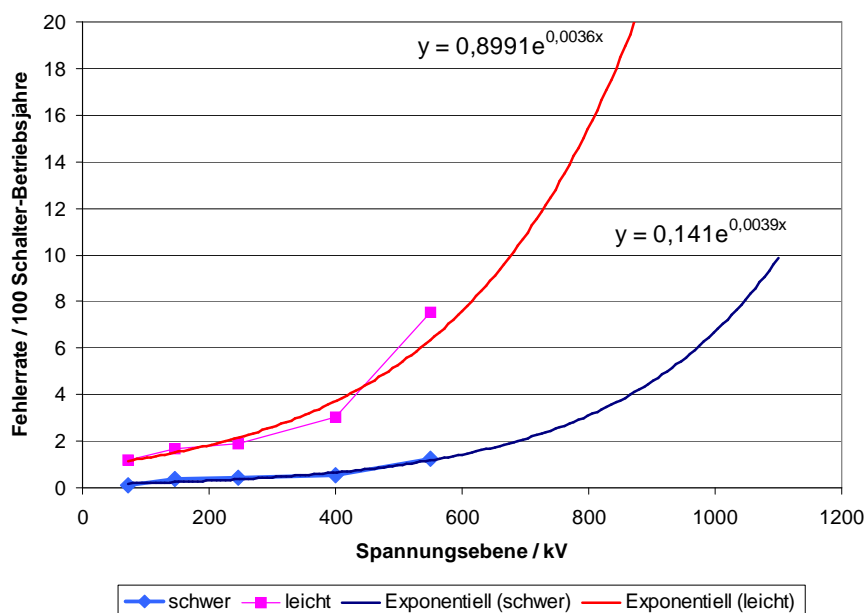


Bild 7.2 Fehlerraten für schwere und leichte Fehler nach Bild 7.1 mit exponentiellem Trendverlauf und Extrapolation in den UHV-Bereich (nur mechanische Fehler)

### 7.1.1.2 Fehlerraten von GIS

Zuverlässigkeitsbetrachtungen zu gasisolierten Schaltanlagen sollen als zweites Beispiel für UHV-Anwendungen herangezogen werden, zumal die ersten Anlagen in China als GIS und Hybridanlagen ausgeführt worden sind. Die Zahlenwerte sind aus einer internationalen Umfrage zur Betriebserfahrung mit GIS entnommen [TB 150]. Bild 7.3 zeigt die Fehlerraten in Abhängigkeit von den Betriebsspannungsbereichen für alle schweren Fehler (Major Failures = MF) für GIS, die im Zeitraum 1985 bis 1999 in Betrieb genommen worden sind. Analog zu den Betrachtungen an den Leistungsschaltern erfolgt eine Trendanalyse für die UHV-Spannungsebenen. Folgt man dem exponentiellen Trend, wie bei den Leistungsschaltern, ergibt sich eine Fehlerrate von 16 schweren Fehlern pro 100 Feld-Betriebsjahre für 1100 kV, und bei linearer Extrapolation, die sich hier eher anbietet, wenn die unteren Spannungsebenen ausgeklammert werden, erhält man 8 Fehler pro 100 Feld-Betriebsjahre. Den unmittelbaren Vergleich mit den Fehlerraten der Leistungsschalter darf

man hier nicht anstellen, weil zum einen für die Schalter nur die mechanischen Fehler betrachtet wurden und zum anderen, weil die GIS-Daten alle Komponenten innerhalb eines Feldes beinhaltet.

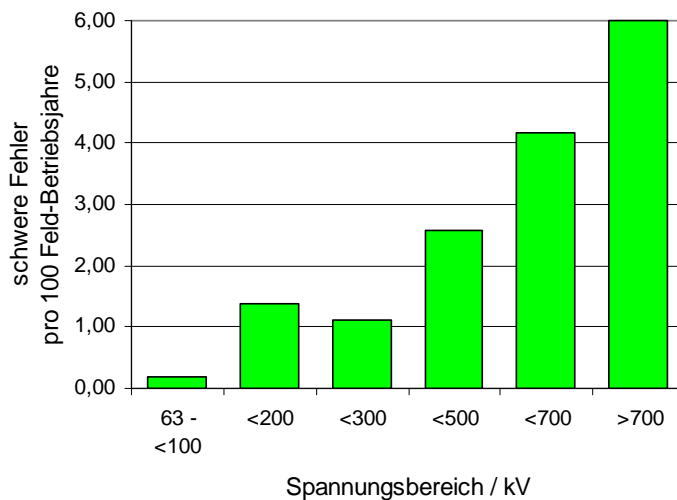


Bild 7.3 Fehlraten für GIS nach Spannungsbereichen (schwere Fehler = MF)

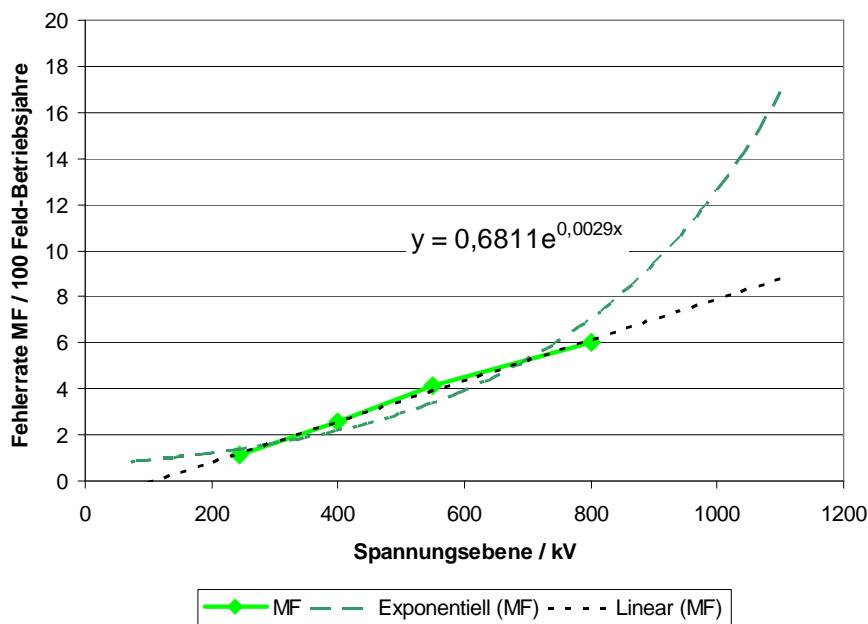


Bild 7.4 Fehlraten für schwere Fehler (MF) in GIS mit exponentiellem und linearem Trendverlauf

Die Einschränkungen solcher Trendaussagen sind nicht nur durch die Trendanalyse selbst, sondern auch in starkem Maß von den Fehlerdaten abhängig. Bereits in [TB 150] wurden die entnommenen Daten zu Bild 7.3 für eine allgemeingültige Aussage um die Fehlraten eines Landes und eines Betreibers gekürzt. Die Abhängigkeit solcher Fehlerdaten von singulären Faktoren vergrößern die Unsicherheit für alle Aussagen sehr stark, was auch am Beispiel einer nationalen Auswertung zu sehen ist. Für das norwegische Netz zeigen die GIS-Betriebserfahrungen eine starke Fehlerhäufigkeit in den mittleren Spannungsebenen. Dies wird auf eine GIS-Generation bei 300 kV mit geringer Zuverlässigkeit und neueren GIS-Anlagen mit sehr hoher Zuverlässigkeit in den anderen Spannungsebenen zurückgeführt [IST-10].



Auch wenn die Daten zur Fehlerhäufigkeit durch verschiedene Faktoren nur eine eingeschränkte Allgemeingültigkeit besitzen und die Trendaussagen dadurch sehr unsicher werden, kann generell auf eine steigende Fehlerhäufigkeit mit steigender Spannungsebene geschlossen werden. Eine detaillierte Analyse der Betriebserfahrungen könnte genauere Anhaltspunkte für mögliche Fehlerraten und gegebenenfalls auch Fehlerquellen in Hinblick auf UHV-Anwendungen geben.

### 7.1.2 Instandhaltung von Betriebsmitteln

Die zu erwartende Zuverlässigkeit der Energieversorgung resultiert aus der Fehlerhäufigkeit, die aus Erfahrungswerten ähnlicher Betriebsmittel abgeleitet werden kann (siehe Abschnitt 7.1.1). Für neuartige Geräte und speziell für die UHV-Ebenen, wo das gesamte System neu aufgebaut wird, kann aus Erfahrungswerten direkt kaum etwas vorausgesagt werden. Umso wichtiger werden die Maßnahmen zur Instandhaltung, durch die die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung erhöht werden kann.

Inhalte und Ziele der Instandhaltung werden eingehend beschrieben in der deutschen Vornorm VDE V 0109, wobei sich Teil 1 mit den Systemaspekten und Verfahren und Teil 2 mit den Instandhaltungsmaßnahmen befasst. Die erläuterten Instandhaltungsstrategien und Maßnahmen zeigen die international diskutierte verschiedenen Vorgehensweisen und sind einzeln oder auch in verschiedenen Kombinationen auf die neuen Netze anzuwenden.

Die Zielsetzungen für die Instandhaltung werden aus Unternehmenszielen, Kundenbedürfnissen und gesetzlichen Vorgaben heraus entwickelt, wobei sowohl technische als auch betriebswirtschaftliche Belange zu berücksichtigen sind. Zu diesen Zielsetzungen gehören zur Erfüllung der Verkehrssicherung:

- Personenschutz (einschließlich Arbeitsschutz);
- Sachschutz (einschließlich Brandschutz und Schutz der Güter Dritter);
- Umweltschutz;
- Funktionssicherheit;
- Werterhaltung.

Basis für ein Instandhaltungskonzept ist zunächst die Strukturierung der Betriebsmittel und die Zuordnung der Instandhaltungsmaßnahmen nach deren Betriebs- und Umgebungsbedingungen. Dazu gehört die Festlegung von Parametern zur Konkretisierung der Instandhaltungsarten, z. B. angemessene Fristen/Häufigkeiten für die Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen, abhängig insbesondere von Nutzungsdauer, Fehlerhäufigkeit und betrieblichen Erfahrungen. Neben der Planung der Maßnahmen und der dafür erforderlichen Ressourcen sind Pläne für die Zustandsermittlung der Betriebsmittel zu erstellen. Beispielpläne für verschiedenste Geräte sind in Teil 2 der VDE V 0109 enthalten. Aufgeschlüsselt nach Komponenten beinhalten sie die erforderlichen Maßnahmen, wie zum Beispiel Funktionskontrollen für Antriebe, Ölanalysen für Transformatoren und Drosseln und vielfach auch nur die Sichtkontrolle der entsprechenden kritischen Kriterien.

Folgende grundsätzliche Instandhaltungsarten werden in VDE V 0109 beschrieben und sollen in Bezug auf UHV-Anwendungen betrachtet werden:

- vorbeugende Instandhaltung;
- ereignisorientierte Instandhaltung;
- zustandsorientierte Instandhaltung;
- prioritätenorientierte Instandhaltung.

Für den UHV-Bereich sind die Instandhaltungsmaßnahmen vor dem Hintergrund neuartiger Geräte mit wenig oder keiner Betriebserfahrung und der Wichtigkeit der Übertragungsstrecken durch die großen Energiemengen zu sehen.

Die vorbeugende Instandhaltung beinhaltet Maßnahmen, die nach regelmäßigen Zeitintervallen (zyklische Instandhaltung) unabhängig vom Zustand der Komponenten oder nach dem Eintreten von besonderen Betriebszuständen oder Ereignissen durchgeführt werden, wenn außergewöhnliche Belastungen eine erhöhte Abnutzung vermuten lassen. Wegen der fehlenden Betriebserfahrungen bietet sich das zyklische Verfahren im UHV-Bereich an, wobei die Intervalle zu Beginn ausreichend kurz anzusetzen sind.

Die ereignisorientierte Instandhaltung erzeugt meist die geringsten Kosten für die eigentlichen Instandhaltungsmaßnahmen, denn nur bei einem Fehlerereignis fallen Kosten an. Mögliche Folgekosten für Ausfall und Ersatz sind jedoch nur schwer abschätzbar. Die Wiederinbetriebnahme sollte durch geeignete Instandsetzungs-, Austausch- oder Erneuerungsmaßnahmen kurzfristig machbar sein. Diese Instandhaltungsart wird nur bei wartungsarmen oder nahezu wartungsfreien Betriebsmitteln mit hoher Zuverlässigkeit eingesetzt. Diese relativ risikoreiche Vorgehensweise kommt für den UHV-Bereich kaum in Betracht. Lässt man die Zuverlässigkeit als unbekannte Größe einmal außer Acht, ist allein angesichts der Größe der UHV-Geräte in einem Fehlerfall der erforderliche schnelle Austausch nicht gegeben.

Die zustandsorientierte Instandhaltung kann für bestimmte Betriebsmittel eine effiziente Instandhaltung sein, wenn man die Aktivitäten auf die Besonderheiten und Anforderungen des zu betrachtenden Betriebsmittels ausrichtet. Zeitpunkt und Umfang der zu ergreifenden Maßnahmen werden in diesem Fall vom Zustand des jeweiligen Objektes abhängig gemacht. Um eine solche zustandsorientierte Instandhaltung erfolgreich durchführen zu können, müssen ausreichend Informationen über die Betriebsmittel zur Verfügung stehen. Zur Beurteilung des Zustands bieten sich Betriebsmitteln an, die mit Einrichtungen zur Zustandsüberwachung und -beurteilung ausgerüstet sind oder bei denen eine Zustandsbeurteilung durch Inspektion oder Diagnosemessungen eindeutig möglich ist. Für UHV-Geräte ist in einzelnen Fällen, wie beispielsweise in Transformatoren, eine Zustandsüberwachung denkbar, allerdings ist dies mit der Einschränkung zu sehen, dass es sich um neue Geräte und damit auch um neue oder zumindest angepasste Überwachungen handeln wird, die ihre einwandfreie Funktion auch erst unter Beweis stellen müssen.

