

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse

Herausgeber: Electrosuisse

Band: 96 (2005)

Heft: 24-25

Artikel: Bemessung der Landkabel für die Netzanbindung von Windfarmen

Autor: Brakelmann, Heinrich / Richert, Frank

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-857890>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 16.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Bemessung der Landkabel für die Netzanbindung von Windfarmen

Ein die Windstatistik einbeziehendes Rechenmodell ermöglicht Belastbarkeitssteigerungen von bis zu 35%

Die Leistungsabführung grosser Offshore-Windparks zum Netz-anbindungs punkt erfolgt an Land mit erdverlegten Kabeln, die ihre Verlustwärme an das umgebende Erdreich abführen müssen. Standard-Berechnungsverfahren ermitteln stark geminderte Kabelbelastbarkeiten unter der Annahme von Dauerlast und einer partiellen Bodenaustrocknung. Im vorliegenden Beitrag wird ein Rechenverfahren aufgezeigt, welches das statistische Zeitverhalten der Leistungserzeugung grosser Windfarmen bei der Auslegung dieser Erdkabel berücksichtigt. So führt die sich aus der Windstatistik [1, 2] ergebende, begrenzte Dauer der anstehenden Höchstlast von beispielsweise drei aufeinander folgenden Tagen zu erheblichen Steigerungen der Erdkabelbelastbarkeit, ohne dass eine partielle Austrocknung des Kabelgrabens befürchtet werden muss.

Bei der Dimensionierung der Landkabel zur Abführung der Windparkleistung, die durchaus oft über Längen von eini-

Heinrich Brakelmann, Frank Richert

gen 10 km geführt werden müssen, treten neue Gesichtspunkte hinzu: gegenüber einer im Bereich des offenen Meeres und des Wattenmeers näherungsweise einheitlichen Wärmeleitfähigkeit des Bodens ist hier das Problem einer möglichen partiellen Austrocknung des Kabelgrabens zu beachten, die zu erheblichen Einschränkungen der Kabelbelastbarkeit führen kann.

Ein Standard-Berechnungsverfahren empfiehlt IEC [3] mit dem Zweischichtenmodell [4–6]. Im Folgenden wird ein Berechnungsverfahren vorgestellt und auf eine Anordnung nach Bild 1 angewendet, das auf dieser Basis die besonderen Gegebenheiten einer von der Windstatistik abhängigen Kabelbelastung berücksichtigt.

Kabelbelastbarkeit bei Berücksichtigung der Windstatistik

Der Ansatz einer dauernd anstehenden Höchstlast für die Kabelauslegung

mit \bar{v} als mittlerer Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und mit einer mittleren Windparkleistung \bar{P}_{WP} (Erwartungswert)

$$\bar{P}_{WP} = \int_0^{\infty} h(v) \cdot P_{WP}(v) \cdot dv \quad (2)$$

Daraus können die Faktoren $q_P = \bar{P}_{WP} / \hat{P}_{WP}$ und $q_I = \bar{I} / \hat{I}$ definiert werden. Für HGÜ-Kabel ist eine quadratische Abhängigkeit vom Leiterstrom I gegeben:

$$\frac{\bar{I}}{\hat{I}} \approx \frac{P_{WP}}{\hat{P}_{WP}} \quad \text{und} \quad \frac{P_I}{\hat{P}_I} \approx \left(\frac{I}{\hat{I}} \right)^2 \quad (3)$$

In diesem Falle gilt $q_I = q_P$.

P_V : Kabelverlustbelag

Bei Drehstromkabeln muss nicht nur die Abhängigkeit des mit der Windparkleistung schwankenden Wirkstromes, sondern auch der Ladestrom des Kabels berücksichtigt werden, der auch bei Leerlaufbetrieb ($P_{WP} \approx 0$) von beiden Seiten in das Kabel eingespeist wird. Damit wird der Laststrom des Kabels ortsabhängig. Bei beidseitiger Kompensation des Kabels wird die Auslegung sinnvollerweise für das Kabelende mit dem höchsten Ladestrom ausgelegt. Wird das Verhältnis dieses Ladestromes I_0 zum Höchstwert des vom Windpark gelieferten Wirkstromes zu $c = I_0 / \hat{I}_{WP}$ definiert, so wird der Höchstwert des Laststromes $\hat{I} = \hat{I}_{WP} \cdot (1 + c^2)^{1/2}$.

Der zeitliche Mittelwert (Erwartungswert) des Kabelverlustbelags lässt sich schliesslich gemäss Formel 4 bestimmen.

ist unrealistisch, da die zeitlichen Mittelwerte der Windparkleistung und damit auch der Verluste im Kabel weit niedriger als die entsprechenden Höchstwerte sind [7]. Zur Ermittlung des Zeitmittelwertes der Kabelverluste kann man zunächst der Windgeschwindigkeit eine statistische Häufigkeit z.B. in Form einer Rayleigh-Verteilung (als Spezialfall der Weibull-Verteilung [8]) zuordnen:

$$h(v) = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{v}{\bar{v}^2} \cdot e^{-\frac{\pi v^2}{4 \bar{v}^2}} \quad (1)$$

