

© VDE|FNN

Hinweise zur Umsetzung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs

Version 1.0
August 2021

Inhalt

1 Anwendungsbereich	6
2 Normative Verweisungen.....	6
3 Begriffe und Abkürzungen.....	6
3.1 Begriffe.....	6
3.2 Abkürzungen und Formelzeichen	6
4 Hinweise zur Umsetzung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs	7
4.1 Modelle zur Berechnung der witterungsabhängigen Strombelastbarkeit	7
4.1.1 Einführung.....	7
4.1.2 Verfahren nach Cigre TB 207	7
4.1.3 Verfahren nach Cigre TB 601	10
4.1.4 Verfahren nach Webs.....	11
4.1.5 Verfahren nach IEEE 738.....	12
4.1.6 Beispielhafte Strombelastbarkeiten	13
4.1.7 Berechnung von Strombelastbarkeiten.....	14
4.2 Empfehlungen für die Festlegung von Randbedingungen.....	14
4.2.1 Umgang mit der Umgebungstemperatur.....	15
4.2.2 Umgang mit Windgeschwindigkeit und Windrichtung	15
4.2.3 Umgang mit der Globalstrahlung	16
4.2.4 Umgang mit Emissions- und Absorptionskoeffizient	16
4.2.5 Umgang mit der Höhe über N.N.	16
4.2.6 Empfehlungen für die Parameter zur Berechnung der witterungsabhängigen Strombelastbarkeit	17
4.3 Vorbereitenden Maßnahmen und Prüfungen für die Einführung WAFB	17
4.3.1 Messtechnik, Wetterdaten und Standorte.....	19
4.3.2 Verfügbarkeit der Strombelastbarkeit im Leitsystem oder einem leitsystemnahen Modul	22
4.3.3 Prüfung Systemgrenzen.....	24
4.3.4 Prüfung Trassierung.....	24
4.3.5 Sonderbegehung.....	25
4.3.6 Prüfung Verbinder	25
4.3.7 Prüfung Umspannwerk / Schaltfelder	27
4.3.8 Einhaltung der 26. BImSchV	27
4.3.9 Prüfung Beeinflussung der Nachbarinfrastruktur	27
4.3.10 Überprüfung der Kurzschlussfestigkeit von Betriebsmitteln und Anlagen	28
4.3.11 Überprüfung der Vollständigkeit der Betriebsdaten und Dokumentation	28
4.3.12 Prüfung Schutzgrenzen	29
4.4 Alterung von Betriebsmitteln	29
4.5 Erstellung eines Verbinderplans	29
4.6 Plausibilisierung des WAFB.....	30

5 Literaturverzeichnis31

Bildverzeichnis

Abbildung 1 Wesentliche Prozessschritte für die allgemeine Nutzung WAFB	18
Abbildung 2 Stromkreisspezifische Prüfungen bei der Einführung des WAFB.....	19
Abbildung 3 Prinzipielle Möglichkeiten zur Erfassung von Witterungsdaten und/oder Leitungsparametern der Freileitung.....	20
Abbildung 4 Witterungsabhängige Strombelastbarkeit für verschiedene Leitertypen und Trassierungstemperaturen (berechnet nach Webs) bei Worst-Case-Bedingungen	23
Abbildung 5 Systematik zur Ermittlung des maximalen Betriebsstroms eines Stromkreises (nach VDE-AR-N 4210-5)	24
Abbildung 6 Thermografische Untersuchung einer Freileitung	26
Abbildung 7 Thermografische Untersuchung in einem Umspannwerk.....	26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beispiele für Strombelastbarkeiten für den Leiter 243-AL1/39-ST1A, berechnet mit den Modellen nach Cigre TB 207, Cigre TB 601 und Webs für verschiedenen Wettersituationen	13
Tabelle 2: Vereinfachte Annahmen für die Berechnung der witterungsabhängigen Strombelastbarkeiten für Leiter von Freileitungen	17
Tabelle 3: Gegenüberstellung der Eigenschaften von meteorologischen Diensten und Wetterstationen des Netzbetreibers	21

Vorwort

Für den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB) gilt die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4210-5.

Dieser FNN-Hinweis wurde als Ergänzung zur VDE-AR-N 4210-5 von der Projektgruppe „Witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb“ erarbeitet. Gegenüber der VDE-AR-N 4210-5 wurden im FNN Hinweis der Ablauf der Überprüfung bei der Einführung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs um weitere Schritte ergänzt und die Prozesse detaillierter beschrieben. Mit den Empfehlungen und praxisbezogenen Hinweisen sollen Netzbetreiber bei der Einführung und Anwendung des witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb unterstützt werden.

1 Anwendungsbereich

Dieser FNN Hinweis beschreibt die praxisbezogene und beispielhafte Konzeptionierung und Umsetzung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (WAFB) und gibt damit den Anwendern Hilfestellung bei der Umsetzung der VDE-AR-N 4210-5.

2 Normative Verweisungen

VDE-AR-N 4121 Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze

VDE-AR-N 4210-5 Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

DIN VDE 0109 Elektrische Energieversorgungsnetze - Allgemeine Aspekte und Verfahren der Instandhaltung von Anlagen und Betriebsmitteln

3 Begriffe und Abkürzungen

3.1 Begriffe

Es gelten die Begriffe der VDE-AR-N 4210-5.

3.2 Abkürzungen und Formelzeichen

WAFB Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

c	spezifische Wärmekapazität
D	Leiterdurchmesser
E_G	Globalstrahlung
F	Albedozahl
I_B	direkten Strahlung
I_D	der diffusen Himmelsstrahlung
m	längenbezogenes Leitergewicht
I_{AC}	Effektivwert des durch den Leiter fließenden Wechselstroms
K_{angle}	Windrichtungsfaktor
$R_{AC,20}$	längenbezogenen Wechselstromwiderstand bei 20 °C
R_{DC}	temperaturabhängiger, längenbezogener Gleichstromwiderstand
$R_{DC,20}$	längenbezogener Gleichstromwiderstand bei 20 °C
P_J	joulesche Wärmeleistung
P_S	Wärmeleistung durch Globalstrahlung
P_C	Wärmeleistung durch Konvektion
P_R	Wärmeleistung durch Abstrahlung

T_{av}	mittlere Leitertemperatur
T_a	den Leiter umgebende Lufttemperatur in °C
T_s	Leiteroberflächentemperatur in °C
V_w	Windgeschwindigkeit
α_s	Absorptionskoeffizient
σ_B	Stefan-Boltzman-Konstante
ε_s	Emissionskoeffizient
ν_f	kinematische Viskosität
μ_f	Viskosität der Luft
λ_f	thermischen Leitfähigkeit der Luft

4 Hinweise zur Umsetzung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs

4.1 Modelle zur Berechnung der witterungsabhängigen Strombelastbarkeit

4.1.1 Einführung

Im Folgenden werden die bekannten und häufig verwendeten Modelle zur Berechnung der Strombelastbarkeit von Leitern für Freileitungen vorgestellt und der physikalische Ansatz beschrieben. Es wird eine Leistungsbilanz für den Leiter im stationären Zustand aufgestellt. Von einem stationären Zustand kann in der Regel ausgegangen werden, wenn sich die beeinflussenden Randbedingungen für die Strombelastbarkeit bzw. die Leitertemperatur, wie Witterungseinflüsse und fließender Strom, nicht oder nur so langsam ändern, dass die Leitertemperatur nach einer Änderung wieder einen stationären Wert erreicht.

In der Leistungsbilanz für den Leiter werden zugeführte und abgeführte Leistung bilanziert. Im Gleichgewicht des stationären Zustands sind zugeführte und abgeführte Leistung gleich.

Zur Berechnung der Strombelastbarkeit von Leitern werden häufig Verfahren nach Cigre, IEEE und Webs verwendet. Die Verfahren sind in den Quellen [CIGRE TB 601], [CIGRE TB 207], [IEEE 738] und [WEBS] ausführlich dargestellt. Die Verfahren nach Cigre und Webs werden in Deutschland und Europa häufig verwendet, während das Verfahren nach IEEE eher in den USA zum Einsatz kommt. Diese drei Verfahren werden im Folgenden in Ihren Grundzügen beschrieben.

4.1.2 Verfahren nach Cigre TB 207

Bei der Berechnung der Oberflächentemperatur des Leiters wird beim Cigre-Modell zwischen transienten und stationären Zuständen unterschieden. Als transienter Zustand kann beispielsweise der Eintritt eines (n-1)-Ereignisses betrachtet werden, bei dem der Strom im Leiter sprunghaft ansteigt. Aufgrund der Wärmekapazität des Leiters erreicht die Leitertemperatur nach einer bestimmten Zeit nach dem Stromsprung einen neuen stationären Zustand.

Das Modell im stationären Zustand entspricht einem Betrieb bei konstantem Strom sowie Wetterbedingungen und einer resultierenden konstanten Leitertemperatur.

Für beide Zustände gilt, dass dem Leiter vorwiegend durch die joulesche Wärme P_J und die Globalstrahlung P_S Wärme zugeführt und durch Konvektion P_C und Wärmestrahlung P_R Wärme abgeführt wird. Werden diese Terme für den stationären Fall bilanziert, entspricht die dem Leiter zugeführte der abgeführten Wärmeleistung.

$$P_J + P_S = P_C + P_R \quad (2.1)$$

Zur Berechnung der maximalen Strombelastbarkeit wird eine konservative Abschätzung der Wetterbedingungen angenommen, die hinsichtlich der thermischen Belastung des Leiters und des daraus resultierenden Durchhangs eine Worst-Case Situation darstellt.

Weitere Größen, die in die Leistungsbilanz einfließen können, sind die Erwärmung des Leiters durch den Proximity-Effekt oder durch Koronaentladungen sowie die Kühlung durch Verdampfung von Wassertropfen auf der Leiteroberfläche. Diese Effekte werden in der Regel nicht berücksichtigt.

Die magnetische Erwärmung der Stahldrähte eines Aluminium-Stahl-Verbundleiters (Standardbauweise) wird durch die Erhöhung des elektrischen Widerstands bei der Berechnung der jouleschen Verluste berücksichtigt.

Bei einer Änderung der Größen aus Gleichung (2.1), beispielsweise bei einem sprunghaften Stromanstieg bei einem (n-1)-Ereignis, erfolgt eine transiente Betrachtung der Leistungsbilanz.

Die mittlere Leitertemperatur T_{av} steigt bzw. sinkt in Abhängigkeit des längenbezogenen Leitergewichts m und der spezifischen Wärmekapazität des Leiters c , bis der stationäre Zustand wieder erreicht ist. Damit ergibt sich für den transienten Fall folgende Gleichung der Leistungsbilanz:

$$P_J + P_S - P_C - P_R = m \cdot c \cdot \frac{dT_{av}}{dt} \quad (2.2)$$

Um auf Basis dieser Leistungsbilanz die Leitertemperatur für den stationären oder transienten Zustand berechnen zu können, müssen zunächst die vier Komponenten der Wärmezufuhr und -abfuhr bestimmt werden.

Joulesche Erwärmung und Widerstand des Leiters

Der durch einen Leiter fließende Wechselstrom erzeugt aufgrund des temperaturabhängigen ohmschen Widerstands des Leiters eine längenbezogene Wärmeleistung P_J .

$$P_J(T_{av}) = I_{DC}^2 \cdot R_{DC} [1 + \alpha(T_{av} - 20)] \quad (2.3)$$

R_{DC} bezeichnet dabei den temperaturabhängigen, längenbezogenen Gleichstromwiderstand, der bei Wechselstrombetrachtungen aufgrund des Skin效ekts mit dem Skin效ektfaktor k_{Sk} multipliziert werden muss. Gleichstromwiderstand und Skin效ektfaktor weisen eine Abhängigkeit von der mittleren Leitertemperatur T_{av} auf. Das Produkt dieser beiden Größen wird als Wechselstromwiderstand R_{AC} bezeichnet. I_{AC} ist der Effektivwert des durch den Leiter fließenden Wechselstroms.

Vereinfachte Bestimmung von R_{AC}

Für die vereinfachte Bestimmung des Wechselstromwiderstands eines Leiters wird angenommen, dass die jouleschen Verluste bei einer Leitertemperatur von 20°C gleich sind:

$$I_{AC}^2 \cdot R_{AC,20} = I_{DC}^2 \cdot R_{DC,20} \quad (2.4)$$

$R_{AC,20}$ und $R_{DC,20}$ sind die längenbezogenen Wechselstrom- bzw. Gleichstromwiderstände bei 20 °C. Für einen Aluminium-Stahl-Leiter, der aus bis zu drei Aluminiumlagen besteht, lässt sich ein empirisch ermittelter Zusammenhang zwischen I_{DC} und I_{AC} ermitteln. I_{AC} im Term unter der Wurzel ist dabei normiert auf die Einheit Ampere.

$$I_{DC} = I_{AC} \cdot \sqrt{1,0123 + 2,36 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{I_{AC}}{A}} \quad (2.5)$$

Sofern I_{AC} beispielsweise aus Messungen bekannt ist, lässt sich durch Einsetzen der Gleichung (2.5) in Gleichung (2.4) $R_{AC,20}$ bestimmen. $R_{DC,20}$ ist in der Regel als Angabe im Datenblatt eines Leiters verfügbar.