Die prioritätenorientierte Instandhaltung verknüpft Daten der aktuellen Zustandsermittlung mit weiteren Daten wie Alter, Technologie, Ersatzteilverfügbarkeit, Erfahrung des Betriebs- und Servicepersonals, netzplanerische Gesichtspunkte mit allgemeinen Betriebserfahrungen. Die wenigsten dieser Punkte liegen in UHV-Systemen vor, um diese Instandhaltungsart zu wählen. Hierzu muss erst ein breites Wissen über das gesamte Spektrum der Betriebsführung gesammelt werden, um gezielt nach Prioritäten vorgehen zu können.

## 7.2 Umwelt

Bei der Planung und dem Bau der UHV-Übertragungsleitungen sind insbesondere wegen der Größe einige Aspekte wichtig, die nicht unmittelbar mit der Übertragungsleistung und der zu bewältigenden Technik zu tun haben, sondern eher den Umweltaspekten zuzuordnen sind:

- Landverbrauch durch Trassen
- Akustische Effekte durch Korona
- Elektrische und magnetische Felder
- Visueller Eindruck und Akzeptanz

Diese Punkte sind alle unter den Gesichtspunkten von nationalen Bestimmungen und Gegebenheiten zu sehen und es sollen im Folgenden die wichtigen Eckpunkte dargestellt werden.

### 7.2.1 Landverbrauch

Die erforderlichen Schlagweiten zwischen den Leitern und zwischen Leiter und Mastkonstruktion, ebenso wie die erforderliche Länge der Isolatoren sind Eckpunkte der Mastbildgeometrie. Weiterhin sind die Schlagweiten gegen Erde und eine entsprechende Trassenbreite zu wählen, um ausreichende Sicherheit unter und neben den Leitungsführungen sicherzustellen. Zulässige Grenzwerte für die am Boden auftretenden Feldstärken direkt unter der Leitung und am Rand der Trasse müssen eingehalten werden und bestimmen den erforderlichen Landverbrauch durch die Trassenbreite; international als Right of Way (ROW) bezeichnet.

Die stark unterschiedlich ausgelegten Mastbilder sollten den jeweiligen örtlichen Gegebenheiten entsprechend optimiert sein. Eine starke Einengung der Trassenbreite ist zum Beispiel für besiedelte Gebiete vorteilhaft, um den Landverbrauch zu minimieren. Dafür ergeben sich relativ hohe Masten wie am Beispiel des japanischen Mastbildes mit zwei AC-Systemen gezeigt werden kann, wo die drei Phasen direkt übereinander angeordnet sind. Breit, aber relativ niedrig und leicht gebaut ist dagegen die italienische Variante, deren Priorität in der Anpassung an die Umgebung lag (Bild 7.5).

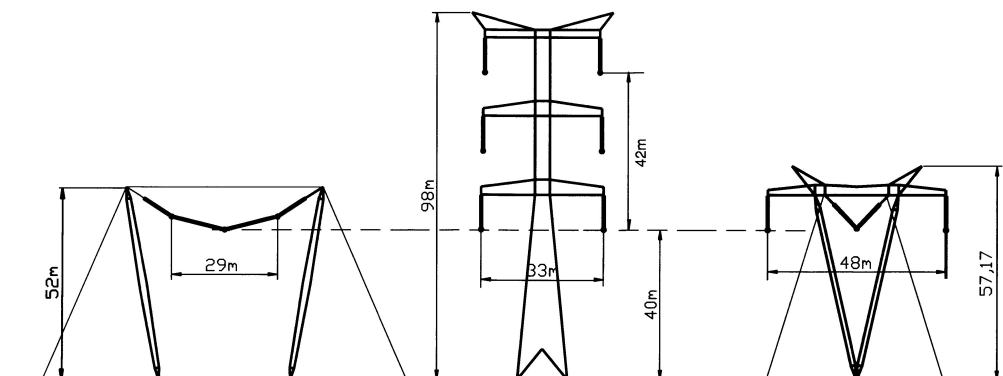


Bild 7.5 Unterschiedliche Mastbilder für UHV-AC Übertragungsleitungen (von links nach rechts: Italien, Japan, Russland) [ARD-07]

Mitentscheidend für die Trassenbreite ist selbstverständlich die zu übertragende Energiemenge, wobei die Anzahl der Systeme das Mastbild bestimmt. Bezieht man die möglichen Übertragungskapazitäten für einzelne Spannungsebenen auf den erforderlichen

Landverbrauch, wird die Attraktivität der hohen Spannungsebenen deutlich, wie in der einfachen Rechnung von [NAY-09] gezeigt wird. Ähnliche Ergebnisse sind auch in [TB 085] beschrieben. Selbst in großflächigen Ländern wie China und Indien ist der erforderliche Landverbrauch für die Trassen inzwischen eine wichtige Größe. Die auf die Trassenbreite (ROW) bezogene Übertragungskapazität (Tabelle 7.2) einer 1200 kV AC Übertragung ist mit 87 MW/m nahezu doppelt so hoch wie die 47 MW/m für eine 800 kV Übertragung. Ähnlich fällt der Vergleich bei DC-Übertragungen zwischen 500 kV und 800 kV mit 48 MW/m bzw. 91 MW/m aus. Die Unterschiede in der bezogenen Übertragungsleistung in Tabelle 7.2 zu den Trassennutzungsgraden in Tabelle 6.1 zeigt die Abhängigkeit der Betrachtungen von den jeweiligen Randparametern (z.B. Mastbild).

Tabelle 7.2 Übertragungskapazität bezogen auf den Landverbrauch (ROW) [NAY-09]

| Übertragungssystem                      |      | Drehstrom (AC) |        |         | Gleichstrom (DC) |        |
|---|------|----------------|--------|---------|------------------|--------|
|   |      | 420 kV         | 800 kV | 1200 kV | 500 kV           | 800 kV |
| Landverbrauch<br>Trassenbreite (ROW)    | m    | 46             | 64     | 92      | 52               | 70     |
| Übertragungsleistung                    | MW   | 1050           | 3000   | 8000    | 2500             | 6400   |
| Übertragungsleistung<br>bezogen auf ROW | MW/m | 23             | 47     | 87      | 48               | 91     |

## 7.2.2 Akustische Effekte durch Korona

Die hohen Betriebsspannungen und die Leitergeometrie bestimmten die maximale Feldstärke an den Übertragungsleitungen. Durch die Leiterseilquerschnitte und den Einsatz von Bündelleitern wird der effektive Krümmungsradius an der Leitung und damit die Betriebsfeldstärke reduziert. Für die Auswahl der Leiteranzahl, des Leiterquerschnitts und des Bündeldurchmessers ist eine Vielzahl von Parametern maßgeblich, wie zum Beispiel Stromtragfähigkeit, Material, Gewicht und die effektive Oberflächenfeldstärke, die den Entladungseinsatz an den Oberflächen bestimmt. Bei Überschreiten von 25 kV/cm [KUE-05] setzen erste Glimmentladungen am Leiter ein, die Funkstörspannungen (Radio Interference Voltage – RIV) bewirken und bei weiter erhöhten Feldstärken auch zu hörbaren Entladungen, zur Korona führen. Auch wenn man bei der Dimensionierung unterhalb der Glimmeinsatzfeldstärke bleibt, führen Fehlstellen am Leiter, aber insbesondere auch Wassertropfen zu einer beträchtlichen Erhöhung der Feldstärke und damit zu entsprechender Korona. Bei alle Pilotprojekten und Studien zur UHV-Technologie sind die Auswirkungen der Korona, wie Störspannungen, Verluste und die akustischen Belastungen eingehend untersucht worden [ARD-05; KLI-84; NAY-07; SCH-84; TB 085].

Die Koronageräusche sind abhängig von den Witterungsbedingungen und der Grundfeldstärke am Leiter. In [SCH-84] wird die Abhängigkeit der Geräuschemission von der Regenintensität und der Feldstärke am Leiter beschrieben. Die Ergebnisse liegen in einem Bereich von 48 dB(A) bei Schönwetter bis 64 dB(A) bei einer Regenintensität von 10 mm/h. Höhere Werte für schweren Regen erscheinen zweifelhaft, weil allein durch intensiven Regen ein entsprechend hoher Geräuschpegel ohnehin vorhanden ist. Interessant in dem Zusammenhang ist die Beobachtung in [SCH-84], dass in Schönwetterperioden Geräuschpegel von 60 dB(A) bis 65 dB(A) verursacht durch Insekten gemessen wurden.

Die akustische Belastung ist immer im Zusammenhang mit den Umgebungsgeräuschen zu sehen und deshalb schwer zu beurteilen. Vergleicht man die oben genannten Werte mit den deutschen Immissionsrichtwerten nach [TAL-10] ist zu erkennen, dass die Geräuschentwicklung bei Regen zwar oberhalb des Richtwertes für Wohngebiete (50 dB(A)), aber noch unterhalb des Wertes für Industriegebiete (70dB(A)) liegt. Der nächtliche Richtwert für Wohngebiete (35 dB(A)) wird allerdings deutlich überschritten.

### 7.2.3 Elektrische und magnetische AC-Felder

Die elektrischen Felder unter und neben den Freileitungen sind ein bestimmendes Maß für den Mastaufbau, insbesondere für die minimale Höhe des untersten Leiterseils. Die maximal zulässigen Werte unterliegen den unterschiedlichen nationalen Vorschriften oder Richtlinien der Betreiber. In Deutschland beträgt der Grenzwert nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz 5 kV/m als Effektivwert der elektrischen Feldstärke von 50 Hz-Feldern. Dieser Wert ist auch international ein häufig genannter Eckwert, der zur Bemessung der Trassenbreite herangezogen wird. Als maximale Werte direkt unter den Leitungen wird aber auch von 10 kV/m bis 15 kV/m berichtet [MAN-89; TB 085]. Differenziert wird dabei zwischen unzugänglichem Gelände und von Personen benutztem Gelände, wie am Beispiel der japanischen Leitung in Bild 7.5, wo die Grenzen bei 10 kV/m bzw 3 kV/m liegen [JÜR-99]. Über numerische Berechnungsverfahren ist es relativ einfach, bei der Leitungsauslegung entsprechende Profile der Feldstärke über der Trassenbreite zu berechnen und über die Leitungshöhe einen vorgegebenen Maximalwert einzuhalten.

Die magnetischen Felder können ebenso gut simuliert und damit in der Planung berücksichtigt werden. Für 50 Hz Magnetfelder wird im Bundes-Immissionsschutzgesetz ein Grenzwert für die magnetische Flussdichte von 100  $\mu\text{T}$  angegeben. Messungen zeigen, dass die Werte bei der Jingmen–Jindongnan 1000 kV UHV AC-Übertragungsleitung in China alle weit unter 100  $\mu\text{T}$  liegen. Allerdings wurden diese bei einer Belastung von 2800 MW gemessen, was nicht der maximalen Belastung entspricht. Lediglich in den Umspannwerken kommt es an einigen wenigen exponierten Stellen zur Überschreitungen der 100  $\mu\text{T}$ , wo dann auch die Expositionsdauer zu berücksichtigen ist. Allgemein wurde festgestellt, dass die magnetische Feldstärke mit einem Abstand von 5 m außerhalb des Schutzbereichs des Umspannwerkes den Wert von 0,6  $\mu\text{T}$  nicht überschreitet.[KER-10]

Vergleicht man Grenzwertvorgaben und Messwerte mit dem Erdmagnetfeld mit einer mittleren Flussdichte von 30  $\mu\text{T}$  bis 60  $\mu\text{T}$ , kann gesagt werden, dass die magnetischen Felder in der UHV AC-Technologie keine wesentliche Rolle spielen.

### 7.2.4 Elektrische und magnetische DC-Felder

Während für die elektrischen und magnetischen Felder von AC-Anlagen national unterschiedliche, aber eindeutige Grenzen durch die Häufigkeit der Anwendungen gegeben sind, werden für DC-Übertragungssysteme sehr unterschiedliche Werte in der Wissenschaft und den Gesundheitsorganisationen diskutiert. Erfahrungen mit Gleichfeldern in Bezug auf Energieübertragungen liegen bisher nur für Systeme bis  $\pm 500$  kV vor. Eine eindeutige Übertragung auf die  $\pm 800$  kV-Ebene steht noch aus. Die Wahrnehmungsgrenze für elektrische Gleichfelder liegt bei 20 kV/m bis 25 kV/m, zulässige Werte gehen bis 40 kV/m. Die Werte berücksichtigen allerdings nur statische Felder und keine Effekte durch Ladungsträger im untersuchten Bereich.

Bei DC-Übertragungsleitungen wird das statische elektrische Feld durch Ladungsträger beeinflusst, die durch Korona von den Leitungen freigesetzt werden. Im Gleichfeld entsteht durch die freien Ladungsträger ein Jonenstrom zwischen positiver und negativer Leitung, der auch Rückwirkungen auf das Feld in Bodennähe hat. Neben der Ladungsträgererzeugung durch die Hochspannung wird der Jonenstrom auch sehr stark von den Umgebungsbedingungen (z.B. Wind, Regen) beeinflusst, was eine eindeutige Festlegung durch Messwerte erschwert. Auf der Basis von Werten, nach denen Freileitungen der unteren Spannungsebenen mit Feldstärken von bis zu 27 kV/m und Jonenstromdichten bis 100 nA/m<sup>2</sup> ausgelegt worden sind und bei denen keinerlei negative Effekte festgestellt wurden, werden für  $\pm 800$  kV DC-Leitungen 25 kV/m und 100 nA/m<sup>2</sup> als anzustrebende Grenzen für öffentlich zugängliche Bereiche vorgeschlagen.