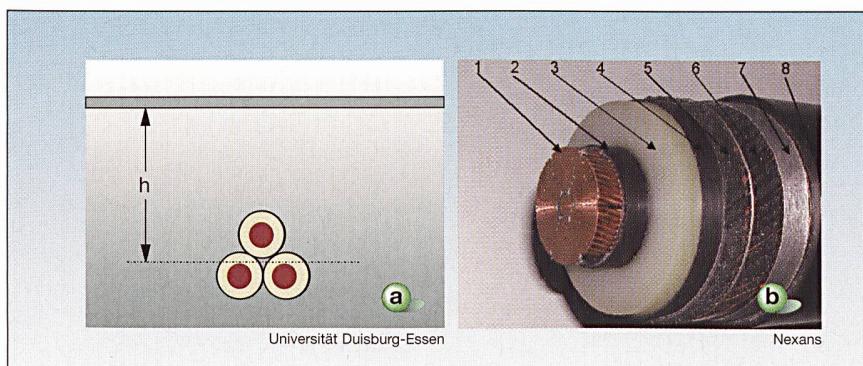
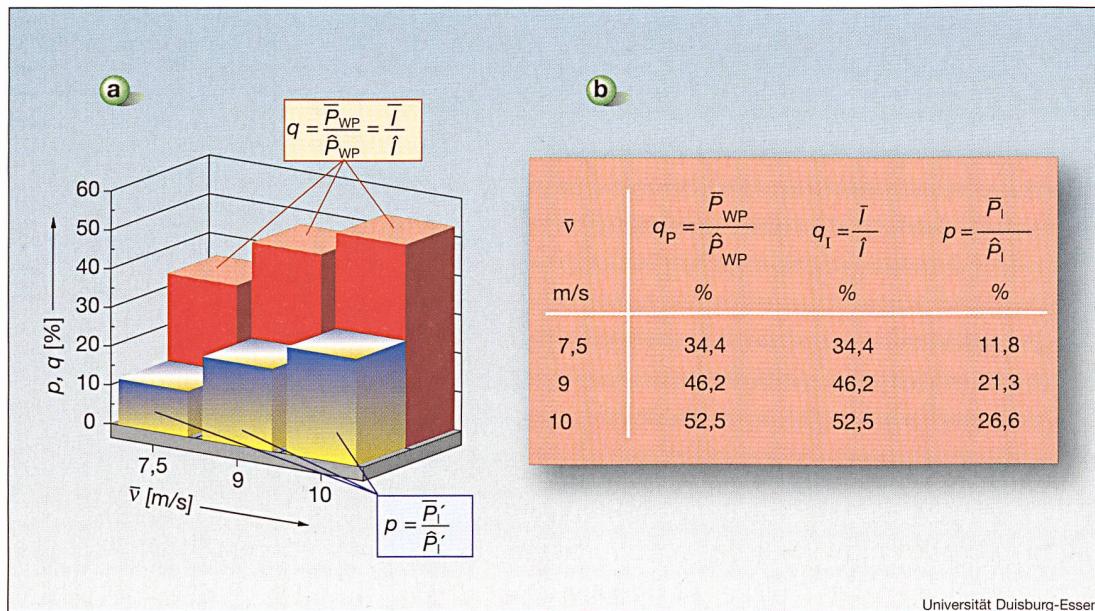


Bild 1 Untersuchte Anordnung (links) und Aufbau des 150-kV-Kabels

1: Leiter; 2: Leiterglättung; 3: Isolierung; 4: Abschirmung; 5: leitfähiges Krepppapier; 6: Kupferdrahtschirm; 7: Al-Schichtenmantel; 8: Korrosionsschutz

Windenergie



$$\bar{P}'_1 = \int_0^{\infty} h(v) \cdot P'_1(v) \cdot dv \quad (4)$$

In Bild 2 sind für drei mittlere Windgeschwindigkeiten die mittlere Windparkleistung, der auf den Höchstwert bezogene mittlere Übertragungsstrom eines verhältnismässig kurzen Kabels ($I_0 \ll I_n$) sowie der relative Zeitmittelwert des Kabelverlustbelages zusammengestellt. Demnach ergibt sich für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 10 m/s ein bezogener Strommittelwert von 52,5% und ein bezogener mittlerer Verlustbelag des Kabels von 27,6%.

Die mittlere Erwärmung des Kabels ergibt sich aus diesem erheblich verringerten Verlustbelag \bar{P}'_1 . Sie wird damit weitaus geringer liegen als unter der Voraussetzung einer Dauerlast.

Mit zunehmendem Ladestrom steigt der Strommittelwert an. Tabelle I zeigt dies für eine mittlere Windgeschwindigkeit von $\bar{v} = 10$ m/s. Eine spürbare Ab-

weichung des Strommittelwerts vom Leistungsmittelwert ist allerdings erst für Ladeströme zu erwarten, die etwa 25% oder mehr des höchsten vom Windpark gelieferten Wirkstroms betragen.

Transiente Kabelerwärmung

Nach Auswertung mehrjähriger Winddaten aus der Nord- und Ostsee [7] ist die grösste Anzahl aufeinander folgender Tage mit ununterbrochener Volllast des Windparks (d.h. mit Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe von mehr als 13 m/s) – bis auf seltene statistische Ausreisser – nicht grösser als drei. Daher interessiert besonders das Erwärmungsverhalten innerhalb dieser Zeitspanne.

Bild 3 zeigt die nach einem Stromsprung innerhalb eines Zeitraumes von 14 Tagen auftretende, auf den stationären Endwert bezogene Erwärmung des 150-kV-Kabelsystems, und zwar einerseits die Leitererwärmung $\Delta\Theta_c$ und andererseits die Erwärmung $\Delta\Theta_{100}$ eines Aufpunkts in 100 mm Abstand von der Kabeloberfläche. Demnach hat sich nach einer dreitägigen Volllastperiode der Leiter der Kabeladern erst auf rund 60% und der Aufpunkt im Boden erst auf etwa 40% der jeweiligen Endtemperatur erwärmt¹⁾. Demnach bestehen für den betrachteten Zeitraum erhebliche Zeitreserven bis zum Erreichen der stationären Endtemperaturen.

