

Gutachten:

Begutachtung der NOK-Studie:

Umbau 220-kV-Leitung

Beznau-Birr

auf 380/220 kV

Teilverkabelung Riniken

Auftraggeber:

Gemeindeverwaltung Riniken, Schweiz

(2009)

Heinrich Brakelmann

Universitätsprofessor an der
Universität Duisburg-Essen/ Campus Duisburg
Energietransport und -speicherung

Rheinberg, im Juli 2009

**Begutachtung der NOK-Studie:
Umbau 220-kV-Leitung Beznau-Birr auf 380/220 kV/ Teilverkabelung Riniken**

H. Brakelmann

Inhaltsverzeichnis

	Seite
0. Kurzfassung	3
1. Problemstellung	6
2. Stand der Technik	7
3. Höchstlast und Auslastung: Vorgaben der NOK-Studie und Folgerungen	7
4. Auslegung der Kabeltrasse	9
4.1 Berücksichtigung konstruktiver Weiterentwicklungen in der Kabeltechnik	9
4.2 Tunnelvariante	13
5. Sonstige Aspekte bei der Gegenüberstellung Kabel/Freileitung	16
5.1 Beschränkungen der Leitungsbelastungen	16
5.2 Elektromagnetische Felder	18
5.3 Betrieb und Unterhalt, Wartungskosten	18
5.4 Verfügbarkeit und Schadensbehebung	19
5.5 Umwelteinflüsse	22
5.5.1 Visuelle Beeinträchtigungen; Übergangsbauwerke	22
5.5.2 Bodenerwärmung durch Kabel	23
5.5.3 Weitere Aspekte zur Umweltbilanz	25
5.5.4 Verluste	26
6. Wirtschaftlichkeitsvergleich	27
6.1 Investitionskosten	27
6.2 Gesamtkostenvergleich	30
7. Folgerungen	35
8. Schrifttum	37
Anhang 1	39-52

Begutachtung der NOK-Studie:

Umbau 220-kV-Leitung Beznau-Birr auf 380/220 kV/ Teilverkabelung Riniken

0. Zusammenfassung

Der Verfasser wurde von der Gemeinde Riniken beauftragt, die technischen Ausführungen und die wirtschaftlichen und ökologischen Aussagen zu den betrachteten Kabelvarianten in der Studie [1] der Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK) zu begutachten.

Die Ergebnisse sind in dem vorliegenden Kurzgutachten niedergelegt. Sie wurden erarbeitet auf dem aktuellen Stand der Technik. Die Kostenaussagen basieren auf veröffentlichten Gutachten und Studien, aus eigenen langjährigen Erfahrungen der Beratungspraxis zu Fragen der Übertragungstechnologien sowie auf Herstellerinformationen zu konkreten Anfragen im Rahmen dieses Gutachtens.

Die Kostenvergleiche werden auf der Basis des Wechselkurses in [1]: 1 € = 1,65 CHF vorgenommen, der nicht mehr ganz aktuell ist (heute: ca. 1 € = 1,55 CHF), aber eine bessere Vergleichbarkeit ermöglicht.

Im Einzelnen ergeben sich die folgenden Aussagen:

1. Im Gegensatz zu [1] kommt der Verfasser zu dem Ergebnis, daß die Übertragungsaufgabe von 1920 A je System nicht vier, sondern nur zwei Kabelsysteme erfordert. Diese Aussage gilt sowohl für die Verlegung im Stollen als auch für die direkte Erdverlegung.
2. Das Gutachten zeigt neue Möglichkeiten der Kabeltechnologie auf, die in [1] noch nicht berücksichtigt wurden: der Einsatz von Leiterquerschnitten bis zu 3200 mm², Lieferlängen von 1000 m und mehr, ein neuer hochwärmeleitfähiger Spezialbeton zur thermischen Stabilisierung des Kabelgrabens sowie neue und kostengünstige Tunneltechnologien.

Mit diesen heute verfügbaren Möglichkeiten folgt, daß auf der Strecke – anders als in [1] für angenommene maximale Lieferlängen von 300 m bis 500 m - keine Verbindungsmuffen und keine Muffenbauwerke erforderlich sind.

3. Es wird aufgezeigt, daß das zeitabhängige Überlastverhalten von Kabeln nicht schlechter, sondern erheblich günstiger ist als das von Freileitungen.
4. Die Einhaltung der Grenzwerte des elektrischen und magnetischen Feldes muß nach Konkretisierung noch überprüft werden. Der Anlagengrenzwert von 1 µT wird nach [1] in etwa 70 m Abstand eingehalten. Zu der Frage, ob dies bezüglich vorhandener Wohnbebauung, Spielplätze etc. ausreicht, liegen dem Verfasser keine exakten Informationen vor.
5. Die Ausfallraten der Kabel sind in [1] gegenüber einer neuen CIGRE-Statistik um einen Faktor von fünf bis zehn zu hoch angesetzt. Diese CIGRE-Statistik zu den Ausfallraten von Höchstspannungskabel zeigt, daß mit einem Versagen eines Kabelsystems bei äußerer Einwirkung alle 768 Jahre und aufgrund nur innerer Fehler alle 1526 Jahre gerechnet werden muß.

6. Die Übergangsbauwerke werden aufgrund der geringeren Anzahl von Kabelsystemen einen spürbar kleineren Flächenbedarf aufweisen als in [1] angegeben. Es werden weitere Maßnahmen zur Minimierung der benötigten Flächen vorgeschlagen.
7. Die Angaben in [1] zur Bodenerwärmung sind überzogen. Der Verfasser verweist auf Berechnungsergebnisse sowie Ergebnisse aus einem Feldversuch, die soeben gemeinsam mit dem Netzbetreiber RWE Transportnetz Strom durchgeführt und publiziert wurden.
8. Zu einem Ende der Kabeltrasse muß entweder ein mit schwerem Gerät belastbarer Weg oder aber vorübergehend ein lastverteilender Rollengang angelegt werden. Eine Zugänglichkeit der gesamten Strecke während des Betriebs ist nicht erforderlich.
9. Die Aussage in [1], daß die Oberfläche der unterirdischen Bauwerke auf der ganzen Länge freigehalten bleiben muss, ist unrichtig. So ist beispielsweise eine uneingeschränkte landwirtschaftliche Nutzung direkt über der Kabeltrasse möglich.
10. Bei Vorratshaltung von zwei Muffensätzen und einer geringen Kabel-Mehrlänge (50... 100 m) wird die Reparaturzeit nicht mehr als drei Wochen betragen.
11. Die Freileitung weist Verluste auf, die um einen Faktor von 3,2 bis 4,2 höher sind als die Kabelverluste. Über 40 Jahre betrachtet erzeugt die Freileitung Verluste, die um rd. 60.000 MWh höher sind als bei einer Kabellösung.
12. Mit den geänderten technischen Ansätzen ergeben sich gegenüber [1] wesentlich verringerte Kosten. Es ergibt sich ein Investitionskostenfaktor Kabel/Freileitung von rd. **7,6 bis 8,2** im Vergleich zu einem Faktor 15 in [1]. Da die Ansätze zu den Kabel- und den Tiefbaukosten konservativ gewählt sind, besteht hier bei weiterer Konkretisierung Prüfungsbedarf.
13. Ein sinnvoller Wirtschaftlichkeitsvergleich kann nur über eine Gesamtkosten-Betrachtung erfolgen. Hierbei ist von Bedeutung, dass die Verlust-Mehrkosten der Freileitung schon bei dieser kurzen Übertragungsstrecke bei etwa 2,8 Mio. CHF (40 a) bzw. 3,2 Mio. CHF (80 a) liegen.

Der sich ergebende Gesamtkostenfaktor liegt bei rd. **1,7...1,8** . Im Vergleich mit dem in [1] ermittelten „Kostenfaktor 15“ ist dies ein überraschendes Ergebnis.

14. Legt man für die Kosten der Freileitung statt der NOK-Schätzung (950.000 CHF) die Kosten der DENA I-Studie (1.501.500 CHF) zugrunde, so liegen die obengenannten Investitionskostenfaktoren **zwischen 4,8 und 5,2** und die Gesamtkostenfaktoren bei **1,6**.

15. Neuartige Tunneltechnologien erlauben Realisierungen bei Kosten, die nicht nur weit niedriger als in [1] sind, sondern im vorliegenden Fall auch geringer als bei direkter Erdverlegung. Dies sollte genutzt werden, um von den vielfältigen Vorteilen eines Tunnels/Stollens, vor allem hinsichtlich Zugänglichkeit und mechanischem Schutz der Kabel, zu profitieren. Bei dieser Technologie werden die Fehlerraten der Kabel drastisch herab- und ihre Verfügbarkeit entsprechend heraufgesetzt. Bei Waldquerungen erlaubt der Stollen eine Minimierung der Schneisenbreite.

Dies sind die Ergebnisse und Folgerungen des Gutachtens. Weitergehende Konkretisierungen und Optimierungen sind einem späteren Zeitpunkt vorbehalten, wobei wegen der erforderlichen Zusatzinformationen eine Zusammenarbeit mit dem Energieversorger hierzu Voraussetzung ist.

1. Problemstellung

Die Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK) beabsichtigt, die bestehende doppelsträngige 220-kV-Freileitung Beznau-Birr-Niederwil-Obfelden durch eine 380-kV/ 220-kV-Freileitung mit teilweise geänderter Leitungsführung zu ersetzen. Mit Schreiben vom 23.12.2003 verlangte hierzu das Bundesamt für Energie (BFE) eine Variantenstudie zur Teilverkabelung im Raume Riniken, Umiken und Unterbözberg. Diese Studie [1] wurde von NOK im Mai 2004 vorgelegt.

Die Gemeindeverwaltung Riniken hat inzwischen den Verfasser damit beauftragt, die genannte NOK-Studie im Rahmen eines anhängigen Gerichtsverfahrens unter technischen, betrieblichen, ökologischen und wirtschaftlichen Aspekten zu bewerten.

Eine solche erste Bewertung soll in der vorliegenden Studie vorgenommen werden. Dabei muß allerdings darauf hingewiesen werden, daß dem Verfasser für eine qualifizierte (beispielsweise technisch/wirtschaftliche) Beurteilung der Ansätze in der NOK-Studie einige detaillierte, sehr wesentliche Angaben fehlen, die aus der NOK-Studie nicht ersichtlich sind. Hierzu zählen beispielsweise Informationen zu

- den momentanen und der prognostizierten Höchstlast der Trasse,
- der momentanen und der prognostizierten Auslastung der Trasse (jährliche Vollaststundenzahl oder „Benutzungsstundenzahl“) sowie
- dem momentanen und dem prognostizierten Tageslastfaktor.

Hierbei handelt es sich um Kenngrößen, die nur aus Netzberechnungen in Kombination mit Prognosen zu den künftigen Lastflüssen ermittelt werden können und die damit nur dem Netzbetreiber zur Verfügung stehen. Und während für die konstruktive Auslegung einer Freileitung aufgrund ihrer geringen thermischen Zeitkonstanten allein die Angabe der Höchstlast ausreichend ist, sind bei der Bemessung der Erdkabel wegen ihrer großen thermischen Zeitkonstanten auch die beiden anderen Kenndaten entscheidend.

Die kabeltechnischen Informationen sind der NOK vom Kabelhersteller Brugg Kabel AG, Brugg, zugeliefert worden. Hierzu sei angemerkt, daß

- a) die Liefermöglichkeiten bei Höchstspannungskabeln, wie Leiterquerschnitt und Lieferlängen, wie auch die Preise je nach Hersteller durchaus sehr unterschiedlich sein können,
- b) die Technologie der kunststoffisolierten Höchstspannungskabel in den letzten Jahren eine erhebliche Weiterentwicklung hin zu neuen Möglichkeiten erfahren hat und daß
- c) die Kabelforschung in den letzten Jahren bei den peripheren Technologien der Kabeltrassen einige innovative, weitreichende Möglichkeiten mit der Konsequenz erweiterter Auslegungsmöglichkeiten und verringerter Kosten aufgezeigt hat. Hierzu sei vorab auf neue Materialien zur thermischen Stabilisierung, auf kostengünstigere Tunnellösungen und auf einfache Möglichkeiten zur Magnetfeldreduzierung bei Kabeln verwiesen.

Unter den genannten Beschränkungen der vorliegenden Basisinformationen sollen im Folgenden die Ausführungen und Folgerungen der NOK-Studie diskutiert werden. Eine endgültige, optimierte Trassenauslegung mit den hieraus abzuleitenden Folgerungen zu Technik, Betrieb, Umwelteinflüssen und Wirtschaftlichkeit bleibt einer ausführlicheren Studie vorbehalten, die nur in Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber erfolgen kann, da nur diesem alle erforderlichen Informationen verfügbar sind.

2. Stand der Technik

380-kV-VPE-Kabel sind nach Ansicht des Verfassers Stand der Technik. Dies wird auch in [1] nicht bestritten.

Umfangreiche Übersichten über die weltweit inzwischen realisierten 380-kV-Kabelanlagen finden sich beispielsweise in [3, 4] sowie in der Statistik-Übersicht der CIGRE in [13], in der allerdings nur Kabelanlagen bis zum Jahr 2005 erfasst sind. Eine 500-kV-VPE-Kabeltrasse (Tunnel) mit einer Länge von mehr als 40 km wird in Japan seit 2000 betrieben.

Zu erwähnen ist in diesem Zusammenhang das deutsche ENLAG (Energieleitungs-Ausbau-gesetz), das die Zwischenverkabelung von vier wichtigen Nord-Süd-Trassen (380 kV) zum Windenergietransport dort vorsieht, wo der Abstand zur Wohnbebauung geringer als 400 m ist. Nach den bisherigen Ansätzen der Netzbetreiber wird die Umsetzung dieses Gesetzes in den kommenden Jahren zu erheblichen Längen an 380-kV-Kabeltrassen führen.

Zu erwähnen sind weiter die beschlossenen und teilweise schon in der Realisierung befindlichen 380-kV-Teilverkabelungen des Amsterdamer Süd- und Nordringes sowie die Entscheidung der Länder Frankreich und Spanien, Interkonnektoren durch die Pyrenäen als reine Höchstspannungskabelstrecken zu bauen. Der weitere Ausbau des Wiener 380-kV-Netzes mit VPE-Kabeln befindet sich derzeit in der konkreten Planung.

Den Ausführungen in [1] zu Technologie und Wirtschaftlichkeit von Gasisolierten Übertragungsleitungen, den sogenannten GIL, schließt der Verfasser sich an: die GIL-Technologie ist extrem raum- und materialfordernd, was sich in den resultierenden Kosten niederschlägt. In allen selbst durchgeführten Untersuchungen wie auch in allen dem Verfasser zu diesem Thema bekannten Studien, vergl. [2 bis 7], ergibt sich beim Vergleich der GIL mit Höchstspannungskabeln regelmäßig ein Kostenfaktor von zwei oder mehr. Weitere technische und betriebliche Nachteile sollen hier nicht herangezogen werden, um die Alternative „GIL“ zu verwerfen.

3. Höchstlast und Auslastung: Vorgaben der NOK-Studie und Folgerungen

Im Abschnitt 3.1 der NOK-Studie wird beschrieben, daß beide Freileitungssysteme für eine Spannung von 380 kV ausgelegt werden sollen, um im Fehlerfall die Redundanz des zweiten Systems nutzen zu können.

Beide Freileitungssysteme werden gleichartig mit einem Zweierbündel je Phase mit dem Aldrey-Leiterquerschnitt $2 \cdot 600 \text{ mm}^2$ ausgestattet. Die Nennleistungen der beiden Systeme werden in [1] zu

- 1200 MVA (dies sind **1823 A**) bei 380 kV und
- 700 MVA (dies sind **1837 A**) bei 220 kV

angegeben. Gleichzeitig wird in den Tabellen 1 und 5 für die 380-kV-Leitung sowie in der Tabelle 4 für die 220-kV-Leitung ein Maximalstrom $I_{\text{max}40}$ für 40°C Umgebungstemperatur von **1920 A** angegeben und in Abschnitt 4.1.3 verlangt, daß die Kabel einer Zwischenverkabelung für diesen Maximalstrom von 1920 A ausgelegt werden müssen, um etwaige Betriebseinschränkungen zu vermeiden.

An dieser Stelle fehlt in [1] der Nachweis, daß künftig tatsächlich unter irgendwelchen Betriebsbedingungen ein Höchststrom von 1920 A erforderlich wird, oder ob es sich hier nur um eine potentielle Eigenschaft der Freileitung handelt. Reichen nämlich die oben genannten, geringeren Nennströme bzw. Nennleistungen aus, so ergeben sich aufwandsverminderte Auslegungen der Kabelsysteme.

Gleichwohl wird im Folgenden von dem tatsächlichen Erfordernis einer Übertragung von 1920 A je Kabelsystem ausgegangen.

Wie bereits erwähnt, fehlen in [1] Angaben zur künftigen Auslastung der Trasse (der jährlichen Verluststundenzahl oder dem „Arbeitsverlustfaktor“) sowie zu dem zu erwartenden Tageslastfaktor m .

Die Annahme einer sogenannten Dauerlast (der Laststrom hält andauernd seinen Höchstwert) schränkt die rechnerische Strombelastbarkeit einer Freileitung nicht ein: wegen ihrer kleinen thermischen Zeitkonstanten erreicht diese nämlich schon nach etwa 15 min ihre dem Strom zugeordnete Endtemperatur.

Bei Kabeln wird nach einem Stromsprung eine Dauer von Wochen bis Monaten benötigt, um den stationären Temperatur-Endwert zu erreichen. Deshalb führt die Berücksichtigung der in der Praxis immer auftretenden Lastschwankungen beim Kabel zu spürbaren Anhebungen ihrer nominellen Strombelastbarkeit. In der Praxis berücksichtigt man deshalb einen typischen, wiederkehrenden Tageslastzyklus des Laststromes, dessen Zeitmittelwert durch den Tageslastfaktor m beschrieben wird.

Die Annahme von Dauerlast ist unrealistisch und unphysikalisch. Abgesehen von Industriekabeln geringerer Spannung und von Ausleitungen aus Grundlastkraftwerken gibt es keine Übertragungsstrecken, auf denen nicht der Laststrom immer erheblichen zeitlichen Schwankungen unterworfen wäre.

Tatsächlich wird in [1] bei der Verlustabschätzung im Abschnitt 4.1.2 von einer durchschnittlichen Jahresbelastung der Leitungen (Jahres-Belastungsgrad) von 50 % ausgegangen, d.h. der Laststrom beträgt im zeitlichen Mittel nur 50 % seiner Nenngröße.

Für 110-kV-Übertragungsstrecken nimmt man üblicherweise einen Tageslastfaktor von $m = 0,7$ an, vergl. [2 bis 6]. Bei Übertragungsstrecken für Höchstspannung wird man zur Erhöhung der Betriebssicherheit von höheren Lastfaktoren wie beispielsweise $m = 0,85$

auszugehen haben. Dies kann man auch aus [2] schließen, wo Kabelbelastbarkeiten für Tageslastfaktoren von $m = 0,7$ und $m = 1,0$ angegeben werden: die Wahrheit liegt hier in der Mitte.

Es würde den Rahmen dieser Kurzstudie sprengen (kann aber durch entsprechende Finite-Elemente-Berechnungen nachgewiesen werden), daß das extrem träge Erwärmungsverhalten von erdverlegten Höchstspannungskabeln nur mit Tageslastfaktoren richtig beschrieben werden kann, die spürbar geringer als 1,0 sind.

Um auf der (betriebs-)sicheren Seite zu argumentieren, wird den nachfolgend genannten Belastbarkeiten ein hoher Belastungsgrad von $m = 0,9$ zugrundegelegt.

4. Auslegung der Kabeltrasse

In [1] wird im Abschnitt 3.2 eine kurze Einführung in die Technologie von VPE-Kabeln (engl.: XLPE), d.h. von Kabeln mit einer Isolierung aus vernetztem Polyäthylen gegeben. Im Rahmen dieser Kurzstudie soll dies nicht weiter vertieft werden. Wesentlich ist, daß die höchstzulässige Temperatur solcher Isolierungen im Normalbetrieb auf 90°C zu beschränken ist, wodurch die Höhe der aus dem Kabel abführbaren Verluste und letztlich die Strombelastbarkeit begrenzt werden. Diese höchstzulässige Kabeltemperatur wird in [1] in der Tabelle 3.3.2 „Elektrotechnische Spezifikation der Kabel“, S. 12, mit 80°C statt 90°C falsch angegeben.

Dem Auslegungsansatz in [1] mit zwei Kabeln je Phase bei Erdverlegung kann nicht gefolgt werden. Dies wird im nachstehenden Abschnitt ausführlich begründet.

4.1 Berücksichtigung konstruktiver Weiterentwicklungen in der Kabeltechnik

Mit der weltweit steigenden Nachfrage nach Höchstspannungskabeln und den damit verbundenen erweiterten Anforderungen haben einige „große“ europäische Kabelhersteller ihre Fertigungsmöglichkeiten erweitert; weitere werden folgen.