Für magnetische Felder werden für öffentliche Bereiche 40 mT und für Betriebsbereiche mit zeitlich begrenzter Aufenthaltsdauer 100 mT vorgeschlagen, wobei davon ausgegangen wird, dass diese durch  $\pm 800$  kV DC-Systeme nicht erreicht werden. Die relativ hoch erscheinenden Werte im Vergleich zu AC-Feldern resultieren aus verschiedenen Untersuchungen mit sehr hohen magnetischen Gleichfeldern (bis 2,0 T), bei denen keine biologischen Auswirkungen festgestellt werden konnten.[TB 417]

### 7.2.5 Visueller Eindruck und Akzeptanz

Neben den technischen Aspekten sind der visuelle Eindruck und die Akzeptanz in der Bevölkerung bei Übertragungsleitungen dieser Größenordnung zu bedenken. Im italienischen Projekt sind auch aus diesem Grund umfangreiche Untersuchungen durchgeführt worden, um einen optisch möglichst leichten Mast zu gestalten. Das Ergebnis ist der in Bild 7.5 dargestellte AC-Mast, der relativ niedrig ist und durch die Abspannungen mit einer geringen Stahlmenge auskommt. Trotz solcher Anstrengungen würde in Europa und Nordamerika das Genehmigungsverfahren und der Bau sicherlich weit mehr als zehn Jahre in Anspruch nehmen. Da in China und Indien staatlich gelenkten Planungen und Genehmigungen wesentlich schneller abgewickelt werden und die Leitungen über lange Entfernungen durch wenig besiedelte Gebiete geführt werden, sind visueller Eindruck und Akzeptanz dort sicherlich weniger maßgebenden Faktoren.

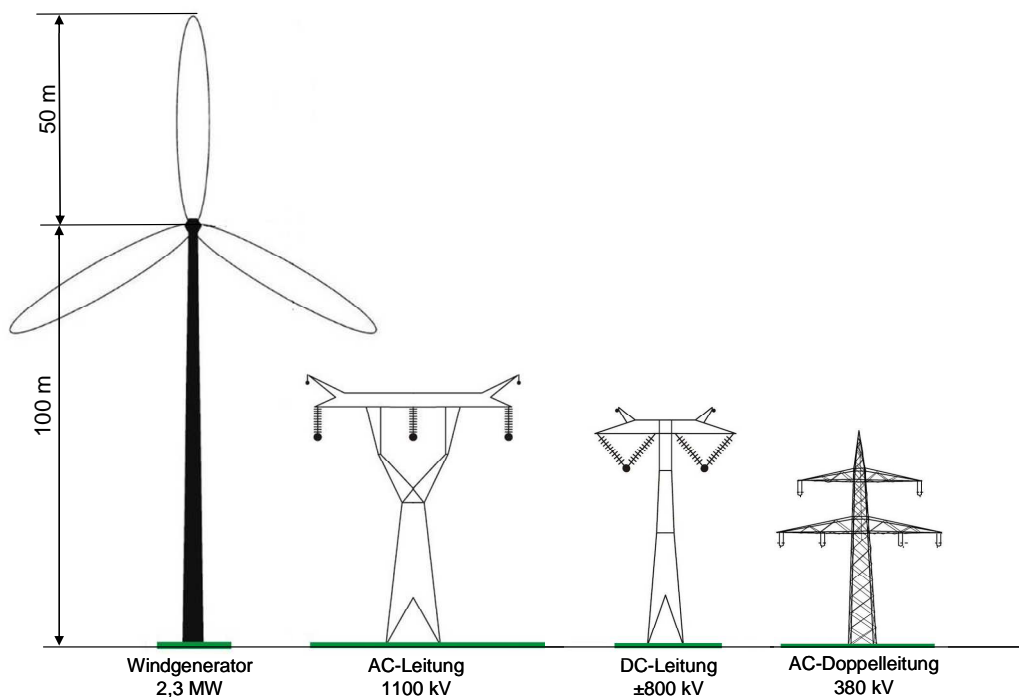


Bild 7.6 Größenvergleich von Windkraftanlage zu Hochspannungsmasten

In der öffentlichen Diskussion wird ein wesentliches Kriterium in dicht besiedelten Gegenden, wie Europa, die Akzeptanz in der Bevölkerung sein. In Bezug auf elektrische und magnetische Felder, Geräuschentwicklung und Störspannungen durch Korona sind erdverlegte Systeme wie Kabel und GIL eindeutig im Vorteil. Bei einer Freileitung können durch entsprechende technische Maßnahmen die gesetzlichen Vorgaben eingehalten werden. Der sicherlich als störend empfundene visuelle Eindruck von Freileitungen kann dagegen nur in begrenztem Maß durch die Mastgestaltung beeinflusst werden. Inwieweit der weithin sichtbare Anblick einer Freileitung subjektiv ist, zeigt sich an der steigenden Anzahl von installierten Windkraftanlagen, die weitgehend akzeptiert werden. Sie sind in der Regel weit höher und können auch ebenso zahlreich sein wie eine Reihe von Hochspannungsmasten. Einen Größenvergleich zwischen einem 2,3 MW-Windgenerator, je einem AC- und DC-

Mastbild aus China und einem in Europa üblichen Mastbild für zwei 380 kV AC-Systeme zeigt Bild 7.6. Die Masthöhen sind stark von den Aufstellungsbedingungen abhängig und sind deshalb hier nur als beispielhafter Größenvergleich zum Windgenerator mit einer Nabenhöhe von 100 m dargestellt.

Bezüglich der Verträglichkeit einer Trasse mit der Natur sind Vorteile für die Freileitungen zu sehen. Unter den Leiterseilen kann im laufenden Betrieb die Trasse weitgehend naturbelassen bleiben, lediglich eine maximale Bewuchshöhe ist sicherzustellen. Bei einer Kabel- oder GIL-Trasse dagegen ist für die Verlegung und Durchführung der Inbetriebnahmeprüfungen vor Ort eine für Schwertransporte ausgelegte Straße erforderlich, die nach Ende der Bauarbeiten sicherlich nicht beseitigt wird, zumal sie auch später für eventuelle Reparaturen erforderlich ist. Weiterhin müssen die Trassen dauerhaft frei von jeglicher Bebauung bleiben und von tief wurzelnden Gehölzen freigehalten werden. Aus Beton errichtete Muffenbauwerke für Kabelsysteme, Kompensationsanlagen und Prüfanschlusspunkte für GIL-Systeme stellen einen weiteren erheblichen Eingriff in Grund und Boden dar.

### 7.3 Kosten

Die Kosten für Energie-Übertragungssysteme hängen von vielen verschiedenen Faktoren ab und variieren darüber hinaus stark von Land zu Land. Kostenvergleiche aus der Literatur sind deshalb immer vor dem Hintergrund der betrachteten Anwendungen zu sehen. In Folgenden sollen deshalb nur einige Faktoren betrachtet werden, um die maßgeblichen Einflüsse für die Kostenstruktur der verschiedenen Systeme aufzuzeigen.

Die Gegenüberstellung von AC- zu DC-Übertragung mit der Betrachtung von Anlagen und Leitungskosten wird in vielen Literaturstellen gezeigt und führt zu dem Ergebnis, dass ein DC-Übertragungssystem ab einer Übertragungsstrecke von 500 bis 1000 km günstiger als eine AC-Übertragung ist. Durch den flachen Verlauf der Kostenkennlinien in Abhängigkeit von der Entfernung verschiebt sich der Schnittpunkt deutlich durch den Kostenansatz für einzelne Parameter.

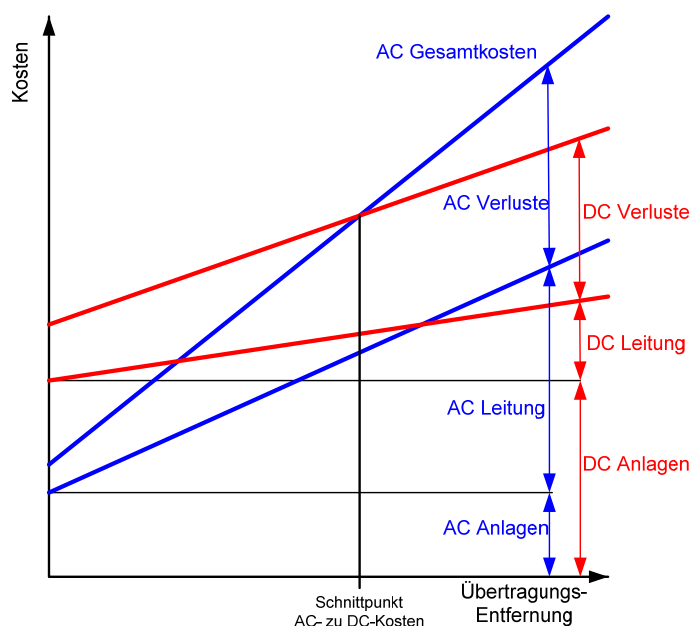


Bild 7.7 Schematischer Kostenvergleich für AC- und DC-Übertragung

Bild 7.7 zeigt den prinzipiellen Verlauf der Kostenkennlinien bei einem Vergleich von AC- und DC-Übertragung unter Einbeziehung der Kostenblöcke

- Anlagen
- Übertragungsleitung
- Verluste

Grundlegend bei allen Betrachtungen ist, dass die Anlagenkosten, d.h. die Konverterstationen bei einer DC-Übertragung wesentlich kostenintensiver als eine AC-Umspannanlage sind. Die Leitungskosten sind dagegen bei der AC-Übertragung höher, was zum einen bedingt ist durch die Leitung selbst mit der höheren Leiterzahl und dem damit verbundenen Mastaufbau bei einem Drehstromsystem und zum anderen durch die erforderlichen Blindleistungskompensation für lange Leitungen [SIE-05].

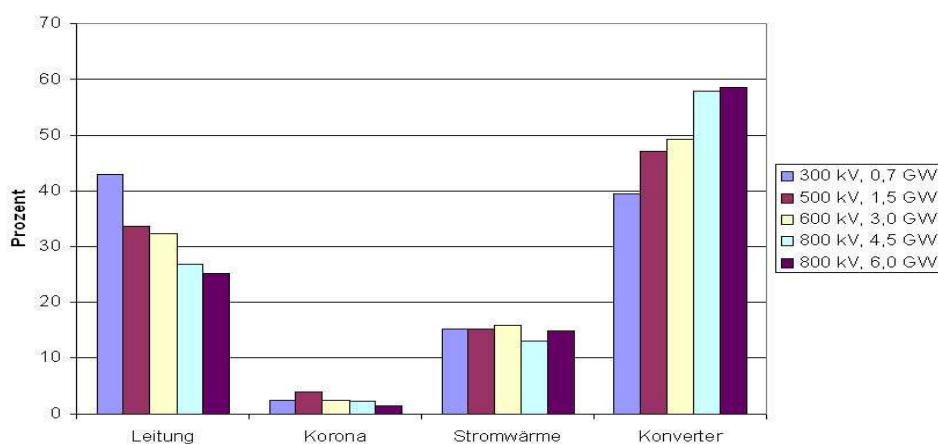


Bild 7.8 Kostenblöcke von DC-Übertragungen in Abhängigkeit von der Betriebsspannung und Leistung für eine Übertragungsentfernung von 1500 km nach [TB 388]

In [TB 388] sind die Kostenansätze für DC-Projekte ausführlich beschrieben. Bild 7.8 zeigt zum Beispiel die Kostenaufteilungen in Relation zur Spannungshöhe und Energiemenge für DC-Anlagen bezogen auf ein Jahr. Deutlich werden hierbei die Reduzierung der Leitungskosten mit steigender Übertragungsspannung und das umgekehrte Verhalten für die Konverterstationen. Die Verluste durch Korona und Stromwärme sind im Verhältnis zu den Investitionen für Leitung und Station vergleichsweise gering und durch eine optimierte Dimensionierung der Bündelleiter von der Spannungshöhe unabhängig. Anzumerken ist hier, dass allein die Stromwärmeverluste von der Auslastung des jeweiligen Systems abhängig sind. Die freigesetzte Wärme in den Leiterseilen steigt quadratisch mit dem fließenden Strom in dem entsprechenden Leiterquerschnitt. Alle anderen Kosten sind unabhängig von der Auslastung.

Die Verluste einer AC-Übertragung liegen im Vergleich zur DC-Übertragung wesentlich höher. In [FLE-09] werden AC- und DC-Systeme verschiedener Spannungsebenen und Übertragungslängen unter dem Gesichtspunkten der Übertragung hoher Energiemengen in den USA gegenübergestellt. Der Vergleich zwischen  $\pm 800$  kV DC mit 765 kV AC bei voller Auslastung über 1290 km (800 Meilen) zeigt für die AC-Übertragung 85 % höhere Übertragungsverluste. Verlässliche Daten für eine AC-Übertragung bei 1100 kV oder 1200 kV liegen noch nicht vor. Durch die höhere Übertragungsspannung werden die AC-Verluste zwar verringert, aber es ist naheliegend, dass sie immer noch oberhalb der DC-Werte liegen.