Damit kann der Wechselstromwiderstand mithilfe der Gleichung (2.6) und dem linearen Temperaturkoeffizienten α_{20} für eine beliebige Temperatur T_{av} berechnet werden.

$$R_{AC}(T_{av}) = R_{AC,20} \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (T_{av} - 20)] \quad (2.6)$$

Erwärmung durch Globalstrahlung

Neben der jouleschen Leistung P_J wird dem Leiter auch über die Globalstrahlung P_S Leistung zugeführt. Diese ist neben der Globalstrahlung E_G vom Leiterdurchmesser D und den Absorptionseigenschaften der Leiteroberfläche, ausgedrückt über den Absorptionskoeffizienten α_S , abhängig. Die längenbezogene, zugeführte Wärmeleistung P_S ergibt sich damit zu:

$$P_S = \alpha_S \cdot E_G \cdot D \quad (2.7)$$

Der Leiterdurchmesser ist aus dem Datenblatt bekannt, die globale Bestrahlungsstärke kann über Messungen bestimmt werden. Neben der Messung ist aber auch eine überschlägige rechnerische Bestimmung der Globalstrahlung unter Berücksichtigung des Tages im Jahresverlauf und des Sonnenstands möglich.

Im Modell der Cigre TB 601 erfolgt eine Detaillierung der Gleichung (2.7), in der auch diffuse Strahlung sowie die Reflexion der Strahlung vom Boden berücksichtigt werden:

$$E_G = \left[I_B \cdot \left(\sin \eta + \frac{\pi}{2} \cdot F \cdot \sin H_S \right) \right] + I_D \cdot \left(1 + \frac{\pi}{2} \cdot F \right) \quad (2.8)$$

Die Globalstrahlung E_G setzt sich aus der direkten Strahlung I_B , der diffusen Himmelsstrahlung I_D und der vom Boden reflektierten Strahlung zusammen. Letztere wird mit der Albedozahl F beschrieben.

Kühlung durch Abstrahlung

Die durch Abstrahlung abgeführte längenbezogene Wärmeleistung P_R berechnet sich wie folgt:

$$P_R = \pi \cdot D \cdot \sigma_B \cdot \varepsilon_S \cdot [(T_s + 273,15)^4 - (T_a + 273,15)^4] \quad (2.9)$$

Dabei ist D der Leiterdurchmesser, σ_B die Stefan-Boltzman-Konstante, ε_S der Emissionskoeffizient, T_s die Leiteroberflachentemperatur in °C und T_a die den Leiter umgebende Lufttemperatur in °C.

Eine detailliertere Betrachtung der Strahlungsvorgänge unterscheidet zusätzlich zwischen der abgegebenen Strahlung in Richtung des Bodens und der in Richtung des Himmels. Hierfür müssen die Temperaturen des Bodens und des Himmels entsprechend bekannt sein. Zur Vereinfachung der Berechnung und aus dem Grund, dass die erforderlichen Parameter selten exakt verfügbar sind, werden beide Temperaturen häufig gleich der Umgebungstemperatur gesetzt. Gleichung (2.9) zeigt, dass der

Kühlung durch Strahlung bei hohen Temperaturen aufgrund der Temperaturabhängigkeit zur vierten Potenz eine steigende Bedeutung zukommt.

Kühlung durch Konvektion

Bei der Kühlung durch Konvektion wird unterschieden zwischen natürlicher und erzwungener Konvektion, abhängig von der Windgeschwindigkeit und dem Windangriffswinkel, der den Winkel zwischen Windrichtung und Leiter beschreibt. Das Modell nach Cigre berechnet stets die abgeführte Wärme von natürlicher und erzwungener Konvektion. Bei höheren Windgeschwindigkeiten kann die natürliche Konvektion vernachlässigt werden.

Zur Ermittlung der konvektiven Kühlung greift das Modell nach Cigre auf folgende dimensionslose Kennzahlen zurück:

$$Nu = \frac{h_c \cdot D}{\lambda_f} \text{ (Nusseltzahl)} \quad (2.10)$$

$$Re = \frac{V_w \cdot D}{\nu_f} \text{ (Reynoldzahl)} \quad (2.11)$$

$$Gr = \frac{D^3 \cdot (T_s - T_a) \cdot g}{(T_{film} + 273,15) \cdot \nu_f^2} \text{ (Grasshoffzahl)} \quad (2.12)$$

$$Pr = \frac{c \cdot \mu_f}{\lambda_f} \text{ (Prantlzahl)} \quad (2.13)$$

Dabei beschreibt h_c den Koeffizienten der konvektiven Wärmeleitfähigkeit, D den Durchmesser des Leiters, ν_f die kinematische Viskosität, c die spezifische Wärmekapazität der Luft und V_w die Windgeschwindigkeit.

Berechnung der Strombelastbarkeit

Aus dem oben genannten Ansatz der Leistungsbilanz aus zugeführter und abgeführter Leistung lässt sich die Strombelastbarkeit berechnen. Dabei wird die Leistungsbilanz zum Strom hin aufgelöst. Dieser ist in dem Term der jouleschen Verluste P_J enthalten. Es ergibt sich folgende Gleichung:

$$I_{AC} = \sqrt{\frac{P_C + P_R - P_S}{k_j \cdot R_{DC} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{conductor} - 20)]}} \quad (2.14)$$

Die zur Berechnung der Strombelastbarkeit erforderlichen Größen können wie oben angegeben eingesetzt werden.

4.1.3 Verfahren nach Cigre TB 601

Die Cigre TB 601 stellt eine überarbeitete und erweiterte Version der Cigre TB 207 dar. Änderungen in der Cigre TB 601 gegenüber der Cigre TB 207 ergeben sich beispielsweise in folgenden Punkten.

Die ferromagnetischen Verluste werden gemäß TB 601 für ein- und dreilagige Leiter (bezogen auf die Außenlagen aus Aluminium oder Aluminiumlegierungen) mit ferromagnetischem Kern berücksichtigt¹. Die häufig verwendeten Al/St-Leiter besitzen einen ferromagnetischen Kern aus Stahl (Legierung ST1A). Auch dreilagige Leiter (z. B. Al/St 564/72, Al/St 340/110) werden im Höchstspannungsnetz eingesetzt. Werden die ferromagnetischen Verluste nicht berücksichtigt, dürfte die Strombelastbarkeit bei den dreilagigen Leitern um wenige Prozent überschätzt werden. Für dreilagige Leiter kann die Erhöhung des Widerstands bei hohen Stromdichten bis zu 5% betragen (Cigre TB 601, S. 16, mit Verweis auf Cigre TB 345).

Grundsätzlich können die ferromagnetischen Verluste gemäß Cigre TB 601 auch durch eine Anpassung (Erhöhung) der jouleschen Verluste P_J berücksichtigt werden. Falls für den betrachteten Leiter im

¹ CIGRE TB 601, S.10; CIGRE TB 601, S. 16; CIGRE TB 601, S. 53 ff.

Datenblatt Werte für den Wechselstromwiderstand R_{AC} angegeben sind, könnten diese Werte die ferromagnetischen Verluste berücksichtigen. In der Regel ist im Datenblatt eines Leiters der Gleichstromwiderstand R_{DC} angegeben, der die ferromagnetischen Verluste nicht berücksichtigt. Insofern erscheint es sinnvoll, die ferromagnetischen Verluste bei der Berechnung der witterungsabhängigen Strombelastbarkeiten wie in der Cigre TB 601 vorgeschlagen zu berücksichtigen.

In die Berechnung des Skineffektfaktors geht u. a. der Leiterdurchmesser D ein (Cigre TB 601, Gl. 47). In der Cigre TB 601 wird festgehalten, dass für verseilte Leiter, einschließlich ACSR („Aluminum Conductor Steel Reinforced“ / Standard Al/St-Leiter), als Leiterradius der Geometric Mean Radius (GMR) zu verwenden ist. Dieser kann nach TB 601, Gl. 49, berechnet werden. Für die Berechnung des GMR müssen die Abstände der einzelnen Drähte des Leiters zu jedem anderen Draht des Leiters bekannt sein. Diese Abstände sind in Leiter-Datenblättern in der Regel nicht angegeben und lassen sich aus dem Leiteraufbau höchstens grob abschätzen. Die Beispiele in TB 601, Tabelle 7, S. 52, zeigen, dass sich der Skineffektfaktor mit Berücksichtigung des GMR verkleinert. Die ohmschen Verluste werden also ohne die Berücksichtigung des GMR überschätzt und somit die Strombelastbarkeit unterschätzt. Die Vernachlässigung des GMR wäre also eine konservative Abschätzung der witterungsabhängigen Strombelastbarkeit.

Andererseits zeigt das Beispiel des Leiters "BlueBonnet" (letzte Zeile in TB 601, Tabelle 7, S. 52), dass ohne Berücksichtigung des GMR ein Skineffektfaktor von 1,3904 einem Skineffektfaktor von 1,1732 mit Berücksichtigung des GMR gegenübersteht. Das ist ein Unterschied von knapp 19%. Mit diesen Zahlen ist die Strombelastbarkeit mit Berücksichtigung des GMR knapp 8% höher als die Strombelastbarkeit ohne Berücksichtigung des GMR. Es muss bei der Verwendung des Verfahrens gemäß Cigre TB 601 also geklärt werden, ob eine geringere Strombelastbarkeit zugunsten eines geringeren einmaligen Aufwands bei der Datenbeschaffung (Leiterdaten) und der Berechnung des GMR akzeptiert wird.

Bei der Berechnung der Wärmeaufnahme des Leiters durch Strahlung wird in der Cigre TB 601 auch die diffuse Strahlung aus der Umgebung des Leiters berücksichtigt. Dabei wird die Albedozahl zur Beschreibung des Rückstrahlvermögens des Bodens verwendet. Für Böden, die mit Gras oder Nutzpflanzen bedeckt sind, kann gemäß Cigre TB 601 eine Albedozahl von 0,2 verwendet werden. Da solche Böden häufig unterhalb von Freileitungen zu finden sind, erscheint es plausibel, für die Albedozahl bei der Berechnung der Strombelastbarkeit von Freileitungen oder bei der Berechnung der Leitertemperatur von Freileitungen mit dem Modell nach Cigre TB 601 einen Wert von 0,2 zu verwenden.

4.1.4 Verfahren nach Webs

Auch das Modell nach Webs basiert auf einer Leistungsbilanz für den Leiter, bei der die zugeführte Leistung aus jouleschen Verlusten und Globalstrahlung der abgeführten Leistung aus Abstrahlung und Konvektion gleichgesetzt wird.

Im Folgenden wird nur auf die wesentlichen Unterschiede des Webs-Modells zu den Cigre-Modellen eingegangen.

Bei der Erwärmung des Leiters durch die jouleschen Verluste wird auch im Webs-Modell der Wechselstromwiderstand des Leiters berücksichtigt. Anstelle einer Gleichung zur Berechnung des Wechselstromwiderstands werden Tabellenwerte verwendet [Webs].

Bei der Erwärmung des Leiters durch Strahlung wird zwischen direkter Einstrahlung und Himmelsstrahlung (diffuse Reflexionen) unterschieden und beide Anteile berücksichtigt. Zudem wird eine Höhenabhängigkeit der Einstrahlung berücksichtigt.

Bei der Kühlung durch Konvektion wird ebenfalls u. a. die Nusselt-Zahl verwendet. Konkrete Werte zur Verwendung für Leiter werden aus Experimenten an beheizten waagerechten Zylindern abgeleitet.

Bei der Kühlung des Leiters durch Abstrahlung wird neben der Abstrahlung in die Umgebung (z. B. in Luft mit einer Temperatur von 35°C) auch die Abstrahlung in eine ferne Atmosphärenschicht mit einer tiefen Temperatur von rund -56°C berücksichtigt.

Im Webs-Modell wird der Leitungsverlauf in Bezug zum Sonnenstand berücksichtigt. So wird die je nach Sonnenstand und Leitungsverlauf eingestrahlte Globalstrahlung ermittelt. Verläuft die Leitung in West-Ost-Richtung, so ergibt sich bei mittäglicher Sonneneinstrahlung aus südlicher Richtung ein höherer Eintrag aus der Globalstrahlung als bei einem Leitungsverlauf in Nord-Süd-Richtung. Dieser Unterschied kann bei einer Globalstrahlung von 900 W/m² bis zu rund 2% der Strombelastbarkeit betragen.

