



Einsatz von Hochtemperaturleitern

April 2013

Impressum

© Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)

Bismarckstr. 33, 10625 Berlin

Telefon: + 49 30 3838687 0

Fax: + 49 30 3838687 7

E-Mail: fnn@vde.com

Internet: www.vde.com/fnn

1. Ausgabe: April 2013

Einsatz von Hochtemperaturleitern

Technischer Hinweis

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	5
Einleitung	6
1 Anwendungsbereich	7
2 Normative Verweisungen	7
3 Begriffe	8
3.1 Leiter	8
3.2 Verbundleiter	8
3.3 Hochtemperaturleiter (HT-Leiter).....	8
3.4 Durchhang	8
3.5 Drahtformen	8
3.6 Ersatz-Drahtdurchmesser.....	9
3.7 Rechnerische Bruchkraft	9
3.8 Leitertemperatur	9
3.9 Strombelastbarkeit bei Hochsommerwetterlage.....	9
3.10 Leitertemperatur bei Kurzschlussstrom	9
3.11 Nenn-Gleichstromwiderstand	9
3.12 Elastizitätsmodul.....	9
3.13 Längenausdehnungskoeffizient.....	9
3.14 Knickpunkt	10
3.15 Mantelkompression.....	10
3.16 Leiterkriechen	10
3.17 Vorrecken	10
3.18 Überziehen	10
4 Planung von Freileitungen mit Hochtemperaturleitern	11
4.1 Verfügbare Leitertypen	11
4.2 Anzuwendende Normen	11
4.3 Übertragungsfähigkeit, Spannungsabfall, Verluste	11
4.4 Durchhangs-/Zugspannungsberechnungen	12
4.5 Berechnung von Strombelastbarkeit und Leitertemperatur.....	12
4.6 Mechanische Bemessung	13
5 Genehmigung und Immissionen	13
5.1 Genehmigung (öffentlich-rechtlich und privatrechtlich) bei Neubau.....	13
5.2 Genehmigung (öffentlich-rechtlich und privatrechtlich) bei Leitertausch.....	13

5.3	Immissionen.....	14
5.3.1	Geräusche von Hochtemperaturleitern	14
5.3.2	Elektromagnetische Felder.....	14
6	Installation und Instandhaltung	15
6.1	Installation.....	15
6.1.1	Allgemein.....	15
6.1.2	Weitergehende Vorgaben zur Verlegung	15
6.1.3	Kernwerkstoffbedingte Anforderungen.....	15
6.1.4	Mantelwerkstoffbedingte Anforderungen	16
6.1.5	Leiterregulage.....	16
6.1.6	Auswahl und Montage der Armaturen.....	16
6.2	Instandhaltung	16
6.3	Umweltaspekte	16
Anhang A	Akronyme und Abkürzungen	18
Anhang B	Ermittlung der rechnerischen Bruchkraft.....	19
Anhang C	Klassifizierung von Leitern für Freileitungen.....	21
Anhang D	Stand der Normung.....	27
D.1	DIN EN 50341-1:2010-04 / DIN EN 50341-3-4:2011-01	27
D.1.1	Zu Abschnitt 5.4 „Innere und äußere Abstände“	27
D.1.2	Zu Abschnitt 9 „Leiter und Erdseile mit oder ohne Telekommunikationskomponenten“	28
D.1.3	Zu Abschnitt 11 „Freileitungszubehör - Freileitungsarmaturen“	29
D.2	DIN EN 50182:2001-12	30
D.3	DIN VDE 0105-100:2009-10.....	30
D.4	DIN V VDE V 0109	30
D.5	Gesamtübersicht über die in Deutschland derzeit gültigen Normen und Normentwürfe für Leiter und Drähte.....	32
D.6	Armaturen	35
D.6.1	DIN EN 61284 (VDE 0212-1) Freileitungen, Anforderungen und Prüfungen für Armaturen.....	35
D.6.1.1	Zu Abschnitt 4.1.1 „Konstruktion“	35
D.6.1.2	Zu Abschnitt 13.5 „Temperaturwechselprüfung“	35
D.6.2	DIN EN 61854 (VDE 0212-2) Freileitungen, Anforderungen und Prüfungen für Feldabstandhalter.....	36
D.6.3	EN 61897 (VDE 0212-3) Freileitungen, Anforderungen und Prüfungen für Schwingungsdämpfer, Typ Stockbridge.....	36
Anhang E	Durchgangs-/Zugspannungsberechnungsmodelle für Hochtemperaturleiter	36
E.1	Verfügbare Durchgangsberechnungsmodelle	36
E.1.1	Klassifizierung	36
E.1.2	Knickpunktberücksichtigung.....	37
E.1.3	Abspannabschnitte als gekoppeltes System.....	38
E.1.4	Weitere Einflussfaktoren auf Durchhang und Zugspannung	38
E.1.5	Wahl des geeigneten Durchgangs-/Zugspannungsberechnungsmodells.....	39

E.1.6 Mechanische Höchstlasten	39
E.1.7 Durchhänge / Sicherheitsabstände	40
Anhang F Vergleich Arbeitsmittel Verlegung.....	42
Literatur	44

Tabellenverzeichnis

Tabelle C.1: Systematische Kurzbezeichnung von Leitertypen	21
Tabelle C.2: Von den systematischen Kurzbezeichnungen abweichende im Handel verwendete Leitertypenbezeichnungen	23
Tabelle C.3: Systematische Leiterbezeichnung gemäß europäischer Normen (soweit vorhanden)	24
Tabelle C.3: Systematische Leiterbezeichnung gemäß europäischer Normen (soweit vorhanden) (Fortsetzung)	25
Tabelle D.5.1 Gültige Normen	32
Tabelle D.5.2 Normenentwürfe	34
Tabelle F.1 Vergleich Arbeitsmittel für verschiedene Leitertypen	42
Tabelle F.2 Vergleich Arbeitsmittel für verschiedene Leitertypen (Fortsetzung)	43

Vorwort

Hochtemperaturleiter sind Leiter für Freileitungen, die aus speziellen Werkstoffen hergestellt werden und dadurch im Gegensatz zu herkömmlichen Leitern Betriebstemperaturen von über 80°C ermöglichen.

In Deutschland liegen erste Betriebserfahrungen mit Hochtemperaturleitern vor. Von Netzbetreibern und Herstellern wurde daher die Erstellung des vorliegenden Technischen Hinweises beim FNN angeregt. Dieser beschreibt die Spezifika bei Planung und Einsatz von Hochtemperaturleitern.

Für diesen Technischen Hinweis ist die Projektgruppe Hochtemperaturleiter des Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) zuständig.

In der Projektgruppe arbeiteten mit:

Michael van Fondern	IMP GmbH
Wolfgang Fröb	LTB Leitungsbau GmbH
Oliver Herz	RWE Westfalen-Weser-Ems GmbH
Peter Kleineberg	Amprion GmbH
Dr. Jan Thomas Krapp	3M Deutschland GmbH
Steffen Kupke	E.ON Netz GmbH
Kay Lehmann	MITNETZ Strom GmbH
Dr. Ralf Puffer	RWTH Aachen
Dr. Michael Schmale	TenneT TSO GmbH
Olaf Sener	TransnetBW GmbH
Wolfgang Tausend	TransnetBW GmbH
Cord Wesemann	GA-HLB GmbH
Harald Witzmann	50Hertz Transmission GmbH
Thoralf Bohn	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)

Einleitung

Leiter für Freileitungen sind als elektrische Verbindung ein wesentliches Element für die Übertragung elektrischer Energie. Als Standardleiter bei Freileitungen sind in Deutschland Verbundleiter aus Aluminium und Stahl im Einsatz.

Hochtemperaturleiter (HT-Leiter) bieten gegenüber Standardleitern mit vergleichbarem Querschnitt eine höhere Strombelastbarkeit. Sowohl die unterschiedlichen Technologien von Hochtemperaturleitern als auch die beim Einsatz zu berücksichtigenden Randbedingungen werden in diesem Technischen Hinweis betrachtet.

Hochtemperaturleiter unterscheiden sich von Standardleitern dadurch, dass sie für eine höhere Betriebstemperatur ausgelegt sind. Dies wird durch die Verwendung von speziellen Materialien für die Leiterdrähte erreicht. Wird zudem ein anderes Kernmaterial eingesetzt, so lässt sich auch das Durchhangsverhalten beeinflussen.

Aus technischer Sicht werden Hochtemperaturleiter bevorzugt für die Ertüchtigung bestehender Leitungen eingesetzt. Inwieweit der Einsatz für den Neubau sinnvoll ist, bedarf einer Prüfung im Einzelfall.

Wirtschaftliche Betrachtungen sind nicht Gegenstand des Dokumentes.

Allgemein kann davon ausgegangen werden, dass sich bei der Verwendung von Hochtemperaturleitern im Verhältnis zu Standardleitern folgende Faktoren bei den Strombelastbarkeiten als grobe Richtwerte für die unterschiedlichen Technologien ergeben:

Leitertyp	Faktor
Standardleiter (Leitertemperatur bis 80°C)	1
HT-Leiter (Leitertemperatur bis ca. 150°C)	ca. 1,5
HT-Leiter (Leitertemperatur bis ca. 210°C)	ca. 1,9

Durch die Erhöhung der maximal zulässigen Leitertemperatur ergibt sich grundsätzlich auch eine Erhöhung der Strombelastbarkeit. Ob dieses höhere Übertragungspotenzial im Netz vollständig genutzt werden kann, ist im Einzelfall zu prüfen. Einschränkungen können sich z. B. durch die einzuhaltenden Stabilitätskriterien und die notwendige Ertüchtigung der weiteren Stromkreiskomponenten ergeben.

Verfahren zur Berechnung der Strombelastbarkeit von Leitern für Freileitungen sind für Standardleiter entwickelt worden und ihre Gültigkeit ist auch hierfür verifiziert. Eine Überprüfung und ggf. Anpassung der Modelle für Hochtemperaturleiter steht noch aus.

In diesem technischen Hinweis wird überprüft, inwiefern die relevanten Normen in Bezug auf den Einsatz von Hochtemperaturleitern anwendbar sind.

Dieser technische Hinweis richtet sich an Betreiber und Errichter von Freileitungen, die den Einsatz von Hochtemperaturleitern in Erwägung ziehen.

1 Anwendungsbereich

Dieser Technische Hinweis (TH) gilt für Freileitungen mit Nennspannungen AC > 45 kV.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Technischen Hinweises erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

DIN 48085-3:1985-04 Preßverbinder, zugfest, für Aluminium-Stahl-Seile

DIN 48075-1:1967-05 Stromklemmen für Aluminiumseile und Aluminium-Stahl-Seile für Starkstrom-Freileitungen

DIN EN 50182:2001-12 Leiter für Freileitungen - Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten

DIN EN 50341-1:2010-04 (VDE 0210-1:2010-04) Freileitungen über AC 45 kV -Teil 1: Allgemeine Anforderungen - Gemeinsame Festlegungen

DIN EN 50341-3-4:2011-01 (VDE 0210-3:2011-01) Freileitungen über AC 45 kV -Teil 3: Nationale Normative Festlegungen (NNA)

DIN EN 61284:1998-05 (VDE 0212-1:1998-05) Freileitungen - Anforderungen und Prüfungen für Armaturen (IEC 61284: 1997); Deutsche Fassung EN 61284: 1997

DIN EN 61854:1998-08 (VDE 0212-2:1998-08) Freileitungen - Anforderungen und Prüfungen für Feldabstandhalter (IEC 61854: 1998); Deutsche Fassung EN 61854: 1998

DIN EN 61897:1999-08 (VDE 0212-3:1999-08) Freileitungen - Anforderungen und Prüfungen für Schwingungsdämpfer Typ Stockbridge (IEC 61897:1998); Deutsche Fassung EN 61897:1998

DIN VDE 0105-100:2009-10 (VDE 0105-100:2009-10) Betrieb von elektrischen Anlagen -Teil 100: Allgemeine Festlegungen

DIN V VDE V 0109-1:2008-07 (VDE V 0109-1:2009-07) Instandhaltung von Anlagen und Betriebsmitteln in elektrischen Versorgungsnetzen - Teil 1: Systemaspekte und Verfahren

DIN V VDE V 0109-2:2010-11 (VDE V 0109-2:2010-11) Instandhaltung von Anlagen und Betriebsmitteln in elektrischen Versorgungsnetzen -Teil 2: Zustandsfeststellung von Betriebsmitteln/ Anlagen

VDE-AR-N 4210-5:2011-04 Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

3 Begriffe

3.1 Leiter

die zwischen den Stützpunkten einer Freileitung frei gespannten, blanken oder umhüllten, isoliert oder geerdet an den Stützpunkten befestigten Seile, unabhängig davon, ob sie unter Spannung stehen oder nicht. Für bestimmte Zwecke ist die Unterteilung in Außenleiter, die den Betriebsstrom führen, und Erdseile nach DIN EN 50341-1 (VDE 0210-1), 2.1.33 notwendig.

(DIN EN 50341-3-4:2011-01, 2.1 DE. 5)

ANMERKUNG 1 In älteren Normen werden gleichbedeutend auch die Begriffe Seil, Leitungsseil bzw. Leiterseil verwendet.

ANMERKUNG 2 Bezeichnungen für gebräuchliche Leitertypen sind in Anhang C enthalten.

3.2 Verbundleiter

Leiter, bestehend aus einem überwiegend oder vollständig der mechanischen Festigkeit dienenden Kern und einem überwiegend oder ausschließlich der Stromübertragung dienenden Mantel

ANMERKUNG Der in Deutschland gebräuchlichste Verbundleiter besteht aus Stahldrähten im Kern und hat einen Mantel aus Aluminiumdrähten. Deshalb wird dieser als Al/St-Leiter (international ACSR) bezeichnet.