## Zusätzliche Aspekte zur Technologie-Auswahl

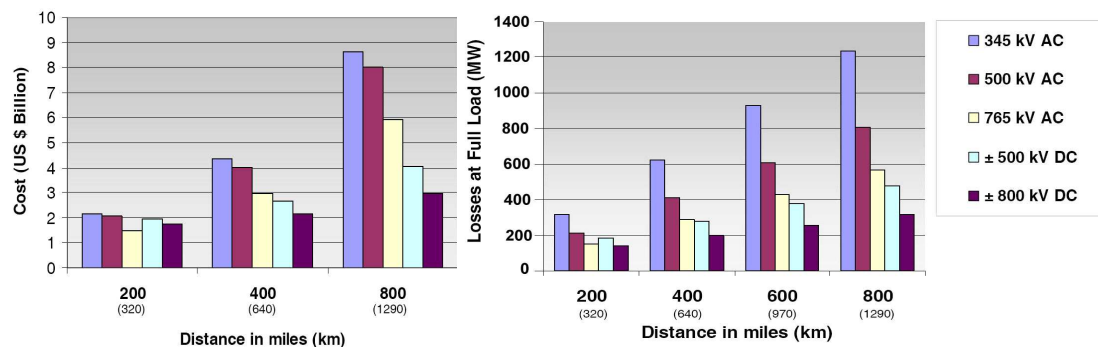


Bild 7.9 Projektkosten und Verluste für AC- und DC-Übertragungen in Abhängigkeit von der Leitungslänge [FLE-09]

Ebenfalls in [FLE-09] werden für DC-Anlagen das drei bis sechsfache der AC-Anlagenkosten abgeschätzt. Damit ergibt sich bei einer Gegenüberstellung der gesamten Projektkosten einer Übertragung von 6000 MW über 1290 km für die DC-Anlagen ein ca. 50 % geringerer Aufwand als für AC-Anlagen.

Die oben gezeigten Kostenvergleiche gehen von einer Freileitungsübertragung aus. Unter dem Gesichtspunkt eines dicht besiedelten Gebietes mit geringer Akzeptanz für neue Freileitungstrassen wurden für den deutschen Raum die Möglichkeiten zur Einspeisung von Offshore-Windenergie in das bestehende AC-Verbundsystem im Auftrag der Deutschen Netzagentur untersucht und in der dena-Studie II [DEN-10] detailliert beschrieben.

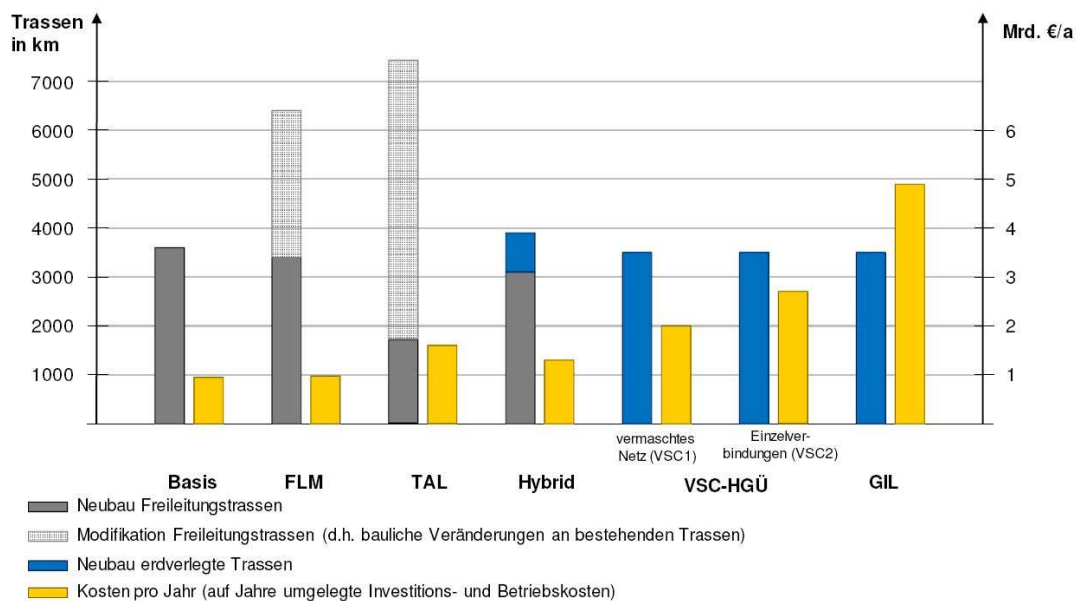


Bild 7.10 Erforderliche Trassen und jährliche Kosten für Varianten im deutschen Netzausbau zur Einbindung von Offshore-Windenergie [DEN-10]

Neben dem Ausbau des 380 kV Freileitungsnetzes als Basisannahme werden zum erforderlichen Netzausbau folgende Alternativen betrachtet (Bild 7.10):

- FLM und TAL: Freileitungsmonitoring (FLM) und Hochtemperaturleiterseile (TAL) zur Erhöhung der Übertragungsleistung bestehender Freileitungstrassen
- Hybrid: Eine Fernübertragungsstrecke (Overlay-Trasse) mit hoher Leistung kombiniert mit konventionellen 380 kV Freileitungstrassen

- VSC-HGÜ: DC-Übertragung als vermaschtes Netz (VSC1) und mit Einzelverbindungen (VSC2) auf Basis von Kabelstrecken
- GIL: Gasisolierte Leitung im AC-Netz

Die Kostenbetrachtung in der Studie beinhaltet alle Investitions-, Betriebs- und auch Planungskosten, die vor dem Hintergrund des Anstiegs der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 anfallen würden. Wegen der Gesamtheit der Betrachtung sollen hier keine Rückschlüsse auf Details gezogen werden. Was aber in Bild 7.10 deutlich wird ist, dass die Varianten mit Erdverlegung (HGÜ und GIL) entscheidend kostenintensiver sind als die Freileitungsvarianten. Allein für die Übertragungsstrecken ist z.B. bei einem Vergleich zwischen Freileitung und GIL-Erdverlegung mit einem Faktor von 7 bis 10 zu rechnen [VÖL-01].

Die betrachtete GIL-Lösung sticht mit den nahezu doppelten Investitions- und Betriebskosten im Vergleich zu den DC-Kabellösungen besonders hervor. Ausschlaggebend dafür werden der hohe Materialeinsatz und auch der Aufwand für die Blindleistungskompensation sein. Nicht betrachtet wurde in der Studie die Möglichkeit einer DC-GIL Variante, wie sie als zukünftige Möglichkeit in Abschnitt 6.1.2 beschrieben ist. Die dadurch mögliche hohe Übertragungskapazität und die Vermeidung der Blindleistungskompensation bieten sich als Möglichkeit für die Hybrid-Lösung an. Als eine leistungsstarke Übertragungsstrecke könnte eine DC-GIL als Rückgrad des Energietransports von den Offshore-Erzeugern an der Küste in ein Ballungsgebiet in Mitteldeutschland dienen.

## 8 Resümee

Als grundlegende Anforderungen für die AC-Spannungsebenen im UHV-Bereich mit 1100 kV und 1200 kV sind die Bemessungsspannungen in der Norm zur Isolationskoordination (IEC 60071-1) festgelegt. Gerätespezifische Anforderungen werden in Form von Ergänzungen oder Überarbeitungen in die Normung einbezogen.

Die festgelegten Spannungspegel resultieren aus Studien und Anwendungen einzelner Länder und decken einen weiten Bereich für die Spannungsebenen 1100 kV und 1200 kV ab. Obwohl die beiden Spannungsebenen sehr nahe beieinander liegen, werden sich die Anforderungen bezüglich der Hochspannung bei Gerätedimensionierungen nur schwer kombinieren lassen.

Im Bereich der DC-Anwendungen, bei der auch der Vorstoß in den UHV-Bereich mit der Realisierung von  $\pm 800$  kV-Verbindungen stattfindet, ist nach Gründung eines eigenen technischen Komitees eine Standardisierung geplant. Bisher existiert im Bereich der Hochspannung lediglich eine Technische Spezifikation ohne Festschreibung konkreter Stehspannungswerte.

Von den in der Isolationskoordination verwendeten **Korrekturfaktoren** ist insbesondere der Faktor für die atmosphärischen Bedingungen zu hinterfragen. Gezeigt wird, dass die lineare Abhängigkeit von der Luftdichte nach heutiger Praxis ausreichend genau ist. Die Korrektur des nichtlinearen Verhaltens von hohen Schaltstoßspannungen basiert dagegen auf Vereinfachungen, die für den UHV-Bereich eine Überarbeitung im Zusammenhang mit dem Verfahren zur Klimakorrektur für Prüfspannungen erforderlich machen.

Der Korrekturfaktor für die Sicherheit mit den empfohlenen Werten für interne und externe Isolation bietet in Kombination mit dem atmosphärischen Korrekturfaktor die Möglichkeit, die standardisierten Bedingungen für Geräte bis 1000 m Höheraufstellung einheitlich für die innere und äußere Isolation zu gestalten. Die weitergehende **Höhenkorrektur über 1000 m** nach der Gerätenorm IEC 62271-1 steht grundsätzlich nicht im Widerspruch zur Isolationskoordination. Lediglich die Erfassung der Nichtlinearität für Schaltstoßspannungen bedarf einer Vereinheitlichung in den Normen.

### ANFORDERUNGEN

Beim Vergleich der **Bemessungsspannungen** im UHV-Bereich zu den niedrigeren Spannungsebenen ist eine starke Reduzierung der Werte in Relation zur Betriebsspannung für nahezu alle Prüfspannungen zu erkennen. Möglich wird das durch die einfache Topologie der UHV-Netze und den Einsatz der Möglichkeiten zur Reduzierung von Überspannungen, wie die Bedämpfung von Schaltüberspannungen durch Widerstände und den Einsatz von Ableitern mit unkonventionell niedrigen Schutzpegeln.

Die **Blitzstoßspannung** als dimensionierende Größe für die innere Festigkeit der Geräte wird bezüglich ihrer Amplitude und Steilheit im UHV-Bereich hinterfragt. Die Höhe der berechneten Blitzüberspannungen im Netz basiert in der Regel auf der Annahme einer Steilheit im Bereich von 1 kV/ $\mu$ s. Nicht berücksichtigt werden dabei die Entladungsphysik und die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten der hohen Steilheiten. Aufgrund der Randbedingungen in UHV-Anlagen können geringere Steilheiten angesetzt werden, was niedrigere Amplituden zur Folge hat. Eine Verringerung der Blitzstoßamplitude und/oder der Steilheit kann einen erheblichen Einfluss auf die Gerätekonstruktionen haben. Für gasisolierte Schaltanlagen (GIS) beispielsweise ist die Blitzstoßamplitude die dimensionierende Größe in den Gasstrecken. Die innere Isolation von Transformatoren, Wandlern und gesteuerten Durchführungen kann besonders von einer Verlängerung der Stirnzeit profitieren, da die Belastung der Anfangswindungen bzw. -beläge reduziert wird.

Für die Dimensionierung der externen Isolation sind die Blitzstoßanforderungen von untergeordneter Bedeutung, da die Schlagweiten ohnehin durch die Schaltstoßspannungen oder den Kriechweg bestimmt werden.

Die **Schaltstoßspannung** ist bestimmend für die externe Isolation, d.h. für die Schlagweiten von reinen Luftstrecken und die Abmessungen der Geräteisolatoren. Aus diesem Grund ist die Korrektur der Spannungswerte bei großen Aufstellungshöhen von besonderer Bedeutung, woraus in der Regel eine Erhöhung der Schlagweiten resultiert.

Wegen des nichtlinearen Zusammenhangs zwischen Schaltstoßfestigkeit und Schlagweite ist eine Vorausberechnung der erforderlichen Schlagweiten nur eingeschränkt möglich. Bei der Berechnung von Schlagweiten ergeben sich Unsicherheiten durch den Ansatz des **Formfaktors** und der **Standardabweichung**. Anhaltswerte können der IEC 60071-2 entnommen werden, müssen für eine praktische Anwendung aber verifiziert werden. Experimentelle Untersuchungen zeigen, dass auch bei Wahl eines ausreichend korrekten Formfaktors der Ansatz der Standardabweichung einen erheblichen Einfluss auf die sichere Stehspannungsfestigkeit hat. Abhängig von der Homogenität der Isolieranordnung kann die Standardabweichung weit über den empfohlenen Wert von 6 % steigen. Da bei den Berechnungen von der 50%-Durchschlagspannung ausgegangen wird, resultiert aus einer großen Standardabweichung eine sehr niedrige Stehspannung für eine gegebene Schlagweite. Grundsätzlich ist zu hinterfragen, ob die 10%-Durchschlagspannung, die allgemein als Stehspannung definiert wird, ausreichend für eine sichere Dimensionierung ist. Der Nachweis eines Stehvermögens im Bereich einer 2%-Durchschlagspannung hat sich in der experimentellen Praxis bewährt.

Zahlreiche Untersuchungen an Spitze-Platte-Anordnungen bilden die Basis für den rechnerischen Ansatz zur Schlagweitenbestimmung. Dabei zeigt sich die Abhängigkeit der Durchschlagspannung von der Zeit bis zum Scheitelwert. Mit zunehmender Spannung und Schlagweite verschiebt sich das Minimum der Durchschlagfestigkeit zu größeren Scheitelzeiten bis weit über den Normstoß mit 250  $\mu\text{s}$  Scheitelzeit hinaus. Diese sogenannten **kritischen Durchschlagspannungen** haben Scheitelzeiten bis über 800  $\mu\text{s}$ . Eindeutig ist dieses Verhalten für Spitze-Platte-Anordnungen nachgewiesen. Für homogenere Anordnungen und bei Vorhandensein von Isolatoren in der Isolierstrecke ist die Abhängigkeit der Durchschlagspannung von der Scheitelzeit nur eingeschränkt oder gar nicht zu beobachten, so dass dieser Effekt nur mit Einschränkungen zu berücksichtigen ist.

