

380-kV-Salzburgleitung

Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu



Gutachten im Auftrag von
Energie-Control GmbH Wien

Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. B. R. Oswald
**Institut für Energieversorgung und
Hochspannungstechnik Universität Hannover**

Hannover, 27.12.2007

Inhalt

1	Anlass und Ziel des Gutachtens.....	5
2	Vorhabensbeschreibung.....	5
3	Energiewirtschaftlicher Bedarf des Leitungsbauvorhabens	6
4	Stand der Technik von 380-kV-Freileitungen, -Kabel und –GIL.....	7
4.1	Freileitungen	7
4.2	Kabel.....	8
4.3	Gasisolierte Rohrleiter (GIL)	9
5	Unterschiede in den Betriebseigenschaften und bei der Betriebsführung von 380-kV-Freileitungen, -Kabel und -GIL im Verbundnetz.....	11
5.1	Elektrische Eigenschaften.....	11
5.2	Verluste.....	14
5.3	Thermische und mechanische Eigenschaften.....	18
5.4	Lastfluss steuernde Maßnahmen, Blindleistungskompensation.....	21
5.5	Verhalten bei Kurzschlüssen und Überspannungen	23
5.6	Schutz- und Überwachungssysteme, Wartung, Instandhaltung.....	24
5.7	Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Lebensdauer	25
5.8	Einfluss von Teilverkabelungen auf das Betriebsverhalten	28
5.9	Betriebserfahrung	32
6	Bauliche Maßnahmen, Transport	33
6.1	Freileitungen	33
6.2	Kabel, Teilverkabelung	33
6.3	GIL	37
7	Schlussfolgerungen für die Ausführung des Leitungssystems	41
8	Wirtschaftlichkeitsvergleich für die Freileitungs- und Kabelausführungen der 380-kV-Salzburgleitung Tauern – Salzach neu.....	43
8.1	Kostenarten	43
8.2	Barwertmethode.....	46
8.3	Investitionskosten für die Freileitungsausführung	48
8.4	Investitionskosten für die Kabelausführung (Vollverkabelung).....	48
8.5	Investitionskosten für die Freileitungsausführung mit Teilverkabelung	52
8.6	Verlust- und sonstige Betriebskosten.....	55
8.7	Vergleich der Kapitalwerte bei Ausführung der Leitung als Freileitung, Kabel, oder Freileitung mit Teilverkabelung.....	57
9	Zusammenfassende Bewertung der Leitungssysteme	63
10	Literatur- und Quellenverzeichnis	67
11	Glossar	69
12	Anhang	71
A1	Daten von 380-kV-VPE-Kabeln.....	71
A2	Daten gasisolierter 380-kV-Rohrleiter	72
A3	Arbeitsverlustfaktor und Verluststundenzahl.....	72
A4	Einfluss des WACC-Zinssatzes und der spezifischen Stromgestehungskosten auf die Verlustkosten.....	74
A5	Berechnung der Nichtverfügbarkeit von Leitungssystemen	75
A6	Abschätzung der Lebensdauer von VPE-Kabeln	77

Das Gutachten besteht aus 79 Seiten incl. Anhang.

1 Anlass und Ziel des Gutachtens

Der aktuelle Ausbauzustand des österreichischen 380-kV-Höchstspannungsnetzes der VERBUND-Austrian Power Grid AG (APG) ist im europäischen Vergleich lückenhaft und stellt einen Engpass für die Versorgung großer Landesteile mit elektrischer Energie dar. Der weitere Ausbau des 380-kV-Netzes in Österreich und die Umsetzung des 380-kV-Ringkonzeptes der APG sind daher dringend erforderlich.

Die geplante 380-kV-Salzburgleitung vom Umspannwerk Tauern zum Umspannwerk Salzach neu ist ein wichtiges Teilstück (Segment) des 380-kV-Ringes.

Ziel des Gutachtens ist die Prüfung einer möglichen (Teil)Verkabelung der Salzburgleitung zwischen den Umspannwerken Tauern und Salzach neu sowie ihrer Auswirkungen.

Das 110-kV-Verteilernetz der Salzburg AG wird im Rahmen dieses Gutachtens jedoch nicht näher betrachtet und die Salzburgleitung somit auf Ihre Funktion im 380-kV-Netz reduziert.

2 Vorhabensbeschreibung

Die Salzburgleitung ist ein Gemeinschaftsprojekt der APG und Salzburg AG. Mit den geplanten neuen Umspannwerk Pongau verbessert sich die Versorgungssicherheit in Salzburg erheblich. Mehrere abschnittsweise 110-kV-Mitführungen verbessern die Struktur des 110-kV-Netzes. Das Projekt ersetzt die bestehende 220-kV-Leitungsverbindung zwischen UW Salzach und UW Tauern. Durch die Notwendigkeit eines neuen Umspannwerkes im Pongau führt die Trasse über das bestehende 110-kV-Umspannwerk Pongau der Salzburg AG, welches zu einem 380/110 kV-Umspannwerk ausgebaut werden soll (Bild 2.1).

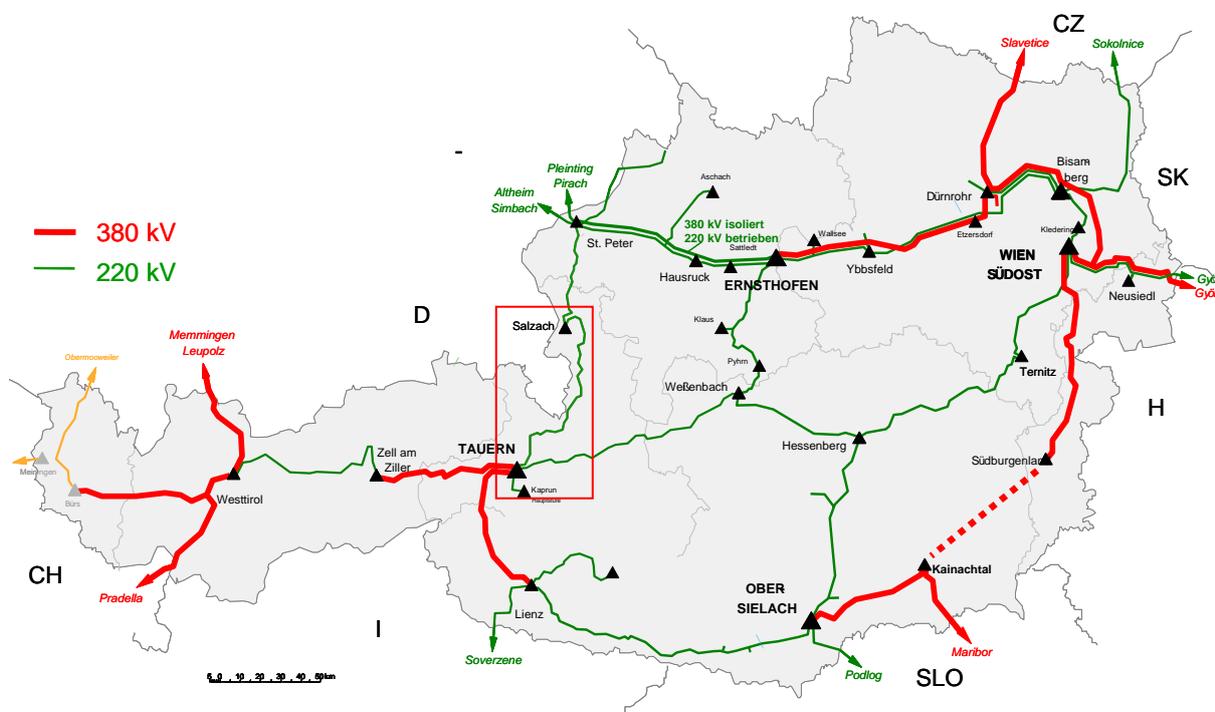


Bild 2.1. Höchstspannungsnetz Österreichs mit Kennzeichnung des Leitungsprojektes (Quelle APG)

Die Salzburgleitung ist als 2-systemige 380-kV-Leitung mit einem Dreierbündel Al/St 635/117 mm² geplant. Unter Einhaltung der (n-1)-Sicherheit¹⁾ beträgt die Übertragungskapazität dieser Leitung rd. 2×1500 MW. Im verletzbaren Netzzustand (s. Kapitel 7) steht die thermischen Grenzleistung von rd. 2×2300 MVA zur Verfügung.

Der Trassenraum hat eine Länge von etwa 115 km und befindet sich ausschließlich im Bundesland Salzburg. Es sind Leitungsmittelführungen über insgesamt rund 66 km geplant. Im Zuge des Leitungsneubaus werden etwa 235 km Leitungen demontiert, so dass (unter Berücksichtigung von ebenfalls neu zu errichtenden 110-kV-Leitungseinbindungen) die Leitungen durch das Projekt in Summe um rund 100 km reduziert werden.

Aufgrund des Ringkonzeptes bestehen im Vergleich zu anderen 380-kV-Leitungsverbindungen in dichter vermaschten Netzbereichen oder in Randlagen des UCTE-Netzes besonders hohe Anforderungen an die 380-kV-Salzburgleitung. Vorteil des Ring-Konzeptes im Vergleich zu anderen Netzstrukturen ist die geringe Anzahl von notwendigen Leitungskilometern. Ringstrukturen erfordern jedoch mangels paralleler (redundanter) Verbindungen höchste Verfügbarkeit aller eingesetzten Komponenten.

3 Energiewirtschaftlicher Bedarf des Leitungsvorhabens

Das 380/220-kV-Übertragungsnetz bildet die Grundlage für die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie in Österreich. Die grundlegende Planung geht auf die Nachkriegsjahre zurück. In der damaligen Langfristplanung war bereits ein ringförmiger Aufbau mit entsprechenden Nord-Süd-Leitungen geplant.

Durch die Lücken im 380-kV-Übertragungsnetz Österreichs treten auf den 220-kV-Nord-Süd-Leitungen bereits seit Jahren über längere Zeiträume Engpässe auf. Dabei kommt es trotz umfangreichen Engpassmanagements zu Verletzungen des (n-1)-Kriteriums und damit zu verletzbaren Netzzuständen mit der Gefahr der Versorgungsunterbrechung beim geringsten Anlass.

Die Einhaltung des (n-1)-Kriterium ist somit ein unbedingtes Erfordernis für die Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit und Betriebssicherheit. Sie wird deshalb verpflichtend durch das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG), die Technischen und Organisatorische Regeln (TOR) /1/ und das UCTE OH Multilateral Agreement /2/ vorge-schrieben.

Österreich hat einen hohen Anteil der Wasserkrafterzeugung (Donau und andere Flüsse mit Laufkraftwerken). In den Zentralalpen sind zahlreiche Pumpspeicherkraftwerke installiert. Zudem bestehen zahlreiche thermische Kraftwerke. Erzeuger auf der Grundlage erneuerbarer Energien, vor allem Windenergieanlagen, sind im Ausmaß von etwa 1000 MW hauptsächlich östlich und nördlich von Wien installiert. Die Volatilität der eingespeisten Windenergie muss über das Übertragungsnetz mit den verfügbaren Pumpspeicherkraftwerken ausgeglichen werden.

Im Norden Österreichs besteht ein Erzeugungsüberschuss, im Süden Österreichs hingegen ein hohes Erzeugungsdefizit von bis zu 2.000 MW. Die 110-kV-Verteilernetze in Salzburg werden dem südlichen Netzbereich Österreichs zugerechnet. Die Laststeigerungen im Netz der Salzburg AG liegen über dem österreichischen Durchschnitt.

Ganze Regionen (z. B. der Großraum Salzburg) mit hohem Erzeugnisdefizit werden ausschließlich und einseitig über den 380-kV-Leitungsring im betrachteten Abschnitt versorgt.

Die Salzburg AG bezieht den überwiegenden Teil der an Endkunden abgegebenen Energie vom Netz der APG.

¹⁾ Zur Erläuterung der Fachbegriffe s. das Glossar S. 69 ff

4 Stand der Technik von 380-kV-Freileitungen, -Kabel und –GIL

Freileitungen, Kabel und gasisolierte Rohrleiter haben eine unterschiedliche Historie und einen unterschiedlichen Entwicklungsstand, der im Folgenden kurz dargelegt wird.

4.1 Freileitungen

Die ersten Hochspannungsübertragungsnetze wurden mit Freileitungen errichtet, weil diese einen einfachen Aufbau besitzen, ein gutes und robustes Betriebsverhalten aufweisen und einfach und schnell zu errichten und zu reparieren und damit auch kostengünstig zu betreiben sind. Das sind auch die Hauptgründe dafür, dass im heutigen europäischen 380-kV-Verbundnetz der UCTE mit einer Trassenlänge von etwa 111 000 km so gut wie keine anderen Alternativen realisiert sind.

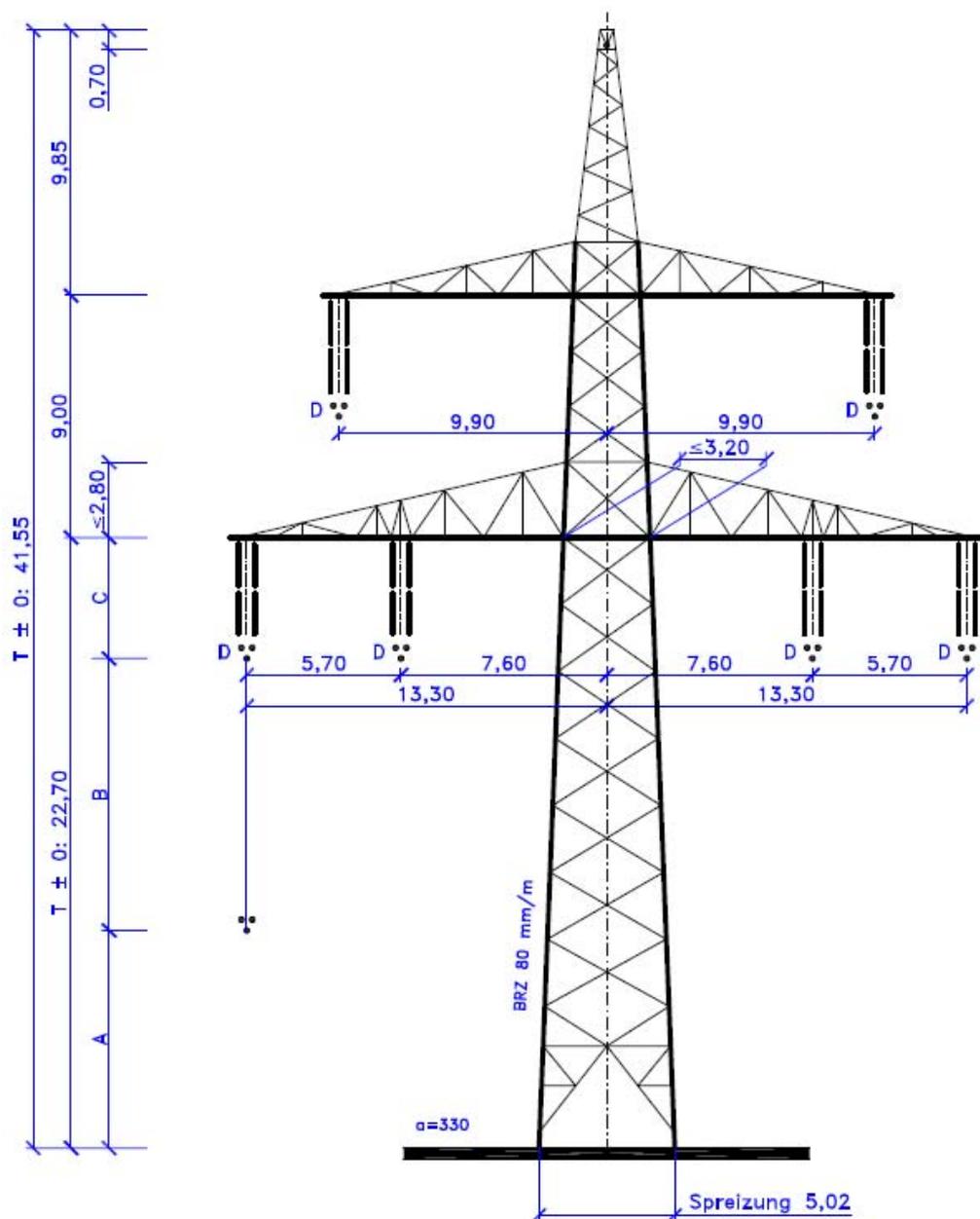


Bild 4.1. Standardtragmast einer 380-kV-Doppelleitung $2 \times 3 \times 3 \times 635/117$ Al/St Dreierbündelleiter, Stahl-Aluminium-Verbundseile mit 635 mm^2 Aluminiumquerschnitt und einem Erdseil (Quelle: APG)

Die erste 380-kV-Freileitung der Welt wurde 1952 in Schweden für eine Übertragungsleistung von 460 MW über 950 km von Harspränget nach Halsberg gebaut. Bereits 1930 wurde in Deutschland die für 380 kV ausgelegte, aber zunächst mit 220 kV betriebene rd. 600 km lange Freileitung aus dem Raum Köln nach Vorarlberg in Österreich in Betrieb genommen. 1957 wurde diese Leitung bis Hoheneck bei Ludwigsburg auf 380 kV umgerüstet. Die genannten Leitungen sind heute noch in Betrieb.

In Kanada (Quebec) wurde bereits 1962 die erste 735-kV-Freileitung mit einer Länge von 650 km in Betrieb genommen. Nach weiterem Ausbau wies das 735-kV-Netz in Quebec 1972 eine Stromkreislänge von 3600 km auf. Das 765-kV-Netz der American Electric Power hatte 1972 eine Stromkreislänge (Einfachleitungen) von rund 1500 km /5/. In Russland sind sogar 1150-kV-Leitungen in Erprobung.

4.2 Kabel

Bis Anfang der 90er Jahre des vergangenen Jahrhunderts standen für 380-kV-Kabelstrecken ausschließlich Ölkabel zur Verfügung. Sie wurden hauptsächlich zur Versorgung von Großstädten, so auch in Berlin und Wien eingesetzt /6/. In Berlin wurden, um die erforderliche Übertragungsleistung von 2×1120 MVA pro Doppelkabelsystem zu erreichen, auf den Abschnitten zwischen dem UW Reuter und dem UW Mitte (8,1 km, 1978) und SA Teufelsbruch und dem UW Reuter (7,6 km, 1994) Niederdruck-Ölkabel mit direkter Wasserkühlung eingesetzt /7/.



Bild 4.2. 380-kV-VPE-Einleiterkabel 2XS(FL)2Y 1×2500RM/50: 6-Segment-Millikenleiter, Kupferquerschnitt 2500 mm^2 , PE-Mantel, Kupferschirm mit 50 mm^2 Querschnitt, Aluminium-Dampfsperre, Außendurchmesser 14,2 cm (Quelle: Nexans)

Die umweltfreundlicheren und auch sonst gegenüber Ölkabeln vorteilhafteren VPE-Kabel kamen zwar schon Ende der 60er Jahre mit Nennspannungen bis 110 kV auf den Markt, aber erst 1986 war das erstes 380-kV-VPE-Kabel serienreif /8, 9/. Seit 1988 stehen VPE-Kabel bis 500 kV Nennspannung zur Verfügung. Das Vordringen der Kunststoffkabel in den Höchstspannungsbereich war vor allem auch eine Frage geeigneter Muffen, die erst mit der Entwicklung der vorgefertigten Aufschiebemuffen zufrieden stellend gelöst wurde.

Bisher gibt es in Europa etwa 10 Kabel- und Rohrleiterstrecken mit insgesamt etwa 100 km Gesamttrassenlänge (Seekabel ausgenommen) /3, 4/.

Einen Überblick über bisher realisierte Projekte mit 380-kV-VPE-Kabeln gibt die Tabelle 4.1. Dabei handelt es sich überwiegend um Projekte zur Versorgung von Großstädten und nur in Einzelfällen um Leitungsabschnitte, bei denen eine Freileitung aus baulichen, genehmigungsrechtlichen oder umweltrelevanten Gründen (Projekt Dänemark/Jütland, auf das in Abschnitt 5.8 noch näher eingegangen wird) oder aus Sicherheitsgründen (Projekt Mailänder Flughafen) nicht in Frage kam.

Die Großstädte verfügen über mehrere Anspeisemöglichkeiten aus dem Übertragungsnetz, wodurch es beim Ausfall von einer Anspeisung meist zu keinen Versorgungsunterbrechungen oder anderen Störungen kommt.

Tabelle 4.1. Realisierte und geplante Höchstspannungs-VPE-Kabelprojekte (weltweit) /4, 30/

Land/ Ort	U kV	n ¹⁾	Q mm ²	Leistung pro System	Trassen- länge	Verle- gung	Jahr	Anlass
Dänemark	400	1	1600	975 MW	22 km	Erde	1997	Stadt
Kopenhagen	400	1	1600	800 MW	14 km	Erde	1999	Stadt
Dänemark Jütland	400	2	1200 Al	500 MW	14,5	Erde	2004	Landsch.- schutz
Deutschland	400	2	1600	1100 MW	6,3 km	Tunnel	1998	Stadt
Berlin	400	2	1600	1100 MW	5,2 km	Tunnel	2000	Stadt
Japan Tokio	500	2	2000	900 MW	40 km	Tunnel/ Brücken	2000	
Großbrit. London	400	1	2500	1600 MW	20 km	Tunnel	2005	Stadt
Niederlande Rotterdam	400	2	1600	1000 MW	2,25 km	Erde/ Rohr	2005	Wasser- straße
Korea Seoul	345	2	2000	k.A	9,8	Tunnel	2003	Stadt
Spanien Madrid	400	2	2500	1390 MVA	12,8 km	Tunnel	2004	Flughafen
Österreich Wien	400	2	1200	600/1040 ²⁾ MW	5,2 km	Graben/ Tunnel	2005	Stadt
Italien Mailand	400	2	2000	1050 MW	8,4 km	Erde	2006	Stadt

¹⁾ Anzahl Systeme ²⁾ gekühlt

Die bisher längste 380-kV-VPE Kabelstrecke in Europa wurde 1997 errichtet und verbindet Kopenhagen mit dem dänischen Verbundnetz über 22 km. In Berlin wurden 1998 und 2000 zur Schließung der Diagonale auf zwei Abschnitten 380-kV-Doppelkabelsysteme von 6,3 und 5,4 km Länge in zwangsbelüfteten Tunneln in Betrieb genommen /10, 11/. Die eingesetzten VPE-Kabel mit 1600 mm² Kupferquerschnitt können 1100 MVA pro System übertragen. Das Projekt stellte seinerzeit eine Weltneuheit dar, dem umfangreiche Dauertests vorausgegangen waren. Aufgrund der speziellen elektrischen Eigenschaften der Kabel (s. Abschnitt 5.1) sind bei 380 kV ab etwa 15 km Übertragungslänge Blindleistungskompensationsmaßnahmen erforderlich.

4.3 Gasolierte Rohrleiter (GIL)

Ein Doppelsystem gasolierte Rohrleiter mit 380-kV-Nennspannung wurde erstmals 1976 zur Leistungsabführung des Kavernenkraftwerkes Wehr (Südbaden) durch einen Stollen eingesetzt /12/. Rohrleiter der weiterentwickelten zweiten Generation werden nicht mehr ver-

schraubt, sondern vor Ort gasdicht aus Rohr- und Leiterstücken von 11 bis 14 m Länge und, falls erforderlich, Winkelbausteinen zur Richtungsänderung, verschweißt. Als Isoliermittel dient ein unter einem Druck von 7 bar stehendes Gasgemisch aus 20 % SF₆ und 80 % Stickstoff. Rohrleiter werden vorzugsweise im Tunnel verlegt, können aber auch direkt in die Erde eingebettet werden. Bei einer Spannung von 380 kV könnte ein Rohrleitersystem bei Erdverlegung eine Leistung von 1645 MVA (2500 A bei 380 kV) über eine Entfernung von über 100 km ohne Kompensationsmaßnahmen übertragen.

Allerdings wurde bisher weder eine GIL in Erde verlegt noch in einer größeren Länge ausgeführt. Die längste GIL in einer Übertragungsleitung ist jene in Genf mit 420 m Länge und 220 kV Betriebsspannung.

Umweltschützer sehen den Umgang mit SF₆ kritisch, da SF₆ eine mehrfach größere Treibhauswirkung als CO₂ entfacht. Es werden deshalb höchste Anforderungen an die Gasdichtigkeit gestellt.

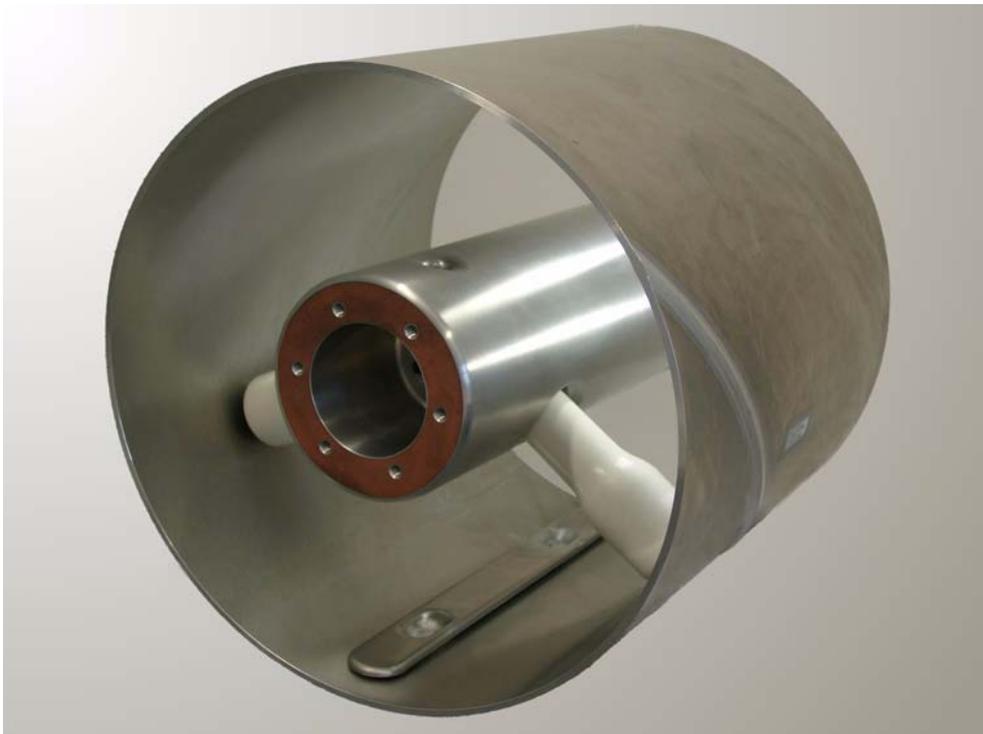


Bild 4.3. 380-kV-Gasisolierter Rohrleiter: Kapseldurchmesser außen 517 mm, innen 500 mm, Leiterdurchmesser außen 180 mm, innen 156 mm (Quelle: Siemens)

5 Unterschiede in den Betriebseigenschaften und bei der Betriebsführung von Freileitung, Kabel und GIL

Die einzelnen Übertragungssysteme unterscheiden sich aufgrund ihrer Bauart und Geometrie sowie der eingesetzten Werk- und Isolierstoffe deutlich in ihren elektrischen, thermischen und mechanischen Eigenschaften und damit auch in ihrem Betriebsverhalten und ihren Gesamtkosten.

Die Bewertung der einzelnen Leitungssysteme hängt wesentlich von den topografischen Gegebenheiten und den Einsatzbedingungen im Netz ab. Das 380-kV-Übertragungssystem ist durch Vermaschung redundant aufgebaut und besteht bisher nur aus Freileitungen mit annähernd gleichem Impedanzbelag. Der Leistungsfluss auf den Leitungen schwankt in der Höhe und kann seine Richtung ändern. Durch den Stromhandel und den Anteil der Windleistungseinspeisung ist der Leistungsfluss auf den Leitungen als stochastische (zufällige) Größe anzusehen.

Die Stromverteilung im Netz richtet sich nach den Spannungen und den Leitungsimpedanzen. Die Spannungen an den Anschlussknoten einer Leitung sind weitgehend durch das Netz vorgegeben. Da Kabel und GIL eine geringere Impedanz als Freileitungen haben, ziehen sie mehr Strom auf sich als eine vergleichbare Freileitung. Es ist dann in jedem Fall sicher zu stellen, dass es nicht zu einer Überlastung der Kabel oder einem unerwünscht hohen Leistungsfluss über die GIL kommt. Gegebenenfalls sind die Impedanzen des Kabels oder der GIL durch Längsdrosselspulen den Lastflussverhältnissen anzupassen oder Lastfluss steuernde Betriebsmittel (Schrägregler oder FACTS) einzusetzen (s. Abschnitt 5.4). Aufgrund der unterschiedlichen Impedanzen ist ein Parallelbetrieb von Kabeln oder GIL mit Freileitungen grundsätzlich nur mit Anpassungsdrosseln sinnvoll.

5.1 Elektrische Eigenschaften

Die Betriebseigenschaften einer Leitung werden durch ihren Aufbau und ihre geometrischen Abmessungen, die auch das äußere Erscheinungsbild prägen, bestimmt. Freileitungen, Kabel und Rohrleiter unterscheiden sich wegen der unterschiedlichen elektrischen Festigkeit der verwendeten Isolierstoffe grundsätzlich in ihrem Aufbau. Bei der Freileitung dient die atmosphärische Luft als Isolierstoff. Daraus ergeben sich die relativ großen Leiterabstände und Abstände der Leiter zur Erde sowie große Trassenbreiten. Als Leiterseile werden von 110 kV aufwärts Aluminium-Stahl-(Al/St)Verbundseile eingesetzt. Das Stahlseil im Innern erhöht die mechanische Festigkeit und den äußeren Durchmesser des Leiterseils, was sich günstig auf die Parameter der Freileitung auswirkt. Die aus mehreren Lagen Aluminiumdrähten bestehende Umhüllung übernimmt die Stromführung. Ab 220 kV werden sog. Bündelleiter verwendet. Ein Bündelleiter besteht bei 380 kV aus 2, 3 oder 4 Leiterseilen (Teilleitern), die durch Abstandshalter parallel geführt werden. Der Strom und die Ladung verteilen sich gleichmäßig auf die Teilleiter. Neben der Querschnittserhöhung (geringere Verluste) haben Bündelleiter den Vorteil, dass sie die natürliche Leistung der Leitung erhöhen und die kritische Oberflächenrandfeldstärke mit Rücksicht auf die Koronaentladungen begrenzen.

Die aus einem Mehrschicht-Dielektrikum (Ölkabel) oder Kunststoff (VPE) bestehende Isolierung der Kabel weist eine wesentlich höhere elektrische Festigkeit als atmosphärische Luft auf und ermöglicht so den gedrungenen Aufbau der Kabel. Für 380-kV-VPE-Kabel liegt die Wanddicke der Isolierung zwischen 25 und 27 mm. Der Außendurchmesser für ein Kabel mit dem Querschnitt von 2500 mm² beträgt 14,2 cm. Die Trassenbreite hängt von der Art der Verlegung ab (Dreiecks- oder Einebenenverlegung, s. Abschnitt 6.2).

Bei gasisolierten Rohrleitern nutzt man die Gesetzmäßigkeiten aus, dass die elektrische Festigkeit von Gasen mit zunehmendem Druck steigt und SF₆ oder auch SF₆-Stickstoffgemische

sehr gute dielektrische Eigenschaften haben. Mit dem Gemisch von 20 % SF₆ und 80 % Stickstoff ist bei 7 bar für 380 kV Nennspannung ein Isolationsabstand von 160 mm zwischen Leiter und Kapsel ausreichend. Der Außendurchmesser eines solchen Rohrleiters beträgt dann 517 mm. In Erde werden Rohrleiter grundsätzlich flach mit einem Abstand von etwa 1 m verlegt.

Für die elektrischen Betriebseigenschaften sind die in Tabelle 5.1 zusammengestellten Betriebskonstanten von Bedeutung. Die Betriebskonstanten der Leitungen werden üblicherweise auf die Längeneinheit 1 km bezogen. Man nennt sie dann Leitungsbeläge.

Tabelle 5.1. Betriebskonstanten von 380-kV-Leitungen (1 Stromkreis)

Betriebskonstanten und Betriebsgrößen	Freileitung 3×635/117 Al/St	Kabel ¹⁾			GIL ²⁾
		2XS(FL)2Y 1×...RM/50 ⁵⁾			
Leiterquerschnitt in mm ² bzw. Kapselquerschnitt in mm ²	3×635/117	1600	2000	2500	6334 13579
Widerstandsbelag in mΩ/km Kapselwiderstand in mΩ/km	15,4 ³⁾	15,6 ⁴⁾	12,9 ⁴⁾	10,8 ⁴⁾	5,50 ³⁾ 4,22 ³⁾
Reaktanzbelag in Ω/km	0,2567	0,2026	0,1956	0,1879	0,0679
Induktivitätsbelag in mH/km	0,8171	0,6449	0,6226	0,5981	0,216
Kapazitätsbelag in nF/km	14,0	205,1	228,4	245,9	54,5
Ableitungsbelag in nS/km	17	tan δ = 0,001			k. A.
Ladestrom in A/km	0,965	14,14	15,74	16,95	3,76
Ladeleistung in Mvar/km	0,635	9,30	10,36	11,16	2,47
Wellenwiderstand in Ω	241,6	56,1	52,2	49,3	63
Natürliche Leistung in MW	598	2574	2766	2929	2292
max. zul. Leitertemperatur in °C	80	90	90	90	105

¹⁾ flach in 1,5 m Tiefe verlegt, thermische Bettung, 0,5 m Leiterachsabstand, Schirm beidseitig geerdet, Cross-Bonding, 90 °C Leitertemperatur und 15 °C Umgebungstemperatur

²⁾ Leiterachsabstand 1,1 m, Erdüberdeckung 1,5 m

³⁾ Bündelleiterwiderstand bei 20 °C

⁴⁾ mit Zusatzwiderstand bei 90 °C Leitertemperatur

⁵⁾ Die Angabe des Schirmquerschnitts ist hier beispielhaft. Auf der Salzburgleitung könnten größere Schirmquerschnitte zum Einsatz kommen, was aber keinen Einfluss auf die hier angegebenen Parameter hat.