3.3 Hochtemperaturleiter (HT-Leiter)

Leiter, der für maximale Leitertemperaturen von über 80°C ausgelegt ist.

ANMERKUNG 1 ACSR-Leiter sind auf Grund des eingesetzten Aluminiums in der Regel für Leitertemperaturen bis 80°C ausgelegt.

ANMERKUNG 2 TAL-Leiter (TACSR) sind HT-Leiter, die für Leitertemperaturen über 80°C ausgelegt sind, und konstruktionsbedingt ein ähnliches Durchhangsverhalten wie ACSR-Leiter aufweisen .

ANMERKUNG 3 HT-Leiter, die bei gleicher Strombelastung einen geringeren Durchhang als vergleichbare ACSR-Leiter aufweisen, werden als High-Temperature-Low-Sag-Leiter (HTLS-Leiter) bezeichnet.

3.4 Durchhang

Lotrechter Abstand des Leiters zur Verbindungslinie seiner beiden Aufhängepunkte

3.5 Drahtformen

Runddraht: Draht mit einem konstanten kreisförmigen Querschnitt.

Formdraht: Draht mit einem konstanten nicht runden Querschnitt. Formdrähte liegen so nebeneinander, dass sie eine kompakte Schicht in Form eines zylinderförmigen Kranzes bilden.

Der verbreitetste Formdraht ist der Trapez-Draht.

3.6 Ersatz-Drahtdurchmesser

Durchmesser eines Runddrahtes, der die gleiche Querschnittsfläche, Masse und den gleichen elektrischen Widerstand besitzt wie ein gegebener Formdraht des gleichen Werkstoffs.

3.7 Rechnerische Bruchkraft

Wert der Leiterbruchkraft bei Raumtemperatur, der aus den festgelegten Zugfestigkeiten der Einzeldrähte berechnet wird. Hierbei sind die unterschiedlichen mechanischen Eigenschaften der Einzelwerkstoffe berücksichtigt (siehe Anhang B).

3.8 Leitertemperatur

Temperatur eines Leiters unter dem Einfluss von Witterung und Strombelastung. Die maximal zulässige Leitertemperatur wird durch die Werkstoffeigenschaften des Leiters begrenzt.

3.9 Strombelastbarkeit bei Hochsommerwetterlage

Strom, der bei Hochsommerwetterlage zur maximal zulässigen Leitertemperatur führt.

ANMERKUNG Die Hochsommerwetterlage ist nach VDE-AR-N 4210-5 definiert mit:

Umgebungstemperatur	35°C
Windgeschwindigkeit senkrecht zum Leiter	0,6 m/s
Globalstrahlung	900 W/m ² .

3.10 Leitertemperatur bei Kurzschlussstrom

Festgelegte Leitertemperatur, die im Kurzschlussfall nicht überschritten werden darf.

3.11 Nenn-Gleichstromwiderstand

Quotient aus dem rechnerischen spezifischen Widerstand und dem Nennquerschnitt des Aluminiumanteils des Leiters erhöht um den für den Leiter festgelegten prozentualen Verseilzuschlag.

ANMERKUNG Auf Grund der Verseilung ergeben sich unterschiedliche Leiter- und Drahtlängen; mit dem Verseilzuschlag wird die tatsächliche Drahtlänge berücksichtigt.

3.12 Elastizitätsmodul

Leiter-/Werkstoffparameter, der als Steigung der Geraden im Spannungs-Dehnungs-Diagramm definiert ist.

3.13 Längenausdehnungskoeffizient

Leiter-/Werkstoffparameter, der die relative Längenänderung pro Temperatureinheit beschreibt.

3.14 Knickpunkt

Nichtkontinuierliche Änderung der Steigung in der Durchhangs-Temperatur-Kurve, der Spannungs-Dehnungs-Kurve und der Dehnungs-Temperatur-Kurve aufgrund der unterschiedlichen Werkstoffeigenschaften von Kern- und Mantelmaterial bei Verbundleitern.

ANMERKUNG Der Knickpunkt wird auch als Transitionspunkt (Übergangspunkt) oder Kniepunkt bezeichnet.

3.15 Mantelkompression

Effekt, der zu einer Verschiebung des Knickpunktes hin zu höheren Temperaturen führt

ANMERKUNG Durch kontinuierliche Temperaturerhöhung wird bei Verbundleitern der Knickpunkt an einer Stelle erreicht, bei der die Zugspannung im Mantel rechnerisch ≤ 0 wird. Ist der Wert < 0 , wird dieser Effekt als Mantelkompression bezeichnet. Die Kompressionszugspannung ist der Wert, bei dem der Knickpunkt erreicht wird.

3.16 Leiterkriechen

Bleibende Längenzunahme eines Leiters bei dauerhafter Zugbelastung.

ANMERKUNG Das Leiterkriechen ist werkstoffabhängig.

3.17 Vorrecken

Aufbringen einer definierten Zugkraft auf die Leiter für einen vorgegebenen Zeitraum unmittelbar vor der Endmontage. Diese Zugkraft ist in der Regel deutlich höher als die Zugkraft, die bei der Endmontage verwendet wird.

3.18 Überziehen

Verwendung einer gegenüber der projektierten Zugspannung erhöhten Zugspannung für die Endmontage von Leitern als eine Maßnahme zur Berücksichtigung von Leiterkriechen.

4 Planung von Freileitungen mit Hochtemperaturleitern

4.1 Verfügbare Leitertypen

Für die Fertigung von Hochtemperaturleitern sind in den letzten Jahren eine Reihe unterschiedlicher Werkstoffe und Werkstoffkombinationen auf dem internationalen Markt erschienen. Die dabei verwendeten Bezeichnungen sind nicht immer einheitlich, jedoch wurden im Rahmen der europäischen Normierung inzwischen für die meisten Leiter- und Werkstoffarten systematische Namen vergeben. Eine tabellarische Übersicht ist im Anhang C, "Klassifizierung von Leitern für Freileitungen" angegeben.

4.2 Anzuwendende Normen

Die Normen für Freileitungen und deren Komponenten gelten auch beim Einsatz von Hochtemperaturleitern. Anhang D („Stand der Normung“) listet die relevanten Normen im Einzelnen auf. Darüber hinaus enthält der Anhang eine detaillierte Darstellung, welche der Regelungen sich unverändert auf Freileitungen mit Hochtemperaturleitern übertragen lassen und bei welchen Punkten dieses nicht der Fall ist.

4.3 Übertragungsfähigkeit, Spannungsabfall, Verluste

Die Übertragungsfähigkeit von Freileitungen ist abhängig von der Betriebsspannung, der thermischen Strombelastbarkeit der Leiter, den inneren und äußeren Abständen sowie den klimatischen Bedingungen.

Der Einsatz von Hochtemperaturleitern kann eine höhere Strombelastbarkeit gegenüber konventionellen Leitern ermöglichen. Die natürliche Leistung einer Freileitung mit Hochtemperaturleitern bleibt jedoch bei gleichen geometrischen Parametern nahezu unverändert. Bei einem Betrieb oberhalb der natürlichen Leistung ergibt sich unter anderem ein höherer Blindleistungsbedarf. Die nutzbare Übertragungsfähigkeit kann daher durch die Stabilitätskriterien, die sich aus dem Betrieb des Netzes ergeben, eingeschränkt sein. Bei erhöhter Strombelastung einer Leitung sinkt die verbraucherseitige Spannung. Hier ist die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes zu berücksichtigen. Die Wirkleistungsübertragung kann durch die alleinige Verwendung von Hochtemperaturleitern nicht beliebig erhöht werden. Unter Umständen ist eine zusätzliche Blindleistungskompensation erforderlich, um eine höhere Übertragungskapazität nutzen zu können.

Die maximale thermische Übertragungsfähigkeit der Leitung ergibt sich aus der Strombelastbarkeit der Einzelleiter gemäß Datenblatt des Herstellers. Sie ist in der Regel für die Hochsommerwetterlage angegeben.

Die beim Betrieb auftretenden elektrischen Verluste verhalten sich proportional zum Quadrat des Stromes. Bei gleichem Widerstand ergeben sich bei einem höheren Betriebsstrom größere Verluste. Zur Bewertung des Einzelfalls ist eine detaillierte Betrachtung notwendig, die im Wesentlichen

- den Lastgang,
- den Leiterquerschnitt,
- das Leitermaterial und

- die Witterungsbedingungen

berücksichtigt.

4.4 Durchhangs-/Zugspannungsberechnungen

Die bisher in Deutschland verwendeten Modelle zur Berechnung des Durchhangs von Standardleitern können nicht uneingeschränkt auf die Durchhangsberechnung von Hochtemperaturleitern übertragen werden. Insbesondere sind folgende Punkte zu berücksichtigen:

- die Vorhersage des zu erwartenden Leiterkriechens, wenn es sich nicht um ACSR-Leiter handelt,
- der Knickpunkt in der Temperatur/Durchhangs-Kurve von Verbundleitern, der bei bestimmten Hochtemperaturleitertypen relevant werden kann,
- die Beeinflussung der Lage des Knickpunkts durch das Leiterkriechen, die Reckung und andere Einflussgrößen,
- die fehlende Verfügbarkeit bestimmter Leiterparameter wie z. B. des E-Moduls oder des Temperatureausdehnungskoeffizienten unterhalb und oberhalb des Knickpunkts in den gültigen Normen.

Eine Reihe von internationalen wissenschaftlichen Veröffentlichungen beschäftigen sich mit der Frage der Durchhangsberechnung von Hochtemperaturleitern. Eine Zusammenfassung inkl. umfangreicher Quellenverweise findet sich in [7] und [8]. Darüber hinaus haben einige deutsche Netzbetreiber im Rahmen von Pilotprojekten eigene Studien angefertigt ([9], [10], [11], [12], [13], [14], [15], [17]).

Wird ein vorhandener Standardleiter gegen einen Hochtemperaturleiter ausgetauscht, ist das Verhältnis von Kernquerschnitt zu Aluminiumquerschnitt zu berücksichtigen. Hiervon hängt maßgeblich der sich einstellende Durchhang des Leiters ab. Durch ein ungünstiges Querschnittverhältnis kann der Vorteil eines geringeren Durchhangs von HTLS-Leitern und die damit nutzbare Strombelastbarkeit beeinträchtigt werden.

Der Anhang E gibt eine Übersicht über den etablierten Stand der Modellbildung sowie praktische Hinweise, wie gemäß aktuellem Wissensstand mit bestimmten Leitertypen umgegangen werden kann.

4.5 Berechnung von Strombelastbarkeit und Leitertemperatur

Zur Berechnung der Strombelastbarkeit bzw. der Leitertemperatur von Standardleitern werden häufig die in [22], [23], [24] und [25] genannten Verfahren genutzt. Diese beruhen sämtlich darauf, dass eine Leistungsbilanz für den Leiter aufgestellt wird und daraus für den stationären Zustand die gesuchten Größen ermittelt werden können. Sie berücksichtigt die zugeführten Leistungen aus Stromverlusten und Globalstrahlung sowie die abgeführten Leistungen aus Abstrahlung und Konvektion.

Die Verfahren sind für Standardleiter und Leitertemperaturen bis zu 80°C validiert. Hingegen wurde für Hochtemperaturleiter noch kein Berechnungsverfahren abschließend validiert. Zu berücksichtigen sind hier insbesondere die Abhängigkeit des elektrischen Widerstandes von der Temperatur und die Wärmeübertragung über die einzelnen Drahtlagen.

Zur Berechnung der Strombelastbarkeit und der Leitertemperatur von HT-Leitern sind die vorhandenen Verfahren ggf. anzupassen.

4.6 Mechanische Bemessung

Für Hochtemperaturleiter ergeben sich gegenüber Standardleitern keine Unterschiede hinsichtlich der mechanischen Bemessung der Stützpunkte und Komponenten.

Für die mechanische Bemessung der Leiter ist zu beachten, dass die reale Bruchkraft durch die Vorbehandlung der Leiter (z. B. Vorrecken) reduziert werden und von der rechnerischen Bruchkraft abweichen kann.

Sofern ein Vorrecken der Leiter im Zuge der Montage vorgesehen ist, sind die dabei auftretenden Lasten nachzuweisen und entsprechende Maßnahmen festzulegen.

5 Genehmigung und Immissionen

5.1 Genehmigung (öffentlich-rechtlich und privatrechtlich) bei Neubau

Beim Neubau einer Freileitung mit HT-Leitern sind im Vergleich zur Ausführung mit konventionellen Leitertypen keine besonderen Anforderungen an eine Genehmigung zu erfüllen bzw. Besonderheiten bei der Erstellung der Antragsunterlagen zu beachten. Der Leitertyp wird im Rahmen des öffentlich-rechtlichen Planungsverfahrens (Planfeststellung bzw. Plangenehmigung) mitgenehmigt und die mit dem Grundstückseigentümer zu vereinbarende Dienstbarkeit sichert die Gesamtanlage auf dem jeweiligen Grundstück.

5.2 Genehmigung (öffentlich-rechtlich und privatrechtlich) bei Leitertausch

Wird durch Leitertausch

- bei gleichbleibender Spannungsebene,
- bei gleichbleibenden inneren und äußeren Abständen,
- bei vergleichbarem Durchmesser und Gewicht

die Möglichkeit geschaffen, einen höheren Dauerstrom zu übertragen, werden die Immissionen durch magnetische Felder steigen, da die magnetische Flussdichte direkt proportional zum Leiterstrom ist.