So beträgt der größte heute lieferbare Leiterquerschnitt für 380-kV- und auch für 500-kV-Kabel nicht mehr 2500 mm^2 , sondern **3200 mm^2** . Die Auswirkungen dieser Verbesserung gegenüber [1] werden im Folgenden aufgezeigt.

Hochbelastete Hoch- und Höchstspannungskabel werden häufig mit sogenanntem thermisch stabilem Material umgeben, um eine partielle Bodenaustrocknung zu vermeiden und dadurch die Strombelastbarkeit zu erhöhen. Hierbei handelt es sich um Magerbeton oder um korngrößengestufte Sande mit einer Wärmeleitfähigkeit von etwa $\lambda_{\text{st}} = 1,0\text{ W}/(\text{K m})$.

Inzwischen wurde ein Spezialbeton entwickelt, der auch bei erhöhten Temperaturen Wärmeleitfähigkeiten sicherstellt, die mit $\lambda_{\text{st}} \approx 4,0\text{ W}/(\text{K m})$ um den Faktor vier höher liegen. Eine entsprechende Publikation (erscheint im Juli 2009 in der Zeitschrift „Elektrizitätswirtschaft“ ist in der Anlage 1 beigelegt. Das Material kann in gewünschter Konsistenz geliefert werden, auch so, daß im Fehlerfall ein Freilegen des Kabels zur Reparatur mit leichtem Gerät per Hand erfolgen kann. Durch höhere Dotierung kann die Wärmeleitfähigkeit noch höher eingestellt werden.

Mit den beiden obengenannten Möglichkeiten brauchen nicht mehr, wie in [1] dargelegt, vier Kabelsysteme bei direkter Erdverlegung, sondern nur noch ein 380-kV-System und ein 220-kV-System eingesetzt zu werden.

Zusätzlich sei angemerkt, daß in [1] für den Fall von vier eingesetzten Kabelsystemen geringeren Kupferleiterquerschnitts (1200 mm^2 ; 1000 mm^2) im Tunnel versäumt wurde, leistungsäquivalente Kabel mit Aluminiumleitern als erheblich kostengünstigere Alternativen zu untersuchen.

Tabelle 1 zeigt zusammenfassend die Belastbarkeiten der beiden nebeneinander in einer Tiefe von 1,5 m verlegten Kabelsysteme. Der lichte Abstand der Kabeladern im 380-kV-System ist Δs_1 , der lichte Abstand der Kabeladern im 220-kV-System ist Δs_2 , und der lichte Abstand zwischen den beiden Systemen ist Δs_s . Die Schirmströme der Kabel können in Anbetracht der kurzen Strecke von etwa 950 m durch geeignete Maßnahmen, z.B. durch einseitige Schirmerdung, unterdrückt werden.

In der Abb. 1 ist die Anordnung skizziert. Die Kabel sind von einem Block mit thermisch stabilem Material umgeben, dessen Wärmeleitfähigkeit alternativ mit $\lambda_{st} = 1,0 \text{ W/(K m)}$ (Magerbeton) oder aber mit $\lambda_{st} = 4,0 \text{ W/(K m)}$ (Spezialbeton, s. Anhang 1) gewählt wird. Außerhalb dieses Blocks werden dem Erdboden die international üblichen Standard-Eigenschaften nach IEC/VDE [8, 9] zugeordnet:

- Wärmeleitfähigkeit des feuchten Erdbodens $\lambda_F = 1,0 \text{ W/(K m)}$,
- Wärmeleitfähigkeit des ausgetrockneten Erdbodens $\lambda_T = 0,4 \text{ W/(K m)}$
- Grenztemperatur für Bodenaustrocknung bei Dauerlast $\Delta \theta_g = \theta_a + 15 \text{ K}$ und
- ungestörte Bodentemperatur $\theta_a = 15^\circ\text{C}$.

In der Tabelle 1 sind die Belastbarkeiten im normalen und im gestörten Betrieb (ein System fällt aus) als Funktion des Kupferleiterquerschnitts A , des Belastungsgrades m und der Wärmeleitfähigkeit λ_{st} des thermisch stabilisierten Bereichs zusammengefasst. Hierzu wurden die lichten Abstände Δs_1 zwischen den Kabeladern des 380-kV-Systems sowie Δs_2 zwischen den Kabeladern des 220-kV-Systems und der lichte Abstand Δs_s zwischen den Systemen optimiert. B ist die sich hieraus ergebende Trassenbreite.

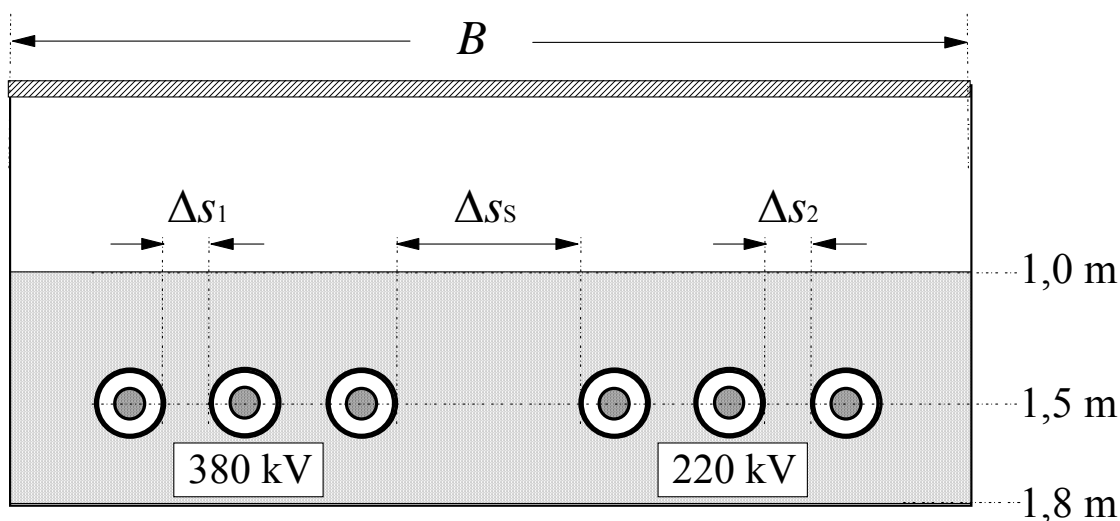


Abb. 1: Einebenen-Anordnung der zwei Kabelsysteme innerhalb eines thermisch stabilisierten Bereiches (nicht maßstäblich)

Der Belastungsgrad wurde zu $m = 0,9$, aber auch – obwohl physikalisch unsinnig, s. oben – zur Vervollständigung der Diskussion zu $m = 1,0$ gewählt.

Als neue Ausführungsvarianten wurden ein Kupferleiterquerschnitts von $A = 3200 \text{ mm}^2$, aber auch – seit langem verfügbar – von $A = 2500 \text{ mm}^2$ betrachtet. Für die thermische Stabilisierung wurde neben dem Standardwert von $\lambda_{\text{st}} = 1,0 \text{ W/(K m)}$ auch der neue Spezialbeton (s. Anlage 1) mit $\lambda_{\text{st}} = 4,0 \text{ W/(K m)}$ berücksichtigt.

Zu Tabelle 1 wurde entsprechend Abb. 1 davon ausgegangen, daß die Kabeladern direkt von dem thermisch stabilisierenden Material umgeben sind. Da die Dichte dieser Materialien so eingestellt werden kann, daß es im Reparaturfall mit leichtem Handgerät entfernt werden kann, ist dies die effektivste Lösung.

In [1] wird hingegen von einer Verlegung der Kabel in Kunststoffrohren ausgegangen mit der Vorstellung, im Falle eines Kabelfehlers die gesamte fehlerhafte Kabellänge auszutauschen. Dieser Ansatz, der die Lagerhaltung eines 950 m langen Ersatzkabels erfordert, erscheint unnötig aufwendig. Im Reparaturfall kann am Ort des Fehlers aufgegraben und das betroffene Kabel durch Setzen zweier Verbindungsmuffen repariert werden.

$A = 3200 \text{ mm}^2; m = 0,9$									
Fall	λ_{st}	Δs_1	Δs_2	Δs_S	B	$I_{2,380}$ $I_{2,220}$	$S_{2,380}$ $S_{2,220}$	I_1	$S_{1,380}$ $S_{1,220}$
	$\frac{\text{W}}{\text{K} \cdot \text{m}}$	m	m	m	m	A	MVA	A	MVA
A	1,0	0,3	0,3	1,0	3,4	1920 2010	1264 766	2164	1424 825
B	4,0	0,15	0,15	0,8	2,6	1920 2020	1264 770	2406	1584 917
$A = 3200 \text{ mm}^2; m = 1,0$									
C	1,0	0,6	0,4	2,0	5,1	1961 1956	1291 745	2099	1381 780
D	4,0	0,4	0,4	1,0	3,8	1921 2020	1264 770	2351	1548 896
$A = 2500 \text{ mm}^2; m = 0,9$									
E	4,0	0,4	0,3	0,8	3,5	1920 2005	1264 764	2345	1544 894
$A = 2500 \text{ mm}^2; m = 1,0$									
F	4,0	0,8	0,6	1,1	5,1	1920 1981	1264 755	2264	1492 864

Tabelle 1: Belastbarkeiten im normalen und im gestörten Betrieb bei optimierter Trassenauslegung als Funktion von Leiterquerschnitt A , Belastungsgrad m und Wärmeleitfähigkeit λ_{st} des thermisch stabilisierten Bereichs

B ist die erforderliche Trassenbreite

Δs_1 lichter Abstand im 380-kV-System; Δs_2 lichter Abstand im 220-kV-System

Δs_S lichter Abstand zwischen den beiden Systemen

$I_{2,380}$ Strombelastbarkeit des 380-kV-Systems im Normalbetrieb (mit $S_{2,380}$)

$I_{2,220}$ Strombelastbarkeit des 220-kV-Systems im Normalbetrieb (mit $S_{2,220}$)

I_1 Strombelastbarkeit bei Ausfall eines Systems (mit $S_{1,380}$ bzw. $S_{1,220}$)

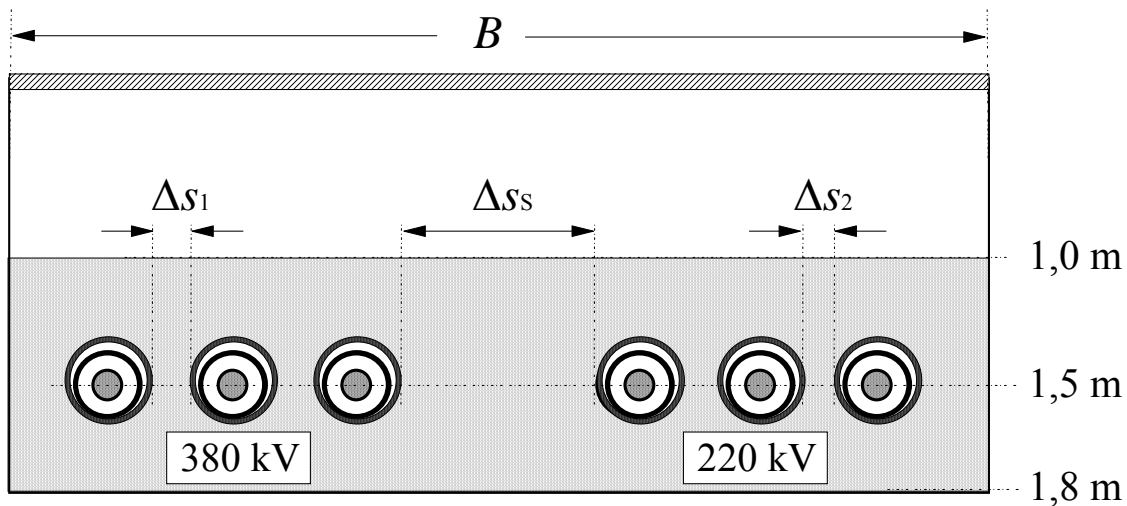


Abb. 2: Wie Abb. 1, aber mit Rohrverlegung (nicht maßstäblich)

Wird dennoch vom Netzbetreiber auf einer Rohrverlegung bestanden, so ergeben sich wieder zwei Möglichkeiten: die eine besteht in der Verfüllung der Rohre mit einem hochwärmeleitfähigen Spezialbeton (s. Anlage 1), der im Fehlerfall entfernt werden kann. Bei der zweiten Möglichkeit nach [1] werden die Rohre nicht verfüllt; nachteilig ist hier der zusätzliche Wärmewiderstand der Luftschicht in den Rohren, der die Strombelastbarkeiten verringert bzw. etwas größere Grabenabmessungen erzwingt. Lösungen (mit geringfügig erhöhten Kosten) lassen sich jedenfalls auch hierzu finden. Abb. 2 zeigt die entsprechende Anordnung.

Tabelle 2 gibt zum Vergleich mit den beiden Fällen A und B nach Tabelle 1 die Fälle A_R und B_R der entsprechenden Rohrverlegung wieder. In diesen Beispielen vergrößert sich die erforderliche Trassenbreite von 3,4 m auf 4,0 m bzw. von 2,6 m auf 3,2 m.

A = 3200 mm²; m = 0,9, mit Rohrverlegung							
Fall	λ_{st}	Δs_1	Δs_2	Δs_S	B	$I_{2,380}$ $I_{2,220}$	$S_{2,380}$ $S_{2,220}$
	$\frac{W}{K \cdot m}$	m	m	m	m	A	MVA
A_R	1,0	0,4	0,3	1,1	4,0	1932 1975	1271 752
B_R	4,0	0,2	0,2	1,0	3,2	1937 2033	1275 775

Tabelle 2: Wie zu Tabelle 1, aber mit Rohrverlegung ($D_R = 200$ mm; $s_R = 10$ mm)

Der Tabelle 1 ist zunächst zu entnehmen, daß die Übertragungsaufgabe mit nur zwei erdverlegten Kabeln erfüllt werden kann. Im Einzelnen ergibt sich Folgendes:

- Bei Einsatz eines Kupferleiterquerschnitts von 3200 mm² sowie des neuen Spezialbetons mit einer Wärmeleitfähigkeit von $\lambda = 4,0$ W/(K m) (Variante B) erfüllen zwei Kabelsysteme bei einer Grabenbreite von 2,6 m die Anforderung eines Höchststromes von 1920 A. Bei Ausfall eines Systems kann das verbliebene System einen erhöhten Strom von 2164 A übertragen.

- Würde (unsinnigerweise) Dauerlast ($m = 1,0$) gefordert, so würde sich bei der vorstehenden Variante der Kabelgraben von 2,6 m auf 3,8 m verbreitern (Variante D).
- Für dasselbe Kabel ergeben sich auch bei Einsatz von normalem Magerbeton Lösungen, vergl. Varianten A und C.
- Auch für Kabel mit einem herkömmlichen Kupferleiterquerschnitt von 2500 mm^2 ergeben sich akzeptable Lösungen mit nur zwei Kabelsystemen, vergl. Varianten E und F.

Tabelle 2 weist zusätzlich aus, daß auch für den Fall einer Verlegung aller Kabel in Rohren, die nicht verfüllt werden, akzeptable Lösungen mit nur zwei Kabelsystemen gegeben sind. Damit bleibt als eine entscheidende Abweichung zu [1] festzuhalten, daß für die vorgegebene Übertragungsaufgabe keine vier, sondern nur zwei Kabelsysteme bei direkter Erdverlegung erforderlich sind. Dies hat positive Konsequenzen für die Wirtschaftlichkeit der Übertragungsanlage.

Eine zweite Abweichung besteht in der Tatsache, daß eine Übertragungsstrecke von 950 m keine Verbindungsmuffen und damit auch keine Muffenbauwerke erfordert. Im Gegensatz zu den in [1] angenommenen maximalen Lieferlängen von 300 m bis 500 m können einige Kabelhersteller heute Lieferlängen von mehr als 1000 m realisieren. Ein Beispiel ist die zur Zeit realisierte 380-kV-Zwischenverkabelung des Amsterdamer Südrings mit Kabellängen (2500 mm^2 Kupferleiter) bis zu rd. 1000 m.

4.2 Tunnelvariante

Nach [1] würde NOK eine Tunnel- oder Stollenvariante vorziehen. Eine solche Lösung hat eine Vielzahl von Vorteilen gegenüber der direkten Erdverlegung. Hierzu zählt die Zugänglichkeit der Kabelsysteme mit entsprechenden Vorteilen hinsichtlich Wartung, Reparatur, Monitoring und einigen anderen, insbesondere aber dem mechanischen Schutz der Kabel. Alle Ausfallstatistiken von Kabeln weisen aus, daß die Verfügbarkeit von Kabelanlagen ganz erheblich gesteigert werden kann, wenn externe Beschädigungen durch Bagger, Erdbohrer etc. ausgeschlossen werden können.

Für diese Stollenlösung wird auch in [1] nur jeweils ein System (mit je drei Kabeladern) für den 380-kV- und für den 220-kV-Strang vorgesehen. Der erforderliche Kupferleiterquerschnitt wird zu 2500 mm^2 angegeben.

Eigene Berechnungen weisen aus, daß hierzu auch ein Kupferleiterquerschnitt von 2000 mm^2 oder auch, wesentlich kostengünstiger, ein Aluminiumleiterquerschnitt von 3200 mm^2 (den allerdings nicht jeder Kabelhersteller liefern kann) ausreichen.

Die Tiefbaukosten der Tunnellösung werden in [1] zu 3.500.000,- CHF angegeben, was bei einer Trassenlänge von 950 m spezifischen Kosten von

- 3.684, CHF/m

entspricht. Die Maße des begehbaren Stollens werden in [1] mit 2,2 m Breite und 2,2 m Höhe angegeben.

Allerdings gibt es neuere Entwicklungen, die bei aufwendigen Höchstspannungsprojekten die Kostenfrage relativieren. So wird in [4] die Verwendung eines begehbaren Kanals aus vorgefertigten GFK-Rohrabschnitten von 3 m Länge zur Unterbringung von zwei 380-kV-Kabelsystemen vorgeschlagen. Die Kosten für diese Lösung betragen nach [4] incl.

aller Erdarbeiten, Zufahrten, Leitungskreuzungen etc. nur **690 €/m**. Der Graben hat bei dieser Lösung eine Mindesttiefe von 4.0 m und eine Mindestbreite bei Einsatz einer Gleitschalung von rd. 3.0 m. Den obengenannten Kosten werden in [4] für Kabelhalterungen im Kanal noch **180 €/m** hinzugerechnet. Die Kühlung des Kanals mit Hilfe von Lüftern wird in [10] mit **200 €/m** veranschlagt.

Bei dieser Lösung ergeben sich mithin längenspezifische Kosten von 1070 €/m oder, bei einem Verhältnis von 1 € = 1,65 CHF [1] von

- **1.766 CHF/m.**

Variante Verlegung im GFK-Rohr

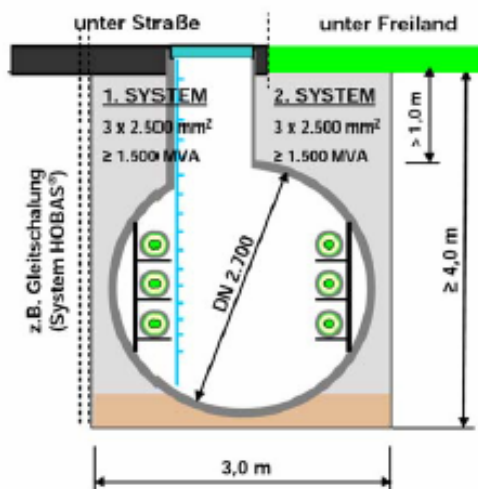


Abb. 3:
GFK-Rohrkanal nach [4] zur Aufnahme von zwei Kabelsystemen
Innendurchmesser 2.7 m

Noch weitergehende Möglichkeiten bietet ein Verfahren, das vor zwei Jahren mit dem Innovationspreis des Landes Rheinland-Pfalz ausgezeichnet wurde: im offenen Graben wird eine spezielle Betoniermaschine abschnittsweise fortbewegt und betoniert pro Tag einen Tunnelabschnitt von 15 m Länge, vergl. Abb. 4. Der begehbare Tunnel/Stollen weist beispielsweise einen lichten Querschnitt von 2,0 m*2,1 m (oder größer) auf. Wegen seiner Gewölbeform bedarf er keiner Stahlarmierung. Außerdem wird der Beton mit Flugasche vermischt, wodurch nicht nur besonders niedrige Kosten, sondern durch den Aushärtungseffekt (puzzolanischer Effekt) auch eine besonders hohe mechanische Festigkeit erzielt werden.

Vom Hersteller werden Gesamtkosten für einen solchen Kanal größerer Länge inklusive der erforderlichen Einstiegsbauwerke und Belüftungsschächte sowie aller Erdarbeiten von 700 €/m genannt. Ein günstiges Halterungs- und Befestigungssystem für die Kabel in einer Tragekonstruktion auf Basis von Polymerbeton lässt zusätzliche Kosten von rd. 50 €/m für die Kabelhalterung erwarten.