Der Widerstandsbelag wird hauptsächlich durch den Leiterquerschnitt bestimmt. Er hängt von der Temperatur und insbesondere beim Kabel auch von der Stromverdrängung durch das Magnetfeld im eigenen Leiter (Skinneffekt) und der anderen Leiter (Proximityeffekt) ab. Da Skin- und Proximityeffekt nur bei Wechselstrom wirksam werden, unterscheidet man zwischen Gleichstrom- und dem höheren Wechselstromwiderstandsbelag. Der Wechselstromwiderstand ist für die stromabhängigen Verluste maßgebend (Abschnitt 5.2).

Der Ableitungsbelag ist ein Maß für die dielektrischen Verluste (Leckströme durch die Isolierung) und die Koronaverluste bei der Freileitung. Beim Kabel wird anstelle des Ableitungsbelages meist der tan δ angegeben (s. Abschnitt 5.2).

Induktivität und Kapazität bestimmen die Wechselstromwiderstände. Der Induktivitätsbelag der Freileitungen und Kabel ist bei konstanter Frequenz dem logarithmischen Verhältnis des mittleren geometrischen Abstandes der Leiter zum Leiterradius proportional, so dass Freileitungen generell einen höheren Induktivitätsbelag als Kabel aufweisen. Beim Kabel hängt der

Induktivitätsbelag auch noch von der Art der Verlegung ab. Der Induktivitätsbelag der Rohrleiter wird durch das logarithmische Verhältnis von Kapsel-Innendurchmesser zu Leiter-Außendurchmesser bestimmt und fällt deshalb noch kleiner als beim Kabel aus und ist auch unabhängig von der Art der Verlegung. Für den Kapazitätsbelag einer Freileitung ist das reziproke logarithmische Verhältnis von mittlerem geometrischen Leiterabstand zu Leiterradius maßgebend, während für Kabel und Rohrleiter das reziproke logarithmische Verhältnis von Schirm- bzw. Kapsel-Innendurchmesser zu Leiter-Außendurchmesser entscheidend ist. Die Freileitung hat deshalb den kleinsten Kapazitätsbelag, der des Rohrleiters ist etwa viermal so groß und der des Kabels mit 2500 mm² Querschnitt etwa 18-mal so groß wie der der Freileitung. Neben dem geringen Isolierabstand ist auch die höhere relative Dielektrizitätszahl des festen Isolierstoffes ($\epsilon_{VPE} = 2,3$) für den relativ großen Kabelkapazitätsbelag mitbestimmend. Die Reaktanzen ($X = \omega L$) sind bei Einbindung der Leitung in ein bestehendes Netz für die Leistungsaufteilung maßgebend. Die Kapazitäten muss man sich über die gesamte Leitungslänge fein verteilt zwischen den Leitern untereinander und zur Erde vorstellen (beim Kabel und Rohrleiter nur zwischen den Leitern und dem geerdetem Schirm bzw. der geerdeten Kapsel). Sie verursachen längs der Leitung Querströme, die sich zum so genannten kapazitiven Ladestrom aufsummieren (Bild 5.1). Mit dem kapazitiven Ladestrom ist die kapazitive Ladeleistung verbunden. Der kapazitive Ladestrom fließt je nach den Spannungsverhältnissen im Netz von einer oder beiden Seiten der Leitung zu und belastet den Leitungsquerschnitt zusätzlich zum Übertragungsstrom und mindert so insbesondere bei Kabeln mit ihren relativ großen Kapazitäten die Übertragungsleistung. Die von den Induktivitäten und Kapazitäten verursachten Leistungsanteile bezeichnet man auch als Blindleistung, da sie keine Arbeit verrichten. Sie dienen lediglich zum Aufbau der elektrischen und magnetischen Felder. Die Blindleistung wird zwischen den Induktivitäten und Kapazitäten der Leitungen und den anderen Betriebsmitteln des Netzes ausgetauscht und belastet somit auch die unmittelbare Netzumgebung an den Anschlussstellen.

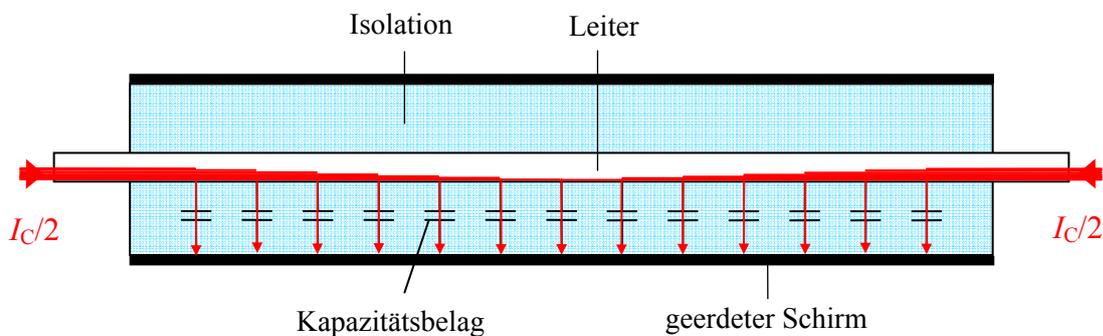


Bild 5.1. Belastung des Leiters durch den kapazitiven Ladestrom I_C des Kabels

Der Wellenwiderstand Z_w ergibt sich näherungsweise aus der Wurzel des Verhältnisses von Induktivitäts- und Kapazitätsbelag. Er ist somit bei der Freileitung deutlich größer als beim Rohrleiter und dem Kabel. Er bestimmt zusammen mit dem Quadrat der Nennspannung U_n die natürliche Leistung der Leitung ($P_{nat} = U_n^2/Z_w$). Bei Betrieb der Leitung mit der natürlichen Leistung ist der Blindleistungshaushalt der Leitung ausgeglichen, d. h. induktive und kapazitive Blindleistung sind gleich, so dass keine Blindleistung aus dem Netz zufließt oder an das Netz abgegeben wird. Dieser Zustand ist elektrisch gesehen zwar der ideale Belastungszustand einer Leitung, nicht aber der wirtschaftliche Belastungsfall. 380-kV-Freileitungen kann man bei der hier zu betrachtenden Übertragungsentfernung von 110 km weit oberhalb der natürlichen Leistung betreiben, wobei allerdings die Verluste und der induk-

tive Blindleistungsbedarf anwachsen. Die wesentlich höhere natürliche Leistung der Kabel lässt sich nur durch intensive Zwangskühlung der Kabel erreichen, wobei hohe Verluste und der erhebliche Mehraufwand für die Kühlung in Kauf zu nehmen sind. Natürlich gekühlte Kabelsysteme können immer nur unterhalb der natürlichen Leistung betrieben werden. In diesem Betriebszustand verlangt das Kabel kapazitive Blindleistung in Form der Ladeleistung, die entweder aus dem Netz oder aus am Kabelanfang und -ende und in der Kabelmitte aufgestellten Kompensationsspulen bereitgestellt werden muss. Bei Übertragungsentfernungen von einigen 10 km sind Kompensationsspulen bereits unerlässlich, da der Transport größerer Blindleistung aus dem Netz nicht sinnvoll und auch unwirtschaftlich ist. GIL kommen aufgrund ihrer relativ geringen Kapazität auch bei längeren Übertragungsentfernungen ohne Kompensationsmitteln aus.

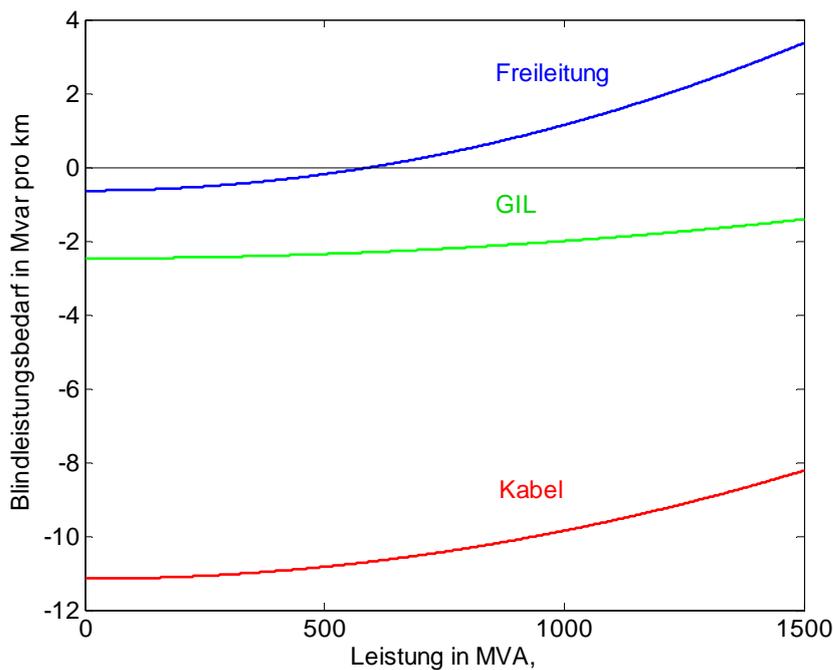


Bild 5.2. Blindleistung pro System und pro km von 380-kV-Freileitung, -Kabel und -GIL in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung (Parameter nach Tabelle 5.1, Kabel 2500 mm²)

5.2 Verluste

Man unterscheidet bei allen Leitungsarten zwischen spannungsabhängigen und stromabhängigen Verlusten. Die spannungsabhängigen Verluste entstehen durch die Leckströme der Isolation und bei der Freileitung auch durch die Koronaentladungen. Für die stromabhängigen Verluste sind die Wechselstromwiderstände der Leiter maßgebend. Bei Kabeln und der GIL entstehen bei Belastung auch Verluste in den geerdeten Kabelschirmen und in der Kapsel. Sie werden den stromabhängigen Verlusten zugerechnet und bei der Berechnung durch einen Zusatzwiderstand berücksichtigt.

Die spannungsabhängigen Verluste fallen ständig an, während die stromabhängigen Verluste durch die Belastung bestimmt werden. Durch die kapazitiven Ladeströme entstehen bereits bei Leerlauf der Leitung stromabhängige Verluste. Zur Berechnung der Verluste legt man die vereinfachte Ersatzschaltung der Leitungen mit konzentrierten Parametern im Bild 5.3 zu Grunde /5/. Die Leitungskapazitäten und Ableitungsleitwerte sind in dieser Ersatzschaltung je zur Hälfte auf die beiden Leitungsenden A und B verteilt.

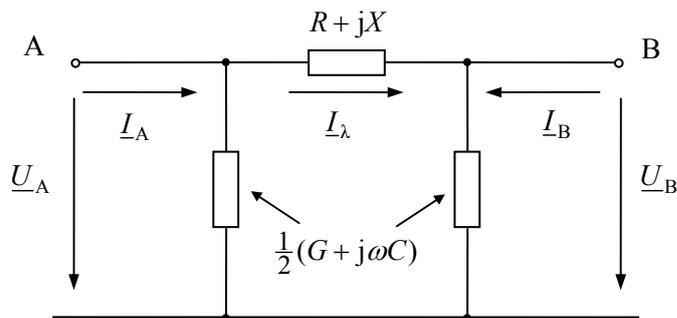


Bild 5.3. Pi-Ersatzschaltung der Leitung mit konzentrierten Parametern

Für die spannungsabhängigen Verluste kann angenommen werden, dass an den Leitungsenden die Netznominalspannung U_n anliegt. Es gilt dann für 1 km Leitung:

$$P'_{VU} = G' U_n^2 \tag{5.1}$$

und speziell für $U_n = 380$ kV:

$$\frac{P'_{VU}}{\text{kW/km}} = 0,1444 \cdot \frac{G'}{\text{nS/km}} \tag{5.2}$$

Der Leitwertbelag G' ist stark witterungsabhängig. Für die Verlustbewertung ist von einem Jahresmittelwert auszugehen. Dieser liegt für 380-kV-Freileitungen in der Größenordnung von 17 nS/km. Damit erhält man für einen Stromkreis der 380-kV-Freileitung spannungsabhängige Verluste von $P'_{VU} = 2,45$ kW / km.

Bei Kabeln berechnet sich der Leitwertbelag aus $G' = \omega C' \tan \delta$. Die Verlustleistung kann aber auch direkt aus der kapazitiven Ladeleistung Q_C mit dem Tangens des Verlustwinkels δ nach der Beziehung $P'_{VU} = \tan \delta \cdot Q'_C$ berechnet werden. Für das 380-kV-Kabel 2XS(FL)2Y 1×2500RM/50 ergibt sich mit $\tan \delta = 0,001$ $P'_{VU} = 0,001 \cdot 11,16 \text{ Mvar/km} = 11,16$ kW / km pro System, also etwa das 4,5-fache wie für die Freileitung.

Die gesamten spannungsabhängigen Verluste eines Übertragungssystems mit n_S parallelen Drehstromsystemen (Stromkreisen) und der Länge l berechnen sich aus den Verlusten P'_{VU} eines Systems pro km wie folgt:

$$P_{VU} = n_S P'_{VU} l = n_S G' l U_n^2 \tag{5.3}$$

Für die stromabhängigen Verluste gilt bei Vernachlässigung des Ladestromes pro km Leitung:

$$P'_{VI} = 3R' I^2 = R' \frac{S^2}{U_n^2} \tag{5.4}$$

und speziell für $U_n = 380$ kV:

$$\frac{P'_{VI}}{\text{kW/km}} = \frac{1}{144400} \cdot \frac{R'}{\text{m}\Omega/\text{km}} \cdot \left(\frac{S}{\text{MVA}} \right)^2 \tag{5.5}$$

wobei R' der wirksame Wechselstromwiderstand bei Leitertemperatur und S die übertragene Scheinleistung sind. Bei Freileitungen mit Bündelleitern ist für R' der Bündelleiterwiderstand einzusetzen.

Die gesamten stromabhängigen Verluste eines Übertragungssystems mit n_S parallelen Drehstromsystemen und der Länge l ergeben sich aus den Verlusten P'_{VI} eines Systems pro km wie folgt:

$$P_{VI} = \frac{1}{n_S} P'_I l = \frac{1}{n_S} R' l \frac{S^2}{U_n^2} \quad (5.6)$$

Für Freileitungen und GIL ist die Vernachlässigung des Einflusses des Ladestromes auf die Verluste gerechtfertigt. Bei Kabeln hoher Nennspannung und größerer Längen werden die Verluste ohne Berücksichtigung des Ladestromes merklich zu klein, im Leerlauf- und Schwachlastbereich sogar erheblich zu klein berechnet. Der vom Ladestrom verursachte Verlustanteil hängt von den Spannungsverhältnissen im Netz und bei Kompensation von der Anordnung der Kompensationsspulen ab. Fließt der Ladestrom nur von einer Seite dem Kabel zu, so ergibt sich ein zusätzlicher Verlustanteil von:

$$P_{IC} = 3R \frac{I_C^2}{3} = R I_C^2 \quad (5.7)$$

Bei gleichmäßiger Deckung des Ladestromes von beiden Seiten ergibt sich:

$$P_{IC} = \frac{1}{4} R I_C^2 \quad (5.8)$$

Bei Kompensation in der Leitungsmittle kann erreicht werden, dass nur je 1/4 des gesamten Ladestromes von jedem Ende der beiden Kabelabschnitte zufließt. In diesem Fall ergeben sich die kleinsten von I_C herrührenden Verlustanteile:

$$P_{IC} = \frac{1}{16} R I_C^2 \quad (5.9)$$

Da der Ladestrom der Netzspannung proportional ist ($I_C = \omega C U_n / \sqrt{3}$), sind die von I_C herrührenden Verlustanteile den spannungsabhängigen Verlusten zuzurechnen, fallen also unabhängig von der Belastung ständig an.

Der Widerstandsbelag R' ist temperaturabhängig und durch Stromverdrängungserscheinungen (Skin- und Proximityeffekt) bei Wechselstrom prinzipiell auch stromabhängig. Die Widerstandserhöhung durch Stromverdrängung und die Schirm- und Bewehrungsverluste beim Kabel werden durch einen Zusatzwiderstand $\Delta R'$ zum Gleichstromwiderstand $R'_\underline{\quad}$ berücksichtigt:

$$\Delta R' = R'_\underline{\quad} [y_s + y_p + (1 + y_s + y_p)(\lambda_1 + \lambda_2)] \quad (5.10)$$

wobei y_s und y_p für den Skin- und Proximity-Effekt und λ_1 und λ_2 für die Verluste im Kabelschirm und in der Kabelbewehrung stehen /13, 14, 15, 16/. VPE-Kabel werden ohne metallene Bewehrung ausgeführt. Den mechanischen Schutz übernimmt der PE-Mantel. Die darunter liegende Aluminiumfolie dient als Dampfsperre (Bild 4.2). Der Gleichstromwiderstandsbelag $R'_\underline{\quad}$ bei einer Temperatur ϑ ergibt sich ausgehend vom Wert bei 20 °C aus:

$$R'_\underline{\quad} = R'_{\underline{\quad}20} [1 + \alpha_{20} (\vartheta - 20^\circ\text{C})] \quad (5.11)$$

mit $\alpha_{20} = 3,93 \cdot 10^{-3} / \text{K}$ für Kupfer- und $\alpha_{20} = 4,03 \cdot 10^{-3} / \text{K}$ für Aluminiumleiter. Näherungsweise kann für beide Leitermaterialien mit einer Widerstandserhöhung von 4 % bei einer Temperaturerhöhung von 10 K gegenüber 20 °C gerechnet werden.

Der für die Verlustberechnung maßgebende Widerstandsbelag ergibt sich aus den Gln. (5.10) und (5.11) zu:

$$R' = R'_- + \Delta R' = R'_-(1 + y_s + y_p)(1 + \lambda_1 + \lambda_2) = R'_- \cdot F_{sp} \cdot F_\lambda = R'_w \cdot F_\lambda \quad (5.12)$$

mit den Faktoren F_{sp} und F_λ für die Stromverdrängung und die Schirm- und Bewehrungsverluste beim Kabel. Bei der Freileitung und beim GIL spielt die Stromverdrängung praktisch keine Rolle ($F_{sp} \cdot F_\lambda \approx 1$). Bei Kabeln mit großen Leiterquerschnitten können die Stromverdrängungserscheinungen durch Unterteilung des Leiterquerschnitts in gegenseitig isolierte Segmente (sog. Milliken-Leiter) oder gar durch Isolation der einzelnen Leiterdrähte klein gehalten werden. Beim Einleiterkabel nimmt der Proximityeffekt mit wachsendem Abstand der Kabelleiter ab. Für ein 380-kV-VPE-Kabel mit 2500 mm² Querschnitt und Millikenleiter in ebener Verlegung ergibt sich bei 0,5 m Leitermittendenabstand $y_s = 0,1327$ und $y_p = 0,0052$. Bei Erhöhung des Leitermittendenabstands auf 1 m geht y_p noch weiter auf 0,0013 zurück. Durch Auskreuzen der Schirme (sog. Cross-Bonding, Abschnitt 6.2) und der Leiter lassen sich die Schirmverluste auf einen Anteil von wenigen Prozent an den Gesamtverlusten reduzieren /13/. Für das Kabel mit 2500 mm² Querschnitt tragen die Schirmverluste dann noch etwa 4 % zu den Stromwärmeverlusten bei. Durch das Auskreuzen der Leiter wird das Kabelsystem gleichzeitig elektrisch symmetriert, so dass sich über die gesamte Länge gesehen gleiche Leiterinduktivitäten ergeben.

Bei GIL sind die Kapseln in Abständen von 200...400 m sowie am Anfang und Ende geerdet. Der Abstand der Erdverbindungen und die Ausführung der Erdungsanlage werden durch die zulässige Berührungsspannung im Normal- und Fehlerfall bestimmt. Im Gegensatz zum Kabelschirm bietet die Kapsel einen genügend großen Querschnitt, um die durch Induktionswirkung entstehenden Kapselströme aufzunehmen. In den Kapseln fließen in umgekehrter Richtung nahezu gleichgroße Ströme wie in den Leitern, die auch Verluste in der gleichen Größenordnung wie in den Leitern hervorrufen. In Summe liegen die stromabhängigen Leiter- und Kapselverluste in der Größenordnung der Kabel (s. Tabelle 5.2). Über die dielektrischen Verluste der GIL liegen keine Angaben vor. Aufgrund des geringen $\tan\delta$ und des geringen Kapazitätsbelages dürften die dielektrischen Verluste und der Einfluss des kapazitiven Ladestromes auf die Verluste vernachlässigbar sein.

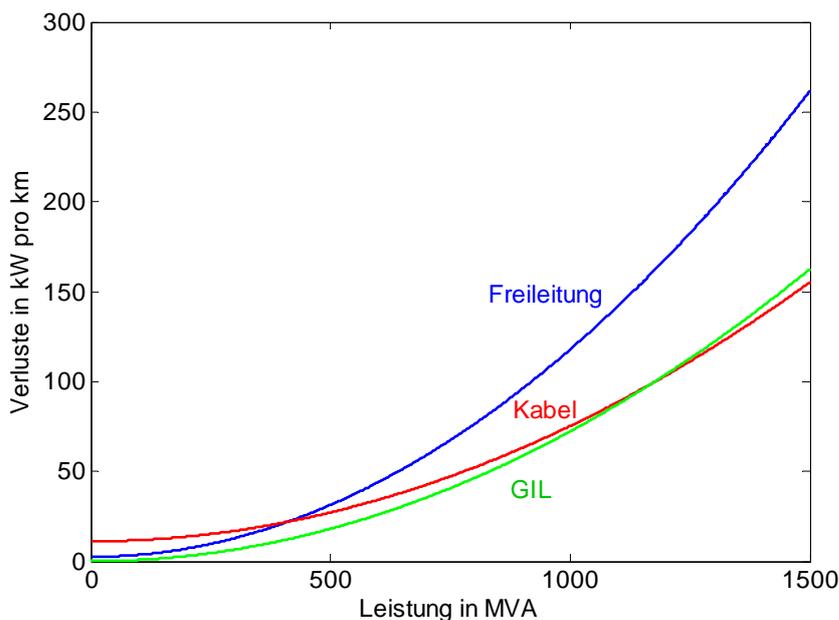


Bild 5.4. Gesamtverluste pro System und pro km von 380-kV-Freileitung, -Kabel und -GIL in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung (Parameter nach Tabelle 5.1, Kabel 2500 mm²)

Die nach den Gln. (5.3) und (5.6) berechneten Verluste der Leitungen unter Vernachlässigung des Einflusses des Ladestromes auch beim Kabel sind in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung im Bild 5.4 dargestellt. Die Tabelle 5.2 weist die spannungsabhängigen Verluste und die stromabhängigen Verluste bei 1500 MW in Zahlen aus. Mit kleiner werdender Leistung gehen die Verluste stark zurück (bei halber Maximalleistung betragen die stromabhängigen Verluste nur noch ein Viertel ihres Maximalwertes, s. Bild 5.4). Für die Verlustbewertung sind deshalb die mittleren Jahresverluste, die sich unter Berücksichtigung der zeitlichen Schwankung der Übertragungsleistung ergeben, heranzuziehen. Praktisch erfolgt die Verlustbewertung durch Multiplikation der maximalen stromabhängigen Verluste mit dem sog. Arbeitsverlustfaktor ϱ , der immer kleiner als 1 sein muss, da während des ganzen Jahres nicht die maximale Leistung übertragen wird (s. Abschnitt 8.6).

(Zur Verdeutlichung kann man die Ermittlung des durchschnittlichen Benzinverbrauchs von Autos heranziehen. Jeder Fahrer weiß, dass der Benzinverbrauch von der Fahrweise abhängt. Den mittleren Benzinverbrauch für eine Tankfüllung kann man einfach berechnen, indem man den Tankinhalt durch die gefahrenen km teilt. Beispiel: 75 L Tankinhalt bei gefahrenen 1000 km ergibt einen Durchschnittsverbrauch von 7,5 L/100 km. Geht man von dem maximalen momentanen Verbrauch während der gefahrenen Strecke aus (Bordcomputer moderner Autos halten diesen fest), so muss man diesen mit einem Faktor kleiner 1 multiplizieren, um auf den gleichen Durchschnittswert zu kommen. Betrag im Beispiel der momentane maximale Verbrauch 25 L/100 km, so ergibt $25 \text{ L/100 km} \times 0,3 = 7,5 \text{ L/100 km}$, wobei der Faktor 0,3 dem Arbeitsverlustfaktor entspricht.)

Tabelle 5.2. Verluste pro km von 380-kV-Leitungen (1 Stromkreis) bei 40 °C Leitertemperatur

	Freileitung	Kabel ¹⁾			GIL
	3×3×635/117Al/St	3×2XS(FL)2Y 1×...RM/50			
Leiterquerschnitt in mm ²	1905	1600	2000	2500	6334/13579 ²⁾
Widerstandsbelag in mΩ/km	16,64	13,2	10,9	9,24	5,95/4,57 ²⁾
Ableitungsbelag in nS/km	17	64,4	71,8	77,3	k. A.
Spannungsabhängige Verluste bei 380 kV in kW/km	2,45	9,3	10,4	11,2	k. A.
Stromabhängige Verluste kW/km bei 1500 MW und 380 kV	259,3	205,7	169,8	144,0	162,4
Kompensationsverluste kW/km ³⁾	0	18,6	20,8	22,4	0

¹⁾ flach verlegt mit 0,5 m Leiterachsabstand und Cross-Bonding

²⁾ erste Zahl für den Leiter, zweite Zahl für die Kapsel

³⁾ bei einer Spulengüte von 99,8 %, 380 kV und einem Kompensationsgrad von $k = 1$

5.3 Thermische und mechanische Eigenschaften

Aufgrund ihrer unterschiedlichen Konstruktion und der verschiedenen Umgebungsbedingungen unterscheiden sich Freileitung, Kabel und Rohrleiter auch deutlich hinsichtlich der thermischen und mechanischen Eigenschaften. Bei Freileitungen ist die zulässige Temperatur durch die mechanische Festigkeit der Leiterseile und den Durchhang der Leiterseile bestimmt. Die dauernd zulässige Leitertemperatur beträgt 80 °C.

Freileitungsseile sind von der Luft umgeben, die für eine gute Abführung der Verlustwärme sorgt. Freileitungen haben deshalb auch keine nennenswerte thermische Zeitkonstante, so dass die Leiterseiltemperatur nahezu unverzögert dem Belastungsspiel folgt. Die Temperatur stellt sich so ein, dass ein Gleichgewicht zwischen der Verlustwärme und der an die Luft abgegebenen Wärme herrscht. Somit bestimmt bei tageszeitlicher Wechsellast die, wenn auch nur kurzzeitig auftretende Höchstlast die höchste Temperatur des Leiterseiles. Diejenige

Höchstlast, die zur maximal zulässigen Leiterseiltemperatur führt, ist die thermische Grenzleistung der Freileitung. Da diese Leistung bei der Freileitung aber deutlich über der wirtschaftlichen Leistung liegt, wird man bestrebt sein, die Freileitung immer unterhalb der thermisch zulässigen Leistung zu betreiben, womit dann auch eine ausreichende thermische Reserve besteht.

Bei Kabeln wird die Verlustwärme durch die Isolierung und durch das Erdreich an die Erdoberfläche abgeleitet. Dabei werden die Isolierung und das Erdreich erwärmt. Mit Rücksicht auf die Lebensdauer der VPE-Isolierung darf die höchste dauernd zulässige Temperatur an der Leiteroberfläche 90 °C nicht überschreiten. Die sich an der Leiteroberfläche einstellende Temperatur hängt von der Kabelbelastung, der Legetiefe, der Anordnung der Kabel (im Dreieck oder nebeneinander), vom Abstand der Kabel, der Anzahl der parallel geführten Systeme, von der Wärmeleitfähigkeit der Isolierung und des Erdreiches sowie von der Temperatur an der Erdoberfläche ab. Tageszeitliche Temperaturschwankungen sind schon wenige Zentimeter unter der Erdoberfläche fast ohne Wirkung. Jahreszeitliche Temperaturschwankungen müssen dagegen bei der Auslegung der Kabelanlage berücksichtigt werden.

Aus thermischer Sicht ist die Verlegung der Kabel in einer Ebene günstiger als die Verlegung im Dreieck. Man wird deshalb Hochleistungskabel bevorzugt in einer Ebene verlegen und den Leiterabstand und die Legetiefe optimieren. Bei Häufung von Kabelsystemen im gemeinsamen Graben muss man aufgrund der thermischen Beeinflussung mit einer Reduzierung der Übertragungsleistung gegenüber der unbeeinflussten Verlegung rechnen.

Die ebene Verlegung hat allerdings den Nachteil, dass sich die von den einzelnen Leitern ausgehenden Magnetfelder mit wachsendem Leiternabstand immer weniger gegenseitig kompensieren. Das neueste Kabel in Wien wurde aus Gründen der elektromagnetischen Verträglichkeit im Dreieck, mit den entsprechenden Einbußen an Übertragungsfähigkeit, verlegt. Für die Wärmeleitung spielt die Wärmeleitfähigkeit der Erde eine zentrale Rolle. Sie ist stark vom Feuchtigkeitsgehalt des Bodens abhängig. Feuchter Boden leitet die Wärme besser als trockener Boden. Der spezifische Wärmewiderstand R_{th} des trockenen Bodens kann mit 2,5 Km/W angenommen werden, während man bei feuchtem Boden mit 1,0 Km/W rechnen kann. Bei hoch ausgelasteten Kabeln lässt es sich nicht vermeiden, dass der Boden in unmittelbarer Nähe des Kabels austrocknet. Um der damit verbundenen Verringerung der Wärmeleitfähigkeit entgegenzuwirken, füllt man den Trockenbereich mit speziellem Bettungsmaterial, das auch im trockenen Zustand einen spezifischen Wärmewiderstand kleiner als 1,2 Km/W aufweist, aus. Das thermisch stabilisierte Bettungsmaterial besteht aus Kies-Sandgemischen bestimmter Körnung oder aus einem Sand-Zement-Gemisch (Magerbeton). Man erzielt damit etwa eine um 10% höhere Strombelastbarkeit bei einem Belastungsgrad von $m = 0,7$. Fremdwärmequellen sind dabei nicht berücksichtigt.

Der Belastungsgrad ergibt sich aus der Fläche der Tagesbelastungskurve, dividiert durch Rechteck der Volllastkurve /17/. Für Dauerlast ist demnach $m = 1$. Eine Tagesbelastungskurve mit $m = 0,7$ bezeichnet man als EVU-Last. Sie ist typisch für Verteilnetze mit bekannten Lastprofilen. Zur Dimensionierung von Übertragungsnetzen wird üblicherweise jedoch ein höherer Belastungsgrad angesetzt (s. auch Anhang A3)

Durch den gegenüber bewegter Luft wesentlich schlechteren Wärmeabtransport des Erdreiches führt eine Belastungsänderung beim Kabel im Gegensatz zu der Freileitung zu einer merklich verzögerten Temperaturänderung. Die thermische Zeitkonstante liegt in der Größenordnung von mehreren Stunden. Deshalb kann man für ein erdverlegtes Kabel bei Wechsellast eine höhere thermische Grenzleistung als bei Dauerlast zugrunde legen. Die thermische Grenzleistung hängt vom Belastungsspiel ab. Das Belastungsspiel wird durch den Belastungsgrad m charakterisiert. Zur Steigerung der Übertragungsleistung einer Kabelanlage tragen neben der Querschnittserhöhung auch die unter Abschnitt 5.2 diskutierten Maßnahmen zur Minimierung der Verluste bei.

Tabelle 5.3. Belastbarkeit (Leistungen und Ströme) von 380-kV-Leitungen (1 Stromkreis)

Belastungs- grad	Freileitung 3×3×635/117 Al/St	Kabel ¹⁾ 3×2XS(FL)2Y 1×...RM/50			GIL ²⁾
$m = 1$	2300 MVA	1023,5 MVA	1137,3 MVA	1249,2 MVA	1645 MVA
	3495 A	1555 A	1728 A	1898 A	2500 A
$m = 0,7$		1236,1 MVA	1382,2 MVA	1525,7 MVA	
		1878 A	2100 A	2318 A	

¹⁾ flach in 1,5 m Tiefe verlegt, thermische Bettung, 0,5 m Leiterachsabstand, Schirm beidseitig geerdet
Cross-Bonding, 90 °C Leitertemperatur und 15 °C Umgebungstemperatur, Spannung 380 kV

²⁾ Leiterachsabstand 1,1 m, Erdüberdeckung 1,5 m

Die Tabelle 5.3 und die Bilder 5.5 und 5.6 und geben einen Überblick über die thermische Grenzleistung von 380-kV-VPE-Kabeln in Abhängigkeit vom Querschnitt, dem thermischen Widerstand R_{th} in der in der Trockenzone, dem Legeabstand (Leitermittenabstand) a und dem Belastungsgrad m . Dabei ist vorausgesetzt, dass an jeder Stelle der Kabelstrecke gleiche thermische Verhältnisse vorliegen, wie sie durch die Wärmeabfuhr des Erdbodens gegeben sind. Thermische Engpässe können beim Kreuzen von Bahnlinien oder anderen Verkehrswegen entstehen, wenn die Kabel in Rohre eingezogen werden müssen. In diesem Fall muss der Abstand zwischen den Leitern vergrößert werden, oder ungünstigstenfalls laterale Kühlung durch parallel verlegte Wasserrohre vorgesehen werden.

Die Grenzleistungen in den Bildern 5.5 und 5.6 gelten für ein Kabelsystem (1 Stromkreis). Bei mehreren parallel geführten Systemen führt die gegenseitige thermische Beeinflussung zu einer Verringerung der Grenzleistung, wenn die Kabelsysteme zu dicht nebeneinander verlaufen (s. auch Kapitel 7).