Die Strombelastbarkeit wird beim Cigre-Modell unabhängig von der Ausrichtung der Leitung berechnet.

Ein realer Verlauf einer Freileitung wird in der Regel sowohl Abschnitte enthalten, die in Nord-Süd-Richtung verlaufen als auch Abschnitte, die in West-Ost-Richtung verlaufen. Wird das Webs-Modell zur Berechnung der Strombelastbarkeit verwendet und angesetzt, dass der Leitungsverlauf in West-Ost-Richtung verläuft, so ist dies ein konservativer Ansatz bezüglich der einzuhaltenden maximal zulässigen Leitertemperatur.

4.1.5 Verfahren nach IEEE 738

Neben den Berechnungsvorschriften nach Cigre gibt es ein weiteres Modell nach IEEE, das in weiten Teilen identisch zu den Cigre-Modellen aus Cigre TB 207 und Cigre TB 601 ist. In einigen Details der Berechnung unterscheidet es sich jedoch.

Im Folgenden wird auf die wesentlichen Unterschiede des IEEE Standard 738 zu den Cigre-Modellen eingegangen.

Analog zu den Technical Brochures der Cigre basiert auch das IEEE-Modell auf der Leistungsbilanz, die erzeugte und abgeführte Wärme im stationären Zustand ins Gleichgewicht setzt. Die in der Regel für Strombelastbarkeitsberechnungen nicht berücksichtigten Terme der Koronaerwärmung, der magnetischen Erwärmung und der Kühlung durch Verdampfung werden im IEEE-Modell nicht erwähnt.

Als maßgebliche Wärmeabfuhr wird im IEEE-Modell die Konvektion beschrieben. Dabei wird in der Berechnung zwischen natürlicher Konvektion P_c und erzwungener Konvektion (Gleichungen (2.16) und (2.17)) unterschieden. Die Berechnung der Konvektion basiert jedoch nicht auf den beim Cigre-Modell genannten dimensionslosen Kennzahlen, sondern auf folgenden Gleichungen. Gleichung (2.15) beschreibt die Wärmeabgabe durch die natürliche Konvektion.

$$P_c = 0,0205 \gamma^{0,5} D^{0,75} (T_s - T_a)^{1,25} \quad (2.15)$$

Im Modell nach IEEE erfolgt eine weitere Unterteilung in starke Konvektion P_{c1} (2.16) und schwache Konvektion P_{c2} (2.17). Für die Berechnung der Leitertemperatur wird jeweils der höhere Wert verwendet.

$$P_{c1} = \left[1,01 + 0,0372 \left(\frac{D\gamma V_w}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] \lambda_f K_{angle} (T_s - T_a) \quad (2.16)$$

$$P_{c2} = 0,0119 \left(\frac{D\gamma V_w}{\mu_f} \right)^{0,6} \lambda_f K_{angle} (T_s - T_a) \quad (2.17)$$

In die Berechnungen gehen die Windgeschwindigkeit V_w , der Leiterdurchmesser D , die Dichte der Luft γ und die Viskosität der Luft μ_f ein. Weiterhin besteht ein linearer Zusammenhang zur Temperaturdifferenz zwischen Leiter- und Umgebungstemperatur und zur thermischen Leitfähigkeit der Luft λ_f . Der Winkel zwischen Leiter und Windrichtung wird über den Windrichtungsfaktor K_{angle} beschrieben und kann zur Leiterachse (2.30) oder zur Lotrechten der Leiterachse (2.31) definiert werden.

$$K_{angle} = 1,194 - \cos \varphi + 0,194 \cos(2\varphi) + 0,368 \sin(2\varphi) \quad (2.30)$$

$$K_{angle} = 1,194 - \sin \beta - 0,194 \cos(2\beta) + 0,368 \sin(2\beta) \quad (2.31)$$

Die Winkel φ und β beschreiben jeweils den Winkel zwischen Leiterachse bzw. der Lotrechten der Leiterachse und der Windrichtung.

Die Wärmeabstrahlung ist linear abhängig vom Leiterdurchmesser und dem Emissionskoeffizienten der Leiteroberfläche. Weiterhin besteht eine Abhängigkeit zur vierten Potenz vom Temperaturunterschied zwischen Leiteroberfläche und Umgebungstemperatur. Bei hohen Leitertemperaturen nimmt der Anteil der Wärmestrahlung daher deutlich zu.

$$P_R = 17,8 \cdot D \cdot \varepsilon \cdot \left[\left(\frac{T_s + 273,15}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273,15}{100} \right)^4 \right] \quad (2.32)$$

Die vom Leiter durch Globalstrahlung aufgenommene Leistung ist in der folgenden Gleichung angegeben. Dabei ist P_S abhängig von der Position der Sonne am Himmel, der Solarkonstanten² multipliziert mit der Globalstrahlung E_g , der Orientierung zwischen Leiter und Sonne $\sin \theta$ sowie dem Absorptionskoeffizienten α und dem Durchmesser D des Leiters.

$$P_S = \alpha E_g \sin \theta D \quad (2.33)$$

4.1.6 Beispielhafte Strombelastbarkeiten

Die Verfahren zur Berechnung der Strombelastbarkeit von Leitern von Freileitungen sind mit der Zeit stetig weiterentwickelt worden. Diese Entwicklungen betreffen z. B. die Modellierung der Kühlung durch Konvektion, die Berechnung des AC-Widerstands des Leiters oder die Berücksichtigung der ferromagnetischen Verluste bei ein- und dreilagigen Leitern. Aufgrund dieser Anpassungen dürften sich die Strombelastbarkeiten mit den jüngeren Modellen (z. B. Cigre TB 601) präziser berechnen lassen.

In der folgenden Tabelle sind beispielhaft Strombelastbarkeiten für den Leiter 243-AL1/39-ST1A für verschiedenen Wettersituationen und eine Leitertemperatur von 80 °C angegeben. Die Strombelastbarkeiten sind mit den Modellen nach Cigre TB 207, Cigre TB 601 und Webs berechnet worden. Die Globalstrahlung beträgt 900 W/m², der Wind strömt senkrecht auf den Leiter und der Emissions- und Absorptionskoeffizient wurde jeweils mit 0,84545 angenommen. In der DIN EN 50182 (Leiter für Freileitungen) ist für den Leiter 243-AL1/39-ST1A eine Strombelastbarkeit von 640 A bei Hochsommerwetterlage angegeben.

Tabelle 1: Beispiele für Strombelastbarkeiten für den Leiter 243-AL1/39-ST1A, berechnet mit den Modellen nach Cigre TB 207, Cigre TB 601 und Webs für verschiedenen Wettersituationen

Umgebungs-temperatur (°C)	Windgeschwindigkeit (m/s)	Strombelastbarkeit Cigre TB 207 (A)	Strombelastbarkeit Cigre TB 601 (A)	Strombelastbarkeit Webs (A)
35	0,6	637	634	655
20	0,6	752	749	759
20	2,0	971	968	1003
-10	0,6	933	930	928

² Beschreibt die auf die Erdatmosphäre auftreffende Energiemenge der Sonne pro m².

4.1.7 Berechnung von Strombelastbarkeiten

Zur Berechnung der Strombelastbarkeit von Leitern für Freileitungen werden die Modelle nach Cigre oder Webs empfohlen [CIGRE TB 207], [CIGRE TB 601], [WEBS]. Die mit diesen Modellen zu berechnenden Strombelastbarkeiten führen zu Leitertemperaturen, die bei entsprechenden Umgebungsbedingungen die maximal zulässige Leitertemperatur in guter Näherung treffen. Dies konnte bei entsprechenden Versuchen nachgewiesen werden. In diesen Versuchen wurden Leitertemperaturen aus Feldversuchen oder aus Laborversuchen verwendet, um Messwerte mit berechneten Werten der Leitertemperatur zu vergleichen (siehe [CIGRE 2008], [ETG 2009], [CIGRE 2012], [CIGRE 2013], [CIGRE 2014], [CIGRE 2017]).

Die Modelle nach Cigre oder Webs werden zudem häufig in Deutschland und Europa zur Berechnung der Strombelastbarkeit von Leitern für Freileitungen verwendet. Auf Basis dieser Modelle können die Strombelastbarkeiten bei Verwendung gleicher Randbedingungen (z. B. bzgl. Witterungsdaten und Leiterdaten) konsistent berechnet werden.

Hinweise zur Berücksichtigung des WAFB bei der Netzausbauplanung sind in den ÜNB-Planungsgrundsätzen [ÜNB-Grundsätze] und der VDE-AR-N 4121 (110-kV-Netzplanungsgrundsätze) gegeben.

4.2 Empfehlungen für die Festlegung von Randbedingungen

Im Folgenden werden Empfehlungen zur Verwendung von Randbedingungen für die Modelle nach Cigre und Webs für die Berechnung der Strombelastbarkeit für Leiter von Freileitungen gegeben.

Die Wettermesswerte müssen ggf. auf Basis eines Klimagutachtens unter anderem um zusätzliche nicht erfasste Orte korrigiert werden. So kann es erforderlich sein, die Messwerte der Umgebungstemperatur zu erhöhen, um mögliche wärmere Abschnitte im Leitungsverlauf zu erfassen. Ebenso kann es erforderlich sein, die Messwerte der Windgeschwindigkeit zu reduzieren, um Abschattungen oder eine dem Leitungsverlauf parallele Hauptwindrichtung zu berücksichtigen.

Es empfiehlt sich Grenzen festzulegen, in denen die witterungsabhängigen Strombelastbarkeiten berechnet werden. Nach unten hin kann dies die Strombelastbarkeit bei Hochsommerwetterlage sein (manchmal auch als „Nennstrom“ bezeichnet). Nach oben hin kann dies ein Wert sein, der sich beispielsweise unter Berücksichtigung der ertüchtigten Schaltfelder ergibt (z. B. der 1,8-fache Wert der Strombelastbarkeit bei Hochsommerwetterlage).

Ggf. lässt sich die Berechnung der Strombelastbarkeit nach Cigre oder Webs geeignet vereinfachen. Dies kann erforderlich sein, um einen Berechnungsalgorithmus im Netzleitsystem implementieren zu können. In diesem Fall sollten die Strombelastbarkeiten, die mit dem verwendeten Berechnungsalgorithmus berechnet werden, mit denen des Cigre oder Webs Modells verglichen werden. Numerisch bedingte Abweichungen zwischen den jeweiligen Ergebnissen sollten einen Bereich von wenigen Prozent nicht überschreiten.

Eine Unterschätzung der Strombelastbarkeit ist unkritisch, da die zulässige Leitertemperatur nicht überschritten wird. Bei einer Überschätzung der Strombelastbarkeit ist eine Überschreitung der zulässigen Leitertemperatur zwar unwahrscheinlich aber grundsätzlich denkbar.

Beim Überschreiten der zulässigen Leitertemperatur erhöht sich auch der Durchhang des Leiters, so dass der Abstand zum Boden oder zu Objekten verringert wird. Eine Überschätzung der Strombelastbarkeit von wenigen Prozent könnte durch entsprechende Sicherheitsabschläge vom berechneten Wert der Strombelastbarkeit berücksichtigt werden.

4.2.1 Umgang mit der Umgebungstemperatur

Die zur Berechnung der Strombelastbarkeit notwendige Umgebungstemperatur kann zur Berechnung der Strombelastbarkeit bei Hochsommerwetterlage für Freileitungen in Deutschland auf 35°C festgelegt werden. Dies kann in Anlehnung an die VDE-AR-N 4210-5 „Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“ geschehen.

Wird im Netzbetrieb der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb genutzt, kann die Umgebungstemperatur aus den dem betrachteten Stromkreisabschnitt zugeordneten Wetterstationen ermittelt werden. Dabei sind ggf. Zuschläge zu den Messwerten zu berücksichtigen, um Modellunsicherheiten abzudecken.

Es können Grenzwerte für die zur Berechnung der Strombelastbarkeit genutzten Umgebungstemperatur festgelegt werden. Dies können die Umgebungstemperaturen -10 °C und 35 °C sein.

4.2.2 Umgang mit Windgeschwindigkeit und Windrichtung

Die zur Berechnung der Strombelastbarkeit notwendige Windgeschwindigkeit kann zur Berechnung der Strombelastbarkeit bei Hochsommerwetterlage für Freileitungen in Deutschland auf 0,6 m/s senkrecht zum Leiter festgelegt werden. Dies kann in Anlehnung an die VDE-AR-N 4210-5 „Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“ geschehen.

Wird im Netzbetrieb der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb genutzt, kann die Windgeschwindigkeit aus den dem betrachteten Stromkreisabschnitt zugeordneten Wetterstationen ermittelt werden. Dabei sind ggf. Abzüge von den Messwerten zu berücksichtigen, um Modellunsicherheiten abzudecken.