Auswirkungen

1. Öffentlich-rechtliche Genehmigung

Grundsätzlich ist der Ersatz von Standardleitern durch HT-Leiter mit vergleichbaren Abmessungen eine Instandsetzungsmaßnahme, die von der bestehenden Genehmigung gedeckt ist. Erst durch die Erhöhung der magnetischen Flussdichte liegt gemäß § 7 Abs. 2 Nr. 1 der

26. BImSchV eine wesentliche Änderung vor, die mindestens zwei Wochen vor Inbetriebnahme der zuständigen Behörde anzuzeigen ist.

Eine derartige Anzeige reicht jedoch nicht aus (§ 7 Abs. 2 Nr. 2 der 26. BImSchV), wenn die Behörde die Ansicht vertritt, dass diese Änderung eines erneuten Genehmigungsverfahrens (Planfeststellung bzw. Plangenehmigung) für die Leitung bedarf. Ersatzweise kommt das sog. Anzeigeverfahren nach § 43f EnWG in Betracht, sofern die Erhöhung im Sinne dieses Paragraphen die Kriterien einer „unwesentlichen Änderung“ erfüllt (d.h. keine UVP-Pflicht, TÖB einverstanden und Dienstbarkeiten vorhanden).

2. Privatrechtliche Genehmigung (Dienstbarkeit)

Unabhängig von der öffentlich-rechtlichen Genehmigung ist im Vorfeld der Maßnahme zu prüfen, ob die bestehenden Dienstbarkeiten einen höheren maximalen Betriebsstrom abdecken. Sind keine Aussagen über die Betriebsströme in den Dienstbarkeitsbewilligungen enthalten, kann von einer technischen Weiterentwicklung ausgegangen werden, die üblicherweise von der bestehenden Dienstbarkeit gedeckt ist [26].

5.3 Immissionen

5.3.1 Geräusche von Hochtemperaturleitern

Bei feuchter Witterung und insbesondere während Niederschlag können an Leitern Koronageräusche auftreten. Diese entstehen durch lokal erhöhte elektrische Feldstärken an Wassertropfen auf den Leitern und die Ionisation von Luftmolekülen in der unmittelbaren Umgebung.

Koronageräusche sind nicht von der Leitertemperatur abhängig. Daher kann bei HT-Leitern in Bezug auf die Ermittlung und Beurteilung von Koronageräuschen wie bei Standardleitern verfahren werden.

Geräusche, die gegebenenfalls bei hohen Leitertemperaturen durch Verdampfen entstehen können, sind im Sinne des Immissionsschutzes nicht maßgeblich.

Hochtemperaturleiter werden im Vergleich zu Standardleitern mit gleichen Abmessungen eher seltener und geringere Geräusche emittieren, da die Verweilzeit von Wassertropfen auf der Leiteroberfläche mit höherer Leitertemperatur abnimmt. Somit sind Entladungs- und Geräuschquellen seltener vorhanden.

5.3.2 Elektromagnetische Felder

Bei dem Betrieb einer Freileitung entstehen elektrische und magnetische Felder. Die zulässigen Immissionsgrenzwerte für die elektrische Feldstärke und die magnetische Flussdichte von Niederfrequenzanlagen sind in der 26. BImSchV geregelt. Elektrische oder magnetische Felder sind nicht unmittelbar von der Leitertemperatur abhängig.

Das elektrische Feld in der Umgebung einer Freileitung wird maßgeblich durch die Höhe der Betriebsspannung bestimmt. Bleiben bei der Verwendung von Hochtemperaturleitern die Betriebsspannung sowie die inneren und äußeren Abstände unverändert, entspricht das elektrische Feld demjenigen einer Leitung mit Standardleitern.

Die magnetische Flussdichte in der Umgebung einer Leitung ist direkt proportional zur Stromstärke. Wird die mit Hochtemperaturleitern mögliche höhere Strombelastbarkeit ausgenutzt, erhöhen sich entsprechend die Magnetfeldimmissionen. Der zulässige Grenzwert für die magnetische Flussdichte kann die Strombelastbarkeit limitieren.

Kommt es beim Einsatz von Hochtemperaturleitern zu einer Veränderung der inneren und äußeren Abstände, ist dies bei der Ermittlung der Immissionswerte zu berücksichtigen.

Eine Erhöhung der Immissionen ist gemäß 26. BImSchV eine anzeigepflichtige wesentliche Änderung.

6 Installation und Instandhaltung

6.1 Installation

6.1.1 Allgemein

Das Verlegen der Leiter erfolgt in Deutschland nach DIN 48207:1978 „Leitungsseile – Verlegen von Freileitungsseilen“. Diese Norm regelt den Transport und die Handhabung von Versandspulen, die Ausrüstung der Verlegestrecke, den Verlegevorgang selbst und stellt Anforderungen an die Arbeitsmittel.

DIN 48207 gilt für das Verlegen herkömmlicher Leiter nach den Normenreihen DIN 48201, DIN 48204 (zurückgezogen), DIN 48206 (zurückgezogen) und kann sinngemäß für andere Leiter angewendet werden.

Für einige HT-Leiter wird von deren Hersteller auf die IEEE 524 „Guide to the Installation of Overhead Transmission Line Conductors“ als Grundlage für die Verlegung verwiesen.

6.1.2 Weitergehende Vorgaben zur Verlegung

Die spezifischen Verlegevorschriften der Leiterhersteller hinsichtlich des Verlegevorgangs und der Arbeitsmittel für die Verlegung sind zu beachten.

Für einige Leiter ist ein Vorrecken im Zuge der Montage vorgesehen, um definierte Leiterzustände einzustellen. Dieser Vorgang erfordert sowohl die Auslegung der Arbeitsmittel für die auftretenden Kräfte als auch den statischen Nachweis der Maste für die auftretenden Belastungen.

Ein Vergleich hinsichtlich der Anforderungen der Arbeitsmittel ist in Anhang F gegeben.

6.1.3 Kernwerkstoffbedingte Anforderungen

Bei HT-Leitern mit speziellen Kernwerkstoffen (z. B. Faserverbundwerkstoffe) sind während der Montage größere Biegeradien als bei Standardleitern einzuhalten. Montageabläufe und Arbeitsmittel sind entsprechend den Vorgaben der Hersteller anzupassen.

Dies betrifft z. B. die Positionierung der Seilbremse am Aufzugsmast, die zulässigen Umschlingungswinkel an Seillaufrollern und den Radius der Seillaufrollen. Insbesondere sind Maßnahmen zu treffen, um den minimal zulässigen Biegeradius nicht zu unterschreiten.

6.1.4 Mantelwerkstoffbedingte Anforderungen

Die Leiter werden schleiffrei verlegt. Insbesondere bei weichgeglühtem Aluminium (AL0) im Mantel sind die Arbeitsmittel und die Arbeitsverfahren vor Verlegung auf ihre Eignung gesondert zu prüfen. Auch sind dabei die Felgendurchmesser der Laufrollen und Mindestzugspannungen zu beachten.

6.1.5 Leiterregulage

Das zur Anwendung kommende Prinzip der Regulage und die Regulagetabellen sind je nach verwendetem Leitertyp projektspezifisch abzustimmen.

6.1.6 Auswahl und Montage der Armaturen

Die eingesetzten Armaturen sollen den aktuellen Normen entsprechen (siehe Abschnitt D.6)

Für HT-Leiter sind die einzusetzenden Komponenten mit Leiterhersteller und Armaturenhersteller sowie den Herstellern der weiteren zu verwendenden Komponenten (z. B. Isolatoren) abzustimmen. Insbesondere sind die spezifischen Temperaturbelastbarkeiten der Komponenten zu berücksichtigen.

Die Kompatibilität der Anschlussmaße ist sicherzustellen. Werden durch den Leiter-/Armaturenhersteller nicht den DIN-Normen entsprechende Komponenten vorgegeben, ist auf die Kompatibilität besonders zu achten. Ggf. sind spezielle Anpassungsstücke (Einzelfertigungen) erforderlich.

Die Montage der Armaturen erfolgt nach Montageanweisung der Hersteller.

6.2 Instandhaltung

Nicht für alle HT-Leiter liegen bisher umfassende Betriebserfahrungen vor. In diesen Fällen können daher die Instandhaltungsstrategien für Standardleiter nicht vorbehaltlos übernommen werden.

Die Besonderheiten von HT-Leitern sind im Rahmen der Konzepte zur Störungsbeseitigung zu berücksichtigen. Dabei ist u. a. zu prüfen, welches Material und welche Werkzeuge vorzuhalten sind.

6.3 Umweltaspekte

Die Umweltverträglichkeit der zu verwendenden Zusatzstoffe (z. B. Kontaktpasten) ist sicherzustellen.

Die Entsorgung der verwendeten speziellen Kernwerkstoffe ist mit dem Hersteller abzustimmen.

Erfahrungsgemäß meiden Vögel unter Spannung stehende Leiter (AC > 45 kV), aufgrund der auftretenden elektrischen Felder, als Sitzplätze. Daher führt die höhere Betriebstemperatur von HT-Leitern zu keiner Gefährdung von Vögeln.

Anhänge

Anhang A Akronyme und Abkürzungen

Abkürzung	Langtext	Übersetzung
ACCC	<u>A</u> luminum <u>C</u> onductor <u>C</u> omposite <u>C</u> ore	(Weichgeglühtes) Aluminium Leiter (mit Glas-/Carbonfaser-Polymermatrix-) Verbundwerkstoffkern
ACCR	<u>A</u> luminum <u>C</u> onductor <u>C</u> omposite <u>R</u> einforced	(Temperaturfestes) Aluminium Leiter (mit Keramikfaser-Metallmatrix-) Verbundwerkstoff verstärkt
ACSR	<u>A</u> luminum <u>C</u> onductor <u>S</u> teel <u>R</u> einforced	Aluminium Leiter Stahl verstärkt (Al/St)
ACSS	<u>A</u> luminum <u>C</u> onductor <u>S</u> teel <u>S</u> upported	Aluminium Leiter durch Stahl getragen
Aero-Z	<u>Z</u> -förmige Formdrähte im Mantel	
Al/St	<u>A</u> luminium/ <u>S</u> tahl	
AL0	weichgeglühtes <u>A</u> luminium	
AT1 bis AT4	Temperaturfeste Aluminiumlegierungen (Stufe 1 bis 4)	
BImSchV	<u>B</u> undes <u>i</u> missionsschutzverordnung	
EnWG	<u>E</u> nergiewirtschaftsgesetz	
EPE	<u>E</u> xperimental <u>P</u> lastic <u>E</u> longation	Aus Messungen ermittelte plastische Dehnung
G(Z/X)TACSR	<u>G</u> ap (super/extra) <u>T</u> hermal <u>A</u> luminum <u>C</u> onductor <u>S</u> teel <u>R</u> einforced	(Hoch/höchst) temperaturfestes Aluminium Leiter mit Stahl verstärkt und einer Lücke zwischen Kern und Mantel
HT-Leiter	<u>H</u> och <u>t</u> emperaturleiter	
HTLS	<u>H</u> igh <u>T</u> emperature <u>L</u> ow <u>S</u> ag	Hohe Temperatur niedriger Durchhang
LE	<u>L</u> inear <u>E</u> longation	Lineare Dehnung
SPE	<u>S</u> implified <u>P</u> lastic <u>E</u> longation	Vereinfachte plastische Dehnung
TAL	<u>T</u> hermal <u>A</u> luminium	Temperaturfestes Aluminium (AT1)
TACIR	<u>T</u> hermal <u>A</u> luminum <u>C</u> onductor <u>I</u> nvar <u>R</u> einforced	Temperaturfestes Aluminium Leiter mit Invar (Stahllegierung mit sehr hohem Nickel-Anteil) verstärkt
TACSR	<u>T</u> hermal <u>A</u> luminum <u>C</u> onductor <u>S</u> teel <u>R</u> einforced	Temperaturfestes Aluminium Leiter mit Stahl verstärkt
TÖB	<u>T</u> räger <u>ö</u> ffentlicher <u>B</u> elange	
UVP	<u>U</u> mwelt <u>v</u> erträglichkeitsprüfung	