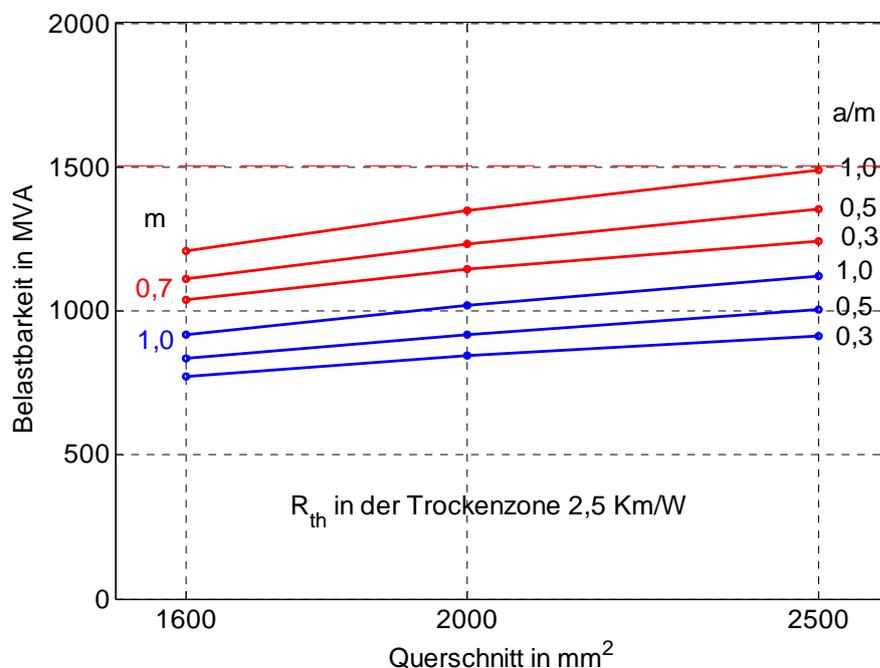


Bild 5.5. Thermische Grenzleistung von 380-kV-VPE-Kabeln 2XS(FL)2Y in Abhängigkeit vom Belastungsgrad m und dem Leiterachsabstand a (vgl. Bild 6.1) bei flacher Erdverlegung in 1,5 m Tiefe bei 90 °C Leitertemperatur, 15 °C Umgebungstemperatur, Crossbonding und einem spezifischen Wärmewiderstand der Trockenzone $R_{th} = 2,5 \text{ Km/W}$

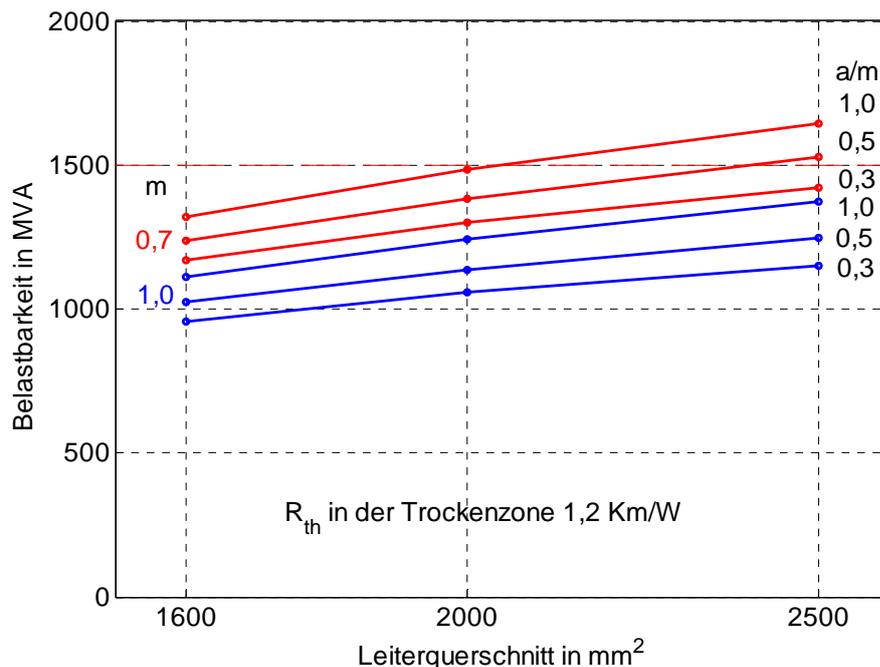


Bild 5.6. Thermische Grenzleistung von 380-kV-VPE-Kabeln 2XS(FL)2Y in Abhängigkeit vom Belastungsgrad m und dem Leiterachsabstand a (vgl. Bild 6.1) bei flacher Erdverlegung in 1,5 m Tiefe bei 90 °C Leitertemperatur, 15 °C Umgebungstemperatur, Crossbonding und einem spezifischen Wärmewiderstand der Trockenzone $R_{th} = 1,2 \text{ Km/W}$ (thermisch stabilisierte Bettung)

Bei Verlegung im zwangsbelüfteten im Tunnel kann das Kabel stärker belastet werden. Diesem Vorteil stehen der höhere Investitionsaufwand für den Tunnel und das Belüftungssystem und die höheren Betriebskosten gegenüber.

Die höchste dauernd zulässige Leitertemperatur für die GIL wird mit 105 °C angegeben. GIL-Systeme werden thermisch so ausgelegt, dass die Temperatur an der Kapseloberfläche 60 °C nicht überschreitet. Die Bettung kann nach Herstellerangaben in einer Sandschicht besonderer Körnung erfolgen, wodurch zum einen eine Beschädigung des Außenmantels durch Steine beim Rückverfüllen vermieden und zum anderen eine gute Wärmeleitfähigkeit erreicht wird. Durch Verlegung im zwangsbelüfteten Tunnel lässt sich wie beim Kabel die Übertragungsleistung erhöhen, wobei die höheren Investitions- und Betriebskosten in Kauf genommen werden müssen.

5.4 Lastfluss steuernde Maßnahmen, Blindleistungskompensation

Im Fall des Kabeleinsatzes ist die Kompensation der kapazitiven Ladeleistung erforderlich (s. Abschnitt 5.1). Die Ladeleistung eines Kabelsystems mit drei VPE-Einleiterkabeln mit je mit 2500 mm² Querschnitt und 108 km Länge beträgt $11,16 \text{ Mvar/km} \times 108 \text{ km} = 1205 \text{ Mvar}$ bei 380 kV. Für die vollständige Kompensation der Ladeleistung ist eine gleich große Spulenleistung erforderlich. Bei der Länge von 108 km genügt es nicht, nur Spulen am Anfang und Ende der Kabelstrecke aufzustellen. Damit weitere Spulen längs der Kabelstrecke angeschlossen werden können, muss das Kabel in zwei oder drei Abschnitte unterteilt werden, womit ein erheblicher technischer und wirtschaftlicher Aufwand durch zusätzliche Endverschlüsse, Überspannungsableiter und Schaltfelder verbunden ist. Bild 5.7 zeigt eine dreipolige Kompensationsspule mit 150 Mvar Leistung. Um 95 % der Blindleistung eines Kabelsystems von 108 km Länge zu kompensieren, sind 8 derartige Spulen erforderlich.



Bild 5.7. Blindleistungskompensations-Drosselspule 150 Mvar (Quelle: Siemens)

Bei schnellen Laständerungen, wie sie bei der Salzburgleitung aufgrund der Nähe von großen Pumpspeicherkraftwerken sehr wahrscheinlich ist, müssen die Kompensationsanlagen an den geänderten Blindleistungsbedarf des Kabels angepasst werden. Geschieht dies nicht in ausreichender Geschwindigkeit kann die Einhaltung der Spannungsgrenzen nicht garantiert werden. Der Reglerwert der Regelzone APG ändert sich bereits heute binnen Sekunden um über 2000 MW, was zu den genannten raschen Lastflussänderungen führt. Durch den künftigen Windausbau werden raschen Lastflussänderungen an Häufigkeit und in ihrer Höhe weiter zunehmen.

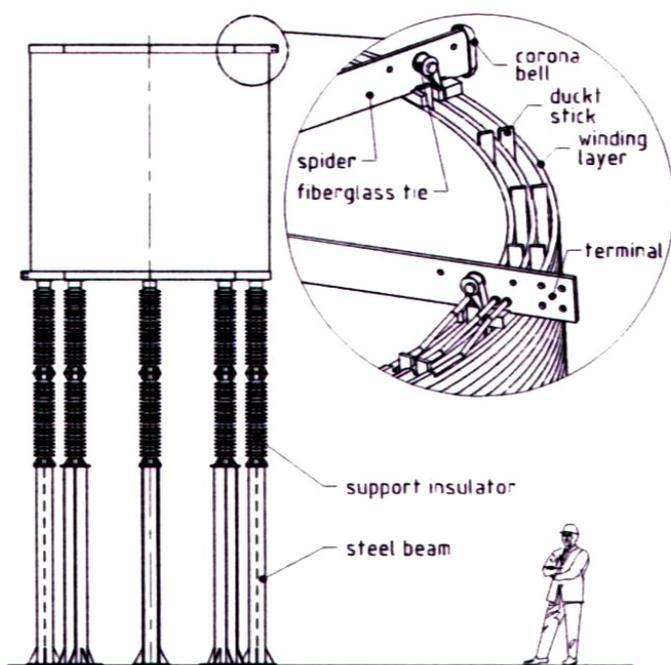


Bild 5.8. Längsdrosselspule zur Impedanzanpassung /18/

Die Leistungsaufteilung auf die einzelnen Leitungen hängt von den Spannungen (nach Betrag und Winkel) an den Anschlusspunkten und den Impedanzen der einzelnen Leitungen ab. Auf die Spannungsbeträge und gleichzeitig die Winkel kann mit Hilfe eines speziellen Phasen-Schiebertransformators (PST) in Grenzen eingewirkt werden.

Die Impedanz der 380-kV-Leitungen wird im Wesentlichen durch ihren Imaginärteil, die Reaktanz bestimmt. Da die Reaktanz des VPE-Kabels mit 2500 mm² Querschnitt bei einem Legeabstand von 0,5 m nur das 0,73-fache der Freileitung und die des GIL nur das 0,27-fache der Freileitung beträgt, müssten um gleiche Leistungsflüsse wie im Fall einer Freileitung zu gewährleisten, Anpassungsspulen in Reihe zu den Leitern geschaltet werden. Diese Spulen sind wie Kurzschlussstrom-Begrenzungsspulen als Luftspulen ausgeführt und werden auf Isoliertischen aufgestellt (Bild 5.8) /18/. Die erforderliche Reaktanz würde beim 108 km langen Kabel etwa 7,4 Ω und bei der 108 km langen GIL etwa 21 Ω pro Leiter betragen.

5.5 Verhalten bei Kurzschlüssen und Überspannungen

Im Hochspannungsnetz treten durch Schaltvorgänge und Blitzeinschläge Überspannungen auf, die die Isolierung der Leitungen und Betriebsmittel besonders beanspruchen. Da es wirtschaftlich nicht sinnvoll ist, die Leitungen und Betriebsmittel so auszulegen, dass sie jeder Überspannung standhalten, sind sie durch Überspannungsableiter zu schützen. Zur Vermeidung von Blitzeinschlägen auf Freileitungen werden diese mit Erdseilen, die wie Blitzableiter wirken, auf der Mastspitze ausgerüstet. Dennoch lässt es sich nicht in jedem Fall vermeiden, dass es zu einem Isolationsdurchschlag kommt. Dieser kann bei Freileitungen auch durch sich bildenden Fremdschichtbelag auf den Isolatoren, Baumwuchs oder Vögel eingeleitet werden. Bei Kabeln können Beschädigungen, Fehler im Isolationsmaterial oder Alterungserscheinungen zum Durchschlag führen. In das Fehlgeschehen sind auch die Muffen und Kabelendverschlüsse einzubeziehen. Ein Isolationsdurchschlag im 380-kV-Netz führt aufgrund der Erdungsverhältnisse immer zu einem Kurzschluss mit großen Strömen. Um die Leitungen und Betriebsmittel vor den großen Kurzschlussströmen zu schützen, müssen die vom Kurzschluss betroffenen Leitungen oder Betriebsmittel in kürzester Zeit abgeschaltet werden und fallen damit bis zur Reparatur oder Auswechslung aus. Eine Ausnahme bilden vom Durchschlag betroffenen Freileitungen, bei der man die Selbstheilung der Luft als Isolierstoff ausnutzen kann. Bei den Freileitungen überbrückt der Kurzschluss die Durchschlagsstelle mit einem Lichtbogen. Durch kurzzeitiges Öffnen der Schalter an beiden Enden der betroffenen Leitung verlöscht der Lichtbogen in den meisten Fällen und die Leitung kann nach einer kurzen Pause, in der sich die Durchschlagsstrecke wieder verfestigt hat, erneut zugeschaltet werden (s. auch Abschnitt 5.6). Die Leistungübertragung wird durch diese automatische Wiedereinschaltung (AWE) (auch als Kurzunterbrechung (KU) bezeichnet) kaum beeinträchtigt. Kabel sind von Blitzeinschlägen zwar nicht direkt betroffen, aber ein Blitzeinschlag auf einer Freileitung verursacht eine in das Kabel einlaufende Spannungswelle mit steiler Stirn, die an der rückwärtigen Verbindungsstelle Freileitung-Kabel aufgrund des kleineren Wellenwiderstandes des Kabels noch verstärkt wird und so zum Isolationsdurchschlag im Kabel führen kann, wenn dieses nicht ausreichend dagegen geschützt ist. Da die Isolation des Kabels im Gegensatz zur Luft nicht selbstheilend ist, führt ein Durchschlag unweigerlich zu einem Dauerkurzschluss, der eine Abschaltung und Reparatur Kabels erforderlich macht. Bis zur Reparatur des Kabels fällt dann die gesamte Kabelstrecke aus.

Um das Kabel gegen Überspannungen zu schützen, ist dieses durch Überspannungsableiter an beiden Enden auszurüsten.

5.6 Schutz- und Überwachungssysteme, Wartung Instandhaltung

Sämtliche Leitungssysteme werden durch den Netzschutz vor unzulässiger Beanspruchung durch längere Überlastung oder Kurzschlussströme geschützt. Im 380-kV-Freileitungsnetz kommt hierfür der sog. Distanzschutz zum Einsatz. Dieser Schutz erkennt nicht nur einen Kurzschluss, sondern kann auch die Lage des Kurzschlusses auf der Leitung ermitteln und damit zu einer schnellen Fehlerlokalisierung beitragen, sowie die Ströme und Spannungen unmittelbar vor dem Kurzschluss und während des Kurzschlusses aufzeichnen, so dass eine Störungsanalyse möglich ist. Eine Besonderheit des Distanzschutzes ist die Kurzunterbrechung. Bei Erkennen eines Kurzschlusses auf der Leitung werden die Leistungsschalter an beiden Leitungsenden kurzzeitig geöffnet und nach einer kurzen Pause (einige 100 Millisekunden) wieder geschlossen. Da die meisten Kurzschlüsse im Freileitungsnetz Lichtbogenkurzschlüsse sind, verlöschen sie in der stromlosen Pause. Die Durchschlagstelle regeneriert sich in der stromlosen Pause, so dass der Fehler bereinigt ist, ohne dass es zu einer merklichen Beeinträchtigung der Leistungsübertragung kommt. Man spricht deshalb bei der Freileitung auch von einer selbstheilenden Isolierung. Nur in Ausnahmefällen handelt es sich bei den Kurzschlüssen im Freileitungsnetz um Kurzschlüsse, die nach der stromlosen Pause weiter bestehen. In diesem Fall veranlasst der Distanzschutz nach der erfolglosen Kurzunterbrechung die beidseitige Leitungsabschaltung.

Da Kurzschlüsse in Kabeln und GIL immer zu Schäden an der Kurzschlussstelle führen, die eine sofortige Abschaltung erfordern, macht eine Kurzunterbrechung keinen Sinn, so dass eine Änderung des Netzschutzkonzeptes erforderlich ist. Als Schutz vor Kurzschlüssen ist ein Differentialschutz vorzusehen. Der Differentialschutz vergleicht die Ströme am Anfang und Ende der Leitung. Ist die Leitung fehlerfrei, so sind die Ströme am Anfang und Ende gleich. Bei einem Kurzschluss tritt eine Stromdifferenz auf, die zur sofortigen Abschaltung führt. Um die Ströme an beiden Leitungsenden vergleichen zu können, müssen die Messwerte über Lichtwellenleiter dem Differentialschutz zugeführt werden.

Freileitungen werden durch Erdseile und an den Umspannwerken durch Überspannungsleiter vor Blitz- und Schaltüberspannungen geschützt. Kabel- und GIL werden ebenfalls an den Enden durch Überspannungsableiter geschützt.

Zur Temperaturüberwachung können heute bei allen Leitungsarten Monitoringsysteme eingesetzt werden. Bei Hochleistungskabeln ist zur Vermeidung vorzeitiger Alterung durch lokale Übererwärmung eine Online-Überwachung der axialen Temperaturverteilung mit Lichtwellenleitern sinnvoll. Der Lichtwellenleiter kann in den Drahtschirm integriert werden. Die Messgenauigkeit liegt bei ± 1 °C auf einer Messstrecke von 10...15 km. In Verbindung mit intelligenter Software kann das Monitoringsystem im Fall der temporären Überlastung die zulässige Dauer der Überlastung prognostizieren /19/. VPE-Kabel werden heute längs- und querwasserdicht ausgeführt, so dass die gefürchteten Wasserbäumchen, die schließlich zum Durchschlag führen, nicht auftreten können. Eine zusätzliche Feuchtigkeitsüberwachung ist mit geringem Aufwand möglich. Dazu wird ein Schirmdraht durch einen Widerstandsdraht (Sensordraht) ersetzt. Der Widerstandsdraht ist mit einer wasserdurchlässigen Umhüllung versehen. Beim Eindringen von Wasser bildet sich an der Eindringstelle ein Kurzschluss mit den anderen Schirmdrähten aus. Aus den sich dann einstellenden Widerstandsverhältnissen kann die Eindringstelle ermittelt werden.

Jede Kabellieferlänge und die Garnituren (Endverschlüsse und Muffen) werden im Rahmen einer Stückprüfung auch einer Teilentladungsprüfung unterzogen. Eine Online-Teilentladungsüberwachung ist derzeit nur an den Muffen möglich /19/. GIL sind standardmäßig mit einem Fehlerortungssystem und Gasüberwachungssystem sowie Sensoren zur Teilentladungsüberwachung ausgestattet. Eine Online-Teilentladungsüberwachung kann installiert werden.

5.7 Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Lebensdauer

Ein Netz gilt als hinreichend zuverlässig, wenn es das (n-1)-Kriterium erfüllt. Das (n-1)-Kriterium ist erfüllt, wenn der Ausfall eines beliebigen der n Betriebsmittel beherrscht wird, ohne dass die verbleibenden Betriebsmittel überlastet werden und die Spannungen im zulässigen Bereich bleiben. Die Einhaltung des (n-1)-Kriterium ist nur bei ausreichender Redundanz möglich. Redundanz bedeutet zugleich, dass nicht alle Leitungen und Transformatoren vollständig ausgelastet sein dürfen. Der Ausfall von Betriebsmitteln kann deterministische Ursachen (z. B. betriebsbedingte Abschaltung für Wartungszwecke) oder störungsbedingte Ursachen (z. B. Kurzschlüsse) haben. Die störungsbedingten Ursachen sind zufällig und lassen sich deshalb auch nur mit statistischen Kenngrößen beschreiben und bewerten. Das zufällige Ausfallverhalten eines Netzelementes, hier der Leitung einschließlich der Leistungsschalter, Trennschalter und Messwandler, wird durch die Ausfallrate λ und die mittlere Aus-Dauer (MTTR) charakterisiert /21/. Aus dem Kehrwert der mittleren Aus-Dauer ergibt sich die Instandsetzungsrate μ . Die Anzahl der zufallsbedingten Ausfälle von Betriebsmitteln auf 380/220-kV-Höchstspannungsebene wird z. B. in Deutschland in der VDN-Störungsstatistik (früher VDEW-Störungsstatistik) erfasst. Sind λ und μ bekannt, so berechnet sich die Verfügbarkeit (Wahrscheinlichkeit dafür, dass sich die Leitung im Betrieb befindet) aus (s. A5):

$$V = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \tag{5.13}$$

Die Nichtverfügbarkeit (Wahrscheinlichkeit dafür, dass sich die Leitung im Aus-Zustand befindet) ist das Komplement der Verfügbarkeit:

$$Q = 1 - V = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \tag{5.14}$$

Anschaulicher ist die Zeitdauer der Nichtverfügbarkeit bezogen auf ein Jahr (gelegentlich fälschlich auch als Verfügbarkeit bezeichnet). Man erhält sie aus der Beziehung:

$$Q' = Q \frac{8760\text{h}}{1\text{a}} \tag{5.15}$$

Die Ausfallhäufigkeit ist die Anzahl von Ausfällen bezogen auf 1 km Leitungslänge und 1 Jahr:

$$H = \frac{\mu \lambda}{\mu + \lambda} \approx \lambda \quad \text{für } \mu \gg \lambda \tag{5.16}$$

Die VDN-Störungsstatistik /22/ weist für die Jahre 1994 bis 2001 für die 380-kV-Freileitung eine Ausfallrate (Ausfallhäufigkeit) von 0,00353 pro km und Jahr und eine mittlere Aus-Dauer von 2,94 h aus. Für die 380-kV-VPE-Kabel liegen aufgrund des seltenen Einsatzes und dann nur kurzer Strecken, sowie der noch geringen Betriebsdauer bisher keine verwertbaren statistischen Daten vor. Für Kabel in der 110-kV-Ebene, in der teilweise auch VPE-Kabel eingesetzt sind, beträgt die Ausfallrate 0,00657 pro km und Jahr bei einer mittleren Ausdauer von 68,2 h. Die aus diesen Angaben berechneten Zuverlässigkeitsgrößen sind in Tabelle 5.4 zusammengestellt.

Tabelle 5.4. Zuverlässigkeitskenngrößen von 114 km 380-kV-Freileitung und 108 km 380-kV-Kabeln

Leitung	Ausfallhäufigkeit	Aus-Dauer	Ausfallrate	Nichtverfügbarkeit
Freileitung	0,00353/km/a	2,94 h	0,40242/a	1,18 h/a
Kabel	0,00657/km/a	> 68,2 h	0,70956/a	> 48,2 h/a

Obwohl die Daten des 110-kV-Kabels nur bedingt auf 380-kV-Kabel übertragbar sind, liefern sie doch wenigstens Anhaltswerte. Die Reparaturdauer der 380-kV-Kabel liegt aber aufgrund der erhöhten Anforderungen mit Sicherheit über der von 110-kV-Kabeln. Die Ausfallrate könnte kleiner werden, wenn das Kabel im freien Gelände oder im Tunnel verlegt ist, weil dann die Wahrscheinlichkeit einer Beschädigung durch Baugeräte geringer ist. Insgesamt wird sich aber an der wesentlich höheren Nichtverfügbarkeit des Kabels auch in der Höchstspannungsebene nichts ändern. Eine weitere Einschränkung der Verfügbarkeit von Kabeln ergibt sich durch einen möglichen Ausfall einer oder mehrerer Sekundäreinrichtungen. Dazu gehören: Muffen und Endverschlüsse, Überspannungsableiter und Kühleinrichtungen bei Verlegung im Tunnel.

Wenn auch keine statistisch gesicherten Angaben zur Ausfallrate von 380-kV-Kabeln vorliegen, so kann man andererseits jedoch anhand der gut abschätzbaren Reparaturdauern von Freileitungen und Kabeln eine Aussage zur zulässigen Ausfallrate des Kabels bei Voraussetzung einer mindestens so großen Verfügbarkeit wie für die Freileitung machen. Nach Gl. (5.14) gilt für das Verhältnis der Nichtverfügbarkeit von Freileitung und Kabel:

$$\frac{Q_F}{Q_K} = \frac{\lambda_F}{\mu_F + \lambda_F} \cdot \frac{\mu_K + \lambda_K}{\lambda_K} \approx \frac{\lambda_F}{\lambda_K} \cdot \frac{\mu_K}{\mu_F} \quad (5.17)$$

Für $V_K = V_F$ ist auch $Q_K = Q_F$, so dass aus Gl. (5.17) folgt

$$\frac{\lambda_K}{\lambda_F} = \frac{\mu_K}{\mu_F} = \frac{T_F}{T_K} \quad (5.18)$$

Demnach darf mit den Aus-Dauern in Tabelle 5.4 die Ausfallrate des Kabels bei gleicher Verfügbarkeit nur das 0,043-fache der der Freileitung betragen. Wegen der höheren Reparaturdauer von 380-kV-Kabeln gegenüber 110-kV-Kabeln muss die Ausfallrate des Kabels tatsächlich noch kleiner sein.

Bei der Bewertung der statistischen Zuverlässigkeitsdaten ist auch zu beachten, dass es sich lediglich um einen Vergleich auf der Grundlage von Durchschnittswerten handelt. Tritt das singuläre Ereignis Ausfall eines Kabelsystems tatsächlich ein, so kann es durchaus sein, dass die Aus-Dauer aus dem statischen Rahmen fällt und das Kabel wochenlang nicht zur Verfügung steht, je nach Schwere des Fehlers.

Bei der GIL kann mangels statistischer Daten keine Aussage zur Nichtverfügbarkeit getroffen werden.

Die Lebensdauer von Freileitungen wird mit 80 Jahren und mehr angegeben, wobei nach etwa der Hälfte der Lebensdauer ein Auswechseln der Seile erforderlich sein kann. Die Lebensdauer der VPE-Kabel wird ausgehend von den Erfahrungen in der 110-kV-Ebene mit 40 Jahren veranschlagt, obgleich für die 380-kV-Ebene noch keine Langzeiterfahrungen vorliegen. Die Lebensdauer der Kabel wird insbesondere durch die Langzeitfestigkeit der VPE-Isolierung bestimmt. Überspannungen, längere Überlastungen und Kurzschlüsse mit Überschreitungen der Grenztemperatur wirken im Gegensatz zur Freileitung Lebensdauer verringern.

Die elektrische Alterung äußert sich in einer abnehmenden elektrischen Beanspruchbarkeit (durch die elektrische Feldstärke) bzw. in einer abnehmenden elektrischen Belastbarkeit (durch die elektrische Spannung). Man spricht von einer spannungsbedingten elektrischen Alterung des Kabels. Den Zusammenhang zwischen der zulässigen Spannungsbelastung (Durchschlagspannung) und der Lebensdauer beschreibt die Lebensdauerkennlinie /23/:

$$u = k \cdot t^{-\frac{1}{n}} \quad (5.19)$$

Dabei ist n der Lebensdauerexponent und k der Lageparameter. Der Lebensdauerexponent kennzeichnet die Alterung der Isolierung. Zusätzlich erfolgt auch ein thermisches Altern des Kabels, dies wird jedoch bei diesem Ansatz nicht berücksichtigt.

Kleines n bedeutet schnelle Alterung (hoher Lebensdauerverbrauch). Eine Isolierung mit $n = \infty$ würde nicht altern. Luft- und SF₆-Isolierungen haben einen sehr hohen Lebensdauerexponenten und altern praktisch nicht. Für VPE rechnet man mit $n \geq 9/24$. Höhere Leitertemperaturen führen zu kleineren n -Werten. Im doppelt logarithmischen Maßstab ergibt sich für die Lebensdauerkennlinie eine fallende Gerade (Bild 5.9).

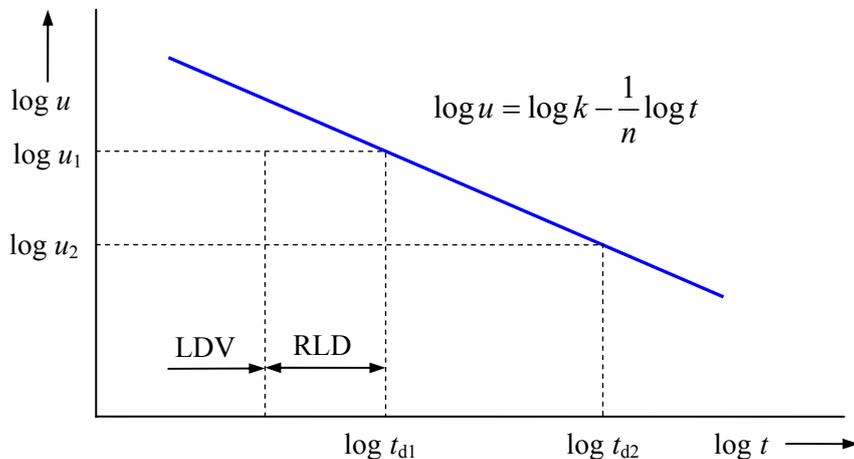


Bild 5.9. Lebensdauerkennlinie von Kabeln mit VPE-Isolierung

Das durch Gl. (5.19) beschriebene Lebensdauergesetz erlaubt es, ausgehend von einer bestimmten, zunächst konstant angenommenen Spannungsbelastung u_1 während einer bestimmten Zeit $t_{b1} \leq t_{d1}$ (t_{d1} Durchschlagszeit für u_1) auf die Lebensdauer t_{d2} bei Belastung mit einer geringeren Spannung u_2 zu schließen (s. Bild 5.9):

$$\frac{t_{d2}}{t_{d1}} = \left(\frac{u_1}{u_2} \right)^n \tag{5.20}$$

Das Maß für die Alterung ist der Lebensdauerverbrauch (LDV). Die Restlebensdauer (RLD) ergibt sich aus:

$$RLD = t_d - t_b = t_d \left(1 - \frac{t_b}{t_d} \right) = t_d (1 - LDV) \tag{5.21}$$

Folglich gilt für den relativen Lebensdauerverbrauch:

$$LDV = \frac{t_b}{t_d} \tag{5.22}$$

Normalerweise setzt sich die Spannungsbelastung des Kabels aus unterschiedlichen Spannungen (Betriebsspannung, Schaltüberspannung und Blitzüberspannung) u_i während einzelner Zeitabschnitte Δt_i zusammen. Der LDV während der Belastungsdauer $t_b = \sum \Delta t_i$ berechnet sich dann aus:

$$LDV = \sum_{t_b} \frac{\Delta t_i}{t_{di}(u_i)} \tag{5.23}$$

wobei t_{di} die zu u_i laut Lebensdauergesetz gehörende Durchschlagszeit ist. Eine detaillierte Abschätzung des Lebensdauerverbrauchs eines VPE-Kabels ist dem Anhang A6 zu entnehmen.

Wie im Abschnitt 5.6 ausführlich erläutert, führt die Mehrzahl der Überschläge an Freileitungen nur zu vorübergehender unwesentlicher Beeinträchtigung der Leistungsübertragung, die durch kurzzeitiges Abschalten des betroffenen Leiters, ohne dass dieser Schaden nimmt, beseitigt werden kann. Die erfolgreiche Kurzunterbrechung zählt deshalb auch nicht zu den Unterbrechungen und wird in der Störungsstatistik nicht erfasst.

Bei Kabeln und bei GIL führt ein Überschlag immer zu einem Kurzschluss mit Schaden an der Kurzschlussstelle, der eine Reparatur unumgänglich macht. Die Fehlerstelle muss zunächst geortet werden. Hierfür können spezielle Messsysteme installiert werden. Beim Kabel muss das beschädigte Stück herausgetrennt werden und ein neues Stück mit zwei Muffen eingesetzt werden. Der Zeitaufwand bis zur Wiederinbetriebnahme ist beträchtlich und kann mehrere Wochen dauern, vorausgesetzt es liegt ein Stück Reservekabel bereit.

Die derzeitigen Fehlerortungssysteme der GIL können einen Kurzschluss auf ± 25 m genau orten, so dass im ungünstigsten Fall ein Abschnitt von 50 m erneuert werden muss. Die Reparaturzeit wird mit 20 Tagen angegeben, wobei etwa die Hälfte der Zeit auf die Gasarbeiten entfallen. Das Gas muss aus dem 1200 m langen Schottabschnitt, in dem der Kurzschluss liegt, abgepumpt und später wieder unter Druck eingefüllt werden. Schließlich muss eine Dichtigkeitsprüfung und wie beim Kabel auch eine Hochspannungsprüfung erfolgen.

Die bei den GIL eingesetzten Werkstoffe (Isolierstützer aus Epoxidharz) sowie das Gasgemisch unterliegen praktisch keiner Alterung, so dass auch keine Angaben zur Lebensdauerbegrenzung aus heutiger Sicht gemacht werden können.

An Wartungsarbeiten fallen bei der Freileitung die Inspektion, Freihaltung der Trasse von Bewuchs und alle 25 bis 35 Jahre eine neue Mastbeschichtung an.

Bei Kabeln sind in regelmäßigen Abständen die Cross-Bonding-Kästen zu inspizieren. Bei installiertem Temperatur-Monitoringsystem ist dessen Betriebsbereitschaft zu überwachen. Die für eine Teilverkabelung(en) (s. Abschnitt 5.8) notwendigen Komponenten wie Trennschalter, Sammelschiene, Leistungsschalter, Sekundärtechnik etc. müssen ebenfalls regelmäßig Revisionen unterworfen werden. Die Verfügbarkeit der der teilverkabelten Leitungsverbindung wird wegen revisionsbedingtem Abschalten dieser zusätzlich erforderlichen Komponenten weiter verringert.

Bei der GIL beschränkt sich der Wartungsaufwand ebenfalls auf die Sekundärtechnik wie Kontrolle der Funktionsfähigkeit der Gaswächter und des Fehlerortungssystems sowie ggf. des Temperatur-Monitoringsystems.

5.8 Einfluss von Teilverkabelungen auf das Betriebsverhalten

In /25/ wird ausführlich über die Zwischenverkabelung einer 400-kV-Leitung in Dänemark zwischen Aarhus und Aalborg berichtet. Die Planung und Genehmigung hat sich über mehr als 10 Jahre hingezogen. Die Leitung enthält drei Kabelabschnitte von 4,5, 2,5 und 7 km Länge, die durch besonderes Gelände (1 Landschaftsschutzgebiet, 1 Fjord und eine Näherung zur Stadt) führen. Als Grund für die Zwischenverkabelung kann man im Originaltext /25/ lesen:

„The reasons for the decision to use underground cables on three sections of the 400 kV line are environmental (to reduce the visual impact), closeness to urban areas (to increase the value of land near the line) and political (due to influence from politicians elected in the area and strong protest groups)“.

Als Kabel kommen 2 parallele VPE-Kabelsysteme mit 1200 mm^2 Aluminiumleitern in zwei separaten Gräben mit 6 m Mittenabstand zum Ersatz von einem Freileitungssystem zum Einsatz. Die Kapazität der Kabelstrecken beträgt nur ca. 60 % jener der Freileitung. Diese Einschränkung ist nur dadurch möglich, dass man die HGÜ-Verbindungen nach Norwegen und Schweden bei Überlast gut abregeln kann. Für die Lebensdauer der VPE-Kabel werden 40 Jahre veranschlagt. Der Kostenfaktor für die Verkabelung von 2 Freileitungssystemen durch 4 Kabelsysteme wird mit 6,9 zu 1 angegeben.

Die Teil- oder Zwischenverkabelung ist aus technischer, betrieblicher und wirtschaftlicher Sicht eine schlechte Konstellation zweier unterschiedlicher Leitungsarten.