Es können Grenzwerte für die zur Berechnung der Strombelastbarkeit genutzten Windgeschwindigkeiten festgelegt werden. Dies können die Windgeschwindigkeiten 0,6 m/s und 10 m/s sein. So lässt sich sicherstellen, dass die Windgeschwindigkeit in einem Bereich liegt, der durch die physikalische Modellierung der Modelle nach Cigre und Webs abgedeckt ist.

Windgeschwindigkeiten am Leiter von 0 m/s können wegen der natürlichen Konvektion (z. B. Thermik) praktisch ausgeschlossen werden.

Es wird daher empfohlen, einen kleinsten Wert der Windgeschwindigkeit senkrecht zum Leiter zur Berechnung der Strombelastbarkeit festzulegen. Die Festlegung könnte auf Basis eines Klimagutachtens getroffen werden. In der Cigre Technical Brochure 299 (Guide for selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings) wird ein Wert von 0,4 m/s vorgeschlagen. In der Praxis wird häufig ein Wert von 0,6 m/s angesetzt.

Messwerte der Windrichtung aus einzelnen Wetterstationen im Leitungsverlauf lassen in der Regel keine Aussage auf den Anströmungswinkel im gesamten Leitungsverlauf zu, da die Windrichtung insbesondere bei Schwachwind sich mit dem Ort und der Zeit ständig ändert. Vielmehr sollte eine konservative Annahme zum Anströmungswinkel zwischen Windrichtung und Leiter getroffen werden. Bei senkrechter Anströmung des Leiters sind die Kühlwirkung des Windes und damit die Strombelastbarkeit am größten. Bei Festlegung einer senkrechten Anströmung würde allerdings die Strombelastbarkeit in den Bereichen im Leitungsverlauf überschätzt, in denen die Windrichtung nicht senkrecht sondern eher parallel zum Leiter verläuft. Ein paralleler Verlauf der Windrichtung zum Leiter über einen längeren Zeitraum (mehr als wenige Sekunden bis zu einer Minute) ist in der Praxis ausgeschlossen. Da sich die Windrichtung regelmäßig ändert, kann als konservative Abschätzung ein effektiver Anströmungswinkel von z. B. 30° festgelegt werden. Dieser Wert wird auch in der VDE-AR-N 4210-5 „Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“ genannt.

Bei der Erfassung von Wetterdaten ist es üblich, gleitende Mittelwerte zu verwenden. Starke volatile Schwankungen können dadurch ausgeglichen werden. Es sollte der gleitende 10-Minuten Mittelwert

ausgegeben werden können. Diese Einstellung sollte voreingestellt sein und für den Betrieb beim WAFB genutzt werden.

4.2.3 Umgang mit der Globalstrahlung

Die zur Berechnung der Strombelastbarkeit notwendige Globalstrahlung kann zur Berechnung der Strombelastbarkeit bei Hochsommerwetterlage für Freileitungen in Deutschland auf 900 W/m² festgelegt werden. Dies kann in Anlehnung an die VDE-AR-N 4210-5 „Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“ geschehen.

Wird im Netzbetrieb der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb genutzt, wird Folgendes im Umgang mit der Globalstrahlung empfohlen. Die Globalstrahlung kann auf einen festen Wert (z. B. 900 W/m²) gesetzt werden. Alternativ kann die Globalstrahlung über den Tagesverlauf als senkrechte astronomische Einstrahlung als Funktion von Datum und Tageszeit berechnet werden.

4.2.4 Umgang mit Emissions- und Absorptionskoeffizient

Der Emissionskoeffizient in Abhängigkeit des Leiteralters kann mit folgender Formel näherungsweise berechnet werden:

$$\text{Emissionskoeffizient} = 0,3 + (0,6 \cdot \text{Leiteralter}) / (1 + \text{Leiteralter})$$

Für Leiter von Freileitungen werden Emissions- und Absorptionskoeffizienten häufig gleichgesetzt.

Ein Leiteralter von zehn Jahren wird als Abschätzung eines geringen Leiteralters verwendet, das von den meisten im Netz befindlichen Leitern deutlich überschritten werden dürfte. Es ist somit eine konservative Abschätzung bezüglich der Bestimmung des Emissionskoeffizienten auf Basis der Altersverteilung der im Übertragungsnetz in Betrieb befindlichen Leiter.

Es ergibt sich mit der oben genannten Formel für ein Leiteralter von zehn Jahren ein Emissionskoeffizient von 0,84545, der die Abhängigkeit des Emissionskoeffizienten von der mit dem Leiteralter zunehmenden Veränderung der Leiteroberfläche von glänzend blank nach matt grau berücksichtigt. Je grauer die Leiteroberfläche wird, desto weiter nähert sich der Emissionskoeffizient an den Wert 0,9 an.

Bei neuen Leitern ist aufgrund der hohen Bodenabstände und der Zugabe aufgrund des Leiterkriechens die Verwendung eines Emissionskoeffizienten von 0,9 möglich. Der erforderliche Bodenabstand bleibt durch die Verwendung des Emissionskoeffizienten von 0,9 auch bei neuen Leitern mit einem Emissionskoeffizienten von rund 0,3 gewahrt.

Beschichtete oder ummantelte Leiterseile können davon abweichende Absorptions- und Emissionskoeffizienten aufweisen.

4.2.5 Umgang mit der Höhe über N.N.

Die zur Berechnung der Strombelastbarkeit notwendige Höhe über N.N. bzw. die Luftdichte können grundsätzlich als Messwerte zur Verfügung gestellt werden.

Aufgrund des geringen Einflusses der Höhe über N.N. wird zugunsten einheitlicher Werte für ganz Deutschland vorgeschlagen, einen Wert von 200 m über N.N. zu verwenden. Dieser Wert gibt ungefähr die mittlere Höhe Deutschlands über N.N. an.

4.2.6 Empfehlungen für die Parameter zur Berechnung der witterungsabhängigen Strombelastbarkeit

Zusammenfassend wird die Verwendung folgender Daten zur Berechnung von witterungsabhängigen Strombelastbarkeiten für Leiter von Freileitungen empfohlen. Wenn die Position der Messpunkte vorliegt, können diese Informationen bei der Berechnung berücksichtigt werden. In Tabelle 2 sind vereinfachte Annahmen enthalten, sofern keine projektspezifischen Angaben vorliegen.

Tabelle 2: Vereinfachte Annahmen für die Berechnung der witterungsabhängigen Strombelastbarkeiten für Leiter von Freileitungen

Angaben zur Umgebung		
Kleinste Windgeschwindigkeit:	0,6 m/s	wird bei Hochsommerwetterlage als minimale Windgeschwindigkeit senkrecht zum Leiter angesetzt (z.B. Windgeschwindigkeit von 1,2 m/s bei 30° Anströmwinkel)
Anströmwinkel zwischen Wind und Leiter	30°	als konservative Abschätzung für die Windrichtung
Obere Grenze für Umgebungstemperatur:	35 °C	wird bei Hochsommerwetterlage als Umgebungstemperatur angesetzt
Obere Grenze für Globalstrahlung:	900 W/m ²	wird bei Hochsommerwetterlage als Globalstrahlung angesetzt
Angaben zum Spannfeld / zur Leitung		
Emissions-, Absorptionskoeffizienten:	0,9	konservative Abschätzung
Albedozahl	0,2	für Böden, die mit Gras oder Nutzpflanzen bedeckt sind

4.3 Vorbereitenden Maßnahmen und Prüfungen für die Einführung WAFB

Entsprechend dem Motto „Jede Kette ist nur so stark wie ihr schwächstes Glied“ wird zu Beginn der Vorbereitungen der gesamte Stromkreisabschnitt auf seine aktuelle und die zukünftige Strombelastbarkeit hin analysiert. Von Interesse sind die aktuelle minimale Dauerstrombelastbarkeit des Leitungsabschnitts (Freileitung und ggf. Erdkabel) sowie der verbundenen Umspannwerksleitungsfelder (minimale Dauerstrombelastbarkeit der Rohr- bzw. Flachschiene und Leiterseile sowie der Bemessungsdauerstrom der Betriebsmittel).

Das Diagramm (Abbildung 1) beschreibt die wesentlichen Prozessschritte, die allgemein für die Nutzung des WAFB notwendig sind. Sind die Prozessschritte erfolgreich durchlaufen, kann der Prozessschritt für die Prüfung der Stromkreisabschnitte (Abbildung 2) erfolgen.

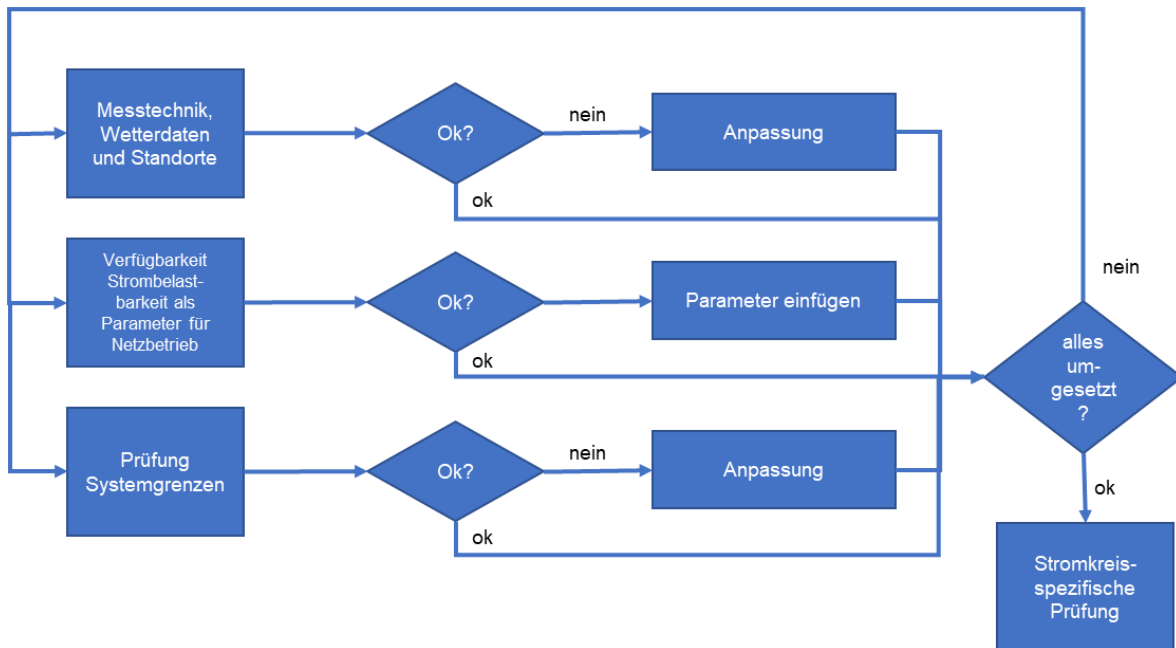


Abbildung 1 Wesentliche Prozessschritte für die allgemeine Nutzung WAFB

Das Diagramm (Abbildung 2) beschreibt die wesentlichen Prozessschritte, die zur Vorbereitung eines Stromkreisabschnitts für den WAFB durchzuführen sind. Sind die Prozessschritte erfolgreich durchlaufen, kann der WAFB für den Stromkreisabschnitt verwendet werden