Anhang B Ermittlung der rechnerischen Bruchkraft

Tabelle B.1 Ermittlung der rechnerischen Bruchkraft

Seiltyp	Norm	Beschreibung
ACSS	DIN EN 50540 Abschn. 5.5	Die rechnerische Bruchkraft eines ACSS-Leiters ergibt sich aus der Summe von 96 % der Mindest-Zugfestigkeit des Aluminiumanteiles (ausgehend von einer Mindest-Zugfestigkeit von 60 MPa) und 100 % der Mindest-Zugfestigkeit der verzinkten, Zn95Al5-beschichteten oder Aluminium-beschichteten Stahldrähte (ausgehend von der Mindest-Zugfestigkeit, gefordert für diesen Drahtanteil). Im Fall von ST6C-Drähten ist der Mindest-Mittelwert der Zugfestigkeit für die Berechnung zu verwenden.
G(Z/X)TACSR	DIN EN 62420 Abschn. 5.4.6	Die rechnerische Bruchkraft bei Raumtemperatur eines zusammengesetzten Leiters ergibt sich aus der Summe der Zugfestigkeit des Aluminiumanteils und der Zugfestigkeit des Kernes bei einer Dehnung, die gleich der Dehnung des Aluminiums bei Bruchlast ist. Im Hinblick auf Festlegung und praktische Anwendbarkeit ist die Festigkeit von Stahl oder aluminium-ummantelten Stahl bei einer Dehnung von 1 % bei einer Messlänge von 250 mm anzusetzen. Die Zugfestigkeit eines einzelnen Drahtes ist das Produkt aus dessen Nennquerschnitt und der entsprechenden Mindestzugspannung, die in den in Abschnitt 2 gelisteten Normen genannt ist.
TACIR / TACSR		Für diese Leiter gibt es derzeit noch keine Norm. Herstellerspezifisch wird die rechnerische Bruchkraft z. B. in Anlehnung an DIN EN 50182 Abschn. 5.9 ermittelt: 5.9.1 Die Nenn-Zugfestigkeit eines Leiters aus Aluminium oder aluminium-ummantelten Stahldrähten ist aus der Summe der Mindestzugfestigkeiten aller Drähte nach 5.9.3 zu ermitteln. 5.9.2 Die Nenn-Zugfestigkeit eines zusammengesetzten ALx/STyz- oder ALx/yzSA-Leiters ergibt sich aus der Summe der Zugfestigkeit des Aluminiumanteils und der Mindest-Zugfestigkeit des Stahlanteils (verzinkt oder aluminiumummantelt) bei einer Dehnung, die gleich der Dehnung des Aluminiums bei Bruchlast ist. Im Hinblick auf Festlegung und praktische Anwendbarkeit ist die Festigkeit entsprechend einer Stahlzugspannung zu verwenden, die an einem Stahldraht vor dem Verseilen bei einer Messlänge von 250 mm eine Dehnung von 1% erzeugt. 5.9.3 Die Mindestzugfestigkeit eines Drahtes ist das Produkt aus dessen Nenn-Querschnitt und der entsprechenden Mindest-Zugspannung, die in den im Abschnitt 2 zitierten Normen genannt ist.
Aero-Z	DIN EN 62219 Abschn. 5.8	5.8.1 Die Nennzugfestigkeit eines homogenen Aluminiumleiters muss als die Summe der Mindestzugfestigkeiten aller Drähte, wie in 5.8.4 bestimmt, ermittelt werden. 5.8.2 Die Nennzugfestigkeit von Verbundleitern AxF/Syz oder AxF/SA muss die Summe der Zugfestigkeit des Aluminiumanteiles und der Festigkeit des Stahles bei einer Dehnung, die gleich der Dehnung des Aluminiums bei Bruchlast ist,

		<p>sein. Für die Festlegung und die praktische Anwendung wird diese Stahfestigkeit konservativ festgelegt als der Zug, der sich bei 1 % Dehnung in einer Messlänge von 250 mm ergibt.</p> <p>5.8.3 Die Nennzugfestigkeit von Aluminiumverbundleitern (A 1 F/A2 oder A 1 F/A3) muss als die Summe der Zugfestigkeiten des Anteils von A 1 F und 95 % der Zugfestigkeit des Anteils von A2 oder A3 ermittelt werden.</p> <p>5.8.4 Die Zugfestigkeit eines einzelnen Drahtes ist das Produkt aus seinem Nennquerschnitt und der entsprechenden Mindestzugspannung aus den in 5.1 aufgeführten Normen.</p>															
ACCC		<p>Für diese Leiter gibt es derzeit noch keine Norm. Die Hersteller solcher Hochtemperaturleiter lehnen sich jedoch an europäische bzw. internationale Normen an. Herstellerspezifisch wird die rechnerische Bruchkraft z. B. in Anlehnung an ASTM B 857 bzw. DIN EN 50540 ermittelt. Die rechnerische Bruchkraft des ACCC-Leiters ergibt sich in diesem Fall aus der Summe von 96% der Mindestzugfestigkeit des Aluminiumanteiles (ausgehend von einer Mindest-Zugfestigkeit von 58,6 MPa nach ASTM) zuzüglich der Zugfestigkeit des Verbundwerkstoffkernes.</p>															
ACCR		<p>Für diese Leiter gibt es derzeit noch keine Norm. Herstellerspezifisch wird die rechnerische Bruchkraft z. B. wie folgt ermittelt: Rechnerische Bruchkraft Leiter = Rechnerische Bruchkraft Mantel + Rechnerische Bruchkraft Kern Rechnerische Bruchkraft Mantel = Minimale Zugfestigkeit AlZr Draht x Nominale Querschnittfläche AlZr Draht x 0,967 x Anzahl der Drähte im Mantel x Minderungsfaktor Verseilung ANMERKUNG: Der Faktor 0,967 trägt der Tatsache Rechnung, dass bei einer (maximalen) Dehnung von 0,64% (die durch AMC Drähte im Kern bestimmt wird) die AlZr Drähte noch nicht ihre maximale Zugfestigkeit erreicht haben. Rechnerische Bruchkraft Kern = Minimale Bruchkraft AMC Draht x Anzahl der Drähte im Kern x Abwertefaktor Verseilung</p> <p>ANMERKUNG: Dabei sind die folgenden Minderungsfaktoren für die Verseilung zu verwenden</p> <table border="1" data-bbox="712 890 1957 1070"> <thead> <tr> <th>Anzahl der Runddrähte im Mantel / Anzahl der Drähte im Kern</th> <th>Minderungsfaktor Verseilung für die AlZr Drähte</th> <th>Minderungsfaktor Verseilung für die AMC Kerndrähte</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>26/7</td> <td>93%</td> <td>96%</td> </tr> <tr> <td>26/19</td> <td>93%</td> <td>92%</td> </tr> <tr> <td>54/19</td> <td>91%</td> <td>92%</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Anzahl der Runddrähte im Mantel / Anzahl der Drähte im Kern	Minderungsfaktor Verseilung für die AlZr Drähte	Minderungsfaktor Verseilung für die AMC Kerndrähte	26/7	93%	96%	26/19	93%	92%	54/19	91%	92%			
Anzahl der Runddrähte im Mantel / Anzahl der Drähte im Kern	Minderungsfaktor Verseilung für die AlZr Drähte	Minderungsfaktor Verseilung für die AMC Kerndrähte															
26/7	93%	96%															
26/19	93%	92%															
54/19	91%	92%															
ACSR	DIN EN 50182 Abschn. 5.9.2	<p>5.9.2 Die Nenn-Zugfestigkeit eines zusammengesetzten ALx/STyz- oder ALx/yzSA-Leiters ergibt sich aus der Summe der Zugfestigkeit des Aluminiumanteils und der Mindest-Zugfestigkeit des Stahlanteils (verzinkt oder aluminiumummantelt) bei einer Dehnung, die gleich der Dehnung des Aluminiums bei Bruchlast ist. Im Hinblick auf Festlegung und praktische Anwendbarkeit ist die Festigkeit entsprechend einer Stahlzugspannung zu verwenden, die an einem Stahldraht vor dem Verseilen bei einer Messlänge von 250 mm eine Dehnung von 1% erzeugt.</p>															

Anhang C Klassifizierung von Leitern für Freileitungen

In den nachfolgenden Tabellen (C.1, C.2, C.3) ist die Übersicht der derzeit bekannten bzw. normierten Leiter enthalten.

Tabelle C.1: Systematische Kurzbezeichnung von Leitertypen

systematischer Name systematischer Name HT-Leiter systematischer Name HTLS-Leiter	Mantelmaterial										
	hartgezogenes Aluminium (A)			Aluminium-Legierung (AA) (hartgezogenes AlMgSi)			Wärmebeständiges Aluminium (TAL (T); ZTAL (ZT)) (Aluminium-Zirkonium-Legierungen)			Weichgeglühtes Aluminium (A)	
Kernmaterial	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)	(mindestens eine Lage) Trapezförmige Drähte mit Lücke (Engl. "gap") (G)	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)	(mindestens eine Lage) Trapezförmige Drähte mit Lücke (Engl. "gap") (G)	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)	(mindestens eine Lage) Trapezförmige Drähte mit Lücke (Engl. "gap") (G)	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)
hartgezogenes Aluminium (A)	AAC										
Aluminium-Legierung (AA) (hartgezogenes AlMgSi)	ACAAR			AAAC							
Verseilte Drähte aus Stahl (S)	ACSR	ACSR/TW	GACSR	AACSR	AACSR/TW	GAACSR	TACSR ZTACSR	TACSR/TW ZTACSR/TW	GTACSR GZTACSR		
Verseilte Drähte aus hochfestem (HS)/ extra-hochfestem (EHS) / ultra-hochfestem Stahl (UHS)									GTACSR/HS, GTACSR/EHS, GTACSR/UHS GZTACSR/HS, GZTACSR/EHS, GZTACSR/UHS	ACSS ACSS/HS ACSS/EHS ACSS/UHS	ACSS/TW ACSS/HS-TW ACSS/EHS-TW ACSS/UHS-TW
Verseilte Drähte aus Aluminium- ummanteltem Stahl	ACSR/AC			AACSR/AC			TACSR/AC ZTACSR/AC			ACSS/AC	ACSS/TW/AC

Tabelle C.1: Systematische Kurzbezeichnung von Leitertypen (Fortsetzung)

systematischer Name systematischer Name HT-Leiter systematischer Name HTLS-Leiter	Mantelmaterial										
	hartgezogenes Aluminium (A)			Aluminium-Legierung (AA) (hartgezogenes AlMgSi)			Wärmebeständiges Aluminium (TAL (T); ZTAL (ZT)) (Aluminium-Zirkonium-Legierungen)			Weichgeglühtes Aluminium (A)	
Kernmaterial	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)	(mindestens eine Lage) Trapezförmige Drähte mit Lücke (Engl. "gap") (G)	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)	(mindestens eine Lage) Trapezförmige Drähte mit Lücke (Engl. "gap") (G)	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)	(mindestens eine Lage) Trapezförmige Drähte mit Lücke (Engl. "gap") (G)	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)
Verseilte Drähte Aluminium ummanteltem hochfestem Stahl (HS/AC)/ extra-hochfestem Stahl (EHS/AC) / ultra-hochfestem Stahl (UHS/AC)											
Verseilte Drähte aus INVAR (I)	ACIR	ACIR/TW					TACIR ZTACIR				
Verseilte Drähte aus Aluminium- ummanteltem hochfestem INVAR (I/AC/HS)							ZTA- CIR/AC/HS				
Verseilte Drähte aus Keramikfaser- Aluminium-Verbundwerkstoff (C)							ACCR	ACCR/TW			
Einzelstab aus Glasfaser-Kunststoff- Verbundwerkstoff-ummanteltem Koh- lefaser-Kunststoffverbundwerkstoff (C)										ACCS/TW	

Reihenfolge der Kürzel: Außenlagenwerkstoff, Kernwerkstoff, Lastaufteilung (verstärkt, engl. "reinforced" (R); getragen, engl. "supported" (S))

Tabelle C.2: Von den systematischen Kurzbezeichnungen abweichende im Handel verwendete Leitertypenbezeichnungen

Kernmaterial	Mantelmaterial										
	hartgezogenes Aluminium (A)			Aluminium-Legierung (AA) (hartgezogenes AlMgSi)			Wärmebeständiges Aluminium (TAL (T); ZTAL (ZT)) (Aluminium-Zirkonium-Legierungen)			Weichgeglühtes Aluminium (A)	
	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)	(mindestens eine Lage) Trapezförmige Drähte mit Lücke (Engl. "gap") (G)	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)	(mindestens eine Lage) Trapezförmige Drähte mit Lücke (Engl. "gap") (G)	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)	(mindestens eine Lage) Trapezförmige Drähte mit Lücke (Engl. "gap") (G)	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)
hartgezogenes Aluminium (A)	ASC										
Aluminium-Legierung (AA) (hartgezogenes AlMgSi)	ACAR			AAAC UHC							
Verseilte Drähte aus Stahl (S)							TAL			ACSS/MA	ACSS/TW/MA
Verseilte Drähte aus hochfestem (HS)/ extra-hochfestem (EHS) / ultra-hochfestem Stahl (UHS)										ACSS/MS ACSS/EMS ACSS/UMS	
Verseilte Drähte aus Aluminium- ummanteltem Stahl				AACSR/AW			TAL-Stalum			ACSS/AW	ACSS/TW/AW
Verseilte Drähte Aluminium umman- teltem hochfestem Stahl (HS/AC)/ extra-hochfestem Stahl (EHS/AC) / ultra-hochfestem Stahl (UHS/AC)											ACSS/TW/HSA W ACSS/TW/EHS AW ACSS/TW/UHS AW
Verseilte Drähte aus INVAR (I)											
Verseilte Drähte aus Aluminium- ummanteltem hochfestem INVAR (I/AC/HS)							ZTAL- HACIN				
Verseilte Drähte aus Keramikfaser- Aluminium-Verbundwerkstoff (C)								ACCR-TW			
Einzelstab aus Glasfaser-Kunststoff- Verbundwerkstoff-ummanteltem Koh- lefaser-Kunststoffverbundwerkstoff (C)										ACCC ACCC UHC	

Tabelle C.3: Systematische Leiterbezeichnung gemäß europäischer Normen (soweit vorhanden)