Sie sollte deshalb nur dort angewendet werden, wo aus zwingenden Gründen keine durchgängige Freileitung möglich ist. Zum einen begrenzt das Kabel die Belastbarkeit der gesamten Strecke und zum anderen ist die Isolation des Kabels empfindlicher gegenüber steilen Blitzüberspannungen, denen das Kabel jetzt auch bei Blitzeinschlag in das Freileitungsseil ausgesetzt ist. Hier machen sich die unterschiedlichen Wellenwiderstände der beiden Leitungsarten nachteilig bemerkbar. Eine von der Freileitung einlaufende Blitzspannungswelle wird am Übergang zum Kabel reflektiert und gebrochen. Die gebrochene Welle läuft auf dem Kabel weiter bis zu dessen Ende und wird dort wegen des sehr viel größeren Wellenwiderstandes der Freileitung fast vollständig reflektiert und nimmt dabei ihren doppelten Wert ein. Durch Aufschaukelung des Wellenspiels kann die Überspannung so hohe Werte erreichen, dass es zum Durchschlag im Kabel und damit zum Kurzschluss kommt. Es muss deshalb vermieden werden, dass es zu Blitzeinschlägen in die Leiterseile nahe der Kabelstrecke kommt. Dazu sind die Freileitungen mit zwei Erdseilen auf einer Länge von etwa 1 km vor und hinter der Kabelstrecke auszurüsten. Außerdem müssen an den Übergangsstellen zwischen der Freileitung und dem Kabel Überspannungsableiter eingesetzt werden. Trotz dieser Maßnahmen kann nicht sicher verhindert werden, dass die Kabel durch Überspannungen beschädigt werden. Auf jeden Fall ist die Spannungsbeanspruchung und damit die Wahrscheinlichkeit des vorzeitigen Alterns von Kabeln im Zuge einer Freileitung größer als in reinen Kabelnetzen.

Die Zwischenverkabelung verteuert zudem die gesamte Leitung. Der Netzschutz wird komplizierter. Die bewährte Kurzunterbrechung zur störungsfreien Beseitigung der Lichtbogenfehler auf dem oder den Freileitungsabschnitten ist umstritten, da bei einem Dauerfehler vor der definitiven Abschaltung noch einmal auf die kurzschlussbehaftete Leitung geschaltet wird. Bei der erfolglosen Kurzunterbrechung wird die im Leitungszug liegende Kabelstrecke erneut mit dem hohen Kurzschlussstrom beansprucht, wobei allerdings bei Kabeln mit großem Querschnitt in der kurzen Zeit (in Summe einige 100 ms) nur eine geringe Temperaturerhöhung erfolgt /13/.



Bild 5.10. Endabspannmast und Portal am Übergang auf Kabel

An den Übergangsstellen Freileitung/Kabel sind Kabelübergangsanlagen erforderlich. Die Kosten und der Flächenbedarf dieser Anlagen hängen von der Anzahl der Kabelsysteme und der Ausstattung (mit oder ohne Schaltfelder) ab und fallen deshalb sehr unterschiedlich aus

(s. Abschnitt 8.4). Das Bild 5.10 zeigt eine Anlage für den Übergang von *einem* Freileitungssystem auf *ein* Kabelsystem mit minimaler Ausrüstung (nur Kabelendverschlüsse, Überspannungsableiter und Ringstromwandler, keine Schaltfelder). Die Freileitung endet an einem Abspannmast, von dem Seilverbindungen über ein Portal zu den Überspannungsableitern und Kabelendverschlüssen führen. Das Bild vermittelt auch einen Eindruck vom Platzbedarf der Übergabestation (etwa 40 m × 50 m), der beim Übergang auf mehrere parallele Kabel entsprechend größer ausfällt, insbesondere wenn Schaltfelder erforderlich werden (s. Bild 5.11).

Die Anzahl der erforderlichen Kabelsysteme richtet sich nach deren Übertragungsfähigkeit und den Anforderungen an die Versorgungssicherheit (s. Abschnitt 5.7 und Kapitel 7).

Auch wenn die Leitungen wegen der Einhaltung des (n-1)- Kriteriums im Normalbetrieb nicht bis zur thermischen Grenzleistung ausgefahren werden, stellt die thermische Grenzleistung der Freileitung ein anzustrebendes Planungskriterium für die Verkabelung dar. Mit zunehmenden Leistungsströmen durch den internationalen Stromhandel steigt auch die Auslastung der Leitungen des UCTE-Netzes stark an, so dass zumindest zeitweise bis zur Realisierung weiterer Netzausbaumaßnahmen mit Verletzungen des (n-1)-Kriteriums zu rechnen ist. Eine hohe Leistungsreserve gegenüber den durch das (n-1)-Kriterium festgelegten Übertragungsleistungen ist auch für die Beherrschung von Mehrfachausfällen (sog. Common Mode Ausfällen) erforderlich, damit diese nicht zu Blackouts führen (s. auch Kapitel 7).

Die Teilverkabelung einer 380-kV-Freileitung (Doppelleitung) mit nur einem Kabelsystem pro Stromkreis scheidet für Verbundnetzleitungen (d. h. die Höchstspannungsleitungen die einen Teil der Übertragungsnetzinfrastruktur darstellen und nicht nur der Versorgung von z. B. Großstädten dienen) wegen der geringeren Belastbarkeit und den Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit von vornherein aus. Die thermische Grenzleistung der leistungsstärksten heute kommerziell verfügbaren Kabel mit Querschnitten von 2500 mm² liegt bei Erdverlegung in der Größenordnung von rd. 1100...1500 MVA pro System (je nach Verlegung, Belastungsgrad und Spannung) und ist damit deutlich geringer als die der Freileitung (2300 MVA pro System). Zum anderen würde bei einem Kabelfehler ein komplettes Leitungssystem für die Dauer der Reparatur (einige Wochen) ausfallen. Wegen der langen Reparaturdauer macht es auch keinen Sinn, die Übertragungsfähigkeit der beiden Kabelsysteme, etwa durch laterale Kühlung oder Verlegung im zwangsbelüfteten Tunnel erhöhen zu wollen, ganz abgesehen von dem Aufwand und den höheren Verlusten.

Auch mit drei parallelen Kabelsystemen von 2500 mm² wird die thermische Grenzleistung der Freileitung nicht erreicht. Zudem müssten für die gleichmäßige Leistungsaufteilung auf die drei Kabelsysteme beide Freileitungssysteme an den Kabelübergangsstellen durch Sammelschienenabschnitte verbunden werden. Damit es bei Fehlern nicht zur Abschaltung beider Leitungssysteme kommt, müssen die Sammelschienenabschnitte durch Leistungsschalter trennbar sein. Zudem sind zwei weitere komplette Schaltfelder bestehend aus je drei Leistungsschaltern und Trennschaltern erforderlich, um nach dem bei Ausfall eines Kabelsystems beide Leitungssysteme mit je einem Kabelsystem weiter betreiben zu können (s. Bild 5.11 oben). In diesem Zustand würden die Kabel einen erheblichen thermischen Engpass auf beiden Leitungen darstellen. Gegen drei Kabelsysteme sprechen auch die Einschränkung der betrieblichen Freizügigkeit der Leitungssysteme durch ihre Parallelschaltung, der komplizierte Leitungsschutz, sowie der erhebliche Mehraufwand für die 4 Schaltfelder, verbunden mit hohen Kosten und hohem Flächenbedarf der Kabelübergangsanlagen.

Erst mit vier Kabelsystemen (Bild 5.11 Mitte und unten) erreicht man etwa die thermische Grenzleistung der Freileitung, vorausgesetzt, dass der Belastungsgrad kleiner als eins ist. Vier Kabelsysteme haben auch den Vorteil, dass im Normalbetrieb jeweils zwei Kabelsysteme (ein Doppelkabel) einem Freileitungssystem fest zugeordnet und so beide Leitungssysteme unabhängig voneinander betrieben werden können. Bei der Ausführung der Kabelübergangsanlagen mit Kuppelschaltern kann die Leistung bei Ausfall eines Kabelsystems durch Schließen der Kupplungen gleichmäßig auf die restlichen drei Kabelsysteme verteilt werden, während

bei Verzicht auf die Kuppelschalter das verbleibende Kabelsystem die Leistung eines Freileitungssystems allein übernehmen muss. In der Ausführung mit Kuppelschaltern könnten deshalb im Vergleich zu der ohne Kuppelschalter Kabel mit einem kleineren Querschnitt gewählt werden, jedoch stehen dieser Ersparnis an Kupfer die Kosten für die zwei Schaltfelder, den größeren Platzbedarf der Übergangsanlagen, die betriebliche Einschränkung und höhere Verlustkosten gegenüber, so dass auch diese Anordnung nicht zu empfehlen ist.

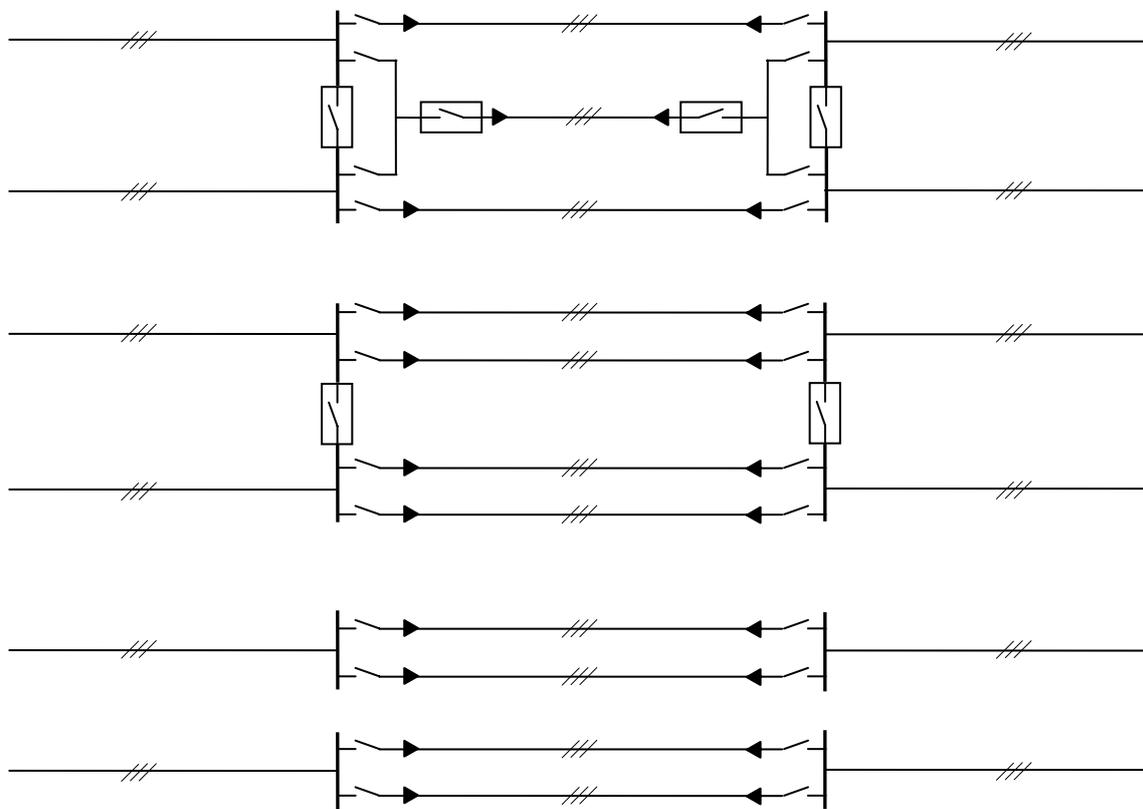


Bild 5.11. Zwischenverkabelung einer Freileitung (Doppelleitung) mit drei Kabelsystemen und 4 voll ausgerüsteten Schaltfeldern (oben), 4 Kabelsystemen mit 2 voll ausgerüsteten Schaltfeldern (Mitte) und 4 Kabelsystemen ohne Schaltfelder (eingerahmt). Die nicht eingerahmten Schalter sind Trennschalter.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass eine Teilverkabelung einer 380-kV-Freileitung (Doppelleitung) eine technisch sehr aufwändige und zudem kostenintensive Maßnahme darstellt. Sowohl aus betrieblicher, als auch aus wirtschaftlicher Sicht ist eine Teilverkabelung nicht zu rechtfertigen. An dieser Feststellung ändert auch das häufig singulär angeführte Argument der Verlasteinsparung auf der Kabelstrecke nichts, da diese auf kurzen Kabelstrecken nicht zum Tragen kommt und bei längeren Zwischenverkabelungen in den enormen Investitionskosten untergeht (s. Kapitel 8). Längere Teilverkabelungsstrecken müssen mit Blindleistungskompensationseinrichtungen ausgeführt werden. Die Verluste der Kompensationsspulen sind nicht vernachlässigbar. Ab einer bestimmten Kompensationsleistung werden die Gesamtverluste einer Kabelanlage sogar höher als die einer gleich langen Freileitung(s. Kapitel 8).

5.9 Betriebserfahrung

Das 380-kV-UCTE-Netz besteht zu 99,71 % aus Freileitungen und nur zu 0,29 % aus Kabelleitungen, wobei Seekabel (Gleichstromkabel) ausgenommen sind. Die gesamte Systemlänge an Kabeln im Spannungsbereich von 315 bis 500 kV beträgt in Europa etwa 300 km, verteilt auf kurze Strecken (s. auch Tabelle 4.1). Der Einsatz der Kabel erfolgte bisher nach dem Grundsatz: „nur dort, wo aus Platz- oder Sicherheitsgründen Freileitungen nicht in Frage kommen“. Dieser Grundsatz trifft vor allem auf Städte, Ballungsgebiete und Flughäfen zu.

Berücksichtigt man noch, dass 380-kV-Freileitungen bereits seit 1952 und 380-kV-VPE-Kabel erst seit 1988 in Betrieb sind, so ist es selbstverständlich, dass über die relativ junge 380-kV-VPE-Kabeltechnik noch nicht in dem Maße Betriebserfahrungen wie für die Freileitungen vorliegen.

Insbesondere lässt sich zum heutigen Zeitpunkt (seit der Inbetriebnahme der ersten Kabel ist erst weniger als die Hälfte der angenommenen Lebensdauer von 40 Jahren vergangen) noch nicht beurteilen, wie sich der Alterungsprozess der Kabelisolation auf das Zustandekommen innerer Fehler auswirkt und welche Auswirkungen Schalthandlungen und Fehler haben und welche Folgekosten durch Fehler entstehen (s. Abschnitt 5.7).

6 Bauliche Maßnahmen, Transport

6.1 Freileitungen

Freileitungsmaste für die hier angesprochene Leitung werden vor Ort am Boden aus verzinkten Einzelteilen vormontiert. Die einzelnen Segmente werden dann mit Hilfe eines Autokranes aufgestellt, im hügeligen und gebirgigen Gelände auch gestockt. Das Fundament besteht je nach Bodenbeschaffenheit aus vorgefertigten Stahlrohren, die in den Boden gerammt werden oder einem Betonplattenfundament, das aus Fertigbeton vor Ort gegossen wird. Transportprobleme entstehen dabei nicht. Man rechnet bei 380 kV mit einer mittleren Spannweite von 330 bis 375 m je nach Beseilung. Bei einer Spannweite von 330 m sind für die 114 km lange Leitung etwa 350 Masten erforderlich, wobei von einer Unterteilung in 270 Tragmasten und 80 Abspannmasten ausgegangen wird. Im Unterschied zu den Tragmasten dienen die Abspannmaste zur Aufnahme der Seilzugkräfte und sind deshalb stabiler ausgeführt. Abspannmaste sind auch für Richtungsänderungen im Trassenverlauf erforderlich. Es handelt sich dann um Winkelabspannmaste. Die Freileitungsseile werden auf Spulen in Längen von ca. 2300 m angeliefert. Um die Seile anzubringen, werden an jedem Mast Seilrollen befestigt, durch die zunächst leichtere Vorseile und dann das Zugseil geführt werden. Mittels einer Seilwinde werden dann die drei Leiterseile eines Bündels gleichzeitig von den Spulen auf die Maste gezogen, wobei die Spulen mit einer Bremse versehen sind. Die einzelnen Seillängen werden durch Verbinder aneinandergesetzt. Nach dem Seilzug erfolgt noch das Einregulieren des Durchhanges. Die Montage der Abstandshalter wird von einem Leitungsfahrgewagen aus durchgeführt. Für die Errichtung eines Freileitungsmastes auf dem fertigen Fundament kann man einen Tag veranschlagen.

6.2 Kabel, Teilverkabelung

Für die Erdverlegung der 380-kV-Einleiterkabel kommt aus thermischen Gründen nur die ebene Verlegung in Frage. Als Legetiefe wird man mindestens 1,5 m mit Rücksicht auf die landwirtschaftliche Nutzung oberhalb der Kabeltrasse wählen. Bei mehreren parallel verlaufenden Kabelsystemen kann man jedes System einzeln in einem separaten Graben oder die Systeme auch in einem gemeinsamen Graben unterbringen. Dabei spielen auch Fragen des Geländes eine Rolle. Bei Verlegung im gemeinsamen Graben erfolgt durch die gegenseitige thermische Beeinflussung eine Reduzierung der maximalen zulässigen Übertragungsleistung, die zu einer Vergrößerung des Leitemittenabstandes zwingen kann. Die Bilder 6.1 bis 6.4 zeigen die Grabenprofile für die unterschiedliche Verlegung mit ihren Abmessungen. Aus dem Querschnitt des Grabenprofils lässt sich der Aufwand für den Bodenaushub und das thermisch stabilisierte Bettungsmaterial bestimmen (s. Tabelle 6.1)

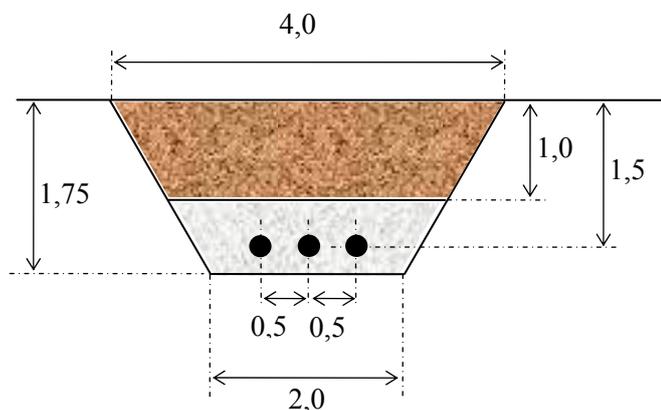


Bild 6.1. Grabenprofil für 1 Kabelsystem. Maße in m. Querschnitt 5,3 m².

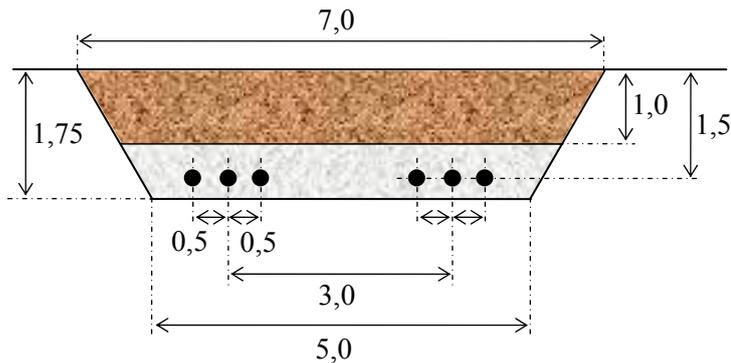


Bild 6.2. Grabenprofil für 2 Kabelsysteme. Maße in m. Querschnitt $10,5 \text{ m}^2$

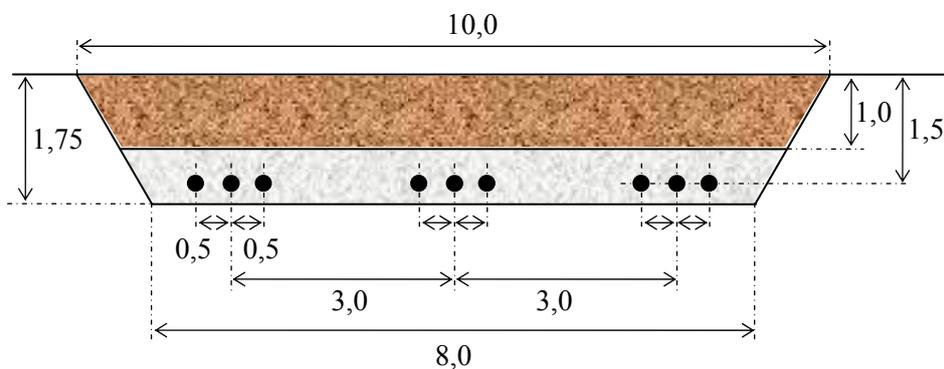


Bild 6.3. Grabenprofil für 3 Kabelsysteme. Maße in m. Querschnitt $15,75 \text{ m}^2$

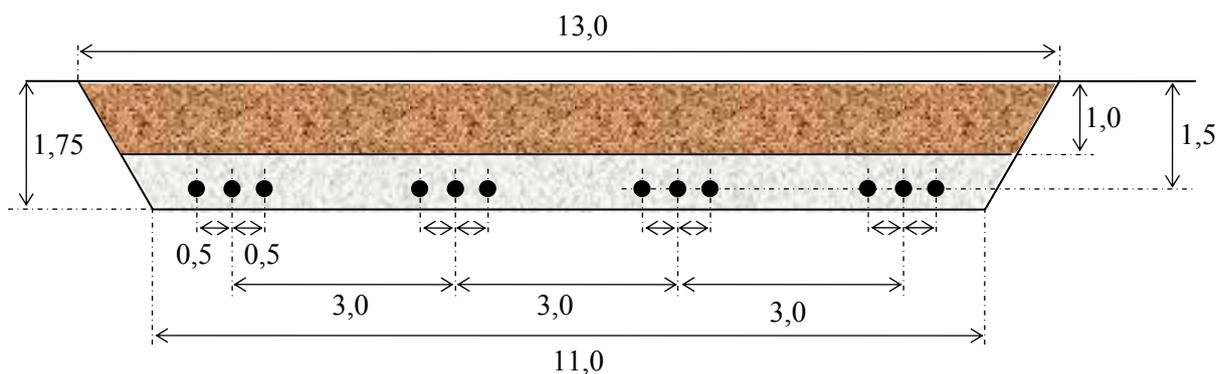


Bild 6.4. Grabenprofil für 4 Kabelsysteme. Maße in m. Querschnitt 21 m^2

Für die hier erforderliche Belastbarkeit (s. Kapitel 7) ist das Kabel im Bereich der Bodenaustrocknung in thermische Bettung zu verlegen. Die thermische Bettung besteht aus einem Sand-Zementgemisch (Magerbeton), das im Laufe der Zeit durch die Bodenfeuchtigkeit aushärtet und eine feste Schicht bildet. Zum Schutz gegen mechanische Beschädigung wird man die Betonschicht noch mit Platten und zusätzlich mit Maschendraht abdecken und Warnbänder auflegen.

Für das Kabelsystem nach Bild 6.1 ergibt sich dann beispielsweise ein Bodenaushub von etwa $5,3 \text{ m}^3$ pro Meter. Der Bedarf an Bettungsmaterial beläuft sich auf etwa $1,8 \text{ m}^3$ pro Meter (Tabelle 6.1).

Der Aushub muss mindestens 60 cm von der Böschungskante gelagert werden. Ein Teil des Bodenaushubs wird oberhalb des Bettungsmaterials zur Rückverfüllung verwendet, der Rest kann seitlich gelagert werden oder muss abtransportiert werden. Auf einer Seite der Trasse ist ein Fahrweg für schweres Gerät während der Bauphase einzurichten, so dass in der Bauphase mit einer Trassenbreite von 18 m zu rechnen ist.

Tabelle 6.1. Grabenprofile und Trassenbreiten (Bauphase) für 1, 2, 3 und 4 Kabelsysteme

Systeme im Graben	Querschnitt m^2	Bodenaushub m^3/m	Bettungsmaterial m^3/m	Trassenbreite m
1	5,3	5,3	1,8	18
2	10,5	10,5	4,2	21
3	15,75	15,75	6,4	24
4	21	21	8,7	27

Für das Grabenprofil mit drei Kabelsystemen im Bild 6.3 ergibt sich ein Bodenaushub von $15,75 \text{ m}^3$ pro Meter und der Bedarf speziellem Bettungsmaterial beträgt etwa $6,4 \text{ m}^3$ pro Meter, so dass sich etwa der gleiche Aufwand für die Erdarbeiten bei etwas größerem Aufwand für die thermisch stabilisierte Bettung als bei drei separaten Kabelgräben ergibt. Die Trasse nimmt in der in der Bauphase eine Breite von etwa 24 m ein.

Alternativ zur direkten Erdverlegung kommt die Verlegung in einem Tunnel in Frage. Die Bilder 6.5 und 6.6 zeigen beispielhaft das Grabenprofil und den Tunnel mit zwei Kabelsystemen für die Kabelanlage in Madrid (s. Tabelle 4.1). Der Tunnel für drei bzw. vier Kabelsysteme fällt entsprechend größer aus. Die Tunnel müssen für Inspektions- und Reparaturzwecke begehbar sein. Zu Kühlung der Kabel ist eine Zwangsbelüftung mit Zu- und Abluftschächten erforderlich. Die Kühlung verursacht Geräusche und zusätzliche Verluste.



Bild 6.5. Kabeltunnel Flughafen Madrid



Bild 6.6. Kabeltunnel Flughafen Madrid

Die maximale Lieferlänge des Kabels hängt vom Fassungsvermögen und Gewicht der Spulen ab, auf denen das Kabel transportiert wird. Bei Kabeln mit 2500 mm^2 Querschnitt stellen 900 m die äußerste Länge dar. Ein Meter dieses Kabels wiegt etwa 40 kg, so dass sich einschließlich eines Spulenleergewichtes von etwa 3 t ein Gesamtgewicht der Spule von rund 40 t ergibt. Derartige Spulen haben Durchmesser von etwa 4,4 m und eine Breite von 2,6 m und stellen bereits Sonderanfertigungen dar. Ihr Gewicht und ihre Abmessungen schaffen Probleme bei der Passierbarkeit und der Zulassung für einige Strassen, so dass Sondertransporte erforderlich sind. Es ist deshalb zu erwägen, ob man nicht auf kürzere Längen, etwa 600 m zurückgeht und damit etwa nur $2/3$ des Gewichtes zu bewältigen hat. Andererseits wird man bemüht sein, mit einer geringen Anzahl von Muffen auszukommen. Bei Kabellieferlängen von 900 m sind auf 108 km Leitungslänge insgesamt etwa 3×120 Muffen für ein Kabelsystem erforderlich, während die Anzahl der Muffen bei 600 m Lieferlänge auf 180 ansteigt. Je nach Kabellabschnittlänge sind nach jeder zweiten oder dritten Muffe die Kabelmäntel auszukreuzen (Crossbonding), um die Schirmströme und damit die Zusatzverluste klein zu halten (s. Bild 6.7 und Abschnitt 5.2). Die Anzahl der Kreuzungsstellen richtet sich nach der Höhe der zulässigen transienten Überspannungen (einige kV), die längs des Schirmes zwischen zwei Kreuzungsstellen entstehen können. Das Auskreuzen erfolgt in speziellen Cross-Bonding-Kästen, die neben Kabelanlage errichtet werden und zu Inspektionszwecken zugänglich sein müssen. Die Kästen sind aus Metallguss und haben eine Abmessung von $68 \times 61 \text{ cm}$ bei einer Höhe von 30,5 cm. Zum Auskreuzen werden die in der Muffe getrennten Enden der Schirme mittels Koaxialkabel in die Kästen geführt und dort vertauscht. Zum Schutz vor zu hohen Überspannungen an den Schirmen werden Überspannungsableiter gegen Erde vorgesehen (Bild 6.8).

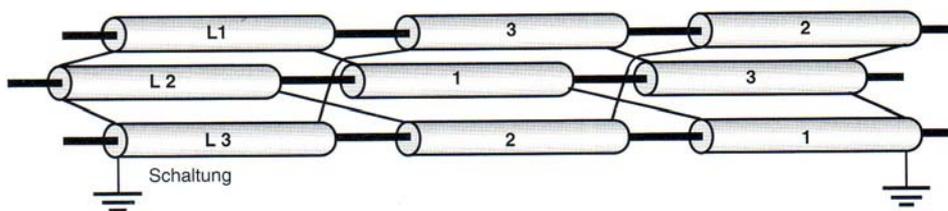


Bild 6.7. Auskreuzen der Kabelschirme (Cross-Bonding) zur Verringerung der Schirmverluste /13/

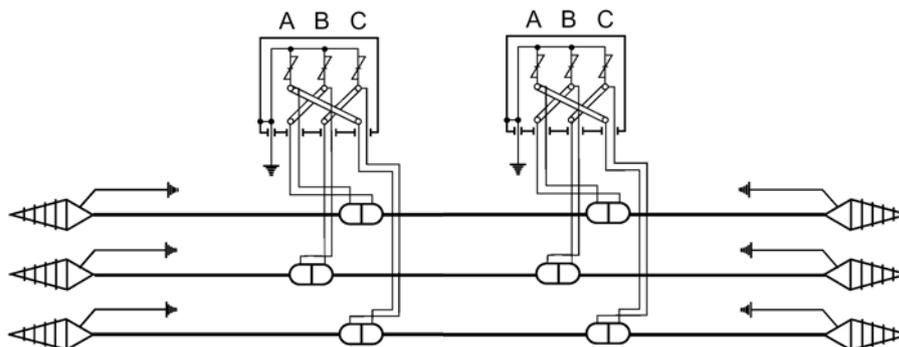


Bild 6.8. Schaltung der Cross-Bonding-Muffen in Cross-Bonding-Kästen

Um eine genügende Montagefreiheit an den Muffen zu haben, werden die Muffen versetzt angeordnet und die Kabel im Bereich der Muffen auf eine Länge von etwa 12 m auf einen Abstand von 1,5 m gespreizt. Die Muffen können bei diesem Abstand dann auch in Sand verlegt werden (müssen aber z. B. auf einer Betonplatte fixiert werden um Längskräfte aufnehmen zu können) und sind so für den Fall der Fälle besser zugänglich. Alternativ dazu können die Muffen auch in speziellen Muffenbauwerken untergebracht werden. Aufgrund der schlechteren Wärmeabfuhr stellen sich im Bereich der Muffen immer höhere Leitertemperaturen ein. Muffenbauwerke haben den Vorteil, dass die Muffen bei Reparatur schneller zugänglich sind und keine separaten Cross-Bonding-Kästen aufgestellt werden müssen, sind aber insgesamt kostenaufwändiger.

Die Mantelprüfung erfolgt erst nach der Verlegung in die thermische Bettung, um auch eventuelle Beschädigungen des Mantels beim Einziehen zu entdecken.

Die Fertigungsdauer für die 380-kV-VPE-Kabel ist beträchtlich, wenn man bedenkt, dass eine Fertigungsanlage (Extruder) für die Herstellung von 1 km Kabelader etwa eine Woche benötigt.

6.3 GIL

Die erdverlegte, bisher jedoch noch nicht ausgeführte, GIL wird nach Vorstellung des Herstellers aus Rohr- und Leiterstücken von 11 bis 14 m Länge vor Ort montiert und direkt im Graben zu längeren Teilstücken von 1200 m (Gasschottabschnitte) durch eine computergesteuerte Orbitalschweißmaschine gasdicht verschweißt. Zur Trennung der Gasräume wird zwischen zwei Gasschottabschnitten ein Trennbaustein über Ausdehnungsstücke eingefügt. Die Trennbausteine werden in einem Schachtbauwerk aus Beton untergebracht (s. Bild 6.9). Es ist denkbar, die Schachtbauwerke von vornherein für zwei Rohrleitersysteme anzulegen. Sie haben dann die Abmessungen von 11,8×3,85×3,4 m (L×B×H). Bei 108 km Trassenlänge sind etwa 90 Schachtbauwerke erforderlich. An den Leitungsenden sind außerdem Schachtbauwerke für die Endverschlüsse erforderlich.

Die Schweißplätze werden unter einem Schutzzelt auf den verbreiterten Fundamenten der Schachtbauwerke eingerichtet. Von einem Schweißplatz aus werden die Leitungsabschnitte nach dem Anschweißen eines weiteren Teilstücks nach links und rechts bis in das nächste Schachtbauwerk auf Rollen weggezogen. Danach wird der Schweißplatz zum Fundament des jeweils übernächsten Schachtbauwerkes verlegt. Mit 10 gleichzeitigen Schweißplätzen können so am Tag etwa 500 m eines Leiters fertig gestellt werden.

Ein äußerer PE-Mantel und ein kathodischer Korrosionsschutz schützen die Kapseln vor Korrosion. Nach jeweils 200 bis 400 m und in den Schachtbauwerken werden die Erdverbindungen der Kapseln vorgenommen. In jedem dritten Schachtbauwerk wird ein Sender für das

Fehlerortungssystem untergebracht. Zur Stromversorgung wird eine Niederspannungsleitung im Graben mitgeführt.