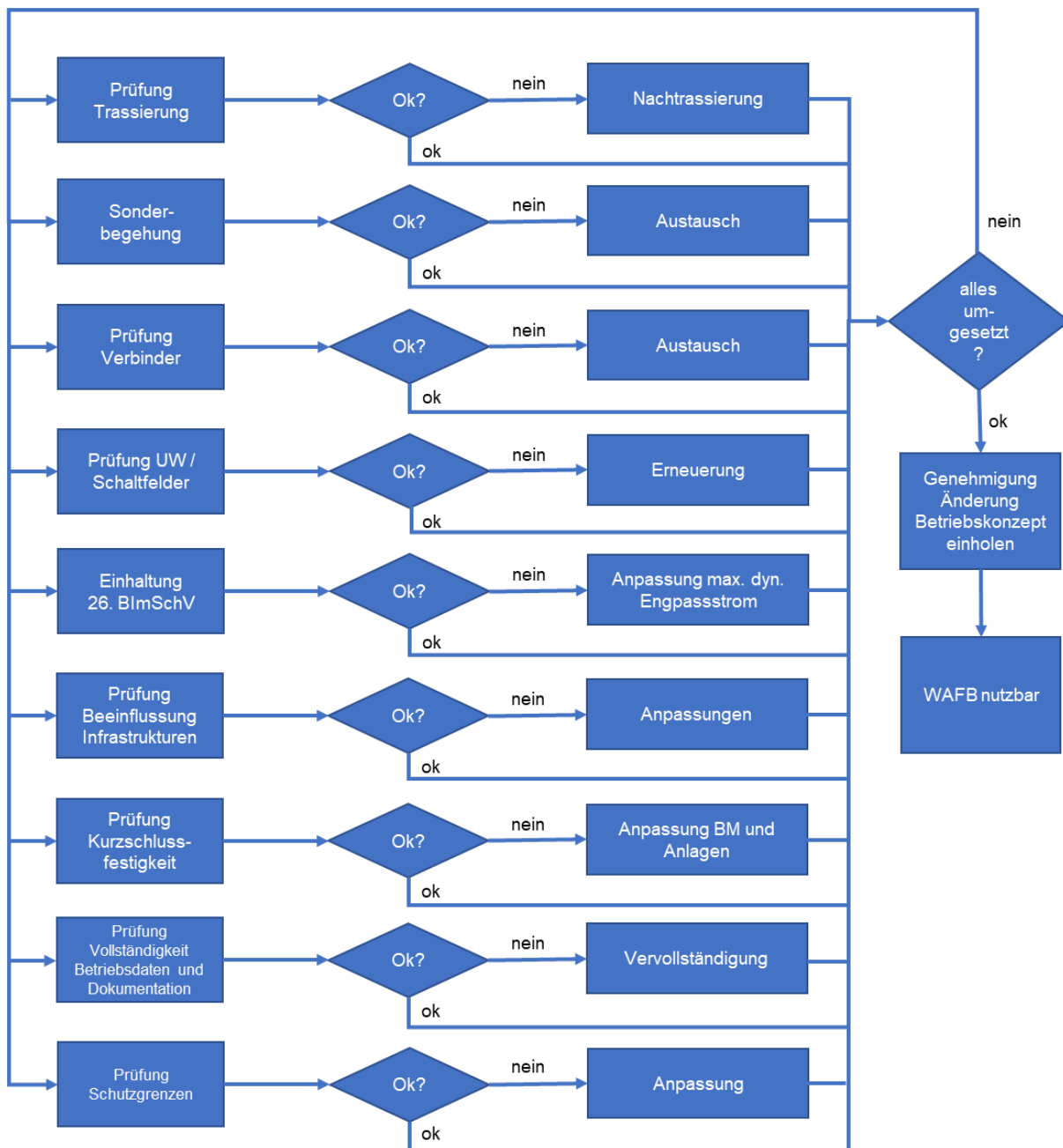


Abbildung 2 Stromkreisspezifische Prüfungen bei der Einführung des WAFB

4.3.1 Messtechnik, Wetterdaten und Standorte

Das WAFB-Konzept sieht vor, die Dauerstrombelastbarkeit eines Stromkreisabschnitts in Abhängigkeit der klimatischen Umgebungsbedingungen zu ermitteln. Beispielhaft können die Wetterdaten an Standorten ermittelt bzw. erfasst werden, welche Aussagen über die Witterungsverhältnisse im gesamten Leitungsabschnitt zulassen. Zusätzlich können weitere Daten direkt am Leiterseil ermittelt werden, die zur Verifikation des Zustand des Leiters in diesem Abschnitt dienen können.

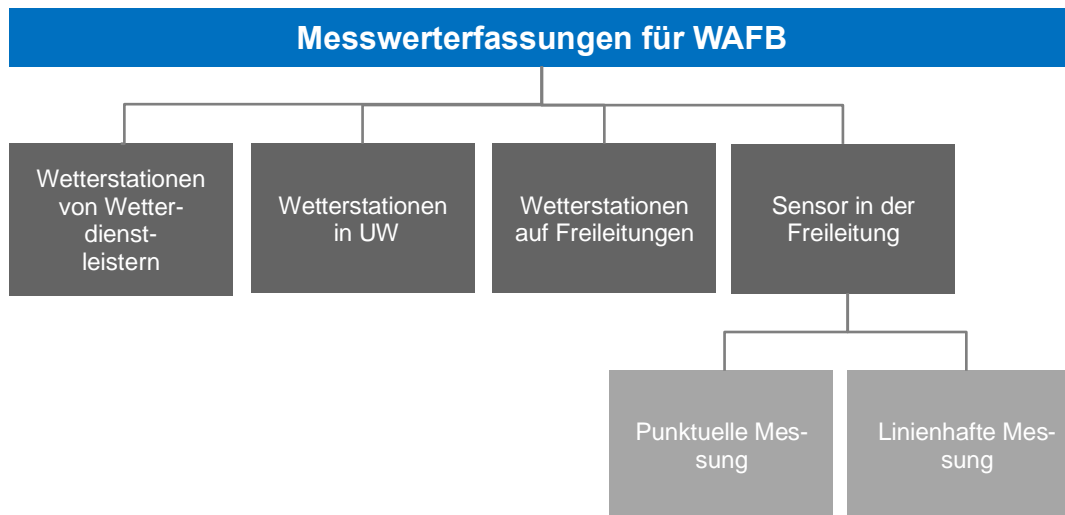


Abbildung 3 Prinzipielle Möglichkeiten zur Erfassung von Witterungsdaten und/oder Leitungsparametern der Freileitung

Es wird empfohlen, zur Erfassung der Witterungsgrößen Wettersensoren einzusetzen, welche die anerkannten Qualitätsstandards erfüllen.³ Nachfolgend werden die wesentlichen Anforderungen formuliert:

- Mess- und Übermittlungszeitraum der Wetterdaten (Grenzbereich max. 10 bis 15 min)
- Hohe Mess- und Betriebssicherheit. Die Sensoren müssen den Anforderungen der WMO-Richtlinien entsprechen.⁴
- Sehr hohe Verfügbarkeit der Messsensoren und der gesamten Kommunikationskette
- Plausibilisierung der Wetterdaten (ggf. in nachgelagerten Prozessen)
- Messdatensicherheit (Schutz vor Manipulation)

Häufig werden nur die beiden größten Einflussfaktoren für den WAFB erfasst. Dies sind Messdaten der Umgebungstemperatur und der Windgeschwindigkeit. Für die Globalstrahlung kann eine Abschätzung verwendet werden. Weitere Witterungsgrößen wie Luftdichte, Regen oder Schnee erhöhen die Kühlwirkung und beeinflussen so die Strombelastbarkeit hin zu größeren Strombelastbarkeiten. Diese Witterungsgrößen werden bei der Bestimmung der Strombelastbarkeit im Sinne einer konservativen Abschätzung in der Regel nicht berücksichtigt.

Allgemein kann der Bezug dieser Wetterdaten entweder durch öffentliche bzw. private meteorologische Dienste oder mittels eigener Wetterstationen des Netzbetreibers erfolgen. Die wesentlichen Vor- und Nachteile aller Möglichkeiten sind in Tabelle 3 aufgeführt.

³ wie sie beispielsweise vom DWD für hauptamtliche Wettermessstationen gefordert werden

⁴ World Meteorological Organization, kurz WMO

Tabelle 3: Gegenüberstellung der Eigenschaften von meteorologischen Diensten und Wetterstationen des Netzbetreibers

Eigenschaften von meteorologischen Diensten	Eigenschaften von Wetterstationen des Netzbetreibers
<ul style="list-style-type: none"> ■ Große Anzahl an Wetterstationen im Bundesgebiet verteilt ■ Wetterstationen meist nicht in der Nähe von Leitungen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Anwender bestimmt selbst die Qualität der Wetterdaten und Anzahl und Standorte der Wetterstationen. ■ Aufstellungsort der Wetterstation ist in der Nähe der Leitung (eigene Umspannwerke, Masten, etc.)
<ul style="list-style-type: none"> ■ i.d.R. werden keine Echtzeitdaten angeboten (Zeitverzögerung bei der Bereitstellung) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Echtzeitdaten möglich
<ul style="list-style-type: none"> ■ Datensicherheit mit Anbieter sicherstellen (Wetterstationen/Server) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Datensicherheit muss sichergestellt werden
<ul style="list-style-type: none"> ■ Wetterprognosen verfügbar (Dienstleister sichert die Qualität der Prognosen) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Erstellung von Wetterprognosen nur mit zusätzlichem Aufwand möglich
<ul style="list-style-type: none"> ■ Redundanz bei Ausfall von Wetterstationen ■ z. T. lange Reparaturdauer einzelner Wetterstationen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Reparaturdauer nicht abhängig von externen Dienstleistern
<ul style="list-style-type: none"> ■ Die eingesetzten meteorologischen Modelle, die Wetterdaten entlang des Leitungsverlaufes berechnen, können zeitweise erheblich von den IST-Wetterdaten abweichende Werte liefern (kann zu Über-/Unterschätzung der Strombelastbarkeit führen) ■ Ggf. Plausibilisierung der Wetterdaten ■ Wetterdatenbanken verfügbar 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Hoher Aufwand und Kosten bei der Errichtung, Wartung und Bereitstellung der Wetterdaten

Ein weiterer Aspekt ist die Standortbestimmung der Wetterstationen. Wird der in der Anwendungsregel VDE-AR-N 4210-5 beschriebene indirekte Ansatz verfolgt, so steht der Anwender oft vor der Frage, wie viele Wetterstationen entlang des gesamten Stromkreisverlaufes notwendig sind. Hier gibt es z. B. folgende Umsetzungsalternativen:

- Die Bildung einer auf das Leitungsnetz bezogenen Klimazonenkarte⁵. Bei diesem Ansatz werden die geländeklimatischen Besonderheiten von Regionen berücksichtigt, welche die Umgebungsverhältnisse nahe den Leitungen beeinflussen. Die Verwendung von Klimazonen ermöglicht einen recht wirtschaftlichen und pragmatischen Ansatz, da nur wenige Wetterstationen für die Erfassung der Wetterlage entlang der Freileitungen notwendig sind. Zur Sicherstellung der Betriebssicherheit wird neben der Hauptwetterstation eine Ersatzwetterstation pro Klimazone installiert, die beim Ausfall der ersten Station die Ersatzwerte liefert. Alle Wetterstationen werden in eigenen Umspannwerken installiert. Hierbei ist die Einhaltung der Sicherheitsanforderungen leichter erfüllbar als an Freileitungsmasten. Bei der Anwendung dieser Klimazonenkarte gilt:
 - Befindet sich der Stromkreisabschnitt innerhalb einer Klimazone, so werden nur die Wetterdaten einer Wetterstation aus der Klimazone bezogen.
 - Durchquert der Stromkreisabschnitt mehrere Klimazonen, ist der Bezug von Wetterdaten aus jeder dieser Klimazonen notwendig. Die Berechnung der Strombelastbarkeit erfolgt in diesem Fall

⁵ Bildung räumlich abgegrenzter Klimazonen

recht konservativ, d. h. es werden die Worst-Case-Wetterbedingungen gewählt (höchste Außentemperatur, kleinste Windgeschwindigkeit, etc.).

- Die zweite Option erfordert für jeden Stromkreisabschnitt Klimaanalysen unter Verwendung von lokalen Geländestrukturen und Topographien, um sogenannte lokale Hot Spots zu identifizieren. Grundsätzlich ist es so, dass eine Wetterstation auf mehrere Hot Spots zeigen kann. Generell lässt sich festhalten, dass die Anzahl der Wetterstationen mit der Höhe des Sicherheitspuffers korreliert. Bei ausschließlicher Verwendung der Temperatur als Messgröße sind die Pufferwerte generell gering. Aber sobald Wind mitberücksichtigt werden soll, sind hohe Abschläge für den Wind erforderlich, sobald die Wetterstationen nur in Umspannanlagen aufgebaut werden (vor allem bei langen Stromkreisen). Auf Basis der Ergebnisse und der erwarteten Auslastung (inkl. Korrelation zur Jahreszeit) wird festgelegt, wie viele Messstellen für die meteorologischen Hot Spots notwendig sind. Diese lokalen Wetterstationen liefern die meteorologischen Parameter für die Stromberechnung.

Neben dem witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb sind auch die Prognosen⁶ von Strombelastbarkeiten von großer Relevanz, da je nach Maßnahme Vorlaufzeiten von mehreren Tagen notwendig sein können. Diese sind je nach Spannungsebene für Prognosezeiträume von bis zu sieben Tagen erforderlich. Wird mit demselben Ansatz die Wetterlage z. B. für den nachfolgenden Tag und Stunde prognostiziert, so lassen sich auf diese Weise die Maßnahmen für die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit, z. B. Redispatch im Rahmen des Intraday Congestion Forecast Prozesses, reduzieren. Da dazu komplexe numerische Wetterprognosen (NWP) notwendig sind, werden diese Prognosedaten in der Regel von meteorologischen Diensten bezogen. Aufgrund der schlechten Anwendbarkeit der allgemeinen NWP-Modelle für Lokalprognosen wird empfohlen, das Prognosemodul auf Basis von Model Output Statistics (MOS) zu realisieren. Das MOS-Verfahren ist ein Verfahren des statistischen Post Processing, das durchgeführt wird, um die Direct Model Output-Daten (DMO) aus den NWP statistisch zu veredeln. Dafür werden die Prognosen aus den NWP-Modellen anhand von vorab ermittelten statistischen Zusammenhängen zwischen den DMO und den historischen Wetterdaten aus Wetterstationen optimiert. Durch möglichst geringe Abweichungen der Modellvorhersagen der NWP und der Messdaten werden hochpräzise lokale Prognosen möglich.