Berechnung der Strombelastbarkeit ohne Bodenaustrocknung

Für die Tiefwasser- und Wattmeerkabel, aber auch für Landkabel in einem thermisch stabilisierten Kabelgraben braucht eine partielle Austrocknung der Kabelumgebung nicht berücksichtigt

$c = \frac{I_0}{I_{WP}}$	$q_I = \frac{\bar{I}}{\hat{I}}$	$p = \frac{\bar{P}'_1}{\hat{P}'_1}$
[%]	[%]	[%]
0	0,525	27,6
10	0,53	28,1
20	0,56	31,1
30	0,6	36,0
50	0,725	52,6

Tabelle I Einfluss des Ladestromes auf den zeitlichen Mittelwert des Laststromes und der Verluste
Für $\bar{v} = 10$ m/s, $q_P = \bar{P}_{WP} / \hat{P}_{WP} = 0,525$

Bild 2 Einfluss der mittleren Windgeschwindigkeit auf die Zeitmittelwerte der Windparkleistung P_{WP}

Kabelstrom I und Verlustbelag P'_1 eines Kabelsystems für eine kurze Kabellänge mit $I_0 \approx 0$

zu werden. Ausgegangen wird hier von der Dauerbelastbarkeit I_D des Kabels, die sich aus der höchstzulässigen Leitererwärmung $\Delta\Theta_{c,max}$ mit $\Delta\Theta_{c,max} - \Delta\Theta_D = \Delta\Theta_{c,zul} = T'_{ges} \cdot R'_c \cdot I_D^2$ ergibt. $\Delta\Theta_D$ ist dabei die stromunabhängige Leitererwärmung durch dielektrische Verluste, R'_c der Leiterwiderstandsbelag bei höchstzulässiger Leitererwärmung $\Delta\Theta_{c,max}$, die sich aus der Umgebungstemperatur Θ_U gemäss $\Delta\Theta_{c,max} = \Theta_{c,max} - \Theta_U$ bestimmt. T'_{ges} ist der auf die Leiterverluste bezogene gesamte Wärmewiderstand des Kabelinneren und der Kabelumgebung [6, 7, 8, 10].

Gesucht ist der über die Zeit von n Tagen zulässige Überlaststrom, der sich mit dem Überlastfaktor μ aus der Dauerbelastbarkeit mit

$$I = (1+\mu) \cdot I_D \quad (5)$$

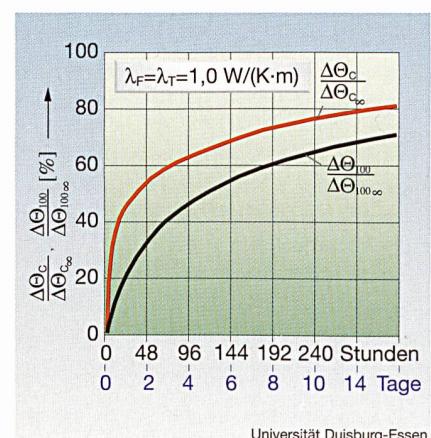


Bild 3 Transiente, auf den Endwert bezogene Erwärmungen der Leiter ($\Delta\Theta_c$) der Kabeladern nach Bild 1 sowie eines Aufpunktes ($\Delta\Theta_{100}$) in 100 mm Abstand von der Kabeloberfläche nach einem Lastsprung

ergibt, wenn der Stromsprung – ausgehend vom zeitlichen Mittelwert des Stromes $\bar{I} = q \cdot \hat{I} = q \cdot (1+i\bar{u}) \cdot I_D$ – zum Zeitpunkt $t=0$ erfolgt. Wird die Temperaturabhängigkeit des Widerstandsbelages R'_c vernachlässigt (Abschätzung auf der sicheren Seite), so gilt für den zeitlichen Mittelwert der Leitererwärmung $\Delta\Theta_c$: $\Delta\Theta_c - \Delta\Theta_D = T'_{ges} \cdot R'_c \cdot \bar{I}^2 = T'_{ges} \cdot R'_c \cdot q^2 \cdot (1+i\bar{u})^2 \cdot I_D^2$.

Die durch den Stromsprung von \hat{I} auf \bar{I} hervorgerufene Erwärmung hat den Endwert $\Delta\Theta_T = T'_{ges} \cdot R'_c \cdot (\bar{I}^2 - \hat{I}^2) = \Delta\Theta_{c,zul} \cdot (1+i\bar{u})^2 \cdot (1-q^2)$.

Nach dem Betrachtungszeitraum von n Tagen ist der Bruchteil $f_{\bar{u}} \cdot \Delta\Theta_T$ dieser Erwärmung erreicht, der sich der mittleren Leitererwärmung $\Delta\Theta_c$ so überlagert, dass gerade die höchstzulässige Leitererwärmung $\Delta\Theta_c - \Delta\Theta_D + f_{\bar{u}} \cdot \Delta\Theta_T = \Delta\Theta_{c,zul} \cdot [q^2 \cdot (1+i\bar{u})^2 + f_{\bar{u}} \cdot (1-q^2) \cdot (1+i\bar{u})^2]$ erreicht wird.

Daraus folgt die mögliche zeitweilige Überlastbarkeit des Kabels um den Faktor $v_{\bar{u}}$ (Formel 6).

$$v_{\bar{u}} = 1+i\bar{u} = \frac{1}{\sqrt{f_{\bar{u}} + q^2 \cdot (1-f_{\bar{u}})}} \quad (6)$$

Formel 6 bietet die Möglichkeit einer einfachen Bestimmung der Strombelastbarkeit eines Kabels, ausgehend von seiner Dauerbelastbarkeit. Hierzu muss zunächst die thermische Sprungantwort (bezüglich Leiter oder Aufpunkt) und daraus – bei Vorgabe der grössten Anzahl n von aufeinander folgenden Volllasttagen – der Erwärmungsfaktor $f_{\bar{u}}$ bestimmt werden. Ausserdem muss anhand der statistischen Verteilung der Windgeschwindigkeit das Verhältnis q von Zeitmittelwert und Höchstwert der Windparkleistung berechnet bzw. vorgegeben werden. Eine Erweiterung dieses Verfahrens auf die Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung soll im Folgenden vorgenommen werden.