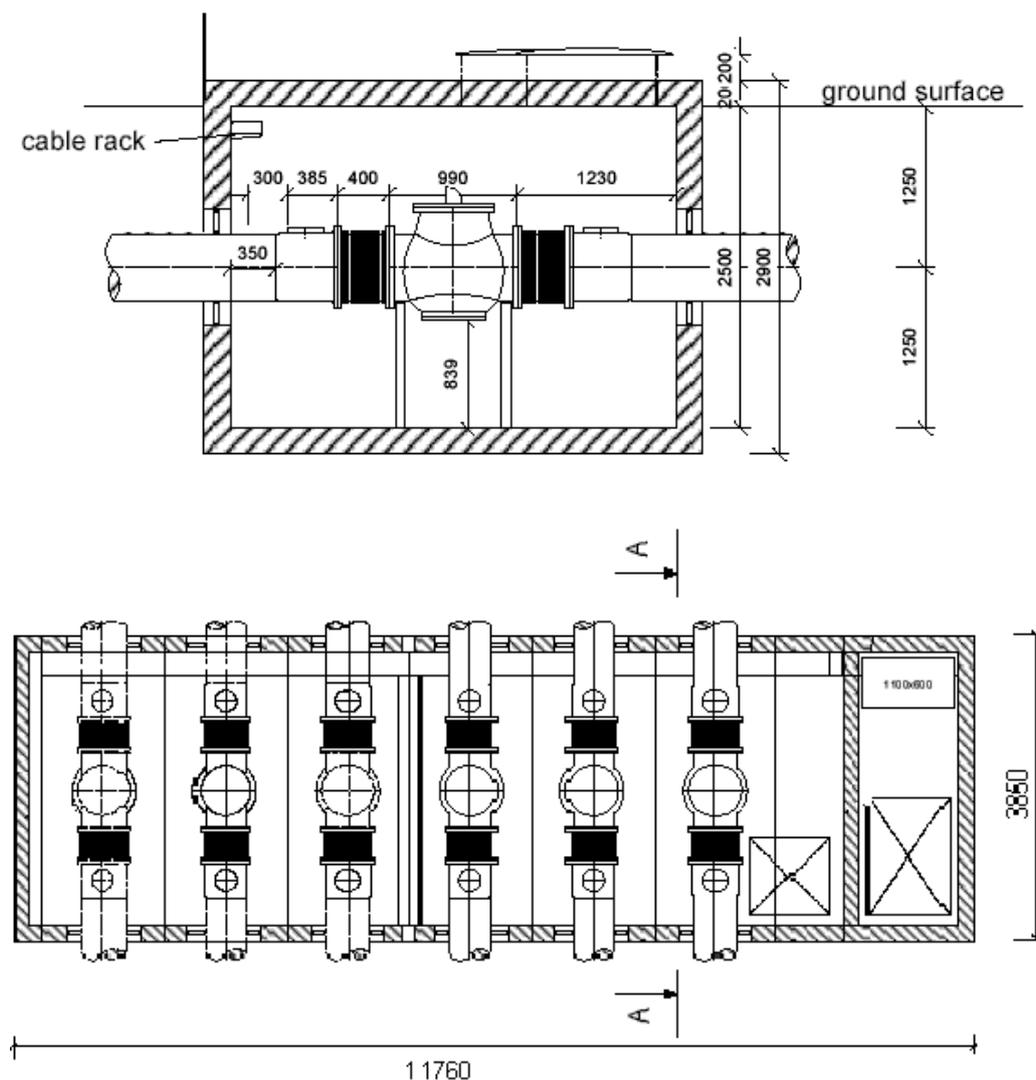


Bild 6.9. Oben: Schachtbauwerk eines GIL-Doppelsystems für die Unterbringung der Trennbausteine. Unten: Querschnitt A-A. Maße in mm. Die angegebene Höhe gilt für eine Grabentiefe von 1,7 m. Sie erhöht sich bei einer Grabentiefe von 2,2 m auf 3,4 m.

Auf die Trennbausteine lassen sich zur Hochspannungsprüfung vorübergehend Durchführungen montieren.

Der natürliche Biegeradius der GIL beträgt etwa 400 m. Für größere Richtungsänderungen oder Höhenänderungen werden spezielle Winkelstücke eingesetzt. Querungen von Wasserläufen und Verkehrsstrassen können durch Verlegen der Rohrleiter in Futterrohre aus Stahl oder Beton mit 70 cm Innendurchmesser, die im Horizontalspülverfahren eingezogen wurden, vorgenommen werden. Nur in Ausnahmefällen werden auch hier Schachtbauwerke erforderlich.

Das Grabenprofil für ein GIL-Doppelsystem ist aus Bild 6.10 ersichtlich. Der Leiterachabstand im Bild 6.10 beträgt 1,1 m. Die Erdüberdeckung soll 1,5 m nicht unterschreiten. Damit ergibt sich eine Grabentiefe von 2,2 m. Bei einem Grabenprofil von etwa 18 m² ist der Bodenaushub pro laufenden Meter schon größer als der für den Kabelgraben mit 3 Systemen. Während der Bauphase ist mit einer Trassenbreite einschließlich der Lagerplätze für die Rohrabschnitte von etwa 30 m zurechnen. Die Verlegung der Rohrleiter erfolgt aus mechani-

schen und thermischen Gründen in eine Sandschicht einer bestimmten Körnung. Oberhalb der Sandschicht kann etwa die Hälfte des Bodenaushubs rückverfüllt werden.

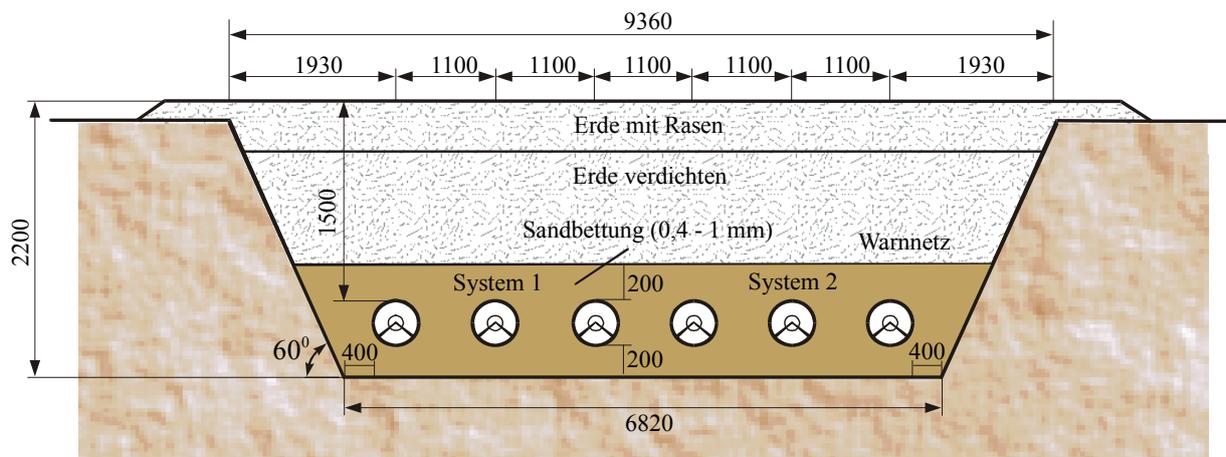


Bild 6.10. Grabenprofil mit 2 Systemen 380-kV-GIL. Maße in mm. (Quelle Siemens).

Wie beim Kabel kommt auch bei der GIL eine alternative Verlegung der GIL im zwangsbelüfteten Tunnel in Frage. Durch die Lüftung entsteht ein zusätzlicher technischer und wirtschaftlicher Aufwand. Das Bild 6.11 zeigt die Anlage Palexpo in der Schweiz mit 2 Systemen GIL im Tunnel.



Bild 6.11. 380-kV-GIL-Doppelleitungssystem im Tunnel (Quelle: Siemens)

7 Schlussfolgerungen für die Leitungsausführung mit Kabeln

Aus der Gegenüberstellung der elektrischen, thermischen, mechanischen und betrieblichen Eigenschaften in den vorangegangenen Abschnitten ergibt sich eine klare Präferenz für die Leitungsausführung in Form einer Freileitung.

Die GIL wird als Alternative zum Kabel nicht weiter betrachtet, da sie aus wirtschaftlichen und Umwelt-Gründen (SF₆-Problematik) trotz der deutlich besseren Betriebseigenschaften (vergleichbar mit der Freileitung) nicht mit der Kabellösung konkurrieren kann.

Im Netzbetrieb unterscheidet man die Zustände normal, verletzbar und gestört. Im Zustand *normal* ist das (n-1)-Kriterium erfüllt. Im Zustand *verletzbar* ist dagegen das (n-1)-Kriterium nicht mehr erfüllt, die Versorgung aller Abnehmer ist aber trotz Überschreitung von Grenzwerten für einige Systemvariablen (Spannungen und Ströme) noch sichergestellt. Dieser Zustand ist nur zeitlich begrenzt zulässig, da jeder weitere Anlass zum Zustand *gestört* mit Versorgungsunterbrechungen bis hin zum Blackout führen kann.

Trotz der Netplanung nach dem (n-1)-Kriterium ist nicht auszuschließen, dass es im Laufe der Zeit durch Kraftwerkszubau bei gleichzeitiger Kraftwerksstilllegung und unvorhersehbare Stromhandelstransite bei Verzögerungen im Netzausbau zu verletzbaren Netzzuständen über längere Zeiträume kommt.

Um im verletzbaren Netzzustand die gleiche Leistungsreserve wie eine Freileitung vorzuhalten, sollte eine Verkabelung oder Teilverkabelung mit der gleichen thermischen Grenzleistung wie die Freileitungssysteme ausgeführt werden.

Die thermische Grenzleistung (S_{th}) der vorgesehenen Freileitung 3×3×635/117 Al/St als Doppelleitung beträgt 2×2300 MVA¹⁾ bei 380 kV. Die (n-1)-Leistung bei Ausfall eines Betriebsmittels im Verbundnetz der APG wurde zu 2×1500 MVA berechnet. Als Leistungsreserve zur thermischen Grenzleistung stehen dann 2×800 MVA zur Verfügung. Leistungsflussberechnungen haben ergeben, dass bei Ausfall eines Systems der Freileitung das verbleibende System mit seiner thermischen Grenzleistung von 2300 MVA ausgelastet wird.

Die heute kommerziell verfügbaren VPE-Kabel weisen einen maximalen Querschnitt von 2500 mm² auf. Die thermische Grenzleistung eines Kabelsystems, bestehend aus 3 Einleiterkabeln in ebener Verlegung mit einem Leitermittenabstand von 0,5 m und einer Legetiefe von 1,5 m beträgt 1526 MVA bei $m = 0,7$ und 1250 MVA bei $m = 1$ (s. Tabelle 5.3). Werden mehrere Systeme im gemeinsamen Graben verlegt, so geht die Belastbarkeit jedes dieser Kabelsysteme mit wachsender Anzahl der Systeme zurück (s. Tabelle 7.1).

Eine Vergrößerung des Leitermittenabstandes und/oder des Systemmittenabstandes bedeuten einen höheren Trassenbedarf und höhere Tiefbaukosten. Gegen einen größeren Leiterabstand spricht auch die damit verbundene Erhöhung des Magnetfeldes an der Erdoberfläche über den Kabelsystemen. Diesem Einfluss könnte zwar durch eine tiefere Verlegung der Kabel entgegengewirkt werden, wodurch jedoch wieder die Belastbarkeit reduziert wird und die Tiefbaukosten steigen.

Aus der Tabelle 7.1 und Bild 7.1 geht hervor, dass eine zur thermischen Grenzleistung der Freileitung gleichwertige Kabelstrecke aus mindestens 4 parallelen Kabelsystemen (2 Doppelkabelsystemen) bestehen muss. Mit 3 Kabelsystemen lässt sich im Normalfall zwar die (n-1)-Leistung abdecken, jedoch wird die thermische Grenzleistung der Leitungen auf maximal 4167 MVA bei $m = 0,7$ bzw. 3348 MVA bei $m = 1$ begrenzt, so dass die Kabelsysteme gegenüber der Freileitung einen thermischen Engpass mit einem Defizit von 433 MVA bzw. 1252 MVA darstellen. Drei Kabelsysteme hätten zudem eine Einschränkung der betrieblichen Freizügigkeit der beiden Leitungssysteme und andere Nachteile zur Folge (s. Abschnitt 5.8).

¹⁾ Die in der Norm EN 50341 als Ausnahme angeführte Reduzierung um 30 % bei Windstille wird von der APG aufgrund nur weniger absolut windstiller Tage im Jahr nicht für die Planung zu Grunde gelegt, zumal beim heutigen Stand der Technik eine Überwachung der Freileitung durch Leiterseilmonitoring möglich ist.

Vier Kabelsysteme haben neben der zur Freileitung äquivalenten thermischen Grenzleistung (bei $m < 1$) auch den betrieblichen Vorteil, dass im Normalbetrieb jedem Freileitungssystem ein Doppelkabelsystem fest zugeordnet werden kann. Damit ist eine platz- und kostenminimale Ausführung der Kabelübergangsanlagen möglich (s. Bild 5.11 unten).

Hinsichtlich der Verfügbarkeit sind jedoch auch 4 Kabelsysteme nicht gleichwertig zur Freileitung. Bei Ausfall eines der 4 Kabelsysteme steht im verletzbaren Netzzustand längere Zeit nicht mehr die volle Leistungsreserve wie bei der die Freileitung zur Verfügung. Im Abschnitt 5.8 wurde begründet, dass die Parallelschaltung der ungestörten drei Kabelsysteme über Kuppelschalter in den Übergangsanlagen nicht sinnvoll und zudem teuer ist.

Die folgenden Untersuchungen werden deshalb für vier Kabelsysteme ohne Kuppelschalter, wie im Bild 5.11 unten dargestellt, durchgeführt. Bei Verwendung von Kabeln mit einem Kupferquerschnitt von 2500 mm^2 ist gewährleistet, dass bei Ausfall eines Kabels auf einem Leitungssystem das andere Kabel noch die $(n-1)$ -Leistung von 1500 MVA übertragen kann, während das nicht gestörte Leitungssystem voll betriebs- und leistungsfähig bleibt und sogar höher belastet werden kann.

Tabelle 7.1. Thermische Grenzleistungen und Leistungsreserven der Kabelsysteme zur thermischen Grenzleistung der Freileitung bei 380 kV und Belastungsgraden von $m = 0,7$ und $1,0$

Leitungsausführung als VPE-Kabel $3 \times 2XS(FL)2Y 3 \times 2500RM/50$			Thermische Grenzleistung MVA	Fehlleistung zur thermischen Grenzleistung der Freileitung von $2 \times 2300 \text{ MVA} = 4600 \text{ MVA}$
Anzahl der parallelen Systeme	2 Systeme ¹⁾	$m = 0,7$	$2 \times 1453 = 2906$	1694 MVA
		$m = 1,0$	$2 \times 1178 = 2356$	2244 MVA
	3 Systeme ²⁾	$m = 0,7$	$3 \times 1389 = 4167$	433 MVA
		$m = 1,0$	$3 \times 1116 = 3348$	1252 MVA
	4 Systeme ³⁾	$m = 0,7$	$4 \times 1320 = 5280$	- 680 MVA
		$m = 1,0$	$4 \times 1060 = 4240$	360 MVA

¹⁾ Verlegung nach Bild 6.2 ²⁾ Verlegung nach Bild 6.3 ³⁾ Verlegung nach Bild 6.4

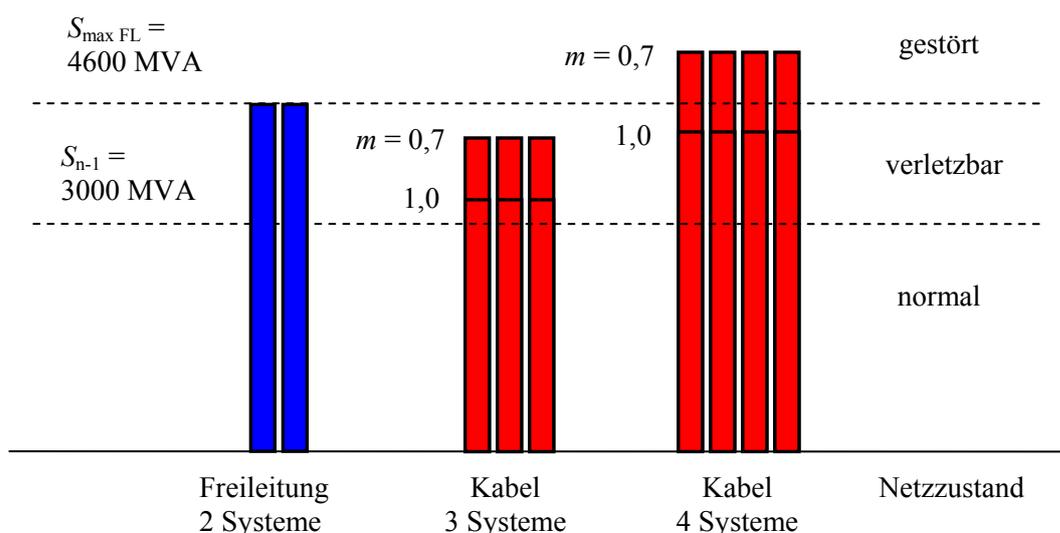


Bild 7.1. Vergleich der Leistungen von Freileitung und Kabel für $m = 0,7$ und $1,0$

8 Wirtschaftlichkeitsvergleich für die Freileitungs- und Kabelausführungen der 380-kV-Salzburgleitung Tauern - Salzach neu

8.1 Kostenarten

Bevor eine Höchstspannungsleitung errichtet wird, muss die Trasse ermittelt und eingemessen werden. Dann sind alle erforderlichen behördlichen Genehmigungen einzuholen, ggf. Gutachten zu erstellen und später die sich aus den Genehmigungsaufgaben ergebenden Maßnahmen umzusetzen. Damit die Tiefbaumaßnahmen auf die jeweiligen Bodenverhältnisse abgestimmt (Fundamentdimensionierung) durchgeführt werden können und um zu ermitteln, inwieweit Wasserhaltung (Befreiung der Baugrube von Grundwassereinfluss) erforderlich ist, muss der Baugrund im Vorfeld hinsichtlich seiner Beschaffenheit untersucht werden. Um die Errichtung planen und die Lieferung der erforderlichen Leitungen mit dem erforderlichen Zubehör beauftragen zu können, sind technische Unterlagen für das Bauvorhaben zu erstellen. Es ist zu ermitteln, an wen Entschädigungen zu zahlen sind, welche Dienstbarkeiten (Rechte zum Bau und Betrieb der Leitung) für den Trassenverlauf einzuholen und zu vergüten sind. Hinzu kommen Kosten für Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen.

Die Höhe der Entschädigung richtet sich nach der beanspruchten Fläche (bei Freileitungen die Mastaustrittsfläche, bei Kabeln und GIL die in den Schutzbereich der Leitungen fallenden Fläche) und der Ertragslage der jeweiligen landwirtschaftlichen Fläche.

Weitere Kostenpositionen entstehen durch die Koordination aller Planungstätigkeiten sowie sonstige Aufwendungen in der Planungsphase, die unter keine der oben genannten Kategorien fallen.

Bevor mit der eigentlichen Errichtung begonnen werden kann, ist die Kabeltrasse zur Schaffung von Baufreiheit mindestens in doppelter Breite von Bewuchs zu befreien. Der Mutterboden muss in der gesamten Breite abgeschoben und seitlich gelagert werden. Bei der Freileitung beschränken sich diese Arbeiten auf die von den Masten beanspruchten Flächen. Niedriger Bewuchs auf der zu überspannenden Fläche kann bestehen bleiben. Die Baustellen sind einzurichten und zu sichern. Um zu den Baustellen gelangen zu können, müssen Baustraßen eingerichtet oder Baggermatten ausgelegt werden. Eine erhebliche Kostengröße bilden die Tiefbauarbeiten für das Ausheben, Abstützen und Rückfüllen der Gräben für das Kabel, eine eventuell notwendige Wasserhaltung, die Herstellung und das Einbringen von thermisch stabilisiertem Bettungsmaterial. Im Falle der Freileitung sind die Tiefbauarbeiten lediglich für die vergleichsweise kleinen Mastgründungen vonnöten.

An den Enden der Kabelabschnitte müssen Kabelendverschlüsse und Überspannungsableiter aufgestellt werden. Für die Vollverkabelung sind aufgrund der größeren Anzahl der Kabelsysteme zusätzliche Schaltfelder in den Umspannanlagen erforderlich. Bei der Teilverkabelung sind an den Übergangsstellen zur Freileitung Übergabestationen mit Endabspannmasten und Portalen zu errichten (s. Bild 5.10). Je nach Kabellänge sind Impedanzanpassungs- und Kompensationsspulen mit Schalteinrichtungen für jede zweite Kompensationsspule aufzustellen und anzuschließen. Sämtliche dieser zusätzlichen Anlagen benötigen einen entsprechenden Platzbedarf und verursachen einen erheblichen Kostenanteil durch ihre Anschaffung und die entsprechenden baulichen Maßnahmen. Einen nicht unbeträchtlichen Kostenanteil entsteht auch bei Errichtung von Muffenbauwerken und dem Einbringen der Cross-Bonding-Kästen längs der Kabelstrecke. Sekundäranlagen wie zusätzliche Schutzsysteme, Temperaturmonitoring und Teilentladungsüberwachung der Muffen bilden einen weiteren zusätzlichen Kostenposten gegenüber der Freileitung.

Bei der Lieferung der Leitungsbestandteile nebst Zubehör fallen hohe Transportkosten an. Die Abmessungen und Gewichte der Kabelspulen von 40 t sind eine Herausforderung an die Logistik und erfordern eine detaillierte Planung für den An- und Abtransport sowie das Hand-

ling dieser Spulen im schwierigen Gelände. Erhebliche Transportkosten entstehen bei der Kabelführung auch durch die Abfuhr des überschüssigen Bodenaushubs und die Anfuhr des speziellen Bettungs- oder Rückfüllmaterials (s. Tabelle 6.1). Querungen von Verkehrswegen, Wasserläufen oder besonderen Geländeabschnitten durch Kabel können erheblich höhere Kosten als bei der Freileitung verursachen. Schließlich sind die Kosten für die Montage und Prüfung der Leitungssysteme zu berücksichtigen. Im Anschluss an die Errichtung fallen noch Kosten für die durch die Bauarbeiten verursachten Flurschäden an.

Zu berücksichtigen sind auch Kosten für Grundentschädigung und Ausgleichsmaßnahmen. Kosten für Grunderwerb, Planung und Trassierung und das Genehmigungsverfahren. Anfallende Rückbaukosten werden hier bei beiden Leitungsarten nicht bewertet.

Die Gesamtheit der bis hierher genannten Kosten bilden die Investitionskosten (Bild 8.1).

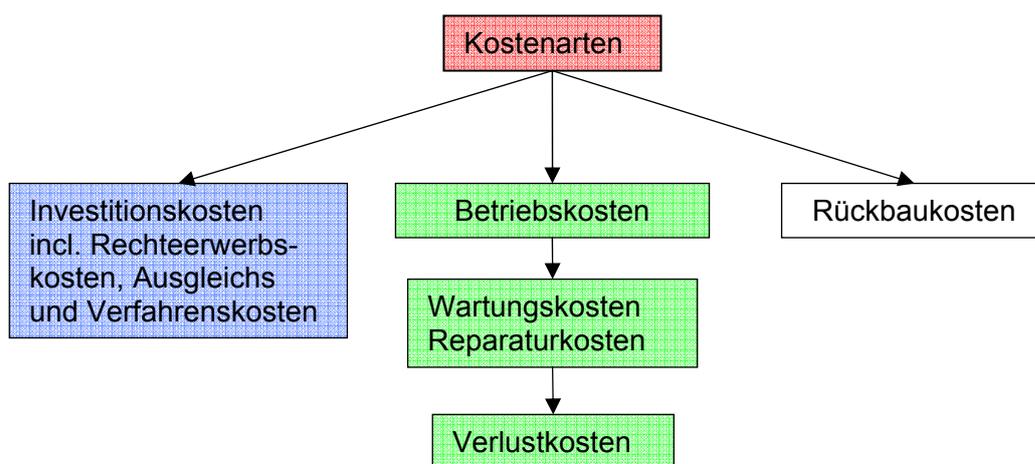


Bild 8.1. Kostenarten bei der Errichtung und dem Betrieb von Leitungen

Die Angaben zu den Investitionskosten von 380-kV-Freileitungen und -VPE-Kabel aus verschiedenen Quellen schwanken sehr stark. In der Übersicht nach Tabelle 8.1 liegt das Verhältnis der Investitionskosten Kabel Freileitung im Bereich von 4 bis 25, was darauf zurückzuführen ist, dass das Kostenverhältnis sehr stark vom Projekt und insbesondere von der Geländebeschaaffenheit abhängt.

Tabelle 8.1. Verhältnis der Investitionskosten von 380-kV-Kabeln und -Freileitung nach /30/

Land	Kabel/Freileitung	Quelle
Austria-Verbund APG	8	Hearings into proposed Styria line
Denmark-Eltra	6-7	Aarhus/Aalborg line/cable
France-RTE	10	RTE website
Germany	10-20	Eurelectric report on public acceptance of new OHLs
Italy-Terna	5,9	Regulator
Netherlands-Tennet	6	Paper comparing costs of ICF
Norway-Statnett	6,5	Statnett website
Spain	25	REE website
UK-National Grid	10-25	National Grid website&brochure
ETS0	10-12	Paper on undergrounding

Im Folgenden werden die Investitionskosten von Freileitung und Kabel projektgenau ermittelt.

Während des Betriebs entstehen Kosten für regelmäßige Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an den Leitungen und für Grünpflegemaßnahmen entlang der Trasse bzw. für Trassenfreihaltung. Zudem fallen während des Betriebes Verlustkosten an. Diese richten sich nach dem Arbeitsverlustfaktor, mit dem ein quadratischer Mittelwert der Jahresverlustarbeit gebildet wird. In /13/ sind Richtwerte für Verluststundenzahl bei unterschiedlichem Tagesbelastungsgrad m angegeben. Für $m = 0,7$ (sog. EVU-Last) rechnet man mit einer Verluststundenzahl von 3000 h. Dem entspricht ein Arbeitsverlustfaktor von $\vartheta = 3000/8760 = 0,34$ und ein Jahresbelastungsgrad von $m_a = 0,55$ (s. Abschnitt 5.2 und Anhang A3).

Die Auswertung der zeitlichen Jahresbelastung der 220-kV-Leitung St. Peter-Salzach (welche durch die Salzburgleitung ersetzt werden soll) und der 380-kV-Leitung Dürnrohr-Ernsthofen (welche Bestandteil des künftigen 380-kV-Ringes ist) ergab Arbeitsverlustfaktoren von 0,27 und 0,18. Ein Arbeitsverlustfaktor von 0,27 erscheint auch für die Salzburgleitung zutreffend und wird deshalb für die folgenden Untersuchungen angesetzt. Die Gesamtheit der Betriebs- und Verlustkosten bilden die jährlichen Kosten.

Die Trassenlänge für die Kabelausführung dürfte im Vergleich zur Freileitungstrasse aufgrund der geringer ausfallenden Notwendigkeit zu „Umwegen“ (Umgehen von Siedlungen u. a.) kürzer ausfallen. Die Trassenlänge für die Erdverlegungsvarianten wird deshalb um 5 % im Vergleich zur Freileitungstrasse verringert angenommen.

In der Tabelle 8.2 sind die unterschiedlichen Aufwendungen für die Errichtung der verschiedenen Leitungssysteme nochmals zusammengestellt.

Tabelle 8.2. Vergleich der Aufwendungen für Planung, Errichtung und Betrieb der Leitungen

Aufwendungen	Freileitung	Kabel
Planung, Trassierung, Einmessung	Berücksichtigung von Umweltaspekten und Abstand zu besiedelten Gebieten	Berücksichtigung von Umweltaspekten und Untersuchung der zu querenden Verkehrswege und Wasserläufe
Genehmigungen und UVP-Verfahren	UVP-Verfahren	kein UVP-Verfahren erforderlich
Baugrunduntersuchung	für Maststandorte	gesamte Trasse
Entschädigungen	überspannte Fläche und Maststandorte	gesamte Trasse
Dienstbarkeiten	gesamte Trasse	gesamte Trasse
Ausholzung	Maststandorte und hohe Bäume unter überspannter Flächen	gesamte Trassenlänge zuzüglich Baustreifen
Baustraßen	nur z.T. erforderlich, da häufig Baggermatten ausreichen	entlang der gesamten Trasse erforderlich
Baustelleneinrichtung	gesamte Trasse	gesamte Trasse
Tiefbau	Mastfundamente	Kabelgräben (incl. Verfüllung), ggf. Wasserhaltung
Querung von Verkehrswegen und Wasserläufen	unkompliziert (Überspannung möglich)	aufwendige Unterquerung, Verrohrung erforderlich
Errichtung, Montage	Mastmontage, Seilzug	Verlegung, Muffenmontage, Schaltfelder, Kompensations- und Anpassungsspulen
Prüfung	während des Hochfahrens	Teilentladungs- und Hochspannungsprüfung (längenbeschränkt)
Trassenfreihaltung	nur Bewuchsbeschränkung	gesamte Trasse
Sekundäreinrichtungen	Schutz	Schutz, Monitoring, Überwachung

8.2 Barwertmethode

Wirtschaftlichkeitsrechnungen zu Leitungsprojekten werden in der Regel nach der Barwertmethode durchgeführt. Bei der Barwertmethode werden alle im Betrachtungszeitraum anfallenden Einmalbeträge und jährlich wiederkehrende Beträge für Einnahmen (Einzahlungen) und Ausgaben (Auszahlungen) auf den Zeitpunkt der Investitionsentscheidung (Stichtag) abgezinst und aufsummiert.

Die auf den Stichtag abgezinsten Einnahmen und Ausgaben werden als Kapitalwert oder Barwert bezeichnet. Die Barwerte der Einnahmen und Ausgaben sind umso geringer, je weiter sie in der Zukunft liegen (Bild 8.2).

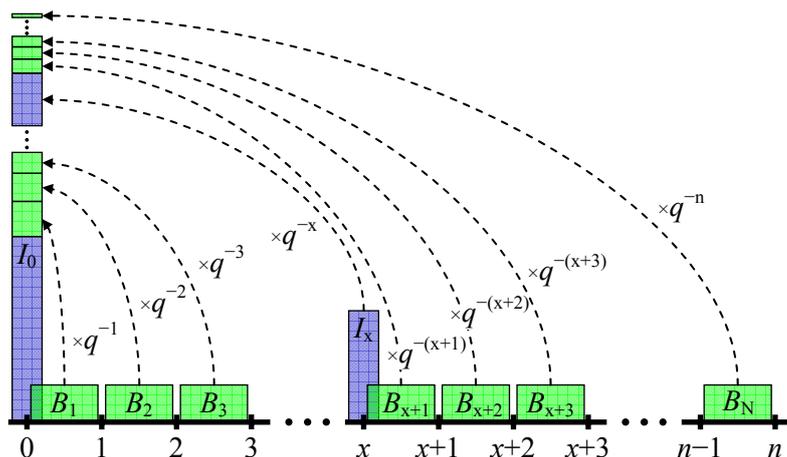


Bild 8.2. Berechnung der Barwerte der Ausgaben. I_0 Investitionskosten zum Stichtag. I_x Investitionskosten zum Zeitpunkt x . B_x jährliche Betriebskosten im Jahr x .

Bei Wirtschaftlichkeitsrechnungen zu Leitungsbauprojekten werden in der Regel nur die Ausgaben verglichen, da von gleichen oder gar keinen Einnahmen ausgegangen werden kann /27/. Die Variante mit dem kleinsten Barwert der Ausgaben ist dann die wirtschaftlichste Variante.

Die anfallenden Kostenarten für die Ausgaben gehen aus Bild 8.1 hervor.

Die Restwerte für die verschiedenen Leitungssysteme werden nicht berücksichtigt, da diese üblicherweise nicht genutzt werden können und rein kalkulatorischer Natur sind. Außerdem haben Restwerte aufgrund der Abzinsung auf den Investitionszeitpunkt lediglich einen marginalen Einfluss auf die Gesamtkosten.

Ähnlich verhält es sich mit den Rückbaukosten. Dieser Kostenanteil fällt in den hier betrachteten Zeiträumen aller Erwartung nach nicht an, da die Betriebsmittel für einen langfristigen Betrieb ausgelegt sind. Darüber hinaus sind die anfallenden Kosten aufgrund der Abzinsung im Vergleich zu den anderen Kosten von untergeordneter Bedeutung. Tendenziell sind die Rückbaukosten für die Freileitung am geringsten.

Ebenso nicht berücksichtigt wurden Kosten für eventuell anfallende Altlasten auf der Kabeltrasse sowie Reparaturkosten infolge einer Störung, weil diese Kosten schwer vorausgesagt werden können. Ohne diese Kostenanteile machen die Verlustkosten den größten Teil der Betriebskosten aus.

Kosten für Grundentschädigungen beim Freileitungsbau sind in den Investitionskosten enthalten.

Bei einmaliger Investition mit den Kosten I_0 zum Stichtag und konstanten jährlichen Betriebskosten B sowie nachschüssiger Verzinsung ergibt sich der Barwert der Ausgaben zum Stichtag aus der Beziehung:

$$A_0 = I_0 + r_n B \tag{8.1}$$

wobei

$$r_n = \frac{q^n - 1}{q^n (q - 1)} \tag{8.2}$$

der Rentenbarwertfaktor, p der Kalkulationszinsfuß, $q = 1 + p$ der Zinsfaktor und n der Betrachtungszeitraum ist.

Der Rentenbarwertfaktor ist eine Funktion des Zinsfaktors und des Betrachtungszeitraums. Anhand von Bild 8.3 wird deutlich, dass der Anteil der Betriebskosten am Barwert mit wachsendem Zinssatz zurückgeht.

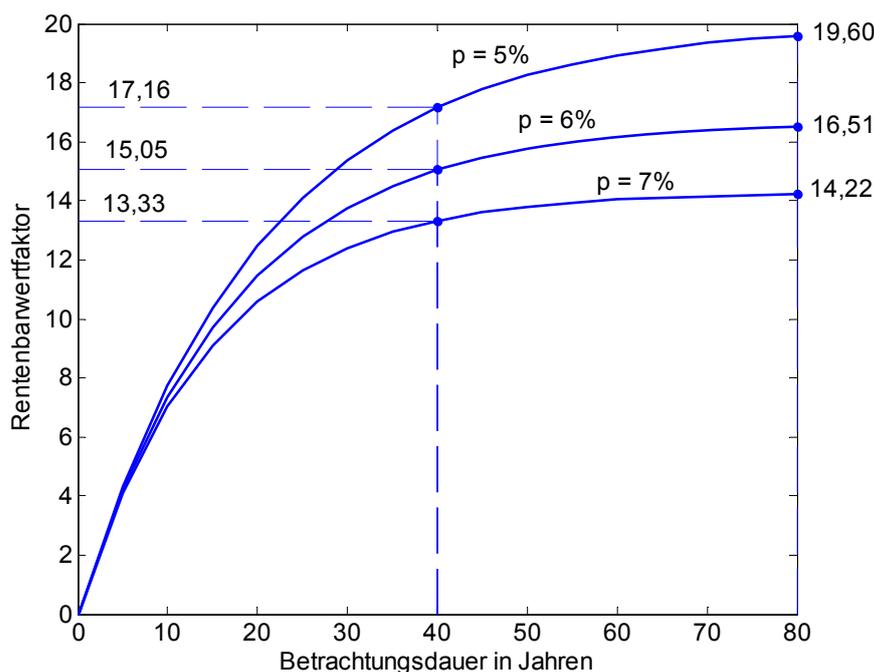


Bild 8.3. Rentenbarwertfaktor Abhängigkeit vom Zinssatz und Betrachtungszeitraum

Die folgenden Berechnungen werden mit einem Kalkulationszinsfuß von $p = 6,65 \%$ durchgeführt. Dieser Wert entspricht dem in SNT-VO 2006 angegebenen WACC Zinssatz (Weighted Average Cost of Capital). Als Betrachtungszeitraum wird üblicherweise die technische Lebensdauer der Betriebsmittel angesetzt. Die Lebensdauer von Kabel und Freileitung unterscheiden sich aber deutlich. (40 bzw. 80 Jahre, s. Abschnitt 5.7). Es ist deshalb sinnvoll als Betrachtungszeitraum die Lebensdauer von Kabeln zu wählen, auch unter dem Gesichtspunkt, dass Unternehmen Abschreibungen realistischerweise nicht auf 80 Jahre hinaus durchführen. Bei einem längeren Betrachtungszeitraum müsste der Austausch der Kabelanlage berücksichtigt werden, wobei Rückbaukosten und erneut die Investitionskosten für die Kabel einschließlich der Tiefbaukosten anfallen, während bei der Freileitung lediglich die Leiterseile auszu-tauschen wären. Ein über die Lebensdauer des Kabels hinaus gehender Betrachtungszeitraum verschiebt demzufolge das Kostenverhältnis der Leitungen zu ungunsten des Kabels. Die Kosten zur Deckung der Verluste (Leistungs- und Arbeitspreis) der APG beliefen sich für das Jahr 2006 auf etwa 0,04 €/kWh. Nach den für 2007 gültigen Tarife liegen die Kosten bei etwa 0,055 €/kWh. In Anbetracht der sicher weiter steigenden Stromkosten werden die Untersuchungen mit 0,06 €/kWh durchgeführt.