	Mantelmaterial											
	keine Außenlagen aus anderem Material / mit anderer Form	hartgezogenes Aluminium nach EN 60889 (AL1)		Hartgezogenes Aluminium nach IEC 60104 (A2 und A3)	Aluminium-Legierung nach EN 50183 (AL2 bis AL7) in Deutschland zumeist AL3 (hartgezogenes AlMgSi)		Aluminium-Legierung nach IEC 60104 (A2 und A3)	Wärmebeständiges Aluminium nach EN 62004 (entsprechend IEC 62004) (AT1 bis AT4), in Deutschland zumeist AT1 (Tal) (Aluminium-Zirkonium-Legierungen)			Weichgeglühtes Aluminium; Bezeichnung nach EN 50540 (AL0)	
Kernmaterial	%	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)	(mindestens eine Lage) Trapezförmige Drähte mit Lücke (Engl. "gap") (G)	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)	(mindestens eine Lage) Trapezförmige Drähte mit Lücke (Engl. "gap") (G)	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)	(mindestens eine Lage) Trapezförmige Drähte mit Lücke (Engl. "gap") (G)	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)
hartgezogenes Aluminium nach EN 60889 (AL1)	mmm-AL1	mmm-AL1										
Aluminium-Legierung nach EN 50183 (AL2 bis AL7) in Deutschland zumeist AL3 (hartgezogenes AlMgSi)	mmm-AL3	mmm-AL3										
Verseilte Drähte aus verzinktem Stahl nach EN 50189 (ST1A bis ST6C), je nach Festigkeits- und Verzinkungsklasse, in Deutschland zumeist ST1A		mmm-AL1/nn-ST1A			mmm-AL3/nn-ST1A						ACSS, mmm-AL0/nn-ST6A	ACSS/TW, mmm-AL0/nn-ST6A
Verseilte Drähte aus normalfestem Stahl nach IEC 60888 (S1A und S1B)				mmm/nn-A1Gy/S1A-kkk			mmm/nn-A3Gy/S1A-kkk			mmm/nn-AT3Gy/S1B-kkk		
Verseilte Drähte aus hochfestem Stahl nach IEC 60888 (S2A und S2B)				mmm/nn-A1Gy/S2B-kkk			mmm/nn-A2Gy/S2B-kkk			mmm/nn-AT2Gy/S2B-kkk		
Verseilte Drähte aus extra-hochfestem Stahl nach IEC 60888 (S3A)				mmm/nn-A1Gy/S3A-kkk			mmm/nn-A3Gy/S3A-kkk			mmm/nn-AT4Gy/S3A-kkk		

Tabelle C.3: Systematische Leiterbezeichnung gemäß europäischer Normen (soweit vorhanden) (Fortsetzung)

Kernmaterial	Außenlagen											
	keine Außenlagen aus anderem Material / mit anderer Form	hartgezogenes Aluminium nach EN 60889 (AL1)		Hartgezogenes Aluminium nach IEC 60104 (A2 und A3)	Aluminium-Legierung nach EN 50183 (AL2 bis AL7) in Deutschland zumeist AL3 (hartgezogenes AlMgSi)		Aluminium-Legierung nach IEC 60104 (A2 und A3)	Wärmebeständiges Aluminium nach EN 62004 (entsprechend IEC 62004) (AT1 bis AT4), in Deutschland zumeist AT1 (Tal) (Aluminium-Zirkonium-Legierungen)			Weichgeglühtes Aluminium; Bezeichnung nach EN 50540 (AL0)	
	%	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)	(mindestens eine Lage) Trapezförmige Drähte mit Lücke (Engl. "gap") (G)	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)	(mindestens eine Lage) Trapezförmige Drähte mit Lücke (Engl. "gap") (G)	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)	(mindestens eine Lage) Trapezförmige Drähte mit Lücke (Engl. "gap") (G)	Runddrähte	Trapezförmige Drähte (TW)
Verseilte Drähte aus Aluminiumummanteltem Stahl nach EN 61232 (entsprechend IEC 61232) (20SA bis 40SA), in Deutschland zumeist 20SA	nn-A20SA	mmm-AL1/nn-20SA		mmm/nn-A1Gy/40SA-kkk	mmm-AL3/nn-20SA		mmm/nn-A3Gy/27SA-kkk	mmm-AT1/nn-20SA		mmm/nn-AT3Gy/30SA-kkk		
Verseilte Drähte Aluminium ummanteltem extra-hochfestem Stahl nach EN 61232 (20EHSA) und bezeichnet nach EN 50540 (14EHSA)											ACSS, mmm-AL0/nn-20EHSA	ACSS/TW, mmm-AL0/nn-14EHSA
Verseilte Drähte aus Zn95Al5-beschichteten extra-hochfester Stahl mit Mischmetallanteilen, bezeichnet nach EN 50540 (MEHST), verseilte Drähte aus Zn95Al5-beschichteten ultra-hochfester Stahl mit Mischmetallanteilen, bezeichnet nach EN 50540 (MUHST)											ACSS, mmm-AL0/nn-MEHST	ACSS/TW, mmm-AL0/nn-MEHST
Verseilte Drähte aus Zn95Al5-beschichteten extra-hochfester Stahl ohne Mischmetallanteilen, bezeichnet nach EN 50540 (EHST), verseilte Drähte aus Zn95Al5-beschichteten ultra-hochfester Stahl ohne Mischmetallanteilen, bezeichnet nach EN 50540 (UHST)											ACSS, mmm-AL0/nn-UHST	ACSS/TW, mmm-AL0/nn-EHST

Hinweis: Die Tabelle enthält nur Beispiele für Leiter; Kombinationen, die nicht explizit durch eine Norm benannt werden, sind grau hinterlegt,

Reihenfolge der Nomenklatur für Leiter ohne Lücke zwischen einzelnen Lagen:

- a) ganzzahliger Querschnitt des Mantels (in mm²),
- b) "-",
- c) Kürzel Mantelwerkstoff,
- d) "/",
- e) ganzzahliger Querschnitt des Kerns (in mm²),
- f) "-",
- g) Kürzel Kernwerkstoff

Reihenfolge der Nomenklatur für Leiter mit Lücke zwischen einzelnen Lagen:

- a) ganzzahliger Querschnitt der Außenlagen (in mm²),
- b) "/",
- c) ganzzahliger Querschnitt des Kerns (in mm²),
- d) "-",
- e) "Gy" für das Vorhandensein und die Anzahl des/der ringförmigen Zwischenraumes/räume,
- f) Kürzel Kernwerkstoff,
- g) Außendurchmesser des Leiters (in 1/10 mm)

Beispiel für die Nomenklatur: 243-AL1/39-ST1A, „mmm“ also der Querschnitt des Mantels ist 243 mm², das Mantelmaterial ist hartgezogenes Aluminium, „nn“ also der Querschnitt des Kerns ist 39 mm², das Kernmaterial ist verzinkter Stahl mit normaler Festigkeit

Anhang D Stand der Normung

Die in Europa gültigen Normen für den Freileitungsbau über 45 kV sind diejenigen der Reihe EN 50341, derzeit sind für Deutschland die Teile DIN EN 50341-1:2010-04 und DIN EN 50341-3-4:2011-01 relevant. Diese Normen verweisen jedoch ohne explizite Einschränkung ihres Gültigkeitsbereiches unter anderem auf mehrere Leiternormen, wobei im Kontext dieses Hinweises vor allem die DIN EN 50182 (derzeit Stand 2001-12 mit Berichtigung 1:2006-08) relevant ist. Darüber hinaus ist der Betrieb und die Instandhaltung von elektrischen Anlagen - und damit im Speziellen auch von Freileitungen - in DIN VDE 0105-100 und die DIN V VDE V 0109 geregelt.

Hinsichtlich der Armaturen wird auf Abschnitt D.6 verwiesen.

Die Tabellen in Abschnitt D.5 listen neben den bereits genannten Normen weitere in Deutschland gültige Leiternormen auf, auf die sich in der DIN EN 50341-3-4:2011-01 kein expliziter Verweis findet. In den Tabellen finden sich auch Standards für einige Hochtemperaturleiter (DIN EN 50540 für ACSS, DIN EN 62420 für Gap-Type).

D.1 DIN EN 50341-1:2010-04 / DIN EN 50341-3-4:2011-01

Die Abschnitte in der Norm, bei denen sich die Wahl von HT- anstelle von Standardleitern unmittelbar auswirken kann, sind

- Abschnitt 5.4, „Innere und äußere Abstände“,
- Abschnitt 9 „Leiter und Erdseile mit oder ohne Telekommunikationskomponenten“ sowie
- Abschnitt 11 „Armaturen“.

D.1.1 Zu Abschnitt 5.4 „Innere und äußere Abstände“

Alle in dem Abschnitt aufgeführten einzuhaltenden Sicherheitsabstände bemessen sich an der höchsten Betriebsspannung und sind unabhängig vom Leitertyp. Darüber hinaus sind folgende Textstellen relevant:

- Abschnitt 5.4.2.2.1 benennt als einen der Lastfälle für die Prüfung der Sicherheitsabstände denjenigen mit der „größten ständigen Betriebstemperatur“.
- Abschnitt 5.4.2.2 DE.1 legt fest, dass bei der Berechnung von Abständen unter Windlastbedingungen eine Leitertemperatur von konstant 40°C anzunehmen ist.
- Abschnitt 5.4.3 „Abstände im Feld und am Mast“: in 5.4.3 DE.2 und DE.3 wird eine Leitertemperatur von 40°C für die Berechnung der inneren Abstände im Feld zu Grunde gelegt.
- Abschnitt 5.4.5.2 „Andere Freileitungen oder Fernmeldeleitungen“: In DE.1 wird beim 3. Lastfall eine Leitertemperatur von 40°C unter Windlastbedingungen zu Grunde gelegt.

Hinweis: Die Vorgabe einer fixen Leitertemperatur von 40°C unter Windlastbedingungen ist für Hochtemperaturleiter zu hinterfragen, und zwar sowohl für innere als auch für äußere Abstände. Entsprechen-

de Untersuchungen für Hochtemperaturleiter bei Windlastbedingungen sollten im Einzelfall durchgeführt werden.

Ggf. ist bei Hochtemperaturleitern projektspezifisch zu prüfen, ob die in der DIN EN 50341 vorgesehenen Lastfälle für Abstandsnachweise um weitere Lastfälle unter Windlastbedingungen mit Temperaturen >40°C ergänzt werden sollten. Der Arbeitskreis 421.0.4 des DKE-Normungsgremiums K 421 hat dazu in einer Stellungnahme [21] empfohlen, die Leitertemperaturen beim Ausschwingen im Kontext mit der Leitungssituation zu ermitteln und wie folgt zu verfahren:

„Werden für das Ausschwingen der Leiter Leitertemperaturen von über 40°C ermittelt, so ist die Berechnung von Abständen unter Windlastbedingungen mit den ermittelten Leitertemperaturen oberhalb 40°C durchzuführen. Die sich zwischen dem Zustand ohne Wind und dem Zustand mit der für die Festlegung der elektrischen Abstände angesetzten Auslegungswindlast kontinuierlich ändernden Leitertemperaturen dürfen mit Vereinfachungen auf der sicheren Seite berücksichtigt werden.“

D.1.2 Zu Abschnitt 9 „Leiter und Erdseile mit oder ohne Telekommunikationskomponenten“

Abschnitt 9.2 Leiter mit Aluminium als Leitermaterial enthält im Unterabschnitt 9.2.1 „Kennwerte und Maße“ folgende ANMERKUNG:

„ANMERKUNG 2 Für einige Freileitungsprojekte können Leiterarten oder Werkstoffe für den Freileitungsbau verwendet werden, die nicht in den bestehenden EN-Normen enthalten sind. In diesen Fällen und beim Fehlen einschlägiger Normen sollte die Projektspezifikation alle geforderten Kennwerte und die entsprechenden Prüfmethoden unter geeigneter Bezugnahme auf EN-Normen festlegen.“

Weiterhin findet sich in Abschnitt 9 DE.1:

„Werden Werkstoffe verwendet, deren mechanische und elektrische Werte von den Daten der aufgeführten Normen abweichen, sind ihre Eigenschaften und ihre Eignung für den Anwendungsfall nachzuweisen“

Abschnitt 9.2.3: „Leiterbetriebstemperaturen und Eigenschaften des Fetts“:

„Die höchste Betriebstemperatur von Leitern mit Aluminiumdrähten unter unterschiedlichen Betriebszuständen muss entweder in den NNA oder in der Projektspezifikation festgelegt werden. [...]"

„ANMERKUNG1 Die Verwendung von bestimmten Sonderlegierungen erlaubt im Allgemeinen die Verwendung höherer Betriebstemperaturen.“

Abschnitt 9.2.6 „Prüfungsanforderungen“

„Die Prüfungsanforderungen für Leiter mit Aluminiumdrähten müssen den Festlegungen in EN 50182 entsprechen.“

ANMERKUNG: Die Projektspezifikation kann auch Anforderungen für eine Prüfung des Leiterkriechens und des Elastizitätsmoduls festlegen.“

ANMERKUNG: Selbst bei Einschränkung auf Aluminium/Stahlleiter gibt es für Europa genormte Leiter, die nicht mit der EN 50182 erfasst werden.

Abschnitt 9.6.3: „Durchhangs-Spannungsberechnungen“: dieser im Grundsatz vom Leitertyp unabhängige Abschnitt enthält in einer ANMERKUNG einen Verweis auf die CIGRÉ TB 324.

Abschnitt 9 DE.2 „Mechanische Kennwerte“: enthält tabellarische Angaben zum Aufbau, zu mechanischen Festwerten und die zulässige Mittelzugspannung für übliche genormte Leiter.

Abschnitt 9 DE.3 „Thermische Bemessung“:

„Die zulässigen Leitertemperaturen für Leiter aus hochtemperaturbeständigen Werkstoffen sind gesondert festzulegen.“

Abschnitt 9 DE.4, DE.5, DE.6 „Beanspruchung bei Höchstlasten/ Mittelzugspannung/ Stützpunktbelastbarkeit“: die Lastfälle, die hier anzuwenden sind, sind Lastfälle mit Leitertemperaturen von maximal 10°C, und die Temperaturen sind unabhängig vom Leitertyp oder der maximalen Betriebstemperatur.

Abschnitt 9 DE.7, „Beanspruchung durch winderregte Schwingungen“: unterscheidet zwar nach Leitermaterialien, ist aber trotzdem so allgemeingültig formuliert, dass sich der Abschnitt auch auf Hochtemperaturleiter anwenden lässt.