Strombelastbarkeit von Landkabeln bei partieller Bodenaustrocknung

Ausgegangen wird wieder von der Dauerbelastbarkeit I_D des Kabels, die sich unter Berücksichtigung einer partiellen Austrocknung des Kabel umgebenden Bodens aus der höchstzulässigen Leitererwärmung $\Delta\Theta_{c,max}$ mit $\Delta\Theta_{c,max} - \Delta\Theta_d + \Theta_{x,D} = \Delta\Theta_{c,max} + \Theta_{a,D} = T'_{ges,D} \cdot R' \cdot I_D^2$ ergibt, mit dem ohmschen Widerstandsbelag des Kabels bei Betriebstemperatur $R' = R'_c \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2)$. $\lambda_1 + \lambda_2$ bedeuten dabei die Zusatzverlustfaktoren für Schirm/Mantel und Bewehrung nach [10] und $\Theta_{x,D}$ den für den Dauerlastzustand gültigen Korrekturterm zur Erfassung der partiellen Bodenaustrocknung, die bei Überschreiten einer Grenzerwärmung

$\Delta\Theta_g$ durch die Kabeloberflächenerwärmung $\Delta\Theta_{S,D}$ auftritt (Zweischichtenmodell [6, 7, 8, 10]).

Für die einzelnen Faktoren gelten dabei die folgenden Zusammenhänge: $\Theta_{x,D} = (v_x - 1) \cdot \Theta_g$, mit $v_x = \lambda_F/\lambda_T$ für $\Delta\Theta_{S,D} > \Delta\Theta_g$ und $v_x = 1$ für $\Delta\Theta_{S,D} \leq \Delta\Theta_g$.

Die Indizes «F» und «I» stehen für «feucht» bzw. «trocken».

$T'_{ges,D}$ ist der auf die ohmschen Verluste bezogene, gesamte Wärmewiderstand des Kabelinneren T'_K und der Kabelumgebung bei Dauerlast [6, 7, 8, 10], mit der Bedingung $T'_{ges,D} = T'_K + v_x \cdot T'_{4,F}$.

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass bei dauernder Volllast des Kabels mit Kabeloberflächentemperaturen, die bei VPE-Kabeln üblicherweise mehr als 70 °C betragen, die Kabelumgebung partiell austrocknet.

Wie im Fall ohne Bodenaustrocknung lässt sich auch hier der über die Zeit von n Tagen zulässige Überlaststrom mit dem Überlastfaktor $v_{\bar{u}} = 1 + i\bar{u}$ bestimmen, woraus sich der zeitliche Mittelwert der Leitererwärmung $\Delta\Theta_c + \Theta_a = (\Delta\Theta_{c,max} + \Theta_{a,D}) \cdot v_T \cdot q^2 \cdot (1+i\bar{u})^2$ berechnen lässt. v_T ist dabei der Quotient der beim Strommittelwert (\bar{T}'_{ges}) und bei Dauerlast ($\bar{T}'_{ges,D}$) gegebenen Wärmewiderstände. Es sind nun zwei Fälle zu unterscheiden:

- Fall a: Auch für den Zeitmittelwert des Laststromes trocknet die Kabelumgebung partiell aus ($\Delta\Theta_s > \Delta\Theta_g$). Für diesen Fall gilt: $v_T = 1$; $\Theta_x = \Theta_{x,D}$; $\Theta_a = \Theta_{a,D}$. Daraus ergibt sich der bereits ermittelte Überlastfaktor nach Formel 6.
- Fall b: Bei dem zeitlichen Mittelwert des Laststromes trocknet die Kabelumgebung nicht aus ($\Delta\Theta_s \leq \Delta\Theta_g$), woraus sich $v_T = \bar{T}'_{ges} / \bar{T}'_{ges,D}$; $\Theta_x = 0$; $\Theta_a = -\Delta\Theta_d$ ergibt.

Fall b erscheint mit den vorliegenden Daten der Windstatistik [7] realistisch, wonach über einen Betrachtungszeitraum von mehreren Jahren keine zusammenhängenden Volllastphasen (d.h. Zeiten mit Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe von mehr als 13 m/s) von mehr als drei Tagen beobachtet wurden.

Das Einsetzen der Bodenaustrocknung ist ein langwieriger Prozess, der erst nach Erreichen einer kritischen Erwärmung der Kabeloberfläche (bei normalen Böden um mindestens 15 K) einsetzt; die vollständige Ausbildung des Austrocknungsbereiches, wie er vom Zweischichtenmodell stationär angesetzt wird, braucht üblicherweise einige Monate [10]. Es ist daher nicht zu erwarten, dass innerhalb einer maximalen Dauer der anstehenden Höchstlast von drei bis zu sechs Tagen (als statistischer Ausreißer) die Kabelumgebung in spürbarem Masse austrocknet,

zumal nach Bild 3 die Erwärmung der relevanten Bodenbereiche dann erst zu einem Bruchteil stattgefunden hat.

Daher soll im Folgenden davon ausgängen werden, dass der das Kabel umgebende Boden keine Austrocknung erfährt, d.h. es wird Fall b vorausgesetzt. Bedingung hierzu ist, dass die Kabeloberflächenerwärmung $\Delta\Theta_s$ als zeitlicher Mittelwert die Grenzerwärmung für Bodenaustrocknung $\Delta\Theta_g$ nicht überschreitet: $\Delta\Theta_s = T'_{4,F} \cdot (R' \cdot I_D^2 + P'_d) = T'_{4,F} \cdot [R'_g \cdot I_D^2 \cdot q^2 \cdot (1+i\bar{u})^2 + P'_d] \leq \Delta\Theta_g$.

Diese Gleichung stellt eine Grenzbedingung für den zu ermittelnden Überlastfaktor $(1+i\bar{u})$ dar (für Dauerlast wird üblicherweise $\Delta\Theta_g = 15$ K gewählt).