Im Gegensatz zu den niedrigeren Spannungsebenen, wo die Isolatorabmessungen im Wesentlichen durch die Schaltstoßspannung bestimmt werden, kommt der Dimensionierung auf Basis der **Fremdschicht** in der UHV-Technik eine wesentlich höhere Bedeutung zu. Eine fremdschichtssichere Profilgestaltung bedingt eine entsprechend große Schlagweite, die nicht unmittelbar durch die Schaltstoßschlagweiten gegeben ist. Damit kann die Fremdschichtanforderung maßgebend für die Isolatorabmessungen werden, wenn eine hohe Fremdschichtforderung mit niedriger Schaltstoßforderung zusammentrifft. Insbesondere für DC-Isolatoren wird das der Fall sein, wo zwar noch keine genormten Werte für Fremdschicht und Stehspannung vorliegen, aber die praktischen Erfahrungen bereits diesen Weg weisen.

Die dauernd anliegende **Wechselspannung** im Betrieb findet ihren Niederschlag als dimensionierende Größe im Langzeitverhalten der Geräte, was sowohl die innere Isolation, als auch die äußere Isolation in Bezug auf Fremdschichtbelastung betrifft. Die gegenüber der Betriebsspannung erhöhte Prüfwechselspannung dient primär der Qualitätskontrolle in der Stückprüfung und hat nur eine unscharfe Relation zur betriebsmäßigen Belastung. Die in den UHV-Anwendungen und in der Normung genannten Werte für die Prüfung gegen Erde liegen nur noch bei der verketteten Spannung (Leiter-Leiter-Spannung). Betriebsmäßige zeitweilige Spannungserhöhungen sind damit abgedeckt, aber aus Sicht der Qualitätskontrolle kann das zu einer Qualitätsminderung im Vergleich zu den unteren Spannungsebenen führen.

Bezüglich der Prüfung von DC-Geräten mit **Gleichspannung** bestimmen wegen der fehlenden Normung etablierte Werte aus der Praxis die Spannungshöhen. Bei der externen Isolation ist die Prüfgleichspannung wegen der großen Kriechwege und damit Schlagweiten nicht bestimmend. Betriebsrelevant ist dagegen die Gleichspannungsprüfung mit Polaritätsumkehr für die innere Isolation. Beim Polaritätswechsel sind die Isoliersysteme entsprechend ihrer kapazitiven Feldverteilung belastet, wohingegen für den DC-Dauerbetrieb die resistive Feldverteilung maßgebend ist.

### PRÜFTECHNIK

Zur Prüfung der hochspannungstechnischen Anforderungen an UHV-Geräten stehen weltweit nur sehr wenige Möglichkeiten zur Verfügung, so dass alternative Prüfverfahren für Entwicklungs- und Typprüfungen verstärkt eingesetzt werden müssen. Aber auch mit den nötigen Einrichtungen stoßen die genormten Prüfverfahren aus der heutigen Praxis an Grenzen.

Bei der **Blitzstoßspannung** führt die räumliche Ausdehnung der Prüfkreise zu einem Überschwingen in der Spannungsform. Zur Vermeidung sind verlängerte Stirnzeiten für reproduzierbare und vergleichbare Prüfungen erforderlich. Eine Erweiterung der Toleranzen für Stirnzeit und Überschwingen ist lediglich eine Maßnahme zur Erreichung der linearen Fortschreibung der Anforderungen aus den unteren Spannungsebenen auf die UHV-Ebenen. Das generelle Erfordernis der steilen Blitzstoßstirnzeiten ist vor dem Hintergrund der im Betrieb möglichen Blitzüberspannungen fragwürdig. Bereits bei einer Verdopplung der Stirnzeit auf  $2,4 \mu\text{s}$  müsste die Spannungsform ohne Überschwingen realisierbar sein.

Bei Prüfungen mit positiver **Schaltstoßspannung** im Bereich von 2 MV stellen abirrende Überschläge erhöhte Anforderungen an die Sicherheit. Die ohnehin großen Schlagweiten am Prüfobjekt sind nicht zwangsläufig die bevorzugten Überschlagspfade, so dass Entladungen unabhängig vom unbeeinflussten Feldverlauf in alle Richtungen vorwachsen und weit größere Schlagweiten überbrücken können.

Für die Erzeugung der hohen **Prüfwechselspannungen** bieten sich Resonanzanlagen anstelle von Prüftransformatoren an. Für die Zulässigkeit von Frequenzen außerhalb des Bereichs der Betriebsfrequenz sind die unterschiedlichen Isoliermedien und das Ziel der jeweiligen Prüfung zu hinterfragen. Für gasisolierte Anlagen und Betriebsmittel zum Beispiel können erhöhte Frequenzen ohne Einschränkungen in der Qualitätskontrolle eingesetzt werden.

Bei der Prüfung von Schaltstrecken mit Stoß- gegen Wechselspannung ist wegen der großen Kapazitäten der Prüflinge eine leistungsstarke Wechselspannungsquelle erforderlich, um das Einbrechen der Wechselspannung durch die kapazitive Kopplung minimieren zu können. Um den hohen apparativen Aufwand für diese spezielle Prüfung zu vermeiden, müssten alternative Lösungen für die Prüfung der Schaltstrecken gesucht werden.

Für **Gleichspannungsprüfungen** gibt es in den Normen bisher nur wenige Vorgaben, was dem Stand der gesamten Standardisierung für Gleichspannung entspricht. Die anspruchsvollste Prüfung beinhaltet den schnellen Polaritätswechsel, der entsprechend hochwertige Prüfeinrichtungen erfordert.

Sowohl für **Störspannungs-** als auch für **Teilentladungs-Messungen** nach Norm sind geschirmte Prüfhallen erforderlich. Bei der Beurteilung der Störspannung könnte abweichend von der normativen Forderung auf eine visuelle Beurteilung ausgewichen werden, so dass eine Schirmung nicht zwingend erforderlich ist. Die TE-Messung ist selbst bei guter Schirmung im UHV-Bereich nur schwer zu realisieren und besitzt zudem wegen der ungünstigen Auskopplung der Entladungen nur eine eingeschränkte Aussagekraft über die verursachende Fehlstelle. Die UHF-Messtechnik stellt eine alternative Überprüfung der Qualität dar, ist jedoch normativ nicht erfasst.

Nicht realisierbar sind die bei der **Regenprüfung** nach Norm geforderten Parameter für sehr große Prüflinge. Möglich erscheint hier die Beurteilung eines Isolators unter Regen auf Basis eines Vergleichs von verkürzten Isolatoren unter trockenen und berechneten Bedingungen oder auf Basis der Parameter für die Schirmgeometrie, wie es für das Fremdschichtverhalten möglich ist. Für **Fremdschichtprüfungen** ist es wegen des linearen Zusammenhangs zwischen Kriechweg und Stehspannung möglich, einzelne Komponenten zu prüfen und das Ergebnis auf die gesamte Isolierstrecke zu übertragen.

Die **Klimakorrektur** nach IEC 60060-1 ist ein schematisiertes Verfahren, das in einem nahen Bereich zur Referenzatmosphäre ausreichend genau ist. Für hohe Luftfeuchten und geringe Luftdichten werden Einschränkungen gemacht. Für den UHV-Bereich kommen die extrem hohen Spannungen und Schlagweiten erschwerend hinzu. Insbesondere für die dimensionierende Schaltstoßspannung ist eine Überarbeitung erforderlich, die aus einer gezielten Auswertung von Versuchen aus der Vergangenheit und gegebenenfalls ergänzenden Untersuchungen resultieren kann.

Für Schlagweiten, die zum Beispiel wegen Kriechwegforderungen wesentlich größer als die erforderlichen Schlagweiten ausgelegt sind, kann das Korrekturverfahren keine korrekten Werte liefern, weil es auf einem Vergleich zu den physikalischen Durchschlagsprozessen der gegebenen Schlagweite basiert. Die strikte Anwendung der Klimakorrektur ist in solchen Fällen ohnehin fragwürdig, ebenso wie die Korrektur bei der Prüfung mit Blitzstoßspannung, bei der es um den Nachweis der inneren Isolierfestigkeit geht.

Für die Einhaltung einer ausreichend geringen **Messunsicherheit** werden durch die Größe der Prüfkreise praktische Grenzen erkennbar. Die Linearität des Messsystems und der Näherungseffekt lassen sich nur mit Einschränkungen nachweisen.

Wegen der Grenzen in der Hochspannungsprüftechnik sind **alternative Nachweise** der Spannungsfestigkeit erforderlich. Generell sollte die Akzeptanz für Prüfungen außerhalb der normativen Vorgaben erhöht werden. Beispielsweise bieten sich Prüfungen an einzelnen Komponenten der Geräte an und es können Nachweise über Simulationen geführt werden. Die Einflussparameter zur Erzielung hinreichend genauer Nachweise müssen dabei für jeden Einzelfall betrachtet und bewertet werden. Am Beispiel eines mehrfach unterbrechenden Leistungsschalters werden Möglichkeiten für eine Halbpolprüfung mit dem Ergebnis betrachtet, dass Teile einer Hochspannungstypprüfung auf diese Weise durchführbar sind. Simulationsergebnisse mit dem Hintergrundwissen von Prüfungen an vergleichbaren Anordnungen können zweifelsfrei als alternative Nachweise eingesetzt werden.

## TECHNOLOGIEAUSWAHL

Die hochspannungstechnischen Anforderungen an Geräte und Anlagen und auch die Betrachtungen zur Hochspannungsprüftechnik basieren weitgehend auf der **AC-Technologie**. Sie lassen sich in den meisten Punkten auf die relativ junge **DC-Technologie** übertragen. Der Vergleich beider Technologien zeigt, dass die Übertragung großer elektrischer Energiemengen über weite Distanzen sowohl mit UHV AC als auch mit UHV DC technisch möglich ist. Ein DC-System ist prädestiniert für die Punkt-zu-Punkt Übertragung großer Energiemengen über weite Distanzen, während es mit einem AC-System zusätzlich möglich ist, Netze aufzubauen und damit auch die Versorgung in den Gebieten zwischen den Erzeuger- und Verbraucherschwerpunkten zu ermöglichen. Letztlich wird es in vielen Fällen zu einem Parallelbetrieb führen, um die Vorteile beider Systeme zu nutzen.

Bei der Betrachtung der möglichen **Übertragungsmedien** überwiegen die technischen Vorteile einer UHV DC-Freileitungsübertragung gegenüber der AC-Übertragung, bei der eher die Vorteile im Anlagenaufbau zu sehen sind. Die Ausführung der **Schaltanlagen** in Freiluft- oder gasisolierter Technik wird sehr stark von den Aufstellungsbedingungen geprägt sein.

Verschmutzung, Flächenbedarf und Höheraufstellung werden verstärkt zum Einsatz der gekapselten Technik führen.

Bei der hochspannungstechnischen Auslegung der **GIS** ist die Gasisolation auf Grund von Erfahrungen relativ einfach realisierbar und überprüfbar. Die Feststoffisolation beinhaltet Risiken in Bezug auf Alterung, was durch hohe Anforderungen an das Herstellverfahren kompensiert werden muss.

Bezüglich der Vorgänge beim Schalten von gasisolierten Trennschaltern sind insbesondere bei den sehr hochfrequenten Überspannungen (VFT) noch weitergehende Untersuchungen erforderlich. Der unmittelbare Vergleich der **VFT-Überspannungen** mit den Blitzstoßspannungen ist wegen der physikalischen Vorgänge des hochfrequenten Vorgangs differenziert zu betrachten. Nur in Anlagen mit Störstellen werden die VFT-Überspannungen Auswirkungen zeigen, wo aber auch eine entsprechende Blitzüberspannung zur Störung führen wird.

Überspannungsableiter und Leistungsschalter sind zwei wesentliche **Komponenten** in den Anlagen, die die Höhe der Überspannungen bestimmen. Für den UHV-Bereich entwickelte Überspannungsableiter werfen viele Fragen in Bezug auf Auslegung und Überprüfung auf, die mit den aktuellen Standards nicht zufriedenstellend beantwortet werden können. Die Vorzüge der UHV-Ableiterauslegung können zukünftig auch für die Isolationskoordination in den unteren Spannungsebenen von Nutzen sein.

Der konventionelle Einsatz von Leistungsschaltern mit Ein- und Ausschaltwiderständen ist mitbestimmend für die Höhe der Schaltüberspannungen. Das bisher wenig etablierte gesteuerte Schalten bietet weitere Möglichkeiten für eine Reduzierung der Betriebsbeanspruchungen. Weitere relativ junge Techniken bieten sich allein wegen der erforderlichen Baugrößen und damit verbundenen Massen für den Einsatz in den UHV-Netzen an, wie zum Beispiel Verbundisolatoren und elektro-optische Wandler.

Bei der Netzplanung und der **Technologie-Auswahl** sind neben den technisch-physikalischen Eigenschaften auch Sicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltbeeinflussungen zu berücksichtigen. Für eine sichere Betriebsführung und zur Vermeidung von Störfällen bietet sich für UHV-Systeme, bei denen eine hohe Anforderung an die Zuverlässigkeit und die Sicherheit eines Betriebsmittels erforderlich ist, eine zyklische Instandhaltung an. Wegen der fehlenden Grundlagen an Erfahrung müssen dabei die Instandhaltungszyklen zunächst relativ kurz gewählt werden.