Ergänzend dazu werden NWP von unterschiedlichen meteorologischen Dienstleistern bezogen, um Synergieeffekte bei der Prognose des dynamischen thermischen Engpassstromes zu nutzen und Redundanzen zu schaffen. Dabei erfolgt die Klassifizierung der NWPs auf Basis von historischen Zusammenhängen.

4.3.2 Verfügbarkeit der Strombelastbarkeit im Leitsystem oder einem leitsystemnahen Modul

Zusätzlich zum statischen Wert für die Strombelastbarkeit des Stromkreisabschnitts muss der dynamische thermische Engpassstrom ermittelt werden können. Die Berechnung erfolgt nach Abschnitt 4.1.

Für die Umsetzung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs ist eine Erweiterung des Netzleitsystems oder die Implementierung eines leitsystemnahen Tools erforderlich, welches den Umgang mit dynamischen Grenzwerten ermöglicht.

Zur Anwendung dieser Module sind die notwendigen Parametrierungen vorzunehmen bzw. über Systemschnittstellen die notwendigen Daten bereitzustellen oder zu importieren. Für einen zuverlässigen und sicheren Betrieb ist dabei die Aktualität der zu Grunde liegenden Daten unabdingbar. Dies betrifft insbesondere alle notwendigen Daten (statische thermische Engpassströme) aller Elemente die sich in der Stromlaufbahn eines Stromkreisabschnittes befinden (z. B. Bemessungsdauerstrom der Stromwandler).

⁶ Z. B. Day-Ahead-Prognose

Je nach Verfügbarkeit und Einfluss aller bei einem witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb zu berücksichtigenden Parameter können dabei feste oder dynamische Parametrierungen erfolgen. Parametriert werden müssen dabei alle Werte, die entsprechend des gewählten Berechnungsverfahrens zur Anwendung gelangen.

Um sicherzustellen, dass mit den Daten auch bei stark inhomogenen Strecken mit unterschiedlichen Beseilungen für alle Wettersituationen mit den vorgegebenen Formeln korrekte Grenzwerte ermittelt werden, müssen alle Stromkreisabschnitte in der Berechnung abgebildet und jeweils ein dynamischer Grenzwert ermittelt werden. Abbildung 4 zeigt beispielhaft, dass in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur unterschiedliche Leitungselemente eines Stromkreisabschnittes den Engpass verursachen können.

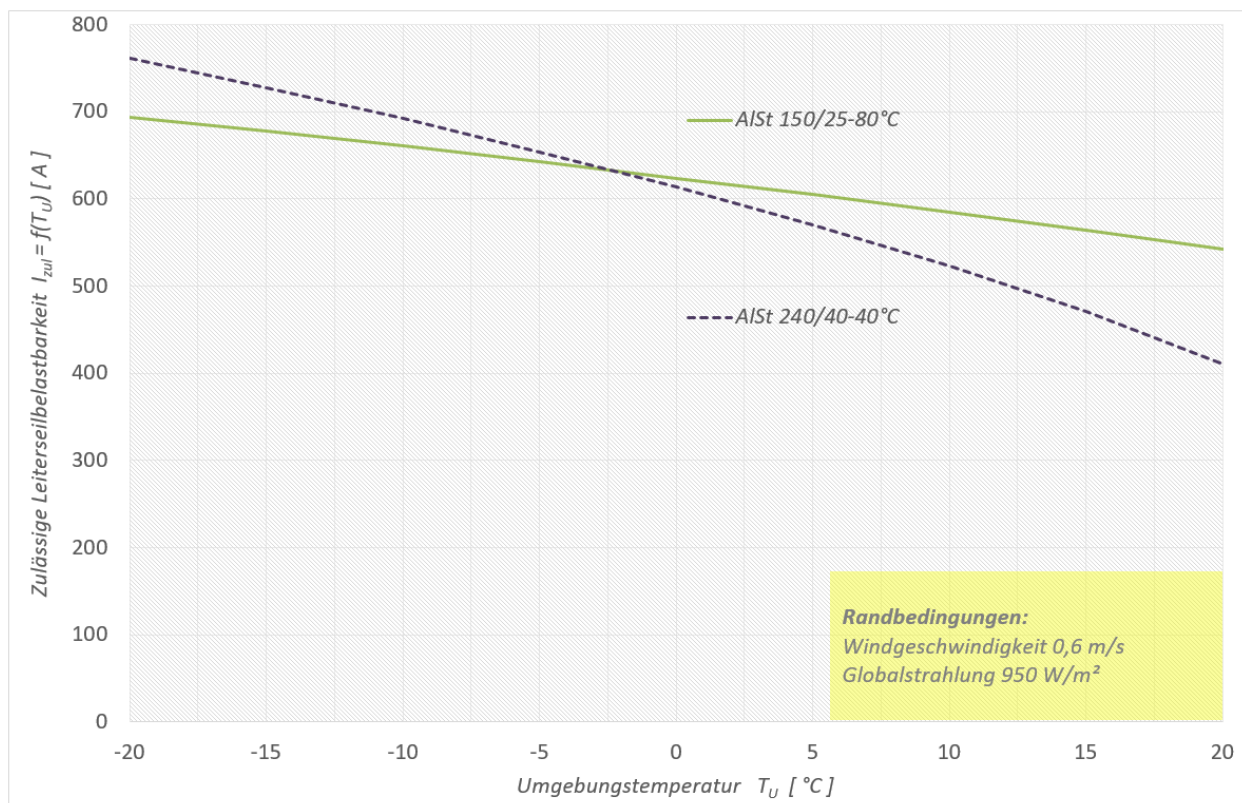


Abbildung 4 Witterungsabhängige Strombelastbarkeit für verschiedene Leitertypen und Trassierungstemperaturen (berechnet nach Webs) bei Worst-Case-Bedingungen

Für die dynamische Parametrierung der benötigten Temperaturwerte und / oder Windwerte müssen die zur Verfügung stehenden Messwerte den einzelnen Stromkreisabschnitt zugeordnet werden. Sollten für bestimmte Stromkreisabschnitte mehrere Messwerte für Wind oder Temperatur vorliegen, so ist jeweils der maximale Engpassstrom zu bestimmen und davon das Minimum heranzuziehen. Sollte die Verfügbarkeit einzelner Messwerte unterbrochen werden, so sind geeignete Ersatzwerte heranzuziehen.

Dies kann wie folgt gelöst werden:

1. Bereitstellung von Ersatzwerten durch ein entsprechendes Softwaremodul (auf Basis von benachbarten Wetterstationen oder Kurzfristprognosen)
2. Wenn Pkt. 1 keine Werte liefert, kann auf Prognosedaten zurückgegriffen werden.
3. Verwendung von Sommer-/Winterwerten o. ä.
4. Verwendung eines Tag-/Nachtzyklus etc.

5. Hochsommerwetterlage

Liegt ein dynamisch berechneter Grenzwert vor, so wird dieser dynamische thermische Engpassstrom im Rahmen der HEO-Prüfungen (siehe Abbildung 5) zur Überprüfung der Leitungsauslastungen herangezogen.



Abbildung 5 Systematik zur Ermittlung des maximalen Betriebsstroms eines Stromkreises (nach VDE-AR-N 4210-5)

Entsprechend der Ermittlung der aktuellen Engpasswerte ist die Berücksichtigung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs ebenfalls im Rahmen der Vorausberechnungen zur planwertbasierten Engpassbewirtschaftung heranzuziehen. Anstatt der aktuellen Messwerte muss eine Parametrierung der 15 min-Prognosewerte je Leitungsteilelement erfolgen. Somit kann für jeden Viertelstundenwert im Prognosezeitraum ein Maximaler Betriebsstrom je Stromkreisabschnitt ermittelt und in den Estimationsrechnungen berücksichtigt werden.

4.3.3 Prüfung Systemgrenzen

Die mit dem witterungsabhängigen Betrieb einhergehenden höheren Strombelastbarkeiten sind in der Lage, die Systemstabilität zu beeinflussen. Denn im Gegensatz zum Netzausbau wirkt der WAFB nicht stabilitätsverbessernd.

Um die Netzstabilität stets zu gewährleisten, können für alle Stromkreisabschnitte Grenzwerte festgelegt werden, die im Normal- und (n-1)-Betrieb nicht überschritten werden dürfen. Durch die steigende Anzahl an Stromkreisen, die mit dem witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb betrieben werden, kann es erforderlich werden, Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung zu installieren.

Die Grenzwerte, die sich aus Stabilitätsuntersuchungen ergeben, sind von der Netzplanung vorzugeben und können gegebenenfalls die Strombelastbarkeit eines Stromkreises einschränken.

4.3.4 Prüfung Trassierung

Die in DIN EN 50341-1 (VDE 0210-1) und DIN EN 50341-2-4 (VDE 0210-2-4) beschriebenen Abstände zum Boden, zu Gebäuden, usw. sowie die inneren Abstände müssen zu jedem Zeitpunkt gewahrt bleiben. Eine Freileitung wird so trassiert, dass der Bodenabstand bzw. Mindestabstand auch dann noch gewahrt bleibt, wenn die Leitertemperatur die Trassierungstemperatur (z. B. 40°C, 60°C, 80°C) annimmt.

Eine Freileitung, die für den WAFB vorgesehen ist, muss auf ihre Trassierungstemperatur bzw. auf mögliche Minderabstände hin überprüft werden. Sollten Minderabstände vorhanden sein, so sind diese entsprechend zu berücksichtigen bzw. entsprechend der technischen Möglichkeiten zu beseitigen.

Da die nutzbare Strombelastbarkeit eines Stromkreisabschnitts vor allem von der Trassierungstemperatur einer Freileitung abhängt, besteht eine grundsätzliche Möglichkeit zur Erhöhung der Strombelastbarkeit in

der Erhöhung des Abstandes zwischen den Leitern und dem Boden. Diese Möglichkeit besteht insbesondere bei älteren Bestandsleitungen, wenn die bisherige Trassierungstemperatur des Leitungsabschnitts die maximal zulässige Leitertemperatur nicht ausschöpft. Dann kann eine Erhöhung der Strombelastbarkeit in der Regel durch Maßnahmen wie z. B. Kettentausch oder Masterhöhung erfolgen.

4.3.5 Sonderbegehung

Im Rahmen einer Sonderbegehung der für den WAFB vorgesehenen Freileitung sind sämtliche stromführenden Komponenten sowie evtl. vorhandene Unregelmäßigkeiten zu erfassen. Weiter sind Besonderheiten wie Näherungen an hohe Gebäude, Annäherung von Bewuchs (Waldschneisen) oder längsleitende Infrastruktur in unmittelbarer Nähe zur Freileitung zu erfassen und zu dokumentieren.

Anhand des Ergebnisses ist zu überprüfen, ob Komponenten eingebaut sind, die nicht für eine erhöhte Dauerstrombelastbarkeit vorgesehen sind oder nicht mehr dem Stand der Technik entsprechen (z. B. Konuskeilabspannklemmen, Muldentragklemmen älterer Bauart mit geschlossenem Eisenkern). Diese Komponenten sind auszutauschen. Ebenso sind zur Behebung von beobachteten Unregelmäßigkeiten (z. B. Aufkorbung des Leiterseils aufgrund von Drahtbrüchen) geeignete Maßnahmen zu ergreifen.

4.3.6 Prüfung Verbinder

Klemm- und Pressverbindungen sind für die auftretenden mechanischen Beanspruchungen ausgelegt und damit in der Regel elektrisch überdimensioniert.

Klemm- und Pressverbinder können durch chemische Reaktion an den Kontaktstellen im Laufe ihrer Betriebszeit altern (Abschnitt 4.4). Hierdurch erhöht sich der Verbindungswiderstand. Auch bei sorgfältiger Montage der Verbindungen mit geringen Verbindungswiderständen kann diese Alterung abhängig von den klimatischen, elektrischen und mechanischen Beanspruchungen bei ungünstigen Randbedingungen auftreten. Ein hoher Verbindungswiderstand verursacht abhängig von der Strombelastung eine Übertemperatur an der Verbindung selbst. Bei entsprechender Strombelastung kann mithilfe von Infrarotthermographie der Zustand einer Verbindung bestimmt werden.

Es wird empfohlen, mit diesem Verfahren jede elektrische Verbindung (Verbindungen am Mast z. B. Tragklemmen, Stromschlaufen sowie Pressverbinder und Kerbverbinder) der für den WAFB vorgesehenen Freileitung zu untersuchen. Elektrische Verbindungen die als Ergebnis der Infrarotthermographie als auffällig zu bezeichnen sind, sind auszutauschen.