Wird der Aufwand für die Kühlung mit Hilfe von Lüftern wieder mit **200 €/m** veranschlagt, so liegen die Gesamtkosten hier bei 950 €/m oder

- **1.568 CHF/m.**

Beide hier angegebenen Kosten für einen Tunnel bzw. Stollen liegen um mehr als den Faktor 2 unterhalb der von NOK in [1] angesetzten Kosten.

Unter den Aspekten der Kabelbelastbarkeit, des flexiblen Betriebs, der Möglichkeiten zur Belastbarkeitssteigerung im Notbetrieb, der Senkung der Betriebstemperatur der Kabel und damit auch ihrer Verluste bietet der begehbare Kanal ideale Voraussetzungen. Möglichkeiten der Kühlung solcher Kanäle allein durch natürliche Konvektion, gegebenenfalls mit Hilfe einer thermischen Aktivierung (Vorkühlung) des Kabelgrabens während geeigneter Perioden, sind vielversprechend und werden zur Zeit vom Verfasser untersucht.

Wird eine Gleitschalung verwendet, so braucht der Graben für diesen Kanal nicht breiter als 4,0 m zu sein. Bei Querung von Waldgebieten besteht damit die Möglichkeit, die Bereiche direkt neben der Kabeltrasse nach Abschluß der Bauarbeiten wieder zu bepflanzen, da keine Beschädigungen durch das Wurzelwerk zu befürchten sind..

Hinzu kommt der ökologische Aspekt, dass die thermische Bodenbelastung gering ist: bei entsprechender Belüftung führt der Kanal den größten Teil der Kabelverluste direkt an die Umgebungsluft ab.

Im vorliegenden Fall kann die Be- und Entlüftung des Stollen an seinen beiden Enden vorgenommen werden. Hier befinden sich auch die Einstiegsschächte, die zu Reparatur- und Wartungszwecken zugänglich zu halten sind.

<p>a)</p> 	<p>b)</p> 
<p>c)</p> 	<p>Abb. 4:</p> <p>Infrastrukturkanal System Dupré, Speyer</p> <p>a, b) kontinuierliche Fertigung (15 m/Tag) je Betoniermaschine</p> <p>c) Kanal während der Installation mit unter- schiedlichen Medienleitungen</p>

Direkt oberhalb des Stollens ist – wie auch beim Kabelgraben nach Abschnitt 3.1 – eine uneingeschränkte landwirtschaftliche Nutzung möglich. Bei Waldquerungen bietet es sich an, oberhalb des Stollens einen Waldweg zu führen (oder entlang eines bestehenden Waldweges zu verlaufen), neben dem wieder angepflanzt werden darf, so dass nach entsprechender Zeit nur noch eine schmale Schneise verbleibt.

5. Sonstige Aspekte bei der Gegenüberstellung Kabel/Freileitung

Im vorliegenden Abschnitt soll in kurzer Form auf die in [1] angesprochenen sonstigen Aspekte beim Vergleich Kabel/Freileitung eingegangen werden.

Dabei braucht nach Ansicht des Verfassers an dieser Stelle nicht auf die elektrotechnischen Aspekte der Abschnitte 4.1.1, 4.1.2 sowie 4.1.4 bis 4.1.9, nämlich:

- Lastfluss, Übertragungsverluste, Kurzschlussfestigkeit, Blindleistungshaushalt, Netzresonanzen, Schutzeinrichtungen, Stoßspannungen

ausführlich eingegangen zu werden, da diese in Anbetracht der geringen Kabellänge entweder von geringer Bedeutung sind oder aber zumindest als beherrschbar erscheinen. Selbstverständlich bedürfen diese Punkte – insbesondere die Überspannungsproblematik – im Rahmen der exakten Ausführungsplanung einer detaillierten Analyse und bestimmter Zusatzmaßnahmen, wie Überspannungsableiter an den Kabelenden oder auch ein Schutz der Freileitungen gegen direkten Blitzeinschlag durch zusätzliche Erdseile in den beiden letzten Spannungsfeldern [10].

Die übrigen Punkte werden im Folgenden diskutiert.

5.1 Beschränkungen der Leitungsbelastungen

Die Ausführungen zur Überlastbarkeit von Freileitungen und Kabeln im Abschnitt 4.1.3 in [1] sind irreführend.

Richtig ist, daß eine Freileitung aufgrund ihrer geringen thermischen Zeitkonstanten nur ganz kurzzeitig, über einige wenige Minuten, überlastet werden darf. Hingegen sind die Angaben zur zeitabhängigen Überlastbarkeit von Kabeln falsch.

Kabelanlagen profitieren von der thermischen Trägheit der Kabelkomponenten, vor allem aber auch des Kabelgrabens. Da Kabel im Normalbetrieb nie thermisch voll ausgelastet, sondern meist nur mit maximal halbem Laststrom und damit nur mit einem Viertel ihrer Nennverluste beansprucht werden, stehen im Fehlerfall ganz erhebliche Reserven über längere Zeiten zur Verfügung.

Ein einschlägiges Beispiel ist in der Abb. 5 gegeben: in einem zyklisch belasteten 380-kV-Doppelsystem in Einebenenordnung, Kupferleiterquerschnitt $6 \times 1 \times 2500 \text{ mm}^2$, fällt nach vorangegangener dreitägiger Vollast eines der beiden Kabelsysteme aus, so daß das zweite System mit 100 % überlastet wird.

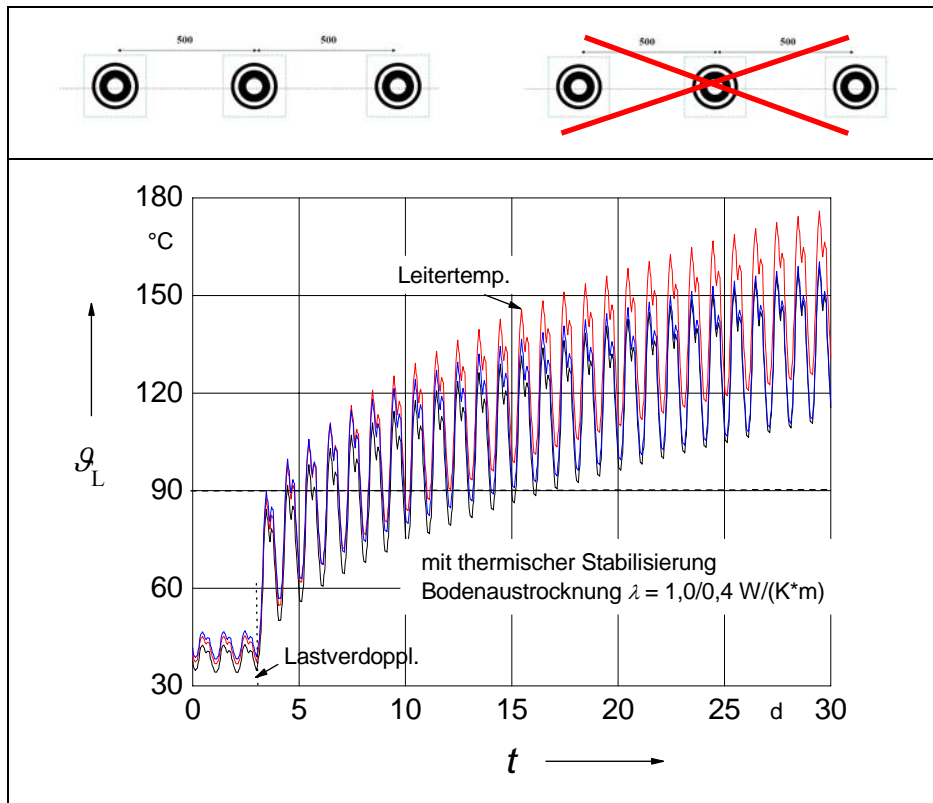


Abb. 5: Verlauf der Leitertemperaturen des verbleibenden Kabelsystems bei einer Störung in einem zyklisch belasteten 380-kV-VPE-Kabel Doppelsystem ($6 \times 1 \times 2500 \text{ mm}^2$) nach vorangegangener dreitägiger Vollast, unter Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung, mit thermischer Stabilisierung (Quelle: Diss. D. Zhang, Universität Duisburg)

Zu erkennen ist in der Abb. 5, daß eine spürbare Überschreitung der für Dauerbetrieb höchstzulässigen Leitertemperatur von 90°C erst nach mehr als vier Tagen eintritt. Eine solche Dauer sollte hinreichend sein, um im Netz entsprechende Maßnahmen, wie Umschaltungen, vornehmen zu können.

Die Ausführungen in [1]:

„...Bei Kabelleitungen ist *im Notbetrieb maximal eine Überlastung von 10 % möglich*, da die Verlustwärme über den Rohrblock oder den Kabelkanal nur langsam an die Umgebung abgegeben werden kann und eine zu starke Erwärmung der Kabel vermieden werden muss. Mit der Realisierung der Kabelteilstrecke wird die kurzfristige Überlastbarkeit der Leitung Beznau-Birr/Mettlen auf 10 % begrenzt.“

sind falsch. Kabel bieten viel weitreichendere Möglichkeiten, insbesondere wenn so kurze Überlastzeiten wie 15 min (wie bei der Freileitung) herangezogen werden. Die der Freileitung für diese Zeitspanne zugeordnete Überlastbarkeit um 50 % wird das Kabel thermisch noch gar nicht richtig „wahrnehmen“.

Zusätzliche Sicherheit in dieser Frage bieten die heute als Standard angebotenen, in die Kabel integrierten Temperaturmonitorsysteme: eine in ein Edelstahlröhrchen eingelassene

Glasfaser, die üblicherweise im Schirmbereich der Kabel, also unterhalb des Außenmantels integriert ist, erlaubt es (in Kombination mit einem Laserstrahl, dessen Brechung gemessen wird), entlang der gesamten Kabelstrecke auf 1,0 m und auf 1°C genau die Kabeltemperatur zu messen. Damit können Kabel thermisch optimal ausgenutzt werden und sind damit der Freileitung im Hinblick auf die Überlastbarkeiten – zumindest in Zeiten hoher Außentemperaturen – überlegen.

5.2 Elektromagnetische Felder

In [1] wird im Abschnitt 4.1.9 festgestellt, daß bei den Freileitungssystemen bestimmte Mindesthöhen einzuhalten sind, um den Grenzwert des elektrischen Feldes von 5 kV/mm einhalten zu können. Hochspannungskabel verursachen keine elektrischen Felder im Außenraum.

Der international oft gesetzlich festgelegte Grenzwert für die magnetische Induktion (oder: Flussdichte) entspricht mit 100 μT den Empfehlungen der WHO. Teilweise kommen aber auch erheblich niedrigere Grenzwerte zur Anwendung oder werden diskutiert: so

- in Italien generell 3 μT für Neuanlagen,
- in drei Ländern Italiens, z.B. der Toscana: 0,2 μT ;
- in Wien 15 μT ,
- für die Salzburgleitung sind 1 μT seitens der Landesregierung gefordert,
- in den Niederlanden 0,4 μT und
- in der Schweiz lt. NISV 1 μT als Anlagengrenzwert für Orte mit empfindlicher Nutzung.

Hierzu wird von NOK ausgeführt, daß sowohl der Grenzwert von 100 μT als auch der Anlagengrenzwert für Orte mit empfindlicher Nutzung von 1 μT sowohl von der Freileitungs- wie auch von der Kabelanlage eingehalten werden. Ergänzend wird in [1] gezeigt, dass eine magnetische Induktion von 1 μT noch bis zu einem Abstand von nahezu 70 m zur Freileitung überschritten wird.

Bei der detaillierten Ausführungsplanung wird man die Einhaltung dieses Grenzwertes für das endgültige Anlagen-Layout noch einmal überprüfen müssen. Schon hier kann festgestellt werden, daß Einleiter-Kabelanlagen wie die hier diskutierten in kritischen Fällen mit einfachen Mitteln, z.B. parallel geführten, miteinander kurzgeschlossenen 1 kV-Kabeln wirksam geschirmt werden können [11, 12].

5.3 Betrieb und Unterhalt; Wartungskosten

Um äußere Einwirkungen und Beschädigungen zu vermeiden, sollten die Kabel mechanisch gut geschützt sein, beispielsweise durch aufgelegte Betonplatten. Optimal ist hier sicherlich die Tunnellösung.

Der Aufwand für periodische Kontrollen nach Abschnitt 4.2.3 in [1] kann gering gehalten werden. Die aufgezählten Kontrollen der Kabelendverschlüsse, der Überspannungsableiter und der Kabelmäntel beschränken sich auf eine optische Kontrolle im Bereich der Kabelenden und ggfs. auf Stromzangenmessungen mit einem Aufwand im Minutenbereich.

Bei vielen Betreibern sind solche Kontrollen unüblich bzw. sehr selten. Dies gilt besonders auch für die in [1] erwähnten „regelmäßigen“ Teilentladungsmessungen mit Ausschaltung des Systems. Die Wirksamkeit und das Aufwands-Nutzen-Verhältnis solcher Messungen zur „Früherkennung von Fehlern“ nach Inbetriebnahme sind fraglich und umstritten.

Die Wartungskosten werden bei der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit

- 825,- CHF/(km*a) je Kabelsystem sowie mit
- 4.950,- CHF/(km*a) für das Freileitungs-Doppelsystem

angesetzt. Dies steht in guter Übereinstimmung mit den üblichen Ansätzen, vergl. [2...7].

5.4 Verfügbarkeit und Schadensbehebung

Die Ausfallrate für unvorhergesehene Ausfälle von 380-kV-Freileitungen wird in [1] für die Jahre 2001 und 2000 (ohne den Sturm Lothar) im Mittel zu

- 1,33 1/(100 km*a)

bei einer mittleren Ausfalldauer von

- 7 h

angegeben. Mit dem Sturm Lothar im Jahre 1999 lag die Ausfallrate bei

- 3,09 1/(100 km*a)

mit einer mittleren Ausfalldauer von

- 308,6 h.

Die in [1] angegebenen Ausfallraten von Erdkabeln sollten – wie dort auch angedeutet – mit Vorbehalt gelesen werden. Tatsächlich wurde soeben von der CIGRE-Working Group B1-10 ein umfangreicher Bericht zur Ausfallstatistik von Hoch- und Höchstspannungskabeln veröffentlicht [13]. Im Hinblick auf VPE-isolierte Höchstspannungskabel sollen im Folgenden die dort veröffentlichten, nachstehend in der Tabelle 3 zusammengefassten Daten kurz kommentiert werden. Diese in der Tabelle 3 angegebenen Fehlerraten beziehen sich

- bei den Kabeln auf Fehler pro 100 System-Kilometer und Jahr und
- bei den Garnituren auf Fehler pro 100 Stück und Jahr.

Damit wird, abhängig von den im Mittel realisierten Muffenabständen, eine Umrechnung erforderlich, um die resultierenden Ausfallraten von VPE-Kabelanlagen zu ermitteln. Da mehrere Kabelhersteller in der Lage sind, die erforderlichen 950 m Kabellänge auf einer Trommel zu liefern, braucht die Muffenstatistik hier nicht berücksichtigt zu werden, da es hier keiner Muffen bedarf. Die Ausfallraten der Endverschlüsse sind nach Tabelle 3 sehr gering.

		XLPE CABLES (AC)			SCOF CABLES (AC)		
A. Failure Rate - Internal Origin Failures		60-219kV	220-500kV	ALL VOLTAGES	60-219kV	220-500kV	ALL VOLTAGES
Cable	Failure rate [fail./Yr 100cct.km]	0.027	0.067	0.030	0.014	0.107	0.041
Joint	Failure rate [fail./Yr 100 comp.]	0.005	0.026	0.005	0.002	0.010	0.004
Termination	Failure rate [fail./Yr 100 comp.]	0.006	0.032	0.007	0.005	0.015	0.009
B. Failure Rate - External Origin Failures		60-219kV	220-500kV	ALL VOLTAGES	60-219kV	220-500kV	ALL VOLTAGES
Cable	Failure rate [fail./Yr 100cct.km]	0.057	0.067	0.058	0.095	0.141	0.108
Joint	Failure rate [fail./Yr 100 comp.]	0.002	0.022	0.003	0.002	0.004	0.002
Termination	Failure rate [fail./Yr 100 comp.]	0.005	0.018	0.006	0.009	0.013	0.010
C. Failure Rate - All Failures		60-219kV	220-500kV	ALL VOLTAGES	60-219kV	220-500kV	ALL VOLTAGES
Cable	Failure rate [fail./Yr 100cct.km]	0.085	0.133	0.088	0.109	0.248	0.149
Joint	Failure rate [fail./Yr 100 comp.]	0.007	0.048	0.008	0.004	0.014	0.006
Termination	Failure rate [fail./Yr 100 comp.]	0.011	0.050	0.013	0.014	0.028	0.019

Table 1 in [13]: Failure rates on the different types of AC cable systems

Conclusion from CIGRE-WG B1-10:

- The internal failure rates reflect the inherent performance of the cable system
- PILC cables have reached their end of life with a high level of internal failures.
- It is not possible to compare failure rates of cable and accessories due to different scaling factors
- Internal failure rates are greater at the higher voltage levels
- It should be noted that the average age of SCOF, HPOF and GC cable systems is significantly greater than extruded cable systems.
- Failure rates of SCOF include oil leaks reported as a failure.
- Internal failure rates of SCOF and XLPE cable are in line with previous data
- Further details regarding failure rates for different XPLE designs is given later
- Internal failure rates of accessories, particularly on XLPE cable, are of greater concern. Focus on quality control during jointing operations must be maintained.

Tabelle 3: Ausfallraten nach [13]:

Angaben zu den Kabeln in Fehlern pro 100 System-km und Jahr

Angaben zu den Garnituren in Fehlern je 100 Stück und Jahr

Damit folgen aus Tabelle 3 die in der Tabelle 4 zusammengestellten Ausfallraten von 220-kV- und 380-kV-VPE-Kabelanlagen.

Fehlerraten für	Fehlerart	Spannungsebene 220 kV-500 kV
		Fehler/ (100 S.-km*a)
Kabel und Endver- schlüsse	intern	0,069
	extern	0,068
	gesamt	0,137

Tabelle 4: Ausfallraten von 380-kV-VPE-Kabelanlagen

Demnach liegt die mittlere Ausfallrate bei Einbeziehung äußerer Beschädigungen der Kabel bei

- 0,137 1/(100 km*a)

und damit um einen Faktor von 5,2 niedriger als in [1] für Kabel und Freileitungen angegeben. Gelingt es, äußere Einwirkungen auf die Kabel auszuschließen – dies ist beispielsweise bei der Tunnellösung gegeben – so halbiert sich die Ausfallrate der Kabel auf

- 0,069 1/(100 km*a).

Dies bedeutet, daß im statistischen Mittel in einem der beiden Kabelsysteme mit je 950 m Länge bei Einbeziehung äußerer Beschädigungen ein Fehler

- **alle 768 Jahre**

und bei Ausschluß externer Einwirkungen

- **alle 1526 Jahre**

eintritt. Der gleichzeitige Ausfall beider Systeme, wenn äußere Einwirkungen ausgeschlossen sind, ergibt sich damit rechnerisch zu

- alle 22.109 Jahre

Für die Kabelsysteme brauchen nach Ansicht des Verfassers keine vollständigen Ersatzlängen zum Austauschen eines beschädigten Kabels vorgehalten zu werden. Vielmehr kann die Reservehaltung auf eine kurze Kabellänge sowie auf zwei Satz Muffenkörper zur Reparatur beschränkt werden. Die Reparatur sollte bei direkter Erdverlegung auf die übliche Art:

- Ausmessen des Fehlers, Aufgraben des Fehlerbereichs, Reparatur durch Einsetzen eines kurzen Kabelstücks und zweier Reparaturmuffen

ausgeführt werden. Die Zufahrt zur Reparaturstelle wird bei landwirtschaftlich genutzten Flächen üblicherweise durch Auslegen von Stahlmatten oder -platten ermöglicht, da kein sonderlich schweres Gerät erforderlich ist. Die hierbei entstehenden Flurschäden sind zu beseitigen bzw. zu bezahlen, was aber in Anbetracht der obengenannten Fehlerhäufigkeit tolerierbar sein sollte (bzw. während der Betriebsdauer wahrscheinlich gar nicht eintreten wird). Gleiches gilt für die hierdurch zeitweilig und örtlich begrenzt auftretenden Umweltbeeinflussungen.

Bei einer in [13] ermittelten mittleren Reparaturdauer eines Fehlers in einem 380-kV-Kabelsystem von 24,7 Tagen ergibt sich eine mittlere Nichtverfügbarkeit eines Kabelsystems wegen unvorhergesehener Ausfälle bei Ausschluß äußerer Einwirkungen von

- **0,39 h/a .**

Zu beachten ist bei solchen Ausfallstatistiken der Vorteil des Kabels im Vergleich zur Freileitung, gegen Naturkatastrophen wie extremen Stürmen, Eislasten etc. geschützt zu sein (abgesehen von Erdbewegungen, die aber hier ausgeschlossen werden können). Dies verdeutlicht Tabelle 6, S. 26 in [1], wo im Jahr 1999 durch den Sturm Lothar die

Ausfallraten der Freileitungen sich mehr als verdoppeln und die Ausfalldauer um den Faktor 44 ansteigt.