Mit dem Widerstandsbelag des Kabels R'_g wird noch eine Temperaturkorrektur eingeführt, da unter der Bedingung $\Delta\Theta_s \leq \Delta\Theta_g$ die Leitererwärmung $\Theta_{c,g}$ nicht wesentlich höher als die Grenztemperatur Θ_g liegen wird. Mit $\Theta_{c,g} \approx \Theta_g + 5$ K und $\Theta_{c,max} = 90$ K bestimmt sich der Temperaturkorrekturfaktor r_Θ aus $R'_g = R' \cdot r_\Theta = R' \cdot [1 + \alpha_T \cdot (\Theta_{c,g} - 20 \text{ K})] / [1 + \alpha_T \cdot (\Theta_{c,max} - 20 \text{ K})]^{-1} = R' \cdot 0,847$.

Bei Vernachlässigung des Einflusses der dielektrischen Verluste ergibt sich so die Abschätzung für $1+i\bar{u}$ gemäß Formel 7.

$$1+i\bar{u} \leq \sqrt{\frac{\Delta\Theta_g \cdot v_x}{r_\Theta \cdot q^2 \cdot (\Delta\Theta_{S,D} + \Theta_x)}} \quad (7)$$

Damit ergibt sich die Enderwärmung auf Grund des Stromsprunges von \hat{I} auf \bar{I} zu $\Delta\Theta_T = (\Delta\Theta_{c,max} + \Theta_{a,D}) \cdot v_T \cdot q^2 \cdot (1+i\bar{u})^2 \cdot (1-q^2)$. Nach dem Betrachtungszeitraum von n Tagen ist der Bruchteil $f_{\bar{u}} \cdot \Delta\Theta_T$ dieser Erwärmung erreicht, der sich der mittleren Leitererwärmung $\Delta\Theta_c$ so überlagert, dass gerade die höchstzulässige Leitererwärmung $\Delta\Theta_{c,max} = \Delta\Theta_c + f_{\bar{u}} \cdot \Delta\Theta_T$ erreicht wird.

Daraus folgt die für den Fall b und unter der in Formel 7 angegebenen Bedingung mögliche, zeitweilige Überlastbarkeit des Kabels um den Faktor $v_{\bar{u}}$ gemäß Formel 8.

$$v_{\bar{u}} = 1+i\bar{u} = \left(\frac{\Delta\Theta_{c,max} - \Delta\Theta_d}{\Delta\Theta_{c,max} - \Delta\Theta_d + \Theta_x} \right)^{\frac{1}{2}} \cdot \frac{1}{f_{\bar{u}} + q^2 \cdot (1-f_{\bar{u}})} \quad (8)$$

Beispiel

Betrachtet wird die gebündelte Anordnung eines Einleiter-Drehstromkabelsystems nach Bild 1, das sich in einer Tiefe h im Erdboden befindet. Dem Boden werden thermische Standardeigenschaften mit dem spezifischen Wärmewiderstand des feuchten Bodens

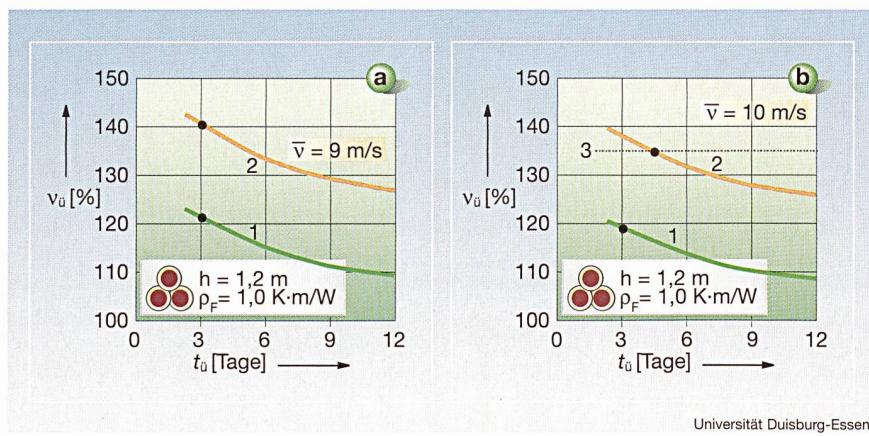


Bild 4 Überlastfaktoren nach Tabelle II für mittlere Windgeschwindigkeiten von 9,0 m/s (a) und 10,0 m/s (b), als Funktion der Volllastdauer

Kennlinie 1: Fall a, mit spontaner Bodenaustrocknung, siehe Formel 6; Kennlinie 2: Fall b, ohne Bodenaustrocknung, siehe Formel 8; Kennlinie 3: Vermeidung von Bodenaustrocknung, Begrenzung durch den Verlustmittelfaktor, siehe Formel 7

$(\rho_F = 1,0 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W})$, dem spezifischen Wärmewiderstand des ausgetrockneten Bodens ($\rho_T = 2,5 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$) und der ungestörten Bodentemperatur $\Theta_U = 20^\circ\text{C}$ zugeordnet.

Die 150-kV-Kabeladern sind vom Typ N2XS(FL)SY 1×1200 mm² rms/50 mm² (Bild 1b), d.h. sie weisen einen Kupferleiterquerschnitt von 1200 mm², eine 18,5 mm starke XLPE-Isolierung mit leitfähigen Schichten, einen Kupferdrahtschirm und einen äusseren Korrosionsschutz (4 mm) bei einem Aussendurchmesser von rund 103 mm auf. Der Ladedstrom des Kabels betrage weniger als 25% des höchsten vom Windpark gelieferten Wirkstroms, so dass sein Einfluss auf den Strommittelwert vernachlässigt werden kann.