Die Messung und die Zustandsbewertung sind von einer qualifizierten Person für jede elektrische Verbindung durchzuführen.

Nicht stromführende Komponenten (z. B. Isolatorketten) erfahren durch den erhöhten Stromfluss im Leiterseil eine Temperaturerhöhung, die im zulässigen Bereich liegt, da die Leitertemperatur die Trassierungstemperatur (z. B. 40 °C, 60 °C oder 80 °C) beim WAFB prinzipbedingt nicht überschreitet.

Eine regelmäßige vor Ort Ermittlung der Zustandes von elektrischen Kontaktverbindungen, Leitern und Klemmen kann auf unterschiedliche Art und Weise erfolgen⁷. Bündel- und Phasenabstandhalter sollten dabei auch berücksichtigt werden.

Eine gängige Form stellt neben der Sichtkontrolle die Infrarot-Thermografie dar. Die Infrarot-Thermografie ist ein Verfahren, mit dem mittels einer Wärmebildkamera die Oberflächentemperaturen von Objekten ohne Unterbrechung der Elektroenergieversorgung gemessen und visualisiert werden kann. Im Bereich der

⁷ vgl. DIN VDE 0109

Umspannwerke werden diese Untersuchungen bodengestützt und bei Freileitungen meist luftgestützt durchgeführt.

Auf den thermografischen Aufnahmen werden Temperaturverläufe eines Objekts sichtbar, die auf evtl. schlechte Kontaktqualität hinweisen. Eine Interpretation der Aufnahmen erfordert allerdings Fachwissen, denn die aufgenommenen Temperaturen sind stets in Relation zu anderen Einflussfaktoren wie Stromfluss, Wetterlage, Emissionswert der Verbindung, etc. zu setzen.

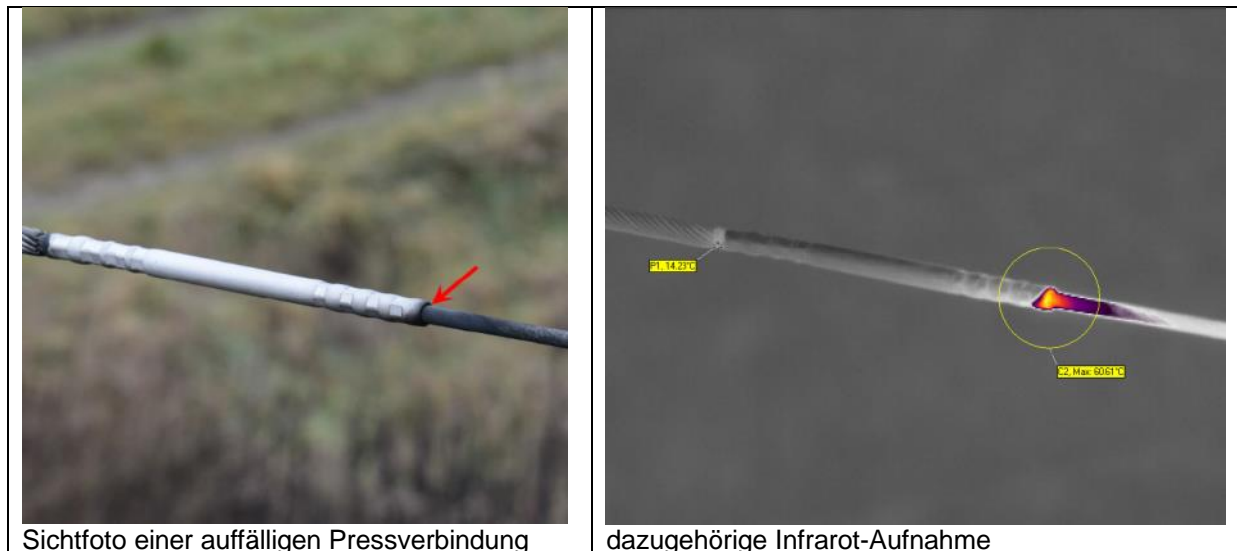


Abbildung 6 Thermografische Untersuchung einer Freileitung

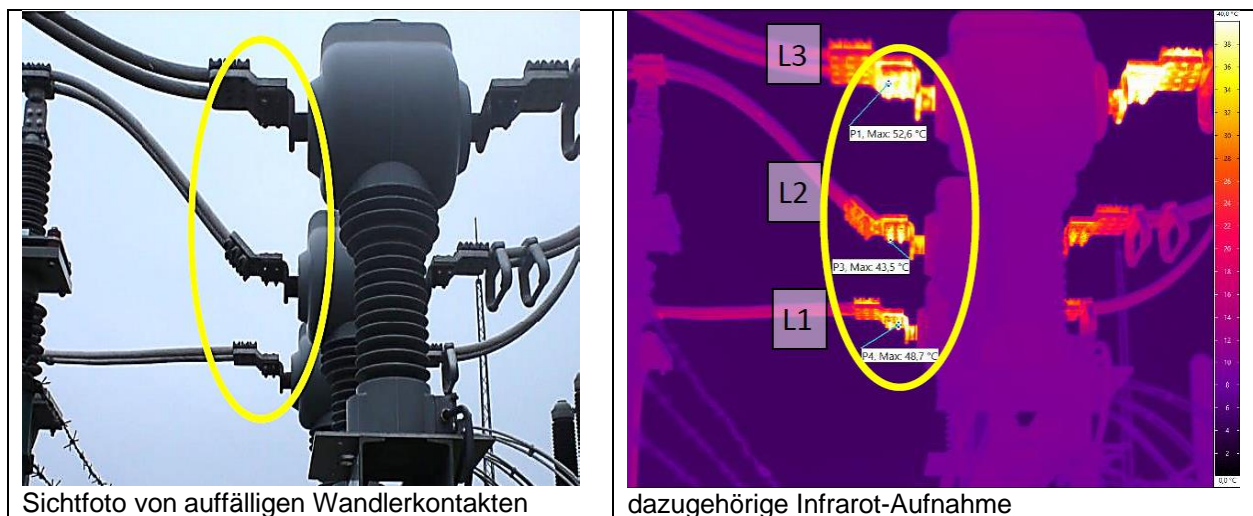


Abbildung 7 Thermografische Untersuchung in einem Umspannwerk

Grundsätzlich ist jedoch davon auszugehen, dass je höher der Verbindungswiderstand einer Verbindung ist, umso geringer ist auch deren Lebensdauer, da höhere Kontaktwiderstände auch höhere Temperaturen bewirken. Prinzipiell darf ein Verbinder nicht wärmer sein als der benachbarte Leiter. Eindeutig identifizierte Auffälligkeiten und defekte Kontaktstellen sind umgehend auszutauschen.

Eine weitere Methode, die Qualität der Kontakte zu überprüfen, bietet die Widerstandsmessung direkt über die Spannung und den Strom. Da diese Vor-Ort-Messung mit einem deutlich höheren Aufwand (z. B. Stromkreis muss abgeschaltet werden) verbunden ist, wird sie nur selten sowie in speziellen Fällen (z. B. zur Interpretation einer vorangegangenen thermografischen Aufnahme) angewendet.

4.3.7 Prüfung Umspannwerk / Schaltfelder

Neben dem Leitungsabschnitt gehören zu dem elektrischen Stromkreis topologisch auch die Leitungsfelder der Umspannwerke. Insofern muss auch hier sichergestellt sein bzw. überprüft werden, ob die Betriebsmittel der Leitungsfelder und des verbundenen Sammelschienenabschnitts den maximalen witterungsabhängigen Betriebsstrom führen können.

Sind die Betriebsmittel der Leitungsfelder engpassbegrenzend, sollten diese ertüchtigt werden. Da die Strombelastbarkeit von Feldverseilungen und Sammelschienen auch witterungsabhängig sein kann, kann die Strombelastbarkeit dieser Komponenten analog zur Freileitung witterungsabhängig berechnet und betrieben werden. In seltenen Fällen können auch Spannungswandler einen Engpass darstellen, wenn je nach Bauform für diese eine maximal zulässige Strombelastbarkeit angegeben ist und der Einbauort im Strompfad liegt.

4.3.8 Einhaltung der 26. BImSchV

Durch die Anwendung des WAFB kann sich die Strombelastung einer Freileitung über den bisherigen Nennstrom der vorhandenen Beseilung erhöhen. In diesem Fall ist zu überprüfen, ob die in der sechszwanzigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (26. BImSchV) genannten Anforderungen weiterhin eingehalten werden. Hierzu sind die maßgeblichen Immissionsorte zu erfassen und die Einhaltung des Grenzwertes für die magnetische Flussdichte an diesen Orten zu überprüfen. Eine Überprüfung bzw. Nachweisführung zum Grenzwert des elektrischen Feldes ist nicht zwingend, da für den WAFB die Spannungsebene beibehalten wird. Die Nachweisführung nach 26. BImSchV ist für die Anwendung des Anzeigeverfahrens gemäß NABEG § 25 und EnWG § 43f erforderlich.

Eine Berücksichtigung der 26. BImSchVVwV ist in der Regel entbehrlich. Im Rahmen des WAFB werden für die Freileitungen keine bautechnischen Veränderung bzw. Anpassungen vorgesehen, die die Anwendung von Minimierungsmaßnahmen nach der 26. BImSchVVwV als verhältnismäßig gestatten. Vielmehr sind beim WAFB die Minimierungsmaßnahmen nach 26. BImSchVVwV als grundsätzlich nicht verhältnismäßig anzusehen.

Im Rahmen der Genehmigungsverfahren wird die Erhöhung der maximal möglichen magnetischen Flussdichten der geplanten Vorhaben an maßgeblichen Immissionsorten dargestellt und hinsichtlich der Einhaltung der 26. BImSchV beurteilt. Zu diesem Zweck werden i.d.R. Immissionsberichte, Nachweise der magnetischen Felder, sowie Übersichtspläne erstellt. Bei wesentlichen Änderungen von Anlagen (z. B. Ertüchtigung oder Verwendung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs in Umspannwerken bzw. Schaltanlagen) erfolgen Anzeigen nach § 7 der 26. BImSchV.

Nachdem ein Vorhaben bei der Behörde gemäß NABEG § 25 oder EnWG § 43f angezeigt und von dieser genehmigt wurde, darf ein Stromkreis den höheren Strom übertragen.

4.3.9 Prüfung Beeinflussung der Nachbarinfrastruktur

Das Vorhaben, die Strombelastbarkeit auf Bestandsleitungen über die Strombelastbarkeit bei Hochsommerwetterlage hinaus zu erhöhen, erfordert auch die Ermittlung von benachbarten Infrastrukturen (Rohrleitungen, Kommunikationskabeln, etc.), die von den von der Freileitung ausgehenden Wechselstrombeeinflussungen betroffen sein könnten. Der Ablauf der Untersuchung sollte den AfK Empfehlungen [AfK Verhaltenskodex, DVGW GW 22] folgen.

Es ist zu ermitteln ob im Umfeld der Freileitung, deren Stromkreise mit WAFB betrieben werden sollen, Nachbarinfrastrukturen (z. B. metallische Rohrleitungen oder Telekommunikationsanlagen) vorhanden sind. Sind solche Anlagen vorhanden, sind die Beeinflussung zu berechnen und ggf. ableitende Maßnahmen durchzuführen.

Das Überschreiten bestehender/genehmigter maximaler Betriebsströme in Folge des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs erhöht die induktive Beeinflussung paralleler Infrastrukturen. Die maximalen Betriebsströme sind auslegungsrelevant für den sicheren Betrieb wechsellspannungsbeeinflusster Anlagen. Die Einhaltung der maximalen Berührungsspannung von 60 V ist durch den Betreiber der beeinflussten Anlage bei höheren Betriebsströmen nicht gesichert. Eine Neubewertung der induzierten Spannung mit dem maximalen witterungsabhängigen Betriebsstrom ist erforderlich. Etwaige Grenzwertüberschreitungen der Berührungsspannung sind durch technisch geeignete und wirtschaftliche Schutzmaßnahmen zu kompensieren.

Es ist daher notwendig, rechtzeitig vor Inbetriebnahme eines witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs mit der Option den derzeit maximalen Betriebsstrom zu überschreiten, folgende Schritte umzusetzen:

- die Betreiber benachbarter, induktiv beeinflusster Anlagen zu ermitteln und zu informieren,
- die Auswirkung des vorgesehenen witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs auf eine weiterhin sichergestellte Einhaltung der Berührungsschutzkriterien nach DVGW-Arbeitsblatt GW 22 zu untersuchen und
- der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb darf erst aufgenommen werden, wenn durch entsprechende Beeinflussungsuntersuchungen und der Umsetzung von ggf. daraus abgeleiteten beeinflussungsreduzierenden Maßnahmen an der Rohrleitung und/oder der Hoch-/Höchstspannungsfreileitung die Einhaltung der Berührungsschutzkriterien nach DVGW-Arbeitsblatt GW 22 sichergestellt werden kann.