5.5 Umwelteinflüsse

Daß bei der Erstellung von Kabelanlagen in erheblichem Maße Erdarbeiten anfallen, ist unmittelbar einsichtig. Der hier erforderlich werdende Aufwand ist allerdings weitaus geringer als in [1] dargestellt, denn

- a) es sind nur zwei statt vier Kabelsystemen erforderlich mit Grabenbreiten zwischen etwa 2,5 m und 5 m und
- b) es sind nicht – wie in [1] angegeben – Muffenbauwerke auf der Strecke erforderlich.

Die negativen Einwirkungen einer 380-kV-Freileitung auf ihre Umgebung durch

- c) Vogelschlag (Verlust an Vögeln und Fledermäusen durch Seilanflug, insbesondere in der Dämmerung) sowie
- d) Geräuscentwicklungen

wurden in [1] nicht erwähnt.

5.5.1 Visuelle Beeinträchtigungen; Übergangsbauwerke

Bei landwirtschaftlicher Nutzung oder Wiesenlandschaft im Bereich der Kabeltrasse ist davon auszugehen, daß schon nach kurzer Zeit (wenige Monate) kein Unterschied der Vegetation direkt über den Kabeln mit der Umgebung mehr festzustellen sein wird. Dies belegt ein in Freiburg durchgeführter Feldversuch zur Bodenerwärmung und zum (nicht feststellbaren) Einfluß auf Pflanzen durch Kabel [14].

Aufgrund der Tatsache, daß nur zwei statt vier Kabelsystemen erforderlich sind, können die Übergangsbauwerke wesentlich kleiner ausfallen als in [1] dargestellt.

Gegebenenfalls besteht sogar die Möglichkeit, den Übergang zumindest eines der beiden Systeme direkt auf einer zusätzlichen Traverse des jeweiligen Endmastes vorzunehmen, wie dies in Abb. 6 für ein 220-kV-Doppelsystem gezeigt ist.



Abb. 6:

Übergang zweier 220-kV-Freileitungssysteme auf zwei 220-kV-Kabelsysteme auf dem Mast

Verbindung der Stationen Cassano und "Milano Ricevitrice Nord"

Die Kabelendverschlüsse weisen GFK-(Polymer-) Isolatoren auf

Dies würde bedeuten, daß in den beiden Übergangsfeldern anstelle von jeweils zwölf Endverschlüssen und Überspannungsableitern nur noch jeweils drei unterzubringen sind.

Zudem besteht die Möglichkeit nach [16], durch eine vertiefte Unterbringung des Übergangsfeldes in einer Mulde, wie in Abb. 7 gezeigt, und mit einer umgebenden Bepflanzung die optische Beeinträchtigung zu minimieren.

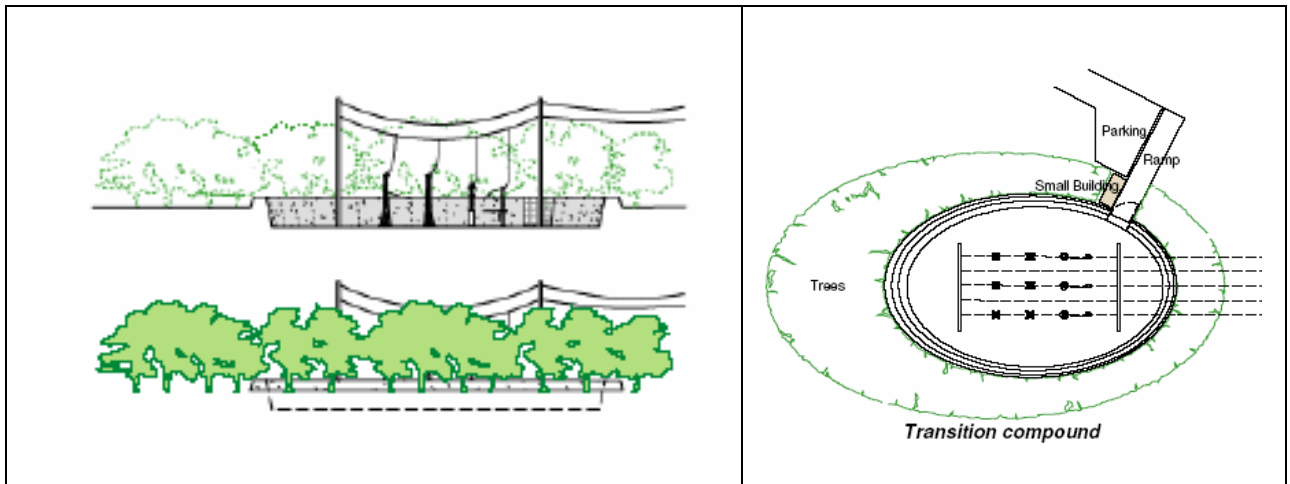


Abb. 7 : Übergangsfeld Freileitung-Kabel nach [16] mit vertiefter Unterbringung in einer Mulde mit umgebender Bepflanzung

5.5.2 Bodenerwärmung durch Kabel

Direkt in Erde verlegte Kabel sind auf eine Abfuhr der in ihnen entstehenden Verluste über das umgebende Erdreich zur Erdoberfläche angewiesen. Begrenzende Größe ist hierbei die am Kabelleiter auftretende Temperatur, die die höchstzulässige Dauertemperatur der VPE-Isolierung von 90°C nicht überschreiten darf.

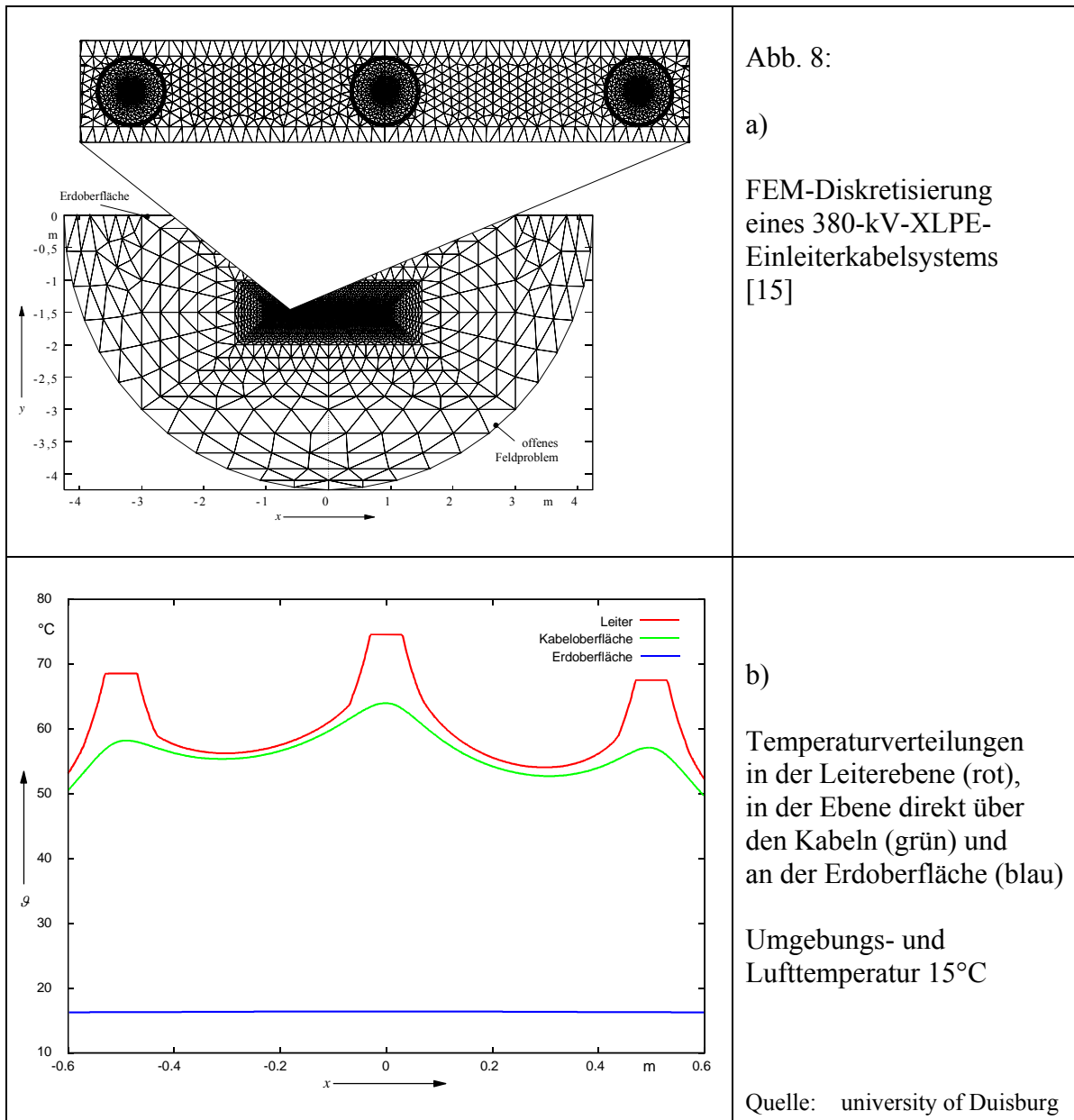
Die Größenordnung der von einem natürlich gekühlten VPE-Kabelsystem bei voller Auslastung (90°C Leitertemperatur) an die Umgebung abgegebenen Verlustleistung liegt etwa bei 50...100 W/m. Allerdings ist zu beachten, dass Höchstspannungskabel im normalen Netzbetrieb nie voll ausgelastet werden, sondern im Normalbetrieb meist weniger als 50 % der Nennlast des Kabels tragen, was weniger als einem Viertel der Nenn-Verlustleistung und mithin auch weniger als einem Viertel der Kabelerwärmung entspricht. Statt auf maximal 70°C...80°C erwärmt sich die Kabeloberfläche damit im Normalbetrieb höchstens auf 30°C bis 35°C, vergl. auch Abb. 5.

Aber selbst bei Dauerlast ergeben sich Temperaturverteilungen im Boden, wie sie in der Abb. 8 für die FEM-Simulation einer 380-kV-Kabelanlage (Aderachstand 0,5 m) für die Ebene der Kabelleiter, direkt oberhalb der Kabel sowie an der Erdoberfläche gezeigt sind. Ergebnis ist, dass

- die Erwärmung der Erdoberfläche direkt oberhalb der Kabel unter normalen Umständen eine Größe von 1...2 K nicht überschreitet und dass
- in seitlichem Abstand von maximal 3 m zu den Kabeln keine Bodenerwärmung mehr gegeben ist ($< 1^\circ\text{C}$).

Der Boden wird also selbst bei einer hypothetisch angenommenen Dauerlast der Kabel nur in einem ganz schmalen Streifen in unmittelbarer Nähe der Kabel erwärmt.

Diese Ergebnisse werden erhärtet über einen soeben, gemeinsam mit dem Netzbetreiber RWE Transportnetze Strom publizierten, mehrjährigen Feldversuch in Freiburg [14]. Eine Beeinflussung der Vegetation konnte dort nicht festgestellt werden.



Bei stark ausgelasteten Kabeln kann in ihrer unmittelbaren Umgebung – in einem Umkreis von maximal etwa 0,5 m – durch Wasserdampfdiffusion eine partielle Bodenaustrocknung eintreten, verbunden mit einer verschlechterten Wärmeleitfähigkeit dieses Bodenbereichs. Aus diesem Grunde wird man bei stark ausgelasteten Kabeln den Nahbereich der Kabel mit einer sogenannten thermischen Stabilisierung versehen. Hierunter versteht man Magerbetonmischungen oder korngestufte Sandmischungen, die auch bei erhöhten Temperaturen eine Mindest-Wärmeleitfähigkeit (z.B. von 1.0 W/(K m); aber auch mehr, s. oben) beibehalten.

5.5.3 Weitere Aspekte zur Umweltbilanz

Die Feststellung in [1], S. 29:

„...Die Oberfläche der unterirdischen Bauwerke muss auf der ganzen Länge freigehalten bleiben...“

ist unrichtig. So ist beispielsweise eine uneingeschränkte landwirtschaftliche Nutzung direkt über der Kabeltrasse möglich. Andererseits müssen auch die Masten von Freileitungen für regelmäßige Wartungsarbeiten zugänglich sein.

Der Bau eines Stollen erübrigt auch den Folgesatz in [1]: *„...Es muss sichergestellt werden, daß keine Wurzeln in das Bauwerk eindringen können.“*

Auch die Feststellung auf S. 30 in [1]:

„Die Zufahrt zum Bauwerk muss auf der gesamten Länge mit für allfällige Reparaturen geeigneten Fahrzeugen jederzeit mit all den Auswirkungen auf die Umwelt, die Landwirtschaft (unabhängig vom Bepflanzungszustand) und dem unvermeidlichen Landbedarf gewährleistet sein.“

muß relativiert werden. Dies wurde bereits in Abschnitt 4.4 diskutiert. Nachstehend noch einmal der relevante Text:

Für die Kabelsysteme brauchen nach Ansicht des Verfassers keine vollständigen Ersatzlängen zum Austauschen eines beschädigten Kabels vorgehalten zu werden. Vielmehr kann die Reservehaltung auf eine kurze Kabellänge sowie auf zwei Satz Muffenkörper zur Reparatur beschränkt werden. Die Reparatur sollte bei direkter Erdverlegung auf die übliche Art:

- Ausmessen des Fehlers, Aufgraben des Fehlerbereichs, Reparatur durch Einsetzen eines kurzen Kabelstücks und zweier Reparaturmuffen

ausgeführt werden. Die Zufahrt zur Reparaturstelle wird bei landwirtschaftlich genutzten Flächen üblicherweise durch Auslegen von Stahlmatten oder -platten ermöglicht, da kein sonderlich schweres Gerät erforderlich ist. Die hierbei entstehenden Flurschäden sind zu beseitigen bzw. zu bezahlen, was aber in Anbetracht der obengenannten Fehlerhäufigkeit tolerierbar sein sollte (bzw. während der Betriebsdauer wahrscheinlich gar nicht eintreten wird). Gleiches gilt für die hierdurch zeitweilig und örtlich begrenzt auftretenden Umweltbeeinflussungen.

Die Anlieferung der Kabeltrommeln erfordert bei Lieferlängen von 950 m schweres Gerät. Die Kabeltrommeln müssen allerdings nur zu einem der beiden Trassenenden geführt werden, so daß dorthin von der nächstgelegenen Straße aus ein gut befestigter Weg anzulegen ist oder aber, als Alternative, ein Rollengang ausgelegt wird, der die erforderliche Druckverteilung vornimmt und über den die Kabeltrommeln zum Verlegeort transportiert werden.

Die Kabel können von diesem Punkt aus über die gesamte Länge, gegebenenfalls mit angetriebenen Verlegerollen im Graben, ausgelegt werden.

5.5.4 Verluste

In der nachstehenden Tabelle 5 sind die Kenngrößen zur Bestimmung der Verluste und der Verlustkosten zusammengestellt. Vorausgesetzt wurde hierzu ein bezogener Zeitmittelwert der stromabhängigen Verluste (Arbeitsverlustfaktor) von 0,27. Dies entspricht einerseits einem üblichen Ansatz in Studien zu 380-kV-Übertragungsstrecken (vergl. [2...6]) und in etwa auch der Schätzung nach [1], Abschnitt 4.1.2: “bei einer durchschnittlichen Jahresbelastung der Leitungen von 50%”.

Die spannungsabhängigen (sog. dielektrischen) Verluste P_d' der Kabel und (in geringem Maße) der Freileitungen sind als dauernd anfallende Verluste berücksichtigt.

	R'_{40}	$P'_{I,max}$	P'_d	$P'_{q,1SYS}$	$P_{q,2SYS}$	Q_{40}	$K_{v, 40}$	$K_{v, 80}$
	m Ω /km	W/m	W/m	W/m	kW	MWh	(€)/CHF	(€)/CHF
Kabel 3200Cu 380kV	7,32	80,95	10,8	32,66	950 m		(553.364)/	(631.956)/
Kabel 3200Cu 220kV	7,32	80,95	4,2	26,06	55,78	19.545	913.051,-	1.042.727 ,-
Kabel 3200Al 380kV	10,31	114,02	10,8	41,59	950 m		(721.652)/	(824.144)/
Kabel 3200Al 220kV	10,31	114,02	4,2	34,99	72,74	25.489	1.190.726,-	1.359.838 ,-
OHL 2*600Al 2 Systeme	[1]: 29,59	2* 327,24	2,4 1,4		1.300 m		(2.322.857)	(2.652.76 0)/
				90,06	234,14	82.044	3.832.714,-	4.377.054 ,-

Tabelle 5: Kenngrößen zu den Verlusten und Verlustkosten (in Klammern: Euros)

R'_{40} ohmscher Widerstandsbelag bei 40°C

$P'_{I,max}$ Höchstwert des stromabhängigen Verlustbelags (bei 1920 A)

$P'_{q,1SYS}$ Zeitmittelwert des Verlustbelags je System

$P_{q,2SYS}$ Zeitmittelwert der Verluste des Doppelsystems

P'_{qd} dielektrischer Verlustbelag

Q_{40} Verlustenergie über 40 a

$K_{v, 40}$ Verlustkosten kapitalisiert über 40 a

$K_{v, 80}$ Verlustkosten kapitalisiert über 80 a

Kabellänge: 0,950 km; OHL-Länge: 1,300 km;

$c = 0,066$ €/kWh/ 0,109 CHF/kWh

Über 40 Jahre betrachtet erzeugt die Freileitung Verluste, die um rd. 60.000 MWh höher sind als bei einer Kabellösung. Die Kapitalisierung (Barwert) der Verluste über 40 a bzw. 80 a findet sich, bei einer Wichtung mit

- $c = 0,1089$ CHF/kWh (0,066 €/kWh) (vergl. [2]),

in den beiden rechten Spalten der Tabelle 5 (vergl. hierzu den nachfolgenden Abschnitt „Wirtschaftlichkeitsvergleich“). Die entsprechenden Verlust-Mehrkosten zwischen Freileitungs- und Kabellösung liegen damit gerundet

- zwischen rd. 2,8 Mio. CHF (40 a) und 3,2 Mio. CHF (80 a).

6. Wirtschaftlichkeitsvergleich

Die im vorliegenden Gutachten vorgeschlagene Auslegung der Kabelanlage weicht ganz erheblich von den in [1] getroffenen Annahmen ab. Damit ergeben sich auch andere Gesamtkosten. Da eine detaillierte Auslegung der Anlage zum jetzigen Zeitpunkt dem Verfasser ohne ergänzende Informationen durch den Netzbetreiber noch nicht möglich ist, können die folgenden Kostenabschätzungen nur als erste Orientierungshilfe verstanden werden.

VPE-isolierte Höchstspannungskabel werden seit Anfang der 90er Jahre eingesetzt, liefern also noch keine 40jährige Betriebserfahrung. Eine Alterung der Kabel unter Betriebsbedingungen ist bisher nicht erkennbar, so dass die Frage der Spekulation überlassen bleibt, ob die Kabel 40, 60 oder mehr Jahre Betriebsdauer erreichen werden. Aus diesem Grunde wird im Folgenden eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einerseits über 40 Jahre, aber ohne Neuinvestition nach 40 Jahren, vorgenommen. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 6 zusammengestellt. Zusätzlich wird eine Betrachtung über einen Zeitraum von 80 Jahren – der in [1] angenommenen Lebensdauer der Freileitung – vorgenommen mit einer Kabele Erneuerung nach 40 Jahren. Diese Ergebnisse finden sich in der Tabelle 7. Hierbei wurde – wie in [1] – vernachlässigt, dass auch bei der Freileitung innerhalb von 80 Jahren ganz erhebliche Re-Investitionen zur Seilerneuerung etc. zu erwarten sind.

Die nach 40 Jahren anfallenden Re-Investitionskosten sind mit einem Faktor von 0,142 (s. unten) abzuzinsen und fallen von daher nicht entscheidend ins Gewicht.

6.1 Investitionskosten

Von NOK werden in [1] Kosten für das 1,3 km lange Freileitungs-Doppelsystem von **950.000,-CHF** angegeben. Dies entspricht längenbezogenen Kosten von

- 731 CHF/m (**443 €/m**).

Dies steht im Widerspruch zur deutschen DENA I-Studie [17, S. 142: Kostenbetrachtungen], in der die Netzbetreiber sich auf repräsentative Kosten eines 380-kV-Freileitungs-Doppelsystems im Binnentiefland (also unter günstigsten Bedingungen) von

- 1.155 CHF/m (**700 €/m**)

verständnis haben (Basis [1]: 1 € = 1,65 CHF). Für die 1,3 km lange Trasse würde dies Kosten von

1.501.500 CHF

entsprechen, die mithin um 58,1 % höher liegen als die von NOK angenommenen.

a) Kabel bei direkter Erdverlegung

Die Tiefbaukosten werden von NOK in [1] zu **1.900.000 CHF** oder 2000 CHF/m (1212 €/m) angegeben.