Das Drehstromkabel hat unter diesen Standardbedingungen eine Dauerbelast-

barkeit von $I_D = 971 \text{ A}$ bei einem Verlustbelag von 60,4 W/m, der zur höchsten zulässigen LeiterTemperatur von $\Theta_{c,max} = 90^\circ\text{C}$ und zu einer Kabeloberflächentemperatur von $\Delta\Theta_{S,D} = 80,4^\circ\text{C}$ führt. Die sonstigen sich aus dieser Belastbarkeitsberechnung ergebenden Kenngrössen sind: $\Delta\Theta_d < 1 \text{ K}$, $T'_K = 0,504 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$ und $T'_{4,F} = 0,55 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$. Daraus ergibt sich ein Wärmewiderstandsverhältnis von $v_T = T'_{ges} / T'_{ges,D} = (T'_K + v_x \cdot T'_{4,F}) \cdot (T'_K + T'_{4,F})^{-1} = 0,561$.

Bodenaustrocknung wird vermieden, wenn die im zeitlichen Mittel anstehende Kabeloberflächenerwärmung die Grenzerwärmung für Bodenaustrocknung nicht überschreitet, Formel 7 also erfüllt wird. Diese Höchstgrenze des Überlastfaktors für mittlere Windgeschwindigkeiten von 9 m/s und 10 m/s ist in der rechten Spalte von Tabelle II angegeben.

Der während der Volllastphasen ablaufende Erwärmungsvorgang begrenzt über die höchste zulässige LeiterTemperatur die Kabelbelastbarkeit weiter. Gegenüber der Dauerbelastbarkeit ergeben sich Überlastfaktoren, die in der vierten Spalte der Tabelle II für die Annahme spontaner Bodenaustrocknung und in der fünften Spalte für die Annahme nicht austrocknenden Bodens wiedergegeben sind. Bild 4 stellt diese Ergebnisse grafisch dar. Daraus ist ersichtlich, dass für mittlere Windgeschwindigkeiten von weniger als 9 m/s die transiente Leitererwärmung die Belastbarkeit beschränkt (Kennlinie 2), während für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 10 m/s der Zeitmittelwert der Last bzw. der Kabelverluste die Begrenzung darstellt (Kennlinie 3).

Um auf der sicheren Seite zu liegen, soll im Folgenden eine mittlere Windgeschwindigkeit von 10 m/s in Betracht gezogen werden. Schon ohne Berücksichtigung eines günstigeren Bodenverhaltens (d.h. bei Annahme spontaner Bodenaustrocknung) ergibt sich für die längste Volllastperiode von $t_u = 3 \text{ Tage}$ ein Erwärmungsfaktor von $f_u = 59,5\%$, woraus mit Formel 6 bzw. aus Bild 4 ein Überlastfaktor von $(1 + \ddot{\nu}) = 119,0\%$ folgt. Die Kabelbelastbarkeit kann mit hin selbst unter dieser zu pessimistischen Annahme von $I_D = 971 \text{ A}$ auf 1,155 kA gesteigert werden.

Mit den vorangegangenen Überlegungen sind keine Austrocknungsvorgänge im Boden während der Volllastphasen zu erwarten. Die für homogenen, feuchten Boden im Volllastfall auftretende Leitererwärmung führt mit Formel 8 zu einem Überlastfaktor von $(1 + \ddot{\nu}) = 138,2\%$, also zu einem Höchststrom von 1,342 kA. Allerdings verstößt der so ermittelte Überlastfaktor gegen die Grenzbedingung von Formel 7. Dies bedeutet, dass dieser Höchststrom mit einem zeitlich mittleren Strom ($q = 0,525$) von 704 A verbunden ist, der bereits zur partiellen Bodenaustrocknung führen würde.

Nach Formel 7 darf der Überlastfaktor maximal $(1 + \ddot{\nu}) = 135,2\%$ betragen. Als Endergebnis kann demnach die Kabelbelastbarkeit gegenüber dem Dauerlastfall mit $I_D = 971 \text{ A}$ auf 1,313 kA erhöht werden.

Referenzen

- [1] H. Brakelmann: Efficiency of HVAC Power Transmission from Offshore-Windmills to the Grid. Report, IEEE PowerTech Conference, 2003, Bologna.
- [2] H. Brakelmann: Drehstrom-Netzanbindung grosser Offshore-Windparks – Wirkungsgrade und

Mittlere Windgeschwindigkeit \bar{v}	Volllast-Tage n	Leiter-Erwärzung f_u	Überlastfaktor $(1 + \ddot{\nu})$ nach		
			Fall a: Bodenaustrocknung Formel 6	Fall b: keine Bodenaustrocknung Formel 8	Fall b: keine Bodenaustrocknung Formel 7
9,0	3	59,5	121,1	140,7	153,6
	6	69,1	114,9	133,5	153,6
	12	79,5	109,2	126,8	153,6
10,0	3	59,5	119,0	138,2	135,2
	6	69,1	113,5	131,8	135,2
	12	79,5	108,4	125,9	135,2

Tabelle II Erwärmungsfaktoren f_u und Überlastfaktoren $(1 + \ddot{\nu})$

Für n aufeinander folgende Volllasttage bei mittleren Windgeschwindigkeiten von 9,0 m/s ($q = 0,462$) und 10,0 m/s ($q = 0,525$) und $\Delta\Theta_{c,max} = 70 \text{ K}$; $\Delta\Theta_d \approx 0$; $T'_K = 0,504 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$; $T'_{4,F} = 0,55 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$; $v_T = 0,561$; $v_X = 2,5$; $\Theta_U = 22,5 \text{ K}$; $\Theta_{S,D} = 65,4 \text{ K}$; $r_\Theta = 0,847$; fett eingetragen: zulässige Überlastfaktoren