Dieses Vorgehen ist z. B. im AfK-Verhaltenskodex „Umsetzung beeinflussungsrelevanter Vorhaben (≥ 110 kV)“ [AfK Verhaltenskodex] näher beschrieben.

4.3.10 Überprüfung der Kurzschlussfestigkeit von Betriebsmitteln und Anlagen

Für die Überprüfung der Kurzschlussfestigkeit ist die Ermittlung des größten Kurzschlussstroms notwendig. Das Ziel eines witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs besteht darin, einen erhöhten Betriebsstrom zu ermöglichen. Wird eine unveränderte Spannungshaltung im Netz vorausgesetzt, so führt dieses in Abhängigkeit des Leistungsfaktors $\cos \varphi$ der Übertragung grundsätzlich zu einem größeren Kurzschlussstrom.

Im Allgemeinen wird zur Berechnung der Kurzschlussströme die VDE-Bestimmung 0102 angewendet, die das Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Fehlerstelle als Berechnungsgrundlage beschreibt. Bei diesem Verfahren wird die aktuelle Belastung des Netzes nicht betrachtet, sondern mit Hilfe eines Spannungsfaktors $c = 1,1$ berücksichtigt, der von allgemeinen Netzverhältnissen ausgeht.

In der VDE-Bestimmung VDE 0102:2016 erfolgt in Abschnitt 1 der folgende Hinweis: „Dies schließt jedoch nicht die Anwendung spezieller Berechnungsverfahren, z. B. des Überlagerungsverfahrens, aus, die besonderen Gegebenheiten angepasst sind, wenn sie mindestens die gleiche Genauigkeit aufweisen.“

Bei der Anwendung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs ist zu prüfen, ob es sich hierbei um einen Netzzustand handelt, der nicht durch die Anwendung des Spannungsfaktors $c = 1,1$ abgedeckt ist, so dass es sich um eine besondere Netzgegebenheit nach VDE 0102, Abschnitt 1, handelt.

4.3.11 Überprüfung der Vollständigkeit der Betriebsdaten und Dokumentation

Nachdem die oben genannten Schritte erfolgreich abgeschlossen sind und alle Genehmigungen für den witterungsabhängigen Betrieb vorliegen, wird der im Netzleitsystem integrierte Berechnungsansatz mit den erforderlichen Parametern und Daten gefüllt. Weiterhin ist in diesem Schritt zu prüfen, ob alle für den ordnungsgemäßen witterungsabhängigen Betrieb notwendigen Parameter und Daten vorliegen.

Es sind sämtliche relevanten Daten zu den Bereichen Umspannwerke, Leitungen und Schutz zum Projektende abzulegen. Das Projekt kann erst abgeschlossen werden, wenn die Projektdaten verfügbar gemacht worden sind und der Abschluss der Maßnahme der Netzführung und der Netzplanung kommuniziert wurde.

4.3.12 Prüfung Schutzgrenzen

Es ist zu überprüfen, welchen Einfluss die maximal erreichbaren Dauerstrombelastungen bei Verwendung vom WAFB auf das Schutzkonzept bzw. die aktuellen Schutzeinstellungen haben. Bei Bedarf sind die notwendigen Maßnahmen zur Anpassung des Schutzes an die zu übertragenden Strombelastbarkeiten durchzuführen.

4.4 Alterung von Betriebsmitteln

Die Leiter und die Betriebsmittel der elektrischen Anlagen werden im Vergleich zur Vergangenheit aufgrund des höheren Bedarfs an Transportkapazität stärker an Ihren thermischen Grenzen betrieben. Die höheren Ströme führen zu höheren Betriebstemperaturen und damit zur beschleunigten Alterung der Verbindungskomponenten (wie z. B. Pressverbinder und Klemmen).

Abhängig von der Betriebsart des Netzes sowie der tatsächlichen Netzauslastung nimmt der elektrische Verbindungs- bzw. Übergangswiderstand der Verbindungskomponenten stetig zu und altert. Da physikalische und chemische Eigenschaften von Stoffen temperaturabhängig sind, wird dieser Umstand umso kritischer, je höher der Anfangswiderstand bei der Herstellung eines mechanischen Kontaktes war. Damit erhöht sich zunehmend das Risiko eines irreversiblen Ausfalls einer Verbindung.

Daher sind regelmäßige vor Ort Untersuchungen notwendig, um hohe Verfügbarkeiten der elektrischen Anlagen sowie die Früherkennung von Schwachstellen und Schäden entlang des gesamten elektrischen Stromkreises sicherzustellen.

4.5 Erstellung eines Verbinderplans

Mit Hilfe eines Verbinderplans kann bei Bedarf eine Analyse und Bewertung der Verbinder und ihrer Einbauorte erfolgen.

Es erfolgt eine Ermittlung aller Seilverbinder und Stromschlaufenverbinder inklusive der Verortung innerhalb der Freileitungstrasse. Weiterhin erfolgt eine fotografische Dokumentation und tabellarische Auflistung. Die Seilverbinder werden innerhalb des Mastkopfbildes, des Bündels und des Spannfeldabschnittes zugeordnet. Das Ergebnis wird in einem Trassenplan dokumentiert. Auf dieser Grundlage sind folgende visuelle Zustandsprüfungen und Bewertungen möglich:

1. Bewertung der Einbauorte in der Analogie der Zuverlässigkeitsdefinitionen der VDE-AR-N 4210-4 „Anforderungen an die Zuverlässigkeit bestehender Stützpunkte von Freileitungen“. Gruppierung der Spannfelder nach den Zuverlässigkeitsstufen 1 bis 5.
2. Für Verbinder in Spannfeldern der Zuverlässigkeitsstufen 2 und 3 werden die Einbauorte unter der Annahme, dass der Verbinder versagen kann, bewertet. Können die Seilenden in den Verkehrs- und Handlungsraum des Kreuzungsobjektes eindringen? Hierbei sind die Zuordnungen „Mastkopfbild“, „Bündel“ und „Spannfeldabschnitt“ zu beachten.
3. Bewertung der Verbinderausführung
 - a) Verbinder mit einfacher Sicherheit;
 - b) Verbinder mit doppelter Sicherheit
4. Bewertung - Kennzeichnung der Verbinder in „kritisch“ und „unkritisch“

5. Die Bewertung „kritisch“ erfolgt für Verbinder mit einfacher Sicherheit und der Möglichkeit bei Versagen, dass die Seilenden in den Verkehrs- und Handlungsraum des Kreuzungsobjektes eindringen können.
6. Unternehmerische Schlussfolgerungen definieren - z. B. Installation einer zusätzlichen Spiralarmatur über dem Verbinder. Entsprechende Spiralarmaturen sind für Pressverbinder vorhanden

4.6 Plausibilisierung des WAFB

Wird im Netzbetrieb nicht nur die Strombelastbarkeit bei Hochsommerwetterlage verwendet, sondern auch der WAFB, stellt sich die Frage nach einer geeigneten Plausibilisierung der verwendeten Modelle und Abschätzungen z. B. zu Windgeschwindigkeit, Umgebungstemperatur und Globalstrahlung. Hierzu wird ein Ansatz zur Plausibilisierung vorgeschlagen.

Es stellt sich die Frage, ob mit der berechneten Strombelastbarkeit der Leiter über die zulässige Leitertemperatur erwärmt wird. Die berechnete Strombelastbarkeit soll den Leiter höchstens so weit erwärmen, dass die maximal zulässige Leitertemperatur erreicht aber nicht überschritten wird.

Grundsätzlich lässt sich im Experiment überprüfen, zu welcher Leitertemperatur die berechnete Strombelastbarkeit bei bestimmten Witterungsbedingungen führt. Dazu kann ein Leiter mit dem berechneten Strom belastet werden. In einer Laborumgebung werden die entsprechenden Witterungsbedingungen (z. B. Hochsommerwetterlage) eingestellt. Die Leitertemperatur darf unter diesen Bedingungen die maximal zulässige Leitertemperatur nicht überschreiten.

Bei der Verwendung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs werden verschiedene Annahmen z. B. bezüglich des Windanströmwinkels, der Windgeschwindigkeit oder der Globalstrahlung getroffen. Diese Annahmen sollten dabei so gewählt werden, dass die Ausnutzung der berechneten Strombelastbarkeit nicht zu einer Überschreitung der maximal zulässigen Leitertemperatur führt. Es wird empfohlen, dies für einzelne Leitungen, bei denen der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb genutzt wird, zu überprüfen. Dazu wird folgender Ansatz empfohlen.

An Stellen im Leitungsverlauf wie z. B. Waldschneisen oder Tallagen, wird die Leitertemperatur gemessen. Zudem wird die Leitertemperatur auf Basis der gewählten Annahmen zu Windanströmwinkel, Windgeschwindigkeit, etc. und dem im Leiter fließenden Strom berechnet. Sind die Annahmen konservativ gewählt, dann liegen die berechneten Leitertemperaturen oberhalb der gemessenen Leitertemperaturen.

5 Literaturverzeichnis

- [AfK Verhaltenskodex] Umsetzung beeinflussungsrelevanter Vorhaben (≥ 110 kV), 07/2019
- [CIGRE TB 207] Cigre TB 207; The thermal behaviour of overhead conductors; August 2002
- [CIGRE TB 299] Cigre TB 299; Guide for Selection of Weather Parameters for Bare Overhead Conductor Ratings; August 2006
- [CIGRE TB 498] Cigre TB 498; Guide for Application of Direct Real-Time Monitoring Systems; Juni 2012
- [CIGRE TB 601] Cigre TB 601; Guide for thermal rating calculations of overhead lines; Cigre, Dez. 2014
- [CIGRE 2008] Dräger, Hussels, Puffer; Development and Implementation of a Monitoring-System to Increase the Capacity of Overhead Lines; Cigre Session Aug. 2008; Paris
- [CIGRE 2012] Puffer, Schmale, Rusek, Neumann, Scheufen; Area-wide dynamic line ratings based on weather measurements; Cigre Session Aug. 2012; Paris
- [CIGRE 2013] Puffer, Schmale, Dörr; Weather based dynamic rating of 380-kV overhead lines and its verification; Cigre Symposium Auckland 2013, Paper B2 069
- [CIGRE 2017] Puffer, Reich, Mika; Four years of successful experience and optimizations of dynamic thermal rating operation in Austria's Transmission Grid; Cigre Symposium Dublin, 2017, Paper 063
- [CIRED 2014] Jendernalik, van Dyk, Herz, Brochtrop, Züll; Expanding high voltage network capacity using a weather condition based indirect monitoring system; Cired Workshop, Paper 0118, Rome, Juni 2014
- [dena II] dena-Netzstudie II, Berlin, 2010
- [DVGW GW 22] Arbeitsblatt GW 22; Maßnahmen beim Bau und Betrieb von Rohrleitungen im Einflussbereich von Hochspannungs -Drehstromanlagen und Wechselstrom-Bahnanlage; textgleich mit der AfK-Empfehlung Nr. 3 und der Technischen Empfehlung Nr. 7 der Schiedsstelle für Beeinflussungsfragen, 02/2014
- [ETG 2009] Schmale, Dräger, Puffer, Kliegel; Freileitungs-Monitoring – Entwicklung und Einführung eines Systems zur witterungsabhängigen Erhöhung der Strombelastbarkeit von Freileitungen; ETG-Fachtagung 2009
- [ETG 2009-1] Neumann, Rusek, Puffer; Witterungsabhängige Auslastung von Freileitungen basierend auf statistischen Auswertungen von Wetterdaten; ETG-Fachtagung 2009
- [ETG 2017] Puffer, Schmiesing, Wenzlaff; Investigation of the interaction between peak capping and usable ampacities of overhead lines for system planning purposes; ETG-Kongress 2017
- [EW 2011] Kühn, Martin, Schmale, Winter, Puffer; Freileitungs-Monitoring im Höchstspannungsnetz – Mehr Energie von Nord nach Süd, Teil 1 und Teil 2; Sonderdruck Elektrizitätswirtschaft 2011, aus Heft 3 und 4
- [IEEE 738] IEEE Power and Energy Society; IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors; IEEE Std 738™, 2012
- [ÜNB-Grundsätze] Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, Juli 2020

[WEBS] A. Webs; Dauerstrombelastbarkeit von nach DIN 48201 gefertigten Freileitungsseilen aus Kupfer, Aluminium und Alu-Drähten; Elektrizitätswirtschaft, 62. Jahrgang, Heft 23, Dez. 1963

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im
VDE (VDE|FNN)
Bismarckstraße 33
10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70