Bei der Trasse handelt es sich überwiegend um Wiesengelände mit keinen besonderen, beim Grabenaushub zu erwartenden Schwierigkeiten. Mit der hier dargelegten Auslegung der Trasse ergeben sich Trassenbreiten zwischen 2,6 m und 4,0 m. Setzt man spezifische Trassenkosten je 1 m Grabenbreite von

- 200,- CHF/m/m (rd. 120 €/m/m) für den Graben mit normalem Magerbeton und
- 350.-CHF/m/m (rd. 220 €/m/m) für den Graben mit dem Spezialbeton

bei Grabenbreiten zwischen 2,5 m und 4,0 m an (vergl. Abschnitt 4.1), so liegen die Tiefbaukosten insgesamt bei

- **760.000,- CHF** für den Graben mit normalem Magerbeton und
- **830.000,- CHF** für den Graben mit dem Spezialbeton,

also etwa bei der Hälfte der in [1] ermittelten Tiefbaukosten.

Die Kosten der 380-kV-VPE-Kabel (incl. Verlegung, Montage, Prüfung etc.) werden von NOK in [1] mit **9.500.000,- CHF** für vier Kabelsysteme angegeben.

Die im Folgenden für die Kabel genannten Kosten sind vollständig, also inklusive Transport, Legung, Montage und Prüfung sowie einer Einrichtung zum Temperatur-Monitoring (vergl. Abschnitt 5.1).

Nach Herstellerinformation können zur Zeit (Kupferpreis: 6,1 CHF/kg; Aluminium-Preis: 2,15 CHF/kg) für die zwei 380-kV-VPE-Kabelsysteme mit einem **Kupferleiterquerschnitt** von 3200 mm² bei einer Trassenlänge von 950 m Gesamtkosten von

- **6.195.131,- CHF** .

in Ansatz gebracht werden (2 Systeme, incl. Legung, Montage, Prüfung, Monitoring-system), wobei schon Mehrkosten für eine Reservelänge von rd. 100 m sowie für zwei Muffensätze (6 Muffen) berücksichtigt sind.

Die zusätzlich in [1] angegebenen Kosten von

- 740.000,- CHF für Übergangsbauwerke, Zaun und Zusatzkosten Freileitung

werden übernommen. Zusätzliche Muffenschächte entfallen. Damit folgen Investitionskosten für die zwei Kabelsysteme bei Erdverlegung, normalem Stabilisierungsmaterial und einer Grabenbreite von 4,0 m von rund

7.695.131,-CHF

Der Vergleich mit der Freileitung ergibt einen Investitionskostenfaktor von **8,1** .

Wird der hochwärmeleitfähige Spezialbeton eingesetzt, so verringert sich die Grabenbreite auf 2,6 m. Die Investitionskosten liegen mit

7.799.631,-CHF

etwas höher, ebenso wie der Investitionskostenfaktor von **8,2** .

b) Kabel bei Legung im Stollen

Die Tiefbaukosten für den Stollen werden von NOK in [1] zu **3.500.000 CHF** oder **3.684 CHF/m** (2.233 €/m) angesetzt.

Mit der im Abschnitt 4.2 dargelegten Lösung eines begehbaren Infrastrukturkanals ist der Aufwand inklusive aller Erdarbeiten, Halterungs- und Befestigungssystem und Lüftung mit rd. 1.568 CHF/m (950 €/m) oder gesamten Tiefbaukosten von

- **1.490.000 CHF**

anzusetzen. Diese Kosten liegen um mehr als den Faktor 2 unterhalb der von NOK in [1] angesetzten Kosten.

Da wegen der besseren Kühlbedingungen 380-kV-VPE-Kabel mit Aluminiumleiterquerschnitten von 3200 mm² eingesetzt werden können, ergeben sich verminderte Kabelkosten (2 Systeme, incl. Legung, Montage, Prüfung, Monitoringsystem, Reservelänge und zwei Muffensätzen) von

- **5.033.990,- CHF .**

Mit den zusätzlich in [1] angegebenen Kosten von

- 740.000,- CHF für Übergangsbauwerke, Zaun, Zusatzkosten Freileitung

folgen Gesamtkosten für die zwei Kabelsysteme bei Verlegung im Stollen von rund

- **7.263.590,- CHF.**

Diese Kosten sind spürbar niedriger als in [1] angegeben und führen zu einem Investitionskostenfaktor Kabel/Freileitung von **7,65** .

Damit liegen die Investitionskostenfaktoren für Erdverlegung und für Stollenverlegung der Kabel zwischen rd. 7,7 und 8,2 und damit am oberen Rand der in letzter Zeit in vergleichenden Studien ermittelten Faktoren, vergl. [2 bis 6]. Dies kann teilweise durch die sehr kurze Länge und die damit stärker zu Buche schlagenden Kosten für Kabelendverschlüsse, Prüfungen, Übergangsbauwerke etc. erklärt werden. Da die Ansätze zu den Kabel- und den Tiefbaukosten konservativ gewählt sind, besteht hier bei weiterer Konkretisierungbedarf.

Erstaunlicherweise erweist sich die Lösung eines Infrastrukturkanals oder Stollen kostengünstiger als die direkte Erdverlegung. In Anbetracht der vielfältigen Vorteile des Stollens (Zugänglichkeit, mechanischer Schutz etc.) sollte diese Variante weiter verfolgt werden.

c) Kostenvergleich auf DENA I-Basis

Legt man für die Kosten der Freileitung statt der NOK-Schätzung (950.000 CHF) die Kosten lt. DENA I-Studie (1.501.500 CHF) zugrunde, so liegen die obengenannten Investitionskostenfaktoren nicht mehr zwischen 7,65 und 8,21 , sondern

- **zwischen 4,8 und 5,2.**

6.2 Gesamtkostenvergleich

Jede ernsthafte kaufmännische Betrachtung wird nicht nur die Investitionskosten, sondern alle auch während des Betriebs anfallenden Kosten und Gewinne mit in einen Wirtschaftlichkeitsvergleich einbeziehen. Dies geschieht im Folgenden mit Hilfe der Barwertmethode.

Hierzu werden alle während einer Betriebsdauer von 40 Jahren bzw. von 80 Jahren anfallenden Kosten auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme abgezinst und so der Barwert der Übertragungsanlage gebildet. Hierbei wird ein Abzinsungsfaktor q berücksichtigt mit

$$q = 1 + z \quad ,$$

wobei z der interne Zinssatz ist, der in Übereinstimmung mit [2 bis 6] zu $z = 5\%$ gewählt wird.

Regelmäßig über N Jahre wiederkehrende, jährliche Kosten K_a , beispielsweise die jährlichen Kosten für Verluste und Wartung, valuieren (bei nachschüssiger Zahlungsweise) im Jahr Null mit dem Barwert B_a :

$$B_a = \sum_{i=1}^N \frac{K_a}{q^i} = K_a \cdot \frac{q^N - 1}{q^N \cdot (q - 1)} = K_a \cdot r_B \quad .$$

r_B ist der resultierende Barwertfaktor, mit dem die jährlichen Kosten multipliziert werden, um den Barwert zu erhalten. Für den vorgegebenen Zinssatz $z = 5,0\%$ wird dieser Faktor beispielsweise

- $r_B = 17,159$ für einen Betrachtungszeitraum von 40 Jahren und
- $r_B = 19,596$ für einen Betrachtungszeitraum von 80 Jahren.

Die Verlustkosten in der Tabelle 5 im Abschnitt 5.4.4 wurden bereits mit Hilfe dieser Faktoren ermittelt.

	$K_{v, 40}$	$K_{v, 80}$	W_{40}	W_{80}
	CHF	CHF	CHF	CHF
Kabel 3200Cu 380kV 220kV	913.051,-	1.042.727,-	26.888,-	30.707,-
Kabel 3200Al 380 kV 220kV	1.190.726,-	1.359.838,-	26.888,-	30.707,-
OHL 2*600Al 2 Systeme	3.832.714,-	4.377.054,-	110.418,-	126.100,-

Tabelle 6: Kapitalisierte Verlustkosten K_v und Wartungskosten W (Barwerte) für Betrachtungszeiträume von 40 und 80 Jahren
Kabellänge: 950 m; OHL-Länge: 1.300 m

Für die Wartungskosten ergeben sich bei jährlichen Raten von

- 1.567,- CHF/a für 950 m Kabelsystem-Doppelsystem sowie mit
- 6.435,- CHF/a für 1.300 m Freileitungs-Doppelsystem

die Barwerte nach Tabelle 6.

Eine nach 40 Jahren vorzunehmende Re-Investition R_{40} wird abgezinst und erfordert zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme nur die Summe B_{40} :

$$B_{40} = \frac{R_{40}}{q^{40}} = 0,142 \cdot R_{40} \quad ,$$

also nur **14,2 %** der Re-Investitionssumme. Solche späten Re-Investitionen wirken sich daher nur sehr schwach auf den erforderlichen Barwert aus.

In der Tabelle 7 sind alle zuvor aufgezählten Kosten für einen Betrachtungszeitraum von 40 Jahren erfasst, während Tabelle 8 von 80 Jahren ausgeht.

Den beiden Tabellen kann Folgendes entnommen werden:

- Verlust- und Wartungskosten der Freileitung liegen weitaus höher als bei den Kabelvarianten und verteuern die Freileitung erheblich auf einen Barwert von rd. 4,9...5,5 Mio. CHF, d.h. auf ein Mehrfaches ihres Investitionswertes.
- Die Gesamtkostenfaktoren Kabel/Freileitung liegen nur bei rd. **1,7...1,8**. Dies ist ein völlig anderes Ergebnis als der in [1] angegebene Kostenfaktor von 15.

Auch bei den Gesamtkosten erweist sich die Lösung eines Infrastrukturkanals oder Stollen als kostengünstiger als die direkte Erdverlegung. In Anbetracht der vielfältigen Vorteile des Stollens (Zugänglichkeit, mechanischer Schutz etc.) sollte diese Variante präferiert werden.

T = 40 a		direkte Erdverlegung		Stollen	OHL 2 Systeme 3*2*600
		3200 Cu 1,0 W/(K m)	3200 Cu 4,0 W/(K m)	3200 Al	
Grabenbreite	m	4,0	2,6		
längenbez. Kosten	CHF/m	200,-	350,-	1.568,-	
Tiefbau gesamt	CHF	760.000,-	864.500,-	1.489.600,-	
Kabel incl. 100 m Reservelänge (1 System)	CHF	1.897.850,-	1.897.850,-	1.317.280,-	
Garnituren incl. 2 Satz Reservemuffen (1 System)	CHF	429.000,-	429.000,-	429.000,-	
Legung, Montage, Prüfung (1 System)	CHF	605.715,-	605.715	605.715	
Monitorsystem	CHF	330.000,-	330.000,-	330.000,-	
Kabelkosten 2 Systeme	CHF	6.195.131,-	6.195.131,-	5.033.990,-	
Übergangsbauwerk, Zaun, Mehrkosten OHL (wie in [1])	CHF	740.000,-	740.000,-	740.000,-	
Investitionskosten	CHF	7.695.131,-	7.799.631,-	7.263.590,-	950.000,-
Faktor Invest.kosten		8,10	8,21	7,65	1,0
Verlustkosten	CHF	913.051,-	913.051,-	1.190.726,-	3.832.714,-
Wartung	CHF	26.888,-	26.888,-	26.888,-	110.418,-
Gesamtkosten	CHF	8.635.070,-	8.739.570,-	8.481.204,-	4.893.132
Faktor Gesamtkosten		1,76	1,79	1,73	1,0

Tabelle 7: Zusammenstellung der Kosten für einen Betrachtungszeitraum von 40 Jahren ohne Re-Investitionsmaßnahmen; Verlust- und Wartungskosten nach Tabelle 6
Cu-Preis: 6,1 CHF/kg (3,7 €/kg); Al-Preis: 2,15 CHF/kg (1,3 €/kg)

T = 80 a		direkte Erdverlegung		Stollen	OHL 2 Systeme 3*2*600
		3200 Cu 1,0 W/(K m)	3200 Cu 4,0 W/(K m)	3200 Al	
Grabenbreite	m	4,0	2,6		
längenbez. Kosten	CHF/m	200,-	350,-	1.568,-	
Tiefbau gesamt	CHF	760.000,-	864.500,-	1.489.600,-	
Kabel incl. 100 m Reservelänge (1 System)	CHF	1.897.850,-	1.897.850,-	1.317.280,-	
Garnituren incl. 2 Satz Reservemuffen (1 System)	CHF	429.000,-	429.000,-	429.000,-	
Legung, Montage, Prüfung (1 System)	CHF	605.715,-	605.715	605.715	
Monitorsystem	CHF	330.000,-	330.000,-	330.000,-	
Kabelkosten 2 Systeme	CHF	6.195.131,-	6.195.131,-	5.033.990,-	
Übergangsbauwerk, Zaun, Mehrkosten OHL (wie in [1])	CHF	740.000,-	740.000,-	740.000,-	
Re-Invest nach 40 a 0,142*Kabelkosten	CHF	879.709,-	879.709,-	704.759,-	
Investitionskosten	CHF	8.574.840,-	8.679.340,-	7.968.349,-	950.000,-
Faktor Invest.kosten		9,03	9,14	8,39	1,0
Verlustkosten	CHF	1.042.727,-	1.042.727,-	1.359.838,-	4.377.054,-
Wartung	CHF	30.707,-	30.707,-	30.707,-	126.100,-
Gesamtkosten	CHF	9.648.274,-	9.752.774,-	9.358.894,-	5.453.154,-
Faktor Gesamtkosten		1,77	1,79	1,72	1,0

Tabelle 8: Zusammenstellung der Kosten für einen Betrachtungszeitraum von 80 Jahren mit Re-Investitionsmaßnahmen; Verlust- und Wartungskosten nach Tabelle 6 (Cu-Preis: 6,1 CHF/kg (3,7 €/kg); Al-Preis: 2,15 CHF/kg (1,3 €/kg))

T = 40 a		direkte Erdverlegung		Stollen	OHL 2 Systeme 3*2*600
		3200 Cu 1,0 W/(K m)	3200 Cu 4,0 W/(K m)	3200 Al	
Grabenbreite	m	4,0	2,6		
längenbez. Kosten	CHF/m	200,-	350,-	1.568,-	
Tiefbau gesamt	CHF	760.000,-	864.500,-	1.489.600,-	
Kabel incl. 100 m Reservelänge (1 System)	CHF	1.897.850,-	1.897.850,-	1.317.280,-	
Garnituren incl. 2 Satz Reservemuffen (1 System)	CHF	429.000,-	429.000,-	429.000,-	
Legung, Montage, Prüfung (1 System)	CHF	605.715,-	605.715	605.715	
Monitorsystem	CHF	330.000,-	330.000,-	330.000,-	
Kabelkosten 2 Systeme	CHF	6.195.131,-	6.195.131,-	5.033.990,-	
Übergangsbauwerk, Zaun, Mehrkosten OHL (wie in [1])	CHF	740.000,-	740.000,-	740.000,-	
Investitionskosten	CHF	7.695.131,-	7.799.631,-	7.263.590,-	1.501.500,-
Faktor Invest.kosten		5,12	5,19	4,84	1,0
Verlustkosten	CHF	913.051,-	913.051,-	1.190.726,-	3.832.714,-
Wartung	CHF	26.888,-	26.888,-	26.888,-	110.418,-
Gesamtkosten	CHF	8.635.070,-	8.739.570,-	8.481.204,-	5.444.632
Faktor Gesamtkosten		1,59	1,61	1,56	1,0

Tabelle 9: Wie zu Tabelle 7 (Betrachtungszeitraum von 40 Jahren), aber:
Investitionskosten der Freileitung nach DENA I-Studie: **1.501.500 CHF**)

Cu-Preis: 6,1 CHF/kg (3,7 €/kg); Al-Preis: 2,15 CHF/kg (1,3 €/kg)

7. Folgerungen

In dem vorliegenden Kurzgutachten werden die technischen Ausführungen und die wirtschaftlichen und ökologischen Ansätze zu den betrachteten Kabelvarianten in der Studie [1] der Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK) begutachtet.

Hierbei konnten im Einzelnen die folgenden Aussagen erarbeitet werden:

1. Im Gegensatz zu [1] kommt der Verfasser zu dem Ergebnis, daß die Übertragungsaufgabe von 1920 A je System nicht vier, sondern nur zwei Kabelsysteme erfordert. Diese Aussage gilt sowohl für die Verlegung im Stollen als auch für die direkte Erdverlegung.
2. Das Gutachten zeigt neue Möglichkeiten der Kabeltechnologie auf, die in [1] noch nicht berücksichtigt wurden: der Einsatz von Leiterquerschnitten bis zu 3200 mm², Lieferlängen von 1000 m und mehr, ein neuer hochwärmeleitfähiger Spezialbeton zur thermischen Stabilisierung des Kabelgrabens sowie neue und kostengünstige Tunneltechnologien.

Mit diesen heute verfügbaren Möglichkeiten folgt, daß auf der Strecke – anders als in [1] für angenommene maximale Lieferlängen von 300 m bis 500 m - keine Verbindungsmuffen und keine Muffenbauwerke erforderlich sind.

3. Es wird aufgezeigt, daß das zeitabhängige Überlastverhalten von Kabeln nicht schlechter, sondern erheblich günstiger ist als das von Freileitungen.
4. Die Einhaltung der Grenzwerte des elektrischen und magnetischen Feldes muß nach Konkretisierung noch überprüft werden. Der Anlagengrenzwert von 1 µT wird nach [1] in etwa 70 m Abstand eingehalten. Zu der Frage, ob dies bezüglich vorhandener Wohnbebauung, Spielplätze etc. ausreicht, liegen dem Verfasser keine exakten Informationen vor.
6. Die Ausfallraten der Kabel sind in [1] gegenüber einer neuen CIGRE-Statistik um einen Faktor von fünf bis zehn zu hoch angesetzt. Diese CIGRE-Statistik zu den Ausfallraten von Höchstspannungskabel zeigt, daß mit einem Versagen eines Kabelsystems bei äußerer Einwirkung alle 768 Jahre und aufgrund nur innerer Fehler alle 1526 Jahre gerechnet werden muß.
6. Die Übergangsbauwerke werden aufgrund der geringeren Anzahl von Kabelsystemen einen spürbar kleineren Flächenbedarf aufweisen als in [1] angegeben. Es werden weitere Maßnahmen zur Minimierung der benötigten Flächen vorgeschlagen.
7. Die Angaben in [1] zur Bodenerwärmung sind überzogen. Der Verfasser verweist auf Berechnungsergebnisse sowie Ergebnisse aus einem Feldversuch, die soeben gemeinsam mit dem Netzbetreiber RWE Transportnetz Strom durchgeführt und publiziert wurden.
8. Zu einem Ende der Kabeltrasse muß entweder ein mit schwerem Gerät belastbarer Weg oder aber vorübergehend ein lastverteilender Rollengang angelegt werden. Eine Zugänglichkeit der gesamten Strecke während des Betriebs ist nicht erforderlich.

9. Die Aussage in [1], daß die Oberfläche der unterirdischen Bauwerke auf der ganzen Länge freigehalten bleiben muss, ist unrichtig. So ist beispielsweise eine uneingeschränkte landwirtschaftliche Nutzung direkt über der Kabeltrasse möglich.
10. Bei Vorratshaltung von zwei Muffensätzen und einer geringen Kabel-Mehrlänge (50... 100 m) wird die Reparaturzeit nicht mehr als drei Wochen betragen.
11. Die Freileitung weist Verluste auf, die um einen Faktor von 3,2 bis 4,2 höher sind als die Kabelverluste. Über 40 Jahre betrachtet erzeugt die Freileitung Verluste, die um rd. 60.000 MWh höher sind als bei einer Kabellösung.
12. Mit den geänderten technischen Ansätzen ergeben sich gegenüber [1] wesentlich verringerte Kosten. Es ergibt sich ein Investitionskostenfaktor Kabel/Freileitung von rd. **7,6 bis 8,2** im Vergleich zu einem Faktor 15 in [1]. Da die Ansätze zu den Kabel- und den Tiefbaukosten konservativ gewählt sind, besteht hier bei weiterer Konkretisierung Prüfungsbedarf.
13. Ein sinnvoller Wirtschaftlichkeitsvergleich kann nur über eine Gesamtkosten-Betrachtung erfolgen. Hierbei ist von Bedeutung, dass die Verlust-Mehrkosten der Freileitung schon bei dieser kurzen Übertragungstrecke bei etwa 2,8 Mio. CHF (40 a) und 3,2 Mio. CHF (80 a) liegen.

Der sich ergebende Gesamtkostenfaktor liegt bei rd. **1,7...1,8**. Im Vergleich mit dem in [1] ermittelten „Kostenfaktor 15“ ist dies ein überraschendes Ergebnis.