Abschnitt 9 DE.8, „Größter Durchhang“: ist allgemeingültig formuliert, so dass sich der Abschnitt auch auf Hochtemperaturleiter anwenden lässt.

Abschnitt 9 DE.9, „Vorsorge zur Berücksichtigung des Kriechens“: ist allgemeingültig formuliert, so dass sich der Abschnitt auch auf Hochtemperaturleiter anwenden lässt.

D.1.3 Zu Abschnitt 11 „Freileitungszubehör - Freileitungsarmaturen“

Der Bezug zu Hochtemperaturleitern ergibt sich in diesem Abschnitt durch die folgenden Textstellen:

Abschnitt 11.2.2 Für stromfeste Armaturen geltende Anforderungen:

„Leiterarmaturen, die den Betriebsstrom eines Leiters führen sollen, dürfen keinen größeren Temperaturanstieg als der betreffende Leiter selbst aufweisen, wenn der größte Dauerstrom oder Kurzschlussströme einwirken [...]“

Abschnitt 11.2 DE.1 Zubehörteile für Leiter:

„Zubehörteile für Leiter sind so auszuwählen, dass sie unter dem Einfluss des höchsten zulässigen Dauerstromes keine höheren Temperaturen annehmen als der Leiter selbst [...]“

Resümee: Grundsätzlich scheint der Einsatz von Hochtemperaturleitern im Rahmen der aus dieser Norm (DIN EN 50341-1:2010-04 / DIN EN 50341-3-4:2011-01) diskutierten Aspekte zulässig, sofern entsprechende Eignungsnachweise erbracht werden. Die Norm legt allerdings Art und Umfang der Nachweise nicht fest. Die Empfehlung in Abschnitt 9.2.6 der DIN EN 50341 3 4:2011-01, die Anforderungen bzgl. des

Leiterkriechens und des Elastizitätsmoduls in der Projektspezifikation festzulegen, dürfte für die meisten der derzeit verfügbaren Typen von Hochtemperaturleitern als sinnvoll zu erachten sein, da die DIN EN 50182 für diese Leitertypen keine entsprechenden Kennwerte bereitstellt.

Der Hinweis auf die „CIGRÉ TB 324“ in Abschnitt 9.6.3 in DIN EN 50341-1 ist nur informativ, allerdings enthält diese Veröffentlichung weiter ins Detail gehende Informationen zu Durchhangs-Spannungsberechnungen, die speziell auch Hochtemperaturleiter berücksichtigen.

Hinsichtlich der Verwendung von Armaturen ist zu beachten, dass die Norm implizit von Leitertemperaturen bis 80° C ausgeht. Deshalb ist die Anforderung, dass die Temperatur der Armaturen diejenige des Leiters nicht überschreiten darf, nicht hinreichend formuliert für Hochtemperaturleiter.

Auch bei der Verwendung von Hochtemperaturleitern ist dafür Sorge zu tragen, dass die maximal zulässigen Temperaturen der für die Armaturen verwendeten Materialien nicht überschritten wird (Entfestigung der Werkstoffe).

Zu Hochtemperaturleitern finden sich in DIN EN 50341-3-4:2011-01 Abschnitt 9. DE.2 keine Angaben. Hierbei ist anzumerken, dass die in Tabelle 9 DE.2 angegebenen Kenngrößen (selbst, wenn diese zur Verfügung stehen) für Durchhangsberechnungen von Hochtemperaturleitern je nach Aufgabenstellung und Leitertyp nicht hinreichend sind.

D.2 DIN EN 50182:2001-12

Die Norm bezieht sich auf Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten. Sie bezieht sich aber explizit (siehe Abschnitt 5.1) nur auf die in den bisher gängigen Leitern verwendeten Werkstoffe.

Resümee: Die Werkstoff-Einschränkung verhindert eine allgemeine Übertragung der Norm auf Hochtemperaturleiter, in denen zumindest einzelne andere und hier nicht gelistete Werkstoffe verwendet werden. Die in Abschnitt 6.4.1-6.4.9 beschriebenen Prüfungen sind aber allgemein formuliert und ließen sich auch auf Hochtemperaturleiter anwenden. Die in Abschnitt 6.5.2 - 6.5.3 sowie 6.6.1 - 6.6.2 beschriebenen Prüfungen beziehen sich auf Einzelkomponenten und sind im Allgemeinen als werkstoffspezifisch anzusehen, so dass eine Übertragung auf andere Werkstoffe, wie sie gegebenenfalls in Hochtemperaturleitern verwendet werden, nicht möglich ist. Stattdessen erfolgt beispielsweise die Ermittlung der rechnerischen Bruchkraft für nicht genormte Leiter nach Vorgabe der Hersteller (siehe Anhang B).

D.3 DIN VDE 0105-100:2009-10

Sämtliche Vorgaben in dieser Norm sind so allgemeingültig, dass sie in der bestehenden Form auch für Freileitungen mit Hochtemperaturleitern anwendbar sind. Der Abschnitt 6.3 „Arbeiten unter Spannung“ enthält bislang keinen besonderen Hinweis zum Schutz von Personen vor Verbrennungen aufgrund hoher Leitertemperaturen.

D.4 DIN V VDE V 0109

In DIN V VDE V 0109-1 sind Systemaspekte und Verfahren zur Instandhaltung von Anlagen und Betriebsmitteln in elektrischen Versorgungsnetzen beschrieben.

In DIN V VDE V 0109-2 sind Möglichkeiten zur Feststellung des Zustands von Anlagen und Betriebsmitteln in elektrischen Versorgungsnetzen genannt. In Kap. 5.6 „Freileitungen“ sind Maßnahmen zur Zustandsfeststellung für Leiter, Isolatoren und Armaturen genannt. Hochtemperaturleiter als spezielle Ausführung von Leitern werden nicht genannt.

Resümee: Die Vorgaben lassen sich grundsätzlich auf Freileitungen mit Hochtemperaturleitern übertragen.

D.5 Gesamtübersicht über die in Deutschland derzeit gültigen Normen und Normentwürfe für Leiter und Drähte

Tabelle D.5.1 Gültige Normen

Norm	Internationale Referenz (bzw. internationale Norm mit ähnlichem Inhalt)	Titel	Werkstoffbezug für die im Leiter verwendeten Drähte	Leitertypen (HT-Leiter sind durch <i>kursive und fette Formatierung</i> hervorgehoben)
DIN EN 50182:2001-12	(IEC 61089)	Leiter für Freileitungen - Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten	Stahl nach DIN EN 50189, Aluminium nach DIN EN 60889, Aluminiumlegierung (AlSiMg) nach DIN EN 50183, Aluminiumummantelter Stahl nach DIN EN 61232	AAC, AAAC, ACAAR, ACSR, AACSR, ACSR/AW, AACSR/AW
DIN EN 50183:2000-12	(IEC 60468)	Leiter für Freileitungen - Drähte aus Aluminium-Magnesium-Silizium-Legierung	Aluminium-Magnesium-Silizium-Legierung Typen AL2 bis AL7	AAAC, ACAAR, AACSR
DIN EN 50189:2000-09	(IEC 60888)	Leiter für Freileitungen - Verzinkte Stahl-drähte	Verzinkte Stahl-drähte Typen ST1A, ST2B, ST3D, ST4A, ST5E und ST6C	ACSR, AACSR
DIN EN 60889:1997-08	IEC 60889	Hartgezogene Aluminiumdrähte für Leiter für Freileitungen	Hartgezogene Aluminiumdrähte Typ AL1	AAC, ACSR, ACSR/AW
DIN EN 61232:2001-09	IEC 61232	Aluminium-ummantelte Stahl-drähte für die Elektrotechnik	Aluminium-ummantelte Stahl-drähte Typ 20SA (Klasse A und B), 27SA, 30SA und 40SA	ACSR/AW, AACSR/AW

Norm	Internationale Referenz (bzw. internationale Norm mit ähnlichem Inhalt)	Titel	Werkstoffbezug für die im Leiter verwendeten Drähte	Leitertypen (HT-Leiter sind durch <i>kursive und fette Formatierung</i> hervorgehoben)
DIN EN 50540; VDE 0212-355-2011-04	keine IEC Norm ? (nur ASTM)	Aluminiumleiter für Freileitungen, von beschichteten Stahl getragen	Weichgeglühter Aluminiumdraht , verzinkter Stahldraht ST6A nach EN 50189, mit Zn-5Al-MM-Legierung beschichteter extra hochfester/extrem hochfester Stahldraht nach EN 10244-2, aluminiumbeschichteter Stahl 20SA nach EN 61232, aluminiumbeschichteter extra hochfester Stahldraht mit 20.3% Leitfähigkeit mit Be- zeichnung 20 EHSA, aluminiumbeschichteter extra hochfester Stahldraht mit 14% Leitfähigkeit mit Bezeich- nung 14 EHSA	ACSS, ACSS/TW
DIN EN 50326:2003-01		Leiter für Freileitungen - -Eigenschaften von Fetten		
DIN EN 61394; VDE 0212-351:2012-07	IEC 61394	Freileitungen - Anforderungen für Fette für blanke Leiter aus Aluminium, Alumi- niumlegierung und Stahl		
DIN EN 61395:1998-11	IEC 61395	Leiter für elektrische Freileitungen - Kriechprüfungen für verseilte Leiter		(nur indirekt über Bezug auf IEC 61089)
DIN EN 62004; VDE 0212-303:2010-05	IEC 62004	Wärmebeständige Drähte aus Alumini- umlegierung für Leiter von Freileitungen	wärmebeständiges Aluminium AT1, AT2, AT3 und AT4	TACSR, ZTACSR, GTACSR, ACCR, ...
DIN EN 62219:2003-01	IEC 62219	Leiter für elektrische Freileitungen - Lei- ter aus Formdrähten mit konzentrisch verseilten Lagen		ACSR-TW, ...

Norm	Internationale Referenz (bzw. internationale Norm mit ähnlichem Inhalt)	Titel	Werkstoffbezug für die im Leiter verwendeten Drähte	Leitertypen (HT-Leiter sind durch <i>kursive und fette Formatierung</i> hervorgehoben)
DIN EN 62420; VDE 0212-354:2009-03	IEC 62420	Leiter für Freileitungen aus konzentrisch verseilten runden Drähten mit einem oder mehreren Zwischenraum/räumen	Werkstoffbezug (Drähte): Hartgezogenes Aluminium A1 nach IEC 60889, Aluminiumlegierung A2 und A3 nach IEC 60104, wärmebeständiges Aluminium AT1, AT2, AT3 und AT4 nach IEC 62004, normal/hochfester/extra hochfester Stahl S1A,S1B/S2A,S2B/S3A nach IEC 60888, aluminiumummantelter Stahl 20SA, 27SA, 30SA und 40SA nach IEC 61232	GACSR, GAATSR, GTACSR, GZTACSR, <i>*/HS, */EHS, */AW</i> (Hinweis: Norm bezieht sich u. a. auf die IEC 60189 statt auf die EN 50182)

Tabelle D.5.2 Normenentwürfe

Norm Entwürfe	Internationale Referenz	Titel	Werkstoffbezug für die im Leiter verwendeten Drähte	Leitertypen
E DIN EN 62567; E VDE 0212-356:2010- 09	IEC 62567	Methoden zur Messung der Eigendämp- fungseigenschaften von verseilten Lei- tern für Freileitungen		
E DIN EN 62568; E VDE 0212-357:2010- 10	IEC 62568	Methoden zur Ermüdungsprüfung an Leitern für Freileitungen		
E DIN EN 62641; E VDE 0212-304:2010- 10	IEC 62641	Drähte aus Aluminium und Aluminiumle- gierung für Leiter für Freileitungen aus konzentrisch verseilten runden Drähten		

D.6 Armaturen

Die in Deutschland maßgeblichen Normen für Armaturen für den Freileitungsbau über 45 kV sind die Normen DIN EN 61284 (VDE 0212-1), DIN EN 61854 (VDE 0212-2) und DIN EN 61897 (VDE 0212-3). Diese Normen verweisen jedoch ohne explizite Einschränkung ihres Gültigkeitsbereiches unter anderem auf mehrere Leiternormen, wobei im Kontext dieses Hinweises vor allem die ISO 61089 (diese ist vom Inhalt her ähnlich, jedoch nicht identisch mit der DIN EN 50182) relevant ist.

Zusätzlich zu den o.g. Armaturennormen existieren noch folgende Produktnormen für leiterbezogene Armaturen:

DIN 48075 Stromklemmen für Aluminiumseile und Aluminium-Stahl-Seile für Starkstromleitungen,
DIN 48085 Pressverbinder zugfest.

Beide Normen enthalten keine Angaben über maximale Leiter-/Armaturentemperaturen. Der uneingeschränkte Einsatz für Hochtemperaturleiter lässt sich aus dieser Tatsache jedoch nicht ableiten.

D.6.1 DIN EN 61284 (VDE 0212-1) Freileitungen, Anforderungen und Prüfungen für Armaturen

Die DIN EN 61284 (VDE 0212-1) ist vor allem anwendbar auf Armaturen (Isolatorketten, Erdseilarmaturen, zugfeste Verbindungen und Klemmen, teilweise zugfeste Armaturen, Reparaturhülsen sowie Isolatorschutzarmaturen). Die Abschnitte in der Norm, bei denen sich die Wahl von HT- anstelle von Standardleitern unmittelbar auswirken kann, sind

- Abschnitt 4.1.1 „Konstruktion“ sowie
- Abschnitt 13.5. „Temperaturwechselprüfung“.