In der Tabelle 8.3 sind die Annahmen für die Verlustbewertung nochmals zusammengestellt. Der Einfluss des Kalkulationszinsfußes und der spezifischen Stromkosten auf den Barwert der Verlustkosten ist dem Anhang A4 zu entnehmen.

Tabelle 8.3. Annahmen zur Barwertberechnung

Kalkulationszinsfuß (WACC)	6,65 %
Verlustkosten	0,06 €/kWh
Jahreshöchstlast	2×1300 MVA
Arbeitsverlustfaktor	0,27
Betrachtungszeitraum	40 Jahre
Rückbaukosten	nicht berücksichtigt
Restwerte	nicht berücksichtigt

8.3 Investitionskosten für die Freileitungsausführung

Bei der vorgesehenen Leitung handelt es sich um die Standardausführung einer 380-kV-Doppelleitung mit sog. Donaumasten (s. Bild 4.1) mit Dreierbündelleiter und einem Querschnitt der Aluminium-Stahl-Teileiter von 635/117 mm². Die Seile werden in Längen von 2300 m auf einer Spule geliefert. Die einzelnen Seillängen werden durch Preßverbinder verbunden. Jeweils 3 Seile werden zu einem (Bündel-)Leiter mit Hilfe von Abstandshaltern gebündelt. Die durchschnittliche Spannweite (Feldlänge) beträgt 330 m. Für die 114 km lange Trasse sind etwa 270 Tragmasten und 80 Abspannmasten erforderlich.

Im Gegensatz zur Kabelanlage, die in dieser Dimension noch nicht errichtet wurde, liegen für die Freileitung gesicherte Angaben zu den Investitionskosten aus bereits realisierten Projekten vor. Für die hier vorgesehene Doppelleitung mit Dreierbündeln werden Investitionskosten von

930 T€pro km

veranschlagt. In den Kosten enthalten sind Grundentschädigungen und Ausgleichsmaßnahmen. Nicht enthalten sind Aufwendungen für die Trassenplanung. Diese werden auch bei der Kabelführung nicht berücksichtigt.

8.4 Investitionskosten für die Kabelführung (Vollverkabelung)

Bei einer Leitungsausführung mit Kabeln müssten VPE-Einleiterkabel mit dem größten heute kommerziell verfügbaren Kupferquerschnitt von 2500 mm² eingesetzt werden (s. Abschnitt 4.2 und Kapitel 7).

Die Kabelstrecke würde auf der Trassenlänge von etwa 108 km zunächst (wie auch die Freileitung) in die beiden Abschnitte Tauern-Pongau (42 km) und Pongau-Salzach neu (66 km) zur Einbindung der UA Pongau unterteilt werden (Bild 8.4).

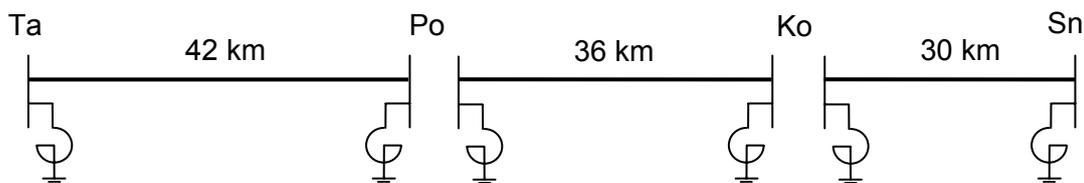


Bild 8.4. Kabelstrecke mit 3 Hauptabschnitten und Kompensationsspulen

In der Kabelausführung wird aber auf dem 66 km langen Abschnitt Pongau-Salzach neu eine zusätzliche Unterteilung in die Abschnitte Po-Ko (36 km) und Ko-Sn (30 km) zum Anschluss von Blindleistungskompensationsspulen (Ko) erforderlich, so dass die Kabelanlage aus drei Abschnitten bestehen würde, an deren Anfang und Ende jeweils Blindleistungskompensationsspulen aufzustellen sind.

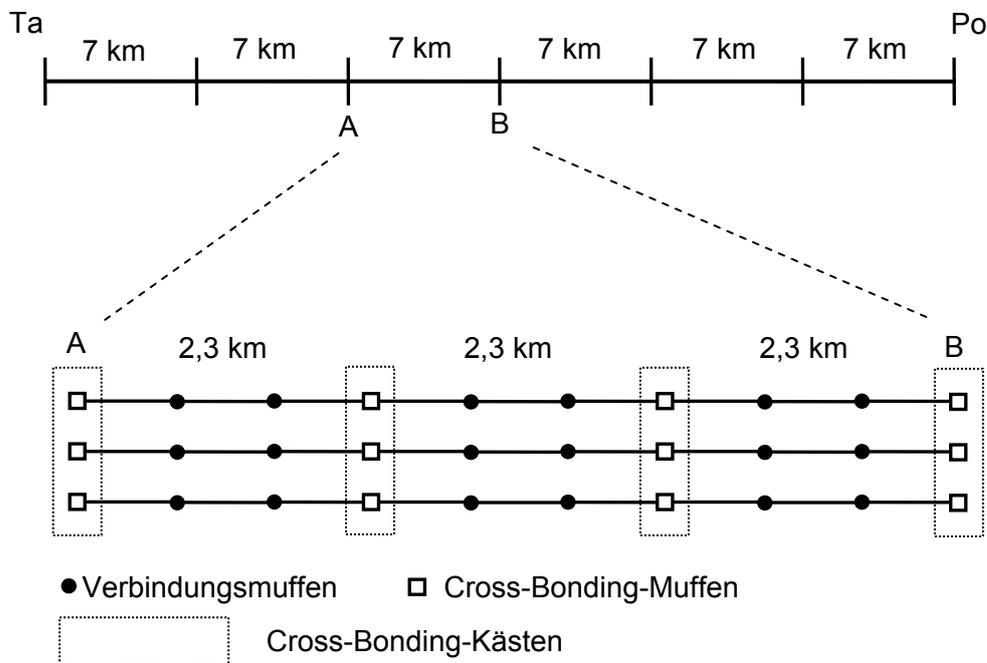


Bild 8.5. Unterteilung der Hauptabschnitte in Cross-Bonding-Abschnitte von 7 km Länge (Bild oben, beispielhaft für den Hauptabschnitt Ta-Po). Dreipoliger Cross-Bonding-Hauptabschnitt mit 3 Unterabschnitten von je 2,33 km Länge und Kabellieferlängen von 778 m (Bild unten, beispielhaft für den Hauptabschnitt Ta-Po).

Die Kosten für die Kabel und das Zubehör sind in Tabelle 8.4 nach Angaben von zwei Kabelherstellern aufgelistet. Die Angaben für die Kabeladern und Muffen differieren sehr stark, was darauf zurückzuführen ist, dass es bisher dafür keinen bedeutenden Markt gibt. Für die die folgenden Untersuchungen werden die unterstrichenen (Mittel)Werte zu Grunde gelegt.

Tabelle 8.4. Investitions- und Montagekosten für die Kabel und Kabelzubehör in T€

Kostenposten	Kabel/Garnituren	Montage/Prüfung
1 km Einleiterkabel	300... <u>342,5</u> ...385	15... <u>18</u> ...21
1 Verbindungsmuffe	15... <u>23</u> ...31	15... <u>18,5</u> ...22
1 Cross-Bonding-Muffe	17... <u>24</u> ...31	15... <u>18,5</u> ...22
1 Cross-Bonding Kasten	5	5
1 Muffenbauwerk	42	
1 Endverschluss	40	25
1 vollausgebautes Schaltfeld	1.500	
1 Kabelübergangsbauwerk	<u>2.000</u> ...8.000 ¹⁾	
System/Wechselspannungsprüfung	150	500
Temperaturmonitoring	500	
Kompensationsspulen pro Mvar	15	
Anpassungsspulen pro System-km	nicht berücksichtigt	

1) je nach Ausstattung und Platzbedarf

Einen Überblick über die Bodentypen und deren prozentualen Verteilung auf der Trassenlänge vermittelt die Tabelle 8.5.

Tabelle 8.5. Bodenverteilung und Bodentypen in % entlang der Trasse

Bodentyp	Anteil in %
Landwirtschaftliche Nutzfläche, überwiegend eben	18
Landwirtschaftliche Nutzfläche, sanft hügelig, kaum Querneigung	19
Landwirtschaftliche Nutzfläche, wechselhaft hügelig, tlw. mit Querneigung	21
Wald, annähernd eben	0
Wald, sanft hügelig	2
Wald, wechselhaft hügelig, tlw. Steil	3
Kreuzungen (Bahnlinien, Straßen, Flüsse, Bäche) gesamt ca.	1
Entlangführungen an oder in Straßen (ohne Straßensperrung)	36
Gesamt	100

Im Verlauf der geplanten Trasse sind Querungen von Verkehrswegen und Wasserläufen erforderlich (s. Tabelle 8.6).

Tabelle 8.6. Anzahl der anzunehmenden Kreuzungen entlang der Trasse

Zu kreuzendes Objekt	Anzahl
ÖBB Bahnlinie	11
Autobahn	2
Bundesstraßen	9
Landesstraßen	8
Gemeindestraßen und Gemeindewege	15
Bäche	14
Gerinne	mehrere
Rohrleitungen	k. A.
Gesamt (ohne Gerinne, ohne Rohrleitungen, ohne Entlangführungen)	59

Die Unterquerungen sind erheblich aufwändiger als die einfache Verlegung. Sie erfolgen entweder im Horizontalbohrspülverfahren (HDD-Verfahren) oder im Bohrpressverfahren. Die Kabel werden dabei in Kunststoffrohre oder in besonderen Fällen auch Stahlrohre eingezo-gen. Die Länge der Unterquerung beträgt beim HDD-Verfahren etwa das 2- bis 3-fache der Breite des zu unterquerenden Objektes und kann maximal bis 500 m ausgeführt werden. Bei Verlegung der Kabel in Rohre wird die maximale Übertragungsleistung herabgesetzt, so dass die Kabel im Bereich der Unterquerung in einem größeren Abstand verlegt werden müssen oder gar eine Zwangskühlung erforderlich wird. Derartige Zusatzkosten sind hier nicht berücksichtigt. Aufgrund der hohen Kosten (s. Tabelle 8.7) beim HDD-Verfahren wird man Bundes- und Landstrassen sowie Gemeindestrassen möglichst in offener Bauweise kreuzen. Die Kosten für die Kreuzung einer Autobahn belaufen sich bei einer Unterquerungslänge von etwa 150 m auf rd. 1,2 Mio. Euro. Für die Unterquerung einer Bahnstrecke ist etwa die Hälfte der Kosten wie für eine Autobahnunterquerung anzusetzen.

Die Kosten für die Erdarbeiten wurden durch ein zertifiziertes Tiefbauunternehmen kalkuliert, wobei Zusatzaufwände (wie z. B. Drainagen, zusätzliche Zufahrtswege u. a.) noch nicht berücksichtigt wurden. Dabei wurde von den Grabenprofilen nach den Bildern 6.2 bis 6.4 mit den Volumina nach Tabelle 6.1 ausgegangen.

Die in den folgenden Tabellen zusammengestellten Kostenanteile für die reinen Tiefbauarbeiten (ohne Trassierung) gelten unter folgenden Voraussetzungen:

- Die Kabel werden durch den Auftraggeber kostenfrei geliefert. Die Anlieferung erfolgt an zugänglichen Lagerplätzen in unmittelbarer Trassennähe.
- Vorhandene Verkehrswege, auch gewichtsbegrenzte Strassen und Wege können für Transporte von den Lagerplätzen zur Trasse und für Gerätetransporte genutzt werden.
- Die Trasse bzw. der auszuführende Bereich liegt bis zu 40 – 70 % im Fels oder felsigen Boden, so dass Sprengarbeiten erforderlich werden. Bei Trassenführung im hindernisfreien Boden ergibt sich eine entsprechende Kostenreduzierung.

In den Kosten *nicht* enthalten sind:

- Umweltaspekte und daraus resultierende Maßnahmen sowie behördliche Auflagen bei Unterquerungen von Verkehrswegen und Wasserläufen
- Erschwernisse bei Querungen und/oder Parallelführungen zu vorhandenen Versorgungsleitungen und Kanalsystemen
- Lagerung des Aushubmaterials während der Bauzeit
- Deponiekosten für überschüssigen Bodenaushub und/oder kontaminierten Boden
- Abholzungsarbeiten im Trassenbereich in erforderlicher Breite
- Wiederherstellungskosten für Schäden an Straßen und Wegen durch Material- und Gerätetransporte
- Entschädigungskosten an Landeigentümer
- Einholung von Genehmigungen
- Witterungsbedingte Erschwernisse bei Schnee und Frost
- Erforderliche Nacht-, Sonntags- und Feiertagsarbeiten

Tabelle 8.7. Erdbaukosten für 4 Kabelsysteme

Verlegeart	Kosten in T€
Offener Graben pro km	2.123
Kabelkanal pro km	3.924
HDD Bohrung pro 100 m	778

Tabelle 8.8. Investitionskosten in T€ für die Vollverkabelung in 3 Leitungsabschnitten

Leitungsabschnitt	Ta-Po	Po-Ko	Ko-Sn	Gesamt
Länge	42 km	36 km	30 km	108 km
Anzahl Systeme	4	4	4	
Anzahl CB-Abschnitte	6	5	4	15
Kabelabschnittslänge	778 m	800 m	833 m	
Anzahl CB-Muffen	4×51	4×42	4×33	504
Anzahl VB-Muffen	4×108	4×90	4×72	1080
Anzahl CB-Kästen	4×17	4×14	4×11	168
Anzahl Muffenbauwerke	0	0	0	0
Anzahl Endverschlüsse	4×6	4×6	4×6	72
Anzahl Schaltfelder	8	16		24
Kapazitive Ladeleistung in Mvar	2.076,5	1.779,9	1.483,2	5.339,6
Kompensationsleistung in Mvar	1.661,2	1.423,9	1.186,6	4.271,7
Kosten Kabelanlage in T€				629.756
Tiefbaukosten Kabelgraben T€ ¹⁾	36.393	21.231	31.846	89.470
Tiefbaukosten Kabelkanal in T€ ¹⁾	81.423	90.252	49.050	220.725
Unterquerungen in T€ ²⁾	31.136	23.352	19.460	73.948
Kabelverlegung in T€ ¹⁾	15.317	14.180	10.463	39.960
Kosten Tiefbau gesamt in T€	164.269	149.015	110.819	424.103
Investitionskosten gesamt in T€				1.053.859

¹⁾ Angaben von Bohlen & Doyen ²⁾ nur Gewässer, Autobahn und ÖBB

Die Unterteilung der Kabelabschnitte in Cross-Bonding-Abschnitte und die sich daraus ergebende Anzahl der Muffen sowie das erforderliche weitere Zubehör ist in der Tabelle 8.8 aufgelistet. Die dafür erforderlichen Beschaffungskosten nach Tabelle 8.4 ergeben zusammen mit den Tiefbaukosten die gesamten Investitionskosten für die Vollverkabelung.

8.5 Investitionskosten für die Freileitungsausführung mit Teilverkabelung

Für die Teilverkabelung wird von den in Tabelle 8.9 zusammengestellten Abschnitten ausgegangen. Die detaillierten Angaben zu den Kosten sind in den Tabellen 8.10 bis 8.15 zu finden.

Tabelle 8.9. Varianten für die Teilverkabelung (FL Freileitung in km, KA Kabel (rot) in km)

	Ta-Po	Po-Sn	Anzahl der TV-Abschnitte	Länge der Trasse
Referenzlösung	44 FL	70 FL	0	114 km
s. Tabelle 8.10	9 KA + 30 FL	70 FL	1	109 km
	44 FL	53 FL + 14 KA	1	109 km
s. Tabelle 8.11	9 KA + 30 FL	53 FL + 14 KA	2	106 km
s. Tabelle 8.12	9 KA + 30 FL	24 FL + 14 KA + 15 FL + + 14 KA	3	106 km
s. Tabelle 8.13	9 KA + 30 FL	24 FL + 4 KA + 6 FL + + 4 KA + 15 FL + 14 KA	4	106 km
s. Tabelle 8.14	9 KA + 30 FL	14 KA + 10 FL + 14 KA + + 15 FL + 14 KA	4	106 km
s. Tabelle 8.15	9 KA + 30 FL	14 KA + 10 FL + 4 KA + 6 FL + 4 KA + 15 FL + 14 KA	5	106 km
Vollverkabelung	42	36 + 30		108 km

Tabelle 8.10. Investitionskosten für die Teilverkabelung von je 1 Leitungsabschnitt

TV auf Leitungsabschnitt	Ta-Po	Po-Sn
Kabelabschnittslänge	9 km	14 km
Gesamt-Trassenlänge	109 km	109 km
Anzahl Systeme	4	4
Anzahl CB-Abschnitte	2	2
Kabellieferlänge	750	778
Anzahl CB-Muffen	4×15	4×15
Anzahl VB-Muffen	4×18	4×36
Anzahl CB-Kästen	4×5	4×5
Anzahl Endverschlüsse	4×6	4×6
Anzahl zusätzlicher Schaltfelder	2	2
Anzahl zusätzlicher Schutzsysteme	4	4
Anzahl Kabelübergangsbauwerke	1	1
Ladeleistung Mvar	445,0	865,2
Kompensationsleistung Mvar	133,5	259,6
Kosten Kabelanlage in T€	54.910	79.561
Tiefbaukosten Kabelgraben in T€ ¹⁾	9.341	20.169
Tiefbaukosten Kabelkanal in T€ ¹⁾	14.126	9.810
Unterquerungen in T€ ²⁾	7.784	15.568
Kabelverlegung in T€ ¹⁾	3.112	4.218
Kosten Tiefbau gesamt in T€	34.363	49.756
Kosten 100 bzw. 95 km Freileitung T€	93.000	88.350
Investitionskosten gesamt in T€	182.273	217.676

¹⁾ Angaben von Bohlen & Doyen ²⁾ nur Gewässer, Autobahn und ÖBB

Tabelle 8.11. Investitionskosten für die Teilverkabelung (TV) von 2 Leitungsabschnitten

TV auf Leitungsabschnitt	Ta-Po	Po-Sn	Gesamt
Kabelabschnittslänge	9 km	14 km	23 km
Trassenlänge	39 km	67 km	106 km
Anzahl Systeme	4	4	
Anzahl CB-Abschnitte	2	2	4
Kabellieferlänge	750	778	
Anzahl CB-Muffen	4×15	4×15	120
Anzahl VB-Muffen	4×18	4×36	216
Anzahl CB-Kästen	4×5	4×5	40
Anzahl Endverschlüsse	4×6	4×6	48
Anzahl zusätzlicher Schaltfelder	2	2	4
Anzahl Kabelübergangsbauwerke	1	1	2
Anzahl zusätzlicher Schutzsysteme	4	4	8
Ladeleistung Mvar	445,0	692,2	1.137,2
Kompensationsleistung Mvar	133,5	207,7	341,2
Kosten Kabelanlage in T€			132.765
Tiefbaukosten Kabelgraben in T€ ¹⁾	9.341	20.169	29.510
Tiefbaukosten Kabelkanal in T€ ¹⁾	14.126	9.810	23.936
Unterquerungen in T€ ²⁾	7.784	15.568	23.352
Kabelverlegung in T€ ¹⁾	3.112	4.218	7.330
Kosten Tiefbau gesamt in T€	34.363	49.765	84.128
Kosten 83 km Freileitung T€			77.190
Investitionskosten gesamt in T€			294.083

¹⁾ Angaben von Bohlen & Doyen ²⁾ nur Gewässer, Autobahn und ÖBB

Tabelle 8.12. Investitionskosten für die Teilverkabelung (TV) von 3 Leitungsabschnitten

TV auf Leitungsabschnitt	Ta-Po	Po-Sn		Gesamt
Kabelabschnittslänge	9 km	14 km	14 km	37 km
Trassenlänge	106 km			
Anzahl Systeme	4	4	4	
Anzahl CB-Abschnitte	2	2	2	6
Kabellieferlänge	750	833	778	
Anzahl CB-Muffen	4×15	4×15	4×15	180
Anzahl VB-Muffen	4×18	4×36	4×36	360
Anzahl CB-Kästen	4×5	4×5	4×5	60
Anzahl Endverschlüsse	4×6	4×6	4×6	72
Anzahl zus. Schaltfelder	2	0	2	4
Anzahl Kabelübergangsbauwerke	1	2	1	4
Anzahl zusätzlicher Schutzsysteme	4	4	4	12
Ladeleistung Mvar	445,0	692,2	692,2	1.829,4
Kompensationsleistung Mvar	133,5	207,7	207,7	548,9
Kosten Kabelanlage in T€				209.508
Tiefbaukosten Kabelgraben in T€ ¹⁾	9.341	12.101	20.169	41.611
Tiefbaukosten Kabelkanal in T€ ¹⁾	14.126	24.721	9.810	48.657
Unterquerungen in T€ ²⁾	7.784	15.568	15.568	38.920
Kabelverlegung in T€ ¹⁾	3.112	4.989	4.218	12.319
Kosten Tiefbau gesamt in T€	34.363	57.379	49.765	141.507
Kosten 69 km Freileitung T€				64.170
Investitionskosten gesamt in T€				415.185

¹⁾ Angaben von Bohlen & Doyen ²⁾ nur Gewässer, Autobahn und ÖBB

Tabelle 8.13. Investitionskosten für die Teilverkabelung (TV) von 4 Leitungsabschnitten

TV auf Leitungsabschnitt	Ta-Po	Po-Sn			Gesamt
Kabelabschnittslänge	9 km	4 km	4 km	14 km	31 km
Trassenlänge	106 km				
Anzahl Systeme	4	4	4	4	
Anzahl CB-Abschnitte	2	1	1	2	6
Kabellieferlänge	750	667	667	778	
Anzahl CB-Muffen	4×15	4×6	4×6	4×15	168
Anzahl VB-Muffen	4×18	4×9	4×9	4×36	288
Anzahl CB-Kästen	4×5	4×2	4×2	4×5	56
Anzahl Endverschlüsse	4×6	4×6	4×6	4×6	96
Anzahl zusätzlicher Schaltfelder	2	0	0	2	4
Anzahl Kabelübergangsbauwerke	1	2	2	1	6
Anzahl zusätzlicher Schutzsysteme	4	4	4	4	16
Ladeleistung Mvar	445,0	197,8	197,8	692,2	1.532,7
Kompensationsleistung Mvar	133,5	0	0	207,7	341,2
Kosten Kabelanlage in T€					189.339
Tiefbaukosten Kabelgraben in T€ ¹⁾	9.341	1.062	4.671	20.169	35.243
Tiefbaukosten Kabelkanal in T€ ¹⁾	14.126	10.987	5.101	9.810	40.024
Unterquerungen in T€ ²⁾	7.784	5.449	3.892	15.568	32.693
Kabelverlegung in T€ ¹⁾	3.112	1.631	1.324	4.218	10.285
Kosten Tiefbau gesamt in T€	34.363	19.129	14.988	49.765	118.245
Kosten 75 km Freileitung T€					69.750
Investitionskosten gesamt in T€					377.334

¹⁾ Angaben von Bohlen & Doyen ²⁾ nur Gewässer, Autobahn und ÖBB

Tabelle 8.14. Investitionskosten für die Teilverkabelung (TV) von 4 Leitungsabschnitten

TV auf Leitungsabschnitt	Ta-Po	Po-Sn			Gesamt
Kabelabschnittslänge	9 km	14 km	14 km	14 km	51 km
Trassenlänge	106 km				
Anzahl Systeme	4	4	4	4	
Anzahl CB-Abschnitte	2	2	2	2	8
Kabellieferlänge	750	778	778	778	
Anzahl CB-Muffen	4×15	4×15	4×15	4×15	240
Anzahl VB-Muffen	4×18	4×36	4×36	4×36	504
Anzahl CB-Kästen	4×5	4×5	4×5	4×5	80
Anzahl Endverschlüsse	4×6	4×6	4×6	4×6	96
Anzahl zusätzlicher Schaltfelder	2	2	0	2	6
Anzahl Kabelübergangsbauwerke	1	1	2	1	5
Anzahl zusätzlicher Schutzsysteme	4	4	4	4	16
Ladeleistung Mvar	445,0	692,2	692,2	692,2	2.521,6
Kompensationsleistung Mvar	133,5	207,7	207,7	207,7	756,6
Kosten Kabelanlage in T€					291.813
Tiefbaukosten Kabelgraben in T€ ¹⁾	9.341	8.067	12.101	20.169	49.678
Tiefbaukosten Kabelkanal in T€ ¹⁾	14.126	33.354	24.721	9.810	82.011
Unterquerungen in T€ ²⁾	7.784	13.233	15.568	15.568	52.153
Kabelverlegung in T€ ¹⁾	3.112	5.431	4.989	4.218	17.750
Kosten Tiefbau gesamt in T€	34.363	60.085	57.379	49.765	201.592
Kosten 55 km Freileitung T€					51.150
Investitionskosten in T€					544.555

¹⁾ Angaben von Bohlen & Doyen ²⁾ nur Gewässer, Autobahn und ÖBB

Tabelle 8.15. Investitionskosten für die Teilverkabelung (TV) von 5 Leitungsabschnitten

TV auf Leitungsabschn.	Ta-Po	Po-Sn				Gesamt
Kabelabschnittslänge	9 km	14 km	4 km	4 km	14 km	45 km
Trassenlänge	106 km					
Anzahl Systeme	4	4	4	4	4	
Anzahl CB-Abschnitte	2	2	1	1	2	8
Kabellieferlänge	750	778	667	667	778	
Anzahl CB-Muffen	4×15	4×15	4×6	4×6	4×15	228
Anzahl VB-Muffen	4×18	4×36	4×9	4×9	4×36	432
Anzahl CB-Kästen	4×5	4×5	4×2	4×2	4×5	76
Anzahl Endverschlüsse	4×6	4×6	4×6	4×6	4×6	120
Anzahl zus. Schaltfelder	2	2	0	0	2	6
Anzahl zus. Schutzsysteme	4	4	4	4	4	20
Ladeleistung Mvar	445,0	692,2	197,8	197,8	692,2	2.225,0
Kompensationsleistung Mvar	133,5	207,7	0	0	207,7	548,9
Kosten Kabelanlage in T€						268.900
Kosten Kabelgraben in T€ ¹⁾	9.341	8.067	1.062	4.671	20.169	43.310
Kosten Kabelkanal in T€ ¹⁾	14.126	33.354	10.987	5.101	9.810	73.378
Unterquerungen in T€ ²⁾	7.784	13.233	5.449	3.892	15.568	45.926
Kabelverlegung in T€ ¹⁾	3.112	5.431	1.631	1.324	4.218	15.716
Kosten Tiefbau gesamt T€	34.363	60.085	19.129	14.988	49.765	178.330
Kosten 61 km Freiltg. T€						56.730
Investitionskosten ges. T€						503.960

¹⁾ Angaben von Bohlen & Doyen ²⁾ nur Gewässer, Autobahn und ÖBB

8.6 Verlust- und sonstige Betriebskosten

Neben den Investitionskosten spielen die durch Verluste verursachten Betriebskosten eine entscheidende Rolle. Die Verlustkosten werden mit 0,06 €/kWh veranschlagt (s. Abschnitt 8.1).

Die *spannungsabhängigen* Verluste fallen ständig an und werden deshalb in voller Höhe bewertet (vgl. Abschnitt 5.2). Die jährlichen Kosten in T€ für die spannungsabhängigen Verluste berechnen sich nach:

$$\frac{K_{PVU}}{\text{TEuro}} = \frac{8760}{1000 \text{ Euro/kWh}} \cdot \frac{k_I}{\text{kW}} \cdot P_{VU} \tag{8.3}$$

k_I Verlustkosten in €/kWh

P_{VU} gesamte spannungsabhängige Verluste in kW

Die *stromabhängigen* Verluste hängen von vom zeitlichen Verlauf der Übertragungsleistung ab. Maßgebend für die Bewertung der Verlustarbeit ist der Arbeitsverlustfaktor \mathcal{G} oder die Verluststundenzahl T_V (s. Anhang A3). Der Arbeitsverlustfaktor ist der quadratische Mittelwert der Jahresbelastungslinie bezogen auf die während eines Jahres anfallende Höchstleistung. Die jährlichen Kosten der stromabhängigen Verluste ergeben sich aus:

$$\frac{K_{PVI}}{\text{TEuro}} = \frac{8760}{1000 \text{ Euro/kWh}} \cdot \frac{k_I}{\text{kW}} \cdot \mathcal{G} \cdot P_{V\text{Imax}} \tag{8.4}$$

k_I Verlustkosten in €/kWh

$P_{V\text{Imax}}$ stromabhängige Verluste bei Jahreshöchstlast in kW

\mathcal{G} Arbeitsverlustfaktor (s. Anhang A3)

Wird eine Blindleistungskompensation der Kabelsysteme erforderlich, so fallen zusätzliche Verluste der Kompensationsspulen an. Für eine Kompensationsspule mit einer Leistung von 160 Mvar ist mit einer Verlustleistung von 290 kW, d. h. rund 0,2 % zu rechnen. Die Kompensationsverluste fallen ständig an, sobald die Spulen eingeschaltet sind. Die jährliche Kosten ergeben sich aus:

$$\frac{K_{\text{PVC}}}{\text{TEuro}} = \frac{8760}{1000} \cdot \frac{k_{\text{I}}}{\text{Euro/kWh}} \cdot p_{\text{VC}} \cdot k_{\text{C}} \cdot \frac{Q_{\text{C}}}{\text{kvar}} \quad (8.5)$$

k_{I} Verlustkosten in €/kWh

p_{VC} relative Kompensationsverluste

k_{C} Kompensationsgrad

Q_{C} kapazitive Ladeleistung

Die Verluste pro km und System kann man der Tabelle 8.16 entnehmen.

Tabelle 8.16. Verluste pro System und km bei 380 und 400 kV Betriebsspannung

Leitungsart	U kV	P_{VU} kW/km	$P_{\text{VI}}^{1)}$ kW/km	$P_{\text{VC}}^{2)}$ kW/km
Freileitung 3×3×635/117 Al/St	380	2,46	194,7	0
	400	2,72	175,8	0
Kabel 2XS(FL)2Y 1×2500 RM/50	380	11,16	108,11	22,31
	400	12,36	97,57	24,72

¹⁾ bei 1300 MVA ²⁾ bei $k_{\text{C}} = 1$

Neben den Verlustkosten fallen während des Betriebs auch Kosten für Wartung und Instandhaltung und ggf. Reparaturen an. Dieser Posten umfasst bei der Freileitung die Trassenfreihaltung und eine alle 25 bis 35 Jahre erforderliche erneute Beschichtung der Masten.

Bei der Kabelanlage fallen Aufwendungen ebenfalls für die Trassenfreihaltung, sowie für Wartung und Betrieb der Sekundärtechnik (Kontrolle der Cross-Bonding Elemente, Temperaturmonitoring, Teilentladungs-Überwachung an den Muffen) an.

Da die Wartungs- und Instandhaltungskosten deutlich geringer als die Verlustkosten sind, werden sie im Systemvergleich vernachlässigt.

8.7 Vergleich der Kapitalwerte bei Ausführung der Leitung als Freileitung, Kabel oder Freileitung mit Teilverkabelung

Die folgenden Bilder geben einen anschaulichen Vergleich der Barwerte für die Investitionskosten, Verlustkosten (bei 400 kV) und Gesamtkosten des Leitungsbauvorhabens jeweils im Vergleich zur Ausführung als Freileitung (F). Die genauen Zahlenwerte können der Tabelle 8.17 entnommen werden.