- Grenzen. Wind-Kraft Journal (2002), H. 5, S. 68–72.
- [3] IEC-Publikation 60287: Calculation of the continuous current rating of cables (100% load factor), 1982.
- [4] L. Heinhold, R. Stubbe: Kabel und Leitungen für Starkstrom. Siemens AG, Berlin/München, 1969.
- [5] H. Brakelmann: Belastbarkeiten der Energiekabel – Berechnungsmethoden und Parameteranalyse. VDE-Verlag (1985), S. 1–401.
- [6] H. Brakelmann: Energietechnik programmiert – Probleme, Lösungen, Programme. VDE-Verlag (1989) S. 1–266.
- [7] F. Richert: Auswertung langjähriger Windmessungen für die Nord- und Ostsee. Interner Bericht, GEO mbH, Enge-Sande, 2003.
- [8] E. Hau: Windkraftanlagen. Springer-Verlag, Berlin, 1996.
- [9] H. Brakelmann, F. Richert: Bemessung der Energiekabel zur Netzanbindung von Offshore-Windfarmen. ew 2004, H. 4, S. 56–59.
- [10] U. Beyer: Berechnung transienter Kabelerwärmung. Elektrizitätswirtschaft (1984), S. 114 bis 1117.
- [11] H. Brakelmann: Kabel-Verluste und Verlustkosten in Windfarmen. Bulletin SEV/VSE (2002) Nr. 24/25, S. 41–44.
- [12] H. Brakelmann: Aspects of Cabling in Offshore Windfarms. Report: 4. Workshop on Offshore Windfarms, Billund, Oktober 2003.
- [13] J. Falkenhagen: Private Mitteilung, 2004.

Angaben zu den Autoren

Prof. Dr.-Ing. **Heinrich Brakelmann**, VDE, ist Professor im Fachgebiet Energietransport und -speicherung der Universität Duisburg-Essen. Die Hauptausrichtung seiner Arbeiten ist die Kabeltechnik (ETG-Preis 1982). Er studierte an der RWTH Aachen Elektrotechnik, wo er 1973 auch promovierte. Danach arbeitete er als Entwicklungs-Fachabteilungsleiter der Felten & Guilleaume Energietechnik AG in Köln. 1976 nahm er seine Tätigkeit als Oberingenieur an der Universität Duisburg auf, habilitierte sich 1985, wurde 1992 zum apl. Professor ernannt und 1994 berufen. Er ist Autor von rund 120 Fachaufsätzen sowie von drei Buchpublikationen zu Themen der Kabeltechnik.
Universität Duisburg-Essen, Fakultät für Ingenieurwissenschaften, D-47048 Duisburg, brakelmann@uni-duisburg.de

Dipl.-Ing. **Frank Richert** ist seit über 15 Jahren im Bereich Windenergie tätig. Nach Anstellungen als wissenschaftlicher Mitarbeiter an der TU Braunschweig und als technischer Leiter bei der Windenergieanlagenherstellerin WEA leitet er seit 5 Jahren den Bereich Offshore bei der Firma GEO Gesellschaft für

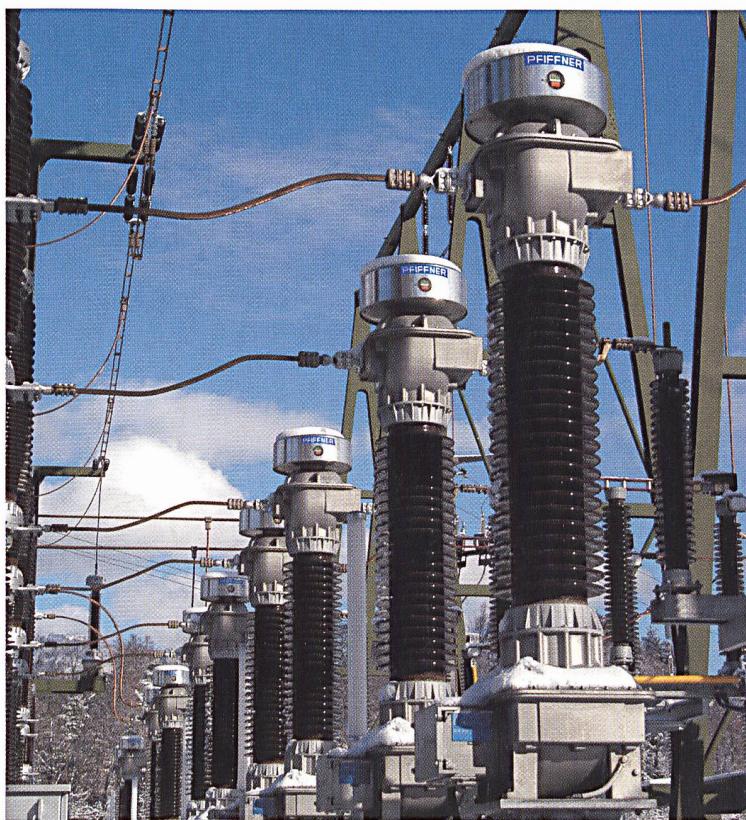
Energie und Ökologie mbH in Nordfriesland, wo er für die Genehmigungsplanung und die vorbereitende technische Planung von Offshore-Windparks – z.B. SKY2000 in der Ostsee und DanTysk in der Nordsee – zuständig ist. Zurzeit beteiligt er sich an der Planung der Forschungsplattform Neptun in der Nordsee. Frank Richert ist Mitglied im Deutschen Wasserstoff Verband (DWV) und im Offshore Forum Windenergie. *GEO Gesellschaft für Energie und Ökologie mbH, D-25917 Enge-Sande, frank.richert@geo-mbh.de*

¹ Bei weiter entfernten Aufpunkten im Boden muss – in Ergänzung zu Bild 3 und in Erweiterung zu den Darstellungen in [9] – der Betrachtungszeitraum verlängert werden, da dort eine Verschleifung des Erwärmungsverlaufs eintreten und das Erwärmungsmaximum nicht exakt am Ende der Volllastperiode, sondern auch später auftreten kann [13].