D.6.1.1 Zu Abschnitt 4.1.1 „Konstruktion“

Abschnitt 4.1.1 „Allgemeine Anforderungen“ enthält im Unterabschnitt 4.1.1 „Konstruktion“ folgende ANMERKUNG: „Die Armaturen müssen so konstruiert sein, daß ... sie ... den berechneten Betriebs- und Kurzschlußströmen, den Betriebstemperaturen und den Umgebungseinflüssen standhalten; ...“

D.6.1.2 Zu Abschnitt 13.5 „Temperaturwechselprüfung“

Abschnitt 13.5. „Temperaturwechselprüfung“ enthält in der Tabelle 3 eine Auflistung möglicher Kombinationen aus Temperaturanstieg und Zyklusanzahl. Darüber hinaus enthält die Tabelle die folgende ANMERKUNG: „Für alle Leiterarten muß die Temperatur (Temperaturanstieg plus Umgebungstemperatur) kleiner als 150°C sein.“

Unter der Annahme einer Raumtemperatur von 20°C im Prüflabor ergeben sich folgende einzustellende Leitertemperaturen: 90°C bei 1000 Zyklen, 120°C bei 500 Zyklen sowie 150°C bei 100 Zyklen oder bezogen auf eine Dauereinsatztemperatur T von 80°C für ACSR Werte von T+10°C bei 1000 Zyklen, T+40°C bei 500 Zyklen sowie T+70°C bei 100 Zyklen.

Resümee: Die Vorgabe von festen Temperaturerhöhungen unabhängig von der Temperaturbelastbarkeit des Leiters ist für Hochtemperaturleiter nicht ausreichend. Deshalb wird in der Praxis derzeit die Temperaturerhöhung für die Temperaturwechselprüfung auf die maximale Dauertemperaturbelastbarkeit des Hochtemperaturleiters bezogen.

D.6.2 DIN EN 61854 (VDE 0212-2) Freileitungen, Anforderungen und Prüfungen für Feldabstandhalter

Die DIN EN 61854 (VDE 0212-2) ist anwendbar auf Feldabstandhalter in Freileitungen. Eine Einschränkung auf ausgewählte elektrische Spannungsklassen wird nicht vorgenommen. Der Abschnitt 4.1 „Konstruktion“ hat Bezug zu Hochtemperaturleitern und beinhaltet folgende ANMERKUNG: „Der Feldabstandhalter muß so konstruiert sein, daß [...] seine Funktion über den gesamten Betriebstemperaturbereich erhalten bleibt; [...]“.

D.6.3 EN 61897 (VDE 0212-3) Freileitungen, Anforderungen und Prüfungen für Schwingungsdämpfer, Typ Stockbridge

Die EN 61897 (VDE 0212-3) ist anwendbar auf Stockbridge-Dämpfer in Freileitungen. Eine Einschränkung auf ausgewählte elektrische Spannungsklassen wird nicht vorgenommen. Der Abschnitt 4.1 „Konstruktion“ hat Bezug zu Hochtemperaturleitern und beinhaltet folgende ANMERKUNG: „Der Dämpfer muß so konstruiert sein, daß [...] seine Funktion über den gesamten Betriebstemperaturbereich erhalten bleibt; [...]“.

Anhang E Durchhangs-/Zugspannungsberechnungsmodelle für Hochtemperaturleiter

E.1 Verfügbare Durchhangsberechnungsmodelle

E.1.1 Klassifizierung

Die Cigré-TB 324 [8] unterteilt die weltweit gebräuchlichen Durchhangsberechnungsmodelle in folgende drei Kategorien:

- „Linear elongation“ (LE) – Modelle beschreiben Leiterseile als elastische Zugfedern mit einem einzelnen E-Modul und einem einzelnen Temperaturendeckungskoeffizienten
- „Simplified plastic elongation“ (SPE) – Modelle erweitern die LE-Kategorie um die Berücksichtigung plastischer Dehnung in Form eines festen Zuschlags oder einer festen Temperaturdifferenz. Diese kann aus Erfahrungswerten stammen oder aus Kriechtests gewonnen werden. Ein praktisches Verfahren zur Berechnung der zu erwartenden Kriechdehnung für konventionelle ACSR-Leiter findet sich z. B. in [3], dieses ist aber nicht ohne weiteres auf andere Materialien übertragbar.
- „Experimental plastic elongation“ (EPE)- Modelle unterscheiden zwischen dem nicht-linearen Belastungsverhalten und dem linearen Entlastungsverhalten von Verbundleiterseilen. Diese Modelle erfordern – neben den Parametern, die auch für LE- oder SPE-Modelle benötigt werden – eine nichtlineare, parametrische Beschreibung der Zugspannungs-/Dehnungskurve eines Leiterseils

bei Belastung, in der Praxis meist getrennt nach Leitermantel und –Kern, darüber hinaus auch vor und nach einem Kriechvorgang über einen definierten Zeitraum. (Die Bezeichnung „experimental“ nimmt Bezug darauf, dass diese Parameter „experimentell im Labor“ zu ermitteln sind.) EPE-Modelle unterscheiden sich im Wesentlichen von SPE-Modellen darin, dass sie die Vorhersage der plastischen Dehnung eines Leiterseils aufgrund einer zu erwartenden Maximalbelastung durch Eis-, Wind- und/oder Zuglast erlauben.

In Deutschland wurde in den letzten Jahrzehnten im Freileitungsbau fast ausschließlich mit LE- und SPE-Modellen gearbeitet, hierfür existieren seit langem entsprechende Lehrwerke (0), genormte Leiterparameter, genormte Zugspannungs/Dehnungstests ([2]) und entsprechende Berechnungssoftware. EPE-Modelle werden dagegen (unter anderem) in Nordamerika verwendet, sie gelten dort als etabliert und wurden erst in den letzten Jahren (vorrangig bei einzelnen Hochtemperaturleiter-Pilotprojekten) hierzulande verwendet.

E.1.2 Knickpunktberücksichtigung

Für jede der drei genannten Modellkategorien ist es möglich, Erweiterungen zur Knickpunktberücksichtigung vorzunehmen (siehe [7], [8], [9], [10], [11], [12], [13]). Der Knickpunkt stellt dabei den Punkt dar, an dem die temperaturgesteuerte Durchhangs-/Zugspannungskurve eines Leiters nicht mehr von den mechanischen Eigenschaften beider Materialien (Mantel und Kern) im Verbund bestimmt wird, sondern nur noch von denen des Leiterkerns. Dies führt dazu, dass sich oberhalb der Knickpunkttemperatur der Durchhang eines Verbundleiters mit ansteigender Temperatur deutlich weniger vergrößert als unterhalb.

Während bei konventionellen Al/St-Leitern der Knickpunkt typischerweise weit oberhalb der maximalen Betriebstemperatur liegt und damit für die Durchhangsberechnung irrelevant ist, ist die Berücksichtigung des Knickpunkts für viele Typen von Hochtemperatur-Verbundleitern wesentlich, um den Durchhang und die Zugkräfte über den gesamten vorgesehenen Betriebstemperaturbereich realistisch vorhersagen zu können.

Die „Knickpunkttemperatur“ ist allerdings keine fixe Eigenschaft des Leiters, sondern sie hängt neben den Materialparametern auch von Größen wie der gewählten Zugspannung, der Spannfeldgeometrie, der plastischen Dehnung des Leiters in Form von Recken und Kriechen sowie von der Kompressibilität des Mantelmaterials¹ ab. Hinsichtlich der Berechnungsmodelle besteht dabei die Möglichkeit, entweder

- den Knickpunkt vollständig rechnerisch zu ermitteln, sofern alle dafür erforderlichen Modellparameter zur Verfügung stehen (siehe z. B. [10]) oder
- die charakteristische „Knickpunkt-Temperatur“ / „Knickpunkt-Zugspannungskurve“ eines Leiters experimentell zu bestimmen und diese zur Berechnung des Knickpunkts in konkreten Spannfeldern zu verwenden.

¹ Dieser Punkt ist Gegenstand von Fachdiskussionen, siehe [4], [5], [6]

In diesem Zusammenhang spielt auch die Verlegetechnik des Vorreckens eine Rolle, mit deren Hilfe sich die Knickpunkttemperatur bereits zum Auflegezeitpunkt gezielt absenken lässt (siehe [18]).

E.1.3 Abspannabschnitte als gekoppeltes System

In der Anwendung der Modelle werden folgende Fälle unterschieden:

- einzelne Spannfelder werden singular betrachtet,
- Abspannabschnitte werden zu einem „ideellen Feld“ subsummiert („ruling span“-Verfahren),
- zur Berechnung von Abspannabschnitten wird ein sogenanntes „exaktes“ („finite Elemente“-Verfahren verwendet, welches das mechanische Verhalten jedes Leiterseil-Bogens und jeder Isolator-kette einzeln betrachtet und das Kräftegleichgewicht unter Berücksichtigung des Kettenaus-schwingens auf numerischem Wege ermittelt.

Die erste Variante kommt meist bei der Beurteilung der statischen Lasten in Bezug auf die Stützpunkte zum Einsatz. Die zwei letztgenannten Varianten dienen vorrangig der Durchgangsberechnung. Sie unterscheiden sich vor allem dann, wenn innerhalb eines Abspannabschnitts Spannfelder mit unterschiedlichen Feldlängen und Höhendifferenzen vorhanden sind oder Situationen mit unsymmetrischer Gewichtsverteilung (z. B. ungleiche Eislast, schwere Armaturen, schwere Abspannketten) auftreten. In Bezug auf Hochtemperaturleiter kommt hinzu, dass höhere Leitertemperaturen die Modellgenauigkeit der „ruling span“-Methode verstärken können (siehe [7]).

Exakte Berechnungsverfahren gelten seit langem als Stand der Technik und werden in Deutschland heutzutage nahezu ausnahmslos für die Freileitungsplanung verwendet.

E.1.4 Weitere Einflussfaktoren auf Durchhang und Zugspannung

In [7] finden sich Hinweise auf weitere Einflussfaktoren:

- Temperaturunterschiede zwischen Leiterkern, Leitermantel und den verschiedenen Leiterlagen
- Abhängigkeit des E-Moduls und des Temperaturexpansionskoeffizienten von der Temperatur
- Verändertes Kriechverhalten von Leitern bei hohen Temperaturen
- „Unschärfe“ des Knickpunkts: die Änderung des Spannungs-Dehnungsbereichs findet real in einem 10 K bis 20 K breiten Übergangsbereich statt
- Abweichung des theoretisch berechneten Wertes für E-Modul und Temperaturexpansionskoeffizienten von real gemessenen Werten
- Abweichung des theoretisch berechneten Knickpunkts von real gemessenen Werten

Diese Einflussfaktoren sind in den derzeit verfügbaren Softwareprodukten nicht (oder nicht direkt) berücksichtigt.

Die oben genannten Faktoren bedingen zwangsläufig eine gewisse Ungenauigkeit bei Durchhangsvorhersagen, die sich nicht durch Auswahl eines anderen Modells umgehen lässt. Durch entsprechende Si-

cherheitszuschläge (entweder bei einzelnen Modellparametern oder beim Enddurchhang) lässt sich dieser Sachverhalt berücksichtigen.

E.1.5 Wahl des geeigneten Durchhangs-/Zugspannungsberechnungsmodells

Bei der Auswahl eines Durchhangsberechnungsmodells sind folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Festlegung der Berechnungsziele (z. B. Überprüfung Maststatik, Überprüfung Sicherheitsabstände),
- Ermittlung zulässiger Maximaldurchhänge, zulässiger Maximallasten,
- Ermittlung der zu berechnenden Lastfälle (z. B. maßgebliche Eis-/Windzone, maßgebliche Normausgabe),
- Berücksichtigung einer ggf. vorgesehenen Vorreckung,
- Zusammenstellung der für das jeweilige Modell notwendigen Leiterparameter (Norm- und Herstellerangaben, eigene Messungen),
- Berücksichtigung der geplanten Betriebsdauer bzgl. des Leiterkriechens,
- Beachtung von Erfahrungswerten mit dem jeweiligen Leitertyp,
- Auswahl der zur verwendenden Software.

Langfristige Betriebserfahrungen, anhand derer eine allgemeingültige Vorgehensweise abgeleitet werden kann, liegen in Deutschland bislang nur für TACSR-Leiter mit einer maximalen Betriebstemperatur von 150°C vor.

Die Eigenschaften der Leitermaterialien sind in diesem Zusammenhang vergleichbar mit denen herkömmlicher ACSR-Leiter. Daher können diese Leiter mit den hierzulande etablierten LE/SPE-Modellen berechnet werden. Auf die Knickpunktbetrachtung kann dabei erfahrungsgemäß verzichtet werden, da der zu erwartende Knickpunkt sich hierbei im Regelfall nur knapp unter der Maximaltemperatur befindet. Hierdurch ist die Berechnung ausreichend konservativ.

Für HTLS-Leiter liegen bisher keine ausreichenden Erfahrungen vor. Im Folgenden sind einige Hinweise aufgelistet, die für die konkrete Planung als Anhaltspunkte dienen können, jedoch keine generellen Empfehlungen darstellen. Es sind jeweils projektspezifische Überlegungen anzustellen.

E.1.6 Mechanische Höchstlasten

Für eine Berechnung der zu erwartenden Höchstlasten ohne Berücksichtigung des zeitabhängigen Nachlassens der Zugkräfte besteht bei den meisten HTLS-Leitern kein prinzipieller Unterschied zu ACSR. Die Voraussagen eines LE-Modells liegen in der Regel auf der sicheren Seite, wobei keine Knickpunktbetrachtung benötigt wird. Mit einem nichtlinearen EPE-Modell kann darüber hinaus das Nachlassen der Zugspannung aufgrund der durch Eis- und Windlasten zu erwartenden Reckung rechnerisch erfasst und damit die implizite Sicherheitsreserve, die ein LE-Modell bietet, in bestimmten Situationen besser ausgeschöpft werden (darin besteht ebenfalls kein Unterschied zu ACSR).