Tabelle 8.17. Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten für die Freileitung, Vollverkabelung und Teilverkabelungsvarianten mit 4 Kabelsystemen nach Tabelle 8.9 (FL Freileitung in km, KA Kabel in km)

	Abschnitt Ta-Po	Abschnitt Po-Sn	Gesamtkosten T€	Verhältnis K/F
Referenzlösung	44 FL	70 FL	189.561	
1 Abschnitt	9 KA + 30 FL	70 FL	262.485	1,39
	44 FL	53 FL + 14 KA	298.073	1,57
2 Abschnitte	9 KA + 30 FL	53 FL + 14 KA	372.617	1,97
3 Abschnitte	9 KA + 30 FL	24 FL + 14 KA + 15 FL + 14 KA	494.239	2,61
4 Abschnitte	9 KA + 30 FL	24 FL + 4 KA + 6 FL + 4 KA + 15 FL + 14 KA	454.432	2,40
4 Abschnitte	9 KA + 30 FL	14 KA + 10 FL + 14 KA + 15 FL + 14 KA	624.129	3,29
5 Abschnitte	9 KA + 30 FL	14 KA + 10 FL + 4 KA + 6 FL + 4 KA + 15 FL + 14 KA	581.578	3,07
Vollverkabelung	42 KA	36 KA + 30 KA	1.176.007	6,20

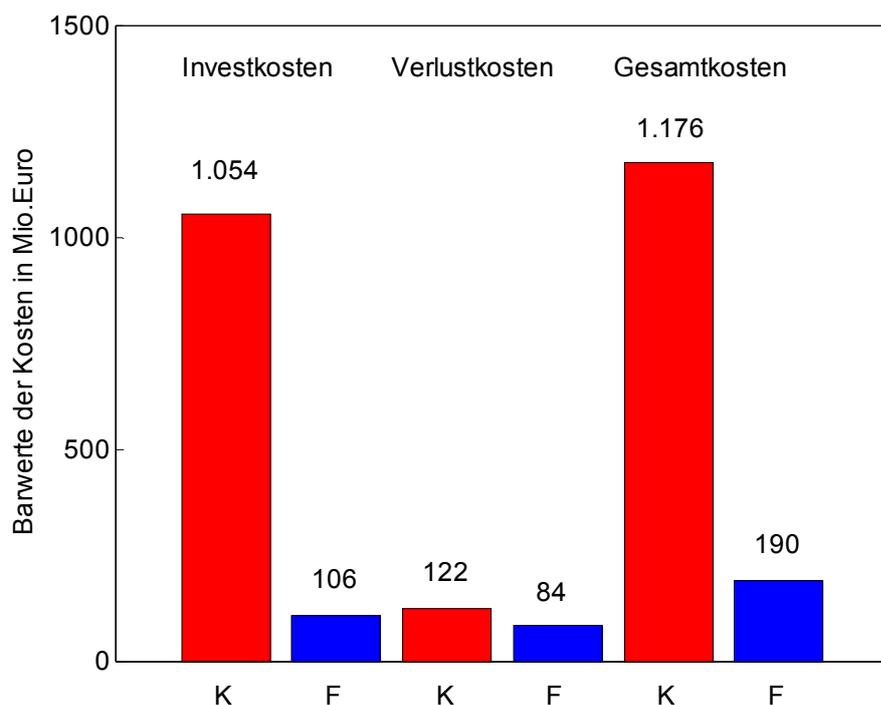


Bild 8.6. Barwerte der Investitions-, Betriebs- und Gesamtkosten bei Vollverkabelung nach Tabelle 8.8

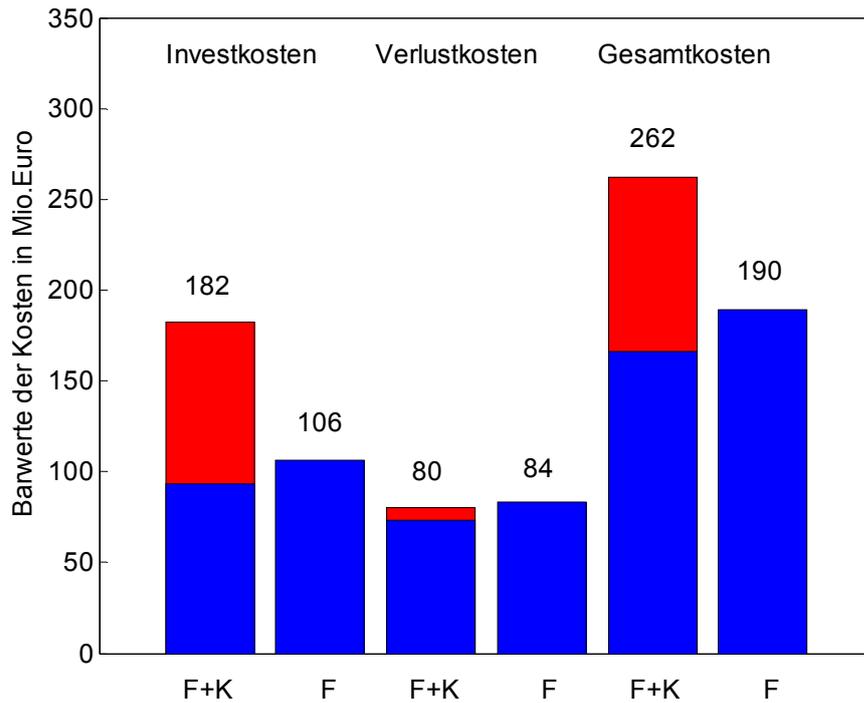


Bild 8.7. Barwerte der Investitions-, Betriebs- und Gesamtkosten bei 9 km Teilverkabelung nach Tabelle 8.10
 F + K = Barwerte der Freileitung Teilverkabelung, F = 100 % Freileitung

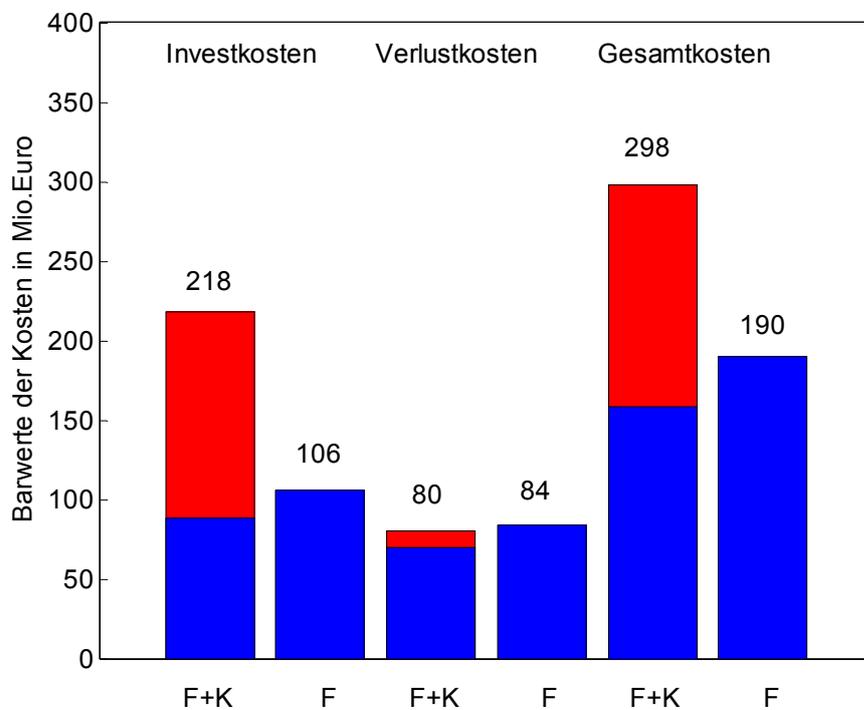


Bild 8.8. Barwerte der Investitions-, Betriebs- und Gesamtkosten bei 14 km Teilverkabelung nach Tabelle 8.10
 F + K = Barwerte der Freileitung Teilverkabelung, F = 100 % Freileitung

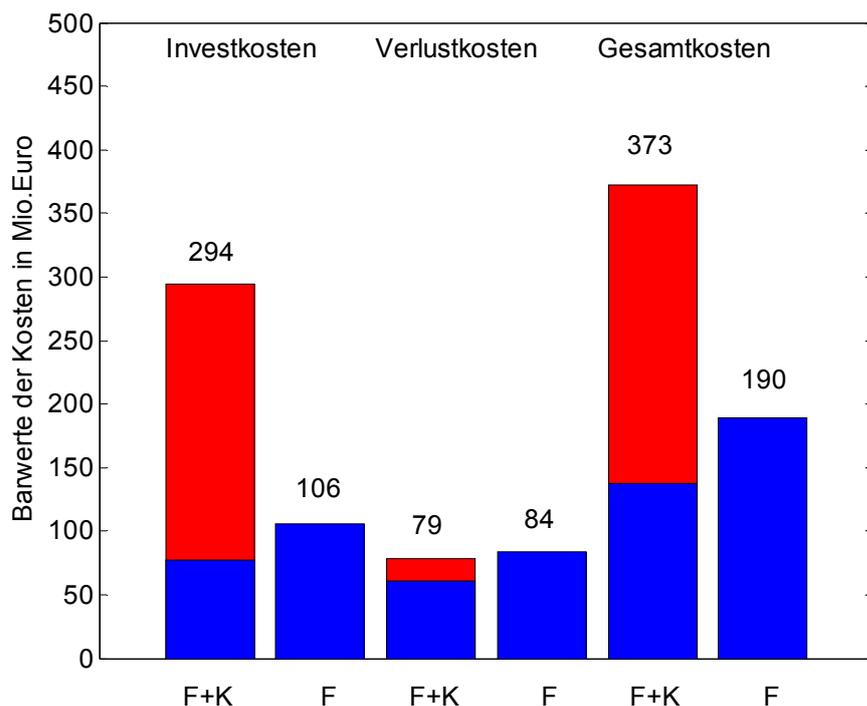


Bild 8.9. Barwerte der Investitions-, Betriebs- und Gesamtkosten bei Teilverkabelung von 2 Leitungsabschnitten (9 und 14 km) nach Tabelle 8.11
 F + K = Barwerte der Freileitung Teilverkabelung, F = 100 % Freileitung

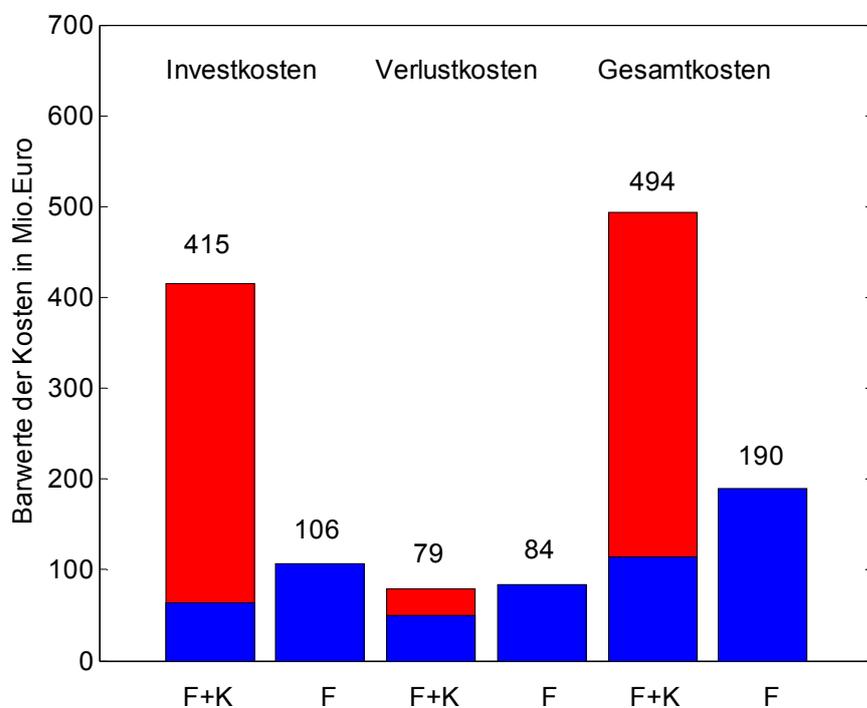


Bild 8.10. Barwerte der Investitions-, Betriebs- und Gesamtkosten bei Teilverkabelung von 3 Leitungsabschnitten (9, 14 und 14 km) nach Tabelle 8.12
 F + K = Barwerte der Freileitung Teilverkabelung, F = 100 % Freileitung

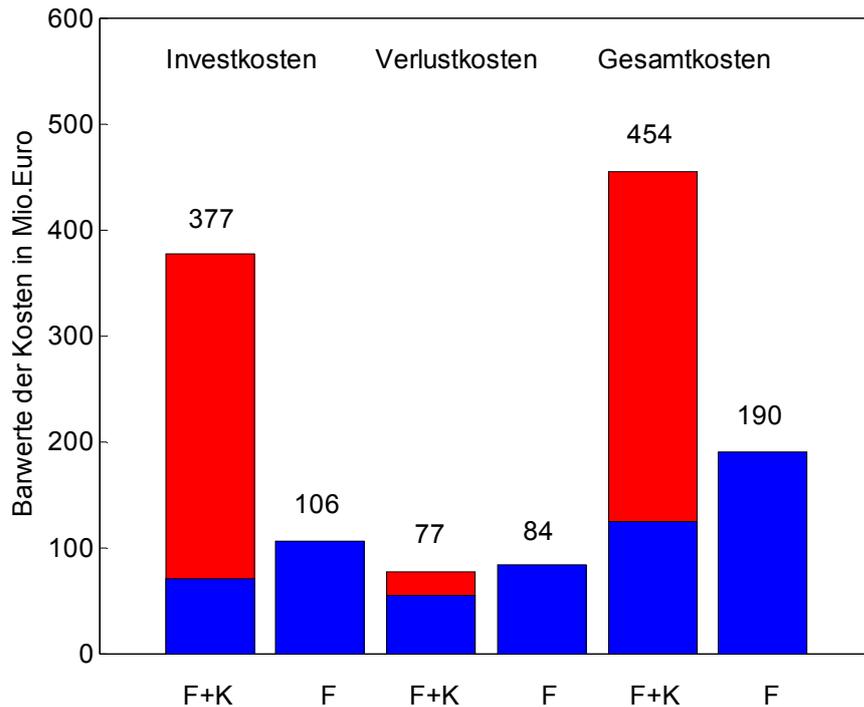


Bild 8.11. Barwerte der Investitions-, Betriebs- und Gesamtkosten bei Teilverkabelung von 4 Leitungsabschnitten (9, 4, 4 und 14 km) nach Tabelle 8.13
 F + K = Barwerte der Freileitung Teilverkabelung, F = 100 % Freileitung

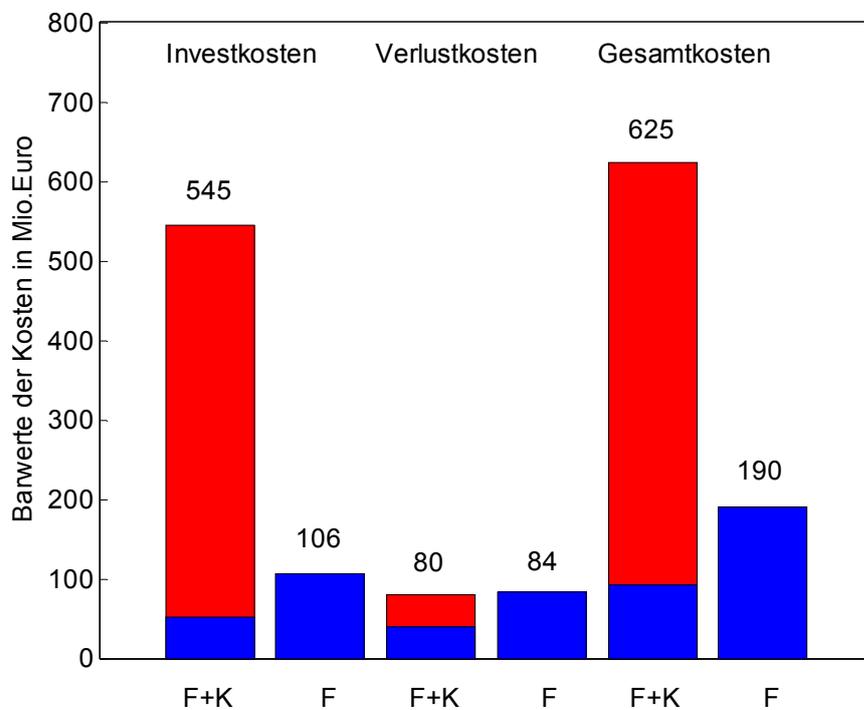


Bild 8.12. Barwerte der Investitions-, Betriebs- und Gesamtkosten bei Teilverkabelung von 4 Leitungsabschnitten (9, 14, 14 und 14 km) nach Tabelle 8.14
 F + K = Barwerte der Freileitung Teilverkabelung, F = 100 % Freileitung

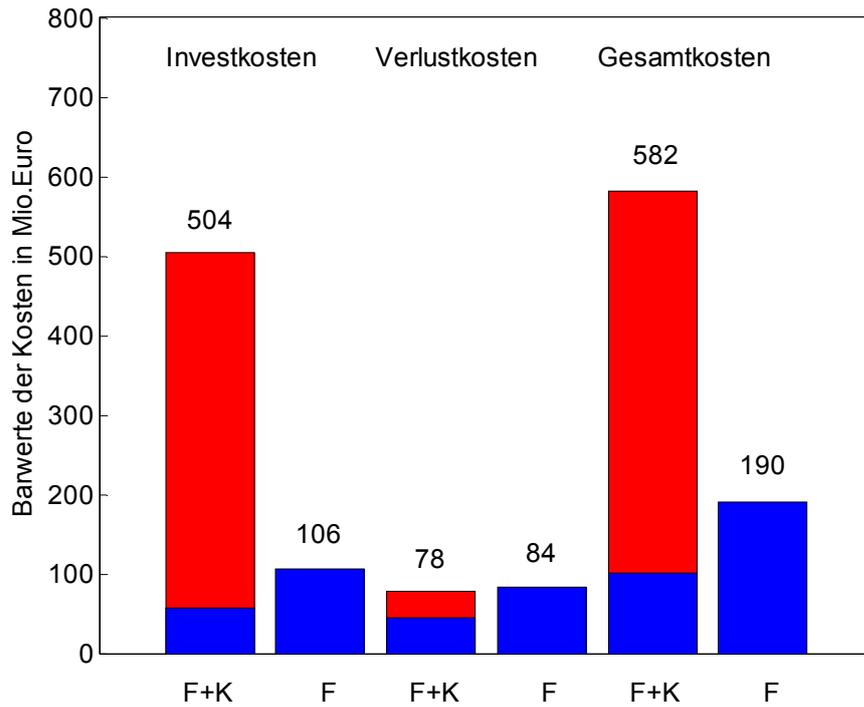


Bild 8.13. Barwerte der Investitions-, Betriebs- und Gesamtkosten bei Teilverkabelung von 5 Leitungsabschnitten (9, 14, 4, 4 und 14 km) nach Tabelle 8.15
F + K = Barwerte der Freileitung Teilverkabelung, F = 100 % Freileitung

9 Zusammenfassende Bewertung der Leitungssysteme

Kriterium	380-k V-Freileitung (FL)	380-kV-VPE-Kabel	380-kV-GIL	Vorteil für
Elektrische Festigkeit (Isolierung)	Selbstheilende Luftisolierung mit hoher elektrischer Festigkeit	Höchste Anforderung an Reinheit der Kunststoffisolierung und Wasserdichtigkeit	N ₂ -SF ₆ -Gemisch unter Druck, höchste Anforderung an Reinheit und Gasdichtigkeit	Freileitung
Belastbarkeit	Hohe Belastbarkeit	Ähnlich hohe Belastbarkeit wie Freileitung nur durch mehrere parallele Kabelsysteme	Belastbarkeit bei Erdverlegung ähnlich wie Freileitung	Freileitung/ GIL
Überlastbarkeit	Genügende Leistungsreserve	Geringe kurzzeitige Überlastbarkeit auf Kosten der Lebensdauer der Isolation	Leistungsreserve bei Erdverlegung ähnlich wie Freileitung	Freileitung/ GIL
Impedanz	Impedanzbelag passend zu den Netzverhältnissen (Freileitungsnetz)	Geringerer Impedanzbelag als Freileitung, ggf. Anpassungsspulen erforderlich	Noch geringerer Impedanzbelag als FL, größere Anpassungsspulen als bei Kabel erforderlich	Freileitung
Blindleistungsbedarf	Geringste kapazitive Blindleistung	Etwas 18-fache kapazitive Blindleistung wie Freileitung, ggf. Kompensation erforderlich	Etwas 4-fache kapazitive Blindleistung wie Freileitung	Freileitung
Schutz- und Sekundärtechnik	Einheitliche Schutztechnik mit Kurzunterbrechung (KU); keine Sekundärtechnik	Differentialschutz; keine KU; TE-Überwachung an den Muffen; Temperaturmonitoring	Schutz wie bei Kabel; Gaswächter; Fehlerortungssystem; TE-Überwachung	Freileitung
Fehlerverhalten	Höhere Fehlerrate als Kabel und GIL, die meisten Fehler sind jedoch Lichtbogenfehler ohne Folgen	Geringere Fehlerrate als Freileitung; Fehler sind aber immer mit Schaden verbunden	wie Kabel	Freileitung
Nichtverfügbarkeit	Reparaturlaufzeit Stunden bis Tage, geringste Nichtverfügbarkeit	Reparaturlaufzeit in Wochen, deutlich höhere Nichtverfügbarkeit als Freileitung	Längste Reparaturdauer, noch höhere Nichtverfügbarkeit als Kabel	Freileitung

Kriterium	380-kV-Freileitung (FL)	380-kV-VPE-Kabel	380-kV-GIL	Vorteil für
Lebensdauer	Nachgewiesen hohe Lebensdauer, einfache Durchführung Lebensdauer erhaltender Maßnahmen	Angenommene Lebensdauer 40 Jahre; Erfahrungswerte noch nicht vorhanden	Hohe Lebensdauer erwartet; Erfahrungswerte von gasisolierten Schaltanlagen (GIS)	Freileitung
Betriebs- erfahrung	Im Einsatz seit 1952	Bisher nur kurze Abschnitte im Betrieb, keine Langzeiterfahrung	Bisher nur kurze Abschnitte im Betrieb, Langzeiterfahrung durch gasisolierte Schaltanlagen (GIS)	Freileitung
Umwelt- einwirkung	Landschaftsbeeinträchtigung durch Sichtbarkeit (subjektiv); breite Trasse; Nutzung und Bebauung der Trasse bedingt zulässig	Kleinste Trasse; erheblicher Bodeneingriff und Flächenbedarf während der Bauphase; dosierte Boden-austrocknung; stark eingeschränkte Trassennutzung	Größere Trasse und Baustelleneinrichtung als Kabel; Schachtbauwerke; stark eingeschränkte Trassennutzung; Bodenerwärmung; SF ₆ -Umweltthematik	subjektiv Kabel, objektiv Freileitung
Elektro- magnetische Verträglichkeit	Maximalwerte für die magnetische Flussdichte und die elektrische Feldstärke in 1,2 m Höhe unter der Leitung in der Größenordnung von 25 µT und < 5 kV/m	Kein äußeres elektrisches Feld; Magnetischen Flussdichte am Erdboden abhängig von der Anzahl paralleler Kabel und der Verlegeart, kann sogar größer als bei FL sein	Kein äußeres elektrisches Feld, geringste magnetische Flussdichte	GIL
Verluste	Größere stromabhängige und kleinere spannungsabhängige Verluste als unkompensterte Kabel	Bei langen Kabelstrecken mit Kompensation sogar höhere Gesamtverluste als für die FL	Verluste ähnlich wie für unkompenstiertes Kabel (2500 mm ² Cu)	GIL
Investitions- kosten	Geringste Investitionskosten	Mehrfache Investitionskosten gegenüber Freileitung	Mehrfache Investitionskosten gegenüber Kabel	Freileitung
Betriebskosten incl. Verluste	Höchste Betriebskosten (Verlustkosten) im Vergleich zu unkompenstierten Kabeln und zu GIL	Unkompenstiert kleiner als FL, bei langen Kabelstrecken mit Kompensation sogar höher als für FL	Geringste Betriebskosten (Verlustkosten)	GIL
Gesamtwirt- schaftlichkeit	Beste Gesamtwirtschaftlichkeit	Höhere (bei größeren Längen deutlich höhere) Kapitalwerte als für Freileitung	Mehrfacher Kapitalwert gegenüber Kabel (stark projektabhängig)	Freileitung

Resümee

- 1) Die Leitungsausführung als **Freileitung** stellt nach technischer, betrieblicher und wirtschaftlicher Bewertung eindeutig die **beste Lösung** dar.
- 2) Ein **Kabelsystem** ist aufgrund der schlechteren Abfuhr der Verlustwärme bei natürlicher Kühlung trotz wesentlich höherer Leiterquerschnitte deutlich geringer belastbar als ein Freileitungssystem. Im **Fehlerfall** beträgt die Reparaturdauer eines Kabelsystems (Wochen) ein Vielfaches der der Freileitung (Stunden bis Tage).
- 3) Eine zur Freileitung vollwertige Kabelanlage sollte die gleiche **maximale Leistung** (thermische Grenzleistung) und die gleiche **Verfügbarkeit** aufweisen. Anderenfalls stellt das Kabelsystem entweder einen Leistungsengpass oder ein Versorgungsrisiko dar.
- 4) Eine **leistungsäquivalente** 1:1-(Teil)Verkabelung einer Doppel-Freileitung (1 Kabelsystem für ein Freileitungssystem) ist mit den heute kommerziell verfügbaren VPE-Kabeln (ohne zusätzliche Kühlung) nicht möglich und wäre aufgrund der deutlich längeren Reparaturdauer der Kabel gegenüber der Freileitung auch aus Gründen der **Versorgungszuverlässigkeit** abzulehnen.
- 5) Eine (Teil)Verkabelung einer Doppel-Freileitung mit **drei parallel** geschalteten Kabeln ist mit der Einschränkung der betrieblichen Freizügigkeit der beiden Leitungssysteme, hohen Kosten und hohem Platzbedarf der **Kabelübergangsanlagen**, kompliziertem Netzschutz bei nicht genügendem Zuwachs an Übertragungsleistung verbunden und deshalb abzulehnen.
- 6) Für eine **leistungsäquivalente** (Teil)Verkabelung einer Doppel-Freileitung sind auch unter Berücksichtigung der schaltungstechnischen und betrieblichen Unzulänglichkeiten von 3 Kabelsystemen (s. Punkt 5) **4 Kabelsysteme** erforderlich. Dabei können je *zwei* Kabelsysteme *einem* Freileitungssystem fest zugeordnet werden, so dass die beiden Leitungssysteme unabhängig voneinander betrieben werden können und der Ausfall eines Leitungssystems ohne Folgen für das andere System bleibt. Die Kabel sind so auszulegen, dass bei Ausfall eines Kabelsystems das verbleibende Kabelsystem noch die (n-1)-Leistung von 1500 MVA pro Leitungssystem übertragen kann. Bei Verwendung von Kabeln mit einem Kupferquerschnitt von 2500 mm² mit einer Übertragungsfähigkeit von 1526 bis 1060 MVA (je nach Belastungsgrad und Verlegung) ist mit zwei Kabelsystemen pro Freileitungssystem im Normalbetrieb bei entsprechender Verlegung auch die thermische Grenzleistung der Freileitung von 2300 MVA pro System sichergestellt. Die Einschränkung auf 1500 MVA während der Reparaturdauer eines ausgefallenen Kabelsystems muss in Kauf genommen werden. Aufgrund der festen Zuordnung von je zwei Kabelsystemen zu einem Freileitungssystem können bei einer Teilverkabelung die **Kabelübergangsanlagen** ohne Schaltfelder wartungsfrei ausgeführt werden, wodurch die Kosten und der Platzbedarf minimal bleiben.
- 7) Es existiert weltweit keine zur Salzburgleitung vergleichbare Kabelstrecke. Bisher wurden weder 380-kV-VPE-Kabel noch GIL in der hier vorgesehenen Länge von 108 km überland verlegt noch im europäischen Verbundnetz (im Unterschied zur städtischen Versorgung) überhaupt eingesetzt, so dass weder **Erfahrungen** zum Betriebsverhalten noch zu den tatsächlichen entstehenden Kosten vorliegen und keine konkreten Aussagen zum Fehlerverhalten, zur tatsächlichen Lebensdauer, zu den Reparaturdauern und den Kosten einer Störungsbeseitigung gemacht werden können.
- 8) Die **Gesamtkosten** (Barwerte) der Leitungsausführung Tauern-Salzach neu als komplette Kabelstrecke mit 4 Kabelsystemen liegen mit 1.176 Mio.€ um den Faktor 6,2 höher als für die Freileitungsausführung (rd. 190 Mio.€).

- 9) Die **Gesamtverluste** der gesamten Kabelanlage (Barwert: rd. 122 Mio.€) sind durch die Verluste der zur Blindleistungskompensation erforderlichen Spulen entgegen der weit verbreiteten Meinung sogar größer als die der Freileitung (Barwert: rd. 84 Mio.€).
- 10) Die **komplette Verkabelung**, sowie **Teil-** oder **Zwischenverkabelungen** einer Freileitung sind aus technischer, betrieblicher und wirtschaftlicher Sicht nur mit Nachteilen verbunden und unter diesen Gesichtspunkten abzulehnen. Die Verkabelung erhöht die Projektkosten schon bei kurzen Abschnitten wesentlich. Bei einer Teilverkabelung von 9 km (entspricht etwa 8 % der Freileitungstrasse) mit 4 Kabelsystemen belaufen sich die Kosten schon auf das rd. 1,4-fache der Gesamtkosten der Leitungsausführung als Freileitung. Die Teilverkabelung von zwei Abschnitten mit 9 km und 14 km Länge verteuert die Gesamtkosten der Leitung bereits auf das Doppelte (2-faches Kostenverhältnis).
- 11) Die hier zugrunde gelegte **Kostenermittlung** für die Kabelanlage erfolgte ohne Berücksichtigung eventueller Kühlung an engen Trassenabschnitten, ohne Berücksichtigung von Muffenbauwerken, ohne Teilentladungsüberwachung der Muffen, ohne Überwachungs- und Inspektionskosten, ohne Rückbaukosten und Ersatzinvestition für das Kabel nach 40 Jahren sowie keinerlei Annahmen zu Kosten für eine Schadensbeseitigung- und Versorgungsunterbrechung.
- 12) **Betriebliche Aspekte**, wie das Ein- und Ausschaltverhalten längerer Kabelabschnitte, das Schalten der Kompensationsspulen, Resonanzerscheinungen, sowie die Beanspruchung des Kabels durch Überspannungen und Kurzschlussströme bergen Risiken für den Netzbetrieb und die Versorgungssicherheit. Die Analyse dieser Vorgänge gehören zu einer umfassenden Beurteilung von Verkabelungsstrecken, waren aber nicht Gegenstand des Auftragsumfanges.
- 13) Die **GIL** hat ähnliche elektrische Eigenschaften wie die Freileitung bei geringeren Verlusten. Reparaturen sind noch aufwendiger als beim Kabel und haben noch längere Auszeiten zur Folge. Die Gesamtkosten lassen sich nur schwer beziffern. Sie hängen auch stark von der Geländebeschaffenheit ab. Häufige Höhen- und Richtungsänderungen verteuern die Anlage durch den Einsatz von Sonderbausteinen erheblich. Es ist aber unstrittig, dass die Gesamtkosten nochmals deutlich über denen der Kabelausführung liegen. In einer ähnlichen Studie /31/ wurde für das Kostenverhältnis von GIL zu Kabel im flachen Gelände der Wert 2,2 ermittelt.