14. Legt man für die Kosten der Freileitung statt der NOK-Schätzung (950.000 CHF) die Kosten der DENA I-Studie (1.501.500 CHF) zugrunde, so liegen die obengenannten Investitionskostenfaktoren **zwischen 4,8 und 5,2** und die Gesamtkostenfaktoren bei **1,6**.
15. Neuartige Tunneltechnologien erlauben Realisierungen bei Kosten, die nicht nur weit niedriger als in [1] sind, sondern im vorliegenden Fall auch geringer als bei direkter Erdverlegung. Dies sollte genutzt werden, um von den vielfältigen Vorteilen eines Tunnels/Stollens, vor allem hinsichtlich Zugänglichkeit und mechanischem Schutz der Kabel, zu profitieren. Bei dieser Technologie werden die Fehlerraten der Kabel drastisch herab- und ihre Verfügbarkeit entsprechend heraufgesetzt. Bei Waldquerungen erlaubt der Stollen eine Minimierung der Schneisenbreite.

Dies sind die Ergebnisse und Folgerungen des Gutachtens. Weitergehende Konkretisierungen und Optimierungen sind einem späteren Zeitpunkt vorbehalten, wobei die Zusammenarbeit mit dem Energieversorger hierzu Voraussetzung ist.

Ein wesentlicher Satz in der Zusammenfassung der Studie [1], S.4:

„Auch die Frage des Präjudizes darf nicht außer Acht gelassen werden...“

entzieht sich der Begutachtung des Verfassers.

8. Schrifttum

- [1] NOK Umbau 220-kV-Leitung Beznau-Birr auf 380/220 kV
Studie Teilverkabelung Riniken
Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Mai 2004
- [2] B.R. Oswald 380-kV-Salzburgleitung
Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des
Abschnittes Tauern-Salzach neu
Gutachten im Auftrag von Energie-Control GmbH, Wien
Hannover, 2007
- [3] KEMA Machbarkeitsuntersuchung zur Gesamt- und Teilver-
kabelung der 380-kV-Leitung „St.Peter-Tauern“ im
Bundesland Salzburg
Studie der KEMA IEV, Dresden, Januar 2008
- [4] M.Hoffmann Machbarkeitsstudie 380-kV-Kabel für Salzburg
F. Noack Graz/Ilmenau, 2008
- [5] B.R. Oswald Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im
Hochspannungsnetz (Ganderkesee-St. Hülfe)
FORWIND, Osnabrück, 2005
- [6] H. Brakelmann Netzverstärkungstrassen zur Übertragung von Wind-
energie: Freileitung oder Kabel?
Studie, Rheinberg, 2004
- [7] H.J. Haubrich Begutachtung eines Vergleichs von Leitungsbauvarianten
des Energieversorgers EOS
Kurzgutachten für das BfE, Simmerath, 2009
- [8] IEC-Publ. 287 Calculation of the continuous current rating of cables
(100 % load factor), 1982
- [9] IEC-Publ. 853-2 Calculation of cyclic and emergency current ratings of
cables”, Part 2, 1989
- [10] G. Balog Transient Voltages Affecting Long Cables
H. Brakelmann e.a. Report CIGRE WG B-06, Electra , 2004
- [11] H. Brakelmann Magnetfeldreduzierung bei Drehstrom-Einleiterkabeln
Bulletin des SEV, 2008, pp. 31-36
- [12] H. Brakelmann Optimisation of Compensation Conductor Systems for
Magnetic Field Mitigation
7th Intern. Conf. on Large-Scale Integration of Wind
Power, Madrid, 2008, pp. 367-374
- [13] CIGRE WG B1-10 UPDATE OF SERVICE EXPERIENCE OF HV UNDER-
GROUND AND SUBMARINE CABLE SYSTEMS
Cigre-Report, Mai 2009

- [14] E. Aldinger
H. Brakelmann
D. Uther e.a. Wärmeemission bei Hoch- und Höchstspannungskabeln
El.wirtsch., 2009, H. 10, pp. 66-74
- [15] J. Stammen, Numerische Berechnung elektromagnetischer und thermischer Felder in Hochspannungskabelanlagen
Diss. Univ. Duisburg-Essen, Shaker-Verlag, 2001
- [16] P. Argaut
Ch. Jensen New 400 kV Cable System in Jutland (Denmark)
CIGRE-Report, 2002
- [17] DENA Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020
2005, <http://www.dena.de>

weiterführendes Schrifttum:

- [18] L. Heinhold
R. Stubbe Kabel und Leitungen für Starkstrom
Siemens AG, Berlin/München, 1969
- [19] H. Brakelmann Belastbarkeiten der Energiekabel
- Berechnungsmethoden und Parameteranalysen
VDE-Verlag (1985), S. 1 - 401
- [20] G.J. Anders Rating of electric power cables
IEEE Press, New York, 1997
- [21] H. Brakelmann Energietechnik programmiert
- Probleme, Lösungen, Programme -
VDE-Verlag (1989) S. 1 - 266
- [22] E. Peschke
R.v.Ohlshausen Kabelanlagen für Hoch- und Höchstspannung
Pulicis MCD Verlag, Erlangen, 1998
- [23] VDEW Kabelhandbuch
VDEW-Verlag, Frankfurt, 2001
- [24] Fischer, F.
Nefzger, P.
Kaintzyk, U. Freileitungen
Springer-Verlag, 2001
- [25] Bernhardt, J.H. Gesundheitliche Aspekte niederfrequenter Felder der Stromversorgung
Deutsches Ärzteblatt 99, Ausgabe 27, 2002,
Seite A-1898 / B-1601 / C-1496

J. Dietrich, A. Märten
HeidelbergCement Baustoffe
für Geotechnik GmbH
Ennigerloh

H. Brakelmann
Universität Duisburg-Essen
Duisburg

H.P. May
nkt cables GmbH
Köln

0. Problemstellung

Die elektrische Energieübertragung und -verteilung in den Ballungsräumen wird aus naheliegenden Gründen in überwiegendem Maße unterirdisch, d.h. mit Erdkabeln realisiert. Der technische Entwicklungsstand ist hoch, zuverlässige VPE-isolierte Kabel sind inzwischen bis zur höchsten Spannung des europäischen Verbundnetzes und darüber hinaus verfügbar. Zunehmender Kostendruck sowie ansteigende Materialkosten fordern hierbei in verstärktem Maße Anstrengungen zur technisch-wirtschaftlichen Optimierung der Kabelanlagen. Auch beim Ausbau der Netze außerhalb der Städte wird im Rahmen der Genehmigungsverfahren immer häufiger die Forderung erhoben, zumindest abschnittsweise Erdkabeltrassen anstelle von Freileitungen (Teilverkabelungen) zu realisieren.

Zur Erhöhung der Kabelbelastbarkeiten durch Vermeidung von Bodenaustrocknung werden heute als thermische Stabilisierungsmaterialien entweder Magerbetonmischungen oder korngestufte Sande eingesetzt. Die Wärmeleitfähigkeiten dieser Materialien, die auch bei den erhöhten Kabeloberflächentemperaturen bis zu etwa 70°C auf Dauer sichergestellt sein müssen, erreichen etwa 1,0 W/(K m).

In Zusammenarbeit mit der Firma nkt cables GmbH, Köln, und dem Fachgebiet Energietransport und -speicherung der Universität Duisburg-Essen wurden von der Firma HeidelbergCement, Baustoffe für Geotechnik GmbH & Co. KG (HCG), Ennigerloh, inzwischen thermische Stabilisierungsmaterialien auf Basis von Betonrezepturen mit erhöhten Wärmeleitfähigkeiten in einer Größenordnung von 2,0...6,0 W/(K m) entwickelt. Bereits seit längerem stellt die HCG hochwärmeleitfähige Verfüllbaustoffe für die Verfüllung von Erdwärmesonden her („ThermoCem“, [1]).

Im Folgenden sollen die Eigenschaften des patentierten hochwärmeleitfähigen Spezialbetons vorgestellt und gezeigt werden, welche Belastbarkeitssteigerungen mit dessen Hilfe bei unterschiedlichen Kabeltypen und Legeanordnungen zu erreichen sind. Bei diesen Betrachtungen spielt die optimierte Auslegung der thermisch stabilisierten Bereiche eine wesentliche Rolle.

Ein wichtiger Anwendungsbereich wird die Beseitigung von thermischen Engpässen in Kabeltrassen sein, beispielsweise bei abschnittsweiser Annäherung oder bei Kreuzungen von Kabeln mit anderen Kabeln oder Fernheizsystemen.

1. Eigenschaften des Spezialbetons und Anwendungsgebiete weiterer thermisch optimierter Baustoffe

Die Wärmeleitfähigkeit von Betonen steigt mit zunehmendem Feststoffgehalt an (Abb. 1). Im Fall des hochwärmeleitfähigen Spezialbetons enthält die Rezeptur ein hochwärmeleitfähiges Additiv, welches es ermöglicht, die Wärmeleitfähigkeit unabhängig vom Feststoffgehalt zu steigern. Hierdurch ist es möglich, bei Feststoffgehalten, die denen eines Normalbetons entsprechen (ca. 2300 kg/m³) Wärmeleitfähigkeiten von ca. 6 W/(K·m) darzustellen. Im Vergleich zu normal wärmeleitenden Betonen entspricht dies einer Verdreifachung der Wärmeleitfähigkeit. Eine Einstellung des Wärmeleitfähigkeitsniveaus auf anwendungsspezifische Anforderungen ist dabei problemlos über den in der Betonrezeptur verwendeten Anteil an hochwärmeleitfähigem Additiv möglich.

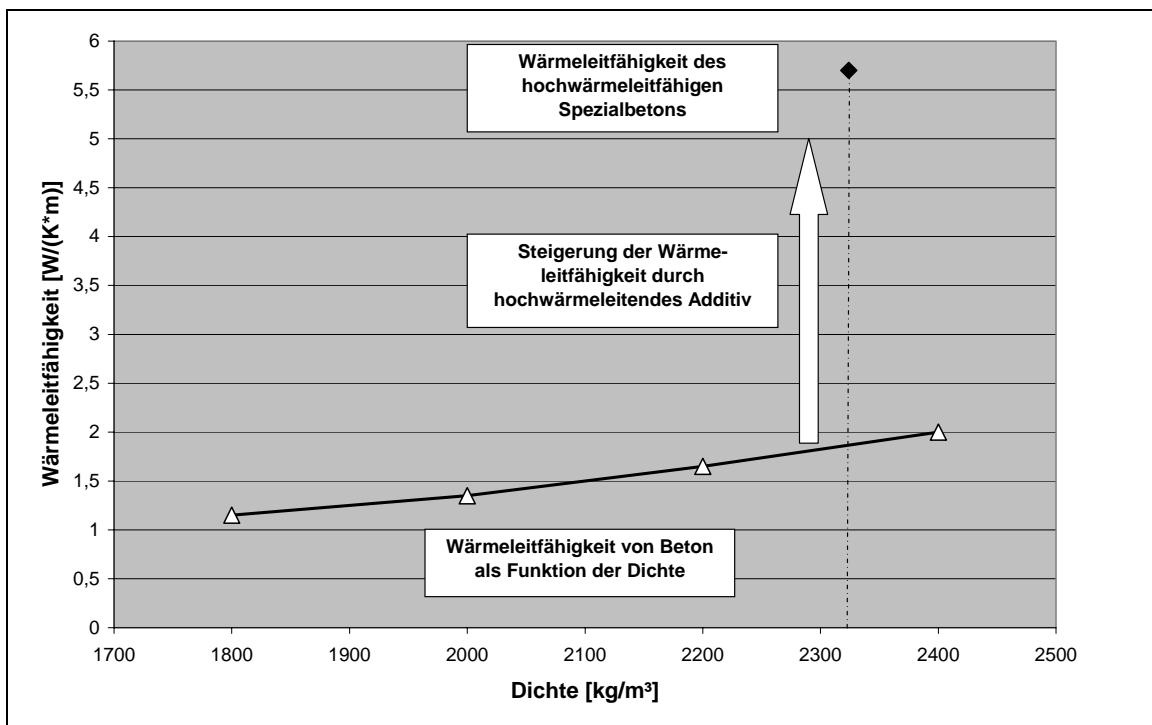


Abb. 1: Vergleich zwischen der Wärmeleitfähigkeit von Betonen unterschiedlicher Dichte und dem hochwärmeleitfähigen Spezialbeton; Standardbedingungen (20°C; > 95% Luftfeuchte).

1.1 Laborversuche zur Wärmeleitfähigkeitsbestimmung

Bei einer Anwendung als thermisches Stabilisierungsmaterial kann nur die Wärmeleitfähigkeit zugrunde gelegt werden, die das Material auch im Betriebszustand, d.h. unter dem Einfluss der von den Kabeln abgegebenen Stauwärme erreicht. Im Fall von Magerbetonen kann unter diesen Umgebungsbedingungen mit einer Wärmeleitfähigkeit von ca. 1 W/(K·m) gerechnet werden.

Die Rezeptur des hochwärmeleitfähigen Spezialbetons wurde derart konfektioniert, dass auch unter dem Einfluss von Stauwärme und den daraus resultierenden Austrocknungseffekten eine hohe Wärmeleitfähigkeit erreicht wird. Um den Einfluss der Probenaus-

trocknung auf die Wärmeleitfähigkeit der hochwärmeleitfähigen Betonrezeptur zu ermitteln, wurden in den Labors der HCG folgende Untersuchungen durchgeführt:

Die auf eine gut verarbeitbare Konsistenz eingestellte Betonrezeptur (Ausbreitmaß nach DIN EN 459: 200 mm) wurde in Würfelformen mit 100 mm Kantenlänge gefüllt und 30 Sekunden auf dem Rütteltisch verdichtet. Die so hergestellten Prüfkörper wurden 7 Tage bei 20°C und > 95% Luftfeuchte gelagert. Bei diesen Lagerungsbedingungen betrug die mittlere Wärmeleitfähigkeit der untersuchten Prüfkörper 5,7 W/(K·m) (Abb. 2).

Um die Einwirkung von Stauwärme zu simulieren, erfolgte zwischen 7 und 28 Tagen Probenalter eine Lagerung bei 80°C und 65 % Luftfeuchte. Diese Lagerungsbedingungen führen zwangsläufig zu einer Verringerung der Wärmeleitfähigkeit der eingelagerten Prüfkörper. Ursache hierfür ist die durch die Temperaturerhöhung bzw. Feuchtigkeitsverringerung verursachte teilweise Verdunstung des Porenwassers. Als Folge der Porenwasserverdunstung nimmt der Anteil an luftgefüllten Poren in der Baustoffmatrix zu, und die wärmeisolierenden Eigenschaften der Porenluft führen zu einer signifikanten Verringerung der Wärmeleitfähigkeit des Gesamtsystems (λ_{Wasser} : 0,58 W/(K·m); λ_{Luft} : 0,0261 W/(K·m)). Durch die gewählte Betonrezeptur wird dieser Effekt jedoch so weit wie möglich minimiert, und die Prüfkörper weisen auch nach einer 14 tägigen Lagerung bei 80°C eine hohe mittlere Wärmeleitfähigkeit von 3,9 W/(K·m) auf.

Bis zu einem Probenalter von 35 Tagen wurden die Prüfkörper dann bei 105°C im Trockenschrank gelagert. Diese extreme Probentrocknung ist im Vergleich zu den in situ auftretenden Austrocknungseffekten sicherlich deutlich überdimensioniert. Selbst dieses „worst-case-szenario“ führte aber lediglich zu einer minimalen Abnahme der mittleren Wärmeleitfähigkeit um 0,1 W/(K·m) auf 3,8 W/(K·m). Die unter den beschriebenen extremen Lagerungsbedingungen gemessene Wärmeleitfähigkeit des Spezialbetons übersteigt den für Magerbetone gebräuchlichen Referenzwert von 1 W/(K·m) somit nahezu um das Vierfache.

1.2 Weitere Möglichkeiten der Anwendung von thermisch optimierten Baustoffen

Werden Erdkabel in Hüllrohren verlegt, so kann der verbleibende Ringraum ebenfalls mit thermisch optimierten Baustoffen verfüllt werden. Bei dieser Anwendung wird der werksfertige Trockenbaustoff vor Ort mit Wasser zu einer hoch fließfähigen, sedimentationsstabilen Suspension angemischt und mittels geeignetem Pumpenequipment in den Ringraum verpresst. Das Wasser/Feststoff-Verhältnis (W/F-Wert) der eingesetzten Suspensionen liegt etwa bei 0,8.

Die rheologischen Eigenschaften der Suspension werden dabei durch einen im Verfüllbaustoff enthaltenen Tonmineralanteil gesteuert. Die Baustoffsuspension ist ca. 5 Stunden verarbeitbar und härtet dann volumenstabil und kraftschlüssig aus. Auch die Baustoffrezepturen zur Hüllrohrverfüllung enthalten einen auf das Anforderungsprofil abgestimmten Anteil eines gut wärmeleitenden Additivs. Während Standardverfüllbaustoffe bei einem W/F-Wert von 0,8 eine Wärmeleitfähigkeit von ca. 0,7 bis 0,8 W/(K·m) aufweisen, kann durch das beschriebene additivgestützte Baustoffkonzept die Wärmeleitfähigkeit bei gleichbleibendem Feststoffgehalt deutlich erhöht werden.

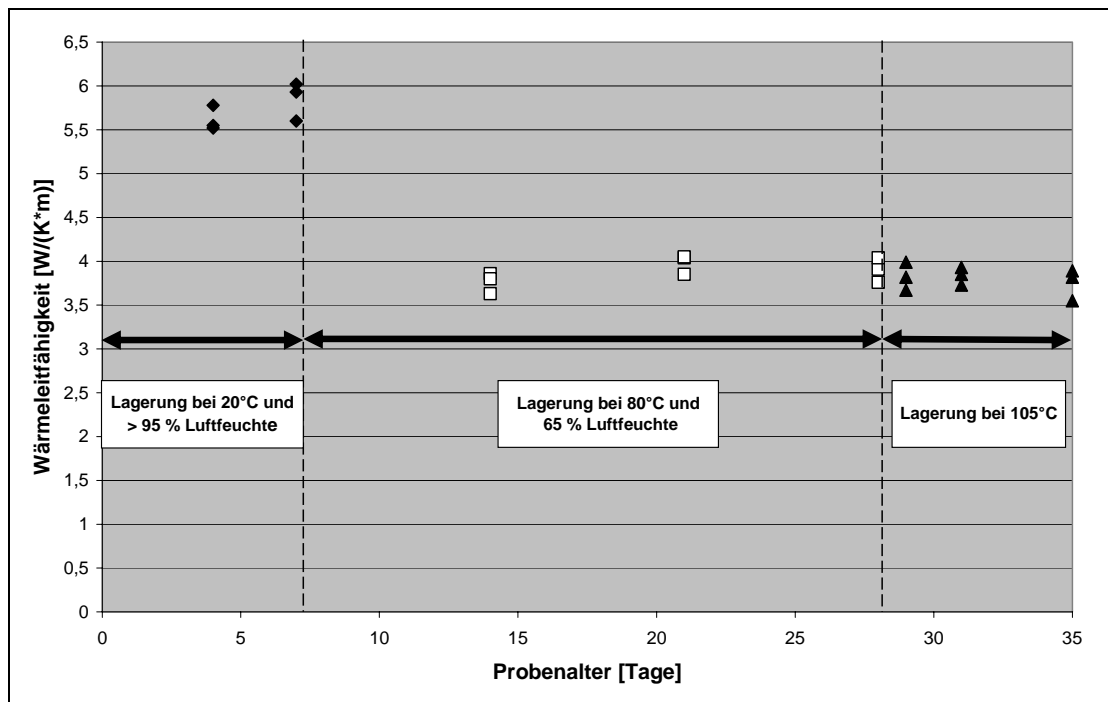


Abb.2: Simulation von Austrocknungseffekten. Wärmeleitfähigkeit des hochwärmeleitfähigen Spezialbetons bei 20°C (>95% Feuchte), 80°C (65% Feuchte) und 105°C.

Im Zuge der Herstellung der Kabelanbindung zwischen dem im Bau befindlichen belgischen Offshore-Windpark „Thornton Bank“ und dem 150 kV-Netz auf dem Festland (Oostende) erfolgte 2008 die Verlegung eines ca. 450 m langen 150 kV-Kabels als Verbindung zwischen Offshore- und Onshorekabel. Hierzu wurde zunächst der Küstendünengürtel mittels einer gesteuerten Horizontalbohrung unterquert. In das aufgefahrene Bohrloch wurde dann ein von einem Hüllrohr umgebenes 150 kV-Kabel eingezogen.

Der zwischen Kabel und Hüllrohr verbleibende Ringraum wurde mit einem Verfüllbaustoff verfüllt, der eine definierte Wärmeleitfähigkeit von $\geq 1,2 \text{ W/(K}\cdot\text{m)}$ aufwies („Offshore-Dämmen[®] WL 1,2; Ausführung der Verfüllarbeiten durch De Keerkring BV“). Abbildung 1 zeigt den Überlauf am Hochpunkt des Hüllrohres. Der Austritt der hochfließfähigen Baustoffsuspension zeigt an, dass das Ringraumvolumen gefüllt ist und der Verpressvorgang abgeschlossen werden kann.