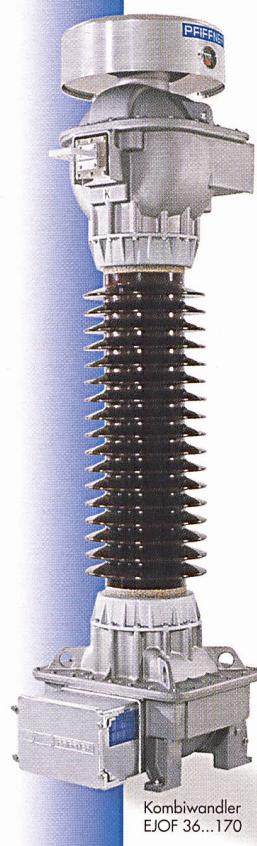
Dieser Verschleifungseffekt verstärkt sich mit zunehmender Legetiefe des Kabels. Hiermit einhergehend verringert sich aber auch der Absolutbetrag der Aufpunkt erwärmung rasch, so dass der Effekt zwar interessant, aber kaum von praktischer Bedeutung ist. Im Kabel und in Kabelnähe ist dieser Effekt vernachlässigbar, und es gelten die genannten Θ_C -Reduktionsfaktoren.

Modernisierte BKW-Bahnstromanlage Wimmis...

wir wünschen gute Fahrt
im Berner Oberland!



BKW-Bahnstromanlage Wimmis

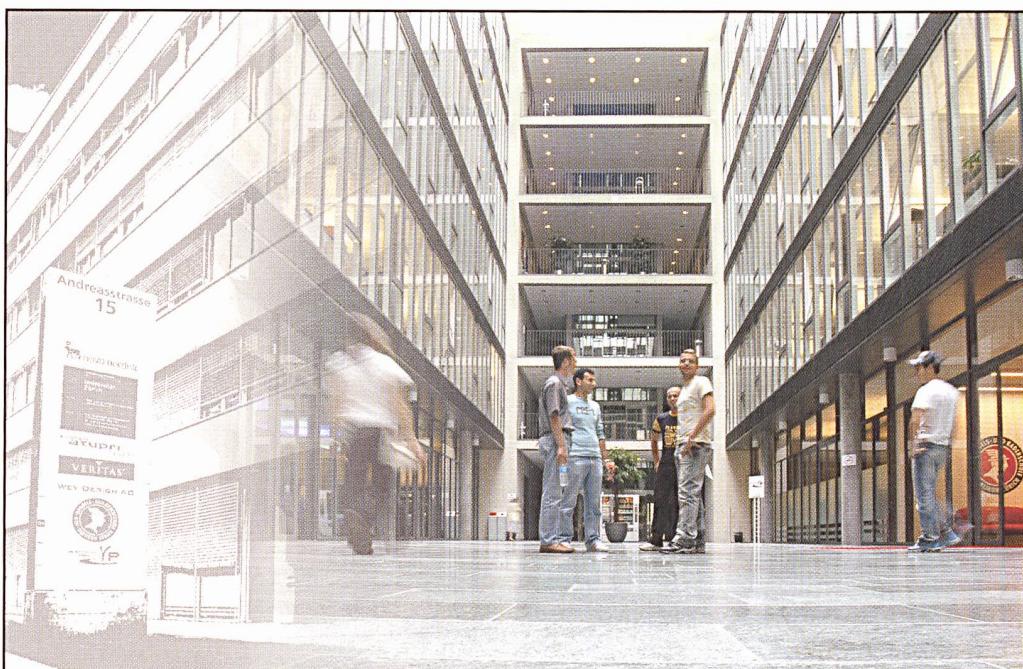


Kombiwandler
EJOF 36...170

PFIFFNER Messwandler AG
PFIFFNER Instrument Transformers Ltd
CH-5042 Hirschthal



Tel. +41 62 739 28 28
Fax +41 62 739 28 10
E-mail sales@pmw.ch
www.pmw.ch



Edgar Ledigergerber
Verkaufsingenieur
Nexans Cortaillod

„Mit flammwidrigen,
halogenfreien
Installationskabeln
wird Ihr Gebäude
und seine Bewohner
im Brandfall besser
gegen Rauch und
toxische Gase
geschützt sein.“

Projekt: Sicherheits-Verkabelung [NOHal-Kabel] der HSO Oerlikon Zürich

Hinter jeder Leistung stecken oft unsere Kabel

Nexans Schweiz AG 2, rue de la Fabrique CH-1016 Cortaillod www.nexans.ch



Globale Kompetenz in
Kabeln und Kabelsystemen



Jetzt anmelden: www.akm.ch/gis_sit2006

Themen der GIS/SIT 2006

- Nationale Geodaten-Infrastruktur
- Kantonale Raumkataster in der Praxis
- Journée SIT Romandie
- Gemeinde-GIS: Einstieg, Organisation
- Verkehrstelematik
- GIS in der Raumplanung
- GIS in der Umweltplanung
- Geodaten für Elektrizitätswerke
- SIA 405 (GEO405): GIS-Normen in der Praxis
- Datenmanagement in der Siedlungsentwässerung

Workshops

- Nutzungsbestimmungen für die Verwendung von Geodaten
- Integration GIS in Büroautomation
- Implementierung von Geodaten-Infrastrukturen: Methoden und Werkzeuge
- OGC-Standards und -Technologien: Basis für die Geodienste der Zukunft
- Mobile GIS: Anwendungen in der Kartierung

GIS/SIT 2006

Schweizer Forum für Geoinformation

14.–16. Februar 2006, Universität Zürich-Irchel

GIS/SIT 2006

Forum suisse de la géo-information

14–16 février 2006, Université Zurich-Irchel



uni eth zürich