10 Literatur - und Quellenverzeichnis

- /1/ Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG) idF BGBl. I Nr. 44/2005 v. 09.06.2005
- /2/ UCTE OH Multilateral Agreement, UCTE 2005
- /3/ European Transmission System Operators 1/04
- /4/ Positionspapier der European Transmission System Operators (ETSO) zur Verwendung von Erdkabeln beim Ausbau europäischer 400-kV-Netze, Januar 2003
- /5/ Oeding, D.; Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. 6. Auflage 2004 Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York
- /6/ 380-kV-Übertragungssystem in Wien. Sonderheft der Österreichischen Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft 1779, Heft 9/10
- /7/ Hänisch, L.; Hecklau, D.; Schroth, R.: Errichtung des 380-kV-Hochleistungskabelsystems in Berlin für den Verbundanschluss der Bewag. Elektrizitätswirtschaft 1995, H. 12, S. 680-686
- /8/ Peschke, E.: Vom Papier zum VPE. Siemens EV-Report 3/90, S. 1-4
- /9/ Franke, P.: VPE-Kabel auf dem Vormarsch. Siemens EV-Report 4/94, S. 2251-4
- /10/ 380-kV-Diagonale durch Berlin. Elektrizitätswirtschaft 1997, H. 1/2, S. 42-43
- /11/ Henningsen, C.-G.: Hoch- und Höchstspannungsübertragungstechniken für städtische Ballungsgebiete. 65. Kabelseminar der Universität Hannover, 22-23. Februar 2005
- /12/ Koch, H.; Pöhler, S.; Schmidt, S.: Vorteile der Energieübertragung mit gasisolierten Leitern (GIL). etz 2002, Heft 6, s. 38-43
- /13/ Heimhold, L.; Stubbe, R. (Hrsg.): Kabel und Leitungen für Starkstrom. 5. Auflage 1999 Publicis MCD Verlag
- /14/ IEC-Norm 60287-1-1: Electric cables - Calculation of the current rating. Edition 1.2, 2001-11
- /15/ Kiwit, W.; Wanser, G.; Laarmann, H.: Hochspannungs- und Hochleistungskabel. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke 1985
- /16/ Brakelmann, H.: Belastbarkeit der Energiekabel. VDE-Verlag GmbH 1984
- /17/ Netzverluste. Eine Richtlinie für ihre Bewertung und ihre Verminderung. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke VWEW
- /18/ Papp, K., Christiner, G., Popelka, H., Schwan, M.: High voltage reactors for load flow control. Cigré-Session 2004, paper C2-206
- /19/ Peschke, E.; v. Olshausen, R.: Kabelanlagen für Hoch- und Höchstspannung Publicis MCD Verlag 1998
- /20/ VDEW Kabelhandbuch 5. Auflage 1997 Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H
- /21/ Hütte Taschenbücher der Technik Elektrische Energietechnik Band 3 Netze 29. Auflage Springer-Verlag 1988
- /22/ FGH: Sonderauswertung der VDN-Störungsstatistik zur Ermittlung von Zuverlässigkeitskennndaten. Mai 2004
- /23/ Böhme, H.: Mittelspannungstechnik. Verlag Technik Berlin München 1992
- /24/ Möschwitzer, A. (Hrsg.): Formeln der Elektrotechnik und Elektronik. Verlag Technik Berlin 1989
- /25/ Argaut, P.; Jensen, Ch.: New 400 kV Cable System in Jutland (Denmark)

- /26/ VDEW Kabelhandbuch 5. Auflage 1997 Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H
- /27/ Wöhe, G.: Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre. Vahlen, München, 7. Auflage, 1990
- /28/ Zebisch, M.: Netzverluste. Verlag Technik Berlin 1959
- /29/ Oswald, B. R.: Berechnung der Verluste und Verlustarbeit bei Wechsellast. Bericht EE 652/2005. Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Universität Hannover
- /30/ Underground High Voltage Cables: Wiring Europe for the Future, www.leonardo-energy.com,
- /31/ Oswald, B. R.: Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz. ForWind Zentrum für Windenergieforschung der Universitäten Oldenburg und Hannover, 20. September 2005

11 Glossar

Begriff	Bedeutung
Abzinsung	Umrechnen eines Zahlungsbetrages auf einen früheren Zeitpunkt
Abzinsungsfaktor für das Jahr x	$(1+p/100\%)^{-x}$ wobei p der Zinsfuß in Prozent pro Jahr ist
Ausfall	zufallsbedingte Beendigung der Fähigkeit einer Betrachtungseinheit, eine geforderte Funktion zu erfüllen
Ausfallhäufigkeit	Anzahl der zufallsbedingten Ausfälle pro Jahr
Ausfallrate	mittlere Anzahl von Ausfällen bezogen auf 1 km Leitungslänge und Jahr
Aus-Zeit	Dauer des zufallsbedingten Nichtbetriebes
Barwert	auf Stichtag bezogene Zahlungsbeträge
Belastungsgrad	Verhältnis von mittlerer Leistung zu maximaler Leistung während einer Zeitdauer (meist 1 Tag oder 1 Jahr)
Belastbarkeit	thermische Grenzleistung
Blindleistung	Anteil der Scheinleistung, die keine Arbeit verrichtet
Blindleistungsbedarf	Leistungsbedarf der Induktivitäten und Kapazitäten
Bündelleiter	Aufbau eines Leiters aus mehreren parallelen Teilleitern
Cross-Bonding	mehrfaches Auskreuzen der Kabelschirme zur Verminderung der Schirmverluste
Dielektrizitätszahl	Materialkonstante des Isolierstoffes
Distanzschutz	Leitungsschutz dessen Auslösecharakteristik vom Kurzschlussort (von der Distanz zum Messort) abhängt
Doppelerdschluss	zwei Erdschlüsse auf verschiedenen Leitern an verschiedenen Stellen des Netzes
Doppelleitung	Leitung mit sechs Leitern zur Übertragung von zwei Drehstromsystemen
Drehstromsystem	aus drei gleich großen um 120° verschobenen Spannungen und Strömen gebildetes Wechselstromsystem
Endverschluss	Übergangselement vom Kabel zum Anschlusspunkt
EVU-Last	spezieller Tageslastgang mit einer mittleren Leistung von 0,7 bezogen auf den Maximalwert der Leistung
Erdschluss	Verbindung eines Leiters mit der Erde, meist über einen Lichtbogen
Fehler	Störungen des Normalbetriebes z. B. durch Kurzschlüsse
Impedanz	aus Wirk- und Blindwiderstand gebildeter Wechselstromwiderstand
Isolation	alle durch Isolierung gewonnenen Eigenschaften
Isolierung	alle zur Isolation verwendeten Werkstoffe
Kabelgarnitur	Kabelmuffen und Endverschlüsse
Kurzunterbrechung (KU)	kurzzeitiges Abschalten der Freileitung zur Fehlerbeseitigung
Ladeleistung	durch die Leitungskapazitäten verursachte Leistung
Ladestrom	durch die Leitungskapazitäten verursachter Strom
Leitungsbelag	Leistungsparameter pro km Leitung
Muffe	Verbindungselement für Kabelabschnitte
Natürliche Leistung	Übertragungsleistung, bei der der Blindleistungshaushalt der Leitung ausgeglichen ist (kapazitive gleich induktive Blindleistung)
(n-1)-Kriterium	der Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (hier Leitungen) führt nicht zur Überlastung der verbleibenden Betriebsmittel
Netzennennspannung	Spannung nach der ein Netz benannt wird (hier 110 kV)
Proximityeffekt	Stromverdrängung durch das Magnetfeld benachbarter Leiter
Reaktanz	Scheinwiderstand einer Induktivität oder Kapazität bei Wechselstrom (induktive und kapazitive Reaktanz)
Rentenbarwertfaktor	Summenwert der geometrischen Reihe für den Abzinsungsfaktor
Resistanz	Wirkwiderstand einer Leitung

Begriff	Bedeutung
Schaden	bleibende nachteilige Veränderung, die zeitnah repariert werden muss
Schaltanlage	Einrichtung zur Verbindung mehrer Leitungen
Scheinleistung	aus Wirk- und Blindleistung gebildete Gesamtleistung im Wechsel- oder Drehstromnetz
Skineffekt	Stromverdrängungseffekt bei Wechselstrom. Der Strom wird mit wachsender Frequenz aus dem Inneren des Leiters verdrängt
Spannungsabfall	Differenz der Spannungsbeträge am Anfang und Ende der Leitung
Spannungsabhängige Verluste	Anteil der Verluste, der quadratisch von der Spannung abhängt
Stromabhängige Verluste	Anteil der Verluste, der quadratisch vom Strom abhängt
Thermische Grenzleistung	höchste, durch die zulässige Leitertemperatur bestimmte Dauerleistung
Thermisch stabilisierte Bettung	Bettungsmaterial mit einem Wärmewiderstand kleiner gleich 1,2 Km/W
Umspananlage	Schaltanlage mit Transformatoren zur Kupplung von Netzen verschiedener Nennspannung
Verluste	Gesamtheit der Leistung, die nutzlos in Wärme umgewandelt wird
Verlustfaktor	Verhältnis der mittleren Verluste zu den maximalen Verluste während einer Zeitdauer
Versorgungszuverlässigkeit	Fähigkeit einer Betrachtungseinheit (Leitung), innerhalb der vorgegebenen Grenzen seine Funktion zu erfüllen
Wellenwiderstand	aus der Induktivität und Kapazität gebildeter Leitungsparameter
Wirkleistung	Anteil der Scheinleistung, der in Arbeit umgesetzt werden kann
Zusatzverluste	außerhalb des Leiters entstehende Verlustanteile
Zusatzwiderstand	berücksichtigt die Zusatzverluste in der Ersatzschaltung der Leitung

Abkürzungen	Bedeutung
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
EVU	Energieversorgungsunternehmen
KU	Kurzunterbrechung
MTTR	Mean time to repair, mittlere Aus-Zeit
SA	Schaltanlage
UA	Umspananlage
UVP	Umweltverträglichkeits-Prüfungsverfahren
VPE	Vernetztes Polyethylen
WACC	Weighted average cost of capital

12 Anhang

A1 Daten von 380-kV-VPE-Kabeln

Tabelle A1.1. Widerstand ¹⁾ und Reaktanz pro km in Abhängigkeit vom Leiterachsabstand bei ebener Verlegung mit Cross-Bonding, Kapazität, Ladestrom und Ladeleistung pro km von 380-kV-VPE-Kabeln 2XS(FL)2Y

A/mm^2	R und X in Ω/km			$C/\text{nF}/\text{km}$	$I_C/\text{A}/\text{km}$	$Q_C/\text{Mvar}/\text{km}$
	0,3 m	0,5 m	1,0 m			
1600	0,0161 0,1705	0,0156 0,2026	0,0153 0,2462	205,1	14,14	9,30
2000	0,0135 0,1635	0,0129 0,1956	0,0126 0,2392	228,4	15,74	10,36
2500	0,0116 0,1558	0,0108 0,1879	0,0105 0,2314	245,9	16,95	11,16

¹⁾ bei Betriebstemperatur einschließlich Zusatzwiderstand für Skin- und Proximity-Effekt sowie Schirm- und Mantelverluste

Tabelle A1.2. Belastbarkeit (Leistung S_{th} und Strom I_{th}) von 380-kV-VPE-Kabeln 2XS(FL)2Y in Abhängigkeit vom Belastungsgrad m , dem spezifischen Wärmewiderstand R_{th} , der Trockenzone und dem Leiterachsabstand bei flacher Erdverlegung in 1,5 m Tiefe bei 90 C° Leitertemperatur und 15 °C Umgebungstemperatur und Crossbonding

A/mm^2	m	S_{th}/MVA					
		$R_{th} = 2,5 \text{ Km}/\text{W}$			$R_{th} = 1,2 \text{ Km}/\text{W}$		
		0,3 m	0,5 m	1,0 m	0,3 m	0,5 m	1,0 m
1600	1,0	770,7	833,9	919,5	957,7	1023	1110
	0,7	1039	1113	1208	1170	1236	1319
2000	1,0	843,8	918,8	1020	1056	1137	1240
	0,7	1144	1233	1347	1299	1382	1482
2500	1,0	912,2	1005	1122	1149	1249	1371
	0,7	1243	1356	1490	1419	1526	1646

A/mm^2	m	I_{th}/A					
		$R_{th} = 2,5 \text{ Km}/\text{W}$			$R_{th} = 1,2 \text{ Km}/\text{W}$		
		0,3 m	0,5 m	1,0 m	0,3 m	0,5 m	1,0 m
1600	1,0	1171	1267	1397	1455	1555	1687
	0,7	1579	1691	1836	1777	1878	2004
2000	1,0	1282	1396	1549	1605	1728	1884
	0,7	1738	1874	2046	1973	2100	2252
2500	1,0	1386	1527	1705	1745	1898	2083
	0,7	1889	2060	2264	2156	2318	2501

Tabelle A1.3. Verluste von 380-kV-VPE-Kabeln 2XS(FL)2Y bei Dauerbelastung an der Grenze der Belastbarkeit in Abhängigkeit vom Belastungsgrad m , dem spezifischen Wärmewiderstand R_{th} der Trockenzone und dem Leiterachsabstand bei flacher Erdverlegung in 1,5 m Tiefe bei 90 °C Leitertemperatur und 15 °C Umgebungstemperatur und Crossbonding

A/mm^2	m	$P_U/\text{kW/km}$	$P_{V_{ges}}/\text{kW/km}$					
			$R_{th} = 2,5 \text{ Km/W}$			$R_{th} = 1,2 \text{ Km/W}$		
			0,3 m	0,5 m	1,0 m	0,3 m	0,5 m	1,0 m
1600	1,0	9,3	75,6	84,3	99,3	111,9	122,1	140,1
	0,7		130,2	142,8	164,4	162,3	174,0	194,1
2000	1,0	10,4	77,0	85,4	101,0	114,5	125,6	144,5
	0,7		132,5	146,0	168,5	167,9	180,5	202,1
2500	1,0	11,2	77,8	87,1	103,0	117,4	128,2	148,3
	0,7		135,7	149,2	173,2	173,5	186,4	208,6

A2 Daten gasisolierter 380-kV-Rohrleiter

Tabelle A2.1. Abmessungen und Daten der 380-kV-Rohrleiter (Quelle: Siemens)

GIL	Leiter	Kapsel
Belastbarkeit in A	2300 ¹⁾	
Außendurchmesser in mm	180	517
Innendurchmesser	156	500
Wandstärke in mm	12	8,5
Querschnitt in mm ²	6334	13579
Faktor für Skineffekt	1,046	1,004
Spezifischer Leitwert in $\Omega \text{ mm}^2 \text{ m}^{-1}$	0,03333	0,05714
Resistanz bei 20 °C in Ω/km	0,0055	0,0042
Resistanz bei 40 °C in Ω/km	0,0059	0,0046
Verluste bei 1000 A in kW/km	31,54	
Verluste bei 2000 A in kW/km	126,1	

¹⁾ bei Erdverlegung

A3 Arbeitsverlustfaktor und Verluststundenzahl

Die genaue Bestimmung der jährlichen Verlustarbeit setzt den zeitlichen Verlauf der Übertragungsleistung während eines Jahres entweder in Form der Jahresbelastungskurve oder als geordnete Jahresdauerlinie oder als Summenhäufigkeit der Übertragungsleistung voraus. Zwischen der geordneten Dauerlinie und der Summenhäufigkeit der Übertragungsleistung besteht ein unmittelbarer Zusammenhang /29/.

In der Literatur /28/ gibt es zahlreiche Überlegungen, aus der mittleren Jahresbelastung auf den Arbeitsverlustfaktor zu schließen. Da der Arbeitsverlustfaktor aber von der Form der Jahresleistungskurve abhängt, setzt ein solcher Zusammenhang immer eine bestimmte Kurvenform voraus. Es ist auch nicht aussichtsreich aus der Tagesbelastungskurve und ihrem Mittelwert, dem Belastungsgrad, auf den Arbeitsverlustfaktor zu schließen, da sich die Jahresbe-

lastungskurve aus vielen mitunter sehr verschiedenen verlaufenden Tagesbelastungskurven zusammensetzt.

Die jährliche Verlustarbeit der stromabhängigen Verluste ergibt sich mit $T_a = 8760$ h aus:

$$W_{Vla} = 3R \int_0^{T_a} I^2(t) dt \quad (A3.1)$$

Unter der Annahme konstanter Spannung (Netznominalspannung U_n) kann die Verlustarbeit auch aus dem quadratischen Leistungsverlauf berechnet werden:

$$W_{Vla} = 3R \int_0^{T_a} I^2(t) dt = \frac{R}{U_n^2} \int_0^{T_a} S^2(t) dt \quad (A3.2)$$

Der Arbeitsverlustfaktor \mathcal{G} ist definiert als das Verhältnis von jährlicher Verlustarbeit zu den Spitzenverlusten bei der Jahreshöchstlast mal Jahresstundendauer /17, 28/:

$$\mathcal{G} = \frac{3R \int_0^{T_a} I^2(t) dt}{3R I_{\max}^2 \cdot T_a} = \frac{W_{Vla}}{P_{V\max} \cdot T_a} = \frac{T_V}{T_a} \quad (A3.3)$$

Die Zeit $T_V = \mathcal{G} T_a$ ist die Verluststundendauer.

Der Arbeitsverlustfaktor oder die Verluststundenzahl werden verwendet, um bei bekannter Höchstlast die Jahresverlustarbeit der stromabhängigen Verluste zu berechnen:

$$W_{Va} = \mathcal{G} \cdot T_a \cdot P_{V\max} = T_V \cdot P_{V\max} \cdot$$

Wenn auch kein unmittelbarer Zusammenhang zwischen der mittleren Jahresleistung und dem Arbeitsverlustfaktor besteht, so kann man sich aber leicht überlegen, dass der Arbeitsverlustfaktor höchstens so groß wie der Jahresbelastungsgrad¹⁾ m_a und nicht kleiner als m_a^2 sein kann. Also gilt:

$$m_a^2 \leq \mathcal{G} = m_a \quad \text{mit} \quad m_a \leq 1 \quad (A3.4)$$

In /28/ werden verschiedene Ansätze angegeben, die Jahresdauerlinie als mathematische Funktion vom Jahresbelastungsgrad darzustellen, um den Arbeitsverlustfaktor genauer darzustellen. Für die Approximation der Jahresdauerlinie mit der Funktion

$$\frac{S(t)}{S_{\max}} = 1 - (1 - m_a^2) \left(\frac{t}{T_a} \right)^{m_a} \quad (A3.5)$$

ergibt sich dann für den Arbeitsverlustfaktor als Funktion des Jahresbelastungsgrades:

$$\mathcal{G} = \frac{m_a^2 (2 - m_a^2)}{1 + 2m_a} \quad (A3.6)$$

In /20/ wird der folgende Zusammenhang angegeben:

$$\mathcal{G} = 0,17 m_a + 0,83 m_a^2 \quad (A3.7)$$

Das Bild A3.1 zeigt die mit Gl. (A3.7) berechnete Abhängigkeit des Arbeitsverlustfaktors vom Jahresbelastungsgrad in den Grenzen m_a und m_a^2 .

¹⁾ nicht zu verwechseln mit dem Belastungsgrad der Tagesbelastungskurve m

Aufgrund der Zusammenhänge $\mathcal{G} = T_v / T_a$ und $m_a = T_m / T_a$ gibt das Diagramm gleichzeitig Auskunft über die jährliche Verluststundendauer in Abhängigkeit von der jährlichen Benutzungsdauer.

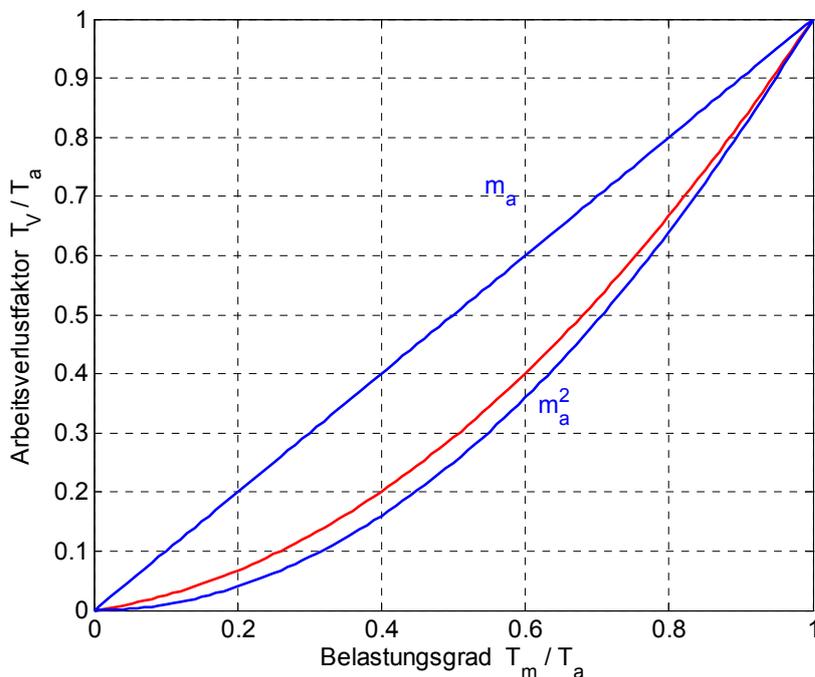


Bild A3.1. Arbeitsverlustfaktor und relative Verluststundendauer in Abhängigkeit vom Jahresbelastungsgrad oder der relativen jährlichen Benutzungsdauer

Der Jahresbelastungsgrad ist das Verhältnis von mittlerer Jahresleistung zur Jahreshöchstleistung (oder jährlicher Arbeit zu jährlicher Höchstlast mal Jahresstundenzahl):

$$m_a = \frac{\frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} S(t) dt}{S_{\max}} = \frac{W_a}{S_{\max} \cdot T_a} = \frac{T_m}{T_a} \quad (\text{A3.8})$$

Mit $T_m = m_a T_a$ wird die Jahresbenutzungsdauer (der Volllast) definiert.

A4 Einfluss des WACC Zinssatzes und der spezifischen Stromgestehungskosten auf die Verlustkosten

Den Einfluss des WACC-Zinssatzes und der spezifischen Verlustkosten auf den Barwert der Kabelausführung bei einer Betrachtungsdauer von 40 Jahren zeigt das Bild A4.1.

Bei einer 20-prozentigen Erhöhung der spezifischen Verlustkosten von 5 auf 6 Ct/kWh steigt der Barwert je nach WACC-Zinssatz lediglich um 1,6 bis 2 %.

Bei einer Verringerung des WACC-Zinssatzes um einen Prozentpunkt steigt der Barwert um etwa 1 %.

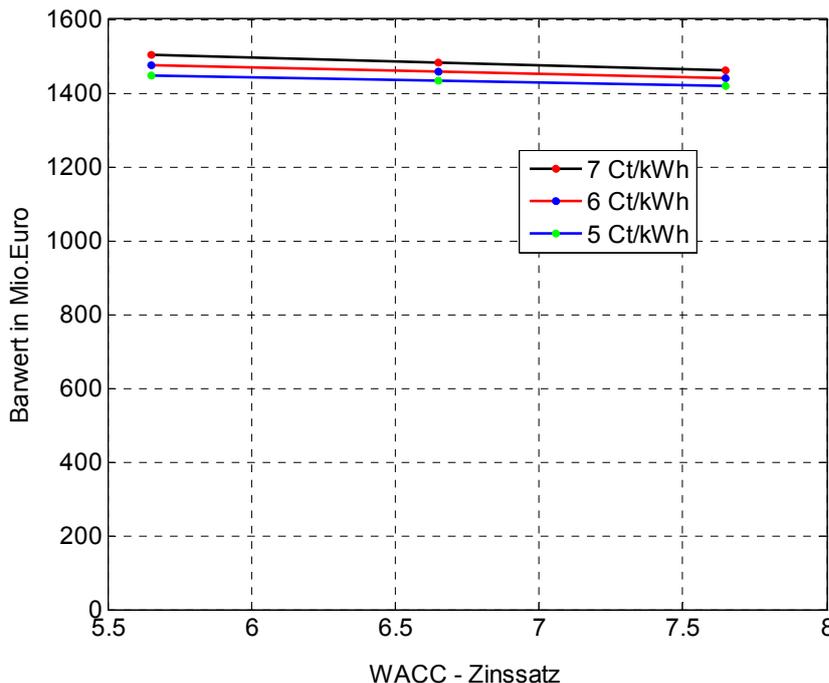


Bild A4.1. Einfluss des WACC-Zinssatzes und der spezifischen Verlustkosten auf den Barwert der Kabelanlage.

A5 Berechnung der Nichtverfügbarkeit von Leitungssystemen

Die Berechnung der Wahrscheinlichkeiten, dass sich ein Leitungssystem im Aus- oder Betriebszustand befindet erfolgt mit Hilfe des Markov'schen Zuverlässigkeitsmodells /21/. Das Bild A5.1 zeigt das Zustandsdiagramm einer Einfachleitung (1 Stromkreis). Es besteht aus den beiden Zuständen Aus (1) und Betrieb (1) und den entsprechenden Übergängen Ausfall, gekennzeichnet durch die Ausfallrate λ und Reparatur, gekennzeichnet durch die Reparaturrate μ , die dem Kehrwert der Zeitdauer für die Fehlersuche und Reparatur entspricht.

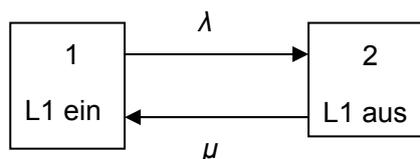


Bild A5.1. Zustandsdiagramm für eine Einfachleitung mit Reparatur

Die Übergangsraten werden in einer Matrix, deren Zeilen und Spalten den Zuständen zugeordnet sind, zusammengefasst. Aus Bild A5.1 liest man folgende Übergangsmatrix ab:

$$\begin{bmatrix} -\lambda & \lambda \\ \mu & -\mu \end{bmatrix} \tag{A5.1}$$

Die Wahrscheinlichkeiten dafür, dass sich die Leitung im Zustand 1 oder 2 befindet, berechnet sich aus folgender Gleichung, in der die transponierte Übergangsmatrix erscheint.

$$\begin{bmatrix} -\lambda & \mu \\ \lambda & -\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{A5.2}$$

Da sich die Leitung immer in einem der beiden Zustände befinden muss, gilt die Nebenbedingung:

$$p_1 + p_2 = 1 \quad (\text{A5.3})$$

Die Gl. (A5.2) ist überbestimmt. Ersetzt man eine Zeile durch die Nebenbedingung, so erhält man folgende Lösung:

$$p_1 = V_{1L} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad \text{Verfügbarkeit} \quad (\text{A5.4})$$

$$p_2 = Q_{1L} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad \text{Nichtverfügbarkeit} \quad (\text{A5.5})$$

Für ein System paralleler Leitungen gleicher Art ergibt sich das Zustandsdiagramm im Bild A5.2.

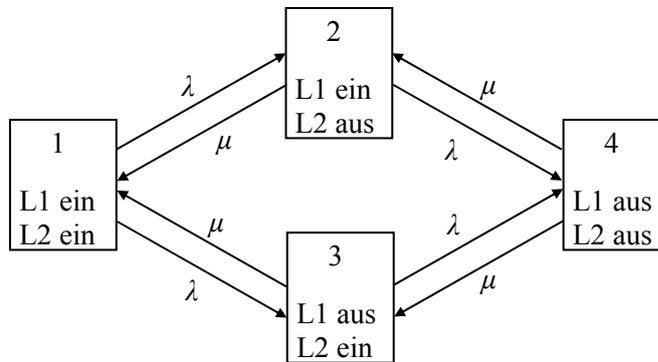


Bild A5.2. Zustandsdiagramm für ein paralleles Leitungssystem

mit der Übergangsmatrix:

$$\begin{bmatrix} -2\lambda & \lambda & \lambda & 0 \\ \mu & -\mu-\lambda & 0 & \lambda \\ \mu & 0 & -\mu-\lambda & \lambda \\ 0 & \mu & \mu & -2\mu \end{bmatrix} \quad (\text{A5.6})$$

Für die Wahrscheinlichkeiten der vier Zustände gilt:

$$\begin{bmatrix} -2\lambda & \mu & \mu & 0 \\ \lambda & -\mu-\lambda & 0 & \mu \\ \lambda & 0 & -\mu-\lambda & \mu \\ 0 & \lambda & \lambda & -2\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ p_3 \\ p_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A5.7})$$

mit der Nebenbedingung:

$$p_1 + p_2 + p_3 + p_4 = 1 \quad (\text{A5.8})$$

Durch Zusammenfassen der Zustände 2 und 3 (1 System in Betrieb) sich die Gl. (A5.7) auf:

$$\begin{bmatrix} -2\lambda & \mu & 0 \\ 2\lambda & -\mu-\lambda & 2\mu \\ 0 & \mu & -2\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 + p_3 \\ p_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A5.9})$$

Die Lösung der Gln. (A5.9) unter Beachtung der Nebenbedingung lautet:

$$p_1 = V_{2L} = \frac{\mu^2}{(\lambda + \mu)^2} \quad (\text{A5.10})$$

$$p_2 + p_2 = V_{1L} = \frac{2\mu\lambda}{(\lambda + \mu)^2} \quad (\text{A5.11})$$

$$p_4 = Q_{2L} = \frac{\lambda^2}{(\lambda + \mu)^2} \quad (\text{A5.12})$$

Die Wahrscheinlichkeit für den Zustand 4: Beide Leitungen aus (Nichtverfügbarkeit des Doppelleitungssystems), ergibt sich demzufolge aus dem Quadrat der Nichtverfügbarkeit einer Einfachleitung. Dieses Ergebnis war zu erwarten, da bekannt ist, dass sich die Wahrscheinlichkeit für das gleichzeitige Eintreten zweier unabhängiger Ereignisse aus dem Produkt der Einzelwahrscheinlichkeiten ergibt.

Das im Falle von Verkabelungen latente Risiko eines durch (Bau-)Arbeiten zur Reparatur des schadhaften Systems verursachten Folgefehlers durch Beschädigung paralleler gesunder Systeme ist in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

A6 Abschätzung der Lebensdauer von 380-kV-VPE-Kabeln

Die aus unterschiedlichen Spannungen zusammengesetzte Spannungsbelastung führt zu dem Lebensdauerverbrauch nach Gl. (5.23):

$$\text{LDV} = \sum_{t_b} \frac{\Delta t_i}{t_{di}(u_i)} \quad (\text{A6.1})$$

Bei sehr feiner Einteilung der Zeitabschnitte Δt_i geht die Gl. (A6.1) in eine Integralgleichung für einen beliebigen zeitlichen Verlauf der Spannungsbelastung über:

$$\text{LDV} = \int_0^{t_b} \frac{dt}{t_d(u(t))} = \int_0^{t_b} \frac{dt}{\left(\frac{k}{u(t)}\right)^n} = \frac{t_b}{\left(\frac{k}{u^*}\right)^n} \quad (\text{A6.2})$$

In Gl. (A6.2) wurde mit u^* eine resultierende konstante Spannungsbelastung, die in der Belastungszeit t_b die gleiche Lebensdauer wie die zeitabhängige Spannungsbelastung $u(t)$ verbraucht (gleicher LDV) eingeführt. Sie wird als effektive Spannungsbelastung bezeichnet und berechnet sich aus dem Ansatz in Gl. (A6.2) zu:

$$u^* = \sqrt[n]{\frac{1}{t_b} \int_0^{t_b} u^n(t) dt} \quad (\text{A6.3})$$

Für einfrequente sinusförmigen Verlauf der Spannung (Betriebsspannung) $u(t) = \hat{u} \sin(\omega t)$ wird:

$$u^* = \hat{u} \sqrt[n]{\frac{4}{T} \int_0^{T/4} \sin^n(\omega t) dt} = \hat{u} \sqrt[n]{\frac{4}{2\pi} \int_0^{\pi/2} \sin^n(\omega t) dt} \quad (\text{A6.4})$$

mit den Lösungen:

$$u^* = \hat{u} \sqrt[n]{\frac{2}{\pi} \cdot \frac{2}{3} \cdot \frac{4}{5} \cdot \frac{6}{7} \cdots \frac{n-1}{n}} \quad \text{für } n \text{ ungerade und } n > 1 \quad (\text{A6.5})$$

$$u^* = \hat{u} \sqrt[n]{\frac{1}{2} \cdot \frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdots \frac{n-1}{n}} \quad \text{für } n \text{ gerade und } n > 0 \quad (\text{A6.6})$$

Blitzimpulsspannungen und Schaltimpulsspannungen werden vereinfacht durch die Zeitfunktion

$$u(t) = \hat{u} e^{-t/\tau} \quad (\text{A6.7})$$

Beschrieben. Bei einem Impulsabstand von $t_p = t_b/z$ (z Anzahl der Impulse während t_b) verursachen sie folgende effektive Spannungsbelastung:

$$u^* = \hat{u} \sqrt[n]{\frac{1}{t_p} \int_0^{t_p} e^{-nt/\tau} dt} = \hat{u} \sqrt[n]{\frac{1}{n} \frac{\tau}{t_p} (1 - e^{-nt_p/\tau})} \quad (\text{A6.8})$$

Normalerweise ist die Isolierung einer Mischbelastung aus der sinusförmigen Betriebsspannung, Blitzüberspannung und Schaltüberspannung ausgesetzt. Die resultierende effektive Spannungsbelastung setzt sich dann aus der Überlagerung der aus den Gln. (A6.4) und (A6.8) berechenbaren Anteile zusammen.

Am folgenden Beispiel soll der Lebensdauerverbrauch und die während einer angenommenen Lebensdauer von 40 Jahren zulässige Spannungsbelastung erklärt werden. Das 380-kV-VPE-Kabel wurde einem einjährigen Dauertest nach Tabelle A6.1 mit einer resultierenden Mischbelastung von 721 kV unterzogen.

Diese Mischbelastung ist, da der Test nicht zum Durchschlag geführt hat, kleiner oder höchstens gleich der Durchschlagsspannung.

Tabelle A6.1. Ermittlung der Mischspannung für den Kabeltest

Spannungsbelastung	Mischspannung u^* für $n = 9$
50-Hz-Spannung: $u = 400 \text{ kV}$, $\hat{u} = 565 \text{ kV}$,	$0,86 \hat{u} = 486 \text{ kV}$ nach Gl. (A6.5)
80 Schaltimpulse: $\hat{u} = 850 \text{ kV}$, $\tau = 5,8 \text{ ms}$, $t_p = 8760 \text{ h}/80 = 109,5 \text{ h}$	$0,106 \hat{u} = 90,0 \text{ kV}$ nach Gl. (A6.8)
10 Schaltimpulse: $\hat{u} = 950 \text{ kV}$, $\tau = 5,8 \text{ ms}$, $t_p = 8760 \text{ h}/10 = 876 \text{ h}$	$0,0838 \hat{u} = 79,6 \text{ kV}$ nach Gl. (A6.8)
20 Blitzimpulse: $\hat{u} = 1175 \text{ kV}$, $\tau = 72 \mu\text{s}$, $t_p = 8760/20 = 438 \text{ h}$	$0,0556 \hat{u} = 65,3 \text{ kV}$ nach Gl. (A6.8)
Resultierende Mischbelastung	$(486+90+79,6+65,3) \text{ kV} = 721 \text{ kV}$

Mit $t_b = 8760 \text{ h} = 1 \text{ a}$ folgt aus Gl. (5.19) für die Konstante k :

$$k = \frac{u^*}{t_b^{-\frac{1}{n}}} = \frac{721 \text{ kV}}{1^{-\frac{1}{9}}} = 721 \text{ kV}$$

Die Lebensdauerkennlinie lautet dann:

$$u / \text{kV} = 721 \cdot (t / \text{a})^{-\frac{1}{9}} \quad (\text{A6.9})$$

Bei einer Lebensdauer von $n = 40$ Jahren ergibt sich nach Gl. (A6.9) eine zulässige Mischbelastung von:

$$u_{\text{zul}}^* = 478,5 \text{ kV}$$

Diese Spannung ist nun auf mögliche Spannungsbelastungen zurückzuführen. Bei Dauerbetrieb des Kabels mit der betriebsfrequenten Spannung von 231 kV (Leiter-Erde-Spannung) beträgt der Anteil der Dauerbetriebsspannung an u_{zul}^* mit dem Faktor 0,86 nach Tabelle A6.1:

$$u_{\text{b}}^* = 0,86 \cdot \sqrt{2} \cdot 231 \text{ kV} = 281 \text{ kV}$$

Für den Lebensdauerverbrauch durch Schalt- und Blitzüberspannungen steht dann noch die folgende Differenzspannung zur Verfügung:

$$u_{\text{ü}}^* = u_{\text{zul}}^* - u_{\text{b}}^* = (478 - 281) \text{ kV} = 197 \text{ kV}$$

Diesem Anteil der effektiven Spannungsbelastung können nun Anzahl, Höhe und Dauer von Schalt- und Blitzüberspannungen während der angenommenen Lebensdauer von 40 Jahren zugeordnet werden.

Nimmt man beispielsweise 100 Schaltüberspannungen pro Jahr mit dem Verlauf nach Gl. (A6.7) mit $\tau = 5$ ms und keine Blitzüberspannung an, so erhält man nach Gl. (A6.8) folgendes Spannungsverhältnis:

$$\frac{\hat{u}_{\text{üs}}}{u_{\text{ü}}^*} = 9,39$$

und als zulässige Höhe für die Überspannungen:

$$\hat{u}_{\text{üs}} = 9,39 u_{\text{ü}}^* = 9,39 \cdot 197,6 \text{ kV} = 1855 \text{ kV}$$

Bei Annahme einer größeren (kleineren) Anzahl von Überspannungen pro Jahr, nimmt die zulässige Höhe der Überspannungen entsprechend ab (zu). Der Variation von Anzahl, Höhe und Dauer der Überspannungen, die die durch die Betriebsspannung nicht verbrauchte Lebensdauer verzehren, ist insofern Grenzen gesetzt, als die hier vorausgesetzte Annahme zum linearen Lebensdauerverbrauch und die Gültigkeit des integralen Beitrages der Überspannungen zur Spannungsbelastung noch zutreffen müssen.

Die dargestellte Betrachtung berücksichtigt auch keine Beeinflussung der Lebensdauer durch die Temperatur, welche die Lebensdauer weiter reduzieren kann.