2. Belastbarkeitserhöhungen und Geometrieoptimierungen

Im vorliegenden Beispiel wird für 110-kV-Einleiter-VPE-Einleiterkabel der Einfluss der thermischen Stabilisierung auf die Dauerbelastbarkeit untersucht. Hierzu wird im Folgenden ein 110-kV-VPE-Einleiterkabelsystem mit einem Aluminiumleiterquerschnitt von 2500 mm^2 betrachtet und verglichen mit einem baugleichen Kabelsystem mit einem Kupferleiterquerschnitt von 2500 mm^2 . Die Legetiefe der Kabel beträgt 1,5 m, die Kabelschirme sind ausgekreuzt. Dem Erdboden werden Standard-Eigenschaften nach IEC/VDE [2] zugeordnet:

- Wärmeleitfähigkeit des feuchten Erdbodens $\lambda_F = 1,0 \text{ W/(K m)}$,
- Wärmeleitfähigkeit des ausgetrockneten Erdbodens $\lambda_T = 0,4 \text{ W/(K m)}$
- Grenztemperatur für Bodenaustrocknung bei Dauerlast $\Delta\vartheta_g = \vartheta_a + 15 \text{ K}$ und
- ungestörte Bodentemperatur $\vartheta_a = 15^\circ\text{C}$.



Abb.3: Überlaufstutzen am Hochpunkt des Hüllrohres (Quelle: De Keerkring BV).

In der Abb. 4 sind die Dauerbelastbarkeiten des gebündelt verlegten Kabelsystems für einen thermisch stabilisierten Bereich mit dem Volumenbelag $V' = 0,8 \text{ m}^3/\text{m}$ und der Wärmeleitfähigkeit λ als Funktion der Höhe h des Bereiches wiedergegeben.

Während sich in Abb. 4 für normales Stabilisierungsmaterial mit $\lambda = 1,0 \text{ W}/(\text{K m})$ ein schwach ausgeprägtes Maximum (mit rd. 1350 A) für einen nahezu quadratischen Bereich mit der Höhe $h \approx 0,9 \text{ m}$ und der Breite $b \approx 0,9 \text{ m}$ ergibt, zeigt sich für das hochwärmeleitfähige Material mit $\lambda = 4,0 \text{ W}/(\text{K m})$ eine mit wachsender Bereichshöhe kontinuierliche Zunahme der Strombelastbarkeit. Der Höchstwert von rd. 1650 A ergibt sich, wenn der stabilisierte Bereich mit $h \approx 1,8 \text{ m}$ bis zur Erdoberfläche reicht. Die Bereichsbreite beträgt dann nur $b \approx 0,45 \text{ m}$. Die für die beiden Höchstwerte erforderlichen Geometrien sind in der Abb. 5 verdeutlicht.

Dieses Optimierungsergebnis wiederholt sich auch bei anderen Kabelkonfigurationen. Tendenziell ergibt sich, dass für ein normales Stabilisierungsmaterial mit $\lambda = 1,0 \text{ W}/(\text{K m})$ eine Geometrieoptimierung sinnvoll ist, während für das hochwärmeleitfähige Material mit beispielsweise $\lambda = 4,0 \text{ W}/(\text{K m})$ immer eine möglichst große Bereichshöhe zu Lasten der Bereichsbreite angestrebt werden sollte.

In der Abb. 6 sind, wieder für die Varianten $\lambda = 1,0 \text{ W}/(\text{K m})$ und $\lambda = 4,0 \text{ W}/(\text{K m})$, die Dauerbelastbarkeiten des 110-kV-Einleiter-VPE-Kabels in gebündelter Anordnung mit einem Aluminiumleiterquerschnitt von 2500 mm^2 als Funktion der Querschnittsfläche A des thermisch stabilisierten Bereiches wiedergegeben. Dabei wurde für jede Bereichsfläche A eine Geometrieoptimierung – wie vorstehend beschrieben – vorgenommen. Zum

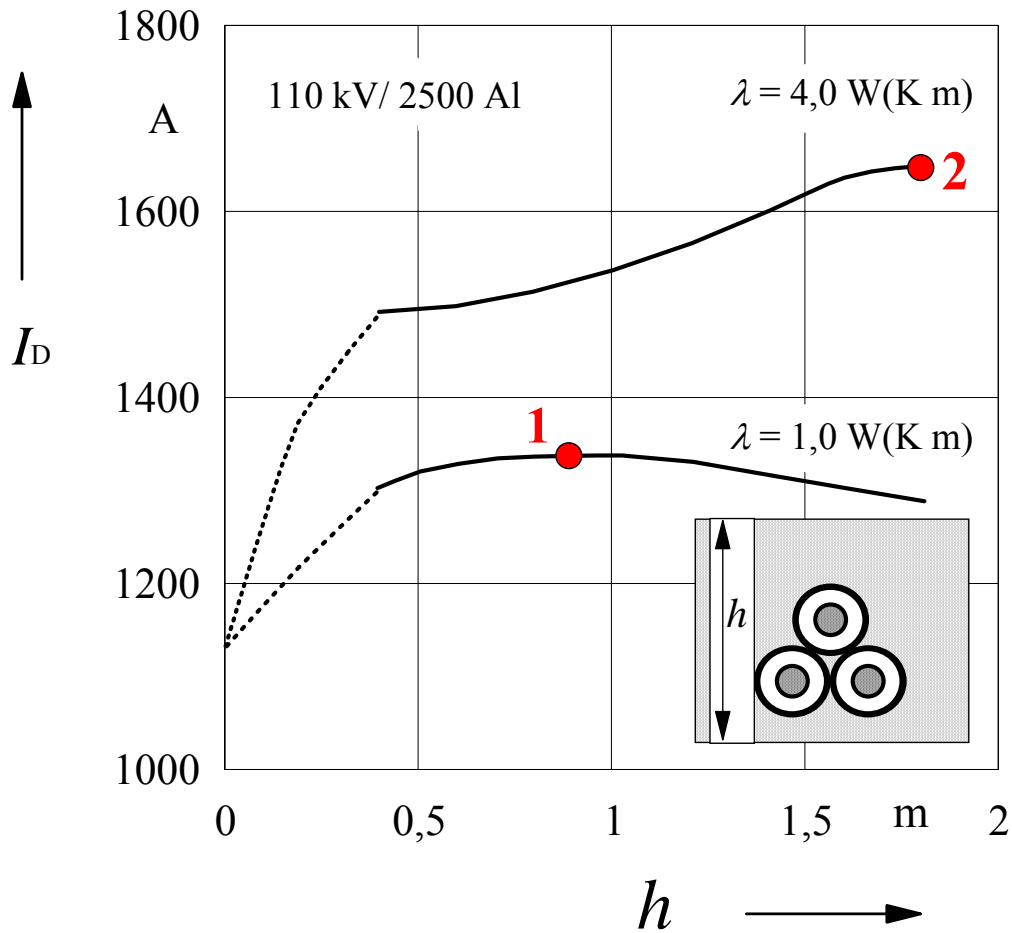


Abb. 4: Dauerbelastbarkeit eines 110-kV-Einleiter-VPE-Kabels in gebündelter Anordnung, Aluminiumleiterquerschnitt $3 \cdot 1 \cdot 2500 \text{ mm}^2$, stabilisierter Bereich mit $0,8 \text{ m}^3/\text{m}$, als Funktion der Höhe h ; Parameter: Wärmeleitfähigkeit λ

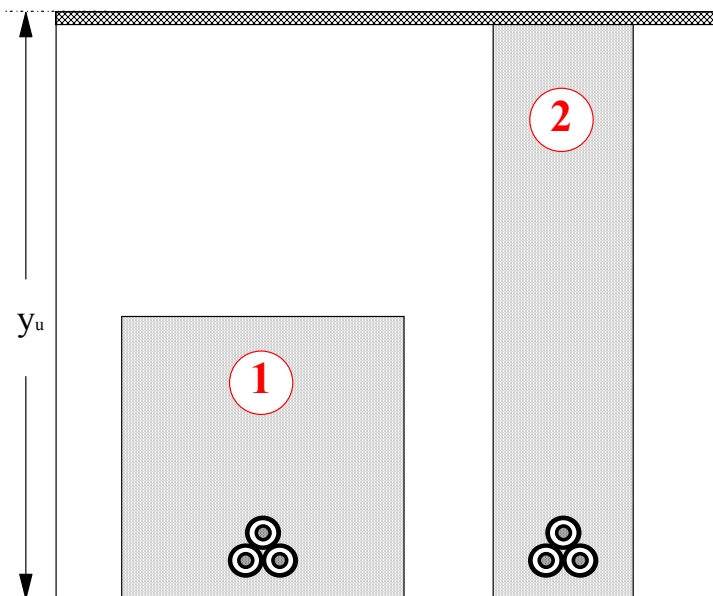


Abb. 5: Geometrische Realisierung der beiden Höchstwerte (Punkte 1 und 2) in Abb. 1

Vergleich sind die Belastbarkeiten eines baugleichen Kabels mit einem Kupferleiterquerschnitt von 2500 mm^2 wiedergegeben für die beiden Fälle:

- ohne thermische Stabilisierung (d.h. mit partieller Bodenaustrocknung „BA“) mit der Strombelastbarkeit $I_D = 1358 \text{ A}$ und
- Verwendung normalen Stabilisierungsmaterials mit $\lambda = 1,0 \text{ W/(K m)}$ mit der Strombelastbarkeit $I_D = 1547 \text{ A}$.

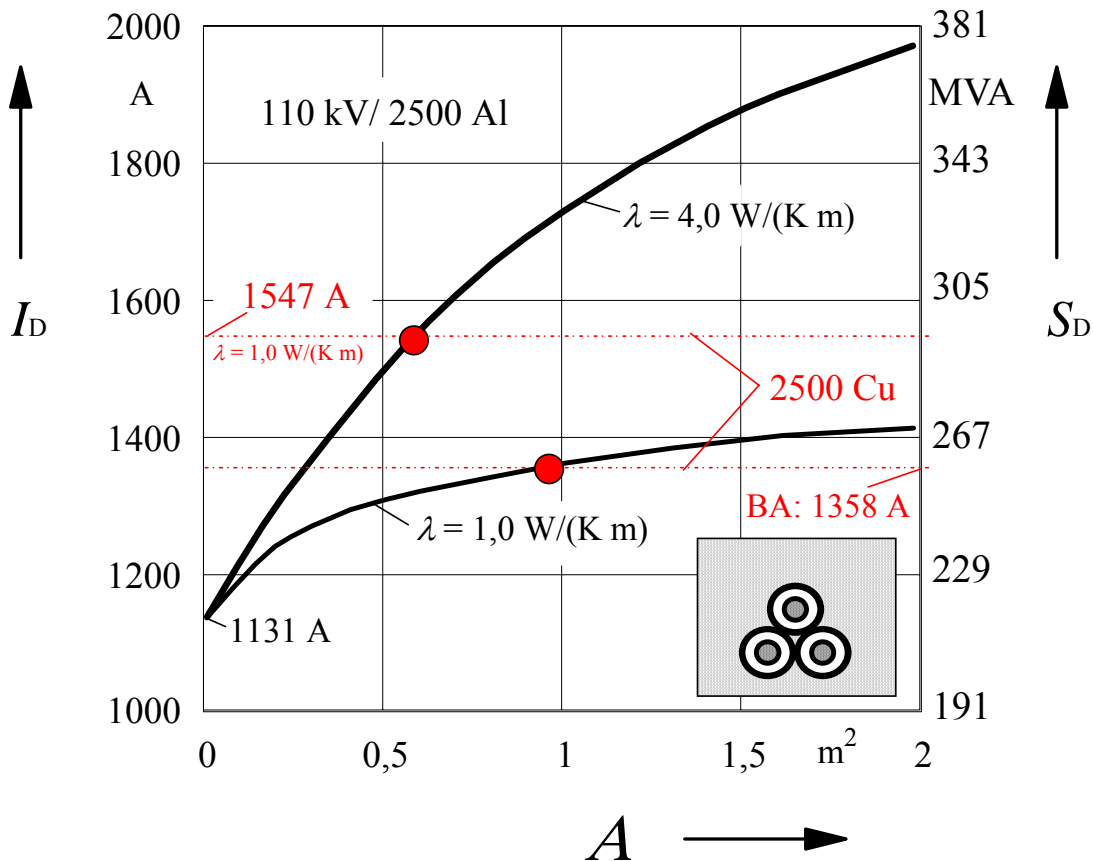


Abb. 6: Dauerbelastbarkeit eines 110-kV-Einleiter-VPE-Kabels in gebündelter Anordnung, Aluminiumleiterquerschnitt $3 \cdot 1 \cdot 2500 \text{ mm}^2$, als Funktion der Querschnittsfläche A des thermisch stabilisierten Bereichs

Der Abb. 6 kann folgendes entnommen werden:

- während mit normalem Stabilisierungsmaterial eine maximale Strombelastbarkeit von etwa 1400 A erreicht wird, ermöglicht das hochwärmeleitfähige Material Steigerungen um bis zu rd. 40 % mit Belastbarkeiten bis nahezu 2000 A.
- Die Belastbarkeit von 1547 A des Kabels mit Kupferleiter kann mit dem Aluminiumleiterkabel nicht erreicht werden, wenn normales Stabilisierungsmaterial eingesetzt wird.
- Bei Einsatz des hochwärmeleitfähigen Materials mit $\lambda = 4,0 \text{ W/(K m)}$ wird diese Belastbarkeit mit dem Aluminiumleiterkabel schon bei einem geringen Volumenbelag des stabilisierten Bereichs von $V' \approx 0,6 \text{ m}^3/\text{m}$ ermöglicht.
- Obwohl der elektrische Leitwert des Aluminiumleiterkabels gegenüber dem Kupferleiterkabel um fast 40 % verringert ist, lassen sich mit Hilfe des hochwärme-

leitfähigen Materials um bis zu rd. 20 % höhere Belastbarkeiten erzielen. Damit können in vielen Fällen Kupferleiterkabel durch querschnittsähnliche Aluminiumleiterkabel ersetzt werden mit entsprechenden Gewichts- und Kostenvorteilen.

- Während gebündelt verlegte 110-kV-Kupferleiterkabel mit normaler thermischer Stabilisierung bei rd. 295 MVA an ihre Grenze stoßen (2500 mm^2 ist heute üblicherweise der größte angebotene Leiterquerschnitt), lassen sich mit Hilfe des neuen Stabilisierungsmaterials trotz Einsatz der kostengünstigeren Aluminiumleiter Übertragungsleistungen bis zu etwa 360...380 MVA ermöglichen.

Zum Schluß der Betrachtungen zeigt Abb. 7 die Dauerbelastbarkeit des 110-kV-Einleiter-VPE-Kabels (Aluminiumleiterquerschnitt $3 \cdot 1 \cdot 2500 \text{ mm}^2$) in einer Einebenenordnung, lichter Abstand $\Delta s = 0,2 \text{ m}$, als Funktion der Höhe h des thermisch stabilisierten Bereichs mit dessen Querschnittsfläche A als Parameter. Bei entsprechendem Materialaufwand (z.B. $V' = 2,0 \text{ m}^3/\text{m}$) können mit dieser Anordnung Übertragungsleistungen bis zu 400 MVA erreicht werden.

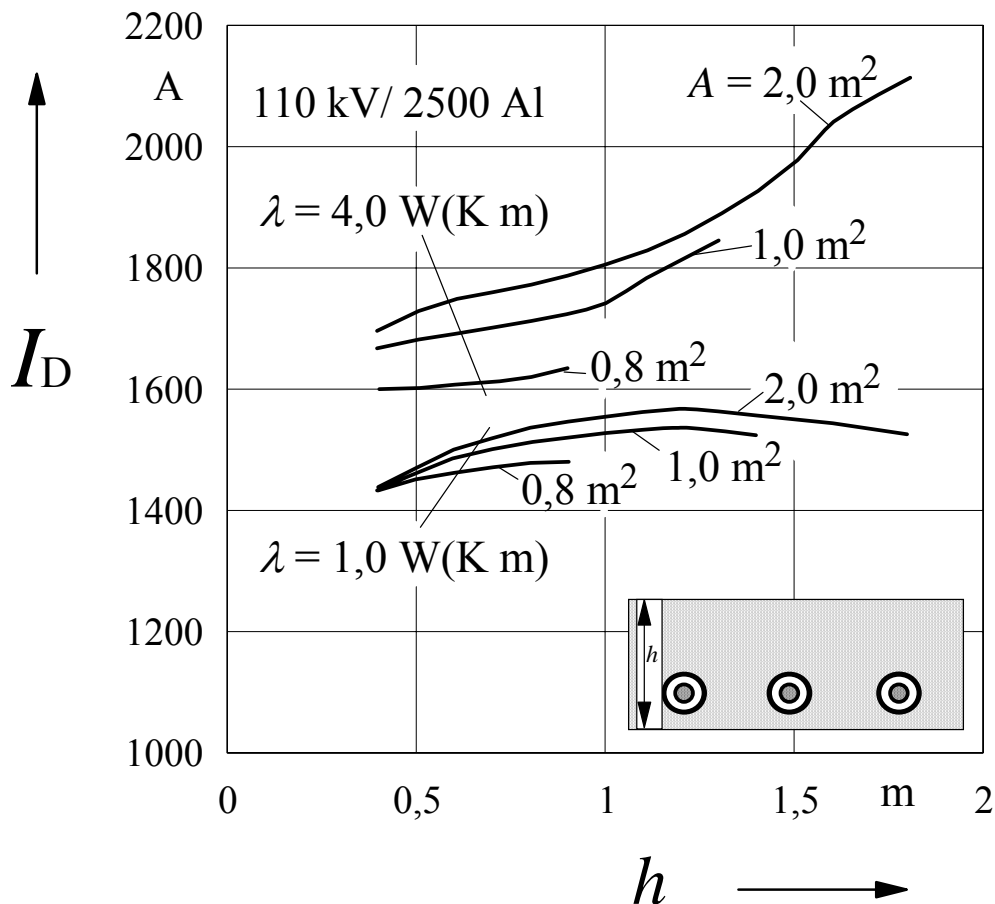


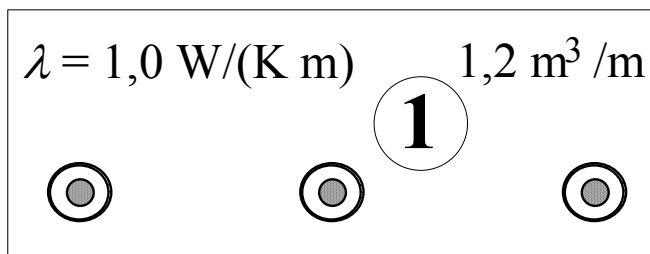
Abb. 7: Dauerbelastbarkeit eines 110-kV-Einleiter-VPE-Kabels in Einebenenordnung Aluminiumleiterquerschnitt $3 \cdot 1 \cdot 2500 \text{ mm}^2$, als Funktion der Höhe h des thermisch stabilisierten Bereichs mit der Querschnittsfläche A als Parameter $h_v = 1,5 \text{ m}$; $\Delta s = 0,2 \text{ m}$; $y_u = 1,8 \text{ m}$

3. Magnetfeldverringering durch Spezialbeton ?

Im Folgenden wird von der Aufgabe ausgegangen, im 110-kV-Netz eine Leistung von 260 MVA (1365 A) als Dauerlast zu übertragen. Eingesetzt werden sollen hierzu 110-kV-VPE-Einleiterkabel mit einem Kupferleiterquerschnitt von 1200 mm^2 . Verglichen werden die beiden Anordnungen nach Abb. 8. Die Legetiefe der Kabel beträgt wieder 1,5 m.