E.1.7 Durchhänge / Sicherheitsabstände

- Bei der maximalen Auslegungstemperatur ergeben sich ohne Knickpunktberücksichtigung rechnerisch größere Durchhänge als mit Knickpunktberücksichtigung. Die Differenz zwischen den berechneten und den realen Durchhängen wird umso größer, je weiter die maximale Auslegungstemperatur oberhalb der Knickpunkttemperatur liegt, so dass die Nichtberücksichtigung des Knickpunktes für HTLS-Leiter im Regelfall nicht zweckmäßig ist.
- Ist die plastische Dehnung des Kernmaterials aufgrund von Leiterkriechen unerheblich, vergrößern sich die Durchhänge oberhalb der Knickpunkttemperatur im Laufe der Betriebszeit durch Kriechen nicht weiter. Dies trifft für die meisten derzeit verfügbaren HTLS-Leiter zu. Es darf daraus jedoch nicht der Schluss gezogen werden, dass das Leiterkriechen generell vernachlässigt werden kann.
- Für Verbundleiter mit wärmebeständigem Aluminium (AT1 bis AT4) im Mantel liegt die Knickpunkttemperatur meist oberhalb von 40°C. Daher sind hierfür Recken und Kriechen in folgenden Fällen zu berücksichtigen:
 - Bestimmung der Durchhänge für den oder die Lastfälle unter Windlastbedingungen (bei mindestens 40°C)
 - Bestimmung der maximalen Durchhänge bei -5°C und Eislast bzw. -5°C und ungleicher Eislast sowie bei der maximalen Betriebstemperatur, falls diese unterhalb des Knickpunktes liegt
- Für Verbundleiter mit wärmebeständigem Aluminium, (AT1 bis AT4) im Mantel erlaubt die Kenntnis der initialen Reckung eine genauere Bestimmung der Knickpunkttemperatur zum Auflegezeitpunkt, wovon wiederum der Durchhang bei der maximalen Auslegungstemperatur abhängt (vgl. z. B. [19]). Hierfür wird entweder ein EPE-Modell benötigt, oder eine direkte Knickpunkttemperaturmessung eines Leiterseils, welches zuvor mit der entsprechenden Zugkraft belastet wurde.

Bei derartigen Leitern kann im Einzelfall ein Vorrecken von Nutzen sein, da es zu einer Absenkung der Knickpunkttemperatur und damit bei einer vorgegebenen Zugkraft beim Einklemmen zur Verringerung des Durchhangs bei der maximalen Auslegungstemperatur führt. Außerdem ist hierdurch insgesamt eine Verringerung des Leiterkriechens zu erwarten (siehe [18]).

- Bei GACSR bzw. GTACSR-Leitern („Gap-Leiter“) wird durch eine spezifische Verlegetechnik nur der Stahlkern abgespannt. Hierdurch treten im Mantel nahezu keine Zugspannungen auf. Das Aluminium hat mechanisch gesehen nahezu die Funktion einer reinen vertikalen Zusatzlast. Daraus folgt für die Knickpunkttemperatur, dass diese immer gleich der Verlegetemperatur ist.
- Bei Leitern mit weichgeglühtem Aluminium (AL0) als Mantelwerkstoff ist damit zu rechnen, dass die Knickpunkttemperatur im Laufe der Lebensdauer einer Leitung in Bereiche unterhalb der Verlegetemperatur fällt. Dieser Effekt lässt sich durch entsprechendes Vorrecken bereits zum Montagezeitpunkt erreichen. In diesem Fall spielen Leiterreckung und -kriechen im Wesentlichen für

die Eislastfälle eine Rolle. Dies lässt sich durch gängige Kriechtests bei Umgebungstemperaturen jedoch nur schwer quantifizieren. Behelfsweise kann die Annahme getroffen werden,

- dass das Vorrecken bereits mehr plastische Dehnung im Leiter herbeiführt, als durch weiteres Leiterkriechen über die Lebensdauer der Leitung zu erwarten ist (in diesem Fall lassen sich die Durchhänge mittels eines EPE-Modells berechnen) oder
 - dass bei allen Lastfällen nur noch der Kern Kräfte aufnimmt. Hierfür genügt dann ein LE-Modell, welches mit dem E-Modul und dem Ausdehnungskoeffizienten des Leiterkerns parametrisiert wird.
- Bei einem SPE-Modell mit Knickpunktberücksichtigung können die für die plastische Dehnung durch Recken und Kriechen mit einem entsprechenden EPE-Modell ermittelten Werte verwendet werden. Beide Modelle liefern nahezu gleiche Durchhänge, wenn Lastfälle betrachtet werden, bei denen der Hysteresebereich der plastischen Dehnung des Leiters nicht mehr verlassen wird. In der Fachliteratur [19] wird dieses Vorgehen auch als „hybrid sag method“ (HSM) bezeichnet.

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Qualität der Eingangsparameter die Genauigkeit der Berechnungsergebnisse des jeweiligen Modells maßgeblich beeinflusst. Diese Eingangsparameter sind nötigenfalls experimentell zu ermitteln bzw. zu überprüfen. So sollten beispielsweise Kriechtests durchgeführt werden, da sich die gängigen Abschätzungen für das Leiterkriechen nicht von ACSR-Leitern auf HTLS-Leiter übertragen lassen. Ein weiteres Beispiel ist die Kompressionszugspannung, die aus einer direkten Knickpunktmessung in einem Testfeld ermittelt werden sollte (siehe [16], [17]).

Anhang F Vergleich Arbeitsmittel Verlegung

Tabelle F.1 Vergleich Arbeitsmittel für verschiedene Leitertypen

Arbeitsmittel	Leitertyp				
	Standardleiter DIN 48207	ACCR	ACCC	ACSS	GAP
Zugseile	- drallarm			- drallarm	
Seilverbindungen	- geeignete Seilverbinder - zwischen Vorseil und Leiter drehbar	- drehbare Seilverbinder zwischen Zugseil und Leiter (2 empfohlen)	- drehbare Seilverbinder zwischen Zugseil und Leiter	- drehbare Seilverbinder zwischen Zugseil und Leiter	
Seilräder	- leichtgängig - mit und ohne Felgenauskleidung - Durchmesser größer 20-facher Seildurchmesser - ist $\alpha > 30^\circ$ ist der Durchmesser größer $30 \times$ Seildurchmesser - Mehrfachgehänge sind möglich	- Rollenleiste am ersten und letzten Mast - Rollenleiste an allen Abspannmasten - große Durchmesser (min. 640 mm) in Abstimmung mit dem Hersteller	- mit Felgenauskleidung aus Neopren oder Urethan - Durchmesser größer als 18- bis 24-facher Leiterdurchmesser (abhängig vom Leiterdurchmesser)	- mit Felgenauskleidung - Durchmesser min. 20-facher Leiterdurchmesser	- Durchmesser abh. vom Leiterdurchmesser (min. 600 mm)
Seilzugwinden	- sachgerechtes Ausziehen der Leiter ermöglichen				

Tabelle F.2 Vergleich Arbeitsmittel für verschiedene Leitertypen (Fortsetzung)

Arbeitsmittel	Standardleiter DIN 48207	ACCR	ACCC	ACSS	GAP
Seilbremsmaschinen	<ul style="list-style-type: none"> - Durchmesser Bremsspulen min. vorgeschriebener Kerndurchmesser Verstandspulen 	<ul style="list-style-type: none"> - keine V-Rillen - große Durchmesser 	<ul style="list-style-type: none"> - Durchmesser Bremsspulen min. 40x Leiterdurchmesser - Auskleidung empfohlen - Tiefe der Rillen min. halber Leiterdurchmesser - Positionierung Verhältnis 1:3 am Aufzugsmast - keine V-Rillen 	<ul style="list-style-type: none"> - Durchmesser Bremsspulen min. 35x Leiterdurchmesser - Auskleidung empfohlen - keine V-Rillen - nur Tandembremsen mit mehreren Rillen pro Rillennrad 	
Trommelböcke	<ul style="list-style-type: none"> - für Leiter über 150 mm² sind Spulenböcke mit mechanischen Bremsen erforderlich - Abstand Spulenbock – Seilbremse min. 5 m 	<ul style="list-style-type: none"> - gebremste Spulenböcke sind zu verwenden 	<ul style="list-style-type: none"> - gebremste Spulenböcke sind zu verwenden 	<ul style="list-style-type: none"> - vorzugsweise gebremste Spulenböcke sind zu verwenden 	
Arbeitsklemmen		<ul style="list-style-type: none"> - Ziehstrümpfe für Seilzug - für Regulage freigegebene Montagespiralen (bei großen Leiterdurchmesser mit zusätzlicher Klemme) 	<ul style="list-style-type: none"> - Ziehstrümpfe für Seilzug - für Regulage Seilspannklemmen möglich 	<ul style="list-style-type: none"> - Ziehstrümpfe oder Pressklemme für Seilzug - Keilarbeitsklemmenpaar mit Schutzspirale 	<ul style="list-style-type: none"> - gesonderte Klemmen für Kern und Außenlage erforderlich

Fehlende Angaben müssen im Rahmen der Projektausführung mit dem Leiterhersteller abgestimmt werden.

Literatur

- [1] Kießling, Nefzger, Kaintzyk. „Freileitungen“, 5. Auflage, Springer-Verlag 2001
- [2] DIN EN 50182:2001-12
- [3] “A practical method of conductor creep determination”, Electra No. 24, 1974, S. 105
- [4] O. Nigol, J. S. Barrett, "Characteristics of ACSR conductors at high temperatures and stresses", IEEE Trans, Vol. PAS-100, No. 2, Feb. 1981, pp485-493
- [5] Conductors for Calculating Sags at High Temperatures," Ontario Hydro Research Division, CEA Contract No. 78-93, Part I, March 1980 and Part III, March 1982.
- [6] C.B. Rawlins, “Some Effects of Mill Practice on the Stress Strain Behavior of ACSR”, IEEE WPM 1998, Tampa, FL, Feb. 1998
- [7] Cigre TB 244 „Conductors for the uprating of overhead lines“, April 2004, Working Group B2.12
- [8] Cigre TB 324 „Sag-Tension calculation methods for overhead lines“, Juni 2007, Task Force B2.12.3
- [9] „Verhalten von Verbundleitern bei hohen Temperaturen“, E.ON AK „Ketten“, Bericht Nr.74 (Kießling), Mai 2008
- [10] „Transitionspunktberechnung bei Hochtemperaturleitern und dessen Berücksichtigung in Durchhangsberechnungen“, Diplomarbeit J. Scheel, Mai 2010
- [11] „Bilineares Berechnungsmodell für Durchhangsberechnungen“, Scheel/ Dib/ Saßmannshausen/ Riedl, ew Jg. 109 (2010), Heft 26
- [12] „Durchhangsberechnung von HTLS Seilen am Beispiel des 3M ACCR“, Forum Netzbau 2009 (Salzburg), Vortrag von Herrn Dr. Krapp, 3M Deutschland
- [13] „Pilotprojekt Höchsttemperaturleiter“, Forum Netzbau 2010 (Köln), Vortrag von Herrn Kliegel (E.ON Netz) und Herrn van Fondern (imp)
- [14] “Pilot project -high temperature low sag conductors”, Stockholm 2010, Vortrag von Herrn Kupke (E.ON Netz)
- [15] „Durchhangsberechnungen nach einem bilinearen Modell“, Forum Netzbau 2011 (Berlin), Vortrag von Herrn J.Scheel
- [16] „Das EPE-Modell als Basis für Zugspannungs- und Durchhangsberechnungen“, DKE-Tagung Dez. 2011 (Berlin), Vortrag von Herrn Dr. van Dyk (RWE) und Herrn Marthen (SAG)

-
- [17] „Durchhangsberechnungen für HTLS-Leiter nach dem EPE-Modell“, Forum Netzbau 2012 (Lübeck), Vortrag von Herrn Dr. van Dyk (RWE)
 - [18] Europäische Patentanmeldung EP 2 367 247 A1, „Verfahren zum Verlegen von Freileitungsseilen von Hochspannungsfreileitungen“
 - [19] A. Alawar, E.J. Bosze, S.R. Nutt: “A hybrid numerical method to calculate the sag of composite conductors”, Electric Power Systems Research 76 (2006) 389–394
 - [20] “Belegung von 110-kV-Freileitungen mit TAL/Stalum-Leitern und Betrieb mit Temperaturen bis 150°C“, E.ON AK „Ketten“, Bericht Nr. 50 (Kießling), Feb. 2005
 - [21] Rundschreibenummer 421_2011-0121 Stellungnahme des K421 zur Anfrage der SAG bezüglich Hochtemperaturseilen: Berechnung von Seildurchhängen, September 2011
 - [22] Webs, A: Dauerstrombelastbarkeit von nach DIN 48201 gefertigten Freileitungsseilen aus Kupfer, Aluminium und Aldrey. Elektrizitätswirtschaft 23 (1963), S.861-872
 - [23] Kirn, H.J.: Bestimmung der Temperatur von Freileitungsseilen. Elektrizitätswirtschaft 87 (1988) 1055-1065
 - [24] Cigré TB 207 „Thermal behaviour of overhead conductors“, (2002)
 - [25] IEEE Std 738, “Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors”
 - [26] Dr. Oliver Engel „Das Recht der Dienstbarkeiten im Rahmen der Sicherung leitungsgebundener Energieversorgung“ 2. Auflage, S. 51,