Bei der Betrachtung der **Störungsstatistik** von Hochspannungsgeräten ist ein stetiger Anstieg mit steigender Spannungsebene zu sehen. Auf Basis von Fehlerraten an Leistungsschaltern und gasisolierten Anlagen wird über eine Trendaussage ein hohes Risiko für die UHV-Geräte deutlich. Folgt die Fehlerhäufigkeit dem exponentiellen Trend, ist bei den Leistungsschaltern eine um den Faktor 7 und für die GIS eine um den Faktor 4 höhere Fehlerhäufigkeit für 1100 kV gegenüber 550 kV zu erwarten.

Zusätzliche Aspekte bei der Technologieauswahl sind die Beeinträchtigungen der **Umwelt**, die stark von den nationalen Bestimmungen und der gesellschaftlichen Akzeptanz bestimmt werden. Akustische Effekte durch Korona und elektrische und magnetische Felder können durch eine entsprechende Bauweise der Leitungen innerhalb vorgegebener Grenzen gehalten werden. Der visuelle Eindruck von Freileitungen dagegen ist rein subjektiv, und die Akzeptanz setzt ein nötiges Verständnis für den Einsatz solcher Techniken voraus. Diese zusätzlichen Aspekte werden für die Technologieentscheidung in viel stärkerem Maß bei einer europäischen Lösung zur Übertragung großer Energiemengen ausschlaggebend sein als in den weitgehend dünn besiedelten Gebieten Asiens, wo die ersten Übertragungstrecken zurzeit in Betrieb genommen werden.

Die **Investitions- und Betriebskosten** werden von der zu übertragenden Energiemenge und der Übertragungslänge dominiert und müssen für jeden Anwendungsfall einzeln betrachtet werden. Bei den Investitionskosten für Anlagen und Übertragungsleitungen muss zum

Beispiel der erforderliche Flächenbedarf in Abhängigkeit von den geographischen Gegebenheiten sehr unterschiedlich gewichtet werden. Die Betriebskosten beinhalten Wartung und Instandhaltung, sowie die von der Übertragungslänge und der Auslastung abhängigen Leitungsverluste, die ebenso zur Technologieentscheidung herangezogen werden müssen.

Die in dieser Arbeit untersuchten hochspannungstechnischen Fragen zu den UHV-Technologien und die daraus resultierenden Vorschläge sind im Folgenden mit Angabe der jeweiligen Abschnittsnummer in Stichpunkten zusammengestellt.

- Die IEC-Verfahren zur Höhenkorrektur führen lediglich durch zu starke Vereinfachungen zu Unstimmigkeiten in der Dimensionierung (3.1.2.2) und (3.1.2.3).
- Eine Höhenkorrektur ist bei Prüfungen nur für Schaltstoßspannung sinnvoll (3.5.7).
- Die Klima- und damit auch die Höhenkorrektur beinhalten viele Unsicherheiten (4.11.3).
- Die Annahme verringerter Steilheiten reduziert die zu erwartenden Amplituden der Blitzüberspannungen (3.5.1.2).
- Die Berechnung von Schlagweiten bei Schaltstoßbeanspruchung beinhaltet erhebliche systematische Unsicherheiten (3.5.2.3 und 3.5.2.4).
- Die kritische Schaltstoß-Durchschlagspannung kommt bei realistischen Anlagenanordnungen wenig oder gar nicht zum Tragen (3.5.2.2).
- Fremdschichtforderungen werden dimensionierend für Isolatorschlagweiten (3.5.3).
- Exemplarische Zuverlässigkeitsbetrachtungen von Geräten und Anlagen zeigen erhebliche Risikopotentiale (7.1.1).
- Die VFT-Bbeanspruchung in GIS relativiert sich bei Betrachtung einzelner Parameter (6.3.3.3)

Durch neue Vorschläge für die Prüftechnik können einzelne Nachweise bei entsprechenden Anpassungen in den Standards einfacher erfüllt werden. Wesentliche Punkte dazu sind:

- Verdoppelung der Blitzstoß-Stirnzeit zur Vermeidung von Überschwingen (4.3.3).
- Ersatz der Regenprüfung durch eine Profilbeurteilung (4.9).
- Ersatz der Störspannungsmessung an Geräten durch visuelle Beobachtung (4.7).
- Erweiterung der Messunsicherheiten, primär wegen des Näherungseffekts (4.12).
- Erweiterungen in Richtung Komponentenprüfungen und Simulationen (4.13).

Schwerpunktmäßig sind folgende weitergehende Untersuchungen erforderlich, um die betrachteten Punkte zu belegen, beziehungsweise zu ergänzen:

- Verifizierung der Klima- und Höhenkorrektur auf Basis alter und neuer Messungen und Beschreibung einer einheitlichen Vorgehensweise in den Standards.
- Weitere Untersuchungen zur zeitlichen Blitzüberspannungs-Entwicklung sind erforderlich und die Auswirkungen einer Stirnzeitverlängerung sind zu überprüfen.
- Zur Schlagweitenbestimmung in Luft sind realitätsnahe Modellanordnungen zu definieren und durch Messungen zu belegen.
- Für die Modifizierungen in der Prüftechnik sind die einzelnen Punkte durch Untersuchungen weiter zu belegen und für eine Übernahme in die Standardisierung in Bezug auf die Einzelanwendungen zu überprüfen.
- Die betrachteten Gesichtspunkte zum Einsatz von AC- oder DC-Technologie zur Übertragung großer Energiemengen zeigen die Vielfalt der zu berücksichtigenden Aspekte mit dem Ergebnis, dass jeder Anwendungsfall gesondert zu untersuchen ist (5.2, 6.1.1, 7.2 und 7.3).



### 9 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Arbeit werden Fragen zur Isolationskoordination und Hochspannungstechnik in den UHV-Technologien umfassend betrachtet, die sich in Zusammenhang mit den hohen Betriebs- und Überspannungen und den daraus resultierenden Anforderungen an die Isoliersysteme, die Hochspannungsprüftechnik und die Besonderheiten für Anlagen und Geräte ergeben. Bei den aufgeworfenen Fragestellungen werden einzelne Punkte vertieft untersucht und Lösungsansätze aufgezeigt.

In der Isolationskoordination wird durch eine Gegenüberstellung die unterschiedliche Vorgehensweise bei AC- und DC-Systemen verdeutlicht. Während bei den AC-Systemen ein Anlagenschutz angestrebt wird, steht bei den DC-Systemen der Schutz einzelner Anlagenelemente im Vordergrund, was sich in den um 13 % niedrigeren bezogenen Blitzstoßspannungspegeln in DC-Systemen widerspiegelt.

Anhand des Verfahrens zur Isolationskoordination nach IEC 60071-2 wird die Abhängigkeit der Prüfspannungsauswahl von den Randbedingungen der akzeptablen Fehlerrate, Schutzpegel, Schutzbereich und Höheraufstellung untersucht und der Korrekturfaktor für die atmosphärischen Bedingungen hinterfragt. Gezeigt wird, dass die Abhängigkeit von der Luftdichte nach der heutigen Praxis mit einer Abweichung von  $< 0,5\%$  ausreichend gut mit der barometrische Höhenformel übereinstimmt. Die Korrektur des nichtlinearen Verhaltens von hohen Schaltstoßspannungen basiert auf einer Vereinfachung der in Frage zu stellenden Klimakorrektur für Prüfspannungen. Anhand einer systematischen Anwendung der empfohlenen Sicherheitsfaktoren für interne und externe Isolation wird dargestellt, dass die in Gerätestandards beschriebene Korrektur für Aufstellungshöhen  $> 1000$  m grundsätzlich in guter Übereinstimmung mit der Isolationskoordination steht, jedoch durch weitere Vereinfachungen zu einer konservativen Auslegung führt.

Auf Basis der betriebsmäßigen Beanspruchungen werden die Parameter für die Bemessungsspannungen untersucht. Die Höhe der berechneten Blitzüberspannungen im Netz basiert in der Regel auf der Annahme eines Spannungsanstiegs im Bereich von  $1\ \mu\text{s}$ , wobei die Entladungsphysik und die geringe Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von hohen Steilheiten nicht berücksichtigt werden. Aufgrund der Randbedingungen in UHV-Anlagen können nach verschiedenen Literaturquellen Spannungsanstiege von  $3\ \mu\text{s}$  oder mehr angesetzt werden, was niedrigere Amplituden zur Folge hat. Für die Schlagweitenberechnung bei Schaltstoßbeanspruchung werden die Parameter Formfaktor und Standardabweichung auf Basis der gängigen Verfahren und eigener experimenteller Untersuchungen betrachtet. Dabei zeigt sich ebenso wie bei dem Phänomen der kritischen Scheitelzeiten, dass Schlagweitenberechnungen für reale Anordnungen zwangsläufig zu unklaren Ergebnissen führen, weil von der 50 %-Durchschlagspannung der für den Betrieb unrealistischen Anordnung Spitze-Platte ausgegangen wird. Hinsichtlich der Bemessung von Isolatorschlagweiten wird anhand der Formfaktoren für das Isolatorprofil verdeutlicht, dass neben der Schaltstoßspannung auch die Fremdschichtanforderungen dimensionierend sein können.

In der Hochspannungsprüftechnik stößt man bei den meisten Prüfungen aufgrund der Spannungshöhen und der Größe der Prüflinge an die Grenzen der normativen Vorgaben. Zur Vermeidung des Überschwingens der Blitzstoßspannungsform sind verlängerte Stirnzeiten erforderlich, wobei aus Prüfungen und Überlegungen abgeleitet wird, dass eine Erweiterung der Toleranzen unzureichend ist. Bei einer Verdopplung der Stirnzeit auf  $2,4\ \mu\text{s}$  müsste die Spannungsform ohne Überschwingen realisierbar sein, was vor dem Hintergrund der im Betrieb auftretenden Blitzsteilheiten vertretbar ist.

Einschränkungen und Unsicherheiten in der Prüfpraxis ergeben sich bei der Prüfung mit Schaltstoßspannung und bei der TE- und RIV-Messung. Als nicht realisierbar wird die

Regenprüfung nach Norm mit den geforderten Parametern für sehr große Prüflinge angesehen. Möglich erscheint hier die Beurteilung eines Isolators unter Regen durch vergleichende Prüfungen an verkürzten Isolatoren oder auf Basis der Parameter für die Schirmgeometrie, wie es für das Fremdschichtverhalten möglich ist.

Bei der Klimakorrektur nach IEC 60060-1 ist insbesondere für die dimensionierende Schaltstoßspannung im UHV-Bereich eine Überarbeitung erforderlich, die aus einer gezielten Auswertung von Versuchen aus der Vergangenheit und gegebenenfalls ergänzenden Untersuchungen resultieren kann. Einzelergebnisse und Korrekturen sind dabei immer vor dem Hintergrund einer ausreichend geringen Messunsicherheit zu betrachten, deren Einhaltung durch die Größe der Prüfkreise praktische Grenzen gesetzt sind. Die Linearität der Messsysteme und die Beeinflussung durch den Näherungseffekt lassen sich nur mit Einschränkungen nachweisen.

Wegen der Grenzen in der Prüftechnik sind alternative Nachweise für einzelne Beanspruchungen erforderlich. Neben Simulationen bieten sich Komponentenprüfungen an, bei denen die Einflussparameter zur Erzielung hinreichend genauer Nachweise für jeden Einzelfall betrachtet und bewertet werden müssen. Am Beispiel eines mehrfach unterbrechenden Leistungsschalters werden Möglichkeiten für eine Halbpolfprüfung mit dem Ergebnis betrachtet, dass Teile einer Hochspannungstypprüfung auf diese Weise durchführbar sind.

In Bezug auf die Technologieauswahl zur Übertragung großer Energiemengen werden die Vorteile der AC- und DC-Technologie gegenübergestellt und die möglichen Übertragungsmedien verglichen. Durch die Vielfalt der Parameter kann eine Technologieauswahl nur anhand der jeweiligen Randparameter getroffen werden. Die gleiche Aussage kann für die Entscheidung zwischen gasisolierter und Freilufttechnik im Anlagenbau getroffen werden. In der gasisolierten Technik sind bezüglich der sehr hochfrequenten Überspannungen (VFT) beim Schalten von Trennschaltern noch weitergehende Untersuchungen erforderlich. Der unmittelbare Vergleich der VFT-Überspannungen mit den Blitzstoßspannungen ist wegen der physikalischen Vorgänge des hochfrequenten Vorgangs differenziert zu betrachten. Nur in Anlagen mit Störstellen werden die VFT-Überspannungen Auswirkungen zeigen, wo aber auch eine entsprechende Blitzüberspannung zur Gefährdung wird.

Bei der Betrachtung der Zuverlässigkeit von Hochspannungsgeräten ist ein stetiger Anstieg mit den Betriebsspannungen zu sehen. Auf Basis von Fehlerraten an Leistungsschaltern und gasisolierten Anlagen wird über eine Tendaussage auf Basis der unteren Spannungsebenen ein hohes Risiko für die UHV-Geräte deutlich.