Abb. 8a betrachtet den Fall, dass zur thermischen Stabilisierung des Kabelgrabens herkömmlicher Magerbeton mit einer Wärmeleitfähigkeit von $\lambda = 1,0 \text{ W/(K m)}$ eingesetzt wird. Um mit den vorgegebenen Kabeln den geforderten Strom von 1365 A übertragen zu können, müssen die Kabel in einer Einebenenordnung mit einem lichten Abstand von $\Delta s = 0,5 \text{ m}$ verlegt werden. Wählt man rechts, links und unterhalb der Kabel eine Dicke des Magerbetonblocks von rd. 25 cm und variiert die Überdeckung y_0 des Blockes, so verändert sich die Strombelastbarkeit des Kabelsystems entsprechend Kenlinie 1 in der Abb. 9. Demnach muss für den geforderten Strom von 1365 A die Überdeckung y_0 etwa zu 1,15 m gewählt werden, woraus sich ein Materialbedarf von rd. $1,2 \text{ m}^3/\text{m}$ ergibt.

a)



b)

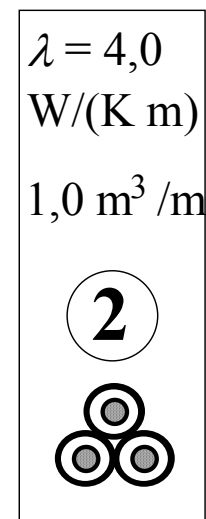


Abb. 8: 110-kV-VPE-Einleiterkabel für 260 MVA Dauerlast (1365 A) in den Ausführungsvarianten 1 und 2

- 1: Einebenenordnung ($\Delta s = 0,5 \text{ m}$) mit thermischer Stabilisierung mit $\lambda = 1,0 \text{ W/(K m)}$
- 2: Gebündelte Verlegung mit thermischer Stabilisierung mit $\lambda = 4,0 \text{ W/(K m)}$

Zur Diskussion des Magnetfeldes dieser Anordnung zeigen die Kennlinien 1 in der Abb. 10 für Vollast (1365 A) die magnetische Induktion oberhalb der Kabel, und zwar einerseits direkt an der Erdoberfläche (dünne Kennlinien) und andererseits in einer Höhe von 1,0 m über dem Erdboden. Deutlich wird, dass direkt oberhalb der Kabel in 1,0 m Höhe eine maximale magnetische Induktion von rd. $42 \mu\text{T}$ erreicht wird, und dass an der Erdoberfläche sogar der auch international oft vorgegebene Grenzwert der Blmsch-VO von $100 \mu\text{T}$ überschritten wird. Dies ist ein typischer Nachteil der zur Erzielung hoher Kabelbelastbarkeiten eingesetzten Einebenenordnung. Eine dichte Dreiecksanordnung

der Kabel ist bei Einsatz normalen Stabilisierungsmaterials beim vorgegebenen Laststrom nicht möglich.

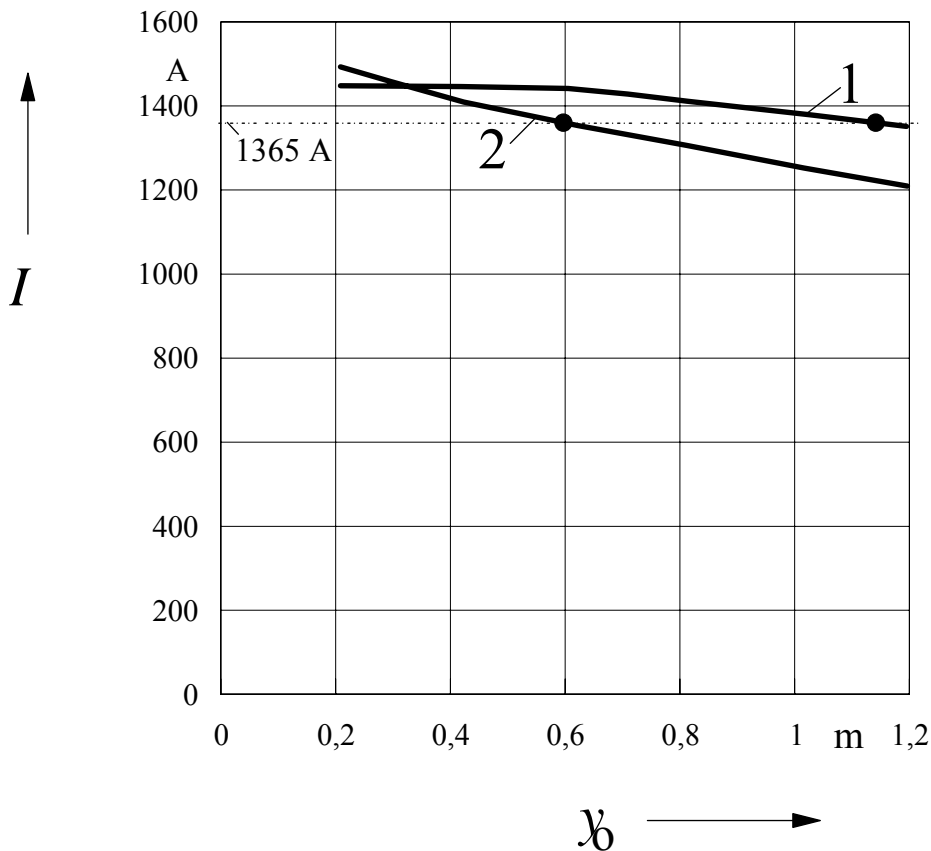


Abb. 9: Strombelastbarkeiten der Anordnungen 1 und 2 in der Abb. 8 als Funktion der Überdeckung y_0 des oberen Randes des thermisch stabilen Blocks

Geht man zur Dreiecksanordnung 2 der Abb. 8b bei Einsatz des hochwärmeleitfähigen Materials mit $\lambda = 4,0 \text{ W}/(\text{K m})$ über und variiert die Überdeckung y_0 des Blockes, so verändert sich die Strombelastbarkeit des Kabelsystems entsprechend Kennlinie 2 in der Abb. 9. Jetzt muss für den geforderten Strom von 1365 A die Überdeckung zu $y_0 = 0,58 \text{ m}$ gewählt werden, woraus ein Materialbedarf von rd. $1,0 \text{ m}^3/\text{m}$ folgt.

Geringe Magnetfelder sind ein wesentlicher Vorteil der gebündelten Dreiecksverlegung. Dies machen die Kennlinien 2 in der Abb. 7 deutlich: direkt oberhalb der Kabel in 1,0 m Höhe ergibt sich eine maximale magnetische Induktion von nur $3,4 \mu\text{T}$. Auch direkt an der Erdoberfläche wird der Grenzwert von $100 \mu\text{T}$ um eine Größenordnung unterschritten.

Ein weiterer international diskutierter, sehr niedriger Grenzwert, der beispielsweise in bestimmten Regionen Italiens vorgeschrieben wird, beträgt $0,2 \mu\text{T}$. Nach Abb. 11, in der in Ergänzung zur Abb. 10 das magnetische Fernfeld wiedergegeben ist, wird dieser Grenzwert durch die Einebenenordnung nach Abb. 8a erst in einem seitlichen Abstand von fast 50 m eingehalten. Bei der Dreiecksanordnung nach Abb. 8b hingegen wird dieser Grenzwert schon bei Abständen von etwas mehr als 10 m unterschritten.

Dieses Anwendungsbeispiel steht für viele Fragestellungen im Zusammenhang mit Maßnahmen zur Magnetfeldverringern (z.B. [3], [4]): oft führen solche Maßnahmen – wie beispielsweise auch Kompensationsleiter, Abschirmbleche, Stahlrohre usw. – wegen der zusätzlich entstehenden Verluste zu Belastbarkeitsverringern. Wie hier gezeigt, können solche Belastbarkeitsverringern durch den Einsatz des hochwärmeleitfähigen Spezialbetons kompensiert werden.

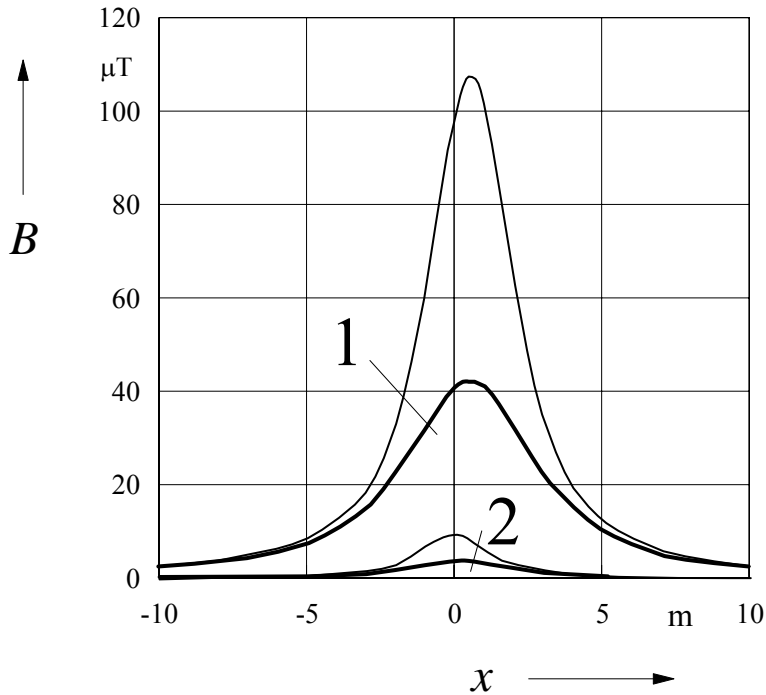


Abb. 10: Magnetische Induktionen in 1,0 m Höhe (dick) und direkt an der Erdoberfläche (dünn) für die Anordnungen 1 und 2 der Abb. 8
 $I = 1365 \text{ A}$; $S = 260 \text{ MVA}$ ($x = 0 \text{ m} \equiv$ Achse des linken Kabels)

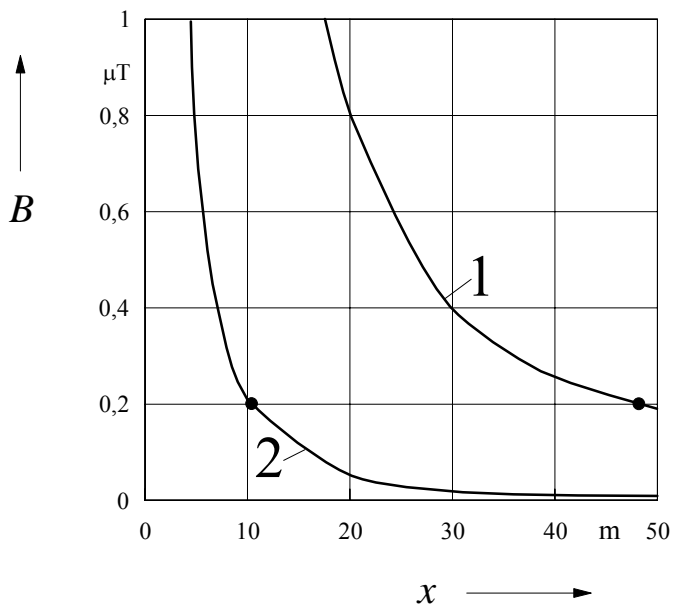


Abb. 11: Wie zu Abb. 10, aber: magnetisches Fernfeld

4. Thermische Engpässe in Näherungs- und Kreuzungsbereichen von Kabeln

Thermische Engpässe treten entlang der Kabeltrassen in Ballungsgebieten häufig auf, beispielsweise durch Annäherungen oder Kreuzungen mit Fremdwärmequellen wie z.B. anderen Kabeln oder Fernheizrohren. Ohne Gegenmaßnahmen können sie das Übertragungsvermögen der Kabel erheblich einschränken.

Als ein Beispiel werde das schon im vorigen Beispiel diskutierte 110-kV-VPE-Einleiterkabelsystem mit einem Kupferleiterquerschnitt von 1200 mm^2 in gebündelter Anordnung betrachtet. Mit dem Kabel soll im 110-kV-Netz eine Leistung von 180 MVA (945 A) als Dauerlast übertragen werden. Die Legetiefe der Kabel beträgt wieder 1,5 m. Ohne thermische Stabilisierung, d.h. bei partieller Bodenaustrocknung, beträgt die Dauerbelastbarkeit des Kabels 952 A bzw. 181,3 MVA.

Ausgegangen wird von einem thermischen hot-spot der Trasse, wie er in der Abb. 12a in der Draufsicht und in der Abb. 12b im Querschnitt wiedergegeben ist: ein 10-kV-VPE-Einleiterkabel, Kupferleiterquerschnitt 400 mm^2 , mit einer Dauer-Höchstlast von 7,0 MVA (404 A), nähert sich dem 110-kV-Kabelsystem und liegt über einen begrenzten Trassenbereich oberhalb des 110-kV-Systems in einer Tiefe von 1,2 m in einer Einbenenordnung (lichter Abstand der Kabeladern: $\Delta s = 0,07 \text{ m}$).

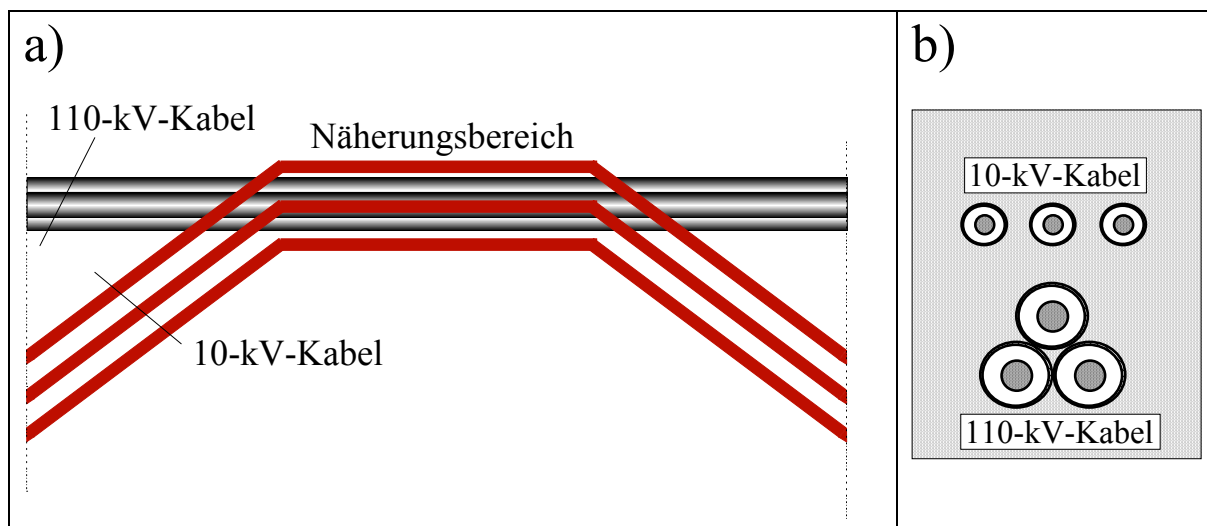


Abb. 12: Näherungsbereich zweier Kabel (schematisch)

a) Draufsicht

b) Anordnung im
Näherungsbereich

Ohne weitere Maßnahmen wird die Belastbarkeit des 110-kV-Kabelsystems auf 727 A bzw. 138,4 MVA, d.h. um rd. 24 % reduziert und unterschreitet die geforderte Übertragungsleistung erheblich.

Beide Kabelsysteme sollen nun entsprechend Abb. 12b mit thermisch stabilisiertem Material umgeben werden. Wählt man rechts, links und unterhalb der Kabel eine Dicke des Magerbetonblocks von rd. 25 cm und variiert die Überdeckung y_0 des Blockes, so verändert sich die Strombelastbarkeit des Kabelsystems entsprechend Kenlinie 1 in

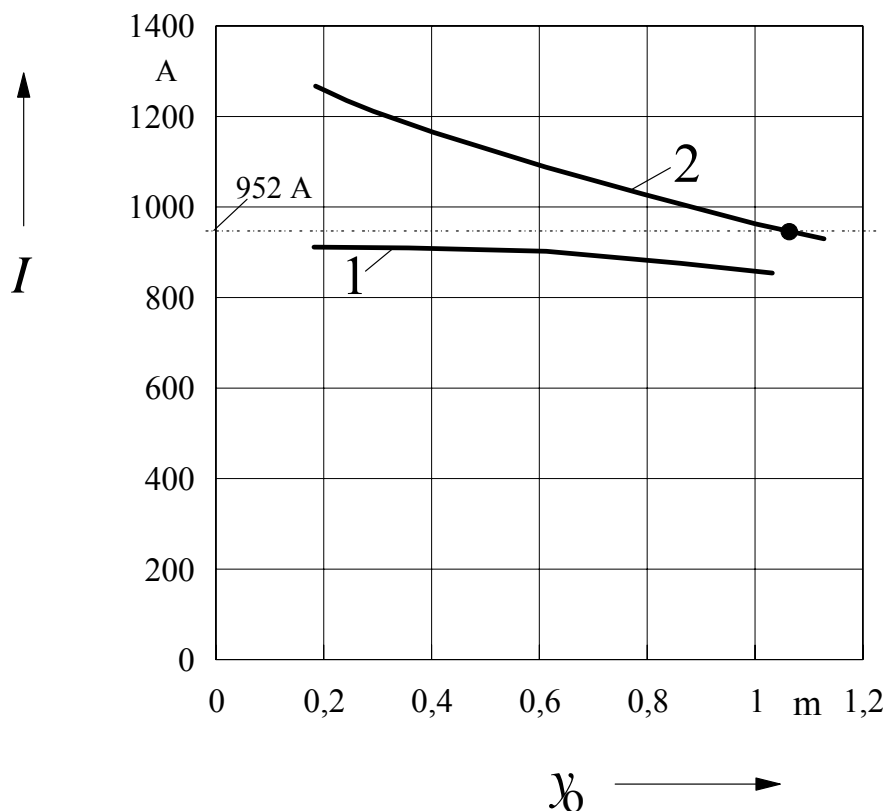


Abb. 13: Strombelastbarkeit des 110-kV-VPE-Kabelsystems in der Naherungsanordnung nach Abb. 9 als Funktion der Überdeckung y_0 des thermisch stabilen Blocks

1:	thermische Stabilisierung mit	$\lambda = 1,0 \text{ W/(K m)}$
2:	thermische Stabilisierung mit	$\lambda = 4,0 \text{ W/(K m)}$

Abb. 13, wenn zur Stabilisierung ein herkömmlicher Magerbeton mit einer Wärmeleitfähigkeit von $\lambda = 1,0 \text{ W/(K m)}$ eingesetzt wird. Zu erkennen ist, dass mit dieser Maßnahme die geforderte Belastbarkeit von 952 A nicht erreicht wird.

Wird hingegen das hochwärmeleitfähige Material mit $\lambda = 4,0 \text{ W/(K m)}$ eingesetzt, so reicht schon eine Überdeckung von $y_0 = 1,05 \text{ m}$ aus, was einem Volumenbelag des Blocks von $V' = (1,8 \text{ m} - 1,05 \text{ m}) \cdot 0,6 \text{ m} = 0,45 \text{ m}^3/\text{m}$ entspricht.

Ist die Länge des Naherungsbereichs z.B. auf einige 100 m begrenzt, so stehen die Kosten für eine thermische Stabilisierung innerhalb dieses Bereiches in keinem Verhältnis zu den Mehrkosten, die durch eine ansonsten erforderliche Vergrößerung des Leiterquerschnitts im 110-kV-Kabelsystem über dessen gesamte Trassenlänge verursacht werden. Der Einsatz des Spezialbetons ist daher in solchen hot-spot-Situationen auch wirtschaftlich interessant.

4. Folgerungen

Vorgestellt wird ein von der Firma HeidelbergCement Baustoffe für Geotechnik, Ennigerloh, in Zusammenarbeit mit der Firma nkt cables GmbH, Köln, und dem Fachgebiet Energietransport und –speicherung der Universität Duisburg-Essen entwickelter hochwärmeleitfähiger Spezialbeton zur thermischen Stabilisierung von Kabelgräben. Je nach Rezeptierung überschreitet die Wärmeleitfähigkeit dieses Spezialbetons die Wärmeleitfähigkeiten bisher eingesetzter Magerbeton- oder Sandmischungen um einen Faktor von 2 bis 4. Thermische und mechanische Eigenschaften des Materials können bedarfsangepasst in weiten Grenzen variiert werden.

An Beispielen werden die sich ergebenden Vorteile und Einsatzmöglichkeiten aufgezeigt.

Zunächst kann bei Kabelanordnungen mit geringer Oberfläche zur Wärmeabgabe, beispielsweise bei Rohrkabeln oder gebündelt verlegten Kabeln, die Wärmeabfuhr erheblich verbessert und damit die Kabelbelastbarkeit gesteigert werden.

Zudem ergibt sich in vielen Fällen die Möglichkeit, Kupferleiter durch querschnittsgleiche oder –ähnliche Aluminiumleiter zu ersetzen, wodurch leichtere und kostengünstigere Kabel eingesetzt werden können.

Thermische Engpässe, wie sie beispielsweise bei Näherungen und Kreuzungen von Kabeln mit anderen Kabeln oder Fernheizrohren gegeben sind, können durch den Einsatz des hochwärmeleitfähigen Materials neutralisiert werden, wodurch kostenträchtige Überdimensionierungen der Kabel vermieden werden.

Damit ergeben sich grundsätzlich neue Gestaltungsmöglichkeiten für Energiekabeltrassen. Einige Möglichkeiten zur Geometrieoptimierung der thermisch stabilisierten Bereiche werden aufgezeigt.

5. Schrifttum

- [1] J. Dietrich
C. Pufahl
Verfüllbaustoffe für Geothermiebohrungen – Möglichkeiten, Anforderungen und Grenzen (Teil 2)
bbr 07-08, 2007, pp. 32-37
- [2] G. Anders
H. Brakelmann
Cable Crossings – Derating Considerations
Part I + II
IEEE Power Delivery 1998, S. 709-720
- [3] H. Brakelmann
Magnetfeldreduzierung bei Drehstrom-Einleiterkabeln
Bulletin des SEV, 2008, pp. 31-36
- [4] H. Brakelmann
Optimisation of Compensation Conductor Systems for
Magnetic Field Mitigation
7th Intern. Conf. on Large-Scale Integration of Wind
Power, Madrid, 2008, pp. 367-374