## 10 Literaturverzeichnis

- [ALE-06] Alexandrov, G. N.: Impact of lightning parameters knowledge on network insulation coordination; CIGRE C4-109; Paris; 2006
- [ALE-07] Alexandrov, G. N.: Parameters of lightning stroke into 1100 kV transmission lines and lightning overvoltages wave propagation along the lines; IEC/CIGRE UHV Symposium; Beijing; 2007
- [ALL-91] Allen, N., Fonseca, J., Geldenhuys, H., Zheng, J.: Humidity influence on non-uniform field breakdown in air; Electra No 134; 1991
- [ANN-77] Annestrand, S. A., Parks, G. A.: Bonneville Power Administration's prototype 1100/1200 kV transmission line projekt; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-96, No. 2; 1977
- [ARD-07] Ardito, A., Colombo, E., Cova, B., Giorgi, A., Manzoni, G., Paris, L., Santagostino, G.: Open aspects and possible alternative technologies following the UHV 1000 kV Italian experience; IEC/CIGRE UHV Symposium; Beijing; 2007
- [ARD-05] Ardito, A., de Nigris, M., Giorgi, A., Pignini, A., Porrino, A.: The Italian 1000 kV Project; Workshop on UHV AC Transmission Technology; Beijing; 2005
- [AXH-03] Axhausen, A., Grund, A., Kynast, E.: Field calculations and tests of air/SF6 bushings; International Symposium on High Voltage Engineering; Delft; 2003
- [BAN-07] Ban, L., Xiang, Z., Wang, S., Lin, J., u.a.: Estimation of VFTO for GIS and HGIS of China 1000 kV UHV pilot project and its suppressing countermeasures; IEC/CIGRE UHV Symposium; Beijing; 2007
- [BÄR-10] Bärsch, R., Küchler, A.: Isoliersysteme bei Gleich- und Mischfeldbeanspruchungen; ETG-Fachtagung; Köln; 2010
- [BER-01] Berlijn, S., Garnacho, F., Gockenbach, E., Muhr, M., Hackemack, K., Kvarngen, M., Simon, P., Werle, P.: Influence of different lightning impulse shapes on the breakdown behaviour of insulating materials - proposal for modification of IEC 60060-1; International Symposium on High Voltage Engineering; Bangalore; 2001
- [BOS-82] Bosotti, O., Mosca, W., Rizzi, G., Hashoff, L., Kynast, E., Lührmann, H.: Phenomena associated with switching capacitive currents by disconnectors in metal enclosed SF6 insulated switchgear; CIGRE 13-06; Paris; 1982

- [BUC-96] Buchner, D.: Der Energie-Durchschlagmechanismus in SF<sub>6</sub> bei steilen transienten Überspannungen;  
Fortschrittsberichte VDI Reihe 21 Nr. 198, VDI Verlag; 1996
- [CAR-09] Cardano, P., Testin, G., Perego, L., Crocco, L.: UHV Bushings: Development and experiences;  
INMR World Congress on Insulators, Arresters and Bushings; Creta; 2009
- [CAR-09a] Cardoso, J. A. A., Oliveira, O., Ramalho, D.: Use of UV cameras for corona tests in high voltage laboratory;  
International Symposium on High Voltage Engineering; Cape Town; 2009
- [CAR-76] Carrara, G, Thione, L.: Switching surge strength of large air gaps: A physical approach;  
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-95, no. 2; 1976
- [CIG-99] CIGRE JTF 15/33.03.05: Partial Discharge Detection System for GIS: Sensitivity, Verification for the UHF Method and the Acoustic Method;  
Electra No. 183; 1999
- [CIG-02] CIGRE TF 15.03.07: Long-term performance of SF<sub>6</sub> insulated systems;  
CIGRE 15-301; Paris; 2002
- [CIG-96a] CIGRE TF 23.10.01: SF<sub>6</sub> and the global atmosphere;  
Electra No 164; 1996
- [CIG-72] Cigre UHV Ad Hoc Group: Final report of the UHV Ad Hoc group of Cigre;  
Electra No 24; 1972
- [CIG-96] CIGRE WG 15.03: GIS insulation properties in case of VFT and DC stress;  
CIGRE 15-201; Paris; 1996
- [CIG-01] CIGRE WG 23-02: SF<sub>6</sub> in the electric industry, status 2000;  
CIGRE Status Report; 2001
- [CIG-88] CIGRE WG 33/13-09: Very fast transient phenomena associated with gas insulated substations;  
CIGRE 33-13; Paris; 1988
- [CIG-07] CIGRE WG A3.20: Simulations and calculations as verification tools for design and performance of high-voltage equipment;  
Electra No 234; 2007
- [COR-85] Cortina, R., Garbagnati, E., Pignini, A., Sartorio, G., Thione, L.: Switching impulse strength of phase-to-earth UHV external insulation - Research at the 1000 kV project;  
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 11; 1985
- [DEN-11] dena: Offshore-Wind;  
Internet-homepage dena - Deutsche Energie-Agentur; www .offshore-wind .de; 31.01.2011;

- [DEN-10] dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025; Internet-homepage dena - Deutsche Energie-Agentur; www .dena .de; 31.01.2011; 2010
- [DES-11] Desertec Foundation: Meilensteine - Von der Vision zur Realität; Internet-homepage Desertec Foundation; www .desertec .org; 31.01.2011;
- [DIE-99] Dießner, A., Finkel, M., Grund, A., Kynast, E.: Dielectric properties of N<sub>2</sub>/SF<sub>6</sub> mixtures for use in GIS or GIL; International Symposium on High Voltage Engineering; London; 1999
- [DIE-97] Dießner, A., Kynast, E., Suermann, B.: Stand und Trend von Hochspannungsprüfungen vor Ort an SF<sub>6</sub>-isolierten Systemen; HighVolt Kolloquium; Dresden;
- [DIE-86] Dießner, A., Luxa, G., u.a.: High Voltage Testing of SF<sub>6</sub> Insulated Substations on Site; CIGRE 33-6; Paris; 1986
- [FAN-09] Fan, J.: An Overview of Chinese UHV AC Pilot Project; IEC/CIGRE Second International Symposium on standards for UHV Transmission; Delhi; 2009
- [FES-87] Feser, K., Pigini, A.: Influence of atmospheric conditions on the dielectric strength of external insulation; Electra No 112; 1987
- [FLE-09] Fleeman, J. A., Gutman, R., Heyeck, M., Bahrman, M., Normark, B.: EHV AC and HVDC transmission working together to integrate renewable power; CIGRE / IEEE PES Joint Symposium; Calgary; 2009
- [FRE-08] Fredrich, D., Hagen, J., Trapp, N.: Bypass circuit breaker for 800 kV DC; International Conference SWICON; Delhi; 2008
- [GAL-75] Gallet, G., Leroy, G., Lacey, R., Kromer, I.: General expression for positive switching impulse strength valid up to extra long air gaps; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, no. 6; 1975
- [GAR-02] Garnacho, F., Simon, P., Gockenbach, E., Hackemack, K., Berlijn, S., Werle, P.: Evaluation of lightning impulse voltage based on experimental results; Electra No 204; 2002
- [GEL-09] Gellings, C. W., Adapa, R.: U.S. interests in ultra-high-voltage (UHV) transmission systems; IEC/CIGRE Second International Symposium on standards for UHV Transmission; Delhi; 2009
- [GOC-10] Gockenbach, E.: Challenges for high voltage testing of UHV equipment; International Conference High Voltage Engineering and Application; New Orleans; 2010
- [GOE-09] Goehler, R., Helbig, D., Jaenicke, L., Kynast, E., Lingner, G., Raeth, B., Schmid, J., Srinivas, G., Trapp, N.: 1200 kV AC substations; Full-scale

- products and integrated solutions;  
IEC/CIGRE Second International Symposium on standards for UHV  
Transmission, Paper und Presentation; Delhi; 2009
- [GOE-08] Goehler, R., Kynast, E.: Insulation coordination outlook by using modern  
surge arresters;  
CIGRE Session Groupe A3 Contribution PS2; Paris; 2008
- [GOE-10] Goehler, R., Weck, K.-H., Hinrichsen, V., Clemens, M.: Special requirements  
on surge arrester design for UHV A.C. systems above 800 kV system voltage;  
CIGRE A3-104; Paris; 2010
- [HAE-09] Haeusler, M.: Equipment design for the Yunnan-Guangdong UHVDC project;  
IEC/CIGRE Second International Symposium on standards for UHV  
Transmission; Delhi; 2009
- [HAE-07] Haeusler, M., Huang, H.: Selection of insulation levels for 800 kV HVDC  
equipment;  
IEC/CIGRE UHV Symposium; Beijing; 2007
- [HID-07] Hidaka, K., Yamagata, Y., Ishizaki, Y., Shirakawa, S., Ishibe, S.:  
Development of 1100 kV AC GIS-arrester and the verification tests;  
IEC/CIGRE UHV Symposium; Beijing; 2007
- [HIE-91] Hiesinger, H.: Der Hochfrequenz-Durchschlagsmechanismus in SF6 bei  
schwingenden transienten Überspannungen;  
Fortschrittsberichte VDI Reihe 21 Nr. 99, VDI Verlag; 1991
- [HOL-07] Halaus, W., Keller, M., Soluguren, D., Riechert, U., Krüsi, U.: Entwicklung  
einer gasisolierten Schaltanlage für 1100 kV;  
ETG-Kongress Karlsruhe; ETG Fachbericht 108, VDE Verlag Berlin u.  
Offenbach; 2007
- [HOL-09] Halaus, W., Riechert, U., Soluguren, D., Krüsi, U.: Development and testing  
of 1100 kV GIS;  
IEC/CIGRE UHV Symposium; Delhi; 2009
- [HOL-08] Halaus, W., Stucki, F.: Spannende Entwicklung -  
Ultrahochspannungsanlagen in China;  
ABB Technik 4/2008; 2008
- [IST-10] Istad, M., Runde, M.: Thirty-six years of service experience with a national  
population of gas-insulated substations;  
IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.25, No.4; 2010
- [JEN-09] Jenau, F., Testin, G.: Modern instrument transformer technologies for UHV  
AC and HVDC networks;  
IEC/CIGRE Second International Symposium on standards for UHV  
Transmission; Delhi; 2009
- [JUH-05] Juhre, K., Kynast, E.: Long term performance under high voltage of mineralic  
filled and fiber-reinforced epoxy insulators used in GIS;  
International Symposium on High Voltage Engineering; Beijing; 2005

- [JUH-08] Juhre, K., Kynast, E.: Dielektrisches Langzeitverhalten von gefüllten und faserverstärkten Epoxidharzen im Vergleich; ETG-Kongress Würzburg; ETG Fachbericht 112, VDE Verlag Berlin u. Offenbach; 2008
- [JÜR-99] Jürdens, C., Kießling, F., Ruhnau, J.: Freileitung mit weltweit erstmals zwei AC 1000-kV-Stromkreisen; Elektrizitätswirtschaft, Heft 22; 1999
- [KAW-84] Kawamura, T., Seta, T., Nagai, K., Naito, K.: DC pollution performance of insulators; CIGRE 33-10; Paris; 1984
- [KER-10] Kern, T.: System- und Technologievergleich von UHV-Übertragungssystemen; Diplomarbeit Technische Universität; Graz; 2010
- [KLI-84] Klinger, M., Annestrand, S. A., Parks, G. A., Lee, J. M.: Experience of a 6-year 1200 kV Transmission line test and development program at the Bonneville Power Administration; CIGRE 38-08; Paris; 1984
- [KOC-10] Koch, M., Rätzke, S., Tenbohlen, S.: Die Leitfähigkeit von Isolierflüssigkeiten bei niedrigen Frequenzen und Gleichspannung; ETG-Fachtagung; Köln; 2010
- [KOV-07] Kovalev, V., Panibratets, A., Fotin, V., Volkova, O., Koryavin, A.: Prospects for creation of new generation of ultra-high voltage equipment; IEC/CIGRE UHV Symposium; Beijing; 2007
- [KUE-05] Küchler, A.: Hochspannungstechnik Grundlagen - Technologie - Anwendungen; 2. Auflage; Springer-Verlag; 2005
- [KYN-05] Kynast, E.: Investigations concerning discussed alternatives to SF6 in HV equipment for insulating and arc-extinguishing properties; CIGRE SC A3&B3 Joint Colloquium; Tokyo; 2005
- [KYN-84] Kynast, E., Gorablenkow, J., Luxa, G., Patrunky, H., Moritz, G., Henningsen, C.: Investigations concerning the switching of disconnectors in an SF6 insulated 380 kV substation; CIGRE 33-02; Paris; 1984
- [LES-72] Les Renardieres Group: Research on long air gap discharges at Les Renardières; Electra No 23; 1972
- [LES-74] Les Renardieres Group: Research on long air gap discharges at Les Renardières - 1973 Results; Electra No 35; 1974
- [LES-75] Les Renardieres Group: Positive discharges in long air gap at Les Renardières - 1975 Results and conclusions; Electra No 53; 1975

- [LI -09] Li, Y, Zhou, K., Li, L., He, J.: Design of 800kV DC transmission line; International Conference on UHV Transmission; Beijing; 2009
- [LIN-07] Lin, J., Wang, S., u.a.: Limitation of the overvoltages in 1000 kV pilot project in China; IEC/CIGRE UHV Symposium; Beijing; 2007
- [LIU-09] Liu, Z., Gao, L., Yu, J., Zhang, J.: R&D ideas of 1000 kV UHVDC transmission technology; Proceedings of the CSEE, Vol. 29, No. 22; 2009
- [MAN-89] Manzoni, G., WG 38-04: Electric power transmission at voltages of 1000 kV AC or 600 kV DC and above - Network problems and solutions peculiar to UHV AC Transmission; Electra No 122; 1989
- [MAT-09] Matsumoto, S., Kawamura, T.: High-voltage testing on UHV equipment: Overshoot and base curve for oscillating lightning impulse; Transactions on Electrical and Electronic Engineering, IEEJ Trans.No 4; 2009
- [NAK-07] Nakamura, A., Taniguchi, H., Yokoyama, A.: 1100 kV AC Transmission project in Japan; IEC/CIGRE UHV Symposium; Beijing; 2007
- [NAY-09] Nayak, R. N., Bhatnagar, M. C., Bhowmick, B. N., Tyagi, R. K.: 1200 kV transmission system and status of development of substation equipment/transmission line material in India; IEC/CIGRE Second International Symposium on standards for UHV Transmission; Delhi; 2009
- [NAY-07] Nayak, R. N., Sehgal, Y. K., Subir sen: Integration of 1200 kV AC systems for future Indian Grid; IEC/CIGRE UHV Symposium; Beijing; 2007
- [NEU-00] Neumann, C., Feser, K., Rees, V.: PD measurement on GIS of different designs by non-conventional UHF sensors; CIGRE 15-305; Paris; 2000
- [NEU-10] Neumann, C., Jürgens, I., Alter, J., Poehler, S.: Pilot installation of a 380 kV directly buried gas insulated line (GIL); CIGRE B3-104; Paris; 2010
- [OKA-95] Okabe, S., Koto, M., Endo, F., Kobayashi, K.: Insulation characteristics of GIS spacers for very fast transient overvoltages; IEEE 95 Winter Meeting 006-7 PWRD; 1995
- [OKA-09] Okabe, S., Takami, J.: Evaluation of improved lightning stroke current waveform using advanced statistical method; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, No. 4; 2009
- [OKA-09a] Okabe, S., Tsuboi, T., Takami, J.: Influence of test equipment capacitance and residual inductance on waveform front generated in lightning impulse voltage test; International Symposium on High Voltage Engineering; Cape Town; 2009



- [OLO-10] Olovsson, H., Sölver, C., Thomas, R.: Disconnecting circuit breaker (DCB); ABB Technik 3/2010; 2010
- [PAR-68] Paris, L., Cortina, R.: Switching and lightning impulse discharge characteristics of large air gaps and long insulator strings; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 87, No. 4; 1968
- [PET-81] Petrusch, W., Verma, M. P.: Results of pollution tests on insulators in the 1100 kV range and necessity of testing in the future; IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI-16, No.3; 1981
- [PIG-10] Pigini, A.: Rain test on UHV apparatus; CIGRE Session Groupe B3 Contribution PS 1; Paris; 2010
- [PIG-09] Pigini, A., Ramkumar, N.: Aspects related to design and testing of UHV insulator strings with cap and pin insulators; IEC/CIGRE Second International Symposium on standards for UHV Transmission; Delhi; 2009
- [PIG-79] Pigini, A., Rizzi, G., Brambilla, R., Garbagnati, E.: Switching impulse strength of very large air gaps; International Symposium on High Voltage Engineering; Milan; 1979
- [PIG-85] Pigini, A., Sartorio, G., Moreno, M., Ramirez, M., Cortina, R., Garbagnati, E.: Influence of air density on the impulse strength of external insulation; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 10; 1985
- [POV-09] Povh, D.: Rolle of HVDC in Large Power Systems; International Conference on UHV Transmission; Beijing; 2009
- [POV-96] Povh, D., Schmitt, H., Völcker, O., Witzmann, R.: Modelling and analysis guidelines for very fast transients; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 4; 1996
- [RAH-10] Rahmatian, F., Peelo, D.: Use of optical instrument transformers for high-voltage testing; CIGRE A3-301; Paris; 2010
- [RAM-09] Ramakrishna, V., Sen, S.: Development of 1200 kV transmission system in India; IEC/CIGRE Second International Symposium on standards for UHV Transmission; Delhi; 2009
- [RAM-90] Ramirez, M., Moreno, M., Pignini, A., Rizzi, G., Garbagnati, E.: Air density influence on the strength of external insulation under positive impulses: Experimental investigation up to an altitude of 3000 m; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.5, No.2; 1990
- [RIC-07] Richter, B., de Nigris, M., Hinrichsen, V.: MO surge arresters for systems above 550 kV - Experience and challenges for the future -; IEC/CIGRE UHV Symposium; Beijing; 2007

- [RIE-08] Riechert, U, Krüsi, U., Holaus, W., Soluguren, D.: Gasisolierte Schaltanlagen für 1100 kV - Herausforderungen an Entwicklung und Prüfung; Hochspannungssymposium; Stuttgart; 2008
- [RIE-10] Riechert, U, Krüsi, U., Soluguren, D.: Very fast transient overvoltages during switching of bus-charging currents by 1100 kV disconnecter; CIGRE A3-107; Paris; 2010
- [RUE-09] Ruedrich, J.: Elektrische Felder an UHV-Geräten und ihrer Kontrolle durch Dimensionierung geeigneter Schirmkörper; Diplomarbeit Technische Universität Berlin; Berlin; 2009
- [SCH-08] Scharschmidt, J., Gebhard, D., Kynast, E.: Abschätzung der Messunsicherheiten bei Prüfungen und Kalibrierungen in Hochspannungsprüflaboratorien; VDI-/VDE-Fachtagung "Messunsicherheit - praxisgerecht bestimmen"; Erfurt; 2008
- [SCH-84] Scherer, H. N., Ware, B. J., Thoren, B., Pettersson, K.: The AEP/ASEA UHV project-results to 1983; CIGRE 38-04; Paris; 1984
- [SCH-07] Schilling, K. H., Lerch, E., Luxa, A.: UHV AC Transmission systems - Challenge for the future; IEC/CIGRE UHV Symposium; Beijing; 2007
- [SCH-74] Schneider, K.-H., Weck, K.-H.: Parameters influencing the gap factor; Electra No 35; 1974
- [SGC-10] SGCC: Four bases and two centers; Internet-homepage State Grid Corporation China (SGCC); [www.sgcc.com.cn/ywlm/projects](http://www.sgcc.com.cn/ywlm/projects) und [www.epri.sgcc.com.cn/en/facilities/UHVbase](http://www.epri.sgcc.com.cn/en/facilities/UHVbase); 19.12.2010;
- [SHU-07] Shu, Y., Yin, Y, Li, Y., u.a.: Research and application of UHVAC transmission technology; IEC/CIGRE UHV Symposium; Beijing; 2007
- [SIE-05] Siemens: High voltage DC transmission - Proven technology for power exchange; Brochure of Siemens Power Transmission and Distribution; 2005
- [SIE-08] Siemens: PSD01 Controlled switching of high-voltage circuit-breakers; Produktschrift Siemens AG; 2008
- [SIE-10] Siemens: Rekorde in Sachen HGÜ; Mitarbeiterzeitschrift 02-2010, Siemens Energy; 2010
- [TAL-10] TA-Lärm: Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm; Allgemeine Verwaltungsvorschrift der Bundesrepublik Deutschland; Immissionsschutzrecht; Homepage Umweltbundesamt.de /laermprobleme/publikationen am 10.05.2010;
- [TAK-10a] Takami, J., Okabe, S., Zaima, E.: Lightning surge overvoltage at substations due to backflashover with assumed lightning current waveforms based on

- observations;  
IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.25, No.4; 2010
- [TAK-10] Takami, J., Okabe, S., Zaima, E.: Study of lightning surge overvoltages at substations due to direct lightning strokes to phase conductors;  
IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.25, No.1; 2010
- [TAL-06] Talal, H.: Trans-Mediterranean Solarstromverbund;  
Beitrag zum World Energy Dialogue, Hannover Messe 2006; Hannover; 2006
- [TB 072] Technical Brochure 072, WG 33.07: Guidelines for the evaluation of the dielectric strength of external insulation;  
CIGRE; Paris; 1992
- [TB 083] Technical Brochure 083, WG 13.06: Final report of the second international enquiry on high voltage circuit-breaker failures and defects in service;  
CIGRE; Paris; 1994
- [TB 085] Technical Brochure 085, WG 38-04: Ultra high voltage technology;  
CIGRE; Paris; 1994
- [TB 150] Technical Brochure 150, WG 23.02: Report on the second international survey on high-voltage gas insulated substations (GIS) service experience;  
CIGRE; Paris; 2000
- [TB 218] Technical Brochure 218, JWG 23/21/33.15: Gas insulated transmission lines (GIL);  
CIGRE; Paris; 2003
- [TB 360] Technical Brochure 360, WG C4.302: Insulation co-ordination related to internal insulation of gas insulated systems with SF<sub>6</sub> and N<sub>2</sub>/SF<sub>6</sub> gas mixtures under AC condition;  
CIGRE; Paris; 2008
- [TB 362] Technical Brochure 362, WG A3.22: Technical requirements for substation equipment exceeding 800 kV AC;  
CIGRE; Paris; 2009
- [TB 368] Technical Brochure 368, WG A3.18: Operating environment of voltage grading capacitors applied to high voltage circuit-breakers;  
CIGRE; Paris; 2009
- [TB 388] Technical Brochure 388, JWG B2/B4/C1.17: Impacts of HVDC lines;  
CIGRE; Paris; 2009
- [TB 400] Technical Brochure 400, WG B3.22: Technical requirements for substations exceeding 800 kV;  
CIGRE; Paris; 2009
- [TB 417] Technical Brochure 417, WG B4.45: Technological assessment of 800 kV HVDC applications;  
CIGRE; Paris; 2010

- [TB 456] Technical Brochure 456, WG A3.22: Background of technical specifications for substation equipment exceeding 800 kV AC; CIGRE; Paris; 2011
- [VAI-99] Vaiquette, D., Landry, M., Roy, M., Do, X.: A 3D calculation method for assessing the voltage distribution across breaks of HV circuit breakers; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.14, No.3; 1999
- [VÖL-01] Völcker, O., Koch, H.: Insulation co-ordination for gas-insulated transmission lines (GIL); IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 1; 2001
- [WAT-84] Watanabe, Y., Kishizima, I., Matsumoto, K.: New facilities for phase-to-phase switching impulse tests and some test results; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 6; 1984
- [WUD-07] Wu, Dong., Aström, U., Lesvale, V. F.: 800 kV DC External insulation insulation coordination test levels; IEC/CIGRE UHV Symposium; Beijing; 2007
- [YAM-00] Yamagata, Y., Nakada, Y., Murayama, Y., Hirasawa, K., Yoshizumi, T.: Field test of 1000 kV gas insulated switchgear; CIGRE 13-209; Paris; 2000
- [YAM-96] Yamagata, Y., Tanaka, K., Nishiwaki, S., Takahashi, N, Kokumai, T: Suppression of VFT in 1100 kV GIS by adopting resistor-fitted disconnectors; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 2; 1996
- [YAM-02] Yamagata, Y., u.a.: Phase-to-ground and phase-to-phase sparkover characteristics of external insulation at the entrance of a UHV substation; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 1; 2002
- [YAN-09] Yang, D., Jinhua, Z., Hongtao, L.: Stability research on the planned UHV power grid in China; IEC/CIGRE Second International Symposium on standards for UHV Transmission; Delhi; 2009
- [ZAI-07] Zaima, E., Shindo, T., Ishii, M: System aspects of 1100 kV transmission technologies in Japan: Solutions for network problems specific to UHV AC transmission system and insulation coordination; IEC/CIGRE UHV Symposium; Beijing; 2007
- [ZHA-09] Zhang, Y., Li, H.: Analysis on the development characteristics of the UHV grid in China; International Conference on UHV Transmission; Beijing; 2009
- [ZHO-09] Zhao, L., Wu, G., Lu, J., Xue, C.: Measurement and Analysis on Electromagnetic Environments of 1000kV UHV AC transmission line; International Conference on UHV Transmission; Beijing; 2009

### Zitierte Normen:

- IEC 60060-1 High-voltage test techniques - Part 1: General definitions and test requirements; Ed.3.0; 2010
- IEC 60060-2 High-voltage test techniques - Part 2: Measuring systems; Ed. 3.0; 2010
- IEC 60060-3 High-voltage test techniques - Part 3: Definitions and requirements for on-site testing
- IEC 60071-1 Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules; Ed. 8; 2006 + Amendment 1, 2010
- IEC 60071-2 Insulation co-ordination - Part 2: Application Guide; Ed. 3; 1996
- IEC 60071-5 Insulation co-ordination - Part 5: Procedures for high-voltage direct current (HVDC) converter stations; 2002
- IEC 60099-4 Surge arresters - Part 4: Metal-Oxide surge arrester without gaps for a.c. systems; 2006
- IEC 60507 Artificial pollution tests on high-voltage insulators to be used on a.c. systems; 1991
- IEC 60815-1 Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 1: Definitions, information and general principles; 2008
- IEC 60815-2 Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems; 2008
- IEC 62199 Bushings for d.c application; 2004
- IEC 62271-1 High-voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications; 2007
- 17A/918/CDV Entwurf Amendment 1 zu IEC 62271-1: High-voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications; 2010
- IEC 62271-100 High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: Alternating-current circuit-breakers; 2007
- IEC 62271-102 High-voltage switchgear and controlgear - Part 102: Alternating-current disconnectors and earthing switches; 2003
- IEC 62271-203 High-voltage switchgear and controlgear - Part 203: Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV; 2003
- 17C/468/CDV Entwurf IEC 62271-203: High-voltage switchgear and controlgear - Part 203: Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV; 2010

## Literaturverzeichnis

---

- ISO 2533            International Standard ISO 2533: Standard Atmosphere; 1975
- VDE V 0109        Instandhaltung von Anlagen und Betriebsmitteln in elektrischen  
Versorgungsnetzen - Teil 1: Systemaspekte und Verfahren - Teil 2:  
Zustandsfeststellung von Betriebsmitteln/Anlagen; 2010

- - -